



UTILITALIA

FEDERAZIONE UTILITIES

acqua | ambiente | energia

Il ruolo delle Utilities tra sicurezza energetica, sostenibilità e competitività

12 febbraio 2024



UTILITALIA

FEDERAZIONE UTILITIES

acqua | ambiente | energia

EXECUTIVE SUMMARY

Il paper "Il ruolo delle Utilities tra sicurezza energetica, sostenibilità e competitività" è lo studio, condotto da Utilitalia, che analizza gli imminenti impatti sulle aziende del settore derivanti dalla **transizione energetica**. L'attenzione dello studio è focalizzata sulle specifiche e potenziali implicazioni per le aziende associate, nei contesti previsti degli sviluppi dei mercati energetici, nonché sulle opportunità e le criticità che richiederanno considerazione nella pianificazione strategica delle imprese.

Negli ultimi tre anni, le turbolenze internazionali, caratterizzate da crisi geopolitiche ed economiche hanno provocato una significativa **discontinuità nei mercati energetici**, evento al quale si sovrappone la revisione nazionale della politica energetica. La politica di transizione energetica, già oggetto di riflessioni nel PNRR e nel PNIEC 2019, ha avviato una revisione dello sviluppo dei mercati energetici con un **notevole piano di investimenti nazionale**.

L'attuale revisione del PNIEC 2023 suggerisce, infatti, obiettivi più ambiziosi, soprattutto per quanto riguarda la produzione di energia elettrica e lo sviluppo (e la concezione) delle infrastrutture di rete.

Come evidenziato dal PNIEC 2023, il percorso verso la transizione energetica è estremamente complesso e non può essere risolto con soluzioni semplici o scelte predefinite. Richiederà misure che favoriscano l'utilizzo di tutte le tecnologie, comportamenti e fonti energetiche disponibili, capaci di decarbonizzare l'economia del Paese. Sarà essenziale adattare le scelte alle esigenze specifiche legate ai vari settori produttivi, economici e sociali.

Lo studio di Utilitalia si propone di valutare le modalità più opportune per valorizzare le peculiarità del contributo delle utilities alla transizione energetica a partire da quello più rilevante: lo **sviluppo energetico territoriale**.

A partire da una ricognizione della evoluzione delle politiche di transizione energetica, il paper, redatto con la collaborazione della **Task Force "Sostenibilità, sicurezza e competitività"** della Federazione, valuta le potenzialità di sviluppo ed investimento delle utilities.

Attraverso un'analisi distintiva, lo studio suddivide gli **investimenti** in due categorie: da un lato, quelli orientati alla **mitigazione climatica e alla neutralità carbonica**, e, dall'altro lato, quelli finalizzati alle **misure di adattamento**. Tale approccio offre una prospettiva sul potenziale ruolo delle utilities nella transizione energetica, mettendo in luce le opportunità esistenti e le azioni abilitanti necessarie per sostenere efficacemente questo processo.

Quello che emerge dal paper è che la transizione energetica in atto richiede, alle utilities italiane, un cambio di passo per fronteggiare le sfide attuali e prospettiche. Gli investimenti proposti possono generare **valore aggiunto** per tutti gli stakeholder aziendali, solo se guidati non solo da un mero adattamento alla transizione, bensì da una **visione orientata allo sviluppo e all'innovazione**.

Il contributo più rilevante che le utilities possono fornire alla transizione energetica passa dalla valorizzazione della loro peculiarità di attori e promotori dello **sviluppo energetico territoriale**.

Porre l'accento sullo sviluppo territoriale vuol dire, infatti, rendere incisivo un **approccio integrato**, l'unico in grado di coniugare investimenti industriali e innovazione con il valore circolare e sociale del servizio reso.

In tal senso, il paper evidenzia le profonde interconnessioni che caratterizzano l'impegno delle imprese nella transizione energetica.

Lo sviluppo delle **rinnovabili**, concentrato sul fotovoltaico e sull'eolico, si accompagna alla valorizzazione del potenziale residuo degli asset esistenti, prevalentemente sull'idroelettrico e sul teleriscaldamento, e delle sinergie in ambito multiutility (come il contributo alla produzione rinnovabile e all'efficientamento energetico del servizio idrico).

Gli investimenti sulle **molecole verdi**, particolarmente rilevanti sul biometano, si distinguono per la valorizzazione della produzione da rifiuti.

L'impegno delle utilities sulle **infrastrutture di distribuzione** si concentra sul sostegno all'incremento della hosting capacity delle reti di distribuzione elettriche e la razionalizzazione e conversione delle infrastrutture gas alla distribuzione di gas rinnovabili. Un impegno indispensabile per garantire il pieno dispiegarsi delle politiche di transizione energetica.

La transizione energetica per le utilities è **una sfida di sistema**, che non si limita a valutare singole tecnologie o vettori energetici, ma che amplia la propria visione alla convergenza e alle relazioni tra tecnologie, produzione e utilizzo delle fonti energetiche, potenzialità di economia circolare ed infrastrutture energetiche.

Un concetto, questo di convergenza, noto alle utilities le quali, proprio sulla trasversalità dei comparti industriali, sulla circolarità e sui territori, fondano la propria connotazione più distintiva.

Le utilities per lo sviluppo energetico territoriale



FER

Contributo importante delle utilities nello sviluppo delle produzioni rinnovabili, principalmente **fotovoltaico** ed **eolico**, ma anche attraverso la valorizzazione del potenziale del settore **idroelettrico** e del **teleriscaldamento**.

RETI DI DISTRIBUZIONE

Le infrastrutture energetiche di distribuzione costituiscono l'asset strategico e abilitante per realizzare con successo la transizione energetica. Un impegno deciso sulla **flessibilità e sicurezza delle reti di distribuzione elettriche**, sulla **riconversione tecnologica delle reti gas** volta alla gestione dei nuovi green gas e sulla **sector integration** tra i settori gas e power.



EFFICIENZA ENERGETICA

Un impegno a 360° delle utilities che necessita di misure abilitanti: potenziamento del **mercato dei TEE**, sostegno agli investimenti sull'efficientamento del **settore residenziale**, valorizzazione di interventi di **efficienza energetica "circolari"** (TEEC).



MOLECOLE VERDI

Il contributo allo sviluppo delle molecole verdi capitalizza la circolarità degli investimenti intersettoriali di cui le utilities sono capaci soprattutto per la produzione di biogas e biometano dal **recupero energetico dei rifiuti** o dai **fanghi di depurazione**.



ECONOMIA CIRCOLARE

Dal potenziale di circolarità, distintivo delle utilities, alle nuove possibilità di business, le utilities valorizzano l'economia circolare: riconversione delle infrastrutture esistenti come hub per la **Carbon capture and storage**, recupero delle **materie prime critiche** valorizzando la raccolta e il trattamento dei **RAEE**, **mobilità elettrica**, **produzione di biocarburanti e biocombustibili**.



