



Osservatorio delle Imprese

Facoltà di Ingegneria Civile e Industriale
Sapienza, Università di Roma

SICCITÀ, TRANSIZIONE AUTO, CASE GREEN

Mission impossible, yet mandatory



Patrocinio del Ministero dell'Ambiente
e della Sicurezza Energetica

Settembre 2023

Osservatorio delle Imprese

Facoltà di Ingegneria Civile e Industriale

Sapienza, Università di Roma

SICCITÀ,
TRANSIZIONE AUTO,
CASE GREEN

Mission impossible, yet mandatory

Domenico Borello, Carmine Cava, Carlotta Cosentini,
Martina Damizia, Paolo De Filippis, Livio De Santoli,
Luca Di Palma, Gabriele G. Gagliardi, Riccardo Gallo,
Francesco Napolitano, Lorenzo M. Pastore, Laura Pompei,
Elena Ridolfi, Marco Stoller, Andrea Vallati, Nicola Verdone,
Giorgio Vilardi, Francesco Zecca

INDICE

Sintesi e conclusioni	V
1. SICCATÀ: SCENARI E POSSIBILI INTERVENTI A MEDIO E LUNGO TERMINE	1
1.1 Scenari futuri di siccità a breve, medio e lungo termine.	1
1.2 Impatti di una crisi idrica sui sistemi idro-esigenti	10
1.2.1 <i>Infrastrutture idriche</i>	10
1.2.2 <i>Infrastrutture irrigue</i>	12
1.3 Interventi gestionali e strutturali in emergenza e a medio-lungo termine.	14
1.4 Implementazione di politiche finalizzate all'efficiamento, risparmio e riuso della risorsa idrica	16
1.5 Aspetti economici, ambientali e normativi	20
1.5.1 <i>Analisi d'uso della risorsa idrica</i>	21
1.5.2 <i>La normativa</i>	22
1.5.3 <i>Risultati dell'analisi</i>	24
1.5.4 <i>Considerazioni conclusive</i>	26
1.6 Proposte operative di contrasto, adattamento e da implementare	27
2 AUTO: TRANSIZIONE PARCO AUTO E RICONVERSIONE RAFFINERIE	35
2.1 La mobilità a idrogeno come completamento alla elettrificazione del settore dei trasporti	35
2.2 Caratteristiche dei sistemi di trazione basati su Fuel cell e batterie	37
2.3 Impiego di idrogeno e combustibili correlati (ammoniaca, metanolo) per la mobilità	39
2.3.1 <i>Mobilità stradale</i>	39
2.3.2 <i>Mobilità ferroviaria</i>	40
2.3.3 <i>Mobilità navale ed aerea</i>	40
2.4 Le stazioni di rifornimento a idrogeno. Criticità e potenzialità	41

2.5 Cenni alle problematiche di produzione, trasporto e stoccaggio dell'idrogeno per la mobilit�.	43
2.6 Biofuels	46
2.6.1 <i>Biocarburanti di prima generazione e biocarburanti avanzati (o di seconda generazione)</i>	46
2.6.2 <i>Processi di produzione e caratteristiche dei prodotti</i>	48
2.7 E-fuels	53
2.7.1 <i>Descrizione dei processi di produzione</i>	53
2.7.2 <i>Valutazione tecnico-ambientale</i>	57
2.7.3 <i>Valutazione economica</i>	59
2.7.4 <i>Contesto degli e-fuels nel futuro dell'Europa</i>	61
3 IL MIGLIORAMENTO DELLA PRESTAZIONE ENERGETICA DEGLI EDIFICI, OBIETTIVI E STRATEGIE	63
3.1 Il recepimento della direttiva 2018/844 (EPBD)	63
3.2 Le azioni inerenti il Decreto Legislativo 192/2005	64
3.3 Strategia a lungo termine di ristrutturazione del parco immobiliare nazionale	65
3.4 Le CER: Accumulo energia termica ed elettrica per l'edilizia, Demand response	66
3.5 Edifici intelligenti, ZEB, NZEB e nZEB	70
3.6 Elettificazione dei sistemi impiantistici, quota delle fonti rinnovabili di energia	74
3.7 Criteri ambientali minimi per l'affidamento di servizi energetici per gli edifici, Servizio elettrico e Servizio termico	75
PROFILI PROFESSIONALI	79

SINTESI E CONCLUSIONI

Riccardo Gallo

Il titolo di questo Rapporto declina i tre principali nodi del governo dell'ambiente e della sicurezza energetica. Il sottotitolo sintetizza con uno slogan ad effetto le conclusioni cui il Rapporto perviene. La trattazione dei temi rientra in una convenzione della Facoltà di Ingegneria Civile e Industriale della Sapienza con il MASE, ministero patrocinatore, è improntata a indipendenza di impostazione, in uno spirito di servizio culturale dell'Accademia nei confronti del policy maker.

Il capitolo 1, coordinato da Francesco Napolitano, indaga il fenomeno della siccità, lo classifica in quattro specie, in funzione delle cause e dell'ambito degli effetti, ne elenca i criteri di misura in termini di severità, frequenza, estensione dell'area interessata, durata, intensità. Analizza il dataset disponibile, basato su numerose variabili meteorologiche, misurate per tutte le regioni italiane, illustra quanto contenuto nel Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC), basato su modelli previsioni al trentennio avente per baricentro temporale il 2050, articolato in più scenari. Emerge un diffuso aumento delle temperature per tutti gli scenari, più pronunciato per quello che ipotizza una persistenza degli odierni ritmi di crescita delle emissioni atmosferiche. A questo aumento corrisponde una diminuzione delle precipitazioni complessive annue nel sud Italia, un aumento nelle aree del nord e nord-ovest. La previsione delle variazioni di precipitazione risulta tuttavia più incerta al variare delle temperature nello spazio e nel tempo. Vengono poi indagati altri fenomeni, come le ondate di caldo e di freddo, e le interazioni tra queste e gli eventi siccitosi.

Tutti questi cambiamenti impattano sul ciclo idrologico e sulla disponibilità di risorsa idrica. A utilizzare maggiormente la risorsa idrica sono il settore agricolo (circa 20 miliardi di metri cubi), l'idropotabile (metà) e l'industria manifatturiera (metà della metà). L'Italia è considerato un Paese soggetto a stress idrico medio-alto dall'OCSE. Il regime idrologico è diventato via via prevalentemente artificiale, nel senso che l'adattamento alla siccità è avvenuto attingendo alle risorse idriche immagazzinate in modo naturale (acque sotterranee) o artificiale (dighe, invasi). Gli invasi mitigano i surplus e i deficit di risorse e consentono di bilanciare domanda e offerta, cioè di programmare il soddisfacimento della domanda. La siccità impatta negativamente anche sullo stato di efficienza delle infrastrutture idrauliche.

L'impatto del cambiamento climatico sta mettendo sotto forte pressione il settore agricolo, in quanto l'85% delle colture prodotte in Italia sono irrigue. Quasi la metà dei terreni agricoli irrigati è esposta a condizioni di siccità severo-estrema. Importanti innovazioni tecnologiche (vedi Associazione Nazionale Bonifiche Irrigazioni Miglioramenti Fondiari) favoriscono una gestione sostenibile dell'acqua, ne riducono i consumi e migliorano la produttività del settore agricolo. Per esempio, sistemi di telecontrollo, metodi di misurazione dei volumi, sistemi di sollevamento ad alta efficienza, apparati di sicurezza, paratoie automatiche per canali a cielo aperto, utilizzo di dati satellitari per informazioni sull'umidità del suolo, reti di sensori IoT wireless ultra narrow band utili anche per risparmio idrico, pannelli solari sui tetti delle stalle, droni, sensori e sistemi di controllo remoto.

Il PNACC individua le aree più a rischio, analizza l'impatto per fasce di popolazione, permette di assicurare che gli impatti siano equamente distribuiti tra le generazioni presenti e quelle future, crea le premesse per pianificare gli interventi a breve e lungo termine. La risposta alla siccità può

essere effettuata attraverso tre possibili azioni di adattamento: soft (misure politiche, giuridiche, sociali, gestionali e finanziarie per aumentare la percezione del rischio), verdi (misure sull'ambiente e sugli ecosistemi per migliorare la capacità adattiva), infrastrutturali o tecnologiche (misure costruttive per rendere territorio, edifici, infrastrutture e le più resilienti al rischio). Tra queste ultime, ci sono gli invasi le vasche di raccolta delle acque meteoriche a fini agricoli, i depuratori di acque reflue per uso irriguo, gli impianti di desalinizzazione come fonti idriche potabili alternative ed economicamente sostenibili. Le due principali tecnologie per la dissalazione dell'acqua di mare sono la distillazione multi stage flash (MSF) e gli impianti a membrane, ad osmosi inversa (RO). Gli impianti a membrane non hanno bisogno di fonti cogenerative, spesso non rinnovabili, e sono anche sensibilmente più piccoli, impattano meno sull'ambiente. Le esperienze nei paesi del Medio Oriente sono estremamente positive e sembrano replicabili in Italia, dove la minore salinità dell'acqua di mare semplifica il processo. Piccoli impianti RO già esistenti in Sicilia, Toscana e Lazio dimostrano che la dissalazione dell'acqua di mare può essere una soluzione, anche perché non costano troppo e possono essere velocemente installati.

La depurazione e il riuso delle acque depurate, con re-immissione in falda, oppure quello a risorsa idrica nei processi agroalimentari oggi sono tecnicamente possibili: in Italia è ben sperimentata con l'acqua di vegetazione delle olive, i reflui zootecnici e quelli uscenti dalle concerie. Le soluzioni tecniche sono due: mineralizzazione e trattamento del refluo con membrane. Nella prima, i contaminanti organici sono distrutti mediante corrente elettrica. Nella seconda si ricorre a coagulazione, flocculazione, ultrafiltrazione, nanofiltrazione e osmosi inversa. Si ottiene un'acqua depurata qualificata per lo scarico nel sistema di fognatura civile comunale, all'80% del volume iniziale. Il residuo è compatibile per altri usi come la produzione di biogas o per il nutrimento nella produzione di microalghe. La fattibilità economica del processo è stata dimostrata più volte, con costi inferiori rispetto alla pratica dello spargimento su terreno. Infine, il processo permette di recuperare i polifenoli come sostanza dall'elevato valore aggiunto che può essere impegnato nell'industria nutraceutica. Il miglioramento della qualità nell'intero ciclo delle acque è obiettivo del PNRR (Investimento 4.4).

* * *

Il capitolo 2, coordinato da Domenico Borello, analizza i carburanti dei motori dei mezzi di trasporto e la relativa transizione. I trasporti sono responsabili di ben un quarto delle emissioni globali di anidride carbonica, perché impiegano in grande prevalenza motori endotermici alimentati da combustibili fossili. Per decarbonizzarli, in campo internazionale si sta puntando a: (1) sostituire i motori endotermici con quelli (1.1) elettrici a batteria (BEVs, però non ancora competitivi per costi, bassa autonomia e lunghi tempi di ricarica), con quelli (1.2) a celle a combustibile (a idrogeno, FCEVs, sebbene la tecnologia sia matura la loro diffusione è limitata dalla carenza di stazioni di rifornimento, dalla scarsa disponibilità di idrogeno prodotto da fonti rinnovabili e comunque dagli alti costi dell'idrogeno stesso), e (2) sostituire i combustibili fossili con (2.1) idrogeno o con (2.2) combustibili a basso tenore di carbonio (bio-fuels, e-fuels).

In molti campi della mobilità, l'impiego di idrogeno può ridurre le emissioni di gas serra e migliorare la qualità dell'aria. Infatti, i motori FCEVs scaricano solo acqua, sono silenziosi, vantano nella mobilità stradale una buona autonomia, fino a 700 km con un pieno di idrogeno, prestazioni simili ai motori convenzionali in termini di accelerazione e velocità, nonché tempi di ricarica molto ridotti rispetto a quelli a batteria e in linea con quelli delle auto elettriche. Nella mobilità ferroviaria gli FCEVs sono ideali per le linee locali non elettrificate, che in Italia sono quasi un terzo e vengono servite da treni a motore diesel. Nella mobilità navale, dove uno stoccaggio elevato di idrogeno è impossibile, si ricorre all'impiego alternativo di ammoniaca e metanolo, quali combustibili ad alto contenuto di idrogeno ed eventualmente producibili per via rinnovabile e con tecniche di cattura

e riciclo della CO₂. La cosa si complica ancor più nel trasporto aereo. Infine, oltre a tutte queste difficoltà, il ricorso all'idrogeno andrebbe bene sempre che esso fosse prodotto da fonti rinnovabili (idrogeno verde) e non come avviene oggi prodotto da gas naturale o carbone. Progressi importanti sono stati compiuti da Stati e imprese nella sperimentazione e nelle infrastrutture. Per esempio, Giappone, Corea del Sud, Germania e California stanno creando reti di stazioni di rifornimento di idrogeno. In Italia per il trasporto stradale pesante, 40 di queste stazioni sono in fase di realizzazione grazie a risorse del PNRR. A fine marzo scorso, l'Ue ha annunciato un nuovo atto legislativo fondamentale per sviluppare infrastrutture per i carburanti alternativi. Ma, per vedere entro il 2030 almeno una stazione di rifornimento idrogeno ogni 200 km della rete centrale trans-europea, occorrerà aspettare che le Istituzioni europee l'approvino ufficialmente. Nel trasporto di idrogeno, per non costruire nuove costose pipeline, se si volessero utilizzare i metanodotti esistenti e riconvertirli, bisognerebbe studiare come ovviare al fatto che l'idrogeno infragilisce le condutture e che, a parità di pressione di mandata, il flusso di potenza attraverso la pipeline sarebbe molto inferiore a causa della densità dell'idrogeno ridotta rispetto al gas naturale. Quanto al mercato dell'idrogeno, entro il 2027 gli Stati Membri dell'Ue dovranno preparare un piano di offerta. La capacità manifatturiera specifica dei fabbricanti di auto, infatti, oggi è pari a 3.5 GW/anno ma potrebbe crescere molto. Al 2050 tutto l'idrogeno e i combustibili a base di idrogeno nel migliore dei casi potranno soddisfare poco più di un quarto della domanda totale. Per tutto quanto sopra, oltre che per il costo delle celle a combustibile e per una miriade di altri problemi tecnici non ancora risolti, l'adozione su larga scala mondiale degli FCEVs appare lontana nel tempo.

Gli e-fuels sono carburanti liquidi o gassosi: e-hydrogen, e-methane, e-methanol, e-polyoxymethylene dimethyl ethers, e-gasoline ed e-kerosene, e sono tutti prodotti con una reazione di sintesi chimica a bassa temperatura in processi fortemente energivori, alimentati da energia elettrica rinnovabile. Si parte da anidride carbonica la quale (così almeno è prescritto) dal 2050 dovrà essere circoscritta solo a quella catturabile nell'aria. A quella data, i costi di fornitura di e-fuels si collocerebbero nell'intervallo 1.6-4.1 €/l di diesel-equivalente, cioè su livelli di costo molto superiori a quelli dei carburanti di origine fossile (0.3 €/l per un prezzo del greggio di 40 €/bbl). Per soddisfare l'Accordo di Parigi e il conseguente obiettivo di limitare il riscaldamento globale, tuttavia, i combustibili fossili dovranno essere quasi completamente eliminati nel lungo periodo. A causa delle distanze e delle modalità relative al trasporto, gli e-fuels dovrebbero essere liquefatti alla partenza, con un incremento ulteriore dei costi. Infine, se l'odierna domanda di carburante per i trasporti dell'Ue fosse completamente soddisfatta con gli e-fuels, il conseguente fabbisogno di elettricità da fonte rinnovabile sarebbe pari a più di metà del potenziale di produzione di energia rinnovabile. In conclusione, visto che anche altri settori necessiterebbero di elettricità rinnovabile, l'approccio costituito dagli e-fuels appare irrealistico.

I bio-fuels, in italiano biocarburanti, sono combustibili liquidi o gassosi prodotti da materiale organico rinnovabile (fermentazione di canna da zucchero o mais e altri cereali, ovvero da oli vegetali o grassi animali) e (cosa altrettanto importante) sono compatibili con i motori attualmente in uso sui mezzi di trasporto. Dunque, i bio-fuels si presentano come l'alternativa più interessante agli odierni combustibili fossili. La produzione di biocarburanti tradizionali è in forte aumento e (questo è il forte rischio) possono portare allo sfruttamento di terreni finora non coltivati come foreste, zone umide e torbiere, che costituiscono aree a elevato stoccaggio di carbonio. Questo processo, noto come cambiamento indiretto della destinazione del suolo, può causare il rilascio di anidride carbonica immagazzinata negli alberi e nel suolo e rappresenta un attentato alla riduzione di gas serra, perché diminuirebbe la capacità di assorbimento dell'anidride carbonica da parte dell'ecosistema vegetale. Al fine di rafforzare la sostenibilità dei biocarburanti, è stata promossa la produzione di biocarburanti avanzati (o di seconda generazione), quali oli vegetali esausti, materiali lipidici di scarto, biomasse residuali, rifiuti e loro biointermedi derivati, che partono da materie

prime non pericolose per i terreni. Italia e Germania sono leader nella produzione di biocarburanti avanzati. Questi però richiedono processi complessi di pretrattamento delle biomasse o processi di upgrading. L'unico bio-fuel pronto all'uso è il bio-etanolo tradizionale che parte da oli per la produzione di biodiesel, da zuccheri o amido (canna, mais, cereali).

* * *

Il capitolo 3, coordinato da Livio de Santoli, parte dalla direttiva Ue EPBD (Energy Performance Building Directive) del 2018, che è una guida generale sull'efficienza energetica degli edifici e che è stata recepita in Italia dal Decreto legislativo 48/2020. La direttiva disciplina la ristrutturazione del parco immobiliare nazionale, la promozione dell'efficienza energetica, la strategia di ristrutturazione a lungo termine SRLT, l'integrazione negli edifici di impianti tecnici e di infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici. Tutti gli Stati Membri sono tenuti a valutare la fattibilità tecnica, ambientale ed economica dei sistemi alternativi ad alta efficienza come primo passo all'interno dell'iter progettuale di nuovi edifici. È previsto l'obbligo dell'installazione di dispositivi autoregolanti in ogni zona climatizzata di un immobile. L'ENEA ha il compito di monitorare l'impatto energetico, economico e amministrativo dell'attuazione delle misure. Nel 2005 il DLgs 192 aveva già definito la metodologia di calcolo della prestazione energetica di edifici pubblici e privati, oltre che i requisiti minimi da adempiere in caso di costruzioni, ristrutturazioni e riqualificazioni energetiche degli edifici. Quel decreto aveva introdotto il BACS (sistema di automazione e controllo dell'edificio). Questo resta elemento fondamentale dell'elettrificazione dei consumi.

Ciascun paese deve presentare alle Istituzioni europee un quadro riassuntivo di azioni per fronteggiare anche i rischi connessi all'attività sismica e agli incendi, e deve redigere una tabella di marcia per raggiungere gli obiettivi di medio termine al 2030 per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nell'Ue almeno del 55% rispetto al 1990. Il Piano Energia e Clima (PNIEC) di prossima emanazione dovrà indicare i vari livelli di attuazione, con misure e indicatori di progresso misurabili per il 2030, il 2040 e il 2050 in relazione al conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica dell'Unione. Inoltre, si dovranno prevedere misure nazionali per alleviare la povertà energetica nell'ambito delle strategie di ristrutturazione a lungo termine. Per minimizzare l'impatto ambientale, occorreranno interventi di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio cittadino, di sostituzione dei sistemi di riscaldamento a combustibili fossili e l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Lo sviluppo a livello cittadino delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) deve costituire quindi un irrinunciabile fattore abilitante per lo sviluppo di Net Zero Carbon Cities, consentendo la progressiva elettrificazione di vie e quartieri e promuovendo l'efficienza energetica. La piena realizzazione del potenziale delle CER contribuirebbe a favorire la decarbonizzazione del settore termico e dei trasporti, fondamentale per l'azzeramento delle emissioni cittadine. Inoltre, poiché il costo dell'energia auto-consumata è inferiore a quella della rete, i cittadini e le imprese sarebbero incentivati dal punto di vista economico. Le CER devono rappresentare un valido strumento di contrasto alla povertà energetica. A oggi mancano una definizione e una misurazione univoca della povertà energetica, che affligge numerose famiglie. I consumatori devono poter passare da un ruolo passivo di clienti di servizi energetici a un ruolo attivo di corresponsabili consapevoli delle scelte di generazione e accumulo dell'energia rinnovabile. È in fase di approvazione europea il Decreto MASE sugli incentivi all'energia elettrica autoprodotta. In quel decreto mancano però strumenti di valorizzazione dell'autoconsumo termico con impianti rinnovabili.

Dal 31 dicembre 2020 è stabilito che tutti gli edifici di nuova costruzione siano a energia quasi zero (NZEB), cioè abbiano elevate prestazioni energetiche e siano caratterizzati da un fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo, da coprire in misura molto significativa con energia da fonti rinnovabili, prodotta in loco o nelle vicinanze. L'Italia deve puntare a un obiettivo di decarboniz-

zazione al 2030 attraverso installazione di fotovoltaico ed eolico, produzione di biometano, rete di teleriscaldamento, sostituzione di caldaie a gas con impianti a pompa di calore, azioni per il risparmio energetico negli edifici, sviluppo della mobilità elettrica e ibrida, produzione di idrogeno verde e relativa installazione di elettrolizzatori. E deve valutare le relative fonti rinnovabili. Una proposta concreta delle principali azioni da implementare in Italia può essere formulata sulla base dei seguenti punti: a) Autorizzazione entro giugno 2023 di nuovi impianti a fonti rinnovabili per 60 GW di nuova potenza installata (-18 bcm/a), pari ad un terzo dei 180 GW in attesa di autorizzazione, da realizzare entro fine 2026, con obiettivo 80 GW entro il 2030; b) Elettificazione dei consumi energetici negli edifici (4 milioni di pompe di calore entro il 2030, - 5 bcm/a); Produzione di biometano per 7 bcm/anno entro il 2030; c) Semplificazioni immediate per le rinnovabili (Potere sostitutivo centrale per tempistiche certe, fotovoltaico integrato sui tetti degli edifici non vincolati dei centri storici senza autorizzazione); d) Eliminazione dell'uso delle caldaie a gas nei nuovi edifici al 2025 e dei motori endotermici al 2035; e) Esclusione delle caldaie a gas da tutti i sistemi incentivanti attuali.

* * *

Questo Rapporto dimostra che, al di là di ovvie e inevitabili specificità territoriali, la realtà è complessa, le variabili sono numerosissime e interagenti, concernono l'intero pianeta, la natura dei problemi è globale, e non potrebbe essere diversamente. Globale perciò deve essere l'ideazione delle soluzioni. Queste, se calcolate con criteri microeconomici, non possono non essere antieconomiche perché, se fossero convenienti, sarebbero state già attuate nel libero mercato. L'antieconomicità delle soluzioni è di tale rilevanza che non possono farsene carico singoli soggetti privati. Le soluzioni sono anche finanziariamente molto onerose.

D'altra parte, è opportuno considerare il fatto che dall'inizio della rivoluzione industriale, lo sviluppo tecnologico ed economico si è basato sull'impiego di fonti fossili che erano disponibili a costo relativamente basso e, purtroppo, molto inquinanti. Per più di 150 anni il sistema ha seguito questa traiettoria, portando le tecnologie a un livello di maturità tale per cui i costi associati sono attualmente estremamente competitivi. Tuttavia, la necessità di contrastare i cambiamenti climatici attualmente in corso, e di contenere i livelli di gas climalteranti nell'atmosfera, richiede uno sforzo inedito di conversione delle tecnologie basate su fonte fossile. Ovviamente, questo processo repentino obbliga a utilizzare fonti e tecnologie non del tutto mature. Inoltre, dal panorama attuale sembra emergere molto chiaramente il concetto che nel mondo decarbonizzato saranno disponibili diverse tecnologie e per ogni campo di applicazione potremo avere soluzioni diverse e in competizione. Pertanto, è necessario accettare un incremento dei costi durante la transizione e finché lo sviluppo delle tecnologie non raggiungerà livelli comparabili con quelle attualmente in uso.

In conclusione, più che le Istituzioni continentali, sono quelle mondiali a doversi far carico di elaborare soluzioni realizzabili senza eccezioni, e sono gli Stati e i governi nazionali a dover progettare e intraprendere gli investimenti necessari trovando risorse pubbliche con le rispettive politiche. Essendo antieconomiche, le direttive devono essere cogenti e per ciò stesso devono essere recepibili, realizzabili, rispettose delle specificità nazionali. Queste però non devono essere accampate da forze politiche riottose e alla ricerca del facile consenso, come alibi per remare contro. La questione è complicata dal fatto che le Istituzioni mondiali non sono indipendenti, rispondono a rapporti di potere tra aree geopolitiche.

Questo documento vuole privilegiare una visione complessiva di sintesi, non pretende di offrire indicazioni operative, però i Dipartimenti della Sapienza cui afferiscono gli autori dichiarano la loro disponibilità, se richiesti, a mettere a disposizione le proprie competenze e a offrire indicazioni specifiche operative al governo italiano.

1. SICCIÀ: SCENARI E POSSIBILI INTERVENTI A MEDIO E LUNGO TERMINE

Francesco Napolitano (coordinatore), Luca Di Palma, Marco Stoller, Elena Ridolfi, Francesco Zecca

1.1 Scenari futuri di siccità a breve, medio e lungo termine.

La *siccità* è ormai ampiamente riconosciuta come uno dei rischi naturali più importanti che può provocare effetti negativi sia sui sistemi naturali sia su quelli socio-economici.

Una corretta comprensione del fenomeno siccitoso è cruciale per la pianificazione e la gestione delle risorse idriche e per intraprendere efficaci misure di mitigazione al fine di ridurre l'impatto socioeconomico dovuto a lunghi periodi di siccità.

La siccità viene classificata in siccità meteorologica, agricola, idrologica e socio-economica. La siccità meteorologica si riferisce al deficit idrico causato da uno squilibrio tra precipitazioni ed evaporazione. La siccità agricola si riferisce ai casi in cui l'umidità del suolo è inferiore al fabbisogno minimo delle piante, si valuta analizzando le caratteristiche dell'umidità del suolo e la morfologia delle piante durante la crescita. La siccità idrologica si verifica quando la portata nei corsi d'acqua, e nei corpi idrici in genere come laghi e acquiferi sotterranei, è inferiore a un determinato valore di soglia per un dato periodo; mentre la siccità socio-economica è il fenomeno che si verifica quando l'offerta di un determinato bene è inferiore alla domanda a causa di una carenza idrica che può essersi verificato sia nel sistema naturale che nel sistema socio-economico.

I quattro fenomeni appena descritti sono tutti manifestazioni di una carenza di risorsa idrica e sono tutti generati dalla mancanza di precipitazioni e, di conseguenza, sono tutti collegati: quando le precipitazioni diminuiscono, dapprima si verifica la siccità meteorologica, seguita dalla siccità idrologica e agricola, che si verificano gradualmente a causa della continua evaporazione dell'acqua. Poiché la siccità agricola riguarda principalmente il deficit idrico nelle colture a causa di una riduzione dell'approvvigionamento idrico nel suolo, la perdita di umidità del suolo causata dalla diminuzione delle precipitazioni è il fenomeno più precoce. A causa della traspirazione, l'acqua nelle colture non può soddisfare i bisogni fondamentali per le attività fisiologiche e la crescita delle colture viene meno, con conseguente riduzione della resa delle colture o addirittura il fallimento del raccolto. L'influenza della siccità sulle diverse fasi della crescita delle piante è significativamente diversa. La siccità idrologica provoca principalmente una riduzione delle risorse idriche nei fiumi e nei bacini idrici e un calo dei livelli delle acque sotterranee. La siccità socio-economica si innesca quando la siccità agricola e idrologica si sviluppano in una certa misura impattando significativamente con le attività antropiche.

Negli ultimi decenni sono stati proposti diversi indici per rilevare e monitorare la siccità. Questi vengono utilizzati per quantificare oggettivamente e confrontare le principali caratteristiche della siccità, ovvero severità, intensità, durata, frequenza e da queste anche l'estensione areale in regioni con diversi regimi climatici e idrologici.

Tra gli indici esistenti, è ampiamente utilizzato in tutto il mondo lo "*Standardized Precipitation Index*" (SPI) per la sua semplicità, la sua applicabilità in diversi luoghi e a diverse scale temporali. Inoltre, il vantaggio principale dello SPI risiede nell'utilizzo delle precipitazioni come unico input di

stima. In effetti, per il suo calcolo sono necessarie le sole serie temporali mensili delle precipitazioni e può essere calcolato per diverse scale temporali (solitamente 3, 6, 12, 24 e 48 mesi).

Le diverse scale temporali consentono la valutazione dei potenziali impatti della siccità sulla disponibilità di diverse risorse idriche. In effetti, lo SPI fino a 3 mesi può essere utilizzato come indicatore degli impatti a breve termine, come la mancanza di precipitazioni e la ridotta umidità del suolo e di flusso in piccoli corpi idrici.

Gli impatti a medio termine, come la riduzione della portata nei corsi d'acqua e la diminuzione dell'invaso nei bacini, possono essere stimati utilizzando lo SPI determinato con precipitazioni cumulate da 3 a 12 mesi. Gli effetti a lungo termine della siccità possono essere studiati utilizzando lo SPI da 12 a 48 mesi.

In seguito, si abbrevia il nome dello SPI per includere la scala temporale: ad esempio, SPI3 è lo SPI valutato a una scala temporale di 3 mesi.

Gli eventi di siccità vengono classificati in base a valori SPI (Tabella 1.1): ogni classe ha una probabilità di occorrenza, che, per definizione, è lo stesso sia per gli eventi umidi che per quelli siccitosi.

Tabella 1.1 Classificazione degli eventi in base ai valori dello SPI e probabilità di accadimento associate

Valori SPI	Classi SPI	Probabilità (%)
≥ 2	Estremamente bagnato	2.3
1.5 to 2.00	Gravemente bagnato	4.4
1.0 to 1.5	Moderatamente bagnato	9.2
0 to 1.0	Lievemente bagnato	34.1
- 1.0 to 0	Lievemente siccitoso	34.1
- 1.5 to - 1.0	Moderatamente siccitoso	9.2
- 2.0 to - 1.5	Gravemente siccitoso	4.4
$\leq - 2$	Estremamente siccitoso	2.3

Secondo McKee *et al.* (1993), il periodo siccitoso ha inizio quando il valore dello SPI scende sotto lo zero e termina quando lo SPI diventa positivo.

Una volta scelta la scala temporale, le caratteristiche principali di siccità possono essere, dunque, definite utilizzando diverse caratteristiche come:

- *Severità*: valore attribuito ad un evento in relazione agli altri eventi del campione. Può riguardare il singolo evento o l'intero gruppo ed è uno dei parametri più conosciuti e utilizzati; tuttavia, considerando solo la severità di un dato fenomeno si può giungere a valutazioni errate;
- *Frequenza*: è il numero di eventi con caratteristiche simili, accaduti in un dato periodo di tempo. La valutazione della frequenza è di solito effettuata per conoscere le caratteristiche di un fenomeno in una certa area a breve o lungo termine. Negli approcci probabilistici al problema della siccità è solitamente combinato con il concetto di periodo di ritorno.
- *Estensione areale*: ha lo scopo di individuare i territori effettivamente interessati dal fenomeno; è il parametro più utilizzato dalle amministrazioni;
- *Durata*: è l'estensione temporale della siccità. La conoscenza di quanto a lungo si avrà carenza d'acqua aiuta a prevenire la perdita di raccolto e a gestire la riserva idrica per garantire l'approvvigionamento di acqua potabile.
- *Intensità*: è definita come il rapporto tra la severità e la durata della siccità.

Nelle Figure 1.1 e 1.2 sono presentati i valori medi delle grandezze usate come riferimento per la caratterizzazione dei fenomeni siccitosi. Il dataset utilizzato è fornito dall'Istituto Nazionale per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA); è denominato Sistema Nazionale per la Raccolta, Elaborazione e Diffusione dei Dati Climatologici (SCIA) e raccoglie, elabora e verifica la qualità di diverse variabili meteorologiche (temperatura, precipitazioni, umidità, vento, regime idrologico, evapotraspirazione, gradi-giorno, nuvolosità, pressione a livello del mare e irraggiamento solare) a diverse scale temporali (Desiato et al., 2007; Desiato et al., 2011). Il sistema SCIA fornisce serie temporali di precipitazioni giornaliere con una risoluzione di 10 km.

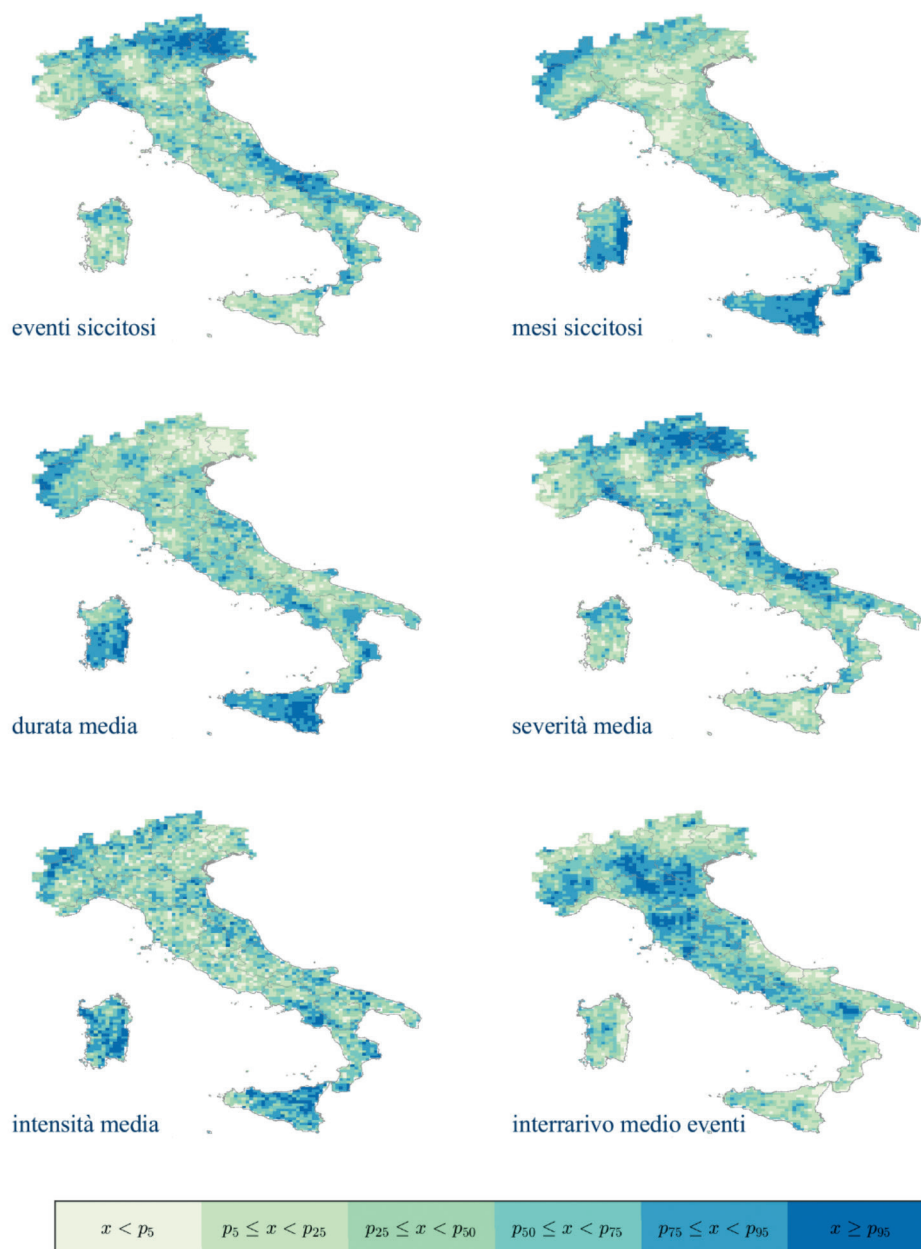


Figura 1.1 Mappe che mostrano il numero di eventi siccitosi, il numero di mesi siccitosi, la durata media degli eventi, la severità media, l'intensità media e il tempo medio di interarrivo alla scala di 1 mese (SPI1). Ogni colore rappresenta una classe percentile, i cui valori sono in Tabella 1.2.

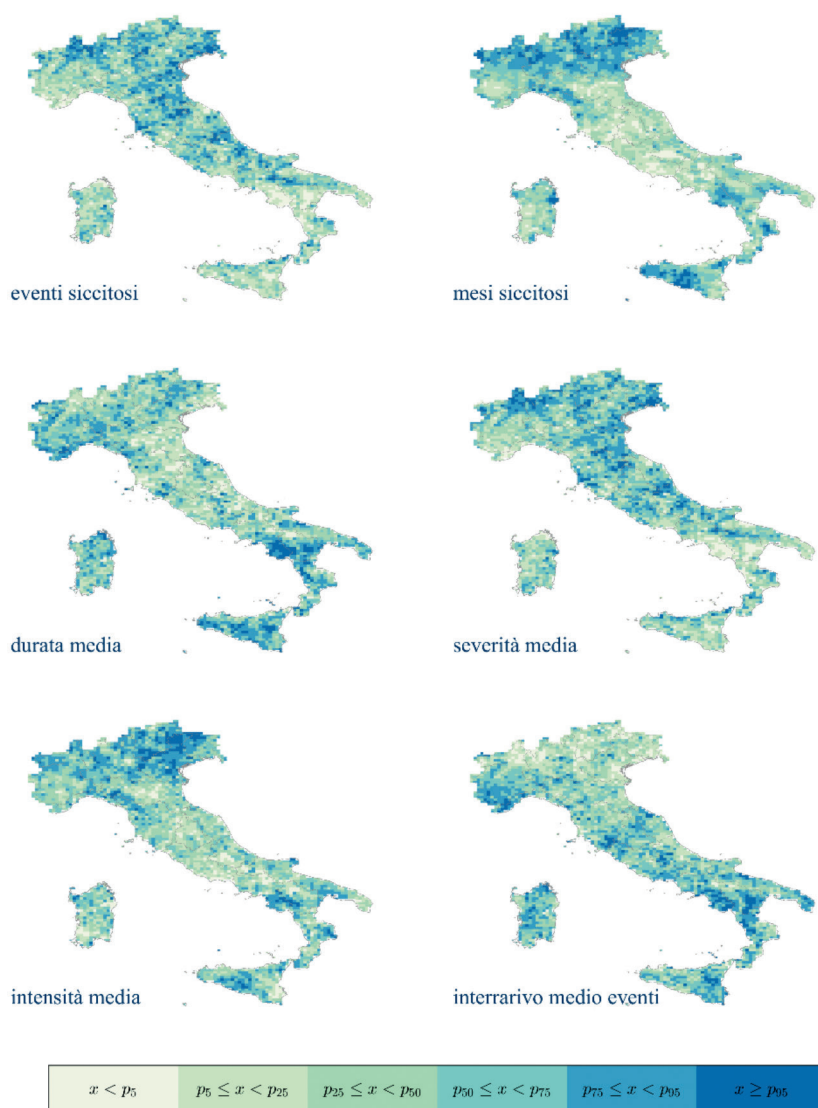


Figura 1.2 Mappe che mostrano il numero di eventi siccitosi, il numero di mesi siccitosi, la durata media degli eventi, la severità media, l'intensità media e il tempo medio di interarrivo alla scala di 12 mesi (SPI12). Ogni colore rappresenta una classe percentile, i cui valori sono in Tabella 1.2.

Le caratteristiche di siccità sono state valutate sull'intero periodo di registrazione tra il 1961 e il 2021 (61 anni). Per quanto riguarda lo SPI1, si nota che le aree con il maggior numero di eventi siccitosi sono il Friuli-Venezia Giulia, la fascia Adriatica meridionale, e alcune aree della Sardegna settentrionale, della Calabria tirrenica e al confine tra Liguria ed Emilia-Romagna. In termini di mesi siccitosi, invece, le aree con il maggior numero di mesi secchi sono localizzate principalmente nelle due isole maggiori e sulle Alpi occidentali, nelle quali si osservano anche le più elevate durate medie degli eventi stessi. Comportamento opposto si osserva chiaramente nella media dei tempi di interarrivo, localizzati in tutte quelle aree con il minor numero di eventi. In termini di severità media, notiamo che le zone con siccità più severe sono correlate con le zone con più elevato numero di eventi siccitosi.