Indice

1. Scenari della transizione energetica per le utilities
2. Investimenti in mitigazione climatica e neutralità carbonica
 - 2.1 Interventi di mitigazione climatica nella transizione energetica
 - 2.2 Contributo delle utilities alla neutralità carbonica
3. Investimenti a sostegno delle misure di adattamento
 - 3.1 Potenziamento e sviluppo di infrastrutture resilienti
 - 3.2 Sostenibilità in ottica circolare
4. Conclusioni

Scenari della transizione energetica per le utilities

1 Scenari della transizione energetica per le utilities

A partire dal 2020, il susseguirsi di crisi economiche e geopolitiche ha avuto un impatto inatteso e profondo sui mercati energetici internazionali, e ha messo in evidenza, per quanto riguarda lo scenario nazionale, l'elevata dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento energetico e la fragilità dei mercati energetici.

Le ripercussioni conseguenti e, in particolare, l'estrema volatilità dei prezzi di vendita di energia elettrica e gas naturale, sono state piuttosto rilevanti per il tessuto economico e sociale del Paese. La vulnerabilità strutturale dei mercati energetici nazionali ha reso necessaria una revisione (tuttora in corso) della politica energetica nazionale, che si propone di conciliare storiche e nuove priorità del Paese: sicurezza delle forniture energetiche, riduzione della dipendenza dall'estero per gli approvvigionamenti energetici, sostegno della competitività dell'industria nazionale, stabilizzazione e accelerazione di una transizione energetica sostenibile e lotta alla povertà energetica.

La revisione in corso del PNIEC 2023, a partire da queste nuove priorità, disegna nuovi, ed ambiziosi, scenari di sviluppo della politica energetica che si articolano in interventi rilevanti e strutturali soprattutto negli assetti della produzione di energia elettrica e dello sviluppo (e concezione) delle infrastrutture di rete.

La transizione energetica assegna, senza dubbio, un ruolo di primo piano alle Utilities in qualità di Operatori dei mercati energetici ma anche per il peculiare contributo che tali imprese, integrate su tutti i livelli della filiera energetica, possono offrire attraverso l'ottimizzazione delle sinergie di economia circolare e la valorizzazione del valore del servizio reso.

Per comprendere la portata del coinvolgimento delle utilities, occorre in primo luogo indagare gli obiettivi, le politiche e le misure previste dalla bozza di PNIEC 2023 che impatteranno sulla attività delle utilities (energetiche e non) e sulla loro pianificazione industriale.

Lo sviluppo delle **fonti rinnovabili** ha un ruolo rilevante nel PNIEC 2023 che assegna alle FER un obiettivo pari a circa il 40% dei consumi finali lordi di energia al 2030.

Fig.1.1: Obiettivi di crescita della potenza da fonte rinnovabile al 2030 (MW)

	2020	2021	2025	2030
Idrica*	19.106	19.172	19.172	19.172
Geotermica	817	817	954	1.000
Eolica	10.907	11.290	17.314	28.140
- di cui off shore	0	0	300	2.100
Bioenergie	4.106	4.106	3.777	3.052
Solare	21.650	22.594	44.848	79.921
- di cui a concentrazione	0	0	300	873
Totale	56.586	57.979	86.065	131.285

*sono esclusi gli impianti di pompaggio puro e misto

Fonte: PNIEC 2023

Il contributo assegnato alle **FER** per la copertura del fabbisogno elettrico, è rilevante: circa **227 TWh al 2030**, pari al 65% dei consumi finali elettrici lordi; in notevole aumento, pertanto, rispetto al 36% rilevato nel 2021.

Fig. 1.2: Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh)

	2020	2021	2025	2030
Numeratore – Produzione di energia elettrica lorda da FER*	118,4	118,7	157,5	227,7
Idrica (effettiva)	47,6	45,4		
Idrica (normalizzata)	48,0	48,5	47,5	46,9
Eolica (effettiva)	18,8	20,9		
Eolica (normalizzata)	19,8	20,3	34,8	64,1
Geotermica	6,0	5,9	7,5	8,0
Bioenergie**	19,6	19,0	10,4	9,6
Solare ***	24,9	25,0	57,3	99,1
Denominatore - Consumo interno lordo di energia elettrica	310,8	329,8	328,4	350,1
Quota FER-E (%)	38,1%	36,0%	48,0%	65,0%

* Si riporta la produzione elettrica al netto degli impieghi negli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, in coerenza con quanto previsto dai criteri contabili della RED II così come modificata dalla RED III. Considerando anche i consumi degli elettrolizzatori, la produzione lorda da FER attesa al 2030 che include anche l'overgeneration sarebbe di oltre 238 TWh.

** Si riporta il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità.

*** La produzione solare al 2030 è decurtata di circa 10 TWh, quantità destinata al funzionamento degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde.

Fonte: PNIEC 2023

A livello di tecnologie produttive, lo sviluppo delle FER si concentrerà principalmente su fotovoltaico ed eolico; rimarrà invece pressoché stabile la capacità idroelettrica (a meno di una lieve crescita derivante dall'aumento dei volumi di invaso).

Fig.1.3: Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore termico (ktep)

ktep	2020	2021	2025	2030
Numeratore	10.378	11.176	14.519	19.029
Produzione lorda di calore derivato da FER	983	862	1.174	1.096
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	9.395	10.314	13.345	17.933
di cui biometano*	0	0	1.659	3.724
di cui altre bioenergie*	6.564	7.171	6.207	6.155
di cui solare	236	247	534	829
di cui geotermico	120	115	204	213
di cui idrogeno	0	0	12	330
di cui energia ambiente	2.475	2.782	4.729	6.683
Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico	52.023	56.710	55.178	51.884
Quota FER-C (%)	19,9%	19,7%	26,3%	36,7%

*Si riporta solo il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità

Fonte: PNIEC 2023

Per le **FER termiche** lo scenario prevede interventi prioritari nel settore del riscaldamento e raffrescamento, delle pompe di calore e del biometano.

In crescita anche il **solare termico**, soprattutto in sistemi integrati (ad esempio con impianti di teleriscaldamento) e lo sviluppo, anche se in un orizzonte di medio-lungo termine e in forma relativamente limitata, della produzione di idrogeno da fonti rinnovabili.

Sul fronte della crescita sostenuta dei gas rinnovabili (biometano, biogas, idrogeno), risulta di particolare interesse lo sviluppo del **biometano**.

Anche l'**efficienza energetica** assume un ruolo di primo piano nel PNIEC 2023, con un obiettivo di 73,42 Mtep di risparmi di energia finale al 2030 da conseguire soprattutto attraverso interventi in ambito civile (che rappresenta circa il 44% dei consumi finali di energia nazionali - pari al 29% delle emissioni dirette dei settori non ETS -) e nei trasporti.

Nel settore civile, sono previsti interventi di riqualificazione degli edifici anche attraverso la diffusione delle pompe di calore e dei sistemi BACS15, nonché l'integrazione delle rinnovabili termiche ed elettriche negli edifici, favorendo la produzione rinnovabile.

Il PNIEC 2023 riconosce il ruolo indispensabile della **CCS (Carbon Capture and Storage)** per il perseguimento di diversi obiettivi: decarbonizzazione dei settori industriali hard to abate, difficilmente elettrificabili, con emissioni non legate alla combustione ma tipiche del processo produttivo stesso, non altrimenti evitabili; decarbonizzazione del settore elettrico; sviluppo del settore dell'idrogeno mediante integrazione dell'idrogeno da rinnovabili con idrogeno low carbon (assieme a CCS).

Oltre al completamento del quadro normativo, in via di aggiornamento, nel PNIEC 2023 verranno fissati obiettivi specifici per la cattura e lo stoccaggio del carbonio *“sulla base della capacità geologica di stoccaggio di CO₂ che può essere resa operativamente disponibile entro il 2030 (e oltre), a partire dallo sfruttamento dei giacimenti esauriti di idrocarburi offshore. Tale capacità di stoccaggio, come detto, consta, in totale, di oltre 500 milioni di tonnellate derivanti dalla riconversione dei giacimenti a gas “esauriti o in via di esaurimento” nell’offshore dell’Adriatico centrale. In base ai programmi presentati, potrà essere resa disponibile una capacità di stoccaggio pari a circa 100 milioni di tonnellate in venticinque anni derivanti dalla sola applicazione a regime del programma di stoccaggio dell’hub di Ravenna”*.

Il PNIEC 2023 inserisce l'obiettivo di **decarbonizzazione dei trasporti** tra le sfide più importanti della transizione energetica rafforzato anche dal target indicato dalla Direttiva RED III (che innalza al 29% il target del settore dei trasporti al 2030 – rispetto al 14% previsto dalla Direttiva RED II).

In tale ambito il Piano identifica, tra gli altri, la **mobilità elettrica** quale strumento essenziale per il conseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni. All'interno del mix di strumenti atti a conseguire gli obiettivi nazionali sulle fonti rinnovabili nei trasporti, si prevede, al 2030, un contributo della mobilità elettrica su strada pari a 0,95 Mtep.

Oltre alla elettrificazione dei trasporti, il Piano attribuisce un ruolo complementare nella decarbonizzazione del settore anche all'utilizzo dei **biocarburanti**.

Investimenti in mitigazione climatica e neutralità carbonica

2. Investimenti in mitigazione climatica e neutralità carbonica

L'impegno per la mitigazione climatica e la neutralità carbonica, obiettivo ambizioso dell'Unione Europea - come evidenzia il target di emissioni zero al 2050 - vede protagoniste le utilities italiane ed in particolare il settore elettrico, coinvolto in parallelo da una trasformazione importante dettata dai nuovi obiettivi di politica energetica nazionale.

In termini di investimenti attesi, il PNIEC 2023 fornisce una stima, per il periodo 2023-2030, di circa **217 mld€ di investimenti aggiuntivi cumulati** rispetto allo scenario a politiche correnti (pari a un incremento del 36% nel periodo considerato). Investimenti che valorizzeranno progettualità ad alto contenuto tecnologico e di innovazione, con ripercussioni sia sulla produzione/offerta di energia sia sugli utilizzatori finali.

Figura 2.1: Investimenti in tecnologie, processi e infrastrutture necessari per l'evoluzione del sistema energetico

Settore	Evoluzione a politiche correnti	Investimenti per il PNIEC	Delta [mld€]
	Costi cumulati (2023 -2030) [mld€]	Costi cumulati (2023 -2030) [mld€]	
Residenziale	62,2	134,2	72,0
Terziario	37,5	49,6	12,1
Industria	10,0	12,6	2,6
Teleriscaldamento (solo distribuzione)	0,05	0,08	0,04
Trasporti (solo veicoli)	440,2	524,9	84,8
Settore elettrico (impianti di generazione)	39,8	69,4	29,6
Sistema elettrico (reti)	18,0	37,2	14,5
Sistemi di accumulo (batterie, pompaggi) (1)	4,8	6,3	1,5
Totale	617,1	830,3	217,2

(1) Sono esclusi gli accumuli accoppiati ai piccoli impianti FV, in quanto tali investimenti sono già nel costo degli impianti FV.

Fonte: PNIEC 2023

2.1 Interventi di mitigazione climatica nella transizione energetica

A partire dagli scenari PNIEC 2023, è possibile analizzare gli ambiti di interesse e di azione delle utilities, evidenziandone priorità, potenzialità e misure abilitanti.

In tema di tecnologie da **fonti rinnovabili**, i Piani Strategici delle utilities mostrano investimenti prioritariamente indirizzati a fotovoltaico ed eolico on-shore, sebbene si registri anche un interesse per l'eolico off-shore e l'agrivoltaico.

Misure abilitanti

Per un sostegno alle progettualità nelle FER, risulta importante, innanzitutto, un adeguato **sistema di incentivazione e sostegno degli investimenti per il rifacimento o potenziamento degli impianti FER**

esistenti. In particolare, per eolico e fotovoltaico, l'evoluzione tecnologica intervenuta consentirebbe di incrementare in modo significativo la capacità installata e la producibilità degli impianti, a parità di occupazione di suolo. Si segnala l'interessante intenzione, espressa nel PNIEC, di **massimizzare le sinergie tra settori per soluzioni innovative (agrivoltaico e eolico offshore) così come soluzioni che minimizzino il consumo del suolo.** Risulterebbero parimenti interessanti da valorizzare anche progetti destinati a specifiche fattispecie di potenziamento e/o sviluppo delle FER (si pensi ad esempio alle pensiline fotovoltaiche con colonnine di ricarica, soprattutto se realizzate in prossimità degli snodi autostradali) che consentirebbero di **massimizzare le potenzialità, anche di tipo intersettoriale.**

In generale, emerge l'esigenza di agire sulla **razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative nella gestione delle connessioni,** prevedendo ad esempio un Testo unico autorizzazioni, e di intervenire, a livello normativo, per superare i ritardi dei decreti sulla definizione delle aree idonee delle Regioni.

Per la produzione **eolica onshore,** appare essenziale l'agevolazione e la velocizzazione del rilascio di **nuove autorizzazioni** (quelle attuali risultano poche e rilasciate soprattutto con riferimento alla procedura di sblocco del CdM).

Si segnala, infine, di interesse delle utilities anche il settore **agrivoltaico** che necessita di una revisione della normativa (Linee guida MiTE) che, al momento, non appare funzionale al sistema.