Per lo SPI12, che è associato a impatti sul lungo periodo, si nota che le aree più soggette a periodi siccitosi sono principalmente localizzate nel nord, e in alcune zone della Calabria e delle due isole

maggiori, con un numero di mesi siccitosi che supera il 95° percentile. In queste aree più del 50% dei mesi analizzati sono risultati in condizioni siccitose (con $SPI < 0$). Le stesse aree sono anche caratterizzate dai più alti valori di intensità (i.e., rapporto tra severità e durata del singolo evento). Per quanto riguarda il numero di eventi siccitosi, si osserva che i valori maggiori sono localizzati ancora una volta al nord ma anche al centro, sia sulla sponda tirrenica che su quella adriatica. Questo è in chiaro contrasto con la variabilità spaziale osservata sul numero di mesi siccitosi, in quanto l'area centrale è caratterizzata dalle classi percentili più basse. Ciò implica che nelle aree con maggior numero di eventi siccitosi, questi hanno in media una durata minore.

Tabella 1.2 Tabella dei percentili dal 5% al 95% dello SPEI1 e SPEI12 per ogni variabile di interesse, usati per costruire le Figure 1.1 e 1.2.

Eventi siccitosi					
	p5	p25	p50	p75	p95
SPI1	164	170	175	180	188
SPI12	31	37	41	45	51
Durata media					
	p5	p25	p50	p75	p95
SPI1	1.84	1.93	2.00	2.09	2.24
SPI12	6.96	7.98	8.88	9.85	11.91
Intensità media					
	p5	p25	p50	p75	p95
SPI1	-4.48	-4.50	-4.51	-4.52	-4.53
SPI12	-4.46	-4.48	-4.50	-4.52	-4.54
Mesi siccitosi totali					
	p5	p25	p50	p75	p95
SPI1	333	344	351	361	380
SPI12	331	348	361	377	396
Severità media					
	p5	p25	p50	p75	p95
SPI1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SPI12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tempo di interarrivo medio					
	p5	p25	p50	p75	p95
SPI1	2.97	3.07	3.15	3.23	3.34
SPI12	7.77	8.81	9.66	10.69	12.38

Una conoscenza approfondita delle caratteristiche della siccità è fondamentale per programmare strategicamente la conservazione delle risorse idriche, sia a breve che a lungo termine. Ogni analisi sulla siccità richiede la definizione di una scala temporale, perché l'insorgenza, l'intensità e la durata di un fenomeno dipendono dalla scala temporale. Analizzando una serie di diversi anni a scala temporale di un mese, si osserverà un numero consistente di eventi di siccità, la loro intensità sarà elevata ma saranno di durata breve. Al contrario, ad una scala temporale più elevata (es. 12 mesi), sia il numero che l'intensità dei fenomeni saranno minori e la durata sarà maggiore.

Gli impatti della siccità sul territorio dipendono molto dal tipo di bacino e dalle sue caratteristiche.

Ad esempio, un bacino montano e uno costiero avranno un tempo di risposta diverso, perché è diverso il processo di accumulo e di rilascio della risorsa idrica nel tempo, processo che è anche conosciuto con il nome di “memoria idrologica”.

I bacini caratterizzati da una elevata memoria idrologica, ovvero quelli dominati dalla deposizione nivale, apportano un maggiore contributo alle acque sotterranee rispetto ai bacini pluviali. L'elevata memoria idrologica si manifesta in una elevata correlazione tra la portata autunnale (influenzata dallo scioglimento nivale) e la precipitazione dell'anno precedente. Pertanto, in condizioni di siccità persistente, nei bacini alpini si accumulano gli effetti dei deficit di precipitazione e la portata che ne deriva è inferiore rispetto ai valori storici. Se a valle di questi bacini si concentra anche una elevata domanda per un'elevata concentrazione della popolazione e delle attività economiche idroesigenti, il rischio di insufficienza è elevato. È interessante notare che nei bacini dominati dalla neve, in cui l'approvvigionamento idrico dipende sia dalla stagione delle precipitazioni in corso che da quella precedente, una siccità estrema induce maggiori deficit assoluti di deflusso; tuttavia, deficit persistenti inducono una propagazione più intensa della siccità meteorologica. Quindi, lo scenario peggiore sarebbe una siccità meteorologica estrema dopo anni consecutivi di precipitazioni al di sotto della media, come avvenuto nel 2019 in Cile. Al contrario, nei bacini pluviali, l'approvvigionamento idrico dipende maggiormente dalle condizioni meteorologiche dell'anno in corso, e quindi una siccità estrema avrebbe un impatto maggiore sull'approvvigionamento idrico rispetto a una siccità persistente, ma moderata.

È interessante notare come gli impatti degli eventi siccitosi siano spesso descritti in modo dicotomico, ovvero ne viene evidenziata la presenza o assenza, mentre, in realtà, gli effetti di un periodo siccitoso possono manifestarsi anche molto tempo dopo, a seconda del tipo di processo considerato. Molto spesso gli effetti sono legati tra di loro e può accadere che il sistema non abbia recuperato lo stress dovuto alla siccità precedente ed è, dunque, fortemente colpito da quella successiva.

Per questo, è necessario avere una nuova prospettiva sulla siccità, per cui non si considera ogni singolo driver o impatto come un processo a sé stante, ma piuttosto si pensi alla siccità come a un fenomeno continuo e si considerino tutti gli aspetti che interagiscono e si alimentano a vicenda, come componenti del complesso processo che poi genera tutti gli impatti che si osservano sul territorio. Un'analisi sistemica del rischio di siccità permette di avanzare significativamente nella mitigazione dello stesso.

Condizioni future

Nel Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC) sono riportate le analisi del clima per il periodo di riferimento 1981-2010 e le variazioni previste per i trenta anni aventi il baricentro nel 2050 (2036-2065) calcolate rispetto al periodo di riferimento 1981-2010. Le analisi relative al periodo di riferimento sono state effettuate utilizzando il dataset di osservazioni E-OBS versione 255 che riportano le variabili con una risoluzione spaziale di circa 12 km. Per ottenere gli scenari relativi alle variazioni climatiche attese, nel PNACC è stato utilizzato un ensemble di modelli climatici del programma EURO-CORDEX alla stessa risoluzione di E-OBS.

Il PNACC riporta le variazioni climatiche degli indicatori per il periodo 2036-2065, rispetto al periodo di riferimento (1981-2010). Per analizzare gli scenari futuri sono state utilizzate alcune delle simulazioni del programma EURO-CORDEX disponibile sulla piattaforma Copernicus. Questo dataset include i dati di diversi modelli, frequenze temporali e periodi calcolati secondo il protocollo degli esperimenti CORDEX20. Queste analisi simulano modelli regionali che riproducono diversi scenari socio-economici futuri. L'utilizzo e l'analisi di un ensemble di scenari permette di determinare lo scenario medio (*ensemble mean*) e l'incertezza tra di esso e ogni altro scenario in termini

di deviazione standard, un basso valore di deviazione standard indica un elevato grado di accordo tra i modelli climatici dell'ensemble EURO-CORDEX. Per ciascun indicatore analizzato, dunque, sono state calcolate le variazioni medie attese in futuro, corredate dall'informazione relativa all'incertezza, per ciascuno scenario di emissione considerato. Gli scenari IPCC considerati sono elencati qui di seguito. Lo scenario RCP8.5 (*"Business-as-usual"*) prevede una crescita delle emissioni ai ritmi attuali e assume, entro il 2100, concentrazioni atmosferiche di CO₂ triplicate o quadruplicate (840-1120 ppm) rispetto ai livelli preindustriali (280 ppm). Lo scenario RCP 8.5 è caratterizzato da un innalzamento della temperatura globale pari a +4-5°C rispetto ai livelli preindustriali dovuto alla mancata attuazione di politiche di mitigazione.

Lo scenario RCP4.5 (*"Forte mitigazione"*) ipotizza la messa in atto di alcune pratiche di stabilizzazione che portano alla riduzione delle emissioni al di sotto dei livelli attuali (400 ppm) e la concentrazione atmosferica si stabilizza, entro la fine del secolo, a circa il doppio dei livelli pre-industriali.

Lo scenario RCP2.6 (*"Mitigazione aggressiva"*) prevede il dimezzamento delle emissioni entro il 2050. Alla base delle analisi vi è l'adozione di politiche di mitigazione 'aggressive' per cui le emissioni tendono a un valore nullo in 60 anni da oggi. Di conseguenza a questo scenario è associato un incremento di temperatura di circa 2°C rispetto ad oggi.

Mentre gli incrementi di temperatura riportati sono valori medi a livello mondiale, in Italia gli aumenti sono leggermente superiori, come si evince dagli scenari in Figura 1.3 e che prendono come riferimento il periodo 1976-2005. Per i due scenari più estremi, il RCP2.6 e RCP8.5, l'aumento di temperatura media entro il 2100 è compreso tra 1°C e 5°C, rispettivamente. Il test di Mann-Kendall, con un livello di confidenza del 95%, ha permesso di verificare la presenza di una tendenza crescente statisticamente significativa. Le tendenze risultano statisticamente significative per tutti e tre gli scenari IPCC considerati (in Figura 1.3).

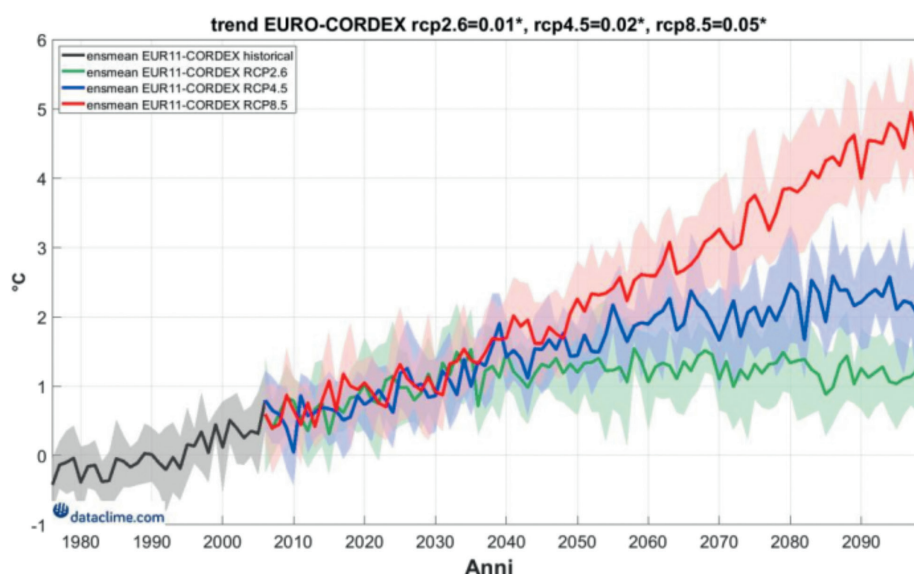


Figura 1.3 Anomalie annuali di temperatura media (°C) su scala nazionale ottenute a partire dai modelli EURO-CORDEX, considerando il periodo storico (in grigio) e gli scenari RCP8.5 (in rosso), RCP4.5 (in blu) e RCP2.6 (in verde). Le anomalie annuali sono calcolate rispetto al valore medio del periodo di riferimento 1976-2005. La linea spessa scura indica la proiezione climatica media (ensemble mean), calcolata mediando i valori annuali di tutte le simulazioni considerate per ogni scenario di concentrazione; le aree ombreggiate rappresentano il range ottenuto sommando e sottraendo all'ensemble mean la deviazione standard dei valori simulati dai modelli e forniscono una misurazione dell'incertezza delle proiezioni (PNACC, 2022).

Dalle analisi emerge un generale aumento delle temperature per tutti gli scenari (RCP 2.6, RCP 4.5, RCP8.5) e più pronunciato per lo scenario RCP 8.5, con incrementi maggiori ai 2°C, Figura 1.4.

Per quanto riguarda le precipitazioni, invece, allo scenario RCP8.5 corrisponde una diminuzione delle precipitazioni complessive annue nel sud Italia. Nelle aree del nord e nord-ovest si osserva un aumento delle precipitazioni, specialmente per lo scenario RCP 2.6. La valutazione delle variazioni di precipitazione risulta più incerta rispetto alle temperature sia su scala spaziale che temporale. L'incertezza risulta più elevata nel nord Italia e per lo scenario RCP 2.6.

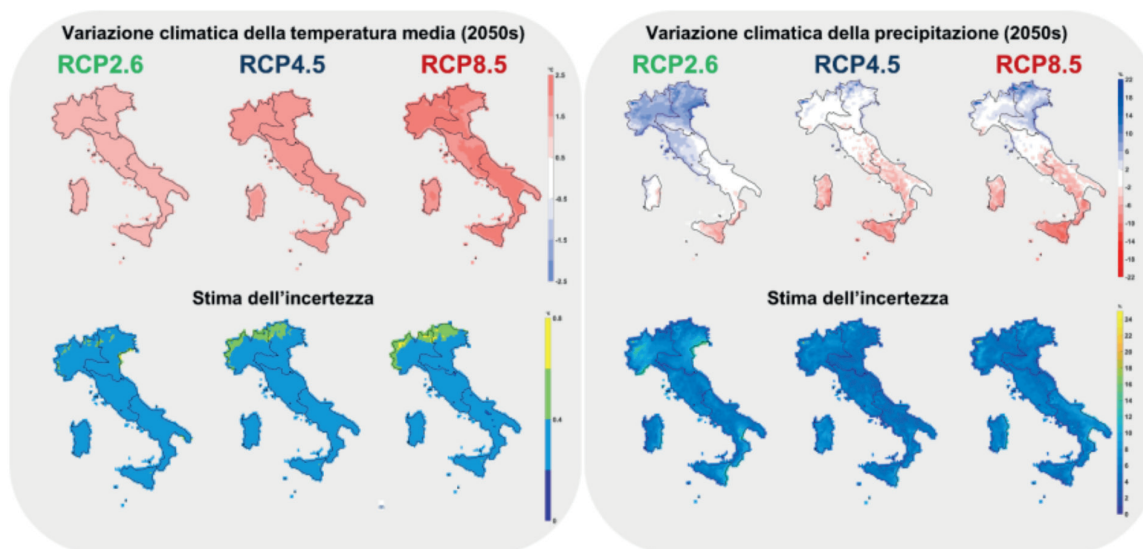


Figura 1.4 Variazioni climatiche annuali delle temperature medie e delle precipitazioni cumulate medie per il periodo 2036-2065 (2050s), rispetto al periodo di riferimento 1981-2010, per gli scenari RCP 2.6, RCP 4.5 e RCP8.5. I valori sono espressi in termini di media (ensemble mean) e deviazione standard (dispersione attorno al valore medio) calcolati sull'insieme delle proiezioni dei modelli climatici regionali disponibili nell'ambito del programma EURO-CORDEX (PNACC, 2022).

Dalle analisi emerge anche un aumento della frequenza e dell'intensità delle ondate di caldo. Di conseguenza, è probabile un incremento generalizzato del pericolo di accadimento di tali eventi e una generale riduzione di ondate di freddo sull'intero territorio nazionale, in particolar modo nello scenario RCP 8.5. Per lo stesso scenario è inoltre previsto un importante aumento del pericolo incendi, che arriva fino al 20% e colpisce gli Appennini e le Alpi.

L'indicatore scelto per caratterizzare il fenomeno della siccità è l'indice SPI considerando diverse scale di aggregazione temporale (3, 6, 9, 12 e 24 mesi). Tale indice, a seconda dell'arco temporale considerato, può fornire indicazioni su impatti immediati, a medio e a lungo termine. Come precedentemente accennato, dalle durate di 3-6 mesi si evincono impatti prevalentemente agronomici, mentre durate di 12-24 mesi hanno impatti di tipo idrologico e socioeconomico. Dalle analisi emerge un aumento del numero di eventi siccitosi per tutte le scale temporali e per tutti gli scenari climatici, in particolare per lo scenario RCP8.5 nel sud Italia (isole incluse). In Figura 1.5 sono riportati a titolo esemplificativo alcune delle mappe più rilevanti (in termini di variazione attesa).

In questo contesto, è evidente la necessità di analizzare gli eventi passati di siccità per caratterizzare il territorio in esame e, allo stesso tempo, studiare le proiezioni climatiche future per una migliore e più efficiente gestione dei periodi siccitosi futuri.

Dai diversi studi sui cambiamenti climatici, è emersa anche la necessità di analizzare e studiare gli eventi che risultano dalla combinazione tra siccità ed ondate di calore, che è cruciale per lo sviluppo di strategie per far fronte agli impatti degli eventi di tipo combinato. La combinazione di eventi climatici estremi (ad esempio, basse precipitazioni e alte temperature) può avere un impatto significativo sull'ecosistema e sulla società, anche quando i singoli eventi coinvolti potrebbero non essere di per sé eventi estremi gravi. L'analisi dei cambiamenti storici negli estremi climatici che accadono simultaneamente è fondamentale per prepararsi e mitigare gli effetti negativi degli stessi.

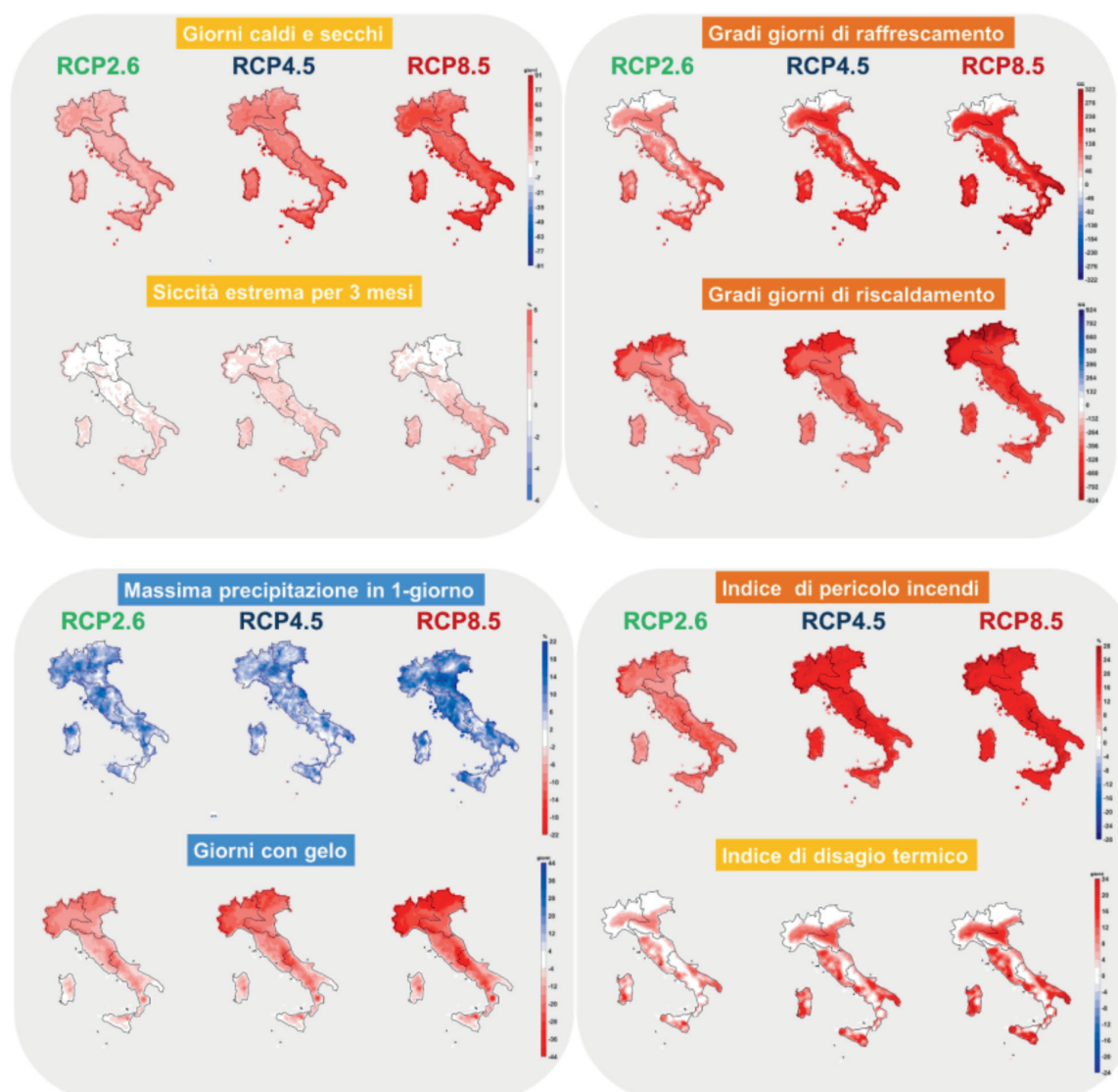


Figura 1.5 Variazioni climatiche annuali (ensemble mean) per alcuni degli indicatori climatici analizzati per il periodo 2036-2065 (2050s), rispetto al periodo di riferimento 1981-2010, per gli scenari RCP 2.6, RCP 4.5 e RCP8.5 (PNACC, 2022).

Nei paragrafi successivi si vuole analizzare l'impatto della siccità su diversi tipi di sistemi per individuare possibili scenari di intervento a breve, medio e lungo termine. Si ritiene indispensabile un approccio di tipo sistemico per la mitigazione del rischio.

1.2 Impatti di una crisi idrica sui sistemi idro-esigenti

1.2.1 *Infrastrutture idriche*

I cambiamenti climatici determinano una variazione significativa del ciclo idrologico e, dunque, hanno un impatto sulla disponibilità delle risorse idriche, che hanno un ruolo chiave per lo sviluppo umano. L'approvvigionamento idrico è un pilastro portante dello sviluppo sociale ed economico, condiziona la produzione alimentare, l'equilibrio sociale, e deve tutelare l'ambiente naturale; l'accesso all'acqua è riconosciuto a livello internazionale come un diritto umano universale, autonomo e specifico.

I principali settori che utilizzano la risorsa idrica sono il settore agricolo (circa 20 miliardi di m³), l'idropotabile (9,5 miliardi di m³) e l'industria manifatturiera (5,5 miliardi di m³). Dall'analisi dell'uso della risorsa idrica emerge che le risorse rinnovabili sono impiegate per un quantitativo che supera il 30%, mentre l'obiettivo di un'Europa efficiente nell'utilizzo delle risorse impone una soglia pari al 20%. Di conseguenza l'Italia è stata classificata come un paese soggetto a stress idrico medio-alto dall'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE) con forti disuguaglianze di distribuzione e di fabbisogno sul territorio. Nell'ambito della realizzazione e della gestione delle dighe ricopre un ruolo fondamentale anche l'Italia che inizia il suo periodo di sviluppo tra la fine del 1800 e inizio del 1900 e vede i periodi compresi tra 1920-1935 e 1950-1970 come quelli di maggiore intensità costruttiva (Indagine socioeconomica e ambientale sul rapporto "diga - territorio" ITCOLD – Comitato Nazionale Italiano delle Grandi Dighe). Il volume invasabile dalle grandi dighe in Italia è circa 14 miliardi di m³.

Da quanto si evince, dunque, l'adattamento alla siccità è avvenuto nel tempo principalmente sfruttando le acque sotterranee, costruendo dighe e ampliando le infrastrutture per l'immagazzinamento e il trasferimento delle acque superficiali, che mirano a stabilizzare la disponibilità idrica, che è, invece, caratterizzata da una naturale aleatorietà. Di conseguenza, il regime idrologico è diventato altamente artificiale in molte regioni del mondo, e i deflussi sono influenzati da fattori climatici e antropici. Gli eventi siccitosi possono innescare riduzioni temporanee della disponibilità idrica, e comportare anche gravi carenze idriche quando la domanda non può essere soddisfatta dall'acqua disponibile.

In questo contesto, dighe e bacini idrici possono fornire una fonte affidabile di approvvigionamento e sono fondamentali per una varietà di attività e bisogni umani.

Questi invasi permettono di immagazzinare acqua durante i periodi di eccesso, per mitigare i periodi di carenza idrica o di aumento della domanda. Dighe e serbatoi forniscono anche altri tipi di servizi, come il controllo delle inondazioni e la produzione di energia idroelettrica. Nella gestione e pianificazione della risorsa idrica, è necessario valutare le proiezioni climatiche per comprendere la futura disponibilità idrica. Questi dati devono essere incrociati con le tendenze socioeconomiche (ad esempio, la crescita della popolazione) per determinare le proiezioni della domanda idrica futura. Gli invasi idrici hanno consentito la crescita economica e la riduzione della povertà in Italia e in molte regioni del mondo. Gli impatti sul territorio sono ampiamente studiati e sono attualmente presi in considerazione nella gestione e nella pianificazione, tra questi si annoverano anche due dinamiche che si possono instaurare in presenza di grandi invasi: la dinamica del ciclo "domanda-offerta" e il cosiddetto "effetto serbatoio". Il ciclo della domanda-offerta descrive i casi in cui l'aumento dell'approvvigionamento idrico consente un aumento della domanda idrica, compensando rapidamente i vantaggi iniziali offerti dalla costruzione del serbatoio. L'"effetto serbatoio" si riferisce a casi in cui un affidamento eccessivo sulle infrastrutture idriche comporta un aumento della vulnerabilità dell'area (ad es. per un aumento della popolazione servita dallo stesso serbatoio), e, di conseguenza, un aumento del danno nel caso in cui si

verificasse un periodo siccitoso. In particolare, i vantaggi dipendono non solo dalla costruzione degli invasi, ma anche dalle capacità gestionali di tali infrastrutture.

Il volume d'invaso agisce come un "tampone" permettendo l'adattamento alla variazione delle condizioni al contorno, che possono essere di natura climatica (ad es. un periodo di siccità prolungato) e sociale (ad es. un aumento della popolazione servita, una maggiore espansione economica rispetto a quella iniziale). Il volume di invaso, dunque, può aiutare a gestire la variabilità idrologica, ma deve essere associato a norme operative e politiche di gestione. Ad esempio, l'attuazione tempestiva di una politica conservativa dell'uso della risorsa idrica, affiancata a una riduzione dei prelievi e messa in atto prima che sia fisicamente necessario, permette di evitare il rischio di insufficienza, e aumenta la probabilità di successo di una risposta adattativa. Mentre il volume d'invaso e le regole di gestione sono essenziali per descrivere le prestazioni dell'invaso nel lungo termine e in condizioni al contorno variabili nel tempo, le regole di gestione da sole non possono descrivere completamente il sistema. Una varietà di altri fattori, inclusi gli accordi istituzionali, le risorse finanziarie, la capacità di leadership, la presenza di attori motivati e la percezione del rischio influenzano la natura e la velocità con cui si mette in atto la strategia di gestione delle variazioni delle condizioni al contorno, ad es. le variazioni idrologiche e sociali.

Tra i numerosi impatti legati alla siccità, si evidenziano anche quelli sulle reti idriche. Le acque trasportate all'interno di una rete di distribuzione hanno lo scopo di alimentare le utenze private e i servizi pubblici. Diversi studi hanno riscontrato una correlazione tra la siccità e l'immediato periodo di recupero e la qualità dell'acqua. Oltre la qualità dell'acqua, a subire impatti dell'evento siccitoso possono essere gli stessi elementi della rete idrica. Le condizioni meteorologiche possono influenzare il verificarsi di guasti alle tubazioni o problemi di stabilità all'interno delle reti di distribuzione dell'acqua potabile. In alcune regioni dei Paesi Bassi, ad esempio, è stato osservato un aumento dei cedimenti delle tubazioni durante i periodi di siccità.

Gli effetti della siccità sulle reti idriche non si osservano solo in termini di guasti alle tubazioni; possono infatti riguardare anche le opere di captazione. Le diverse tipologie di opere di captazione dipendono dalla fonte e si distinguono in opere di captazione da fiumi; opere di captazione da laghi ed invasi ed opere di captazione da sorgenti e pozzi. Tali opere prelevano acqua dalle fonti sopra citate tramite l'utilizzo di opere di presa con lo scopo di gestire la risorsa idrica. Le precipitazioni, nevose e piovose, sono il principale sostentamento delle fonti. L'impatto del fenomeno di siccità sull'ambiente è proporzionale alle durate delle condizioni siccitose: una siccità prolungata, oltre ad avere conseguenze significative sui livelli e sulle caratteristiche dei corsi d'acqua e dei laghi, può intaccare anche gli acquiferi sotterranei. La ricarica delle falde sotterranee è infatti strettamente legata all'andamento di precipitazione e quindi alla stagionalità delle acque meteoriche. In particolare, una siccità di durata compresa tra i 6 e i 12 mesi avrà effetti evidenti sul livello idrico dei corsi d'acqua. Un periodo siccitoso di durata più elevata, pari a uno o due anni, avrà conseguenze maggiori sulla disponibilità di acqua nelle falde. L'abbassamento delle falde idriche sotterranee registrato fino ad oggi è causato dai periodi siccitosi che stanno caratterizzando il nostro paese e non solo. Le opere di captazione, nello specifico quelle da sorgenti, durante periodi di scarsità idrica, vanno ad erogare un quantitativo di portata inferiore alla domanda istantanea, soprattutto nei sistemi idrici alimentati dalle sole acque sorgive e sprovvisti di invasi per l'immagazzinamento. Le opere di captazione da laghi e corsi d'acqua devono scontrarsi con la riduzione dei livelli idrici e di portata e con una possibile variazione, anche sostanziale, della qualità delle acque.

In questo contesto, è essenziale aumentare la resilienza del sistema, dove il termine "resilienza" indica la "capacità di un sistema, comunità o società esposta a rischi di resistere, assorbire, adattarsi e riprendersi dagli effetti in modo tempestivo ed efficiente".

Per valutare le opzioni di approvvigionamento idrico, si può adottare il concetto di "trilemma" comunemente utilizzato nel campo dei sistemi energetici anche nel campo delle infrastrutture. Il

trilemma permette di valutare quali siano le opzioni resilienti in modo che l'approvvigionamento idrico sia fornito in modo economico, affidabile e senza provocare danni all'ambiente. Il "trilemma dell'acqua" può essere visto come un problema di ottimizzazione con due obiettivi: la massimizzazione della sicurezza dell'approvvigionamento idrico, in cui rientrano la frequenza prevista, la durata e la severità delle restrizioni sull'uso dell'acqua e la minimizzazione dei costi, in cui bisogna considerare i vincoli ambientali. In molti casi l'obiettivo ambientale del "trilemma dell'acqua" è codificato mediante limiti normativi sui prelievi idrici. Il costo degli interventi sui sistemi di approvvigionamento include il costo per lo sviluppo o l'ampliamento delle fonti idriche, l'immagazzinamento, il trasferimento, il trattamento e le infrastrutture di distribuzione, nonché i costi operativi. Si prevede che il rischio di insufficienza idrica peggiorerà sotto scenari di cambiamento climatico gravi, è dunque necessario attuare misure di riduzione della domanda e fornire ulteriori fonti di approvvigionamento che siano sostenibili.

1.2.2 Infrastrutture irrigue

Nel periodo 2015-2019 in Italia il volume totale d'acqua prelevata per le attività presenti sul territorio è in media pari a circa 30,4 miliardi di metri cubi anno: il 56% per l'irrigazione, il 31% per uso civile e 13% per il settore industriale manifatturiero, Figura 1.6 (ISTAT, 2022).

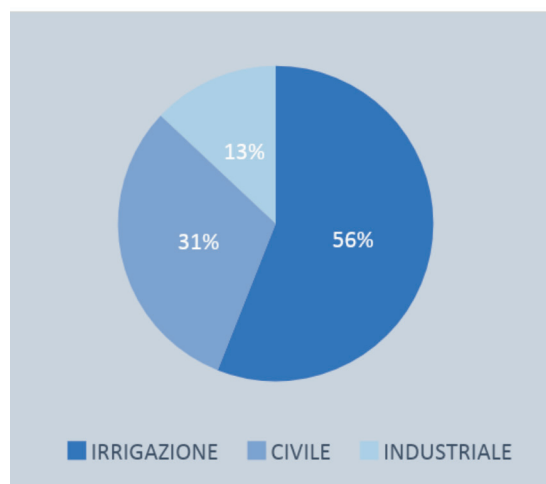


Figura 1.6 Acqua prelevata in Italia per i principali usi (media anni 2015-2019; composizione percentuale (ISTAT, 2022).

L'acqua è una risorsa fondamentale per la produzione agricola e per garantire la sicurezza alimentare della popolazione. Le condizioni climatiche dell'area del Mediterraneo, l'orografia del paesaggio e le caratteristiche del suolo richiedono l'uso di una significativa quantità d'acqua per scopi irrigui. L'agricoltura si configura come il settore economico più idroesigente in termini di prelievo e uso. Dalle stime prodotte dall'Istat per il 2015 risulta che il volume annuo d'acqua prelevata a uso irriguo, sia da consorzi di bonifica ed enti irrigui sia direttamente dalle aziende agricole (autoapprovvigionamento), è pari a 17 miliardi di metri cubi. Il 67% dei prelievi complessivi a scopo irriguo è concentrato nel distretto idrografico del Fiume Po, con un volume complessivo di oltre 11 miliardi di metri cubi, Figura 1.7.

Il cambiamento climatico in Italia sta mettendo sotto forte pressione il settore agricolo, che basa la propria sussistenza e sostenibilità sulla risorsa idrica, in quanto l'85% delle colture prodotte in Italia sono irrigue.

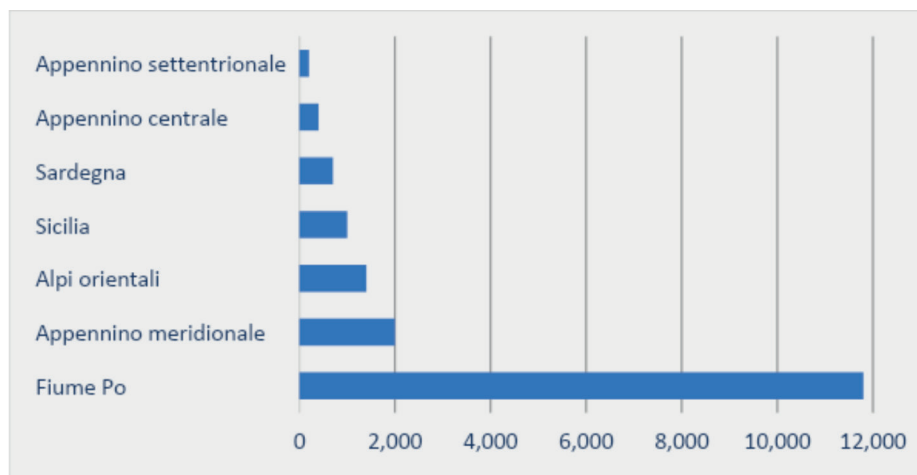


Figura 1.7 Volumi irrigui prelevati dalle aziende agricole e da consorzi di bonifica ed enti irrigui (anno 2015; milioni di metri cubi) (ISTAT, 2022).

La quota di terreni agricoli irrigati esposti a condizioni di siccità severo-estrema ha raggiunto il 48,9% nell'ultimo anno, Figura 1.8.

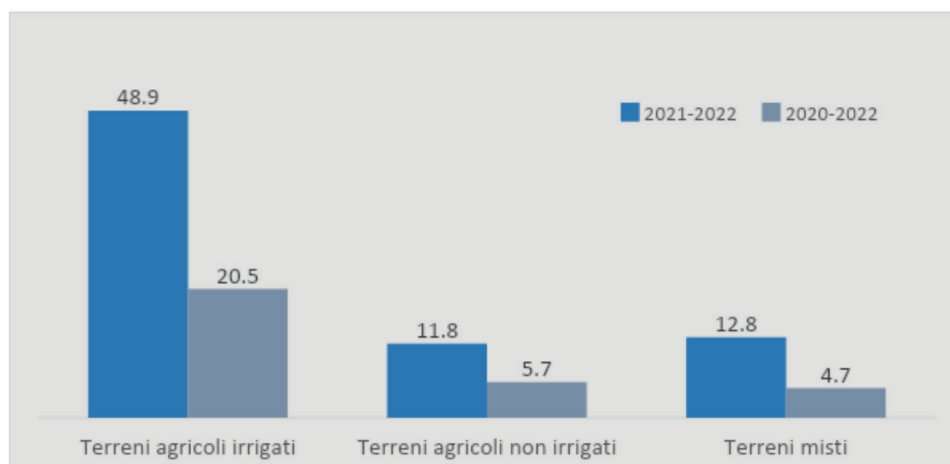


Figura 1.8 Quota di aree agricole interessate da siccità severo-estrema nell'ultimo anno e negli ultimi due anni (valori %), 2020-2022 e 2021-2022 (The European House - Ambrosetti, 2023).

In particolare i fenomeni siccitosi degli ultimi periodi, hanno messo a dura prova la produttività, sollecitando una risposta tempestiva, al fine di accelerare i processi di rinnovamento tecnologico, che possano contenere lo stress dei suoli e mantenere alta la produttività mediante l'utilizzo di sistemi di irrigazione e controllo appropriati ("*climate-smart agriculture*") mediante l'attuazione di pratiche, politiche e programmi agricoli rispettosi del clima, riducendo allo stesso tempo i consumi di acqua ed energia.

L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite pone obiettivi sfidanti in tal senso, in particolare il SDG 2, mira a porre fine alla fame, raggiungere la sicurezza alimentare, migliorare la nutrizione e promuovere un'agricoltura sostenibile.

Tra i traguardi specifici di questo obiettivo vi è il raddoppiamento della produttività agricola e il reddito dei produttori di alimenti su piccola scala, in particolare le donne, le popolazioni indigene, le famiglie di agricoltori, pastori e pescatori, anche attraverso l'accesso sicuro e giusto alla terra, ad

altre risorse e stimoli produttivi, alla conoscenza, ai servizi finanziari, ai mercati e alle opportunità che creino valore aggiunto e occupazione non agricola. In generale, molti obiettivi dell'agenda, in maniera del tutto trasversale, mirano alla convergenza delle azioni necessarie a garantire il raggiungimento dei goal, attraverso l'integrazione e l'aggiornamento delle competenze, l'innovazione e la diffusione di buone pratiche.

La Food and Agriculture Organization, l'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'alimentazione e l'agricoltura (FAO) ha definito i 5 principi e obiettivi dell'agricoltura sostenibile ed ha approfondito il tema con un insieme di linee guida del 2018 e il quadro strategico del 2021.

L'agricoltura smart o agricoltura 4.0 consiste nell'applicare innovazioni tecnologiche come digitalizzazione, geolocalizzazione, connessione in rete e Internet of Things, al settore agricolo. Nell'agricoltura di precisione queste tecniche vengono usate per calibrare le sostanze da usare in base alle caratteristiche dei singoli terreni. Il monitoraggio meteorologico applicato a queste tecnologie consente di ottimizzare le risorse idriche, e di diminuire gli sprechi.

L'Italia è all'avanguardia per importanti progetti di agricoltura 4.0. In questo contesto i consorzi di bonifica, enti ed imprese agricole, giocano un ruolo fondamentale per la diffusione e l'adozione di best practices necessarie al raggiungimento dei target.

Con particolare riferimento alla gestione sostenibile dell'acqua e al miglioramento dell'efficienza di gestione del sistema idrico, le strategie vincenti prevedono l'impiego di tecniche di subirrigazione, riutilizzo delle acque reflue, accumulazione dell'acqua stagionale, progetti integrati che garantiscano sinergie anche dal punto di vista previsionale meteorologico ed idrico.

L'innovazione tecnologica offre opportunità adeguate: sistemi di telecontrollo, metodi di misurazione dei volumi, sistemi di sollevamento ad alta efficienza, apparati di sicurezza, paratoie automatiche per canali a cielo aperto, utilizzo dati satellitari per informazioni sull'umidità del suolo.

L'ANBI (Associazione Nazionale Bonifiche Irrigazioni Miglioramenti Fondiari) ha puntato sull'innovazione tecnologica per la gestione sostenibile dell'acqua. Il sistema di irrigazione intelligente "Irriframe" di ANBI è basato su un software progettato e sviluppato in Italia. Questo software valuta diversi parametri e invia all'agricoltore via computer o smartphone le informazioni su come, quando e quanto irrigare. Permette così di ridurre i consumi idrici fino al 25%. Oltre alla sostenibilità ambientale, consente di risparmiare e di essere più competitivi sul mercato mediante anche sistemi e-crops (p.e. reti di sensori IoT wireless ultra narrow band utili anche per risparmio idrico-sensori in vivo).