Il settore **idroelettrico,** comparto di interesse per molte delle associate, partecipa in modo significativo alla produzione nazionale di FER, con un contributo che arrivava, fino al 2021, a quasi **il 40% della produzione FER nazionale.** Gli ultimi due anni, fino al primo trimestre 2023, hanno attestato una decisa battuta di arresto (contributo sceso a circa il 28%) a causa, principalmente, degli effetti della severa siccità (con un contributo su FER di circa il 28%). Sebbene negli ultimi mesi dell'anno la produzione idroelettrica sia tornata a valori più in linea con quelli storici (32% della produzione FER al 30/09) il trend di crescente irregolarità delle precipitazioni ha, e probabilmente continuerà ad avere, un impatto nei prossimi anni.

Sebbene il PNIEC 2023 riconosca il ruolo strategico della risorsa idroelettrica, viene prevista solo una lieve crescita della produzione, in gran parte derivante dall'aumento dei volumi di invaso. Riteniamo che l'idroelettrico dovrà avere un ruolo centrale e strategico in un mercato elettrico in cui la gestione della flessibilità e la gestione del bilanciamento dei flussi di energia sarà sempre più rilevante stante l'atteso sviluppo delle FER al 2050 e la progressiva riduzione del contributo al bilanciamento da parte degli impianti a gas.

Misure abilitanti

Per realizzare tale potenziale strategico, è necessario garantire **investimenti adeguati per lo sviluppo e la manutenzione** ma anche un quadro normativo/regolatorio certo.

Sicuramente **prioritario l'investimento infrastrutturale** (il parco degli impianti esistenti risulta vetusto: oltre il 70% degli impianti idroelettrici in Italia ha più di 40 anni) e quello in misure **di adattamento ai cambiamenti climatici.**

Particolarmente rilevante quest'ultimo, considerato che, come peraltro riconosciuto dal PNIEC 2023, le misure di adattamento sono indispensabili per garantire la resilienza del sistema elettrico e della producibilità idroelettrica che è impattata profondamente da eventi estremi sia siccitosi che alluvionali, come dimostrato purtroppo dalle dinamiche del 2022. Ne consegue la necessità di

intervenire con **investimenti rilevanti a livello di bacino idrografico**, per i quali non sono stanziati risorse dal PNRR.

Altro settore di interesse per molte associate, è quello del **teleriscaldamento** rispetto al quale permangono, tuttavia, diverse perplessità stante la **fase di stallo del settore**, dovuta in gran parte alla mancanza di un quadro normativo (anche comunitario) e regolatorio di riferimento atto a sostenerne un ulteriore sviluppo in ottica FER.

Misure abilitanti

Il teleriscaldamento, strategico nella decarbonizzazione del riscaldamento civile (ad esempio, attraverso sistemi di quarta generazione per valorizzare l'energia termica di scarto, rinnovabile e disponibile sul territorio) merita senza dubbio di essere ulteriormente sviluppato e potenziato.

Ulteriore leva abilitante per le utilities, potrebbe essere l'introduzione di un sistema di incentivazione volto a favorire il recupero dei cascami termici/calore di scarto (ad es. taglio oneri di sistema su energia elettrica nel caso di recuperi di calore).

Il tema delle **molecole verdi**, ovvero dei green gas, appare centrale all'interno del nuovo disegno di transizione energetica che prevede una progressiva sostituzione delle fonti fossili a favore di vettori rinnovabili.

Si sta aprendo, in tal modo, un mercato dalle grandi opportunità, già esplorato in passato – l'idrogeno o il biometano sono prodotti energetici che, in nicchie di mercato, sono già utilizzati – ma che si prefigura di significativa ampiezza e potrà avere un impatto importante sulle utilities e in grado di orientare il business verso la crescita sostenuta dei gas verdi (biometano, biogas, idrogeno).

Il **biometano**, sicuramente può rappresentare una opportunità interessante, specie in ambiti che valorizzino la logica della circolarità dei materiali nell'ambito del ciclo produttivo delle aziende multiutilities, (vedasi ad esempio, la produzione da rifiuti organici o dai fanghi di depurazione) ma anche l'esistente sistema infrastrutturale delle reti gas capillarmente diffuso sul territorio – e in grado di accogliere la nuova generazione di biometano.

Lo sviluppo del biometano, ha ampie potenzialità nel settore delle utilities: secondo alcune elaborazioni di Utilitalia¹, *“la produzione di biometano dei soli nuovi impianti da realizzare nel centro e nel sud per colmare il deficit di trattamento della frazione organica potrebbe soddisfare le necessità di circa 230.000 famiglie (equivalenti a 700.000 abitanti)”*.

Misure abilitanti

Lo sviluppo delle potenzialità del biometano potrà essere sostenuto da un programma di **infrastrutturazione impiantistica, per tecnologie di digestione anaerobica**. Programma in cui si innesta la linea dedicata di finanziamento del PNRR 1.1 della misura “Nuovi impianti di gestione rifiuti ed ammodernamento degli esistenti”.

¹ “Rifiuti urbani i fabbisogni impiantistici attuali e al 2035” –Utilitalia 2020

Necessario inoltre favorire le **modalità di connessione** degli impianti di produzione di biometano alla rete di distribuzione gas, in particolare spostando l'onere della connessione dall'impianto di biometano al gestore della rete.

La connessione alle reti di distribuzione gas appare essere la soluzione di più immediata fattibilità e la riforma prevista dalla riformulazione del PNRR/REPowerEU può aiutare in tal senso.

Tale riforma, infatti, prevede la riduzione dei costi di connessione alle reti del gas per la produzione di biometano, da approvare, entro il terzo trimestre 2025. L'obiettivo intermedio di 600mila mc di capacità aggiuntiva di biometano dovrà essere raggiunto non più alla fine di quest'anno ma entro il secondo trimestre 2025.

In tale contesto, appare sicuramente positiva la riformulazione della misura sulla riconversione degli impianti, considerato che saranno ammessi al sistema incentivante del biometano anche gli impianti a biogas originati da frazione organica dei rifiuti.

Specie in ottica di decarbonizzazione, risulta interessante il comparto dei **biocombustibili**, in particolare **l'idrogeno** che, specie nelle multiutilities, consentirebbe di valorizzare la circolarità delle risorse (il ciclo dei rifiuti, l'energia prodotta dai termovalorizzatori - con particolare riferimento alla frazione biogenica del rifiuto - l'idroelettrico e la depurazione delle acque reflue). Oltre al biometano, è ormai imprescindibile lo sviluppo degli altri gas rinnovabili con particolare riferimento all'idrogeno, agli e-fuels e al -Syngas. Tali vettori rappresentano, infatti, una leva cruciale per decarbonizzare i c.d. settori hard to abate per i quali è difficile procedere ad una elettrificazione su alcuni processi industriali, come metallurgia e siderurgia, e trasporti di lungo raggio.

Sfruttare il potenziale delle circolarità delle utilities, in questo caso, assume un valore strategico anche a livello nazionale per accelerare il percorso di produzione di idrogeno. Considerando, infatti, la maturità tecnologica e il costo di esercizio attuale degli elettrolizzatori, il ricorso ai termovalorizzatori, agli impianti di depurazione delle acque reflue e all'idroelettrico, consentirebbe di sviluppare, già nel breve periodo, la produzione di idrogeno rinnovabile (ed inoltre da fonti energetiche più affidabili e continuative in termini di programmabilità di produzione).

Misure abilitanti

Con specifico riferimento allo sviluppo di una filiera di idrogeno rinnovabile su larga scala risulta essenziale disegnare un meccanismo incentivante che preveda la cumulabilità tra contributi Capex ed Opex. Come è noto, infatti, ad oggi il prezzo €/Kg dipende fortemente dai costi di approvvigionamento di FER-EE e dunque non solo dall'investimento in elettrolizzatori.

Il PNIEC 2023 assegna un ruolo centrale anche all' **efficienza energetica**, pienamente in linea con il principio europeo dell' "Energy efficiency first". In tale ambito, le utilities rivestono un duplice ruolo: soggetti obbligati del meccanismo dei Certificati Bianchi, ma anche promotori di offerte commerciali per interventi di efficientemente energetico presso i clienti finali.

Difficile, al momento, inquadrare l'effettivo potenziale di sviluppo e investimento in considerazione dell'attuale fase di incertezza. Sebbene i recenti aumenti dei prezzi di energia elettrica e gas, così come le politiche nazionali di incentivazione economica all'efficientamento degli edifici, possono aver fatto

intravedere ulteriori potenziali di sviluppo di tale mercato permane, tuttavia, una situazione di **stallo attestata dai bassi livelli di investimento da parte degli operatori del settore.**

Misure abilitanti

Per sostenere un effettivo sviluppo di tale settore occorre intervenire su due fronti: **l'efficientamento dell'attuale meccanismo dei Certificati Bianchi** che, negli ultimi anni, risulta compresso da problemi normativi e da una limitata liquidità del mercato.

Intervento essenziale se si considera l'aumento degli obiettivi di efficienza energetica (previsti dal PNIEC 2023 a 12,3 MTEP di risparmi cumulati al 2030) che graveranno sui DSO e l'attuale limitata capacità di offerta di TEE, che finirà per rendere ancora più gravi le criticità esistenti.

Con il D.M. 21 maggio 2021, sono state recepite alcune proposte di correttivi orientati a garantire maggiore liquidità, prezzi dei TEE efficaci e prevedibili, un contributo tariffario equo e l'introduzione di un **sistema ad aste complementare al meccanismo dei TEE**. È opportuno intervenire sull'attuale meccanismo dei TEE per ovviare alle attuali distorsioni attestata dal mercato (sistema del cap e titoli virtuali) e attestare la convergenza del mercato dei TEE e sistema delle aste.

Da questo punto di vista risulterà cruciale la strutturazione di un meccanismo ad aste sinergico ed integrato con la Borsa GME. La nuova efficienza energetica generata dalle aste (tipicamente derivante da progetti Capex intensive, oggi difficilmente intercettabili dal segnale di prezzo di mercato) dovrebbe essere riversata sulla Borsa GME. In tal modo si otterrebbe un **incremento della liquidità**, una maggior efficacia nella **trasmissione di segnali di prezzo** rappresentativi del mercato e una maggiore resilienza del mercato rispetto a perturbazioni esterne che rischiano di distorcerne il regolare funzionamento e la stabilità. Lo strumento potrebbe essere quello dei *contract for difference*, già utilizzati in Europa ad esempio nel mercato dell'ETS, in grado di garantire la coesistenza di piattaforme di negoziazione con segnali di prezzo differenti nel rispetto delle regole di mercato.

Diversamente, ove non fosse percorsa la soluzione sopra menzionata, si profilerebbe il rischio di avere due sistemi che potrebbero addirittura entrare in competizione tra loro riducendo ulteriormente i volumi di scambio in una Borsa già troppo poco liquida. Con l'obiettivo di rimettere il meccanismo dei certificati bianchi al centro della politica energetica nazionale è necessario ridare vigore alla borsa GME riversando al suo interno sia la nuova liquidità generata dal percorso tradizionale che quella generata dal nuovo sistema ad aste.

Il meccanismo dei certificati bianchi è ancora oggi in Italia la misura incentivante più rilevante a disposizione dell'industria e storicamente ha consentito di ottenere efficienza energetica ai costi più bassi rispetto alle altre policy sperimentate (anche nel settore residenziale). Tuttavia, il nuovo PNIEC sottostima considerevolmente il potenziale di efficienza energetica ottenibile nell'industria allocando ai certificati bianchi un contributo di soli 9,5 Mtep sui 73 Mtep complessivi da conseguire al 2030². Se è vero che una sfida cruciale sarà rappresentata dalla **riqualificazione energetica del settore civile**, e dunque non stupisce l'attribuzione di un target pari a 32 Mtep alle detrazioni fiscali, va altresì considerato che i certificati bianchi negli anni hanno consentito di ottenere efficienza energetica a costi dalle 4 alle 6 volte inferiori rispetto alle detrazioni fiscali. In tal senso, si ritiene necessario sottolineare che il Paese presenta ancora un potenziale inespresso dalle PMI in termini di efficientamento energetico, che richiedono regimi di sostegno adeguati.

² Previsti per l'Italia ai sensi della nuova direttiva EED

Appare indispensabile una precisa linea di azione e di sostegno per gli interventi di efficienza energetica nel **comparto residenziale** il quale, forzatamente trainato dal superbonus 110%, potrebbe vedere un arresto viste le recenti dinamiche normative.

Per questo ultimo comparto risulta indispensabile una precisa linea di azione che consenta di conseguire gli obiettivi al 2030, anche in ragione degli obiettivi posti dalla recente normativa comunitaria in materia di efficientamento degli edifici.

Per sostenere l'efficientamento energetico del Paese, appare essenziale ampliare le possibilità di azione **valorizzando anche interventi di efficienza energetica "circolari"**: estendere, ad esempio, il meccanismo dei TEE al risparmio energetico derivante dalla produzione circolare consentirebbe di intercettare i vantaggi ambientali del recupero energetico in senso trasversale.

Appare opportuno ammettere la certificazione del risparmio energetico derivante dalla disponibilità sul mercato di materia prima seconda finalizzata a un determinato processo produttivo e che sia alternativa al consumo di materia vergine, valutando il processo nel suo complesso in una logica di analisi del ciclo di vita con il riconoscimento di certificati equivalenti, originando titoli ad **hoc (TeeC - Titoli di efficienza energetica Circolare)**, i quali tuttavia possano essere negoziati come normali certificati bianchi sul mercato.

Per evitare di ostacolare l'efficacia del meccanismo dei TEE proprio in questo momento di rilancio e di concentrare gli sforzi su meccanismi con orizzonte temporale limitato, appare necessario stemperare **l'applicazione del divieto di cumulabilità**: seguendo l'esempio, e i precedenti, del credito di imposta per industria 4.0 e dei Fondi PNRR, si può immaginare il superamento del vincolo della cumulabilità dei TEE del 50% anche in caso di accesso ad altri sistemi di incentivazione.