In Italia alcuni progetti di questo tipo sono già in fase di implementazione (Bonifiche Ferraresi col progetto Agricoltura Smart dal 2017), con l'installazione di pannelli solari sui tetti delle stalle e della riseria, ed utilizzando droni, sensori e sistemi di controllo remoto per l'agricoltura di precisione e veicoli elettrici per gli spostamenti all'interno delle aree produttive.

Una particolare innovazione è rappresentata dalla possibilità di utilizzare particolari sonde di tipo CRNS (*cosmic ray neutrons sensing*): i raggi cosmici raggiungono di continuo la superficie terrestre, e dalla loro interazione con le molecole d'acqua presenti nel terreno, nelle piante, nella neve, si forma una "nebbia" di neutroni in sospensione; con queste sonde è possibile contare questi neutroni e quindi determinare il contenuto d'acqua presente nel terreno, nella biomassa, nella neve.

1.3 Interventi gestionali e strutturali in emergenza e a medio-lungo termine.

Per analizzare l'impatto dei cambiamenti climatici sulla penisola italiana e per eludere la possibilità che tali impatti creino o aumentino disuguaglianza sociale ed economica, l'Italia ha redatto il Piano Nazionale sull'Adattamento al Cambiamento Climatico (PNACC). All'interno del documento, viene introdotta una zonazione geografica che permette di individuare le aree più a rischio, mentre un

secondo livello di dettaglio permette l'analisi dell'impatto a livello individuale che evidenzia fasce della popolazione più vulnerabili e infine, il terzo livello di dettaglio, quello generazionale, permette di assicurare che gli impatti non saranno a carico delle generazioni future, ma che siano equamente distribuiti tra quelle presenti e future.

I cambiamenti climatici possono amplificare manifestazioni al suolo con un impatto crescente come le inondazioni, le frane e i cicloni di tipo tropicale, ma anche effetti a lenta insorgenza, come l'innalzamento della temperatura, del livello del mare e della temperatura delle acque, oltre alla possibile riduzione delle risorse idriche disponibili.

È dunque necessario un approccio sistemico per cui tutte le misure e gli interventi messi in atto devono essere parte di una logica "multispettrale" di pianificazione, per mitigare il rischio e gli impatti sulla società. Cruciale è la tempestività delle politiche adattive in modo da anticipare la risposta alle mutevoli condizioni al contorno, in particolare nei contesti in cui la variazione delle condizioni climatiche influiscono in modo significativo sulla capacità di raggiungere gli obiettivi sociali.

La risposta alla siccità può essere effettuata attraverso azioni di adattamento che possono essere di diverso tipo, tra queste si annoverano le misure soft, le misure verdi e le misure infrastrutturali o tecnologiche.

Le misure soft comprendono misure politiche, giuridiche, sociali, gestionali e finanziarie aventi l'obiettivo di aumentare la percezione del rischio nelle persone e a modificare il loro comportamento per aumentare la loro capacità adattiva. L'aumento della consapevolezza è il primo passo per poter intraprendere delle misure di mitigazione del rischio.

Le misure verdi vengono messe in atto direttamente sull'ambiente e sugli ecosistemi e hanno alla base l'utilizzo dell'ecosistema come motore del miglioramento della resilienza e della capacità adattiva.

Le misure infrastrutturali o tecnologiche sono interventi fisici e/o misure costruttive che rendono il territorio, ma anche gli edifici, le infrastrutture e le reti più resilienti al rischio in esame.

Tra le misure si può annoverare anche lo stesso PNACC che vuole porre i capisaldi per la pianificazione a breve e lungo termine di misure di adattamento ai cambiamenti climatici anche di carattere intersettoriale.

Tra le misure soft si possono elencare le politiche che mirano ad accrescere la consapevolezza nei cittadini e la percezione del rischio dovuto alla siccità. Il rischio viene definito come il prodotto tra la pericolosità dell'evento, la vulnerabilità dell'area in esame e il valore esposto. Per mitigare in modo efficace il rischio, anche qualora si verificassero eventi di intensità e severità più elevata, è necessario ridurre le altre due variabili.

Per questo, la diminuzione della vulnerabilità del sistema svolge un ruolo fondamentale. In questo contesto, una migliore gestione della risorsa idrica, un uso più conservativo e il riuso della risorsa sono aspetti fondamentali per ridurre la vulnerabilità.

Tra le misure di tipo strutturale o tecnologico possiamo annoverare l'aumento dei volumi utili degli invasi attraverso anche metodi di dragaggio per rimuovere i sedimenti; la realizzazione di vasche di raccolta delle acque meteoriche a fini agricoli entro un volume massimo prestabilito; l'uso di acque reflue depurate per uso irriguo; la ricerca e la minimizzazione delle perdite che sono a tutt'oggi ancora molto consistenti, l'utilizzo di impianti di desalinizzazione laddove vi sia una mancanza di fonti idriche potabili alternative ed economicamente sostenibili.

In particolare, gli impianti di desalinizzazione possono risultare una valida opportunità in caso di carenza di approvvigionamento idrico: la dissalazione di acqua di mare per la produzione di acqua dolce, anche potabile, è tecnica ormai consolidata soprattutto in paesi che hanno un insufficiente accesso alla risorsa, locate principalmente in Medio Oriente (Arabia Saudita, Israele). Va sottolineato che la tecnologia permette comunque di approvvigionare acqua dolce anche a realtà locali come piccole isole o piccoli villaggi non serviti da una rete idrica convenzionale.

Le tecnologie utilizzate per la dissalazione dell'acqua di mare sono sostanzialmente la distillazione multi-stage flash (MSF) e gli impianti ad osmosi inversa (RO).

I primi sfruttano spesso come fonte energetica una fonte cogenerativa come un impianto termico. La distillazione avviene per una successione di stadi con un grado di vuoto crescente che permette la parziale vaporizzazione dell'acqua dalla brina con recuperi energetici interni. I processi a membrane invece sfruttano la pressione per operare la separazione; il sistema prevede il parziale recupero energetico interno e può essere azionato mediante fonti di energia rinnovabile. Quest'ultimo aspetto rende la tecnologia a membrane estremamente interessante nel futuro in quanto uno dei pochi processi che usa direttamente la corrente elettrica anche da fonti rinnovabili per generare la forza spingente senza la necessità di passare per altri vettori energetici e quindi senza subire le riduzioni di resa ad essi connessi.

Le soluzioni hanno entrambe vantaggi e svantaggi. Senza addentrarci nei dettagli, si può affermare che la MSF si basa su tecnologia maggiormente consolidata e convenzionale, ma non permette una flessibilità di operatività e un facile revamping in caso di necessità di maggiore produttività come gli impianti RO. Gli impianti RO non hanno bisogno di fonti cogenerative, spesso basate su fonti di energia non rinnovabile, e sono anche sensibilmente più piccole, impattando meno sull'ambiente. L'impianto RO più grande esistente al mondo, locato ad Ashkelon in Israele, produce acqua potabile al costo di 0.50 €/m³, dimostrando quindi ottima competitività economica.

Uno dei maggiori problemi dei processi di dissalazione è la brina, ovvero l'acqua di mare concentrata. Laddove si potrebbe pensare di dismettere la brina direttamente in mare, l'operazione non risulta semplice in quanto ha sensibili impatti sulla flora e fauna sottomarina ai punti di immissione. Il problema, quindi, non permette elevate rese dei processi, a meno che la brina non viene destinata al suolo per la produzione del sale marino.

Le esperienze nei paesi del Medio Oriente sono estremamente positive, e rafforzano la possibilità di operare similmente nel nostro paese, laddove la salinità dell'acqua di mare che tocca le coste italiane ha una salinità minore rispetto a quella che possiamo trovare ad est, rendendo lo stesso processo più semplice. Esistono in Italia già esempi di implementazione della tecnologia in piccoli impianti, come quelli locati in Sicilia, Toscana e Lazio, che dimostrano che la dissalazione dell'acqua di mare possa essere una soluzione laddove la risorsa idrica convenzionale dovesse risultare insufficiente sia in termini di qualità che di quantità.

Infine, l'uso di molti piccoli impianti di dissalazione permette strutture di distribuzione dell'acqua molto diverse a quelle centralizzate a cui siamo abituati. In molte realtà locali si preferisce costruire impianti di piccole dimensioni in grado di autosostenersi energeticamente e che possono servire poche utenze, oppure solo quelle più idrovore. Anche l'impatto ambientale di questi impianti risulta essere molto limitato, permettendone la costruzione e l'operatività in tutto il territorio italiano lungo le coste.

Questi impianti di piccole dimensioni, ad esempio, hanno il vantaggio di essere facilmente e velocemente installabili. Questa caratteristica li rende adatti ad essere usati in condizioni di emergenza, andando anche a ridurre le problematiche dovute allo smaltimento della salamoia risultante dal processo. Inoltre, i costi dell'impianto verrebbero notevolmente ridotti proprio dalle limitate dimensioni dell'impianto.

1.4 Implementazione di politiche finalizzate all'efficientamento, risparmio e riuso della risorsa idrica

L'emergenza idrica associata ai lunghi periodi di siccità che negli ultimi anni si sono registrati nella nostra Penisola, oltre alla revisione del sistema di raccolta e adduzione, comportano necessariamente

te un ripensamento degli impianti di trattamento acque, finalizzata alla realizzazione di un trattamento più efficace ed idoneo ad un riutilizzo dell'acqua purificata. Tale processo di “*upgrading*” degli impianti, non più demandabile, può rappresentare una possibile soluzione alla continua scarsità d'acqua per uso agricolo, civile ed industriale.

In generale, il potenziamento degli impianti di depurazione, allo scopo di giungere ad un efficientamento dell'utilizzo risorsa idrica basato sul suo riutilizzo, è comunque una necessità in presenza di aumenti dei volumi/carichi in ingresso, nuove normative ambientali più stringenti, presenza di nuovi ed emergenti contaminanti.

Nel quadro complessivo di analisi si inserisce poi la necessità, pur ovvia, di adottare uno schema di impianto che minimizzi il costo complessivo del trattamento, beneficiando dell'impiego di tecnologie innovative a minor consumo energetico e della possibilità di recuperare sottoprodotti ad elevato valore aggiunto da avviare al riutilizzo.

Un'implementazione del riuso della risorsa idrica utilizzata nell'ambito dei processi agroalimentari è oggigiorno tecnicamente possibile. Negli ultimi decenni molti ricercatori si sono cimentati con idee, progetti e brevetti per riguadagnare acqua depurata dai reflui liquidi, soprattutto quelli di maggior produzione nel nostro paese, come l'acqua di vegetazione delle olive, i reflui zootecnici e quelli uscenti dalle concerie. Il primo refluo viene prodotto dai frantoi oleari durante la produzione dell'olio di oliva, che rappresenta per l'Italia una delle maggiori attività agroalimentari. Annualmente in Italia vengono prodotte 25Mm³ di acqua di vegetazione che rappresentano un refluo difficile da smaltire, sostanzialmente dovuto all'elevata concentrazione di materia organica sospesa e disciolta nonché alla sua fitotossicità che non ne permette il trattamento biologico. Il refluo non può essere trattato dagli impianti di depurazione comunali senza trattamenti. Negli ultimi decenni una direttiva europea (EU Directive 91/271/EEC) ne impedisce lo smaltimento in ambiente, ma in mancanza di attuazione delle soluzioni disponibili ogni anno il nostro paese deroga lo smaltimento per spargimento su terreni compatibili. A prescindere dalla criticità che l'Italia mostra nel derogare annualmente una direttiva Europea, lo spargimento sul terreno è prassi che andrebbe sostituita con altre soluzioni nel breve termine: un'analisi dei terreni compatibili sul nostro territorio laddove la produzione dell'olio di oliva insiste mostra che la loro estensione non sia sufficiente a coprire il fabbisogno dello smaltimento del refluo, comportando operazioni di spargimento non sempre perfettamente eseguite e con conseguente danni all'ambiente. In particolar modo, si ravvisa un inquinamento del suolo e delle falde acquifere non confinate di polifenoli e fenoli che decenni fa non si osservavano. La presenza di fenolo nell'acqua di falda, che diventa acqua di pozzo per uso irriguo, presenta un abbassamento della qualità dell'acqua irrigua per l'agricoltura, avendo un certo grado di tossicità.

Le soluzioni tecniche che hanno raggiunto un certo grado di maturazione, in termini di TRL5 o superiore, sono sostanzialmente due: il trattamento del refluo mediante membrane oppure mediante mineralizzazione. Brevemente, il primo processo consiste in una serie di più processi, tra cui processi di coagulazione/flocculazione, ultrafiltrazione, nanofiltrazione e osmosi inversa. In media all'uscita del processo di depurazione si ottiene un'acqua depurata qualificata per lo scarico nel sistema di fognatura civile comunale, al 80% del volume iniziale. Il residuo è compatibile per altri usi come la produzione di biogas o per il nutrimento nella produzione di microalghe. La fattibilità economica del processo è stata dimostrata più volte, con costi inferiori rispetto alla pratica dello spargimento su terreno. Infine, il processo permette di recuperare i polifenoli come sostanza dall'elevato valore aggiunto (200 €/kg) che può essere impegnato nell'industria nutracutiva.

Il secondo processo prevede la completa distruzione dei contaminanti organici nell'acqua reflua mediante l'apporto di corrente elettrica. Il processo porta alla produzione di un'acqua depurata compatibile al sistema fognario comunale nonché alla produzione di idrogeno che può

essere usato come vettore o recupero parziale energetico, senza formazione di altre correnti reflue. Il costo di depurazione è simile a quello richiesto dallo spargimento su terreno.

Il secondo refluo proveniente sostanzialmente dall'industria del bovino e del maiale che comporta la produzione collaterale di reflui zootecnici. In Italia, ogni anno, vengono prodotti 90 milioni di metri cubi di questo refluo, molto difficile da smaltire. Il liquame è ricco di azoto, a concentrazioni tali da rendere lo spargimento sul terreno critico; anche in questo caso esiste una direttiva EU, la Direttiva 91/676/CEE sui Nitrati datata 1991, che fissa a 170 kg per ettaro annui la quantità di azoto da effluente zootecnico che è possibile spargere.

La ricerca si focalizza sulla riqualificazione di questi reflui ottenendo acqua depurata e come concentrati fertilizzanti e come alimentazione all'industria della produzione del biogas. Nella pratica si adottano reattori biologici aerobici per degradare la materia organica in maniera efficiente, aggiungendo ozono per aumentare le rese. Alternativamente possono essere impegnati dei MBR (membrane bioreactors; bioreattori a membrane) per spingere la degradazione dell'organico verso rese sostenibili. I processi hanno raggiunto la maturità tecnica ed economica per essere utilizzati sia dai piccoli che dai grandi allevatori.

Il terzo refluo proviene dall'industria conciaria, caratterizzato da un inquinamento sensibile di metalli pesanti, tra i quali il cromo nelle sue due forme, una pressoché inerte e l'altra altamente tossica. Il monitoraggio della situazione sull'acqua conciaria è stato fatto mediante diversi progetti e collaborazioni interregionali, demarcando una situazione di forte inquinamento del suolo laddove insistono i siti produttivi.

Il miglioramento della qualità delle acque è inoltre obiettivo prioritario del PNRR, che rivolge esplicitamente l'attenzione all'intero ciclo delle acque, dall'emungimento alla restituzione nell'ambiente dell'acqua trattata, al fine di pervenire ad un miglioramento della qualità delle acque interne e costiere (Investimento 4.4 - Investimenti in fognatura e depurazione; PNRR, 2021)

Secondo il PNRR, gli investimenti previsti nel settore si intendono mirati a rendere più efficace la depurazione delle acque reflue scaricate nelle acque marine e interne, anche attraverso l'innovazione tecnologica, e, quando possibile, trasformare gli impianti di depurazione "fabbriche verdi", per consentire il recupero di energia e fanghi, e il riutilizzo delle acque reflue depurate per scopi irrigui e industriali.

In particolare, grande beneficio ne potrà trovare l'agricoltura: proprio in merito al riutilizzo delle acque depurate in ambito agricolo è già in fase avanzata il dibattito a livello europeo (*Regolamento UE2020/741*), finalizzato a supportare l'agricoltura in aree a forte siccità, dove è necessario limitare il prelievo di acque naturali per ridurre lo stress idrico.

Ma le nuove normative ambientali, ad ogni livello, hanno al momento come ulteriore oggetto di discussione i cosiddetti contaminanti emergenti, tra i quali tutte quelle sostanze quali farmaci e prodotti per la cura personale (es. sostanze contenute in creme, creme solari, shampoo, saponi) che contaminano le acque reflue in quantitativi elevati, in quanto prodotti di ampio utilizzo quotidiano (GdL-MIE. 2020).

I principi attivi e i prodotti di risulta della metabolizzazione dei farmaci espulsi dall'organismo, raggiungono le acque reflue urbane e, di conseguenza, gli impianti di depurazione delle acque. Ulteriore fonte di inquinamento è rappresentata dall'immissione diretta nell'ambiente di pesticidi, o di farmaci ad uso veterinario dagli allevamenti e dagli impianti di acquacoltura.

Di grande attualità è altresì il problema delle microplastiche: come ormai ampiamente noto, si stima che siano presenti negli oceani oltre 150 milioni di tonnellate di plastiche, in massima parte sotto forma di micro e nano-plastiche. La produzione quotidiana di microplastiche impatta le acque inviate agli impianti di trattamento, che ne diventano il naturale ricettore. Poiché gli attuali processi di depurazione non sono stati progettati appositamente per la rimozione di tali sostanze, non risultano del tutto in grado di rimuoverle dalle acque reflue. Se non completamente rimosse,

esse possono essere così immesse nei corsi d'acqua, laghi o mare con le acque trattate, oppure nel terreno tramite i fanghi di depurazione, utilizzati come concime in agricoltura. La conseguenza finale è l'immissione di ingenti quantità di tali sostanze nell'ambiente.

Una evoluzione tecnologica degli impianti di trattamento delle acque rispetto alle nuove sostanze inquinanti emergenti rappresenta pertanto una linea di sviluppo imprescindibile al fine di razionalizzare la gestione delle risorse idriche.

Diverse soluzioni innovative sono già disponibili o in via di sperimentazione, volte ad aumentare l'efficienza di rimozione degli inquinanti persistenti negli impianti di depurazione.

Di norma il cuore dell'impianto di depurazione è rappresentato da uno stadio di trattamento di ossidazione biologica. La natura prettamente lentamente biodegradabile, o addirittura refrattaria al trattamento biologico della maggior parte dei nuovi inquinanti richiede un potenziamento di tale stadio ossidativo, realizzabile ad esempio attraverso:

- **pretrattamento di ossidazione chimica**
trattamenti con ossidanti quali il reattivo di Fenton, sono in grado di rimuovere completamente inquinanti persistenti, quali cianuri, pesticidi, ma anche di realizzare una trasformazione delle sostanze inquinanti in sottoprodotti a maggiore biodegradabilità. In tale ottica, l'utilizzo di processi di ossidazione chimica o elettrochimica può essere previsto come pretrattamento di un successivo stadio di ossidazione biologica, oppure in luogo del trattamento biologico stesso;
- **pretrattamento a biomassa adesa**
l'adsorbimento di inquinanti da parte della biomassa adesa ad un supporto può incrementare la rimozione biologica: la biomassa stessa agisce in parte come filtro di inquinanti persistenti, prevenendo effetti inibitori o tossici;
- **modifica della configurazione di processo dello stadio biologico**
accorgimenti quali la re-aerazione del fango di ricircolo, la suddivisione in comparti ove si realizzi la specializzazione della biomassa, l'adozione di sistemi sequenziali o simultanei, l'introduzione di selettori per prevenire problemi di sedimentabilità, lo sviluppo di processi a base di fango granulare, permettono di potenziare lo stadio biologico con investimenti limitati, senza modificare in maniera sostanziale il layout dell'impianto;
- **dosaggio di inerti nel reattore**
l'utilizzo di carbone attivo nel reattore biologico permette la riduzione della concentrazione del contaminante nella fase acquosa, limitando in tal modo gli effetti di inibizione o tossicità nei confronti del fango attivo;
- **sistemi di separazione ad alta efficienza**
fattore limitante l'efficacia del processo biologico è la difficoltà di separazione della biomassa dalla corrente trattata: per incrementare la concentrazione di biomassa ricircolata anche in presenza di fanghi a scarsa sedimentabilità, è possibile ricorrere a reattori a membrana o a sistemi di separazione avanzati quali quelli magnetici.

Tuttavia, la natura scarsamente o del tutto non biodegradabile degli inquinanti emergenti e la loro potenziale tossicità anche in tracce richiede un trattamento fino a livelli residui estremamente bassi. Il potenziamento dell'impianto di trattamento acque deve quindi necessariamente riguardare anche i trattamenti terziari.

In tale ottica, oltre ai processi che prevedono l'impiego di processi di separazione a membrane, è possibile ricorrere a processi di ossidazione chimica o elettrochimica per completare la rimozione degli inquinanti a valle, o in luogo di un processo biologico.

L'ozonizzazione, già da lungo tempo utilizzata per la disinfezione delle acque come alternativa alla clorazione o alle radiazioni UV, può ossidare selettivamente microinquinanti organici nelle acque.

Nell'ambito dei processi di ossidazione avanzata (chimica ed elettrochimica), rivestono particolare rilievo i processi fotocatalitici, per i quali sono già stati testati con successo materiali altamente

performanti, in grado anche di realizzare la rimozione totale di inquinanti persistenti in breve tempo (meno di un ora), attraverso meccanismi simultanei di ossidazione e di adsorbimento.

Proprio l'adsorbimento, peraltro ampiamente utilizzato per il trattamento delle acque di scarico industriali, offre una ulteriore alternativa di rimozione, grazie alla possibilità di ottenere materiali adsorbenti a basso costo da prodotti di scarto e con tecnologie consolidate ed a ridotto impatto ambientale.

Tecnologie fotoelettrochimiche avanzate attualmente allo studio appaiono inoltre ampiamente in grado di realizzare rimozioni quantitative di erbicidi, coloranti, prodotti farmaceutici, quando integrate a processi biochimici e a membrana.

Tuttavia, in generale, l'implementazione di tali processi può risultare piuttosto onerosa ed è necessario pertanto valutare, quindi, con attenzione i costi/benefici per l'applicazione su larga scala, come nei depuratori municipali.

Un primo passo potrebbe essere iniziare dai piccoli depuratori (quali quelli industriali) incentivati ad un trattamento più spinto (che può però risultare dispendioso dal punto di vista economico), per poi passare a quelli grandi (civili, consortili), che intanto già trarrebbero un immediato beneficio dalla ridotta immissione di contaminanti a monte (quando i depuratori industriali scaricano in quelli consortili).

Di pari passo con l'efficientamento di processo per ottenere l'incremento delle prestazioni degli impianti, va tuttavia considerato l'efficientamento energetico degli impianti di depurazione.

È noto come le principali voci di costo operative di un impianto di trattamento delle acque di scarico siano principalmente lo smaltimento dei fanghi e l'aerazione nei bacini di ossidazione, con quest'ultima che può arrivare a pesare per oltre il 50% (e fino anche al 75%) dei costi energetici dell'impianto.

Al di là delle possibilità di recupero energetico offerto dai trattamenti dei fanghi (o di acque ad elevata concentrazione di componente organica) in processi di digestione anaerobica, è opportuno adottare soluzioni idonee al contenimento dei consumi dei sistemi di aerazione.

A tale proposito, un migliore controllo dei livelli di ossigeno nelle vasche di ossidazione, anche attraverso l'adozione di sistemi intelligenti, si stima possa consentire una sensibile riduzione di consumi, in media tra il 10 e il 20%.

Una corretta manutenzione dei sistemi di aerazione è altresì fondamentale per prevenire le perdite di efficienza causata ad esempio dallo "sporciamento" dei diffusori. La manutenzione in un impianto di trattamento acque rappresenta in media tra il 15 e il 25% dei costi operativi: una ottimizzazione degli interventi in funzione del costo e dei relativi benefici rappresenta una soluzione facilmente perseguibile ai fini di una immediata riduzione dei costi associati ai consumi energetici dell'impianto.

Soluzioni di processo alternative, quali, tra le altre, ad esempio l'alternanza di condizioni aerobiche ed anaerobiche, la selezione di microrganismi in grado di una più rapida ed efficiente assimilazione dell'ossigeno, possono consentire una ulteriore riduzione dei consumi (dell'ordine del 10-15%), sebbene possano rendere necessarie modifiche impiantistiche.

Ovviamente la questione energetica va di pari passo con l'incremento delle prestazioni dell'impianto: entrambe passano per una razionalizzazione degli impianti, che, sin dalla fase di progettazione, dovranno essere pensati e gestiti, per quanto possibile, come unità in grado il più possibile di autosostenersi, sfruttando le opportunità di recupero di materia e di energia.

1.5 Aspetti economici, ambientali e normativi

La disponibilità di acqua, come già accennato, è un rilevante e irrinunciabile fattore di competitività industriale soprattutto nel settore agricolo sia per la produzione vegetale sia per la produzione animale.

Il ridursi delle disponibilità della risorsa idrica determinato da fenomeni di varia natura porta con sé inevitabilmente l'aumento delle conflittualità ed ha conseguenze negative soprattutto in settori come l'agricoltura che ne beneficia in modo prioritario.

Il diminuire delle disponibilità comporta necessariamente la ricerca di soluzioni in grado di efficientare l'uso dell'acqua introducendo criteri di natura economica ed ambientale.

1.5.1 Analisi d'uso della risorsa idrica

L'acqua è la risorsa naturale più abbondante del pianeta terra e la sua quantità può mantenersi costante nel tempo grazie ai processi di rigenerazione che la caratterizzano. La disponibilità di acqua utilizzabile varia in funzione delle modalità di sfruttamento della risorsa. Un'intensità di sfruttamento superiore alla capacità di rigenerazione incide direttamente sulle possibilità di utilizzo riducendo una fruizione sostenibile della risorsa. Nonostante queste premesse l'acqua è stata considerata per lungo tempo una risorsa disponibile in quantità illimitata e ciò ne ha incentivato il protrarsi nel tempo di un uso non sostenibile. Le particolarità dell'acqua in termini di bene sono riconducibili al fatto che la risorsa viene utilizzata per il soddisfacimento di molteplici bisogni. Oltre che essere destinata a garantire bisogni vitali l'acqua costituisce una risorsa di primaria importanza all'interno del sistema economico.

Il suo utilizzo è infatti indispensabile in tutti i processi produttivi che hanno come obiettivo la creazione di valore a partire dall'agricoltura. Nel settore agricolo la disponibilità di acqua rappresenta un rilevante e irrinunciabile fattore di competitività sia per la produzione vegetale che per la produzione animale.

L'uso della risorsa idrica a livello nazionale riguarda in misura decisamente maggioritaria l'agricoltura con più del 50% dei prelievi. L'entità e l'importanza dei prelievi a fini agricoli risulta diversificata a livello territoriale. Mentre nel nord Italia si registrano le condizioni climatiche più favorevoli e realtà territoriali meno complicate in relazione all'accesso all'acqua, nelle aree meridionali e nelle isole permane un importante squilibrio tra offerta e domanda.

Tra tutti i settori economici quello agricolo è dunque il più sensibile alla scarsità d'acqua rappresentando al contempo il settore con il più ampio margine di aggiustamento nell'uso della risorsa.

La costante crescente domanda di prodotti agricoli per soddisfare le esigenze alimentari di una crescente popolazione continua a essere il principale motore dell'uso a fini irrigui dell'acqua in agricoltura.

A tali esigenze si contrappone un'offerta sempre più limitata delle risorse disponibili cui corrispondono iniziative tese in primo luogo a un aumento dell'efficienza che, per il settore primario, è rappresentata dal rapporto tra il valore della quantità di risorsa idrica impiegata e il valore del prodotto agricolo ottenuto.

Determinanti nelle scelte d'uso dell'acqua in agricoltura sono: i prezzi delle produzioni agricole; i costi della risorsa idrica; i costi dei mezzi di produzione acqua esclusa; le tecnologie d'utilizzazione impiegate.

La produttività economica dell'acqua rappresenta un indice di assoluto rilievo per valutare compiutamente l'efficienza del servizio. Tuttavia, la mancanza di informazioni circa i costi/ricavi generati dall'uso dell'acqua nelle singole aziende agricole rappresenta uno dei limiti principali dell'intervento pubblico nel settore irriguo. La crescente limitatezza della risorsa è stata ben evidenziata dai diversi modelli previsionali messi a punto che hanno sottolineato l'intensificarsi di una distribuzione irregolare delle precipitazioni con diversificazione delle disponibilità di acqua a livello territoriale e accentuazione del rischio di stress idrici coincidenti con le fasi di maggiore esigenza irrigua per l'attività agricola.

Gli scenari ipotizzati hanno sottolineato come, a causa del cambiamento climatico in atto, potranno intensificarsi problemi di aridità diffusa, accrescendo le necessità irrigue nell'area mediterranea.

nea di cui l'Italia è parte integrante. I modelli previsionali sono inoltre concordi nell'evidenziare una possibile accentuazione conflittuale nell'uso della risorsa qualora dovessero continuare in modo concomitante siccità, cambiamenti climatici e tendenze di crescita dei consumi.

Gli squilibri evidenziati incidono in primo luogo sul settore agricolo quale utilizzatore primo della risorsa in termini quantitativi.

Le problematiche evidenziate trovano riscontro nella tendenza al non completo utilizzo delle potenzialità irrigue misurate dal rapporto tra superficie irrigata e superficie irrigabile.

Tale rapporto è infatti pari ad oltre il 60% se si considera il dato a livello Nazionale. A livello territoriale si riscontra una situazione disomogenea tra Nord Italia con valori pari ad oltre il 70% e il Centro-Sud con valori medi attorno al 30%. Il non completo utilizzo della superficie irrigabile rappresenta un vincolo evidente che limita la produttività del settore agricolo. Le cause di tale situazione sono da ricercare in ragioni di ordine economico oltre che di scarsità della risorsa come precedentemente evidenziato.

Sotto il profilo gestionale le pratiche irrigue adottate da parte degli agricoltori nel corso del tempo hanno progressivamente evidenziato il tentativo di gestire il ciclo dell'acqua in modo più efficiente rendendone indispensabile il controllo sul piano locale attraverso l'irrigazione e il drenaggio.

Tuttavia, i tentativi di efficientamento gestionale portati avanti dagli agricoltori non hanno trovato riscontro nella definizione delle tariffe applicate per l'uso della risorsa. Le tariffe comunemente applicate risultano, infatti, non tanto incoerenti con le finalità di recupero del costo dei servizi idrici quanto con la necessità di incentivare usi efficienti ed evitare sprechi.

1.5.2 La normativa

Le particolari caratteristiche del bene e le funzioni assicurate dallo stesso hanno comportato nel tempo l'adozione di politiche pubbliche volte a intervenire nelle problematiche di diversa natura riguardanti l'uso della risorsa idrica.

Attraverso l'emanazione della Direttiva 2000/60 il legislatore ha inteso dar luogo ad un quadro di riferimento comune in materia di acqua basato sui principi ispiratori della politica ambientale dell'Unione Europea. In particolare, viene sancito il principio secondo il quale l'acqua è una risorsa vulnerabile essenziale per sostenere la vita, lo sviluppo e l'ambiente alla quale occorre riconoscere un valore economico.

Nel timore che l'adozione di questo principio portasse a prezzi dell'acqua che avrebbero danneggiato gli interessi degli agricoltori, in particolare di quelli maggiormente marginalizzati dal punto di vista economico, fu aggiunto che, oltre ad avere una funzione economica, l'acqua dovesse essere considerata un bene sociale, «*qualunque cosa ciò dovesse implicare*».

Secondo tale impostazione la gestione del bene doveva avvenire attraverso un'allocatione efficiente, ponendo fine agli sprechi e ai danni ambientali legati a un eccessivo sfruttamento.

La Direttiva è così intervenuta in modo determinante sotto il profilo economico sancendo l'applicabilità, anche se non vincolante, del principio del recupero dei costi relativi ai servizi idrici prevedendo l'adozione di misure adeguate volte ad attribuire al prezzo dell'acqua il costo complessivo (*full cost*) di tutti i servizi a essa connessi.

Attraverso l'introduzione del *full cost* il legislatore intendeva operare in forma unitaria comprendendo in un'unica voce tutti gli aspetti caratterizzanti, ottemperando all'obiettivo di non trascurare alcun elemento di stima.

Secondo l'art. 154 del d.lgs. 152/2006, la tariffa costituisce il corrispettivo spettante al servizio idrico e viene determinata tenendo conto: della qualità della risorsa idrica e del servizio fornito, delle opere e degli adeguamenti necessari; dell'entità dei costi, in modo che sia assicurata la coper-

tura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio del recupero dei costi e secondo il principio del “chi inquina paga”.

Gli attuali orientamenti normativi in materia, fatti salvi i provvedimenti emergenziali succedutisi nel tempo per far fronte alle diverse crisi idriche, sono rappresentati dalle proposte di legge n. 52 (Disposizioni in materia di gestione pubblica e partecipativa del ciclo integrale delle acque) e n. 773 (Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque) discusse nel corso della diciottesima legislatura.

Entrambe le proposte perseguono la medesima finalità: dettare i principi attraverso i quali deve essere utilizzato, gestito e governato il patrimonio idrico nazionale.

Il punto essenziale in cui divergono le proposte è rappresentato dall'interesse economico del servizio.

Mentre nella proposta n.52 si parla di “servizio pubblico locale di interesse generale non destinato ad essere collocato sul mercato in regime di concorrenza”, in quella n.773 il servizio idrico viene inteso come “servizio pubblico locale di interesse economico generale assicurato alla collettività”.

Due visioni profondamente differenti con la prima in aperto contrasto con quelle che sono le indicazioni comunitarie in materia così come precedentemente richiamate.

Con riferimento all'uso della risorsa idrica in agricoltura è di particolare interesse quanto disposto al comma 5 dell'art. 3 della proposta 52 e alla lettera b), capoverso 4.1, del comma 4 dell'art. 2 della proposta 773 dove si afferma che l'uso dell'acqua per l'agricoltura e per l'alimentazione animale è prioritario rispetto ai rimanenti usi.

Nel citato capoverso 4.1 del comma 4 dell'art. 2 dell'A.C. 773 viene altresì disposto che l'utilizzo dell'acqua per l'agricoltura e per l'alimentazione animale deve essere reso efficiente tramite l'adozione di tutte le migliori tecniche e dei metodi disponibili al fine di limitare il più possibile gli sprechi a parità di risultato atteso.

Complessivamente in tema di gestione entrambi le proposte di legge confermano quanto anticipato con il D.P.C.M. del 13 ottobre 2016, attraverso il quale il legislatore ha istituito la tariffa sociale del SII (Servizio Idrico Integrato) da applicare alle utenze domestiche in condizioni economiche disagiate, applicabile tramite agevolazioni e bonus ma vincolata al recupero con il metodo tariffario di quanto stanziato a tali fini.

Detto provvedimento s'inserisce nel solco dell'identificazione dell'acqua come bene comune appartenente a tutti gli esseri viventi e loro diritto imprescindibile.

Per questo motivo si afferma che il suo accesso deve essere comunque garantito, indipendentemente dai costi economici, in quantità e qualità sufficiente.

La collettività diviene così garante del diritto all'acqua attraverso la diretta partecipazione dei cittadini.

Le politiche descritte s'intersecano inevitabilmente con quelle riguardanti l'intervento pubblico in agricoltura che ha come punto di riferimento principale il Piano Strategico Nazionale della Politica Agricola Comunitaria per il periodo 2023-2027.

Il disegno strategico del Piano con riferimento all'uso della risorsa idrica è sintetizzabile nell'evidenziato soddisfacimento dell'esigenza 2.13 di: efficientamento e sostenibilità dell'uso delle risorse idriche nel comparto agricolo e agroalimentare; di valorizzazione dei sistemi irrigui a livello aziendale e consortile; della promozione dello stoccaggio e del riuso della risorsa anche attraverso pratiche agronomiche.

Il Piano conferma la prevalente azione nazionale per il finanziamento di infrastrutture irrigue collettive, lasciando alle Regioni e PPAA. il compito di intervenire sulle azioni complementari a livello aziendale ed interaziendale.

In particolare, sono previsti investimenti aziendali per il miglioramento, rinnovo e ripristino di impianti irrigui aziendali che comportino un risparmio nell'utilizzo di risorse idriche nonché

investimenti che promuovono lo stoccaggio e il riuso di tali risorse, anche nell'ottica di garantire l'irrigazione di soccorso in periodi di scarsa disponibilità.

Il Piano evidenzia come il soddisfacimento delle esigenze trovi riscontro per il suo completamento con quanto previsto dal PNRR che prevede Investimenti nella resilienza dell'agro-sistema irriguo per una migliore gestione delle risorse idriche (M2C4 Investimento 4.3). L'obiettivo di questa misura è aumentare l'efficienza dei sistemi irrigui attraverso lo sviluppo di infrastrutture innovative e digitalizzate atte a ridurre le perdite e a favorire la misurazione e il monitoraggio delle fasi per un settore agricolo più sostenibile e che si adatti meglio ai cambiamenti climatici.

Particolarmente importante è all'interno del Piano strategico il riferimento alle necessità d'integrazione delle disponibilità idriche attraverso la realizzazione e/o l'adeguamento degli impianti di depurazione per renderli idonei alla produzione di acque destinate al riuso irriguo, anche al fine di promuovere e garantire l'applicabilità del Regolamento UE 2020/741 sul riutilizzo dell'acqua entrato in vigore nel 2023.

A fronte dell'evoluzione normativa Nazionale e Comunitaria il dibattito a livello internazionale sull'uso della risorsa si è soffermato sui contenuti gestionali e sul come renderli compatibili con le diverse esigenze di natura ambientale e sociale ad essi associati.

Le posizioni emerse ai diversi livelli sono rappresentabili in due diverse visioni delle politiche da sviluppare sintetizzabili nella tabella seguente n.3:

Tabella 1.3 Politiche sulle acque

Acqua come bene economico	Acqua come diritto
L'acqua è un bene economico e come tale può essere venduto, acquistato o scambiato.	Accesso all'acqua in quantità e qualità sufficienti come diritto essenziale
L'accesso all'acqua è un bisogno vitale, non un diritto umano.	Acqua come bene comune che appartiene a tutti gli esseri viventi
L'acqua deve essere gestita come risorsa strategicamente importante	Autorità pubbliche garanti del diritto all'acqua
L'acqua deve essere utilizzata in modo efficiente	Partecipazione dei cittadini alle politiche sull'acqua

1.5.3 Risultati dell'analisi

Il livello raggiunto dalla superficie irrigabile dell'agricoltura italiana può essere considerato in linea con le necessità di perfezionamento delle iniziative irrigue programmate nel corso del tempo.

Le necessità infrastrutturali paiono pertanto necessarie con riferimento a interventi di ristrutturazione e ammodernamento della rete o a investimenti puntuali e a basso costo in grado di far fronte a emergenze dettate dall'influenza negativa esercitata dalla modifica delle condizioni pedoclimatiche locali.

Il mancato sfruttamento di parte della superficie irrigabile pone questioni ineludibili a partire dalla linea di sviluppo che s'intende dare all'agricoltura italiana in relazione alle vicende espresse dagli indirizzi della normativa Comunitaria.

In secondo luogo, la riduzione della superficie irrigata evidenzia come, pur a fronte dei maggiori benefici economici ritraibili dall'uso della risorsa la stessa non sia stata utilizzata per scelta da parte degli agricoltori.

Le motivazioni alla base della rinuncia paiono essere sia di ordine tecnico che di ordine economico.

Con riferimento a quest'ultimo punto è probabile che gli agricoltori che hanno perseguito tale scelta abbiano dovuto tener conto del fatto che i ricavi ipotizzati non sarebbero stati in grado di

ripagare il costo del fattore produttivo impiegato. Ciò anche se la misura in cui cambiamenti di costo della risorsa e prezzi dei prodotti agricoli si traducono in variazioni di uso resta abbastanza variabile.

Tali considerazioni impongono di riflettere sull'uso non efficiente condiviso da tutti gli utilizzatori della risorsa. Nel caso dell'agricoltura l'acqua disponibile non pare utilizzata secondo logiche di convenienza economica basate sul contenimento degli sprechi e sui meccanismi di tariffazione che non appaiono diversificati sulla base dei livelli di efficienza e sostenibilità effettivamente rappresentati dall'offerta.

L'individuazione di un giusto prezzo anche per i diversi impieghi alternativi dell'acqua renderebbe più efficiente anche l'allocazione delle risorse idriche disponibili.