2.2 Contributo delle utilities alla neutralità carbonica

Il **Carbon capture and storage** rappresenta, in prospettiva, un interessante sviluppo per le utilities, a valle di una valutazione delle diverse soluzioni tecnologiche disponibili a livello industriale e del potenziale di riconversione di parte delle infrastrutture e distretti produttivi esistenti in hub di stoccaggio dell'anidride carbonica.

Per quanto attiene le prospettive di evoluzione della **mobilità elettrica** in senso lato, per le utilities emerge una duplice potenzialità di sviluppo ed investimento: la prima, per la produzione e diffusione di fuel sostenibili e l'installazione delle relative infrastrutture di rifornimento, e, la seconda, per l'offerta di servizi di mobilità.

Misure abilitanti

Tra le misure abilitanti per favorire la diffusione della mobilità elettrica vi sono innanzitutto la semplificazione delle **procedure autorizzative** e l'interlocuzione strutturata con i diversi stakeholder per semplificare e velocizzare ad esempio il **rilascio di permessi** e le procedure di allacciamento alla rete elettrica.

La transizione energetica e la accelerazione della decarbonizzazione, richiedono, e sempre più richiederanno l'adozione di tecnologie dipendenti dalle forniture di minerali e **materie prime critiche** (es. pannelli fotovoltaici, turbine eoliche ed auto elettriche).

La disponibilità e l'approvvigionamento delle materie prime critiche diventa pertanto essenziale proprio per conseguire gli obiettivi connessi allo sviluppo delle energie pulite.

Nel 2023 la Commissione Europea, attraverso il Critical Raw Materials Act, ha identificato 34 materie prime critiche per l'industria Europea (20 in più rispetto alla rilevazione effettuata nel 2011) di cui 17 Strategiche, ovvero materie prime rilevanti per le tecnologie che supportano la duplice transizione verde e digitale e gli obiettivi della difesa e dell'aerospazio, tra le quali Cobalto, Litio, Nichel, Rame e Terre Rare.

L'Europa è attualmente fortemente dipendente da Paesi terzi per l'approvvigionamento di materie prime critiche. Infatti, la quasi totalità di esse viene principalmente importata da paesi extra-UE. La Cina, in particolare, risulta essere il principale fornitore europeo per il 56% delle materie prime critiche, con punte del 100% sulle Terre Rare pesanti e l'85% delle Terre Rare leggere. Con implicazioni rilevanti per i target energetici al 2030: se la Cina interrompesse la fornitura di Terre Rare all'Europa, si stima che da qui al 2030 sarebbero a rischio 241 GW di eolico (47% del totale) e 33,8 milioni di veicoli elettrici (66% del totale), rendendo impossibile il raggiungimento degli obiettivi legati alle linee guida europee³.

Peraltro, si segnala come gli altri principali fornitori siano caratterizzati da condizioni geopolitiche instabili: è il caso della Repubblica democratica del Congo (che fornisce il 63% del cobalto e il 35% del tantalio all'UE), ma anche della Russia, della Turchia, del Kazakistan, del Brasile e del Messico.

Poiché la localizzazione geografica di molti dei materiali critici risulta concentrata appare, dunque, essenziale sostenere la domanda, anche prospettica, di tali risorse non solo attraverso l'estrazione nazionale, dove possibile, ma soprattutto investire nelle filiere di recupero per riciclare i materiali critici.

L'economia circolare rappresenta, infatti, una leva ad alto potenziale, anche alla luce dei volumi crescenti di tecnologie low-carbon che raggiungeranno il fine vita: a livello italiano, **lo stock di prodotti riciclabili da qui al 2040 è previsto crescere di 13 volte rispetto a quella attuale.**

In particolare, il potenziale del riciclo al soddisfacimento del fabbisogno nazionale di materie prime critiche è rilevante e potenzialmente allineato ai target fissati dal Critical Raw Materials Act: fino ad oltre il 30% del fabbisogno previsto al 2040¹.

Si rilevano, tuttavia, alcune **criticità** che ad oggi riguardano sia l'ambito tecnico che quello normativo-regolatorio:

- un tasso di raccolta per i RAEE ancora lontano dal target europeo (34% vs 65%);
- tempistiche autorizzative estremamente lunghe, oltre ad una difficoltà nella qualifica End-of-Waste dei prodotti e semi-lavorati ottenuti dal trattamento a causa, spesso, della mancanza di specifiche norme che ne definiscano le caratteristiche target;
- lo scarso sviluppo di una rete impiantistica a tecnologia complessa per il recupero di materie prime critiche. Sono ancora poche le aziende che hanno la capacità di completare il riciclo delle materie prime critiche: la lavorazione si ferma ad una fase intermedia, che è solo la preparazione per il riciclo, con flussi di componenti e semilavorati (ad esempio, le schede elettroniche) che prendono la strada del trattamento estero.

Le multiutility, possono sicuramente essere protagoniste di questa sfida adottando nuovi modelli di business sfruttando le opportunità connesse alla transizione energetica e all'economia circolare, valorizzando le tecnologie di riciclo e riuso, come ad esempio quelle del recupero dei RAEE.

Tali imprese, infatti, presidiano le diverse fasi della filiera, dalla raccolta dei dispositivi a fine vita (che siano essi dispositivi elettronici o tecnologie per la generazione rinnovabile) fino alla selezione e trattamento, potendo agire in qualità di «catalizzatori» di investimenti per il settore, sia a livello pubblico che privato.

³ The European House Ambrosetti – Iren: Materie Prime Critiche e Produzioni Industriali Italiane, Le opportunità derivanti dall'Economia Circolare

Misure abilitanti

Per lo sviluppo del settore è necessaria l'introduzione di **misure incentivanti per il riciclo**, da una parte promuovendo l'incremento del tasso di raccolta, con particolare focus sui piccoli dispositivi elettronici (ma ricchi di materiali preziosi – ad esempio cellulari, tablet) che ad oggi sono ancora in gran parte dispersi, e dall'altra, supportando lo sviluppo di un mercato delle materie prime seconde, ad esempio attraverso la definizione di standard e requisiti minimi in termini di contenuto di materie prime critiche da recupero per alcune tecnologie strategiche.

In parallelo, va **rafforzato il sistema di controlli e tracciabilità sui flussi di rifiuti RAEE/semilavorati**, in particolare verso l'estero, con il fine di prevenire l'avvio a smaltimento di flussi di dispositivi a fine vita in paesi con standard ambientali meno restrittivi; allo stesso tempo, è necessario accelerare le procedure autorizzative per i nuovi impianti asserviti al recupero di questo tipo di materiali, con una semplificazione delle procedure per la qualifica di End-of-Waste dei prodotti ottenuti.