Le proposte di legge n. 52 e n. 773 precedentemente richiamate non sembrano essere ispirate a criteri di allocazione economica della risorsa in quanto non tengono conto del beneficio economico ritraibile dai diversi usi e all'interno di questi.

Le modalità gestionali definite dal quadro di riferimento legislativo lasciano insolute le problematiche riguardanti l'efficientamento delle modalità gestionali nell'uso della risorsa.

Il riconoscimento da parte del legislatore di una tariffa sociale rappresenta il tentativo di far fronte all'impatto negativo rappresentato dal pagamento del costo pieno per quella parte di popolazione in condizioni economicamente disagiate.

Anche se si tratta di una soluzione condivisibile dal punto di vista della sostenibilità sociale non lo è altrettanto dal punto di vista economico in quanto la tariffazione così agevolata viene posta a carico della fiscalità generale.

L'accessibilità garantita a tariffe agevolate non riguarda solo gli usi civili ma anche altri usi. L'acqua viene cioè trattata alla stregua di bene pubblico pur avendo caratteristiche di bene comune cioè di bene per il quale valgono la non escludibilità (nessuno può essere escluso dall'uso del bene) e, a differenza del bene pubblico, la rivalità (il consumo di acqua da parte di un soggetto ne può ridurre la disponibilità per un altro soggetto).

Questa caratteristica implica la necessità di non poter affrontare la gestione dell'acqua con criteri non legati all'economia e all'efficienza. In caso di una gestione non efficiente e non economica tutti i potenziali fruitori della risorsa tenderebbero, al fine di massimizzare i propri benefici, a sfruttarla eccessivamente portando a un suo depauperamento e a una accentuazione delle conflittualità.

La garanzia fornita alla collettività in merito alla possibilità di aver sempre e comunque accesso all'acqua, anche nel caso di usi produttivi attraverso la garanzia di tariffe adeguate, riduce la possibilità di avere una gestione economicamente efficiente incentivando utilizzazioni non compatibili con la corretta conservazione della risorsa.

Le dinamiche descritte impongono la revisione, nel tempo, delle politiche pubbliche sull'acqua. Le proposte normative succedutesi, hanno sempre ricercato un punto di equilibrio che ottemperasse contemporaneamente alle necessità di salvaguardia e di fruibilità diffusa della risorsa.

Occorre sottolineare in questo senso la chiarezza dei contenuti della Direttiva Comunitaria 2000/60 che, in modo determinante, sancisce l'applicabilità del principio del recupero dei costi relativi ai servizi idrici prevedendo l'adozione di misure adeguate volte ad attribuire al prezzo dell'acqua il costo complessivo di tutti i servizi a essa connessi.

Nell'immaginare l'applicazione del costo pieno il legislatore ha introdotto il problema della gestione di una risorsa destinata a molteplici usi.

L'applicazione del costo pieno ha visto prevalere la logica basata sulla necessità di trattare l'acqua come risorsa strategicamente importante con caratteristiche di bene economico

Il dettato legislativo ha di fatto prevalso sulle interpretazioni portate avanti a livello internazionale volte a testimoniare l'accesso all'acqua come diritto imprescindibile da garantire e come tale non suscettibile di privatizzazione.

L'adozione di provvedimenti legislativi riguardanti l'applicazione di tariffe sociali per l'uso della risorsa appare insufficiente a dare una risposta complessiva alle diverse istanze portate avanti sul piano sociale e rende improcrastinabile una revisione del quadro normativo a partire da una maggiore differenziazione nelle modalità di gestione della risorsa in funzione delle differenti destinazioni d'uso.

Occorre tenere maggiormente conto della multifunzionalità d'uso della risorsa e della conseguente necessità di disgiungere per quanto possibile la modalità di gestione a fini produttivi da quella per usi civili.

1.5.4 Considerazioni conclusive

La tariffazione della risorsa destinata a usi produttivi e all'agricoltura in particolare necessita di essere rivista in funzione di un'applicazione del costo pieno coerente con il livello di efficienza dei servizi di fornitura e attenta, al tempo stesso, ad assicurare la sostenibilità nell'uso della risorsa secondo le sue diverse declinazioni.

Per arrivare a ciò appare evidente la necessità di incrementare la produttività economica della risorsa al fine di compensare l'eventuale aumento di tariffa determinato dall'applicazione del costo pieno.

La ricerca di soluzioni in grado di aumentare la produzione utilizzando meno acqua è diventata una priorità cruciale per il futuro.

Se l'agricoltura deve continuare ad assicurare la copertura dei fabbisogni alimentari è tuttavia necessario che sia messa nelle condizioni migliori per farlo valorizzando i vantaggi di natura economica senza compromissioni di natura sociale e ambientale.

In questo senso occorre sottolineare come l'uso efficiente della risorsa a fini agricoli migliora costantemente e anche le misure che favoriscono il risparmio idrico e offrono altri vantaggi, come la riduzione del fabbisogno energetico o altri benefici di natura ambientale, stanno fornendo risultati soddisfacenti.

La ricerca sta, ad esempio, lavorando per aumentare la capacità di stoccaggio dell'acqua nei terreni utilizzati per scopi agricoli. La modernizzazione dei sistemi di irrigazione è aumentata e anche la produttività dell'acqua è notevolmente migliorata.

La recente approvazione del Metodo Tariffario Unico deliberato nel dicembre 2019 da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente per il periodo 2020-2023 e applicato a chi, a qualunque titolo, gestisce il servizio idrico sul territorio nazionale, costituisce sicuramente un passo importante nella direzione dell'applicazione di tariffe capaci di tener conto delle specificità locali.

Resta sostanzialmente ineluso il tema sorto con l'emanazione del D.P.C.M. precedentemente richiamato riguardante la copertura finanziaria della tariffa sociale del servizio idrico integrato.

La conferma da parte della Commissione Europea della validità dell'impianto della Direttiva Quadro sulle acque unitamente a quella che la stessa Direttiva non subirà alcun cambiamento, impone la necessità di arrivare anche in Italia alla definitiva messa a punto di modalità gestionali effettivamente in grado di riconoscere a tutti i servizi idrici il giusto prezzo in funzione della destinazione d'uso tenendo conto del loro costo economico reale.

Per quanto riguarda le scelte operate in ambito di Piano Strategico Nazionale queste paiono suscettibili di dar luogo a criticità rappresentate sia dalla copertura disomogenea del territorio Nazionale da parte dei sistemi irrigui consortili anche per incompletezza delle opere avviate che dal non inserimento delle azioni complementari in un quadro maggiormente unitario e strategico in grado di identificare le priorità tipologiche e, nell'ambito di queste, gli investimenti irrigui da realizzare a livello territoriale.

Sotto i diversi punti di vista esaminati e con particolare riferimento alle criticità di natura economica registrate si ritengono prioritarie le seguenti azioni:

1. favorire in ogni contesto la produttività economica dell'acqua;
2. favorire, dove possibile, l'utilizzo di fonti idriche alternative;
3. studiare e sviluppare di incentivi economici differenziati per tipologia d'impresa allo scopo di promuovere un uso efficiente delle risorse idriche a livello aziendale;
4. aumentare, secondo criteri di priorità infrastrutturale territoriale, la capacità di gestire la scarsità idrica a livello aziendale.

Allo stato attuale i maggiori reflui prodotti dalle attività agroindustriali nel nostro paese non trovano applicazione anche laddove esiste una soluzione tecnico economica sostenibile tale da permettere di trattare e riqualificare le acque. I motivi per cui le soluzioni non vengono attuate sono sostanzialmente dovuti alla particolarità delle filiere agroalimentari italiane, composta perlopiù da piccoli siti. Senza adeguato supporto finanziario mediante incentivi o fondi per implementare le soluzioni ai siti produttivi difficilmente sarà possibile adeguare i processi produttivi al concetto di riqualificazione delle acque.

È possibile pensare di centralizzare i servizi di trattamento reflui in centri di raccolta, che però avrebbero bisogno di sostegno finanziario a livello nazionale e regionale. Infine, la pratica dello spargimento su terreno, in deroga alle direttive europee, è filiera ormai consolidata in anni e quindi è diventata una prassi che difficilmente il piccolo produttore abbandonerà se non adeguatamente incentivato; anche spingendo la partica fino ed oltre i limiti imposti dal legislatore.

Un'altra difficoltà che si ravvisa nel promuovere adeguatamente una riqualificazione dell'acqua reflua depurata è la mancanza di una legislazione ad hoc di queste correnti. In molti casi l'acqua, nonostante raggiunga anche livelli prossimi alla potabilità, viene classificata come refluo nonostante la depurazione, non permettendone l'uso legale come acqua di processo, acqua irrigua o acqua con altra destinazione. Il problema di regolamentare in maniera equa il sistema produttivo complesso come quello italiano probabilmente scoraggia il legislatore a prendere posizione; d'altra parte, la mancanza di alternative non permette ai produttori di rinnovare lo smaltimento dei reflui allontanandoli dai propri siti mediante spargimento. Sarebbe quindi opportuno a livello europeo e nazionale permettere pratiche che garantiscono una certa sicurezza nel riqualificare acque reflue depurate per usi diversi che lo smaltimento; si potrebbe a titolo di esempio ipotizzare che un'acqua reflua depurata mediante membrane di osmosi inversa possono qualificarsi automaticamente, in quanto questo tipo di membrana esibisce capacità di filtrazioni molto strette e tali da ottenere, in ogni caso, un percolato sufficientemente sicuro per uso irriguo.

1.6 Proposte operative di contrasto, adattamento e da implementare

Si riportano di seguito, in modo sommario, alcune proposte operative o possibili azioni di carattere programmatico, pianificatorio e infrastrutturale che potrebbero essere adottate e implementate nel breve medio periodo per far fronte ad un possibile deficit di risorsa idrica:

1. promozione di un piano straordinario di ammodernamento delle infrastrutture idriche, finalizzato al contenimento delle perdite, stimolando opportunamente l'Ente regolatore, ARERA, e le associazioni degli enti d'Ambito ed i gestori del SII, ad individuare gli eventuali ostacoli e i meccanismi di reperimento delle risorse finanziarie che permettano di accelerare il percorso volto ad una significativa riduzione delle perdite delle reti civili e di introdurre eventualmente ulteriori criteri, in aggiunta ai 6 definiti dalla "Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato", al fine di premiare ed incentivare i gestori sul tema del risparmio e del riuso delle acque;

2. adottare iniziative di indirizzo strategico e coordinamento a livello nazionale al fine di ripristinare un quadro nazionale coeso in tema di dissesto idrogeologico, di sviluppo e coordinamento della pianificazione degli schemi idrici, di manutenzione delle strutture idriche, anche nell'ottica di ammodernamento ed efficientamento del sistema acquedottistico nazionale, limitando le attuali cospicue perdite idriche lungo il percorso di distribuzione e della realizzazione e messa in esercizio di un sistema di collettori e depuratori di fanghi reflui, anche al fine di accogliere le raccomandazioni che giungono dall'Unione europea e scongiurare ulteriori procedure di infrazione;
3. promuovere interventi, non soltanto nei momenti di emergenza dovuti alla siccità, ma costanti e mirati sul medio e lungo periodo, utilizzando risorse e progetti in modo coordinato, che migliorino l'approvvigionamento idrico, con particolare riferimento all'incremento della connettività delle infrastrutture idriche, al risanamento del sistema fluviale, assicurando la funzionalità idraulica, in modo che sia capace di espletare le necessarie caratteristiche funzioni e quelle ecosistemiche, e al miglioramento della capacità previsionale per anticipare la disponibilità naturale della risorsa e ottimizzare il volume immagazzinato;
4. adottare iniziative, anche attraverso norme primarie e d'intesa con le Regioni e gli enti locali, al fine di un riassetto complessivo degli enti gestori del servizio idrico integrato, prevedendo una razionalizzazione e riduzione dei soggetti coinvolti nonché una riduzione degli attuali ostacoli burocratici, al fine di garantire una maggiore efficienza e una migliore capacità di programmare ed attrarre investimenti;
5. adottare iniziative, nel quadro del PNRR, per la realizzazione di infrastrutture agricole destinate al riutilizzo dell'acqua, nella direzione indicata dalla Corte dei conti europea, che ha sollecitato gli Stati membri dell'Unione europea a intervenire in tal senso;
6. adottare iniziative idonee, anche nel contesto del PNRR, per favorire la rinaturalizzazione dei corsi d'acqua e ripristinarne le capacità di contenimento in caso di eventi meteorologici estremi (forti precipitazioni e inondazioni);
7. adottare misure volte a mitigare i rischi derivanti dalle carenze idriche, destinate ad aggravarsi in considerazione delle elevate temperature e dall'incremento dei prelievi d'acqua a uso idropotabile e irriguo, quindi, provvedendo ad una manutenzione costante dei letti dei corsi d'acqua e degli invasi, insieme ad un continuo monitoraggio di corsi d'acqua, fiumi, laghi, ghiacciai e di tutte le acque interne;
8. adottare iniziative volte ad evitare gli sprechi sia dal punto di vista delle dispersioni della rete, sia in relazione all'uso della risorsa idrica, anche attraverso investimenti diretti a promuovere, con specifico riguardo al settore agricolo, l'impiego di moderne e più avanzate tecnologie, come l'irrigazione di precisione;
9. predisporre, quanto prima, anche attraverso la nascente task-force, un piano per la realizzazione di nuovi invasi, ivi inclusi piccoli invasi «interaziendali» a servizio delle imprese agricole, necessari per una maggiore e più capillare capacità di immagazzinamento dell'acqua piovana, oltre che una semplificazione normativa per la gestione dei detriti nella pulizia degli invasi già esistenti;
10. incentivare, attraverso iniziative normative di natura fiscale, ovvero agevolazioni quali l'iperammortamento, gli investimenti in irrigazione di precisione, agricoltura 2.0, impianti di irrigazione di ultima generazione e interventi agronomici e infrastrutturali volti al miglioramento dell'efficienza nell'uso delle risorse idriche in campo agricolo, che tengano conto delle effettive esigenze colturali e delle caratteristiche del suolo, con particolare riferimento a specifiche misure di sostegno per le imprese agricole, della acquacoltura e della filiera agroalimentare della trasformazione, da impegnare in investimenti tecnologici e digitali, e nella formazione degli operatori;
11. promuovere un piano per il riuso delle acque di depurazione, sia in considerazione del Regolamento (UE) 2020/741 in materia di riutilizzo dell'acqua, il quale si applicherà a partire dal 26

- giugno 2023, che alla luce delle numerose procedure di infrazione attive nei confronti dell'Italia, anche associando agli impianti di depurazione delle acque reflue urbane sistemi di fitodepurazione e lagunaggio, al fine di garantire una maggiore persistenza degli accumuli in superficie, contribuendo alla ricarica delle falde;
12. promuovere, anche in linea con le indicazioni della Commissione europea e la spinta dei diversi Governi europei, la ricerca riguardo la coltivazione idroponica e le nuove tecniche genomiche (NGT – New Genomic Techniques), finalizzate ad identificare coltivazioni più resistenti e che necessitino di minori quantità di acqua, in modo da accompagnare il nostro intero settore agro-alimentare nell'adattamento ai cambiamenti climatici e al conseguente fenomeno della siccità;
 13. adottare iniziative, se necessario anche attraverso norme primarie e d'intesa con le regioni e gli enti locali, al fine di un riassetto complessivo degli enti gestori del servizio idrico integrato, prevedendo una razionalizzazione e riduzione dei soggetti coinvolti nonché una riduzione degli attuali ostacoli burocratici, al fine di garantire una maggiore efficienza e una migliore capacità di programmare ed attrarre investimenti;
 14. promuovere un piano complessivo ed omogeneo a livello nazionale che consenta la costruzione e la messa in esercizio di dissalatori, anche in fase emergenziale, al fine di ottenere consistenti quantità di acqua dolce dalla dissalazione e depurazione delle acque marine;
 15. prevedere l'implementazione di un sistema di coordinamento nazionale che tenga in considerazione le specificità degli utilizzi agricoli, industriali, civili e turistici dell'acqua, con il fine di evitare conflittualità tra questi usi e di ottenere una più oculata gestione delle risorse idriche;
 16. prevedere interventi urgenti per la realizzazione di infrastrutture di accumulo idrico durante gli eventi meteorologici estremi e per il recupero di acque piovane a fini di usi industriali, irrigui e domestici;
 17. aumentare il quadro conoscitivo ed informativo, popolando, con il supporto di ISPRA, ISTAT, Enti di Ricerca e Università, e tutte le istituzioni tecnico-scientifiche, nel portale del Ministero dell'Ambiente una sezione dedicata alla raccolta dati e dei risultati di modelli logico/previsionali che consentano di conoscere e rendere disponibili ai cittadini stime affidabili delle disponibilità delle risorse idriche, dei consumi reali e della domanda potenziale;
 18. promuovere campagne di comunicazione e sensibilizzazione che incentivino, da un lato, i cittadini ad un uso più attento e responsabile della risorsa idrica e, dall'altro, le aziende e le industrie ad introdurre nei loro processi produttivi e nei loro cicli industriali sistemi di riutilizzo, ovvero di irrigazione per il comparto agricolo, più efficienti e tecnologici.

Bibliografia

- AghaKouchak, A., Feldman, D., Hoerling, M., Huxman, T. & Lund, J. Water and climate: recognize anthropogenic drought. *Nature* 524, 409–4011 (2015).
- Aksoy, H.; et al. The challenge of unprecedented floods and droughts in risk management. *Nature* 2022, 608, 80–86.
- Alvarez-Garretón, C., Boisier, J. P., Garreaud, R., Seibert, J., and Vis, M.: Progressive water deficits during multiyear droughts in basins with long hydrological memory in Chile, *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, 25, 429–446, <https://doi.org/10.5194/hess-25-429-2021>, 2021.
- Baronetti, A.; González-Hidalgo, J.C.; Vicente-Serrano, S.M.; Acquaotta, F.; Fratianni, S. A weekly spatio-temporal distribution of drought events over the Po Plain (North Italy) in the last five decades. *Int. J. Climatol.* 2020, 40, 4463–4476.
- Brillas, E., Solar photoelectro-Fenton: A very effective and cost-efficient electrochemical advanced oxidation process for the removal of organic pollutants from synthetic and real wastewaters, *Chemosphere*, Volume 327, June 2023, 138532

- Briscoe, J. Water security: why it matters and what to do about it. *Innov. Technol. Gov. Global.* 4, 3–28 (2009).
- Brown, C. & Lall, U. Water and economic development: the role of variability and a framework for resilience. *Nat. Resour. Forum* 30, 306–317 (2006).
- Cancelliere, A.; Salas, J.D. Drought length properties for periodic-stochastic hydrologic data. *Water Resour. Res.* 2004, 40, 1–13.
- Castellari S., Venturini S., Ballarin Denti A., Bigano A., Bindi M., Bosello F., Carrera L., Chiriaco M.V., Danovaro R., Desiato F., Filpa A., Gatto M., Gaudioso D., Giovanardi O., Giupponi C., Gualdi S., Guzzetti F., Lapi M., Luise A., Marino G., Mysiak J., Montanari A., Ricchiuti A., Rudari R., Sabbioni C., Sciortino M., Sinisi L., Valentini R., Viaroli P., Vurro M., Zavatarelli M. (a cura di) (2014). *Rapporto sullo stato delle conoscenze scientifiche su impatti, vulnerabilità ed adattamento ai cambiamenti climatici in Italia*. Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Roma.
- Cornes, R.; van der Schrier, G.; van den Besselaar, E.J.M.; Jones, P.D. An ensemble version of the E-OBS temperature and precipitation datasets. *J. Geophys. Res. Atmos.* 2018, 123, 9391–9409, doi:10.1029/2017JD028200
- Desiato, F.; Lena, F.; Toreti, A. SCIA: A system for a better knowledge of the Italian climate. *Boll. Geofis. Teor. Appl.* 2007, 48, 351–358.
- Desiato, F., Fioravanti, G., Frascchetti, P., Perconti, W., Toreti, A., 2011. Climate indicators for Italy: calculation and dissemination. *Adv. Sci. Res.* 6, 147–150.
- Di Baldassarre et al., Water shortages worsened by reservoir effects, *Nature Sustainability*, 1, 617–622, 2018
- Dobbie, M.F., Brown, R.R., 2014. A framework for understanding risk perception, explored from the perspective of the water practitioner. *Risk Anal.* 34, 294–308. <https://doi.org/10.1111/risa.12100>
- EC (2011a). A resource-efficient Europe – Flagship initiative under the Europe 2020 Strategy. COM(2011) 21.
- EC (2011b). Roadmap to a resource efficient Europe - COM(2011) 571 final.
- Egenhofer C. 2007 Integrating security of supply, market liberalisation and climate change. *M. Emerson Readings Europ. Security* 4, 79–96.
- Ehsani, N., Vörösmarty, C. J., Fekete, B. M. & Stakhiv, E. Z. Reservoirs operations under climate change: storage capacity options to mitigate risk. *J. Hydrol.* 555, 435–446 (2017)
- FAO, *Transforming food and agriculture to achieve the SDGs*, 2018
- FAO, *FAO’s Strategic Framework 2022-31*, 2021.
- Garcia, M.; Ridolfi, E.; Di Baldassarre, G. The interplay between reservoir storage and operating rules under evolving conditions. *J. Hydrol.* 2020, 590, 125270.
- Garcia, M., Koebele, E., Deslatte, A., Ernst, K., Manago, K.F., Treuer, G., 2019. Towards urban water sustainability: analyzing management transitions in Miami, Las Vegas, and Los Angeles. *Glob. Environ. Change.* 58, 101967. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2019.101967>
- Gaupp, F., Hall, J. & Dadson, S. The role of storage capacity in coping with intra- and inter-annual water variability in large river basins. *Environ. Res. Lett.* 10, 125001 (2015).
- GdL-MIE. 2020. *Inquinanti Emergenti*. A cura di: Tartari G., Bergna G., Lietti M., Rizzo A., Lazzari F. e Brioschi C. Lombardy Energy Cleantech Cluster, Milano. 249 pp.

- Gianessi, S., Polo, M., Stevanato, L., Lunardon, M., Francke, T., Oswald, S., Ahmed, H., Tolosa, A., Weltin, G., Dercon, G., Fulajtar, E., Heng, L., and Baroni, G.: Testing a novel sensor design to jointly measure cosmic-ray neutrons, muons and gamma rays for non-invasive soil moisture estimation, *Geosci. Instrum. Method. Data Syst. Discuss.* [preprint], <https://doi.org/10.5194/gi-2022-20>, in review, 2022.
- Giorgi, F.; Gutowski, W.J. Regional dynamical downscaling and the CORDEX initiative. *Annu. Rev. Environ. Resour.* 2015, 40, 467–490, doi:10.1146/annurev-environ-102014-021217
- Gray, D. & Sadoff, C. W. *Water for Growth and Development* (World Bank, Washington DC, 2006).
- Haylock, M.R.; Hofstra, N.; Klein Tank, A.M.G.; Klok, E.J.; Jones, P.D.; New, M. A European daily high-resolution gridded data set of surface temperature and precipitation for 1950–2006. *J. Geophys. Res. Atm.* 2008, 113, doi: 10.1029/2008jd010201
- Hennemuth, Tamás Illy, et al. “Guidance for EURO-CORDEX climate projections data use.” Version 1. 0-2017.08. Retrieved on 6 (2017): 2019.
- Hughes, S., Pincetl, S., Boone, C., 2013. Triple exposure: regulatory, climatic, and political drivers of water management changes in the city of Los Angeles. *Cities* 32, 51–59. <https://doi.org/10.1016/j.cities.2013.02.007>
- Istat, *Rapporto Annuale*, 2022
- Ives MC, Simpson M, Hall JW. 2018 Navigating the water trilemma: a strategic assessment of long-term national water resource management options for Great Britain. *Water Environ. J.* 32, 546–555. (doi:10.1111/wej.12352)
- Jacob, D.; Petersen, J.; Eggert, B.; Alias, A.; Christensen, O.B.; Bouwer, L.M.; Braun, A.; Colette, A.; Deque, M.; Georgievski, G.; et al. EURO-CORDEX: new high-resolution climate change projections for European impact research. *Reg. Environ. Change.* 2014, 14, 563–578, doi:10.1007/s10113-013-0499-2
- Jacob, D., Teichmann, C., Sobolowski, S. et al. Regional climate downscaling over Europe: perspectives from the EURO-CORDEX community. *Reg Environ Change* 20, 51 (2020). <https://doi.org/10.1007/s10113-020-01606-9>
- Jaramillo, F. & Destouni, G. Local flow regulation and irrigation raise global human water consumption and footprint. *Science* 350, 1248–1251 (2015).
- Kendall, M.G. (1975) *Rank Correlation Methods*. 4th Edition, Charles Griffin, London
- Kreibich, H.; Van Loon, A.F.; Schröter, K.; Ward, P.J.; Mazzoleni, M.; Sairam, N.; Abeshu, G.W.; Agafonova, S.; AghaKouchak, A.; Liu, X., Zhu, X., Pan, Y. et al. Agricultural drought monitoring: Progress, challenges, and prospects. *J. Geogr. Sci.* 26, 750–767 (2016). <https://doi.org/10.1007/s11442-016-1297-9>
- Lehner, B. et al. High-resolution mapping of the world’s reservoirs and dams for sustainable river-flow management. *Front. Ecol. Environ.* 9, 494–502 (2011).
- Lloyd-Hughes, B.; Saunders, M.A. A drought climatology for Europe. *Int. J. Climatol.* 2002, 22, 1571–1592.
- Lu, Y., Li, M.-C., Lee, J., Liu, C., Mei, C., Microplastic remediation technologies in water and wastewater treatment processes: Current status and future perspectives, *Science of the Total Environment*, 868, 161618, 2023

- Mazdiyasn O. and AghaKouchak A., Substantial increase in concurrent droughts and heatwaves in the United States, PNAS, 112(37), 11484–11489, 2015
- Mariani et al. 2018. Linee guida sugli indicatori di siccità e scarsità idrica. ISPRA; IRSA-CNR
- Mazzeo, L., Bavasso, I., Bracciale, M.P., Cocchi, M., Di Palma, L., Piemonte V. (2020) Yerba mate (*Ilex paraguarensis*) as bio-adsorbent for the removal of methylene blue, remazol brilliant blue and chromium hexavalent: Thermodynamic and kinetic studies, Water (Switzerland) Open Access, Volume 12, Issue 7, July 2020, Article number 2016
- McKee, T.B.; Doesken, N.J.; Kleist, J. The Relationship of Drought Frequency and Duration to Time Scales. In Proceedings of the 8th Conference on Applied Climatology, Anaheim, CA, USA, 17–22 January 1993; Volume 17, pp. 179–183
- Moccia, B.; Mineo, C.; Ridolfi, E.; Russo, F.; Napolitano, F. SPI-Based Drought Classification in Italy: Influence of Different Probability Distribution Functions Water 2022, 14, 3668. <https://doi.org/10.3390/w14223668>
- Mishra, A.K.; Singh, V.P. A review of drought concepts. J. Hydrol. 2010, 391, 202–216.
- Mosley L. M., Drought impacts on the water quality of freshwater systems; review and integration. Earth-Science Reviews. Volume 140, January 2015, Pages 203-214
- Muduli, M., Chanchpara, A., Choudhary, M. et al. Critical review on sustainable bioreactors for wastewater treatment and water reuse. Sustain. Water Resour. Manag. 8, 159 (2022). <https://doi.org/10.1007/s40899-022-00747-5>
- Murgatroyd A, Gavin H, Becher O, Coxon G, Hunt D, Fallon E, Wilson J, Cuceloglu G, Hall JW. 2022 Strategic analysis of the drought resilience of water supply systems. Phil. Trans. R. Soc. A 380: 20210292. <https://doi.org/10.1098/rsta.2021.0292>
- Pahl-Wostl, C., Craps, M., Dewulf, A., Mostert, E., Tabara, D., Tailieu, T., 2007. Social learning and water resources management. Ecol. Soc. 12.
- Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici, Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, 2022
- Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, #NextGenerationItalia, 2021
- Pokhrel, Y. N., Hanasaki, N., Wada, Y. & Kim, H. Recent progresses in incorporating human land — water management into global land surface models toward their integration into Earth system models. WIREs Water 3, 548–574 (2016).
- Porter, J.J., Demeritt, D., Dessai, S., 2015. The right stuff? Informing adaptation to climate change in British Local Government. Glob. Environ. Change. 35, 411–422. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2015.10.00>
- Qian J., Riede P., Abbt-Braun G., Parniske J., Metzger S., Morck T., Removal of organic micro-pollutants from municipal wastewater by powdered activated carbon - activated sludge treatment, Journal of Water Process Engineering, 50, 2022, Article number 103246.
- Rana IA. 2020 Disaster and climate change resilience: a bibliometric analysis. Int. J. Disaster Risk Reduct. 50, 101839. (doi:10.1016/j.ijdr.2020.101839)
- REGOLAMENTO (UE) 2020/741 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 25 maggio 2020 recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell’acqua
- Ridolfi, E., Albrecht, F., Di Baldassarre, G., 2019. Exploring the role of risk perception in influencing flood losses over time. Hydrol. Sci. J. 00, 1–9. <https://doi.org/10.1080/02626667.2019.1677907>

- Samaei, S. H.-A., Chen, J., Xue, J., Current progress of continuous-flow aerobic granular sludge: A critical review, *Science of the Total Environment*, 8751, 2023, Article number 162633.
- Savelli E., Rusca M., Cloke H., Di Baldassarre G., Don't blame the rain: Social power and the 2015–2017 drought in Cape Town, *Journal of Hydrology*, 594, 125953, 2021.
- Sin, L.T., Balakrishnan, V., Bee, S.-T., Bee, S.-L., Fate and Removal of Microplastics from Industrial Wastewaters, *Sustainability (Switzerland)*, 15(8), 2023, 6813.
- Stagge, J.H.; Tallaksen, L.M.; Gudmundsson, L.; Van Loon, A.F.; Stahl, K. Candidate Distributions for Climatological Drought Indices (SPI and SPEI). *Int. J. Climatol.* 2015, 35, 4027–4040.
- The European House – Ambrosetti, Community Valore Acqua per l'Italia, Libro Bianco Valore Acqua per l'Italia, 2023
- Van Loon, A. F. et al. Drought in the Anthropocene. *Nat. Geosci.* 9, 89–9 (2016).
- von Gunten, U., Ozonation of drinking water: Part I. Oxidation kinetics and product formation, *Water Research* 37, 2003, 1443–1467
- Von Trentini, F., Leduc, M., and Ludwig, R.: Assessing natural variability in RCM signals: comparison of a multi model EURO-CORDEX ensemble with a 50-member single model large ensemble, *Climate Dynamics*, doi:10.1007/s00382-019-04755-8, 2019
- Vörösmarty, C. J., Green, P., Salisbury, J. & Lammers, R. B. Global water resources: vulnerability from climate change and population growth. *Science* 289, 284–288 (2000).
- Vörösmarty, C. J., Pahl-Wostl, C., Bunn, S. & Lawford, R. Global water, the Anthropocene and the transformation of science. *Curr. Opin. Environ. Sustain.* 5, 539–550 (2013).
- Wamsler, C., Brink, E., 2014. Moving beyond short-term coping and adaptation. *Environ. Urban.* 26, 86–111. <https://doi.org/10.1177/0956247813516061>.
- Wanders, N., Wada, Y. & Van Lanen, H. A. J. Global hydrological droughts in the 21st century under a changing hydrological regime. *Earth Syst. Dyn.* 6, 1–15 (2015).
- Wols, B. A. & van Thienen, P. Impact of weather conditions on pipe failure: a statistical analysis. *J. Water Supply Res. Technol.* 63, 212–223 (2014)
- Wols B. A., A. Vogelaar, A. Moerman, B. Raterman; Effects of weather conditions on drinking water distribution pipe failures in the Netherlands. *Water Supply* 1, 2019; 19 (2): 404–416. doi: <https://doi.org/10.2166/ws.2018.085>
- Zieliński M., Dębowski M., Hajduk A., Rusanowska P., Enhancement of sedimentation and coagulation with static magnetic field, *E3S Web of Conferences* 22, 00203 (2017).

2 AUTO: TRANSIZIONE PARCO AUTO E RICONVERSIONE RAFFINERIE

Domenico Borello (coordinatore), Carmine Cava, Carlotta Cosentini, Martina Damizia, Paolo De Filippis, Gabriele Guglielmo Gagliardi, Nicola Verdone, Giorgio Vilardi

2.1 La mobilità a idrogeno come completamento alla elettrificazione del settore dei trasporti

Il settore dei trasporti è uno dei maggiori produttori di anidride carbonica essendo responsabile di circa il 25% delle emissioni globali¹. Questo è dovuto al fatto che il settore impiega motori endotermici alimentati da combustibili fossili.

Al fine di ridurre le emissioni, un'intensa campagna di ricerca supportata da importanti azioni di politiche pubbliche (soprattutto a livello Europeo) è in corso per decarbonizzare il settore attraverso la sostituzione sia di tali combustibili tradizionali con quelli a basso tenore di carbonio (bio-fuels o e-fuels) sia dei motori endotermici con quelli elettrici alimentati da batterie o con sistemi di celle a combustibile. Alla fine del 2020 sono state registrati circa 11,3 milioni di veicoli elettrici con un tasso di incremento del 41% rispetto all'anno precedente². Tuttavia, sebbene l'elettrificazione nel settore dei trasporti sia in costante crescita, i veicoli elettrici non sono ancora competitivi con quelli endotermici a causa degli elevati costi di acquisto, la bassa autonomia e i lunghi tempi di ricarica (questi ultimi due aspetti sono per lo più riferiti alle auto a batteria). L'impiego di veicoli a idrogeno, laddove opportunamente supportato e sufficientemente diffuso, potrebbe pertanto rappresentare una valida e sostenibile alternativa all'uso dei combustibili tradizionali verso una matura elettrificazione. Inoltre, la sua integrazione diventa essenziale in quelle tipologie di trasporto che sono impossibili o difficili da elettrificare come il trasporto ferroviario su linee secondarie, quello marittimo e, con prospettive meno certe, l'aviazione. In Italia il 30% della rete ferroviaria (circa 5000 km) risulta non elettrificata³ e servita da treni alimentati da motori diesel. Pertanto, l'integrazione dell'idrogeno in queste tratte potrebbe notevolmente contribuire ad una transizione sostenibile del settore ferroviario.

L'idrogeno può essere usato sia in veicoli ibridi elettrici con cella a combustibile integrata (FCEVs) nei quali produce corrente elettrica continua tramite reazioni elettrochimiche, sia come combustibile per motori endotermici nei quali sostituisce i prodotti petroliferi o il gas naturale nei processi di combustione. Rispetto ai veicoli elettrici a batteria, i veicoli alimentati a idrogeno offrono vantaggi fondamentali, tra cui tempi di rifornimento più brevi, e una maggiore densità volumetrica e gravimetrica. In Figura 2.1 i valori di densità volumetrica e gravimetrica sono indicati sia nel loro valore reale e in confronto con gli altri combustibili fossili (a sinistra) che in relazione alla presenza dei serbatoi di accumulo (destra). Nel primo caso è possibile vedere che l'idrogeno rappresenta il

1 <https://www.europarl.europa.eu/news/it/headlines/society/20190313STO31218/emissioni-di-co2-delle-auto-i-numeri-e-i-dati-infografica>

2 IEA, Global EV Outlook 2021: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>

3 <https://www.rfi.it/it/rete/la-rete-oggi.html>

combustibile in grado di rilasciare la maggior quantit  di energia per kg ma, a causa delle dimensioni della molecola (la pi  piccola dell'universo), ha una densit  in volume molto piccola anche in condizioni particolarmente gravose come la compressione fino a 700 bar o la liquefazione (a 20 K, -253°C). D'altra parte, la necessit  di mantenere l'idrogeno alle pressioni e le temperature di stoccaggio citate richiede di utilizzare serbatoi estremamente sofisticati e costosi e con un notevole aggravio di peso (Figura 2.1, destra).   utile notare, comunque, che in genere la densit  energetica e volumetrica dei serbatoi (carichi) di idrogeno   comunque superiore a quella delle batterie al litio.

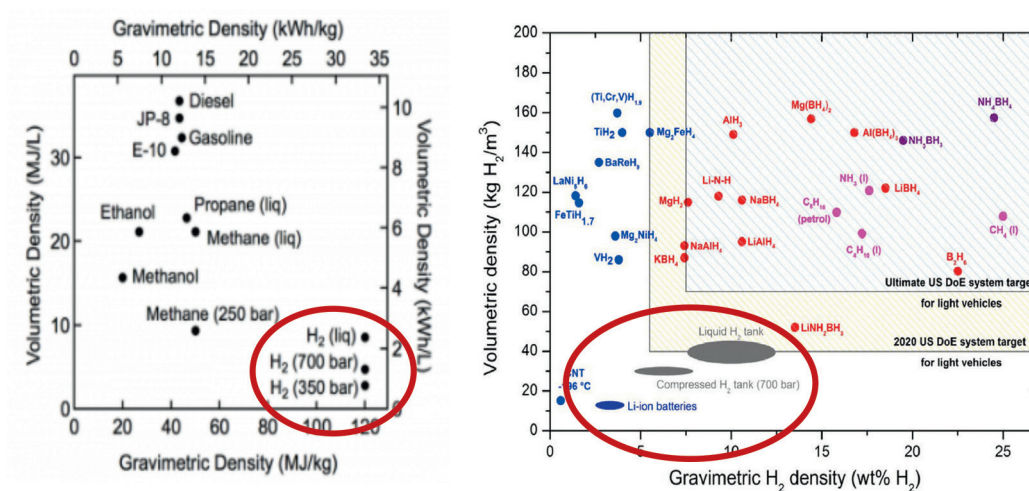


Figura 2.1 Densit  gravimetrica e volumetrica dell'idrogeno compresso e liquefatto (sinistra) e comparazione tra l'accumulo energetico in diverse forme tra cui batterie al litio e serbatoi di idrogeno liquido e compresso
*Fonte:*⁴ Marinelli e Santarelli, 2020, Journal of Energy Storage, 2020, 32, 101864

In ottica di una transizione energetica globale volta alla drastica riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030 ed al loro totale annullamento al 2050, la diffusione di mezzi di trasporto elettrici alimentati a idrogeno con tecnologia celle a combustibile (FCEVs, Fuel Cell Electric Vehicles) rappresenta una promettente soluzione per il raggiungimento dei target relativi alla decarbonizzazione.

Tuttavia, la produzione di idrogeno   attualmente basata sull'uso di fonti di energia primarie come il gas naturale o il carbone, che generano emissioni di CO₂ durante il processo di produzione. Di conseguenza, la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili (idrogeno verde)   fondamentale per un ciclo di vita sostenibile⁵. In questo contesto, la soluzione generalmente accettata consiste nella generazione di idrogeno tramite il processo di elettrolisi. La strategia Europea dell'idrogeno rilasciata nel 2020 prevede l'installazione di 40 GW di elettrolizzatori in Europa e altrettanti nelle aree contigue e una produzione di 10 milioni di tonnellate di H₂ l'anno; successivamente alla crisi ucraina questo obiettivo   stato portato a 20 milioni di tonnellate per anno. Anche se su scala minore, un complemento alla produzione di idrogeno verde pu  venire dai processi termochimici per il trattamento di biomasse sostenibili).

La tecnologia del trasporto a idrogeno   ancora molto costosa e mancano le infrastrutture necessarie per una sua diffusione su larga scala. Questi limiti sono sfide chiave che potranno essere superate solo attraverso politiche pubbliche e investimenti mirati all'innovazione tecnologica e degli investimenti finanziari.

4 Marinelli e Santarelli, 2020, Journal of Energy Storage, 2020, 32, 101864

5 <https://doi.org/10.3390/app9112296>

2.2 Caratteristiche dei sistemi di trazione basati su Fuel cell e batterie

Come detto, i dispositivi di trasporto elettrici alimentati a idrogeno con tecnologia celle a combustibile (FCEVs, Fuel Cell Electric Vehicles) sono simili ai veicoli elettrici alimentati con batterie (BEVs, Battery Electric Vehicles) in quanto sono entrambi dotati di un motore elettrico. Tuttavia, nei FCEVs l'energia elettrica al motore è fornita da una cella a combustibile (FC, Fuel Cell) alimentata a idrogeno. Le celle a combustibile sono dispositivi elettrochimici in grado di convertire l'energia chimica contenuta nell'idrogeno in elettricità, calore e acqua. Non avvenendo un processo di combustione, i veicoli elettrici alimentati a idrogeno con tecnologia celle a combustibile sono completamente esenti da emissioni di gas inquinanti⁶.