Al fine di creare le condizioni per lo sviluppo di una **solida filiera nazionale del riciclo ed utilizzo dei materiali da fine vita** va inoltre sostenuta la ricerca e sviluppo di nuovi processi di estrazione, a ridotto impatto ambientale, promuovendo una stretta collaborazione tra mondo accademico ed industriale e facendo leva su strumenti di finanziamento adeguati, indispensabili per lo sviluppo di questa fase preliminare alla messa sul mercato

Lo stanziamento di **adeguate risorse a livello europeo per l'attuazione del Regolamento** è cruciale, in particolare a sostegno degli investimenti impiantistici nel settore. Alcuni dati utili possono essere desunti dagli esiti del PNRR italiano: la linea di intervento in ambito Economia Circolare dedicata al finanziamento di "Progetti Faro" in ambito riciclo dei RAEE (inclusi FV e pale eoliche) ha raccolto proposte progettuali per un importo complessivo pari a oltre 500 milioni di € a fronte di un plafond disponibile di 150 milioni €. Questo dato certifica, da un lato, la domanda impiantistica e, dall'altro, la disponibilità e capacità tecnica delle imprese a svilupparli, con un adeguato supporto finanziario con particolare riferimento ai processi più innovativi.

Investimenti a sostegno delle misure di adattamento

3 Investimenti a sostegno delle misure di adattamento

3.1 Potenziamento e sviluppo di infrastrutture resilienti

Le **infrastrutture di distribuzione di energia elettrica e gas** sono, senza dubbio, uno dei pilastri su cui poggia lo sviluppo della politica di transizione energetica e, pertanto, rappresentano anche un comparto che subirà un impatto molto profondo. Lo sviluppo di tali infrastrutture, oltre che in senso tecnico e tecnologico, da anni è orientato verso una logica di centralità del **valore del servizio reso**. Una logica che già emerge dagli sviluppi della regolazione di settore, che sta abbandonando meccanismi di regolazione basati sul costo del servizio e sta oggi considerando un approccio output-based, in grado di contemperare le esigenze di investimenti infrastrutturali richiesti dalla transizione energetica con la loro sostenibilità economica per l'intero Sistema e l'utenza.

Questo processo di ponderazione della spesa nei Comparti della distribuzione consentirà di razionalizzare gli investimenti sulle reti, sulla capacità di bilanciamento dei flussi di energia che transitano sulle reti, ma anche di costruire e condividere le politiche di sviluppo con il territorio e, quindi, di massimizzare l'uso efficiente delle risorse e dell'urbanistica.

Altro tassello essenziale del corretto processo di sviluppo delle reti di distribuzione è costituito dal **rafforzamento del rapporto tra i DSO ed il TSO**, che deve portare ad un ancor più stretto coordinamento tra i Gestori di reti, per consentire una pianificazione, un monitoraggio e una gestione corretta degli impatti della penetrazione delle FER sulle reti di distribuzione, per assicurare che gli obiettivi di sviluppo sul territorio siano in linea con gli investimenti dei differenti Gestori e possano essere realizzati nei tempi richiesti. Analogo discorso, ad esempio, per la opportuna disponibilità da parte dei DSO di capacità di accumulo, tenuto conto delle connessioni della futura maggiore presenza di tali accumuli in BT/MT e della crescente erogazione di servizi ancillari da parte dei distributori.

Gli **investimenti sulla flessibilità e sicurezza delle reti di distribuzione** sono anche necessari per garantire lo sviluppo delle CER che oltre ad autoproduzione e autoconsumo, possono generare valore aggiunto sui territori, contribuendo a supportare la sostenibilità economica delle bollette e a contenere gli effetti della povertà energetica.

Le **reti di distribuzione del gas naturale** costituiscono un patrimonio strategico ereditato dai massicci investimenti del passato ai fini della capillare metanizzazione del Paese. Non solo tale patrimonio non può essere svilito ma può avere un ruolo sempre più proattivo nell'ambito della transizione energetica. Le reti di distribuzione gas possono dare un contributo significativo alla decarbonizzazione dei consumi energetici e non appare tecnicamente percorribile uno scenario di completo abbandono del vettore gas (anche green) per numerosi settori di consumo. A ben vedere, non è irragionevole definire parte dei consumi del Settore civile e residenziale come "hard to abate".

Ormai le reti della distribuzione gas sono orientate ad una necessaria e graduale riconversione tecnologica volta alla **gestione delle dei nuovi green gas**, che implica l'immissione in rete di sempre maggiori quantitativi di biometano e di gas rinnovabili, nonché a tutti gli altri possibili utilizzi delle reti stesse quale elemento chiave nell'ottimizzazione dello sfruttamento delle fonti rinnovabili, anche nella prospettiva del possibile sviluppo di soluzioni sempre più convergenti tra i settori gas ed elettrico. Ne deriva l'urgente necessità di una maggiore attenzione verso soluzioni normative e regolatorie che siano in grado di mantenere in efficienza tali reti, nonché di orientarne le linee di sviluppo verso soluzioni tecnologiche innovative, per mettere tali asset nella condizione di poter ricoprire un ruolo primario nella realizzazione degli obiettivi di decarbonizzazione.

Per quanto attiene **l'impatto dello sviluppo dei gas rinnovabili**, appare prioritario definire il ruolo che l'infrastruttura del gas naturale sarà chiamata ad avere per la distribuzione dei nuovi vettori energetici puliti. Le reti di distribuzione del gas naturale potranno essere in parte convertite a tale funzione (ad esempio per il trasporto di idrogeno), e dovrà essere definito l'inquadramento di tali asset anche sotto il profilo concessorio, presupposto che genera una regolazione dell'accesso di terzi ai gasdotti dell'idrogeno per lo sviluppo del relativo mercato.

Tra le misure abilitanti, in tal senso, appare particolarmente efficace **un meccanismo tariffario che premi i DSO in grado di "razionalizzare" lo sviluppo delle proprie reti gas**, eventualmente anche attraverso la dismissione di porzioni di rete scarsamente utilizzate a causa della progressiva elettrificazione dei consumi, o realizzino interventi sulle reti (manutenzioni) che tengano in considerazione il concetto di "asset readiness", con l'obiettivo di favorire investimenti pronti ad accogliere mix di gas (anche green), determinando, in tal modo, anche la possibilità che la vita utile effettiva degli asset possa essere maggiore di quella utile regolatoria.

Inoltre, è opportuno sostenere gli **interventi di rinnovo della rete** nei casi in cui queste abbiano elevate potenzialità per la distribuzione di gas rinnovabili prodotti nelle vicinanze dei luoghi di produzione e incentivare, ad esempio, gli interventi di realizzazione di cabine Bi-REMI, in grado di immettere su rete di trasporto quelle quote di biometano che in determinati periodi dell'anno non può essere distribuita e utilizzata dagli utenti della rete locale o delle reti di distribuzione interconnesse.