I veicoli elettrici alimentati a idrogeno con tecnologia celle a combustibile (FCEVs, Fuel Cell Electric Vehicles) possono essere classificati in funzione della configurazione del sistema di propulsione. In prima istanza, si possono distinguere veicoli alimentati integralmente da celle a combustibile (full-FC, full-Fuel Cell) dai veicoli ibridi, con integrazione di celle a combustibile a idrogeno. Gli ultimi a loro volta possono essere suddivisi in sottocategorie in funzione dell'architettura del sistema di propulsione e delle strategie di gestione dell'energia⁷.

Un veicolo elettrico, dotato di un sistema di trazione basato integralmente su Fuel Cell, come mostrato in Figura 2.2 (a sinistra), è dotato di un serbatoio per il combustibile (idrogeno), uno stack

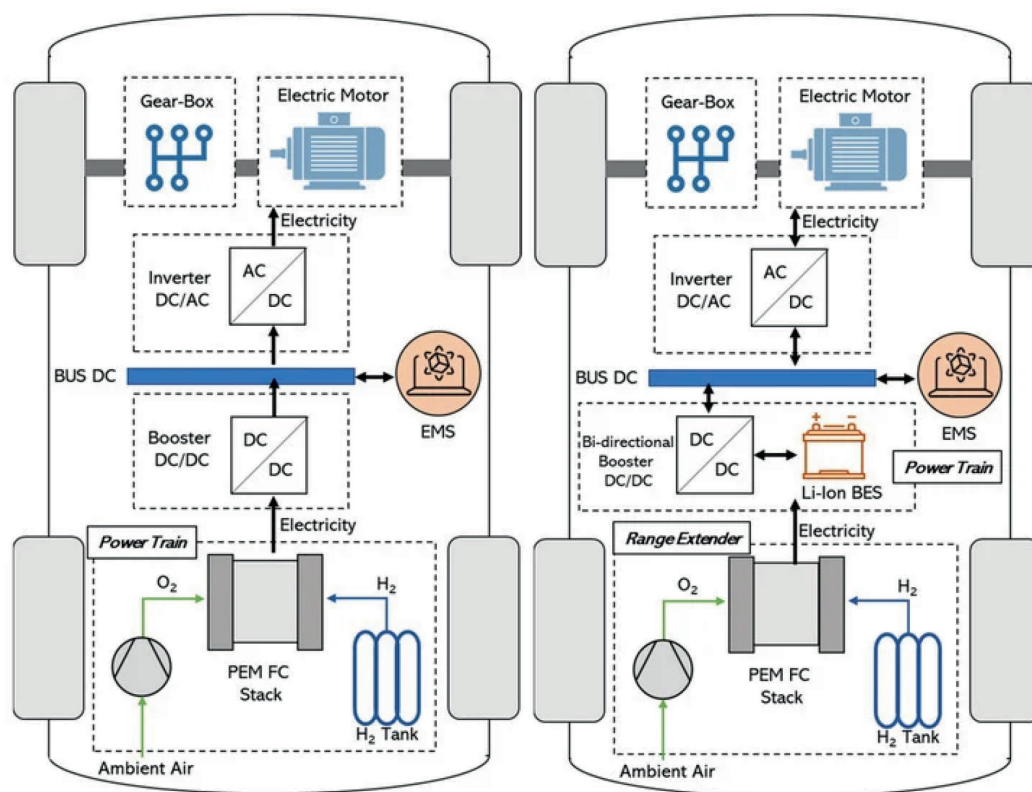


Figura 2.2 Rappresentazione schematica del sistema di trazione di FCEVs, con configurazione full-FC (a sinistra) e FC-range extender (a destra)

Fonte: ⁶ Fragiaco et al., *Machines* 2022, 10(12), 1121

6 <https://doi.org/10.3390/cleantechnol3020028>

7 <https://doi.org/10.3390/machines10121121>

di celle a combustibile, un convertitore DC-DC, un inverter (convertitore DC-AC) e un motore elettrico. FCEVs con tale configurazione hanno mostrato di possedere grandi autonomie (in termini di chilometri percorribili prima di dover effettuare un rifornimento), tempi di ricarica ridotti, alte efficienze, assenza di rumore e basse emissioni. I sistemi di trazione basati completamente su FC sono particolarmente adatti a veicoli a bassa velocità, poiché in assenza di sistemi ausiliari le variazioni nella domanda di energia del sistema di trazione devono essere seguite dalla cella a combustibile. Ampie fluttuazioni nelle condizioni operative della FC comportano una riduzione nella vita utile della stessa⁷.

Una ulteriore possibile configurazione è quella mostrata in Figura 2.3 (a destra), in cui l'integrazione della cella a combustibile è volta ad estendere il range operativo della batteria (FC come range extender). In tal caso l'energia elettrica generata dalla conversione dell'idrogeno nella cella a combustibile viene impiegata per caricare la batteria che alimenta il motore elettrico. Dunque, nella prima configurazione la FC alimenta l'intero sistema di trazione; nella seconda architettura la cella a combustibile offre un supporto alla principale fonte di alimentazione del sistema di trazione rappresentata dalla batteria. Di conseguenza, il dimensionamento del sistema a idrogeno è differente, assumendo una taglia nettamente superiore nel caso di alimentazione full-FC.

Le configurazioni ibride dei sistemi di trazione sono basate su logiche di ripartizione dell'energia elettrica necessaria ad alimentare il veicolo tra il sistema a idrogeno (FC) e i sistemi ausiliari (batterie e/o supercapacitori).

La Figura 2.3 (a sinistra) mostra lo schema di un'architettura ibrida Fuel Cell-Batteria, in cui la FC è utilizzata come principale fonte di alimentazione del motore elettrico.

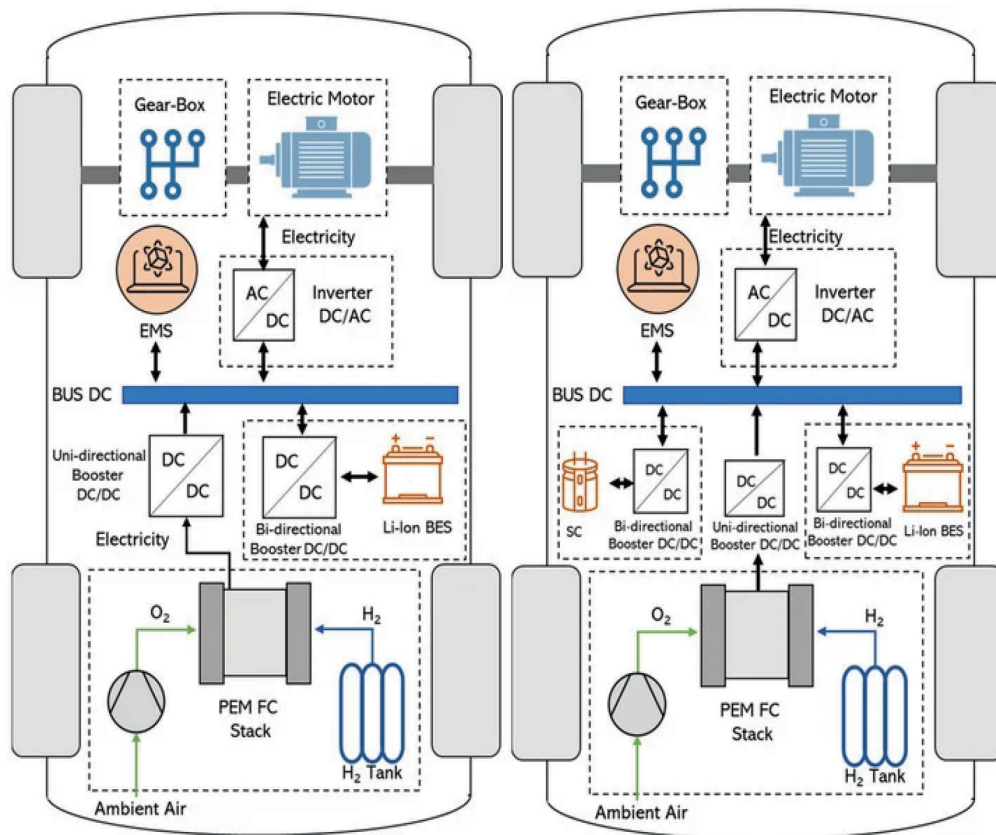


Figura 2.3 Rappresentazione schematica del sistema di trazione ibrido di FCEVs, con configurazione FC-Batteria (a sinistra) e FC-Batteria-Supercapacitore (a destra)

Fonte: ⁶Fragiacomo et al., *Machines* 2022, 10(12), 1121

La batteria fornisce l'energia elettrica al motore durante le fasi di start-up e di propulsione a bassa velocità, in modo tale da evitare che la cella a combustibile operi in condizioni di bassa efficienza. Inoltre, la presenza di un sistema ausiliario consente di recuperare l'energia durante la frenata rigenerativa e di erogare il surplus di energia richiesta per le rapide accelerazioni⁸.

Infine, è possibile adottare una configurazione ibrida costituita dalla Fuel Cell, che rappresenta la principale fonte di alimentazione del sistema di trazione e da batteria e supercapacitore come sistemi ausiliari (Figura 2.3 a destra). Le caratteristiche proprie dei supercapacitori, ovvero la capacità di erogare e accumulare elevate correnti in tempi brevi, li rendono particolarmente adatti a intervenire nelle fasi in cui la domanda di energia del sistema di trazione subisce delle repentine variazioni. La presenza di tre fonti differenti di energia elettrica, a fronte di un maggior grado di complessità del sistema di controllo, permette di ottenere un'erogazione continua di energia e un funzionamento dinamico del sistema di trazione durante i transitori^{6,7}. Tale configurazione è particolarmente adatta ai veicoli pesanti.

2.3 Impiego di idrogeno e combustibili correlati (ammoniaca, metanolo) per la mobilità

Nel settore dell'energia e dei trasporti, l'impiego di idrogeno e di combustibili ad esso correlati, come ammoniaca e metano, sta diventando un argomento di crescente interesse. Poiché questi combustibili possono migliorare la qualità dell'aria e ridurre le emissioni di gas serra, sono considerati un'alternativa ai combustibili fossili convenzionali. Queste sono le prospettive per l'uso di questi carburanti in vari tipi di mobilità:

2.3.1 Mobilità stradale

L'idrogeno (H_2) è un combustibile che può essere bruciato in motori a combustione interna opportunamente dimensionati oppure può essere utilizzato direttamente nelle celle a combustibile per produrre energia elettrica. Quando l'idrogeno e l'ossigeno reagiscono in una cella a combustibile, l'acqua si forma come unico sottoprodotto, rendendo la cella a combustibile un'alternativa che non emette CO_2 .

Attualmente, i veicoli alimentati a idrogeno con celle a combustibile (denominate FCEV), rappresentano una tecnologia in evoluzione nel settore della mobilità sostenibile. I FCEV hanno una buona autonomia, che raggiunge i 700 km con un pieno di idrogeno. Le prestazioni sono simili a quelle dei veicoli a combustione interna convenzionali, con accelerazione rapida e velocità massime sostenute grazie alle prestazioni dei motori elettrici⁹. Nonostante le sfide tecnologiche principalmente legate alla già citata bassa densità energetica sia da un punto di vista volumetrico che gravimetrico, molti Paesi e aziende stanno facendo progressi nella sperimentazione e nell'implementazione di veicoli non alimentati da combustibili fossili. Diversi veicoli a idrogeno sono stati commercializzati da diversi produttori automobilistici: ad esempio, Toyota e Hyundai hanno commercializzato due modelli a idrogeno, la **Mirai** e la **Nexo**. Altri produttori, tra cui per esempio Honda e BMW, stanno sviluppando tecnologie proprietarie (Figura 2.4).

Nonostante i progressi, l'adozione su larga scala degli FCEV deve affrontare ancora alcune sfide: il costo delle celle a combustibile, la disponibilità di idrogeno, lo sviluppo di una rete diffusa di stazioni di rifornimento e una buona informazione al pubblico sul vantaggio dell'utilizzo degli FCEV.

8 <https://doi.org/10.3390/wevj13090172>

9 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.103>

Transport industry announcements for FCEVs

Company	Target	Target year	Vehicle category
BMW	Limited-series fuel cell SUV release	2022	PLDV
Jaguar Land Rover	Prototype testing of fuel cell SUV	End of 2021	PLDV
Great Wall Motor	Fuel cell SUV release	2021	PLDV
Toyota Motor Corp.	Deployment of 600 FCEV taxis in greater Paris region	End of 2024	PLDV
Riversimple	Production target of 5 000 fuel cell coupes/yr	2023	PLDV
Riversimple	Light goods vehicle model release	2023	LCV
Stellantis	Fuel cell van models release	2021	LCV
Renault and Plug Power	Light commercial vehicle models release	2021	LCV
Symbio and Safra	Availability of 1 500 buses	2021	Bus
Symbio and Safra	Construction of largest EU fuel cell plant (60 000 units/yr)	Unspecified*	Bus
H2Bus Consortium	Deployment of 600 fuel cell buses	2023	Bus
Daimler	Testing of GenH2 truck with liquid hydrogen onboard storage	2021	Truck
Air Products and Cummins	Conversion of ~2 000-truck fleet to hydrogen fuel cells	2022+	Truck
Nikola	Purchase order of up to 800 fuel cell trucks to US Anheuser-Busch	2023+	Truck
MAN	Deployment of hydrogen fuel cell demonstration fleet	2024	Truck
Hyzon	Purchase orders for 1 500 fuel cell trucks to Hirlinga Energy in New Zealand; 20 to Jan Baaker and Millenaar & van Schaik in the Netherlands; and 70 to JuVE/MPREIS in Austria	2024	Truck
Hyundai	Purchase order of 1 600 fuel cell trucks to Switzerland	By 2025	Truck
Daimler and Volvo	Large-scale series production of fuel cell trucks	2025+	Truck
Industry Coalition	Deployment of 100 000 heavy-duty fuel cell trucks in Europe	From 2030	Truck

* Although plant construction has already begun, the target date for operations is unspecified.

Figura 2.4 Progetti di veicoli idrogeno delle maggiori case produttrici (fonte IEA)

2.3.2 Mobilità ferroviaria

I treni ad idrogeno sono e saranno impiegati su linee non elettrificate. Presentano una serie di vantaggi: hanno un'ampia autonomia operativa e possono raggiungere velocità elevate. Inoltre, sono silenziosi, non emettono emissioni e lavorano con combustibile proveniente da fonti rinnovabili, il che li rende più sostenibili per il sistema di trasporto ferroviario¹⁰. Diversi paesi stanno già testando e adottando questa tipologia di treni. Ad esempio, il primo treno passeggeri a idrogeno in Germania Coradia iLint di Alstom è in servizio dal 2018. Anche altri paesi, come Regno Unito, Paesi Bassi e Canada, stanno testando treni a idrogeno o ne stanno pianificando l'introduzione. In Italia è in fase di implementazione l'uso di treni a idrogeno per una linea non elettrificata della Valcamonica. Nonostante i progressi, ci sono ancora problemi per l'adozione globale di questa tipologia di treni tra cui: la disponibilità di idrogeno, il costo rispetto ai treni convenzionali, l'integrazione con l'infrastruttura ferroviaria esistente e la sicurezza del trasporto e dello stoccaggio del combustibile.

2.3.3 Mobilità navale ed aerea

Le valutazioni sull'utilizzo di combustibili non fossili per il trasporto navale e aereo sono simili a quelle per il trasporto stradale e ferroviario. In questi casi, però, la necessità di stoccare notevoli quantità di energia rende poco praticabile l'impiego di idrogeno, sia pure nella forma liquefatta, tranne che in particolari applicazioni dove risulti facilmente praticabile un rabbocco ripetuto del combustibile durante l'esercizio giornaliero. In questi casi si guarda con interesse all'impiego di combustibili alternativi prodotti a partire da idrogeno quali l'ammoniaca e il metanolo (di cui sarà

dato qualche cenno in seguito). L'utilizzo di tali combustibili nel settore navale è un argomento molto studiato in questi anni e si prevedono notevoli sviluppi nei prossimi tempi. Per rendere questi combustibili utilizzabili, tuttavia, rimangono numerose sfide tecniche e logistiche da risolvere^{11,12}. L'utilizzo dell'idrogeno come combustibile per veicoli navali è infatti oggetto di sperimentazioni e progetti pilota. Ad esempio, Norvegia, Giappone e Germania hanno condotto test su traghetti, navi da crociera e barche fluviali a idrogeno.

Riguardo il settore aereo, per soddisfare le esigenze di lungo raggio e peso ridotto degli aeromobili, il settore dell'aviazione richiede combustibili ad alta densità energetica. Rispetto all'idrogeno, all'ammoniaca e al metanolo, i combustibili convenzionali come il cherosene per aviazione (jet fuel) hanno attualmente una densità energetica superiore. Pertanto, l'adozione di nuovi combustibili nell'aviazione richiederà una combinazione di tecnologie sofisticate, infrastrutture dedicate e regolamentazioni appropriate per garantire le prestazioni e la sicurezza richieste. È importante ricordare che la decarbonizzazione del trasporto aereo richiederà un approccio olistico, che potrebbe includere anche altre soluzioni come l'impiego di biocombustibili sostenibili, l'elettrificazione delle flotte regionali e lo sviluppo di aerei a emissione zero o a propulsione ibrida.

2.4 Le stazioni di rifornimento a idrogeno. Criticità e potenzialità

Per supportare il crescente numero di veicoli a idrogeno, alcuni paesi, come Giappone, Corea del Sud, Germania e California negli Stati Uniti, stanno investendo nella creazione di una rete di stazioni di rifornimento di idrogeno. In Italia 40 stazioni di rifornimento di idrogeno per il trasporto stradale pesante sono in fase di realizzazione grazie agli strumenti finanziari messi a disposizione nell'ambito del PNRR.

Nel corso degli ultimi anni il numero di FCEVs è notevolmente aumentato, raggiungendo globalmente più di 72.000 veicoli in circolazione nel 2022 con un tasso di crescita di circa il 40% rispetto all'anno precedente¹³.

Al fine di raggiungere una capillare distribuzione dei FCEVs, parallelamente allo sviluppo tecnologico, si rende necessaria la realizzazione di un'adeguata ed interconnessa infrastruttura per il rifornimento dell'idrogeno.

Una stazione di rifornimento idrogeno, dedicata alla distribuzione del gas agli utenti della HRS stessa, è costituita principalmente da un'unità di compressione e una di stoccaggio del carburante, da un sistema di preraffreddamento e di erogazione (dispenser) dell'idrogeno. Dunque, il layout di una HRS non è concettualmente distante dalla configurazione propria delle più comuni stazioni di rifornimento di GPL o Gas Naturale. Pertanto, l'impiego di tale tecnologia non indurrebbe un radicale ripensamento delle attuali procedure e abitudini di rifornimento come nel caso di veicoli elettrici alimentati da pacchi batterie ricaricabili (BEVs, Battery Electric Vehicles). Basti pensare ai tempi necessari al completamento del rifornimento di idrogeno, stimabili in circa 15 minuti per veicoli pesanti¹⁴, 10 minuti per autobus^{15,16} e 3-5 minuti per autoveicoli¹⁷. Tempi di rifornimento che risultano paragonabili, se non inferiori, a quelli richiesti per effettuare un pieno di GPL o Metano.

11 <https://doi.org/10.1039/D0EE01545H>

12 [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(97\)00008-6](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(97)00008-6)

13 IEA, Global EV Outlook 2023: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>

14 H2MOBILITY: https://h2-mobility.de/wp-content/uploads/sites/2/2021/08/H2-MOBILITY_Overview-Hydrogen-Refuelling-For-Heavy-Duty-Vehicles_2021-08-10.pdf

15 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.093>

16 FuelCell Buses: <https://www.fuelcellbuses.eu/wiki/fuel-cell-electric-buses-fuel-cell-electric-buses/about-fuel-cell-electric-buses#:~:text=Hydrogen%20offers%20higher%20energy%20density,allow%20less%20than%205%20minute>

17 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.04.233>

Una particolarit  che permette di differenziare le HRS dalle stazioni di rifornimento GPL risiede nella possibilit  delle prime di essere dotate dell'impianto di produzione del carburante in situ. Tale configurazione, a fronte di un costo maggiore rispetto alla generazione centralizzata ed il successivo trasporto di idrogeno agli utenti finali, permette di conseguire un ulteriore abbattimento delle emissioni causate dal trasporto del combustibile stesso.

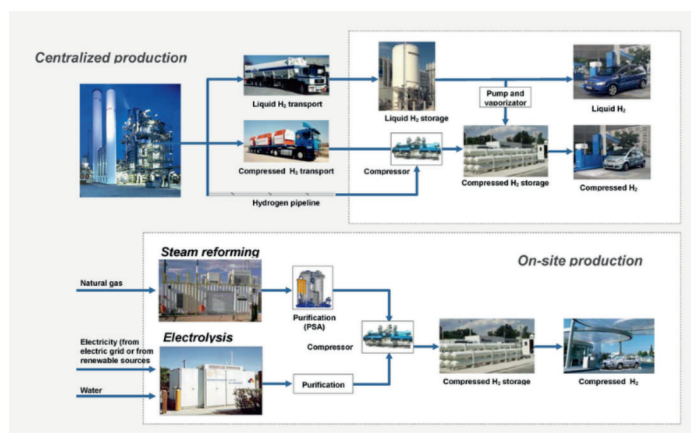


Figura 2.5 Possibili layout di una stazione di rifornimento idrogeno con produzione centralizzata (in alto) e produzione in situ (in basso)¹⁸

Le stazioni di rifornimento idrogeno (HRS, Hydrogen Refueling Station) ad oggi in esercizio sono 1020, il 40% in pi  rispetto alle 730 HRS operanti al termine del 2021.

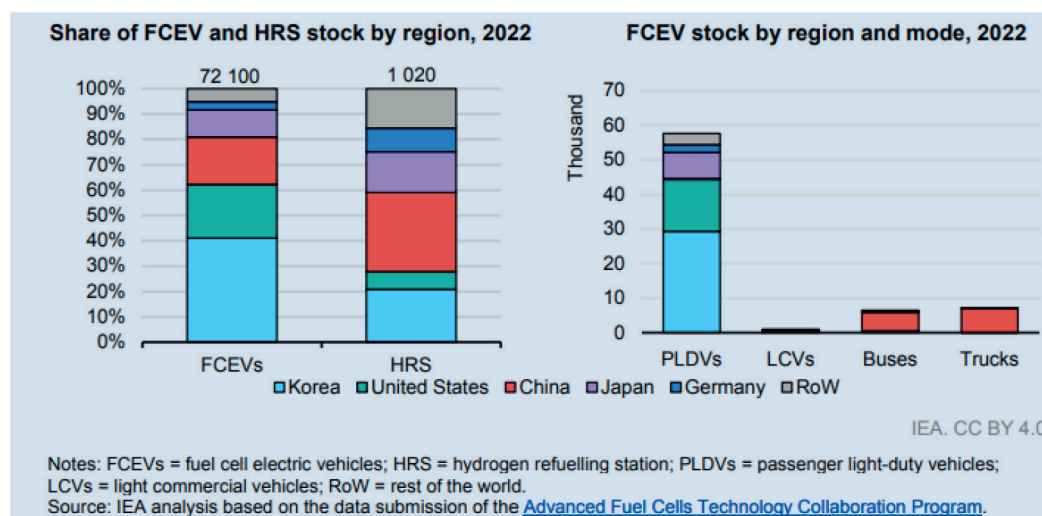


Figura 2.6 Distribuzione di veicoli elettrici alimentati ad idrogeno con tecnologia celle a combustibile (FCEVs) e stazioni di rifornimento idrogeno (HRS) per regione, 2022¹

Il numero di stazioni di rifornimento idrogeno installate e operative, sebbene sia crescente, risulta nettamente inferiore ai punti di rifornimento per carburanti tradizionali. La scarsa presenza di HRS ha difatti rappresentato un fattore limitante per la diffusione dell'idrogeno nel settore dei trasporti. Se le case automobilistiche esitano a realizzare una catena di manifattura e commercializzazione

di veicoli alimentati a idrogeno in assenza di un'adeguata infrastruttura, d'altra parte costruttori e gestori delle stazioni di rifornimento sono poco propensi a investire nella costruzione di HRS in assenza di un mercato stabile.

Emerge chiaramente il fondamentale ruolo che le Istituzioni nazionali ed internazionali rivestono nella creazione di suddetto mercato, stabilendo obiettivi comuni, proponendo strategie ed erogando finanziamenti per raggiungere i target prestabiliti. In tal senso, lo scorso 27 marzo 2023 la Commissione e il Parlamento Europeo hanno annunciato la formulazione di un nuovo Regolamento per lo sviluppo di un'infrastruttura per i carburanti alternativi (AFIR, Alternative Fuel Infrastructure Regulation), atto legislativo chiave per la diffusione della mobilità a idrogeno. Il nuovo Regolamento, in attesa dell'ufficiale approvazione da parte delle Istituzioni Europee, prescrive la realizzazione entro il 2030 di almeno una stazione di rifornimento idrogeno ogni 200 km lungo la rete centrale del trasporto trans-europeo (TEN-T, Trans-European Transport Network) e in corrispondenza di tutti i principali nodi urbani. Le HRS devono essere in grado di rifornire tutte le tipologie di mezzi di trasporto stradale, avendo la capacità di distribuire almeno una tonnellata di idrogeno al giorno. Seguendo quanto imposto dall'AFIR, entro il 2027 gli Stati Membri dovranno preparare un piano per lo sviluppo dell'infrastruttura di rifornimento dell'idrogeno in maniera tale da soddisfare la domanda di idrogeno nel settore della mobilità.

L'implementazione di una HRS è un processo complesso, da un punto di vista tecnologico ed economico. La costruzione di un'infrastruttura di rifornimento dell'idrogeno, comprensiva degli impianti di produzione del gas, del sistema di trasporto e distribuzione agli utenti finali, è finanziariamente onerosa. Si noti che attualmente il costo dell'idrogeno alla stazione di rifornimento è piuttosto elevato e il costo dell'infrastruttura di rifornimento ne rappresenta circa il 50%¹⁹. Tale dato è riconducibile agli elevati investimenti necessari per la realizzazione dell'intero sistema di rifornimento e al ridotto fattore di utilizzo delle HRS, nonché all'assenza di un'economia di scala²⁰.

La costruzione di stazioni di rifornimento idrogeno lungo la rete di trasporto trans-europeo, caratterizzata dal maggiore traffico di mezzi a lunga percorrenza, e in prossimità dei nodi urbani, nel rispetto delle prescrizioni normative in termini di sicurezza, consentirebbe di realizzare un'infrastruttura accessibile non solamente al trasporto pesante sul lungo raggio, ma anche al traffico locale (trasporto pubblico locale e veicoli privati). Di conseguenza, l'approccio multipurpose dell'infrastruttura di distribuzione e rifornimento di idrogeno consentirebbe di massimizzare l'efficienza di tali sistemi e di ottimizzare gli investimenti dedicati.

Pertanto, il corretto collocamento di tale infrastruttura risulta essere determinante per la diffusione delle tecnologie ad idrogeno nel settore dei trasporti. Appare necessario ottimizzare il dislocamento delle HRS sul territorio, valutarne la catena di distribuzione più conveniente, tenendo conto delle aree che possono strategicamente essere individuate come le più adatte ad una rapida diffusione di tecnologie emergenti.

2.5 Cenni alle problematiche di produzione, trasporto e stoccaggio dell'idrogeno per la mobilità.

L'idrogeno verde, ovvero prodotto da fonti rinnovabili, può contribuire allo sviluppo sostenibile della mobilità azzerando le emissioni di carbonio e di sostanze nocive per l'ambiente e per la salute della popolazione. Nel 2021 la domanda mondiale di idrogeno è stata pari a 94 Mt, coprendo circa

19 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.122>

20 <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106758>

il 2.5% del consumo di energia finale globale²¹ e lo 0.01% del consumo di energia totale richiesto dal settore della mobilità²². La domanda di idrogeno nel settore della mobilità continuerà a salire negli anni e si stima che nel 2050 i combustibili a base di idrogeno e l'idrogeno potranno arrivare a soddisfare oltre un quarto della domanda totale di energia richiesta dal settore dei trasporti¹¹. Tuttavia, insieme alla domanda anche l'offerta dell'idrogeno verde dovrà necessariamente aumentare. Alla fine del 2021, il 47% della produzione globale di idrogeno si è basata sul gas naturale, il 27% sul carbone, il 22% sul petrolio e solo il 4% sull'elettrolisi dell'acqua. In particolare, solamente l'1% della produzione finale è stata prodotta con energia rinnovabile²³. In seguito alle misure politiche che i governi mondiali stanno adottando, la domanda di idrogeno nel 2030 potrà arrivare a 115 Mt, risultato che però è ancora troppo lontano dai 200 Mt richiesti per arrivare ad azzerare le emissioni entro il 2050¹⁰.

A oggi sono stati annunciati numerosi progetti pilota con lo scopo di sviluppare una filiera matura di produzione di idrogeno verde con le relative infrastrutture di stoccaggio e distribuzione sulla corta e lunga distanza al fine di incentivare la penetrazione nel mercato dell'idrogeno verde abbassando il suo costo finale. Tuttavia, solo il 4% dei progetti programmati sono partiti o hanno raggiunto l'approvazione finale di investimento¹⁰. Tra le ragioni principali vi sono le incertezze sulla domanda, la mancanza di quadri normativi e di infrastrutture disponibili per fornire idrogeno agli utenti finali. Pertanto, la produzione di idrogeno da elettrolisi è rimasta confinata in progetti dimostrativi per una capacità totale installata di 0.7 GW¹² sebbene la capacità manifatturiera dichiarata dall'OEM (Original Equipment Manufacturer) dedicata sia pari a 3.5 GW/anno²⁴. Se i progetti di elettrolisi in sviluppo si realizzeranno, la capacità manifatturiera potrà raggiungere i 45 GW nel 2025 e superare i 60 GW/anno entro il 2030¹³ diminuendo sia i costi degli elettrolizzatori di circa il 70 % entro il 2030 sia il costo dell'idrogeno verde in un intervallo di 1.3÷4.5 USD/kg rispetto ad oggi¹⁰. Poiché il sito idoneo per la produzione di idrogeno non sempre coincide con quello dell'utilizzatore finale, è necessario realizzare un'adeguata struttura per il trasporto e lo stoccaggio dell'idrogeno prodotto.

Essendo l'idrogeno in condizioni standard un gas di bassissima densità (di circa 0.09 kg/Nm³), per essere trasportato e stoccato in grandi quantità occorre aumentare la sua densità attraverso o un processo di compressione e/o di liquefazione o attraverso trasformazioni di natura chimica con altri composti. Per la distribuzione locale (<500 km) e quando i volumi di idrogeno da trasportare sono superiori a 10 t/d, le pipelines rappresentano una delle soluzioni più vantaggiose, in particolare se è possibile utilizzare le infrastrutture esistenti per il gas naturale, previa riconversione^{25,26}. Infatti, i costi di riconversione dei metanodotti sono in genere il 10÷40% del costo di un nuovo idrogenodotto^{10,27}. Per volumi e distanze minori (meno di 10 t/d e meno di circa 200 km), gli autocarri che trasportano idrogeno compresso possono diventare altrettanto competitivi¹⁵. In generale, le principali sfide da affrontare in relazione all'utilizzo delle pipelines sono l'infragilimento da idrogeno e l'uso di nuovi compressori. L'infragilimento è la perdita di duttilità e la riduzione della

21 IEA, Global Hydrogen Review 2022: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>

22 IEA, Global Hydrogen Review 2021: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

23 IRENA, Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review of Hydrogen Carriers <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>

24 Hydrogen Council, Hydrogen Insights 2022 <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2022/09/Hydrogen-Insights-2022-2.pdf>

25 <https://www.energy-transitions.org/wp-content/uploads/2021/04/ETC-Global-Hydrogen-Report.pdf>

26 <https://www.goldmansachs.com/intelligence/pages/gs-research/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution.pdf>

27 https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021.pdf

capacità portante del metallo dovuta all'assorbimento di molecole di idrogeno. Questo problema può essere risolto sostituendo le condutture metalliche con condotte polimeriche ma con un aumento inevitabile dei costi.

L'utilizzo di nuovi compressori e di turbine o motori più potenti è invece giustificato dai nuovi flussi volumetrici che possono essere fino a tre volte superiore a quello del gas naturale per la stessa perdita di pressione lungo la condotta. Per la trasmissione a breve distanza (tra i 500 e 1000 km), sia i gasdotti onshore che gli autocarri sembrano essere le soluzioni più competitive¹⁵. Oggi, la distribuzione di idrogeno si basa principalmente sui camion con rimorchio a gas compresso mentre quelli con ammoniaca e idrogeno liquido iniziano a divenire più competitivi solo a grandi distanze dove il costo del trasporto di idrogeno gassoso aumenta notevolmente¹⁵. Per le rotte offshore e la trasmissione a lunga distanza, il trasporto di idrogeno via nave diventa invece l'opzione più percorribile.

Considerando solo i costi di trasmissione a lunga distanza (esclusi quindi i costi di conversione e riconversione dell'idrogeno), il trasporto sotto forma di ammoniaca, idrogeno liquido e liquido organico (per esempio metanolo o perhydro-dibenzyltoluene) appare particolarmente interessante. Tuttavia, una volta considerati i costi di conversione/riconversione, il trasporto via nave comincia a diventare vantaggioso rispetto ai gasdotti sottomarini solo per distanze superiori a 2000 km¹⁵. Pertanto, la scelta finale dell'opzione di trasporto che meglio permetterà di abbassare i costi dell'intera filiera dell'idrogeno è principalmente una funzione della distanza e delle quantità di idrogeno da trasportare.

Una volta arrivato alla stazione di rifornimento, l'idrogeno può essere stoccato ad alta pressione o in forma liquida. Dalla stazione di rifornimento è poi compresso e stoccato all'interno dell'auto-mezzo in forma gassosa all'interno di bombole a 250 bar per i mezzi pesanti e 700 bar per i mezzi leggeri. Tali livelli di pressione sono imposti dai limiti di sicurezza. Alternativamente, l'idrogeno può essere stoccato utilizzando recipienti riempiti di materiali, quali idruri metallici o metal Organic Framework, in grado di assorbire idrogeno con pressioni finali più basse a parità di contenuto volumetrico dell'idrogeno compresso risultando quindi più sicuri. Di contro risultano essere molto più pesanti perché un tale serbatoio aumenta il peso e il volume del sistema in cui si inserisce, e richiede un sistema di scambio termico che sia leggero, compatto ed efficiente quanto più possibile. Gli idruri metallici sono infatti pesanti e la loro cinetica di desorbimento richiede alte temperature di desorbimento²⁸. Inoltre, soffrono di una scarsa conducibilità termica. Viceversa, i Metal Organic Frameworks (MOFs) sono leggeri ma richiedono temperature criogeniche per lavorare al massimo della capacità di adsorbimento¹⁷. In fase di ricarica del mezzo, il sistema di scambio termico è cruciale al fine di accelerare i tempi di ricarica in modo da poter concorrere con gli altri sistemi tradizionali a combustibili fossili. Nonostante queste criticità, che richiedono investimenti mirati e un'intensa attività di ricerca, l'idrogeno potrà contribuire alla decarbonizzazione del settore dei trasporti insieme all'elettrificazione e sarà essenziale in quelle classi di trasporto difficili da elettrificare come gli autotrasporti pesanti, i trasporti marittimi e gli aerei¹¹.

Altri due combustibili, l'ammoniaca (NH_3) e il metanolo (CH_3OH), possono essere utilizzati in motori a combustione o in celle a combustibile (il metanolo). L'uso di questi due composti chimici come combustibili richiede tuttavia ulteriori sviluppi tecnologici e infrastrutture adeguate.

L'ammoniaca, un liquido ad alta densità energetica, può essere utilizzato come carburante per motori a combustione interna, simile alla benzina o al diesel. L'ammoniaca produce principalmente azoto (N_2) e acqua come sottoprodotti durante la combustione, il che riduce le emissioni di CO_2 e inquinanti atmosferici²⁹.

28 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.104>

29 <https://doi.org/10.1016/j.jfueco.2022.100064>

La tecnologia di produzione dell'ammoniaca è ben nota dal secolo scorso e lo scale-up della sua produzione in un'ottica di impiego massivo per il settore dei trasporti non presenta criticità ad eccezione della disponibilità di idrogeno verde e di processi efficienti e sostenibili per la separazione dell'azoto dall'aria.

Il metanolo (CH_3OH) è un altro combustibile a base di idrogeno che può essere utilizzato. Può essere prodotto sia da fonti fossili che da fonti rinnovabili. Come l'ammoniaca, il metanolo può essere utilizzato in motori a combustione interna opportunamente dimensionati o utilizzata direttamente in celle a combustibile^{30,31}. Durante la combustione, il metanolo emette meno inquinanti atmosferici rispetto ai combustibili fossili convenzionali. Tuttavia, la produzione di metanolo contribuisce ancora alle emissioni di CO_2 se prodotto a partire da combustibili fossili. Ad oggi invece, si guarda con interesse alla produzione di metanolo a partire da idrogeno verde e con riciclo della CO_2 presente nell'aria.

2.6 Biofuels

Con il termine di biofuels, in italiano biocarburanti, si intendono quei combustibili liquidi o gassosi prodotti da materiale organico rinnovabile che possono essere utilizzati in sostituzione dei carburanti fossili nel settore dei trasporti. Il loro utilizzo può dare un importante contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra e al miglioramento della sicurezza nell'approvvigionamento energetico, riducendo la dipendenza da paesi fornitori instabili.

Le problematiche ambientali e le peculiarità dei biocarburanti, quali la loro compatibilità con i motori attualmente in uso, hanno fatto sì che l'utilizzo sia stato incentivato in numerosi paesi determinandone una importante crescita dei consumi. I biocarburanti attualmente commercializzati nel mondo sono il bioetanolo ottenuto dalla fermentazione di zuccheri (canna da zucchero) o amido (mais o altri cereali) e il biodiesel ottenuto per transesterificazione di oli vegetali o grassi animali. La produzione globale di tali biocarburanti è passata da 45 a oltre 170 miliardi di litri dal 2005 al 2019, con un forte aumento dal 2005 al 2011¹. La produzione di bioetanolo ha avuto un rapido aumento dal 2005 al 2010 quando la produzione è più che raddoppiata, successivamente è cresciuta ancora a un ritmo più lento fino a raggiungere un picco di poco più di 120 miliardi di litri/anno nel 2019. La produzione di biodiesel a livello globale è costantemente aumentata dal 2005 al 2014, passando da circa 4 miliardi di litri/anno a 35 miliardi di litri/anno. Dopo essere scesa a circa 32 miliardi di litri/anno nel 2015, la produzione è tornata ad aumentare e ha superato i 40 miliardi di litri/anno dal 2018.

Nuovi processi si stanno affermando sul mercato e molti sono in fase di sviluppo ed è prevedibile che nei prossimi anni si assisterà ad una radicale trasformazione nella produzione dei biofuels.

Il presente documento si basa sull'analisi di report della Commissione Europea dell'IEA. In particolare per ulteriori approfondimenti si può far riferimento al report dell'Energy Technology Observatory della Commissione Europea¹ e a quello dell'IEA Renewables 2022 Analysis and forecast to 2027²

2.6.1 Biocarburanti di prima generazione e biocarburanti avanzati (o di seconda generazione)

I biocarburanti attualmente presenti sul mercato sono annoverabili per lo più tra quelli di prima generazione, prodotti cioè a partire da materie prime vegetali quali mais, canna da zucchero, olio di

30 <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.10.001>

31 <https://doi.org/10.3390/en14196209>

palma, colza ecc. la cui coltivazione avviene su terreni agricoli e pertanto è in competizione con la coltivazione di alimenti o mangimi. Inoltre, la produzione di biocarburanti può portare l'estensione dei terreni agricoli a terreni fino ad ora non coltivati come foreste, zone umide e torbiere, che costituiscono aree ad elevato tasso di stoccaggio di carbonio. Questo processo, quindi, noto come cambiamento indiretto della destinazione del suolo, può causare il rilascio di CO₂ immagazzinata negli alberi e nel suolo e rappresenta un rischio per la riduzione di gas serra, diminuendo la capacità di assorbimento della CO₂ da parte dell'ecosistema vegetale.

Al fine di aumentare la quota di energia rinnovabile nei trasporti e nel contempo rafforzare i criteri di sostenibilità dei biocarburanti, riducendo l'impatto negativo diretto della loro produzione, è stata promossa la produzione di biocarburanti avanzati. Questi biocarburanti sono prodotti utilizzando solo materie prime specifiche che non provocano alcun cambiamento indiretto della destinazione dei terreni quali ad esempio oli vegetali esausti, materiali lipidici di scarto, biomasse residuali, rifiuti e i loro biointermedi derivati.

L'industria dei biocarburanti avanzati è appena agli albori, il numero di impianti commerciali è ancora piuttosto basso e il commercio internazionale è molto limitato. L'UE è il leader mondiale con 19 impianti commerciali operativi di biocarburanti avanzati su 24, con Svezia e Finlandia che detengono il numero più elevato.

Nonostante le innumerevoli tecnologie disponibili per la produzione di biocombustibili avanzati, solo pochissime hanno raggiunto compiutamente una industrializzazione, mentre per molte altre ne è stata dimostrata la loro fattibilità industriale, ma il costo elevato di produzione ne ha ostacolato la diffusione. In Figura 2.7 è riportata per l'anno 2020 la proporzione tra la produzione di biocarburanti di prima generazione e biocarburanti avanzati. Solo lo 0,5% di bioetanolo è un biocombustibile avanzato, principalmente prodotto da biomasse lignocellulosiche mentre per il diesel questa percentuale sale al 23,2% utilizzando come materia prima gli oli di cottura esausti.

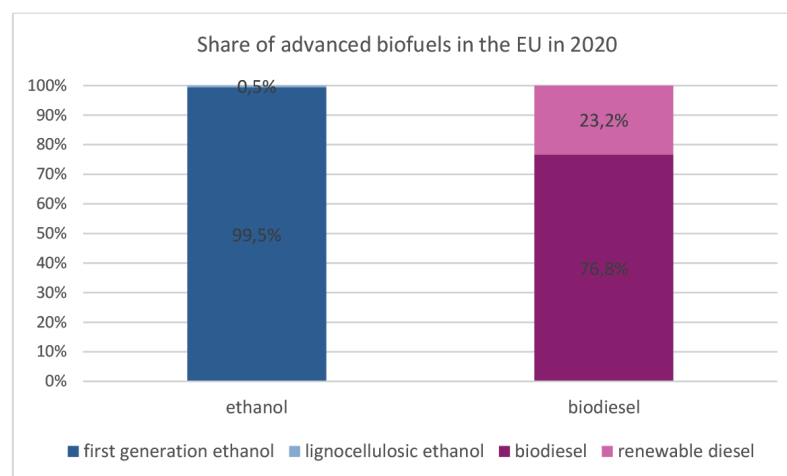


Figura 2.7 Rapporto tra biocombustibili di prima generazione e biocombustibili avanzati³.

Italia e Germania sono i paesi leader nella produzione di biocarburanti avanzati in Europa come si può vedere in Figura 2.8. L'Italia nel 2020 risulta essere leader nella produzione di biocarburanti da materie prime annoverate nel RED II Annex IX Parte A con una produzione di 400 ktoe/anno mentre la Germania nel 2020 ha prodotto 600 ktoe/anno di biocarburanti avanzati utilizzando come materie prime quelle annoverate nel RED II Annex IX Parte B.

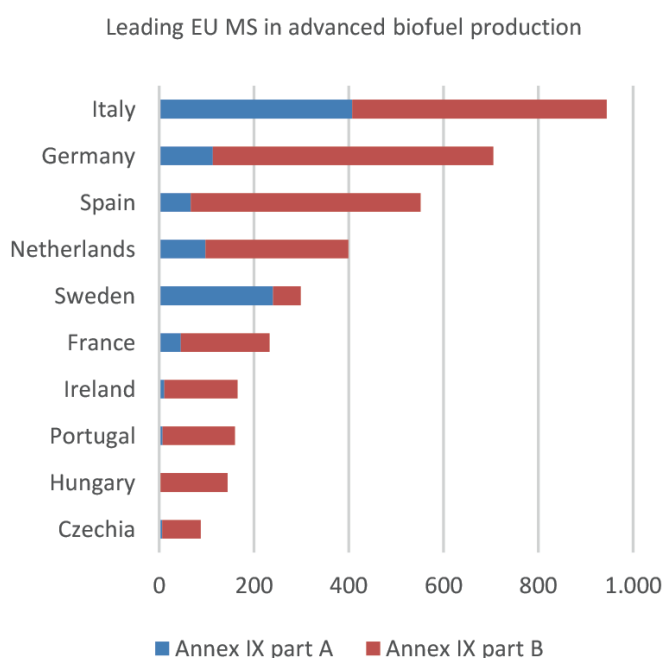


Figura 2.8 Produzione di biocarburanti avanzati in ktOE nel 2020 divisi secondo le materie prime utilizzate³.

Insieme all'aumento della produzione anche l'utilizzo dei biocombustibili sta lentamente aumentando in Europa, nel 2010 si utilizzavano 12 Mtoe di biocombustibili di prima generazione mentre nel 2020 si è passati ad un consumo di 16 Mtoe con una quota di biocombustibili avanzati di 4.2 Mtoe.

Di seguito si riporta una panoramica delle tecnologie disponibili e del livello tecnologico da esse raggiunto.

2.6.2 Processi di produzione e caratteristiche dei prodotti

In generale la possibilità di produrre un biocarburante, pronto all'uso, senza necessità di particolari pretrattamenti della materia prima o di complessi processi di upgrading successivi alla sua produzione è limitata solo a pochissime materie prime e in particolare all'uso di oli per la produzione di biodiesel e di zuccheri o amido (canna, mais, cereali) per la produzione di bioetanolo. La produzione di biocarburanti avanzati (o di seconda generazione) richiede al contrario, processi più complessi e a seconda dei casi può essere necessario un pretrattamento della biomassa per renderla compatibile con i successivi processi di produzione e/o un upgrading del biocombustibile prodotto per far sì che esso sia classificabile come biocarburante ed utilizzabile negli attuali motori. I biocarburanti avanzati sono prodotti da una varietà di processi, nella Tabella 2.1 si riportano i principali impianti Europei per la produzione di biocarburanti avanzati quali biometanolo, bio-olio, biocombustibili da Fisher Tropsch, bioetanolo e gas naturale sintetico. Si può notare che molti di questi processi hanno già un TRL elevato (7-8) e quindi sono pronti per l'industrializzazione, i processi di produzione di questi biocarburanti sono vari e comprendono processi biologici come la fermentazione, la gassificazione, la pirolisi e la liquefazione idrotermale (HTL).

I processi per la produzione di biocarburanti avanzati possono essere suddivisi in due grandi categorie: biochimici o termochimici. Di seguito si riporta un'analisi di quelli che sembrano essere più promettenti anche per lo stadio di sviluppo raggiunto.

Tabella 2.1 Impianti di produzione di biocarburanti avanzati in Europa⁴.

Project name	Project owner	Country	Product on capacity	TRL	Technology	product	Start year
Waste to Methanol	JV controlled by ENI	Italy	300 t/d	8	Fuel Synthesis	Biomethanol	2023
Clariant Romania	Clariant Romania	Romania	50 Kt/y	8	Fermentation	Bioethanol	2022
BioTfuel pilot	BioTfuel-consortium	France	60 t/y	4-5	Fuel Synthesis	FT liquids, SAF	2012
BioTfuel demo	Total	France	8,000 t/y	6-7	Fuel Synthesis	FT liquids, SAF	2021
Booster	TU Munich	Germany	0.15 MW	4-5	Torrefaction and HTC and Fuel Synthesis	SNG	
EMPYRO Hengelo Twence	BTG-Bioliquids	Netherlands	24 kt/y	9	pyrolysis	Bio-oil	2015
Silva Green Fuels (SGF)	Statkraft & Södra	Norway	5 kl/d	4-5	Hydrothermal liquefaction	Bio-oil	2021
GFN Lieksa	GFN OY	Finland	24 kt/y	8	Fast pyrolysis	Bio-oil	
Pyrocel Gavle	Pyrocell	Sweden	24 kt/y	8	fast pyrolysis	Pyrolysis oil	2021
RenFuel Backhammer	RenFuel	Sweden		6-7	Transport fuel intermediates from thermolytic processes	bio-oil (3,200 t/y)	2016
To-Syn-Fuel	Fraunhofer UMSICHT	Germany	200 kl/y	4-5	Thermo-Catalytic Reforming TCR®	Bio-oil	2021
bioliquid project	Karlsruhe Institute of Technology (KIT)	Germany	608 t/y	8	Gasification and Fisher Thropsch	FT liquid	2021
BioMCN	BioMCN	Netherlands	200 Kt/y	8	Biogas steam reforming	Biomethanol	2010
Vaermlandsmetanol Hagfors	Vaermland smetanol	Sweden	92 Kt/y	8	HTW gasification and methanol synthesis	Biomethanol	2015
Sodra biomethanol	Sodra	Sweden	5.2 kt/y	9		Biomethanol	2020
Ecoplanta Molecular Recycling Solutions	Energem and Suez	Spain	220 kt/y	8	gasification	Biomethanol	2025
Cellulonix Pietarsaari	ST1	Finland	10 Ml/y	8	fermentation	Bioethanol	2017
chempolis Oulu	Chempolis Ltd	Finland			fermentation	no	
Versalis crescentino	Versalis	Italy	25 kt/y	8	fermentation	Bioethanol	2022
ethanolix Ghotenburg	st1	Sweden	5 Ml/y	4-5	fermentation	Bioethanol	2015
ArcelorMittal Ghent Steelanol	ArcelorMittal	Belgium	62 Kt/y	8	Fermentation	Bioethanol	

Processi Biochimici

Tipicamente i processi biochimici agiscono per fermentazione di zuccheri semplici e quindi quando applicati a substrati costituiti da materiali lignocellulosici questi devono essere prima convertiti in zuccheri.

La loro conversione richiede:

- a) un pretrattamento, solitamente termico o termochimico, per disgregare la struttura cellulare e rendere la biomassa più accessibile per la successiva idrolisi. Per questa fase possono essere utilizzati diversi processi: fisici (steam explosion, termoidrolisi), chimici (idrolisi acida, idrolisi alcalina, solvolisi organica o biologica) o combinati (steam explosion catalizzata, NH₃ o CO₂ explosion). La steam explosion è la tecnologia di pretrattamento più utilizzata a cui segue la rimozione della lignina. Altre opzioni di pretrattamento sono il trattamento acido o alcalino o la solubilizzazione con solventi come la solvolisi organica.
- b) idrolisi della cellulosa a zuccheri fermentescibili. Può essere effettuata mediante uso di acidi o di enzimi. L'idrolisi enzimatica è la via più comune, anche se il costo degli enzimi rappresenta un contributo importante ai costi di produzione
- c) fermentazione degli zuccheri in alcool mediante lieviti o altre specie di funghi o batteri.

Le tecnologie descritte per la produzione di bioetanolo da materie prime di seconda generazione (biomasse residuali, rifiuti e i loro biointermedi derivati) sono disponibili a livello industriale, gli alti costi ne impediscono però una larga diffusione.

Processi termochimici

I processi termochimici sono utilizzabili su qualsiasi materiale organico. I processi termochimici comprendono una vasta gamma di tecnologie differenti e quindi anche di prodotti. Essi sono accomunati dall'utilizzo di alte temperature per fornire l'energia necessaria alla rottura dei legami chimici del materiale di partenza così da ottenere i prodotti desiderati a seconda delle specifiche condizioni operative dei diversi processi.

Pirolisi

Se il processo viene condotto ad una temperatura di circa 500°C in assenza di ossigeno si parla di pirolisi. In questo processo la biomassa viene convertita in bio-olio, gas e un prodotto solido (biochar). A seconda delle condizioni operative utilizzate ed in particolare al tasso di riscaldamento della biomassa il processo può avere come target la produzione di biochar o di bio-olio. La pirolisi lenta, che avviene a tassi di riscaldamento ridotti (10 °C/min) viene preferita per la produzione di biochar mentre la pirolisi veloce (tasso di riscaldamento >100 °C/min) viene utilizzata per la produzione di bio-olio che può essere considerato un precursore dei biocarburanti. Le caratteristiche del bio-olio (altamente acido, alta viscosità e alto contenuto di acqua) ne rendono, infatti, difficile lo stoccaggio e l'impiego diretto. Per aumentare la qualità del bio-olio, cioè per diminuire il suo contenuto di ossigeno e quindi innalzare il suo potere calorifico ed aumentare il contenuto di idrocarburi si può effettuare una deossigenazione (HDO) e un cracking mediante utilizzo di opportuni catalizzatori durante il processo di pirolisi o a valle di esso. Questi catalizzatori sono però soggetti a rapida disattivazione.

Il bio-olio prodotto richiede comunque un processo di upgrading che ne migliori la stabilità e ne riduca il contenuto di eteroatomi (in particolare ossigeno) in modo da renderlo stoccabile e compatibile con gli attuali motori. I processi più utilizzati per questa fase di upgrading sono quelli che prevedono l'uso di idrogeno (idrocracking, idrotrattamento e idrodeossigenazione) e promuovono reazioni di decarbonilazione, decarbossilazione, idrodeossigenazione, idrogenazione, deossigenazione, cracking e hydrocracking. La resa e la qualità del prodotto finale dipendono dalle condizioni

operative (temperatura, pressione di idrogeno, tempo di residenza e catalizzatore) a cui viene condotto il processo di upgrading. La produzione di biocarburanti mediante i processi descritti è stata dimostrata a livello di impianto pilota di grandi dimensioni. L'attuale capacità di produzione è però molto limitata.

Gassificazione

La gassificazione è un processo termochimico condotto ad alta temperatura (700-1500°C) durante il quale la biomassa e un agente gassificante (aria, ossigeno o vapore) vengono convertiti in un gas di sintesi, o syngas, costituito principalmente da CO e H₂. L'ossigeno presente deve essere sub-stoichiometrico. Questo processo può essere applicato a qualunque materiale organico. Il gas prodotto contiene oltre a CO e H₂ anche CH₄, CO₂ e una gamma di idrocarburi condensabili superiori (catrame) e altri inquinanti, come H₂S, particolato e sostanze azotate. Il syngas grezzo deve essere pulito e condizionato prima della conversione catalitica. I principali processi necessari per la pulizia del syngas grezzo sono: rimozione del catrame/cracking, rimozione del particolato e rimozione delle specie contenenti zolfo, azoto e cloro. Dopo la pulizia, e l'ottimizzazione del rapporto H₂/CO il syngas può essere utilizzato per la successiva sintesi catalitica di idrocarburi (sintesi FT) o alcoli.

Liquefazione idrotermica (HTL)

La liquefazione idrotermica (HTL) è un processo termochimico condotto in presenza di acqua a temperature e pressioni vicine o superiori a quelle del punto critico dell'acqua (374°C-22Mpa). Dal processo si ottengono tre frazioni, una liquida (bio-greggio), una solida (idrochar) e una gassosa le cui quantità dipendono dalle condizioni operative. Il processo sfrutta le caratteristiche particolari che assume l'acqua nelle condizioni operative descritte, in particolare essa funge da solvente, da reagente nonché da catalizzatore (acido o basico). Le reazioni che avvengono dipendono se ci si trova in condizioni sub o supercritiche. In condizioni sub-critiche prevalgono le reazioni di idrolisi, il processo porta alla formazione di elevate quantità di bio-grezzo con un buon potere calorifico e con un ridotto tenore di ossigeno se comparato al bio-olio prodotto dalla pirolisi. In condizioni supercritiche prevalgono le reazioni di cracking con conseguente aumento del gas prodotto. La qualità del bio-grezzo dipende dal tipo di materia prima dalla presenza di catalizzatori e dal tempo di permanenza. L'uso di catalizzatori in HTL può ridurre la temperatura di reazione richiesta, migliorare la cinetica di reazione, aumentare la resa e caratteristiche dei prodotti liquidi.

Anche in questo caso così come già visto nel caso della pirolisi, la frazione liquida per poter essere utilizzata come biocarburante deve subire un i upgrading prevalentemente con processi idrogenativi (Hydrocracking, irodeossigenazione, idrodeazotazione e idrodesolforazione).

Idrogenazione dei trigliceridi

L'idrotattamento di oli e grassi per produrre biocarburanti drop-in è, tra i processi per la produzione di biocarburanti avanzati, quello che sicuramente ha raggiunto il maggior livello di sviluppo rappresentando ormai una realtà industriale. L'idroprocessing consiste in una serie di processi catalitici tra cui l'hydrotreating degli oli e dei grassi porta alla rimozione di zolfo, ossigeno e azoto e alla saturazione dei doppi legami presenti nella molecola lipidica e, contemporaneamente rimuove il glicerolo formando propano e catene idrocarburiche. Le reazioni che avvengono nel processo sono principalmente reazioni di idrodeossigenazione, decarbonilazione e decarbossilazione. Il prodotto che si ottiene è spesso indicato con l'acronimo HVO (hydrogenate Vegetable Oils) o HEFA (hydroprocessed esters and fatty acids). HVO/HEFA è un bio-combustibile costituito esclusivamente da idrocarburi, tuttavia a valle sono necessari altri processi per migliorare le proprietà e soddisfare le specifiche per i vari settori quali quello automobilistico (renewable diesel) o aviazione (SAF Sustainable Aviation Fuel).

Sono proprio questi biocarburanti, insieme ai a quelli di sintesi (gassificazione + FT), che avranno un ruolo chiave nella decarbonizzazione dell'aviazione. Il settore dell'aviazione  , infatti, uno dei settori pi  difficili da decarbonizzare. I carburanti sostenibili per l'aviazione svolgono ancora un ruolo marginale registrando, nel 2019, una produzione di soli 140 milioni di litri l'anno (poco pi  di 113 mila tonnellate), pari a meno dell'1% del carburante attualmente utilizzato dagli operatori commerciali in tutto il mondo. Nonostante ci , essi vengono considerati i protagonisti della strategia di decarbonizzazione del settore dell'aviazione. Il loro impiego su larga scala permetterebbe la riduzione delle emissioni dell'attuale flotta di aeromobili, data la loro compatibilit  con motori ed infrastrutture per il carburante gi  esistenti. La produzione europea di SAFs, infatti,   destinata ad aumentare in modo significativo nel medio termine. La "International Civil Aviation Organisation's (ICAO) 2050 Vision for Sustainable Aviation Fuels" evidenzia che a differenza di altri settori, l'utilizzo dei combustibili liquidi in campo aeronautico non   attualmente sostituibile, e chiede pertanto che una "percentuale significativa di carburanti convenzionali per l'aviazione sia sostituita con carburanti sostenibili per l'aviazione entro il 2050".

  infatti necessario sottolineare che l'aviazione non ha altre opzioni energetiche alternative, nel breve e medio termine all'impiego dei SAFs come biocarburanti. Essi sono, infatti delle miscele in grado di rispettare le norme imposte per i combustibili convenzionali di derivazione fossile e perfettamente compatibili con l'attuale flotta aerea. Fondamentalmente, nessun'altra forma di stoccaggio dell'energia pu  essere comparata con il cherosene per quanto riguarda la densit  energetica. Perci , l'utilizzo di tecnologie alternative come motori alimentati da batteria, oppure carburanti criogenici (gas naturale liquefatto, idrogeno ecc.), creerebbero non poche complicazioni per il loro impiego nell'aviazione. Va inoltre, considerato che la vita utile degli aeromobili   in genere di 20-30 anni o pi , perci  la compatibilit  con la flotta attuale, e con i futuri aeromobili che ora entreranno in servizio, deve essere preservata.

La Comunit  Europea sta investendo molto nelle attivit  di Ricerca e Sviluppo per la produzione di biocarburanti avanzati e questo ha permesso la messa in opera di diversi impianti piloti o dimostrativi per la produzione di biocarburanti avanzati. In Tabella 2.2 sono riportati i numeri relativi ai principali impianti di produzione esistenti, in costruzione e pianificati in Europa per i biocarburanti avanzati che non siano biodiesel e bioetanolo. Come si pu  notare la variet  dei processi   estremamente ampia, e questo indica come in questo momento non sia stata ancora individuata una tecnologia leader in questo settore.

Tabella 2.2 Impianti pilota o dimostrativi esistenti, in costruzione o pianificati in Europa

Type of plant	Operational	Under construction	Planned
gasification	1	2	7
pyrolysis oil	3	2	2
HTL		1	
Lignin to bio-oil	1		1
Cellulosic ethanol	8	2	9
Hydrocarbons from sugars and alcohols	2		1
Other (advanced biofuels and recycled carbon fuels)	7	2	1

Bibliografia:

OECD (2022a) Agri-Environmental other indicators: Energy use and biofuel production (direct linking not working), OECD.Stat. Available at: <https://stats.oecd.org/index.aspx?r=765398#> Global biofuel.

Dsa

USDA Foreign Agricultural Service et al. (2021) EU Biofuels Annual 2021. Available at: [https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=BiofuelsAnnual_The Hague_European Union_06-18-2021](https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=BiofuelsAnnual_TheHague_EuropeanUnion_06-18-2021).

BEST GmbH (2022) Database on facilities for the production of advanced liquid and gaseous bio-fuels for transport. Available at: <https://demoplants.best-research.eu/> (Accessed: 29 June 2022).

ETIP Bioenergy (2018) SET Plan Implementation Plan Action 8: Bioenergy and Renewable Fuels for Sustainable Transport. Available at: <https://www.etipbioenergy.eu/set4bio/set-plan-and-its-implementation>.

2.7 E-fuels

Gli e-fuels sono carburanti liquidi o gassosi, di origine sintetica, prodotti tramite processi energivori alimentati da energia elettrica rinnovabile. Il processo di produzione di e-fuels ha come effetto complessivo quello di trasformare l'energia elettrica rinnovabile in energia chimica sotto forma di carburanti climate-friendly, utilizzabili come vettori energetici.

La base di questo documento è il Report n. 17/22 del CONCAWE *E-Fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050*, che gli autori ringraziano per la disponibilità alla riproduzione dei dati. Per i dettagli, il lettore è invitato a consultare questo rapporto.

2.7.1 Descrizione dei processi di produzione

I processi di produzione descritti necessitano tutti di energia elettrica e la maggior parte di fonti di carbonio. Nello studio del CONCAWE, che comprende le valutazioni tecnico-ambientale ed economica corredate da un'analisi di sensitività rispetto alla variazione dei principali parametri, sono considerate le seguenti fonti di energia elettrica:

- 100% di produzione eolica, offshore e onshore
- 100% di produzione solare: fotovoltaica o termodinamica
- 100% di produzione geotermica
- 100% di produzione idroelettrica

Le fonti di carbonio, necessarie alle diverse produzioni (CO/CO₂), considerate sono:

- sorgente concentrata: impianto di steam reforming del metano
- sorgente costituita da gas di combustione: impianto di potenza alimentato a gas naturale
- sorgente diluita: cattura diretta dall'aria atmosferica a bassa temperatura

Gli e-fuels oggetto di questo documento sono, adottando la nomenclatura internazionale: (i) *e-hydrogen*, (ii) *e-methane*, (iii) *e-methanol*, (iv) *e-polyoxymethylene dimethyl ethers*, (v) *e-gasoline* ed *e-kerosene* prodotti mediante le reazioni metanolo → benzina e metanolo → distillati medi, (vi) *e-ammonia*, e (vii) *e-gasoline* ed *e-kerosene* prodotti mediante reazione di Fischer-Tropsch condotta a bassa temperatura. Di seguito verranno descritti in sintesi i processi di produzione di ciascuno.

e-hydrogen

L'e-hydrogen (definito green hydrogen quando prodotto mediante energia elettrica di origine rinnovabile) è un carburante utilizzato nei veicoli elettrici dotati di celle a combustibile e come materia prima per la produzione degli altri e-fuels. Può essere prodotto mediante elettrolisi dell'acqua

mediante diverse tecnologie che utilizzano processi a bassa temperatura (50-80  C) o ad alta temperatura (700-1000  C). Disponibili sul mercato, i processi a bassa temperatura comprendono l'elettrolisi alcalina e l'elettrolisi con membrane a scambio protonico. In confronto, gli attuali processi di elettrolisi ad alta temperatura sono meno sviluppati. Nella Tabella seguente sono riportate le efficienze per le diverse tecnologie di elettrolisi considerate.

	2020	2030	2050	2050 Accelerated technology
Electrolysis technology	100% Alkaline	100% Alkaline	100% Alkaline	100% SOEC Co-electrolysis
Electrolysis efficiency	66.5%	68%	75%	82% (Sunfire)

e-methane

Il metano sintetico pu  essere ottenuto mediante il processo definito metanazione (reazione di Sabatier), che combina anidride carbonica e idrogeno a temperature sino a 400  C e pressioni sino a 30 bar, in presenza di catalizzatore a base di nickel o rutenio, producendo metano e acqua. La Tabella seguente riporta il bilancio di materia e di energia del processo di sintesi dell'*e-methane*.

CO ₂ consumption	3.00	kg/kg fuel
H ₂ consumption	0.50	kg/kg fuel
CO ₂ emissions	0.25	kg/kg fuel
Methane production	1.00	kg/kg fuel
Water production	2.25	kg/kg fuel
Power consumption	1.15	MJ/kg fuel
Heat production	10.8	MJ/kg fuel

e-methanol

Il metanolo sintetico pu  essere considerato sia come carburante sia come materia prima per i processi di produzione di benzina e di distillati medi. Pu  essere prodotto a partire da energia elettrica mediante un processo in due fasi che utilizza gas di sintesi o mediante un processo in un'unica fase che utilizza l'anidride carbonica direttamente (sintesi diretta) che richiede come alimentazione una miscela di anidride carbonica e idrogeno. La Tabella seguente riporta il bilancio di materia e di energia del processo di sintesi dell'*e-methanol*.

H ₂ consumption	0.193	kg/kg fuel
CO ₂ consumption	1.40	kg/kg fuel
Methanol production	1.00	kg
Water production	0.59	kg/kg fuel
Power consumption	1.07	MJ/kg fuel
Heat production	1.72	MJ/kg fuel

e-polyoxymethylene dimethyl ethers

Questi prodotti, definiti dall'acronimo OME_x, sono composti ossigenati sintetici che in miscela con il diesel fuel nel rapporto 1:4 hanno dimostrato sperimentalmente un alto potenziale di riduzione delle emissioni dei veicoli, in particolare nella formazione di incombusti e, indirettamente, di quella

degli ossidi di azoto. Gli OME_x sono sintetizzati a partire da metanolo mediante un processo complesso condotto attraverso vie chimiche alternative, che richiedono tutte la produzione intermedia di formaldeide. La Tabella seguente riporta il bilancio di materia e di energia del processo di sintesi degli $e-OME_{3-5}$.

Methanol consumption	1.265	kg/kg fuel
O ₂ consumption	0.531	kg/kg fuel
CO ₂ production	0.141	kg/kg fuel
OME ₃₋₅ production	1.000	kg
Water production	0.654	kg/kg fuel
Heat consumption	12.8	MJ/kg fuel

e-gasoline

Una volta che il metanolo sia disponibile, la produzione di benzina mediante la via e-metanol-to-gasoline richiede due fasi supplementari: (a) la conversione di metanolo a olefine e (b) la oligomerizzazione delle olefine leggere. Questa tecnologia è stata sviluppata dalla Mobil negli anni '80 e consiste in un processo in più fasi per disidratare e convertire il metanolo a 300-400 °C e 15-20 bar. La reazione complessiva è esotermica. La Tabella seguente riporta il bilancio di materia e di energia del processo *methanol-to-gasoline*.

Methanol consumption	2.29	kg/kg fuel
Hydrogen consumption	0.001	kg/kg fuel
Gasoline production	1.00	kg
Water production	1.29	kg/kg fuel
Power consumption	0.710	MJ/kg fuel
Heat production	1.298	MJ/kg fuel

e-kerosene

La produzione di *e-kerosene* attraverso la via *e-metanol-to-kerosene*, più in generale definita *methanol-to-middle distillates*, è ottenuta mediante i medesimi processi utilizzati per la sintesi dell'*e-gasoline*. La tecnologia è provata in scala industriale utilizzando metanolo prodotto a partire da carbone e gas naturale, e quindi può essere direttamente applicata per la sintesi a partire da metanolo prodotto da qualsiasi materia prima. La Tabella seguente riporta il bilancio di materia e di energia del processo *methanol-to-kero/diesel*.

Methanol consumption	2.32	kg/kg fuel
Hydrogen consumption	0.01	kg/kg fuel
Kerosene production	1.00	kg
Water production	1.31	kg/kg fuel
Power consumption	0.718	MJ/kg fuel
Heat production	1.314	MJ/kg fuel

e-ammonia

Il principale processo commerciale per la produzione di ammoniaca è il processo Haber-Bosch. Attualmente, la maggior parte dell'ammoniaca è prodotta a partire dal reforming del gas naturale e dalla gassificazione del carbone. La sintesi dell'ammoniaca si basa su una reazione esotermica che richiede l'uso di catalizzatore, condotta ad alte pressioni (100-1000 bar) e temperature (400-

500 °C). La Tabella seguente riporta il bilancio di materia e di energia del processo di sintesi dell'ammoniaca.

N ₂ consumption	0.822	kg/kg NH ₃
H ₂ consumption	0.178	kg/kg NH ₃
Ammonia production	1.000	kg
Power consumption	2.16	MJ/kg NH ₃
Heat production	2.18	MJ/kg NH ₃

e-distillates: sintesi di Fischer-Tropsch e riduzione della CO₂ mediante la reazione di gas shift inversa

Le tecnologie di produzione di carburanti mediante la sintesi di Fischer-Tropsch (benzina, kerosene e diesel sintetici) a partire da syngas prodotto da fonti fossili sono provate in scala commerciale. Tuttavia, i progetti che utilizzano direttamente energia elettrica come materia prima si trovano ancora nella fase di ricerca/dimostrazione. La reazione di Fischer-Tropsch richiede una miscela di idrogeno e ossido di carbonio, pertanto se si utilizza l'anidride carbonica catturata, questa deve essere ridotta a ossido di carbonio mediante una reazione all'equilibrio denominata reazione di gas shift inversa, nella quale la CO₂ è riformata mediante idrogeno, producendo CO e acqua. La Tabella seguente riporta il bilancio di materia e di energia del processo produzione di *e-diesel* mediante la sintesi di Fischer-Tropsch che comprende anche la reazione di gas shift inversa.

Hydrogen consumption	0.493	kg/kg fuel
of which RWGS	0.169	kg/kg fuel
of which FT+Hydrocracking	0.324	kg/kg fuel
CO ₂ consumption	3.715	kg/kg fuel
CO equivalent	2.364	kg/kg fuel
Gas burned	0.237	kg/kg fuel
FT Diesel	1	kg
Water production	2.971	kg/kg fuel
Power consumption	1.90	MJ/kg fuel
Heat production (net)	9.22	MJ/kg fuel

Cattura dell'anidride carbonica

Nello studio sono considerati tre diversi scenari di cattura dell'anidride carbonica

- cattura da una singola sorgente ad alta concentrazione prodotta da un impianto di steam reforming del metano mediante un processo di assorbimento/desorbimento con ammine (concentrazione della CO₂ di circa il 45%vol)
- cattura da una singola sorgente costituita da gas di combustione prodotti da un impianto di potenza alimentato a gas naturale mediante un processo di assorbimento/desorbimento con ammine (concentrazione della CO₂ di circa l'8.5%vol)
- cattura diretta dall'aria atmosferica mediante un processo a bassa temperatura

La tabella seguente riporta i consumi energetici relativi alle tre diverse opzioni descritte.

Source Stream of CO ₂	Concentrated	Average	Diluted
Proxy technology	Steam Reforming (SMR) pre-combustion gas	Natural Gas Power Plant (NGPP) flue gas capture	Direct Air Capture (DAC)
Power Consumption [MJ/kgCO ₂]	0.14 ⁽¹⁾	0.27 ⁽²⁾	1.44 ⁽³⁾
Heat consumption [MJ/kgCO ₂]	0.90 ⁽¹⁾	3.00 ⁽²⁾	5.76 ⁽³⁾
CO ₂ concentration [by volume]	45%	8.5%	0.04%

2.7.2 Valutazione tecnico-ambientale

L'analisi è stata condotta nell'orizzonte temporale 2020-2050 e in questa sede si riportano le conclusioni più significative relative alla produzione di e-fuels in Europa. Per il caso base e gli anni di riferimento 2020 e 2030, è stata considerata una corrente concentrata inevitabile come sorgente dell'anidride carbonica. Per l'anno 2050, al contrario, l'unica sorgente considerata è stata la cattura diretta dall'aria atmosferica, per tener conto delle restrizioni annunciate dall'UE per l'origine di anidride carbonica necessaria alla produzione degli e-fuels, e assumendo che le sorgenti inevitabili e sostenibili di questo composto saranno limitate.

La Figura 2.9 dimostra che il consumo di energia per la produzione di e-fuels aumenta in funzione della lunghezza e complessità delle molecole sintetizzate. Le molecole più semplici, come l'idrogeno, richiedono un consumo di energia minore rispetto alle molecole più complesse. Ad esempio, per i fuels sintetizzati dall'anidride carbonica catturata dall'aria, 1 MJ di e-diesel ottenuto mediante la sintesi di Fischer-Tropsch richiede 2.1 volte l'energia necessaria alla produzione di 1 MJ di idrogeno, mentre 1 MJ della molecola più complessa *e-OME_{3,5}* ne richiede 2.7 volte.

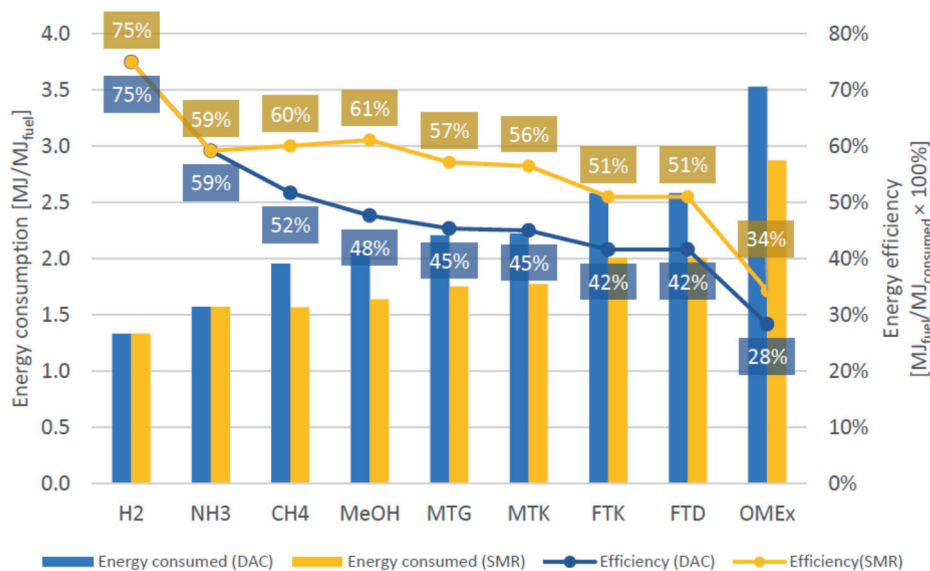


Figura 2.9 Confronto tra il consumo di energia e l'efficienza energetica nella produzione di e-fuels utilizzando la CO₂ dalla cattura diretta dall'aria (DAC) e da una corrente concentrata (SMR) (anno 2050).

Concordemente, si osserva un trend opposto per l'efficienza energetica, definita come il rapporto tra l'energia contenuta nel carburante e l'energia utilizzata per produrlo. La molecola più semplice, l'*e-hydrogen*, presenta un'efficienza energetica del 75%, spinta dall'efficienza dell'elettrolisi (elettrolizzatore alcalino). L'efficienza diminuisce quando l'idrogeno è combinato con azoto, carbonio e ossigeno per produrre molecole più complesse, sebbene in maniera non proporzionale alla lunghezza della molecola. La molecola più semplice che contiene un atomo di carbonio, l'*e-methane*, presenta un'efficienza del 52% e diminuisce solo al 42% per molecole più complesse, come l'*e-kerosene* e l'*e-diesel* prodotti mediante sintesi di Fischer-Tropsch. L'efficienza più bassa corrispondente all'*e-OME_{3,5}* costituisce un'eccezione e inoltre questo carburante è definito *non drop-in fuel*, giacché necessita di modifiche per poter essere utilizzato nei motori endotermici.

Per quanto riguarda le emissioni nette di GHG (Greenhouse Gases), la Figura 2.10 riporta i risultati ottenuti nell'analisi Cradle-to-Grave (CTG). Per tutti gli e-fuels, con l'eccezione dell'*e-O-*

$ME_{3,5}$, le emissioni si attestano al valore di 5 gCO₂eq/MJ. Le emissioni Well-to-Wheels (WTW) sono circa nulle a causa dell'utilizzo di energia rinnovabile per tutte le fasi operative, eccetto la distribuzione. Dalla medesima figura si pu  inoltre osservare che le emissioni CHG provengono principalmente dall'elettrolisi, costituendo il 65-75% dell'impatto complessivo. Le emissioni provenienti dal funzionamento e dalla manutenzione sono limitate al 10-15%. Pertanto l'85-90% delle emissioni complessive degli e-fuels sono associate alle infrastrutture, principalmente relative alla produzione di energia rinnovabile.

Tutti gli e-fuels, tranne l' $e-OME_{3,5}$, ottengono una riduzione di GHG superiore al 92% rispetto all'alternativa rappresentata dai carburanti di origine fossile. Tutti rispettano il limite previsto dalla direttiva RED II (Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001) pari a 28.2 gCO₂/MJ, che impone una riduzione del 70% delle emissioni di GHG rispetto al valore di riferimento per i carburanti fossili, pari a 94 gCO₂eq/MJ. Questa riduzione si raggiunge anche considerando il riferimento CTG, suggerendo la possibilit  di sfruttare schemi di produzione che non dipendano completamente dall'energia elettrica green, ma per i quali si possa accettare una quota di produzione da combustibili fossili pur rimanendo entro i limiti stabiliti.

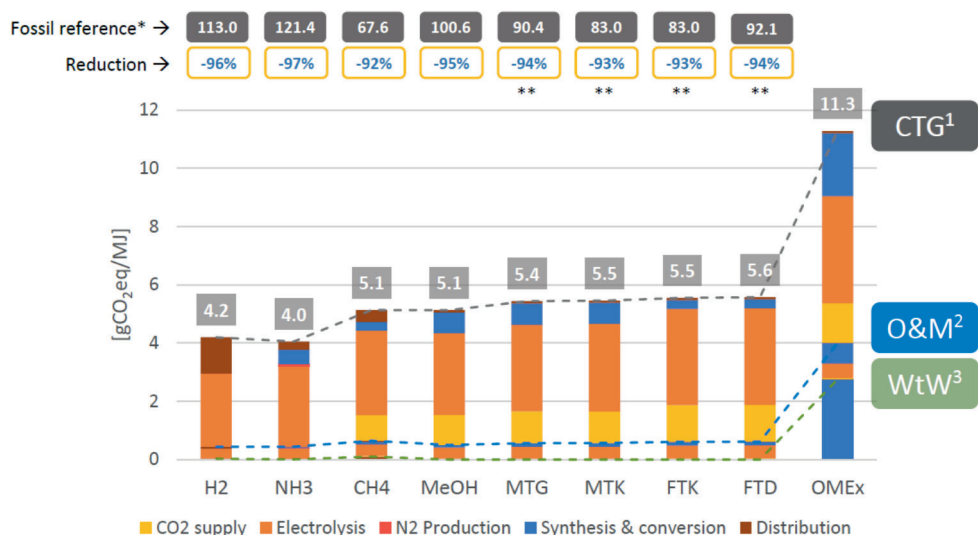


Figura 2.10 Emissioni GHG nell'analisi Cradle-to-Grave (CTG) per i diversi e-fuels (caso Nord Europa, anno 2050).

La riduzione progressiva nel tempo delle emissioni di GHG nell'analisi CTC si osserva solo per l'*e-hydrogen* e l'*e-ammonia*, mentre per i carburanti a base di carbonio si prevede prima una diminuzione, poi un incremento, come evidenziato dai dati riportati nella Figura 2.11.

Ad esempio, nel caso dell'*e-kerosene* prodotto mediante la sintesi di Fischer-Tropsch le emissioni di GHG valutate su base CTC sono calcolate pari a 12.2 gCO₂eq/MJ nel 2020, scendono al valore di 12.2 nel 2030, per poi risalire al 12.9 nel 2050. Questo andamento   dovuto alla sovrapposizione di due effetti opposti. Da un lato, il miglioramento delle efficienze dell'elettrolisi e la generalizzazione nell'utilizzo degli e-fuels per il trasporto marittimo e su gomma, che favoriscono nel tempo la diminuzione delle emissioni dovute alla fornitura e trasporto di idrogeno. Dall'altro, la sostituzione di sorgenti di anidride carbonica concentrata con la cattura diretta dall'aria atmosferica, tecnologia a maggiore intensit  energetica.

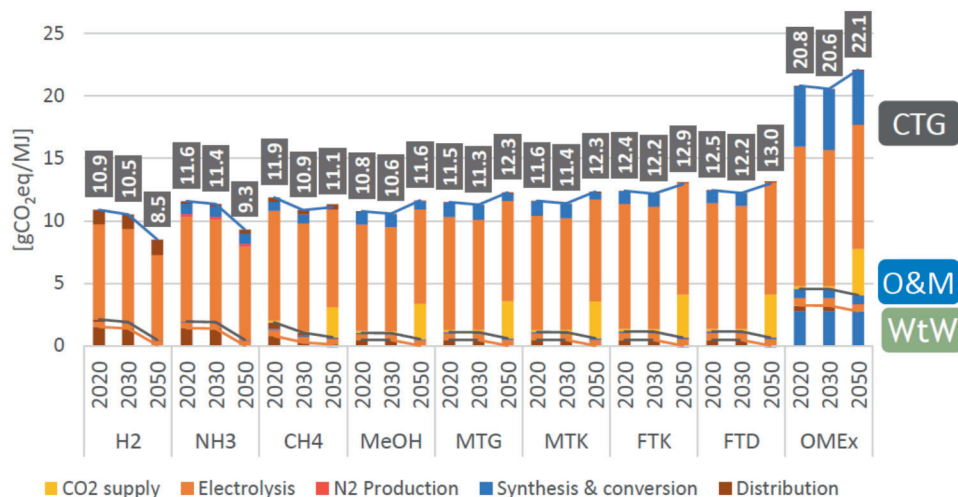


Figura 2.11 Emissioni GHG nell'analisi Cradle-to-Grave (CTG) per i diversi e-fuels (caso Europa Centrale, anni 2020, 2030 e 2050).

2.7.3 Valutazione economica

La Figura 2.12 riporta, come esempio, la previsione dei costi degli e-fuels prodotti in Europa centrale con riferimento all'anno 2050. La figura mostra come la maggior parte del costo (50-65%) è imputabile al costo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

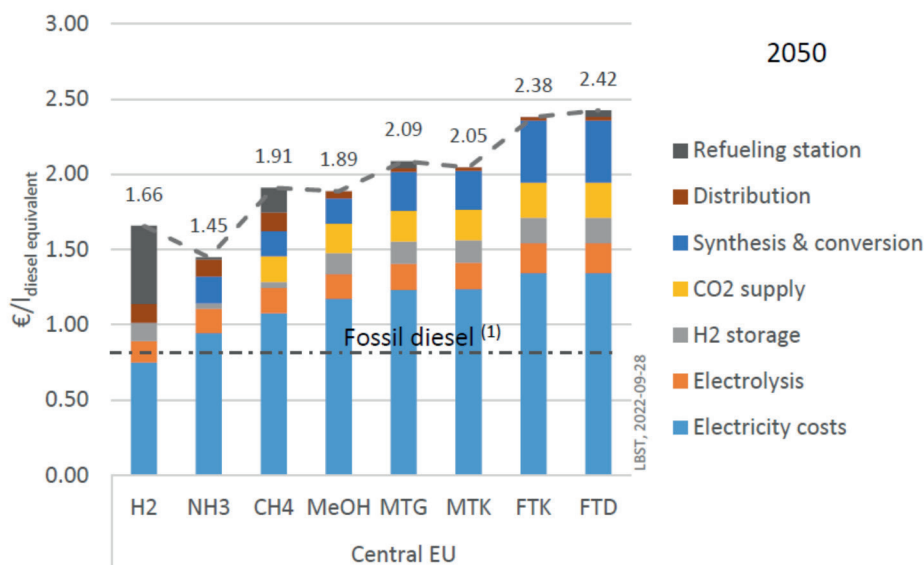


Figura 2.12 Costi degli e-fuels prodotti in Europa Centrale (anno 2050).

I dati riportati nella figura dimostrano una forte correlazione tra le richieste energetiche per la produzione di e-fuels e i costi associati. Gli e-fuels caratterizzati da minore intensità energetica di produzione in generale ottengono costi inferiori, come nel caso dell'*e-hydrogen* e dell'*e-methane*. Tuttavia, a causa delle distanze e delle modalità relative al trasporto, questi carburanti hanno la necessità di essere liquefatti, incrementando perciò i costi alla distribuzione.

Considerando tutte le zone di produzione (Europa settentrionale, Europa centrale ed Europa Meridionale, nonché quelle del Medio Oriente e dell’Africa settentrionale) e le ipotesi alla base della previsione, la valutazione relativa agli e-fuels che traguarda l’orizzonte temporale del 2050 mostra che i costi di fornitura si collocano nell’intervallo 1.6-4.1 €/l di diesel-equivalente nel breve periodo e nell’intervallo 1.2-2.5 €/l nel periodo di lungo termine, se si esclude l’*e-OME_x* che costituisce un outlier. Per questo carburante, i costi di fornitura si collocano nell’intervallo 2.8-5.4 €/l di diesel-equivalente nel breve periodo e nell’intervallo 2.5-3.8 €/l nel periodo di lungo termine.

I costi di fornitura degli e-fuels risultano sempre maggiori di quelli relativi ai carburanti di origine fossile, anche nel 2050, sebbene in questo caso si sia tenuto conto del perfezionamento delle tecnologie e della diminuzione dei costi dell’energia elettrica. Nel 2050 i costi di fornitura degli e-fuels variano da 1.4 €/l di diesel-equivalente per l’*e-methanol* al 2.6 €/l per l’*e-kerosene* prodotto mediante la sintesi di Fischer-Tropsch. Per confronto, il costo del diesel risulta attualmente pari a 0.3 €/l considerando un costo del greggio di 40 €/bbl, ed è valutato pari a 0.8 €/l nel 2050 con riferimento al costo del greggio di 110 €/bbl (EU Commission Impact Assessment [EU COM 202]). Si consideri, tuttavia, che per soddisfare l’Accordo di Parigi e il conseguente obiettivo di limitare il riscaldamento globale al di sotto dei 2°C, e preferibilmente al di sotto degli 1.5 °C, i combustibili fossili devono essere quasi completamente eliminati nel lungo periodo.

I costi di produzione e i costi di abbattimento degli GHG relativi ai biofuels sono inferiori a quelli attribuibili agli e-fuels. La previsione relativa all’anno 2050 valuta il costo dei biofuels nell’intervallo compreso tra 0.3 €/l di diesel-equivalente (limite inferiore per il *bio-methane*) e 1.1 €/l (limite superiore per il *bio-methane*, il *bio-kerosene* dalla sintesi di Fischer-Tropsch e l’etanolo di seconda generazione). Il confronto dei costi è mostrato nella Figura 2.13, dove la variabilità dei costi è descritta mediante barre.

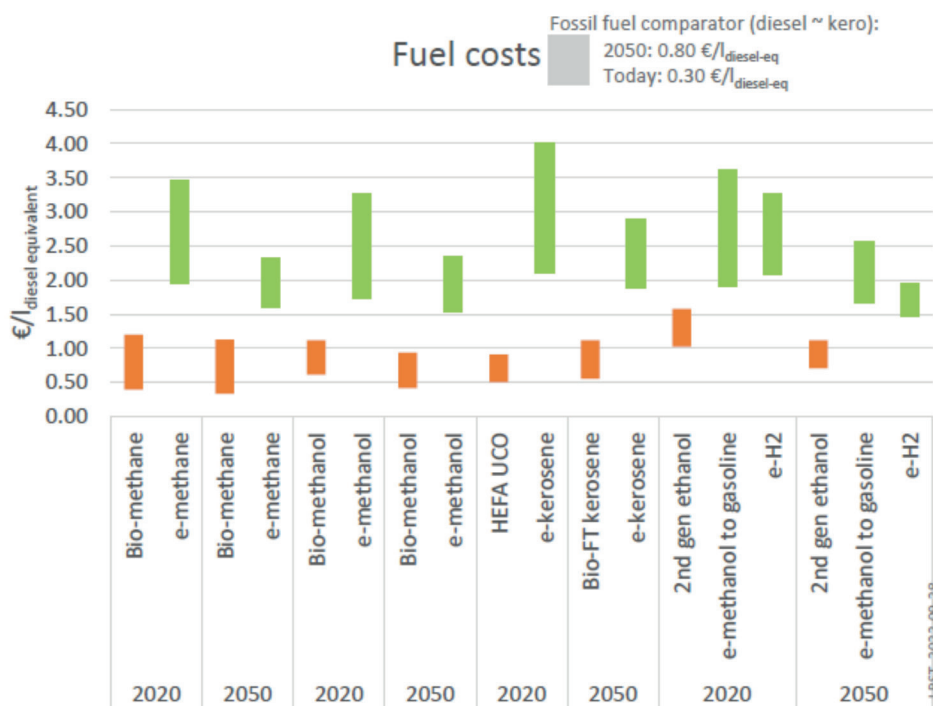


Figura 2.13 Confronto dei costi degli e-fuels e dei bio-fuels.

I maggiori costi di abbattimento dell'anidride carbonica relativi agli e-fuels, descritti nella Figura 2.14, sono attribuibili principalmente al costo della produzione di idrogeno green in confronto alla gassificazione delle biomasse. Considerando come esempio la produzione mediante il processo basato sulla sintesi di Fischer-Tropsch, questa fase è essenzialmente la stessa per entrambe le classi di carburanti, ma nel caso degli e-fuels devono essere conteggiati il costo associato alla produzione di idrogeno green e, sebbene con un'influenza limitata, i costi di capitale elevati per l'impianto di elettrolisi. Al contrario, i costi di capitale dell'impianto di gassificazione, che produce l'alimentazione alla sintesi di Fischer-Tropsch nel caso di produzione di biofuels, sono elevati, ma i costi delle materie prime di alimentazione all'impianto sono relativamente bassi. Nel tempo, è probabile che i costi di capitale degli elettrolizzatori saranno in flessione (più rapida rispetto a quelli dei gassificatori), ma non ci si aspetta che il costo dell'energia elettrica rinnovabile, che di conseguenza diminuirà, possa assestarsi sino ai più bassi valori dei costi delle alimentazioni agli impianti di produzione dei biofuels.

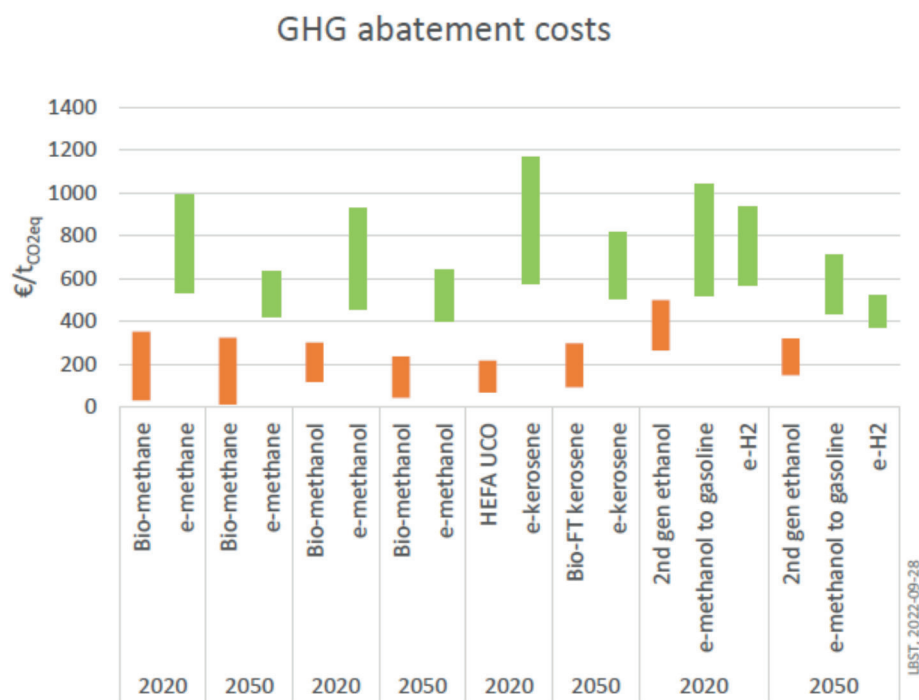


Figura 2.14 Confronto dei costi di abbattimento dei GHG degli e-fuels e dei bio-fuels.

Ci si aspetta che i costi di abbattimento dei GHG nel caso degli e-fuels diminuiscano da circa 460-1170 nel 2020 a circa 380-820 €/t di CO₂-equivalente evitata nel 2050. Per confronto, si prevede che i costi di abbattimento dei GHG nel caso dei biofuels diminuiscano da circa 40-510 nel 2020 a circa 20-330 €/t di CO₂-equivalente evitata nel 2050.

2.7.4 Contesto degli e-fuels nel futuro dell'Europa

Il potenziale tecnico della produzione di energia da fonte rinnovabile in Europa (>22000 TWh/anno) è di sette volte superiore alla domanda attuale di energia elettrica (~3000 TWh/anno) e pertanto supera in principio la domanda prevedibile di energia per qualsiasi utilizzo in un futuro a emissioni zero. Tuttavia, questa conclusione è soggetta all'accettazione da parte della Società delle significative infrastrutture necessarie che dovrebbero essere realizzate.

Gli scenari alto e basso per lo sviluppo degli e-fuels suggeriscono che la domanda in Europa potrebbe assestarsi nell'intervallo 66-129 milioni di tonnellate di olio-equivalente. Questa produzione comporterebbe la necessità di disporre di generazione di energia da fonte rinnovabile compresa tra 362 e 1723 GW, in funzione della distribuzione geografica, del mix di generazione e dello scenario di domanda prescelti. I corrispondenti costi di investimento necessari sono valutati nell'intervallo 1-5 trilioni di euro, o in maniera equivalente in un investimento annuale di 0.2-1% del PIL dell'UE.

La sfida associata nel soddisfare la domanda di e-fuels negli scenari alto e basso è significativa. Sono richiesti grandi investimenti e considerevoli risorse devono essere mobilitate, ma sembra tecnicamente fattibile.

Tenendo conto dei 22.000 TWh/a di produzione tecnica rinnovabile potenziale stimata

- Se l'odierna domanda di carburante per i trasporti dell'UE fosse completamente soddisfatta con e-fuels (caso peggiore e irrealistico, solo per considerare le cifre in prospettiva), questo comporterebbe un fabbisogno di elettricità da fonte rinnovabile di ~12.000 TWh_e/anno, di cui ~1.600 TWh_e/anno per l'aviazione. Ciò significa che solo il settore trasporti richiederebbe più di metà del potenziale di produzione di energia rinnovabile. Questo approccio sembra essere inaccessibile, tenendo conto che anche altri settori potrebbero necessitare di elettricità rinnovabile per sostituire l'attuale consumo di combustibile fossile.
- Ipotizzando, invece, uno scenario più equilibrato che utilizzasse il 100% di energia rinnovabile nel solo settore trasporti per la ricarica delle batterie dei veicoli elettrici e la produzione di *e-hydrogen*, *e-methane* ed *e-kero/diesel* entro il 2050, questo comporterebbe 2.570-10.880 TWh/a di domanda di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Il limite principale per sfruttare le notevoli potenzialità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Europa può essere l'accettazione sociale della diffusione di massa di centrali eoliche e solari, ma non i potenziali tecnici di produzione di energia rinnovabile.

L'uso di sorgenti concentrate di CO₂ porta a minori costi complessivi del carburante e a una maggiore efficienza di produzione degli e-fuels, rendendole un'opzione interessante fino al 2030 quando le tecnologie per la cattura diretta dall'aria non sono ancora disponibili su larga scala ed è prevista la disponibilità di fonti inevitabili di anidride carbonica. Tuttavia, il potenziale delle fonti industriali di CO₂, come ad esempio dalla produzione di acciaio o cemento, è destinato a diminuire per effetto di nuovi processi di produzione, maggiori sforzi di riciclaggio e uno spostamento generale verso un'economia più circolare verso il 2050. Nel lungo termine (2050), la cattura diretta dell'aria costituirà un contributo sempre maggiore dovuto alla scarsità di fonti inevitabili di CO₂ e allo sviluppo della tecnologia, nonostante la minore efficienza nella produzione degli e-fuels.

3 IL MIGLIORAMENTO DELLA PRESTAZIONE ENERGETICA DEGLI EDIFICI, OBIETTIVI E STRATEGIE

Livio De Santoli (coordinatore), Andrea Vallati, Laura Pompei, Lorenzo Mario Pastore

3.1 Il recepimento della direttiva 2018/844 (EPBD)

La Direttiva (UE) 2018/844 del parlamento europeo sulla prestazione energetica degli edifici pubblici e privati (Energy Performance Building Directive – EPBD) è stata recepita nell’ordinamento nazionale italiano dal Decreto legislativo 10 giugno 2020 n. 48. La direttiva 2018/844 risulta essere una guida generale sull’efficienza energetica degli edifici per perseguire gli obiettivi della politica europea relativamente l’energia ed il clima. Tale direttiva stabilisce la priorità dell’efficienza energetica all’interno delle decisioni di pianificazione politica e di investimento in ambito energetico che intendono attuare tutti gli Stati Membri. I contenuti della Direttiva EPBD sono stati recepiti all’interno del D.Lgs. n. 48/2020. L’articolo 1 del decreto legislativo sottolinea l’importanza nel promuovere il miglioramento della prestazione energetica degli edifici, tenendo conto delle condizioni locali e climatiche esterne, nonché delle prescrizioni relative al clima degli ambienti interni e alla loro efficacia, ottimizzando il rapporto tra oneri e benefici per la collettività. Con il recepimento della direttiva, sono state inserite nuove voci tra le quali:

- la disciplina relativa all’integrazione negli edifici di impianti tecnici per l’edilizia e di infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici;
- la definizione di una Strategia di lungo termine per la ristrutturazione del parco immobiliare nazionale;
- la promozione dell’efficienza energetica.

Alcune deroghe sono state definite per quegli edifici con vincoli di natura artistica e/o paesaggistica, i quali caratterizzano il parco immobiliare italiano. Tali strutture sono esentate nell’applicazione del Decreto se il rispetto delle prescrizioni potesse in qualche modo danneggiare ed alterare l’aspetto e la natura dell’edificio storico, artistico e paesaggistico. Viceversa, le strutture che non hanno obbligo della prestazione energetica (ad esempio garage, cantine, box) devono installare infrastrutture di ricarica per l’alimentazione dei veicoli elettrici. Nuove definizioni sono state introdotte dal Decreto relativamente alle seguenti voci:

- contratto di rendimento energetico o di prestazione energetica;
- microsistema isolato;
- sistema di automazione e controllo dell’edificio (BACS), sistema comprendente tutti i prodotti, i software e i servizi tecnici che contribuiscono al funzionamento sicuro, economico ed efficiente sotto il profilo dell’energia dei sistemi tecnici per l’edilizia tramite controlli automatici e facilitando la gestione manuale di tali sistemi;
- nella definizione di impianto termico, sono compresi gli impianti individuali di riscaldamento e gli impianti destinati alla sola produzione di acqua calda, oltre a quelli di climatizzazione con o senza la produzione di acqua calda, anche eventualmente in combinazione con impianti di ventilazione (articolo 3 del D.Lgs. n. 48/2020 che integra l’articolo 2 del D.Lgs. n.192/2005).

In linea con quanto prescritto dalla Direttiva, il D.Lgs. n. 48/2020 modifica la disciplina sulla metodologia di calcolo delle prestazioni energetiche negli edifici contenuta nel D.Lgs. n. 192/2005 per adeguarla alle nuove norme tecniche contenute nella normativa UE (vedere Paragrafo 3.2). Inoltre, sono stati integrati i criteri generali per la definizione dei requisiti minimi alla prestazione energetica di edifici nuovi, nonché di edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione edilizia. Inoltre, resta invariato l'obbligo della redazione della certificazione della prestazione ed il controllo e la manutenzione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva e per la preparazione dell'acqua calda sanitaria. Tutti gli Stati Membri, perciò, sono tenuti a valutare la fattibilità tecnica, ambientale ed economica dei sistemi alternativi ad alta efficienza come primo passo all'interno dell'iter progettuale di nuovi edifici. Tale precisazione è applicata per le ristrutturazioni severe, laddove si deve tenere in considerazione anche il benessere termo-igrometrico degli ambienti interni, la sicurezza in caso di incendi e dei rischi connessi all'intensa attività sismica.

Il D.Lgs introduce poi i criteri generali per l'integrazione negli edifici delle tecnologie di ricarica dei veicoli elettrici. È previsto l'obbligo dell'installazione di sistemi dispositivi autoregolanti che controllino separatamente la temperatura in ogni zona climatizzata, sia per gli edifici di nuova costruzione che per quelli esistenti (al momento della sostituzione dei generatori di calore, laddove tecnicamente ed economicamente fattibile). Nel dettaglio, entro il 1° gennaio 2025 gli edifici non residenziali, dotati di impianti termici con potenza nominale superiore a 290 kW, devono essere dotati di sistemi di automazione e controllo. In materia di ispezione degli impianti di riscaldamento e degli impianti di condizionamento dell'aria la Direttiva EPDB demanda agli Stati Membri di prevedere ispezioni periodiche, anche per impianti combinati con impianti di ventilazione di ambienti con potenza nominale utile superiore a 70 KW. Relativamente alla mobilità elettrica e l'installazione di punti di ricarica negli edifici residenziali e non residenziali nuovi ed esistenti, gli Stati Membri sono obbligati a semplificare le procedure amministrativo-autorizzatorie all'installazione. I requisiti per l'installazione di un numero minimo di punti di ricarica per tutti gli edifici non residenziali con più di venti posti auto devono essere stabilite da ciascun paese (entro il 1° gennaio 2025). I requisiti relativi alle funzionalità di monitoraggio elettronico e di regolazione (ai fini della generazione, della distribuzione, dello stoccaggio e del consumo ottimali dell'energia) del comparto residenziale dovranno essere caratterizzate da ciascun paese. Per poter monitorare l'impatto energetico, economico e amministrativo dell'attuazione delle misure sopra descritte, l'ENEA (Ente Nazionale dell'Energia e Ambiente), in collaborazione con il Comitato Termotecnico italiano-CTI, deve redigere uno studio inerente da sottoporre al vaglio del MATE.

Il DIAEE, Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica della Sapienza, è disponibile a partecipare alla redazione dello studio con particolare riferimento alla manutenzione e gestione degli impianti e all'elettificazione delle strutture (Vehicle-to-Grid).

3.2 Le azioni inerenti il Decreto Legislativo 192/2005

Il DLgs 192/2005 attua la direttiva 2002/91/CE riguardante il rendimento energetico nell'edilizia. Tale decreto si applica a edifici pubblici e privati e definisce la metodologia di calcolo della prestazione energetica degli stessi. In sostanza, predispone i requisiti minimi da adempiere in caso di costruzioni, ristrutturazioni importanti e riqualificazioni energetiche degli edifici. Anche la fase di esercizio, controllo, alla manutenzione e all'ispezione degli impianti termici degli edifici è stata disciplinata dal DLgs 192/2005 insieme alla promozione di edifici a energia quasi zero. Il D.Lgs. n. 48/2020 apporta diverse novità, modificando ed integrando il DLgs 192/2005. Introduce il concetto del BACS (sistema di automazione e controllo dell'edificio), estende il suo campo di azione anche agli impianti di ricarica per i veicoli elettrici integrati negli edifici.

Il controllo dell'edificio effettuato con sistemi di gestione automatica è fondamentale elemento dell'elettrificazione dei consumi. In integrazione con la demand response esso rappresenta parte fondamentale di un nuovo modello energetico. Il DIAEE ha sviluppato piattaforme per la flessibilità della domanda.

Altra modifica riguarda gli incentivi di efficienza energetica ed i criteri (almeno uno) per poterli ottenere :

- La prestazione energetica dei materiali – o dell'apparecchiatura – usati per la ristrutturazione.
- Il confronto degli APE rilasciati prima e dopo la ristrutturazione.
- I valori standard per il calcolo dei risparmi energetici negli edifici.
- Una diagnosi energetica.

Occorrerà quindi approfondire negli sviluppi normativi l'applicazione della UNI CEI EN ISO 50001 "Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso".

Sempre il D.Lgs. n. 48/2020 ha introdotto nell'art 3 bis la strategia di ristrutturazione a lungo termine SRLT, che è anche adottata dal MATE ed anche dal PNIEC (Piano Nazionale Italiano per l'Energia ed il Clima) nella versione del 2021. Ci si aspetta quindi un intervento ancora più concreto nella nuova versione del PNIEC previsto per il giugno del 2023.

Una strategia che tenga conto quindi anche dei costi implicati nella riqualificazione energetica degli edifici esistenti (vedere paragrafo 3.3). Altre modifiche dovranno riguardare i criteri e la metodologia per il calcolo della prestazione energetica, la fattibilità tecnica, economica e ambientale dei sistemi alternativi ad alta efficienza. Inoltre, si deve rispettare il rendimento energetico globale, il corretto dimensionamento, la corretta installazione ed eventuale adozione di sistemi di regolazione e controllo per gli edifici nuovi ed esistenti laddove si debba sostituire un impianto tecnico.

È opinione del gruppo di lavoro, insistendo sulla competenza delle regioni sul sistema dei controlli per la redazione degli APE, la necessità di affiancare queste con tecnici formati con specifiche competenze, ritagliando un ruolo significativo per l'università. L'importanza dell'integrazione nel DLgs 192/2005 della strategia a lungo termine di ristrutturazione del parco immobiliare nazionale, assume oggi un significato del tutto particolare, (vedi il paragrafo successivo 3.3).

3.3 Strategia a lungo termine di ristrutturazione del parco immobiliare nazionale

Le strategie nazionali di ristrutturazione a lungo termine devono comprendere, disciplinate dalla Direttiva EPBD, politiche e azioni di stimolo alle ristrutturazioni profonde ed efficaci degli edifici, anche in termini di costi. Ciascun Paese dell'Unione Europea dovrà presentare alle Istituzioni europee un quadro riassuntivo di azioni per fronteggiare anche i rischi connessi all'attività sismica e agli incendi. All'interno di questa Strategia nazionale ogni paese deve redigere una tabella di marcia per raggiungere gli obiettivi di medio termine al 2030 di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nell'UE almeno del 55% rispetto al 1990. Il PNIEC di prossima emanazione dovrà indicare i vari livelli di attuazione del piano, con misure e indicatori di progresso misurabili, per il 2030, il 2040 e il 2050 in relazione al conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica dell'Unione. Inoltre, si devono prevedere misure nazionali per alleviare la povertà energetica nell'ambito delle strategie di ristrutturazione a lungo termine. In linea con la Direttiva EPDB, il D.Lgs. n. 48/2020 introduce all'interno del D.Lgs. n. 192/2005, nell'art. 3 bis, la disciplina la Strategia di ristrutturazione a lungo termine del parco immobiliare nazionale, disponendo che essa deve includere anche l'individuazione di modalità per garantire risorse finanziarie adeguate, compreso l'applicazione di agevolazioni fiscali. Il DIAEE ha effettuato analisi di cost-optimality in riferimento alla individuazione del pacchetto di interventi ottimali in termini di consumi di energia primaria specifici.

Durante lo svolgimento della Strategia, sono previste delle consultazioni pubbliche per controllare l'andamento della redazione del documento, comprese le azioni politiche intraprese. Altro aspetto fondamentale riguarda la ricognizione del parco immobiliare nazionale, essendo la prima fase di lavoro della Strategia. La difficoltà in questa fase è relativa alla raccolta di dati statistici sull'andamento delle ristrutturazioni già effettuate ed in atto. Successivamente, si devono esaminare i vari tipi di approcci alla riqualificazione e valutare le azioni politiche per stimolare ed accelerare il processo. Un'ulteriore modifica effettuata dal D.Lgs. n. 48/2020 al D.Lgs. n. 192/2005 riguarda gli strumenti finanziari e meccanismi pubblici di sostegno all'efficienza energetica negli edifici, introducendo la necessità di prevedere, nella misura e nelle modalità definite dagli Stati Membri, gli incentivi pubblici, volti a migliorare l'efficienza energetica all'interno del processo di ristrutturazione degli edifici. Tali incentivi devono essere commisurati ai risparmi energetici perseguiti o conseguiti. L'autorità che concede l'incentivo suddetto dovrà effettuare una campagna di monitoraggio considerando almeno uno dei seguenti criteri:

- la prestazione energetica dell'apparecchiatura o del materiale utilizzato per la ristrutturazione;
- i valori standard per il calcolo dei risparmi energetici negli edifici;
- il confronto degli attestati di prestazione energetica rilasciati prima e dopo la ristrutturazione;
- una diagnosi energetica;
- un altro metodo pertinente, trasparente e proporzionato che indichi il miglioramento della prestazione energetica,

Il DIAEE potrebbe affiancare l'ENEA e il Gestore Servizi Energetici S.p.a. (GSE) nel compito di predisporre un rapporto contenente proposte finalizzate, anche mediante la promozione di piattaforme.

3.4 Le CER: Accumulo energia termica ed elettrica per l'edilizia, Demand response

Nel contesto dell'elettrificazione dei consumi e della valorizzazione dell'autoconsumo, le comunità energetiche costituiscono un importante strumento per coinvolgere direttamente i cittadini e le comunità nel perseguimento dell'obiettivo comune della transizione energetica, e, quindi nella lotta al cambiamento climatico. Le comunità energetiche vengono definite come “una coalizione di utenti che, tramite la volontaria adesione ad un contratto, collaborano con l'obiettivo di produrre, consumare e gestire l'energia attraverso uno o più impianti energetici locali.” Il fine primario è quello del risparmio economico e dell'efficienza energetica in un'ottica di autoconsumo e collaborazione da una parte e dall'altra auto produzione dell'energia ai fine del perseguimento dell'indipendenza energetica. Infatti, tramite il decentramento e la localizzazione di produzione, consumo e scambio di energia da fonti rinnovabili, i cittadini, le attività commerciali e le imprese del territorio possono contribuire direttamente alla transizione energetica e, di conseguenza, allo sviluppo sostenibile del territorio.

I caratteri fondamentali di una comunità energetica devono essere:

- Il senso delle CER, obiettivo n.7 Agenda 2030 ONU
- Valorizzazione dell'autoconsumo, demand response, storage
- Valorizzazione dell'autoproduzione come strumento di indipendenza e di pace
- L'attività del prosumer
- Valorizzazione delle risorse territoriali
- Consapevolezza del territorio
- Contrasto alla povertà energetica

Per minimizzare l'impatto ambientale, occorre proporre interventi di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio cittadino, la sostituzione dei sistemi di riscaldamento a combustibili fossili e l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Lo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili (CER) a livello cittadino, può costituire quindi un importante fattore abilitante per lo sviluppo di Net Zero Carbon Cities, progressivamente consentendo l'elettrificazione di vie e quartieri e promuovendo l'efficienza energetica.

Nello specifico, la piena realizzazione del potenziale delle comunità energetiche, oltre ad incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili, contribuirebbe a favorire la decarbonizzazione del settore termico e dei trasporti, fondamentale per l'azzeramento delle emissioni cittadine. Inoltre, dato il costo inferiore dell'energia auto-consumata rispetto a quella derivata dalla rete, i cittadini e le imprese membri delle comunità energetiche sarebbero incentivati dal punto di vista economico. Nel campo dei trasporti, le stazioni di ricarica per veicoli elettrici potrebbero essere alimentate dall'energia prodotta dalle comunità energetiche. Nell'ottica della massimizzazione dell'energia condivisa, il pilastro fondamentale della transizione energetica, ovvero l'efficienza energetica verrebbe in questo modo potenziato, accelerando il progresso e la decarbonizzazione delle città. In questo contesto, la digitalizzazione potrà giocare un ruolo primario nell'orientare i consumi energetici verso l'efficienza e la sostenibilità e nel rendere più "intelligenti" le reti di scambio di energia delle comunità energetiche.

I documenti normativi ai quali riferirsi in questo momento, e cioè:

- Il Decreto Mase in approvazione alla Comunità Europea, marzo 2023 (https://ecquologia.com/wp-content/uploads/2023/02/CCF_000135_compressed.pdf)
- Le linee guida GSE, aprile 2022, Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa (https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/AUTOCONSUMO/Gruppi%20di%20autoconsumatori%20e%20comunita%20di%20energia%20rinnovabile/Regole%20e%20procedure/Regole%20Tecniche%20per%20accesso%20al%20servizio%20di%20valorizzazione%20e%20incentivazione%20energia%20elettrica%20condivisa.pdf)

al momento non sono sufficienti a definire correttamente le caratteristiche della CER sopra riportate.

Un importante valore delle CER è quello di costituire un valido strumento di contrasto della povertà energetica:

- Il Prosumer è il cittadino che non si limita al ruolo passivo di consumatore (consumer), ma partecipa attivamente alle diverse fasi del processo produttivo (producer).
- In questa visione, il cittadino è posto al centro di un nuovo modello di produzione e di consumo, in cui assume un ruolo attivo, si assume responsabilità, e riacquista il possesso dello spazio democratico della comunità.
- Una comunità energetica permetta la riduzione del costo dell'energia per i partecipanti alla comunità
- Se questi schemi sono applicati a quartieri ad alto tasso di povertà energetica, possono rappresentare uno strumento di contrasto e mitigazione della povertà energetica e generale
- Infatti, la povertà energetica è allo stesso tempo causa e conseguenza della povertà generale

Una grave mancanza normativa è che non vi è una definizione, né una misurazione univoca della povertà energetica, nonostante sia una problematica reale che affligge numerose famiglie.

Il cambiamento più evidente che emerge da questa transizione è il nuovo ruolo dei consumatori, che passano da essere passivi beneficiari di servizi energetici, completamente distaccati dai processi di governance energetica, ad una situazione di attiva valutazione delle scelte di consumo. Ciò avviene sia attraverso la riduzione della domanda che tramite la partecipazione in prima persona nella

generazione e stoccaggio dell'energia, in questo modo i “nuovi” consumatori assumono una maggiore rilevanza nel settore energetico. La partecipazione alle diverse fasi del processo produttivo energetico di singoli utenti (che possono essere i cittadini, ma anche diverse realtà come associazioni o realtà imprenditoriali) comporta autoproduzione e autoconsumo collettivi con nuovi attori di cui si chiede una formazione specifica, come gli aggregatori, l'energy service provider e gli initiator, per produrre, consumare e gestire l'energia tramite impianti energetici locali.



Le CER possono differire tra loro per la natura degli attori coinvolti, per le modalità di produzione, per la loro estensione e per la presenza di una serie di fattori abilitanti. Ciononostante, esse sono accomunate da un obiettivo condiviso: fornire energia rinnovabile a prezzi accessibili a tutti i membri della comunità, che è esattamente il senso dell'Obiettivo n°7 dell'ONU, e in ciò facendo contribuisce non solo ad una transizione più giusta, ma anche alla creazione di un nuovo sistema energetico decentralizzato e democratico che incoraggia un maggiore coinvolgimento sociale nel mercato energetico.

Le CER, che si inseriscono nello scenario di autoproduzione e autoconsumo energetico collettivo e sostenibile, sono un importante strumento di mitigazione della povertà energetica, dove tutti i cittadini, tra cui quelli più deboli e con basse entrate, sono in grado di ottenere i benefici derivati dalla partecipazione ad essa.

In definitiva, i vantaggi possono essere identificati nelle seguenti macro aree:

- Alto livello di sicurezza e qualità dell'approvvigionamento energetico per i suoi membri;
- Possibilità di assicurare accesso a fonti energetiche anche per aree geografiche più remote dove i costi di approvvigionamento per mezzo di sistemi autonomi sarebbero notevolmente più alti, come accade nelle comunità energetiche dell'Alto Adige;
- Benefici economici derivanti dallo sfruttamento delle economie di scala, dal costo dell'energia più basso se comparato con le tariffe standard e più stabile grazie alla regolazione dei costi alternativi (come installazione, mantenimento e assicurazione) con contratti a lungo termine e grazie a una minor dipendenza dai mercati e dalla variabilità dei prezzi che caratterizzano le fonti fossili.
- Sviluppo di un modello di economia collaborativa, basata sulla condivisione di beni e servizi;
- Maggiore coesione sociale e solidarietà tra i membri;
- Possibilità di reinvestimento all'interno della comunità degli utili prodotti dalla vendita dell'energia in eccesso, a seconda degli interessi dei diversi membri e alle specifiche necessità della comunità, o di distribuzione dei profitti.

Il Decreto MASE attualmente in fase di approvazione europea nelle modalità di incentivazioni per sostenere l'energia elettrica autoprodotta, prevede:

- Titolo I – Finalità, ambito di applicazione e definizioni
- Titolo II - definizione degli incentivi sotto forma di tariffa incentivante sulla quota di energia condivisa per un contingente di 5 GW entro il 31 dicembre 2027
- Titolo III - contributi in conto capitale fino al 40% dei costi ammissibili per la costituzione di

CER in autoconsumo collettivo nei comuni al di sotto di 5000 abitanti (PNRR, missione 2, componente 2, investimento 1.2). Entro 30 giugno 2026 per una potenza almeno di 2 GW.

- Potenza RES installabile nominale massima 1 MW sottesa alla stessa cabina primaria
- Vale il principio DNSH
- Il GSE provvede ad erogare le tariffe incentivanti congiuntamente al corrispettivo di valorizzazione di ARERA deliberazione 727/2022/R/eel
- Allegato 1- calcolo della tariffa premio, Euro/MWh
- Allegato 2 - spese ammissibili (PNRR)
- Allegato 3 - requisiti specifici per l'accesso ai benefici (biogas e biomasse)

La tariffa premio spettante applicabile all'energia elettrica condivisa espressa €/MWh è determinata sulla base della presente formula:

A) Per impianti di potenza > 600 kW

- TIP: $60 + \max(0; 180 - P_z)$
- Dove P_z è il pezzo zonale orario dell'energia elettrica
- La tariffa premio non può eccedere il valore di 100 €/MWh

B) per impianti di potenza > di 200 kW < 600 kW

- TIP: $70 + \max(0; 180 - P_z)$
- Dove P_z è il pezzo zonale orario dell'energia elettrica
- la tariffa premio non può eccedere il valore di 110 €/MWh

C) per impianti di < 200 kW

- TIP: $80 + \max(0; 180 - P_z)$
- Dove P_z è il pezzo tonale orario dell'energia elettrica
- la tariffa premio non può eccedere il valore di 120 €/MWh

Per impianti fotovoltaici la tariffa è corretta per tenere conto dei diversi livelli di insolazione (+4 €/MWh per le zone del centro Italia e +10 €/MWh per le zone del nord Italia)

Le più forti critiche da apportare a questo impianto normativo appena descritto riguardano fondamentalmente l'assenza della valorizzazione dell'autoconsumo termico con impianti rinnovabili, prodotto con impianti rinnovabili quali, cogenerazione a biomasse e uso dell'idrogeno, e la valorizzazione dei sistemi di accumulo.

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo, è noto che essi giocano un ruolo fondamentale importanza per aumentare l'autoconsumo nelle comunità energetiche. Nel seguente grafico è mostrato il fattore di autoconsumo (SCR) al variare del rapporto tra produzione annuale del fotovoltaico e domanda della comunità energetica (f_{pv}) per una comunità energetica a Roma.

Quando si ha un impianto fotovoltaico in grado di produrre annualmente il 100% dell'energia elettrica necessaria alla CER, meno del 40% dell'energia rinnovabile è auto consumata.

Perciò lo sviluppo dei sistemi di accumulo a livello locale sono fondamentali per la diffusione delle rinnovabili nelle comunità energetiche.

Le batterie elettriche rappresentano una soluzione valida per immagazzinare l'eccesso di generazione rinnovabile, ma la flessibilità richiesta non può essere garantita solo da esse. Infatti, spesso non costituiscono una soluzione economicamente vantaggiosa e il loro impatto ambientale non è trascurabile. Al contrario, la flessibilità del sistema può essere efficacemente creata attraverso l'accoppiamento dei settori e la conversione dei vettori energetici, al fine di sfruttare sistemi di accumulo dell'energia più convenienti.

La conversione in vettore termico attraverso pompe di calore e il seguente stoccaggio termico rappresenta l'opzione economicamente più vantaggiosa per aumentare l'integrazione della generazione non programmabile. Tali sistemi dovrebbero essere incentivati in maniera prioritaria.

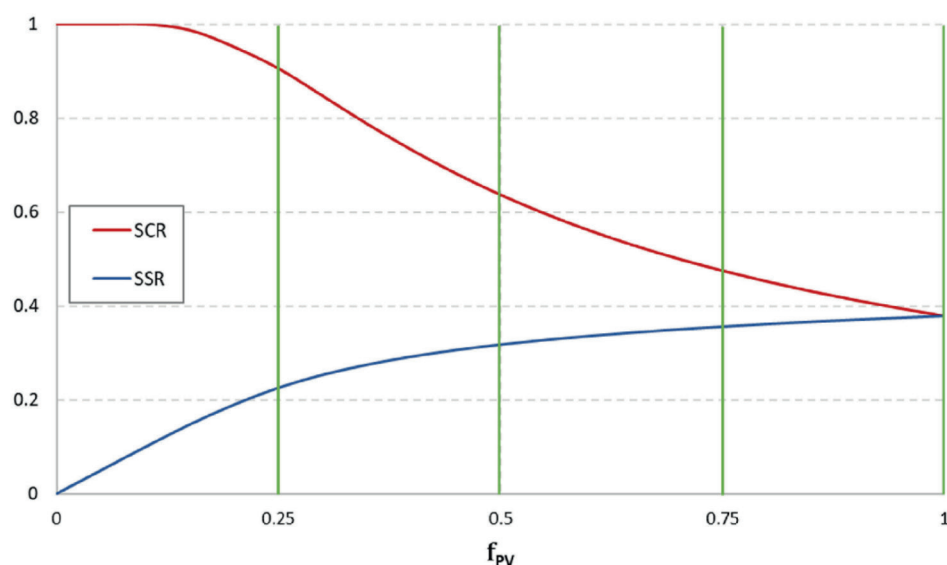


Figura 3.1 Fattore di autoconsumo (SCR), fattore di indipendenza energetica (SSR) e rapporto tra produzione annuale del fotovoltaico e domanda della comunità energetica (f_{pv}) per una comunità energetica a Roma (Source: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.06.287>)

Inoltre, l'idrogeno può rappresentare un'opzione valida e conveniente per immagazzinare l'eccesso di rinnovabile nelle CER. Le soluzioni *Power-to-Gas* possono aiutare a bilanciare reti elettriche locali assorbendo l'eccedenza di elettricità da fonti rinnovabili convertendola in idrogeno. L'idrogeno poi può essere utilizzato per decarbonizzare diversi settori a livello locale o essere immesso direttamente nella rete del gas.

3.5 Edifici intelligenti, ZEB, NZEB e nZEB

Il concetto di edificio a energia quasi zero, il cosiddetto NZEB, è stato introdotto dalla Direttiva 2010/31/UE, recast della Direttiva Energy Performance Building Directive, la EPBD 2002/91/CE, che impone che dal 31 dicembre 2020 tutti gli edifici di nuova costruzione siano NZEB, cioè che abbiano elevatissime prestazioni energetiche e che siano caratterizzati da un fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo, da coprire in misura molto significativa con energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze. Per poter affrontare la progettazione di uno NZEB bisogna innanzitutto definirne il riferimento, rappresentato dall'edificio a energia zero, lo ZEB, che è caratterizzato da un fabbisogno pari a 0 kWh/year/m², calcolato in termini di energia primaria non rinnovabile e ottenuto senza esportare vettori energetici prodotti dall'edificio. Esiste poi una terza tipologia di edificio, a energia netta zero o nZEB, da non confondere con il primo, che bilancia le richieste di energia con una sovrapproduzione di energia elettrica che intercambia con la rete elettrica.

Evidenziato che, se un edificio deve fornire dei servizi quali climatizzazione ambientale e acqua calda sanitaria deve utilizzare energia e quindi, per il principio di conservazione della stessa, non può mai e poi mai avere una richiesta energetica nulla, si può invece richiedere che una tipologia di energia a questi fini impiegata sia nulla o quasi nulla. Questo vuol dire che, a parità di energia richiesta dai servizi resi, si sostituisce l'una con l'altra. In particolare, siccome l'obiettivo dichiarato della Direttiva 2010/31/UE è la riduzione della CO₂ emessa dai processi di combustione dei combustibili fossili, la richiesta è quella di ridurre al massimo possibile l'impiego di tale forma di energia, che va sotto il nome di energia primaria non rinnovabile. Quindi, un edificio che fornisce servizi si può definire ZEB solo in termini di energia primaria e se e solo se il suo fabbisogno di energia primaria

non rinnovabile è nullo, ovvero solo quando non c'è importazione di alcun vettore energetico non rinnovabile. Va sottolineato che un edificio net ZEB potrebbe non soddisfare questo requisito, in quanto bilancia la richiesta di importazione di vettori energetici non rinnovabili con l'esportazione di vettori energetici prodotti dall'edificio da fonti rinnovabili disponibili in loco (bilancio energetico in/out nullo), e quindi non assicura la minimizzazione, a livello dell'edificio, dell'impiego di energia da fonte non rinnovabile. La direttiva prevede che per gli NZEB, che sono caratterizzati da un indicatore di prestazione energetica espresso in kWh/m²a, siano definiti anche indicatori specifici relativi al fabbisogno di energia primaria per ciascun servizio reso all'edificio:

- riscaldamento; - climatizzazione invernale; - raffrescamento; - climatizzazione estiva; - ventilazione; - illuminazione; - trasporto di persone.

Il generico indicatore specifico associato al servizio "x" si calcola come:

$$E_{P,x} = \sum_i (E_{imp,i} \cdot f_{imp,i})_x - \sum_j (E_{esp,j} \cdot f_{esp,j})_x \quad (1)$$

dove:

$E_{P,x}$ = energia primaria associata al servizio x;

$E_{imp,i}$ = vettore energetico importato i-esimo;

$f_{imp,i}$ = fattore di conversione in energia primaria i-esimo;

$E_{esp,j}$ = vettore energetico esportato j-esimo;

$f_{esp,j}$ = fattore di conversione in energia primaria j-esimo.

Quindi, facendo riferimento esclusivamente all'energia primaria non rinnovabile, applicando la (1) per ciascun servizio a uno ZEB risulta $EP_{x} = 0$, mentre applicandola a uno NZEB, vale la relazione:

$$0 < EP_{x} < EP_{x|lim} \quad (2)$$

dove l'energia primaria limite, $EP_{x|lim}$, va fissata con una procedura di cost optimality, che rappresenta un criterio fondamentale della Direttiva. Ragionare in termini di cost optimality è fondamentale perché è impensabile fissare un limite impositivo che non prenda in considerazione gli extracosti necessari per soddisfarlo, giacché le risorse economiche sono finite e quelle disponibili occorre impiegarle al meglio.

Per chiarire meglio le idee sulla differenza tra NZEB e net ZEB, si consideri un edificio NZEB che abbia un consumo di energia primaria non rinnovabile specifico pari a 6 kWh/m²a, che in questo caso rappresenta la quantità di energia primaria importata prodotta da fonti non rinnovabili. Lo stesso consumo netto di energia primaria in un edificio nZEB può essere ottenuto a partire da un consumo di energia primaria prodotta da fonte non rinnovabile pari a 10 kWh/m²a o a 200 kWh/m²a, al quale corrisponde una produzione dello stesso o di altro vettore energetico da fonte rinnovabile e l'esportazione al sistema energetico regionale o nazionale pari rispettivamente a 4 kWh/m²a (10 - 4 = 6) o a 194 kWh/m²a (200 - 194 = 6). Questa indeterminazione è resa possibile dall'impiego di fattori di conversione dell'energia primaria impropri: in un bilancio che riguarda esclusivamente l'energia primaria non rinnovabile si considera l'energia prodotta in loco da fonte rinnovabile ed esportata come risparmio di energia non rinnovabile effettuato da terzi interconnessi attraverso il sistema energetico regionale/nazionale (energia primaria non rinnovabile evitata).

Quindi, mentre un NZEB è definito sulla base di una prestazione che è una caratteristica dell'edificio, un nZEB è in grado di fornire certe prestazioni in maniera non univoca, e in funzione del sistema energetico regionale e/o nazionale con cui si interfaccia; ciò significa che confondere un NZEB con un nZEB significa confondere una proprietà dell'edificio con una relazione tra l'edificio e il sistema energetico con cui questo si interfaccia.

La Direttiva 2010/31/UE rimanda ai singoli Paesi membri dell'Unione la definizione delle condizioni che vanno rispettate per soddisfare i requisiti minimi per dichiarare un edificio NZEB. Dalla definizione operativa di NZEB, riportata nel D.Lgs. 192/2005 e s.m.i. e ripresa e meglio specificata nel D.M. 26/06/2015 si evince che uno NZEB deve soddisfare i seguenti requisiti:

1. fabbisogno di energia termica ridotto quanto più ragionevolmente possibile, ad esempio dimensionando adeguatamente l'involucro, incrementando l'impiego di luce diurna e utilizzando il più possibile gli effetti capacitivi della struttura per minimizzare i carichi termici (attivazione termica della massa);
2. fabbisogno di energia degli impianti ridotto quanto più economicamente fattibile, ad esempio mediante l'adozione del recupero termico e l'incremento dell'efficienza dei sistemi di climatizzazione;
3. fabbisogno di energia coperto in misura significativa con l'impiego di vettori energetici prodotti da fonti rinnovabili o tramite produzione di energia termica ed elettrica prodotta in situ da fonti rinnovabili: solare termico e fotovoltaico, pompe di calore, teleriscaldamento o cogenerazione alimentati da rinnovabili, biocombustibili; che vanno verificati rispettando i seguenti vincoli:
4. indice di prestazione energetica globale, EPgl, dell'edificio reale minore di quello dell'edificio di riferimento;
5. valori dell'efficienza media stagionale degli impianti di riscaldamento, η_H , raffrescamento, η_C , e acqua calda sanitaria, η_w , dell'edificio reale maggiori di quelli dell'edificio di riferimento;
6. copertura contemporanea attraverso l'utilizzo di FER sia del fabbisogno di energia primaria per la produzione di acqua calda sanitaria, sia del fabbisogno di energia primaria totale dell'edificio, dai servizi riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria, all'installazione di impianti fotovoltaici con una potenza minima installata pari a 0,02 kW per m² di superficie in pianta dell'edificio, oltre a tutti gli altri obblighi o deroghe previste ai sensi dell'allegato 3 del D.Lgs. 28/2011; si ricorda inoltre che tali obblighi sono incrementati del 10% nel caso di edifici pubblici. L'argomento della produzione di energia da fonte rinnovabile è discusso al Capitolo 6.
7. La revisione della Direttiva 2010/31/UE, che è stata pubblicata il 19 giugno 2018 come Direttiva 2018/844, contiene un ulteriore elemento qualificante per un NZEB: la qualità dell'ambiente interno. Quindi, alle caratteristiche che definiscono un NZEB ne va aggiunta una settima: 7. quanto previsto ai punti 1,2 e 3 deve essere ottenuto mantenendo o migliorando la qualità dell'ambiente interno. La Direttiva 2010/31/UE, recepita dal D.Lgs. 192/2005, introduce anche il concetto di cost optimality, specificando che il valore limite di riferimento per gli NZEB dovrà essere fissato secondo criteri di una corretta analisi economica e/o finanziaria, secondo la procedura del costo totale minimo rilasciata dallo stesso Consiglio europeo.

Riguardo la cogenerazione, inclusa all'interno del decreto D.M. 26/06/2015, l'Italia è uno tra i paesi leader in Europa per l'impiego di tale soluzione. In termini numerici, sugli impianti termoelettrici, in Italia a fine 2021 operavano 8.124 centrali termoelettriche di cui ben 6.223 sono impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore, ossia circa il 77% (fonte Terna). Nel 2019 su una generazione netta per via termoelettrica di 186,7 TWh, di questi ben 103,6 TWh venivano da impianti cogenerativi utilizzando diversi combustibili: gas naturale di rete (circa 80%), gas prodotti localmente dalla gassificazione di residui e rifiuti, biogas di fermentazione di rifiuti di vario tipo, prodotti petroliferi, biomasse solide e rifiuti urbani. Secondo i dati Eurostat 2021, a fronte dei circa 62 TWh di calore prodotti in Italia per usi industriali e di teleriscaldamento/teleraffrescamento,

circa 58 TWh viene da cogenerazione (corrispondenti a circa 6 miliardi di metri cubi di gas evitati).

Tuttavia, si possono evidenziare alcune proposte per sanare le attuali mancanze per il completo sfruttamento delle potenzialità della cogenerazione, riassumibili nel seguente elenco:

- sia adottato un piano di sviluppo di biocombustibili in Italia e in Europa che possa incrementare la disponibilità di questi ultimi, anche attraverso il PNRR;
- sia data la possibilità di impiegare per la CAR anche gas sintetici prodotti da sistemi Power-To-Gas, in particolare se alimentati da fonti rinnovabili o, transitoriamente, a basse emissioni (ciò peraltro potrebbe favorire il superamento dei problemi legati alla probabile sovrapproduzione rinnovabile del Sud Italia nei prossimi anni, trasformando l'eccesso di produzione in biocombustibili invece di fermare gli impianti);
- venga introdotto un meccanismo che moduli i parametri sulla effettiva disponibilità di combustibili rinnovabili;
- sia data la possibilità di utilizzare la Garanzia di Origine per la certificazione dell'origine rinnovabile delle fonti utilizzate, quali biometano o altri biocombustibili prelevati da rete;
- siano riviste le regole sul teleriscaldamento efficiente, che rischiano di penalizzare a partire dal 2026, e ancora più dal 2035, la cogenerazione.

All'interno del quadro normativo degli NZEB, l'Italia ha recepito la Direttiva 2010/31/EU con la L. 90/13, che integra il D.Lgs. 192/2005 e s.m.i. definendo edificio a energia quasi zero l'edificio ad altissima prestazione energetica, il cui fabbisogno energetico, molto basso o quasi nullo, è coperto in misura significativa da energia da fonti rinnovabili, prodotta all'interno del confine del sistema (in situ). Il D.M. 26/06/2015, il cosiddetto Decreto Requisiti Minimi, definisce gli edifici NZEB come quelli, di nuova costruzione o esistenti, per cui sono contemporaneamente rispettati:

- tutti i requisiti previsti con i valori vigenti dal 1° gennaio 2019 per gli edifici pubblici e dall'1 gennaio 2021 per tutti gli altri edifici;
- gli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili nel rispetto dei principi minimi definiti dal D.Lgs. 28/11, ovvero la copertura del 50% da FER e tutte le prescrizioni previste dall'Allegato 3 di tale Decreto.

Questa definizione, che a prima vista potrebbe sembrare in linea con gli obiettivi previsti dall'EU, nella sostanza presenta una serie di criticità:

- l'Italia ha scelto come indicatore della prestazione energetica il fabbisogno energetico annuale globale in energia primaria totale su base annuale ($E_{p,gl,tot}$), costituito da due componenti: l'energia primaria non rinnovabile globale ($E_{p,gl,nren}$) e l'energia primaria rinnovabile globale ($E_{p,gl,ren}$). Questa scelta è in contrasto con quanto richiesto dall'Europa, in quanto il valore di $E_{p,gl,tot}$ non potrà valere mai quasi zero o tendere a zero, anche se coperto totalmente da fonti rinnovabili;
- la scelta di un unico edificio di riferimento e non di uno per ciascuna destinazione d'uso, come definite dal D.P.R. 412/93;
- la difficoltà di conseguire una quota di rinnovabile pari al 50%, secondo quanto previsto dall'Allegato 3 paragrafo 1 lettera c del D.Lgs. 28/2011, nel caso di edifici con un fabbisogno di energia prevalente per la climatizzazione estiva, in quanto questa prescrizione comporta le seguenti conseguenze:
- risulta controproducente ridurre significativamente al di sotto dei limiti massimi i fabbisogni termici e quindi energetici per il riscaldamento invernale e per la produzione di ACS, in quanto per aumentare l'aliquota di energia rinnovabile nella stagione invernale, così da bilanciare quella estiva corrispondente ai maggiori consumi, richiede l'installazione di sistemi solari attivi estremamente costosi;

- se si utilizzano pompe di calore che usano come sorgente termica l'aria esterna, si è indotti a farle operare anche con condizioni climatiche esterne nelle quali risulterebbe più economico, meno energivoro in termini di energia primaria e meno inquinante in termini di emissione globale di CO₂ un generatore di calore a integrazione, ad esempio uno a condensazione. Infatti, un maggiore impiego della pompa di calore anche in condizioni non ottimali, nonostante la riduzione del parametro SPF che comunque deve risultare non inferiore a SPF_{min} , contribuisce ad aumentare l'impiego di fonti energetiche rinnovabili nell'arco dell'anno, andando quindi a bilanciare il poco o nullo impiego per la climatizzazione estiva; possono risultare più convenienti morfologie di edificio poco compatte, a elevato valore del rapporto S/V. Per la legislazione vigente, infatti, il valore limite del fabbisogno di energia per raffrescamento estivo non dipende dal rapporto S/V dell'unità immobiliare e, nel caso di elevata incidenza dei carichi interni, il fabbisogno di energia per raffrescamento estivo può dipendere solo marginalmente dal rapporto S/V dell'unità immobiliare;
- si può essere indotti a progettare gli impianti di condizionamento invernale per realizzare condizioni di benessere termoigrometrico con un valore di umidità relativa di progetto del 50%, anziché in un campo compreso tra il 35% e il 65%, che consentirebbe un maggior risparmio energetico;
- si può coprire la quota di energia da fonte rinnovabile richiesta allacciandosi a reti di teleriscaldamento, anche se non alimentate da combustibili definiti rinnovabili.

3.6 Elettificazione dei sistemi impiantistici, quota delle fonti rinnovabili di energia

Ad oggi, l'obiettivo di elettrificare i sistemi impiantistici è fondamentale per favorire la penetrazione delle rinnovabili elettriche all'interno degli scenari di consumo di energia primaria. Inoltre, la crisi del conflitto Russo-Ucraino ha spinto l'Unione Europa a varare un programma denominato "RE-PowerEU", con l'obiettivo di risparmiare energia, produrre energia pulita e diversificare le proprie forniture energetiche. Gli obiettivi europei da raggiungere entro il 2030 sono qui elencati:

- Sostituzione del gas naturale, aumentando biometano (35 Gmc/a) e idrogeno (10 ton/a) nei settori industriali e del trasporto hard-to-decarbonise.
- Valutazione degli impatti delle misure adottate su salute, ambiente, competitività, occupazione, competenze e società (oltre al DNSH).
- Innalzare al 13% l'obiettivo vincolante della direttiva sull'efficienza energetica.
- Rivedere al rialzo l'obiettivo per il 2030 della direttiva sulle energie rinnovabili, passando dal 40 % della proposta dello scorso anno al 45 %, cui corrisponde l'80% circa delle FER elettriche.
- Raddoppiare il tasso di diffusione attuale delle pompe di calore individuali, arrivando in totale a 10 milioni di unità.
- L'efficienza energetica, la sostituzione di determinati combustibili, l'elettificazione e un maggiore ricorso all'idrogeno rinnovabile, al biogas e al biometano da parte dell'industria energivora potrebbero far risparmiare fino a 35 miliardi di m³ di gas entro il 2030 (solo cemento, acciaio, vetro e ceramica, raffinerie ridurrebbero la domanda di gas fossile, quasi 22 miliardi di m³/a).

Gli obiettivi che si dovrebbe porre l'Italia per il raggiungimento dei targets europei della decarbonizzazione al 2030 possono essere riassunti come segue:

- installazione di fotovoltaico ed eolico,
- produzione di biometano,
- sviluppo rete di teleriscaldamento,
- sostituzione di caldaie a gas con impianti a pompa di calore,
- azioni per il risparmio energetico negli edifici,

- sviluppo della mobilità elettrica e ibrida
- produzione di idrogeno verde e relativa installazione di elettrolizzatori, valutando le fonti rinnovabili relative (circa 20 GW tra fotovoltaico ed eolico).

Una proposta concreta delle principali azioni da implementare in Italia può essere formulata sulla base dei seguenti punti:

- Autorizzazione entro giugno 2023 di nuovi impianti a fonti rinnovabili per 60 GW di nuova potenza installata (-18 bcm/a), pari ad un terzo dei 180 GW in attesa di autorizzazione, da realizzare entro fine 2026, con obiettivo 80 GW entro il 2030.
- Elettrificazione dei consumi energetici negli edifici (4 milioni di pompe di calore entro il 2030, - 5 bcm/a).
- Produzione di biometano per 7 bcm/anno entro il 2030.
- Semplificazioni immediate per le rinnovabili (Potere sostitutivo centrale per tempistiche certe, fotovoltaico integrato sui tetti degli edifici non vincolati dei centri storici senza autorizzazione).
- Eliminazione dell'uso delle caldaie a gas nei nuovi edifici al 2025 e dei motori endotermici al 2035.
- Esclusione delle caldaie a gas da tutti i sistemi incentivanti attuali (Ecobonus, Superbonus e così via).

3.7 Criteri ambientali minimi per l'affidamento di servizi energetici per gli edifici, Servizio elettrico e Servizio termico

I Criteri Ambientali Minimi (CAM) per l'affidamento di servizi energetici per gli edifici, specificamente per il Servizio Elettrico e il Servizio Termico, sono delle linee guida che definiscono i requisiti minimi di sostenibilità ambientale per l'appalto di tali servizi. L'obiettivo principale di questi criteri è promuovere l'efficienza energetica e l'impiego di fonti di energia rinnovabile nelle prestazioni di servizi energetici per gli edifici, in linea con le indicazioni europee, tramite l'approvazione del Piano d'azione nazionale per il Green Public Procurement. Tale ultimo strumento mira a incoraggiare la Pubblica Amministrazione ad acquistare beni e servizi "green", promuovendo così lo sviluppo di un mercato di prodotti ecocompatibili e a ridotto impatto ambientale.

I CAM per gli edifici, in particolare, comprendono una serie di criteri e obiettivi che riguardano diversi aspetti, tra cui l'efficienza energetica, l'utilizzo di materiali eco-compatibili, la gestione sostenibile dell'acqua, la riduzione delle emissioni inquinanti, la qualità degli ambienti interni, l'accessibilità e l'adattabilità degli edifici. Essi forniscono indicazioni e requisiti specifici che devono essere considerati durante le fasi di progettazione, realizzazione e gestione degli edifici al fine di raggiungere determinati standard di sostenibilità.

Il CAM per il Servizio Elettrico riguarda l'approvvigionamento, la fornitura e la gestione dell'energia elettrica utilizzata negli edifici. Essi incoraggiano l'utilizzo di energia proveniente da fonti rinnovabili, come l'energia solare, e stabiliscono requisiti per l'efficienza energetica negli impianti elettrici, compresi l'illuminazione, gli elettrodomestici e i sistemi di controllo. Inoltre, promuovono l'adozione di misure di monitoraggio e controllo dell'energia elettrica per ottimizzare i consumi e ridurre gli sprechi.

Il CAM per il Servizio Termico si concentra sulle prestazioni relative alla produzione, distribuzione e utilizzo di energia termica negli edifici. Questi criteri promuovono l'impiego di fonti rinnovabili di energia termica, come l'energia solare termica o la biomassa, per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria. Inoltre, stabiliscono requisiti per l'isolamento termico degli edifici, l'efficienza dei sistemi di riscaldamento e raffreddamento, nonché l'adozione di misure per la riduzione delle dispersioni di calore.

Questi criteri rappresentano uno strumento normativo per gli appalti pubblici e privati nel settore energetico degli edifici, promuovendo una transizione giusta e coerente con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra e dell'impatto ambientale degli edifici.

Nell'ambito dell'edilizia sono stati approvati con DM 23 giugno 2022 n. 256, G.U. n. 183 del 6 agosto 2022 - in vigore dal 4 dicembre 2022 i criteri ambientali minimi per l'affidamento del servizio di progettazione ed esecuzione dei lavori di interventi edilizi basati sui principi e i modelli di sviluppo dell'economia circolare.

L'innovazione introdotta dai recenti aggiornamenti dei criteri ambientali minimi riguarda la valutazione del ciclo di vita degli edifici (LCA) prima delle scelte di progettazione e dei materiali.

I nuovi criteri ambientali minimi per l'edilizia promuovono l'uso di metodologie di valutazione del ciclo di vita al fine di ottimizzare le soluzioni di progettazione per la sostenibilit , scegliendo le soluzioni pi  vantaggiose dopo aver confrontato diverse strategie.

La sostenibilit  non riguarda solo le caratteristiche progettuali e le tecnologie per il miglioramento dell'efficienza energetica, ma coinvolge vari aspetti ambientali, economici e sociali di un prodotto o di un edificio.

L'obiettivo   ridurre al minimo l'impatto degli edifici utilizzando in modo efficiente e circolare le risorse, dalla fase di costruzione all'uso, alla gestione e allo smaltimento o riciclo, riducendo le emissioni di carbonio attraverso l'uso di infrastrutture verdi e materiali da costruzione organici come biomateriali e legno proveniente da fonti sostenibili.

I requisiti ambientali minimi sono suddivisi in tre "macro-categorie" a seconda della fase di affidamento:

- Criteri per l'affidamento del servizio di progettazione di interventi edilizi, che includono selezione dei candidati, clausole contrattuali, specifiche tecniche e criteri premianti.
- Criteri per l'affidamento dei lavori per interventi edilizi, che comprendono clausole contrattuali e criteri premianti.
- Criteri per l'affidamento congiunto di progettazione e lavori per interventi edilizi, che includono specifiche tecniche progettuali, clausole contrattuali per l'affidamento dei lavori e criteri premianti.

Qui di seguito si riportano alcuni suggerimenti di modifica rispetto a quanto ad oggi proposto.

Per il servizio elettrico e termico:

Obiettivo di risparmio energetico minimo

L'appaltatore si dovrebbe impegnare a conseguire un risparmio energetico annuo del 15-20%. Tale valore   soggetto a deroghe al ribasso nel caso di edifici in classe A.

Energia elettrica autoprodotta

L'energia prodotta da impianti proposti quali interventi di riqualificazione energetica, nell'ambito del contratto,   resa disponibile alla Stazione Appaltante (SA) nei limiti della quota di energia auto-consumata dalla stessa (consumo istantaneo). Si possono prevedere limiti inferiori per la quota di energia autoprodotta dell'edificio, in linea con gli obiettivi europei (ad esempio 60-70%, per seguire il processo di elettrificazione dei consumi finali in edilizia).

Progetto di interventi di riqualificazione energetico-ambientale

L'appaltatore presenta in sede di offerta il Progetto di fattibilit  tecnico economica degli interventi, necessari ad assicurare un efficientamento energetico-ambientale del sistema edificio-impianto. Tale progetto deve contenere tra l'altro:

- un'indicazione dei tempi e dei costi per la sua realizzazione;
- una identificazione degli interventi di efficientamento sugli impianti oggetto del Servizio;

- la quantificazione stimata del risparmio energetico conseguibile e la riduzione degli impatti ambientali;
- una stima degli incentivi ottenibili con gli interventi previsti.

Le valutazioni tecnico economiche dovrebbero essere fatte secondo il principio della cost-optimality.

Il progetto esecutivo, garantendo il rispetto delle prestazioni di cui ai documenti di gara, deve identificare gli interventi atti a efficientare i consumi e gli impatti ambientali del SE, in particolare il consumo di energia da fonti non rinnovabili e/o da FER, in un'ottica di ciclo di vita, oltre alle prescrizioni di legge.

Il progetto esecutivo, tra le altre cose, dovrebbe comprendere l'indicazione degli impianti/apparecchiature/sistemi da installare e le loro caratteristiche tecnico/prestazionali e la quantificazione stimata della riduzione degli impatti ambientali, ed in particolare del risparmio energetico conseguibile.

Sistemi automatici di gestione e monitoraggio

L'appaltatore presenta in sede di offerta il Progetto di fattibilità tecnico economica, per la realizzazione di sistemi automatici per la gestione e il monitoraggio degli impianti, nonché il monitoraggio del comfort illuminotecnico. I sistemi BACS sono fondamentali sia per l'elettrificazione dei consumi, che per la valorizzazione degli autoconsumi, e dovrebbero essere progettati in relazione ai sistemi di accumulo.

Criteri premianti

Vengono attribuiti punti incrementali ulteriori in base ai seguenti criteri:

- Obiettivo di risparmio energetico > 25%;
- Risparmio energetico ulteriore condiviso: qualora l'Appaltatore consegua un risparmio energetico maggiore di quello minimo/offerto in gara, si impegna a corrispondere fino ad un massimo del 25% del risparmio eccedente come adeguamento in diminuzione del canone dovuto come corrispettivo del servizio;
- Quota percentuale di energia elettrica autoprodotta ceduta gratuitamente alle pubbliche amministrazioni e/o agli altri edifici limitrofi, soprattutto nel caso delle comunità energetiche;
- Progetto di sistemi automatici di gestione e monitoraggio degli impianti (asseverazione dei BACS), quando messi in relazione ai sistemi di accumulo;
- Protocollo di misura e verifica dei risparmi energetici, oltre a quanto riportato nelle proposte attualmente in discussione, dovrebbero comunque essere conformi alla norma ISO 50015;
- Gestione contrattuale tramite tecnologia Blockchain;
- Criterio ESG (relativo all'operatore economico che abbia ottenuto attestazione di conformità a seguito della valutazione del livello di esposizione ai rischi attuali e potenziali che possono causare impatti sullo stesso operatore economico relativi a tutti gli aspetti ESG);
- Costituzione, realizzazione e gestione Comunità energetica (CER) per la SA o con partecipazione SA.

Diagnosi energetiche degli edifici/impianti

L'Appaltatore dovrebbe eseguire, prima dell'avvio del primo intervento di efficientamento energetico su ciascun edificio e comunque entro il primo anno a partire dalla presa in consegna degli impianti, una diagnosi energetica del sistema edificio-impianto, secondo quanto riportato nella ISO 50001.

Riferimenti Bibliografici

DIRECTIVE (EU) 2018/844 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 30 May 2018 amending Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency;

DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast);

DIRECTIVE (EU) 2019/944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast);

REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, Strasbourg, 8.3.2022;

Hansen, K.; Breyer, C.; Lund, H. Status and perspectives on 100% renewable energy systems. *Energy* 2019, 175, 471–480, doi:10.1016/j.energy.2019.03.092.

Lund, H.; Østergaard, P.A.; Connolly, D.; Mathiesen, B.V. Smart energy and smart energy systems. *Energy* 2017, 137, 556–565, doi:10.1016/j.energy.2017.05.123.

Pastore, L.M.; Basso, G. Lo; Quarta, M.N. Power-to-gas as an option for improving energy self-consumption in renewable energy communities. *Int. J. Hydrogen Energy* 2022, 47, 29604–29621, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.06.287.

Pastore, L.M.; Lo Basso, G.; Cristiani, L.; de Santoli, L. Rising targets to 55% GHG emissions reduction – The smart energy systems approach for improving the Italian energy strategy. *Energy* 2022, 259, 125049, doi:10.1016/j.energy.2022.125049.

Pastore, L.M.; Lo Basso, G.; de Santoli, L. Towards a dramatic reduction in the European Natural Gas consumption: Italy as a case study. *J. Clean. Prod.* 2022, 133377, doi:10.1016/J.JCLEPRO.2022.133377.

Parra, D.; Swierczynski, M.; Stroe, D.I.; Norman, S.A.; Abdon, A.; Worlitschek, J.; O’Doherty, T.; Rodrigues, L.; Gillott, M.; Zhang, X.; et al. An interdisciplinary review of energy storage for communities: Challenges and perspectives. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 79, 730–749.

Sternberg, A.; Bardow, A. Power-to-What?-Environmental assessment of energy storage systems. *Energy Environ. Sci.* 2015, 8, 389–400, doi:10.1039/c4ee03051f.

PROFILI PROFESSIONALI

Domenico Borello. Ordinario di Sistemi per l'Energia e l'Ambiente presso il Dipartimento di Ingegneria Meccanica e Aerospaziale della Sapienza. Svolge attività di ricerca sulla filiera dell'idrogeno, della decarbonizzazione e degli impianti di conversione energetica ad alta efficienza, per applicazioni al settore industriale, della generazione e cogenerazione elettrica, della mobilità. Si occupa di sviluppo di bio-electrical systems in ottica di biorigenerazione.

Carmine Cava. Dottorando presso il Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica della Sapienza. Si occupa di trasporto e stoccaggio di idrogeno.

Carlotta Cosentini. Dottoranda presso il Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica della Sapienza. Si occupa di produzione di idrogeno verde da elettrolisi.

Martina Damizia. Ricercatrice a tempo determinato di tipo A presso il Dipartimento di Ingegneria Chimica Materiali e Ambiente della Sapienza. Si occupa di tecnologie di conversione termochimica di biomasse di scarto per la produzione di biocombustibili gassosi e liquidi e di tecnologie per la produzione diretta di idrogeno puro da fonti rinnovabili.

Paolo De Filippis. Ordinario di Processi Chimici industriali, Direttore del Dipartimento di Ingegneria Chimica Materiali Ambiente della Sapienza. I suoi interessi di studio e di ricerca sono sempre stati relativi alle problematiche dell'industria degli idrocarburi. Nel corso degli anni si è occupato prima dell'upgrading delle frazioni petrolifere pesanti e successivamente della produzione di biofuel.

Livio De Santoli. Ordinario di Fisica Tecnica Ambientale alla Sapienza, dove è Prorettore per la Sostenibilità e insegna Energetica a Ingegneria. È coordinatore del Comitato tecnico Scientifico sulla Sostenibilità, e Presidente del Coordinamento FREE (Fonti Rinnovabili e Efficienza Energetica) e di ATI (Associazione Termotecnica Italiana). Autore di oltre 250 pubblicazioni nel settore energetico e di 16 testi universitari o divulgativi.

Luca Di Palma. Professore Associato abilitato Ordinario, Dipartimento di Ingegneria Chimica Materiali Ambiente della Sapienza. Si occupa di: trattamento di reflui e fanghi industriali, bonifica di terreni e sedimenti contaminati, nanotecnologie per il risanamento ambientale, inertizzazione di rifiuti e materiali pericolosi in matrici cementizie, recupero di materiali e/o energia da rifiuti. È autore di 180 pubblicazioni scientifiche.

Gabriele Guglielmo Gagliardi. Ricercatore a tempo determinato di tipo A presso il Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica della Sapienza. Si occupa dello sviluppo di materiali per celle a combustibile polimeriche e di sistemi bioelettrochimici per il risanamento di suoli contaminati.

Riccardo Gallo. Ingegnere economista industriale. Presidente dell'Osservatorio delle Imprese della Facoltà di Ingegneria Civile e Industriale della Sapienza, dove è stato Ordinario di Economia Applicata. Ha svolto più volte compiti di risanamento del sistema produttivo italiano in posizioni apicali governative, finanziarie, aziendali. Ha sollecitato in varie sedi un rilancio degli investimenti industriali e ha ispirato il superammortamento.

Francesco Napolitano. Ordinario di Costruzioni Idrauliche, Marittime e Idrologia. Direttore del Dipartimento di Ingegneria Civile Edile Ambientale alla Sapienza. Consulente istituzionale per Dipartimento Protezione Civile, Ministero Ambiente, Ministero Infrastrutture, Consiglio Superiore LL.PP., ARERA. Esperto del Tribunale Superiore delle Acque e di organizzazioni scientifiche nazionali e internazionali. Autore di oltre 180 pubblicazioni nazionali ed internazionali.

Lorenzo Mario Pastore. Dottorando presso il Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica della Sapienza. Si occupa di Smart Energy Systems, pianificazione energetica, economica ed ambientale, comunità energetiche, generazione distribuita, idrogeno e sviluppo di tecnologie Power-to-X.

Laura Pompei. Ricercatrice presso il Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica della Sapienza. Si occupa di efficienza energetica degli edifici, sviluppo delle tematiche legate alle Smart Cities ed Energy District e di salvaguardia e valorizzazione dei beni culturali.

Elena Ridolfi. Ricercatrice e docente di Infrastrutture Idrauliche alla Sapienza, in passato nelle Università di Perugia e di Uppsala (Svezia). Collabora con l'UNESCO IHE-Delft e con l'Università di Stoccarda. È presidente della Commissione Gestione delle risorse idriche dell'Ordine degli Ingegneri di Roma. Si occupa di statistica applicata all'idrologia e di mitigazione del rischio in eventi estremi. Conta numerose pubblicazioni su riviste internazionali ad alto impatto scientifico.

Marco Stoller. Professore associato di Impianti Chimici presso il Dipartimento di Ingegneria Chimica Materiali Ambiente della Sapienza. Si occupa di processi a membrana per il trattamento di acque reflue e di nanotecnologie. Consigliere nel 2018-22 della European Membrane Society, nominato esperto straniero dal Ministero della Tecnologia in Cina per le nanotecnologie, è autore di 150 pubblicazioni scientifiche, un libro, 8 brevetti internazionali.

Andrea Vallati. Professore associato di Fisica Tecnica Industriale nel Dipartimento di Ingegneria astronautica, elettrica ed energetica della Sapienza, dove insegna Fisica Tecnica nel Corso di Edile Architettura. Si occupa di sistemi di energia rinnovabile applicati agli edifici. È autore di un centinaio di pubblicazioni scientifiche su riviste italiane e internazionali.

Nicola Verdone. Dopo un'esperienza professionale in Raffineria di Roma, Enel, Eni, è Ordinario di Impianti Chimici alla Sapienza ed è stato Direttore del Dipartimento di Ingegneria Chimica Materiali ambiente dal 2019 al 2022. È autore di numerose pubblicazioni su riviste internazionali. Si occupa prevalentemente di analisi energetica dei processi di interesse dell'industria chimica e dell'ambiente e di intensificazione di processo.

Giorgio Vilardi. Dottorato in Ingegneria Chimica nel 2019. RTDB dal 2022 in Impianti Chimici della Sapienza, autore di contributi su termoconversione dei rifiuti, produzione di Fe metallico per cattura di CO₂, trattamento reflui, decarbonizzazione in siderurgia e cemento. Autore di 5 brevetti industriali estesi in Ue e 1 in Cina. Fa parte dei World's Top 2% Scientists (Elsevier) dal 2019.

Francesco Zecca. Professore Associato di Economia Agraria ed Estimo presso il Dipartimento di Management alla Sapienza, dove svolge attività didattica e di ricerca con riferimento agli aspetti economici inerenti il funzionamento del sistema agroalimentare. È stato Dirigente dell'Ufficio Ricerca e Sperimentazione Agraria del Ministero dell'Agricoltura. È stato componente del Consiglio Scientifico dell'ENEA. Autore di 90 pubblicazioni scientifiche.

Questo rapporto analizza i tre principali nodi del governo dell'ambiente e della sicurezza energetica, dimostra che le possibili soluzioni alternative sono tutte non convenienti secondo i canoni socioeconomici tradizionali, per di più sono di attuazione improba con esiti incerti e tuttavia la drammaticità dell'andamento tendenziale e le direttive degli organismi sovranazionali obbligano a provvedere. Questo Rapporto fa seguito a cinque altri lavori, tutti liberamente scaricabili su <https://www.ing.uniroma1.it/documenti-di-lavoro>: **INDUSTRIA, ITALIA** Ce la faremo se saremo intraprendenti, settembre 2020, **INFRASTRUTTURE DI BASE** Che investimenti occorrono?, marzo 2021, **INDUSTRIA** Che investimenti occorrono?, dicembre 2021, **ECONOMIA e INGEGNERIA** Dinamiche comparate, marzo 2022, **RAI**, luglio 2022.

Sapienza, il più grande Ateneo d'Europa, mette le proprie competenze di ingegneria ed economia a disposizione di Istituzioni, tessuto produttivo e società civile, in coerenza con l'idea di Terza missione dell'Università.

Questo Rapporto è curato dall'Osservatorio delle Imprese della Facoltà di Ingegneria Civile e Industriale, presieduto da Riccardo Gallo. Al testo hanno contribuito Domenico Borello, Carmine Cava, Carlotta Cosentini, Martina Damizia, Paolo De Filippis, Livio De Santoli, Luca Di Palma, Gabriele G. Gagliardi, Riccardo Gallo, Francesco Napolitano, Lorenzo M. Pastore, Laura Pompei, Elena Ridolfi, Marco Stoller, Andrea Vallati, Nicola Verdone, Giorgio Vilardi, Francesco Zecca.