La **sector integration tra i settori gas e power** può rappresentare una leva determinante per consentire la piena valorizzazione delle potenzialità del settore gas e degli asset afferenti nell'ambito della transizione energetica e della politica di decarbonizzazione. Per raggiungere questo obiettivo, si dovranno coordinare i piani di sviluppo delle reti elettriche e gas, soprattutto a livello locale.

Un aspetto di rilievo appare essere lo sviluppo delle **tecnologie di accumulo** che possano contribuire alla piena integrazione delle FER nel mercato elettrico.

Nello specifico, i sistemi di accumulo possono:

- Offrire servizi per il dispacciamento, diminuendo le congestioni di rete e contrastando l'effetto dell'overgeneration.
- Mitigare gli effetti della variabilità delle FER, contribuendo a garantire la sicurezza del sistema.

La centralità degli accumuli per le nuove dinamiche del mercato elettrico richiede misure mirate a sostenerne un adeguato sviluppo. Per le utilities, presenti in maniera importante nel settore idroelettrico, appare indispensabile, in tema di pompaggi, disporre di modelli di remunerazione e di capacity market per sviluppare nuova capacità. Necessario pertanto un intervento legislativo/regolatorio che assicuri la sostenibilità finanziaria dei progetti.

Con il phase-out degli impianti a carbone e la massiccia penetrazione delle FER, sarà necessario mitigare gli effetti della variabilità della generazione elettrica distribuita e contrastare la progressiva riduzione dell'inerzia di sistema. In questo contesto, fondamentale sarà il ruolo degli storage sviluppato anche sulle reti di distribuzione, in grado di contribuire alla piena integrazione nel mercato elettrico delle FER non programmabili, dando la possibilità di offrire servizi per il dispacciamento, diminuire le congestioni di rete e contrastare l'effetto dell'overgeneration.

Oltre a prevedere sistemi di approvvigionamento a lungo termine dei servizi dello stoccaggio elettrico si ritiene, tuttavia, necessario che i sistemi di accumulo possano anche essere realizzati tramite la creazione di meccanismi di sostegno alle FER, che non incentivino la tecnologia (es. FER o FER+storage) ma che prevedano obblighi di profilo, responsabilizzino gli operatori rispetto all'immissione in rete, stimolando la realizzazione di strumenti di flessibilità.

Parimenti importante annoverare nella nuova capacità di accumulo anche quella derivante da interventi di rifacimento e repowering di impianti esistenti (es. impianti di pompaggio) e interventi per l'implementazione di impianti di pompaggio su opere idrauliche ed impianti idroelettrici esistenti.

In merito ai meccanismi di **approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico (utility scale)**, si condivide l'opportunità di adottare un approccio modulare al fine di realizzare investimenti progressivi e commisurati all'effettivo fabbisogno di flessibilità del sistema, determinato sulla base del reale tasso di penetrazione delle fonti rinnovabili. Tale orientamento è confermato dall'indirizzo dell'Autorità nella Delibera 247/2023/R/eel, in cui si dà mandato a Terna di elaborare una progressione temporale dello stoccaggio elettrico, con quantificazione del fabbisogno e relativa declinazione territoriale e temporale. La copertura di tale fabbisogno deve essere ricercata primariamente attraverso iniziative di mercato, assicurando che l'intervento di Terna per la realizzazione di accumuli risulti come "extrema ratio", delimitato soli a casi concreti e documentati di fallimento del mercato. I vincoli di offerta per i sistemi di accumulo su MSD dovranno essere fissati da Terna in modo tale da non risultare distorsivi per il mercato, in particolar modo per le iniziative già realizzate e merchant. Per i DSO si potrebbe prevedere lo sviluppo e la gestione di capacità di stoccaggio al fine di soddisfare le esigenze locali di distribuzione non riconducibili a servizi di bilanciamento. Nel caso di servizi di accumulo per servizi di bilanciamento il ricorso alla realizzazione di capacità di stoccaggio da parte dei DSO dovrà essere concesso, analogamente come per il TSO, solo in caso di fallimento di mercato.

In tema di accumulo elettrochimico, è urgente definire un quadro generale di politica industriale che consenta di inserire questa tecnologia nel contesto di sviluppo atteso in base alle previsioni del PNIEC e del Fit For 55, così come in generale per tutte le tecnologie di long duration energy storage (e.g. case history italiana di Energy Dome).

Al fine di supportare i diversi pattern di sviluppo della transizione energetica, occorre individuare le misure normative, regolatorie, finanziarie e amministrative che possano risultare abilitanti e che consentano di traguardare gli obiettivi nazionali con tempistiche coerenti alle necessità di investimento.

3.2 Sostenibilità in ottica circolare

L'evoluzione del concetto di economia circolare la configura oggi come un insieme di strategie per migliorare l'efficienza economica nell'uso delle risorse, integrandosi sempre più con il concetto di sostenibilità ambientale. La revisione delle politiche di transizione energetica e ambientale negli ultimi anni rende cruciale il **ruolo dell'economia circolare** nel raggiungere gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione e nell'ottimizzazione dei servizi forniti dalle multiutilities.

Nella gestione delle sfide attuali, le utilities devono adottare una nuova visione di business, specialmente per quanto riguarda la gestione dei rifiuti, delle risorse idriche e dell'erogazione di energia elettrica, oltre a una vasta gamma di servizi pubblici. Questa **prospettiva intersettoriale** consente l'accesso a nuovi mercati come la mobilità condivisa, le comunità energetiche e la filiera del riuso, sfruttando competenze diverse.

Tuttavia, il percorso presenta sfide a livello di sistema, come carenze impiantistiche, necessità di ammodernare gli impianti esistenti e complessità normative e autorizzative.

Alcuni dati possono fornire un quadro esplicativo dei potenziali benefici ottenibili dalla valorizzazione dell'economia circolare nel contesto della transizione energetica.

Il **Servizio idrico Integrato** è un settore energivoro: circa 6.600 GWh nel 2021, per il 53% al servizio acquedotto e per il 47% alla depurazione. Secondo alcune elaborazioni Utilitalia, prendendo a riferimento dati di efficientamento ottenuti da benchmark di aziende associate, si potrebbero conseguire **risparmi dell'1% per il servizio di acquedotto e dello 0,8% per la depurazione. Con un risparmio, per esempio nel 2021, nell'ordine di circa 61 GWh.**

Il **recupero energetico dei rifiuti**, può avere un ruolo importante per la produzione di biometano dal trattamento dei rifiuti organici. Il PNGR prevede di valorizzare impianti "integrati" rispetto a quelli di solo compostaggio, proprio per sfruttare il potenziale di recupero di energia grazie alla produzione di biometano. Secondo i dati pubblicati dal "Rapporto sul recupero energetico da rifiuti in Italia" pubblicato da Utilitalia, ISPRA e SNPA, nel 2022 il 57% del biogas prodotto dai 73 impianti di trattamento dei rifiuti (pari a circa 403 milioni di Nm³) è stato utilizzato per produrre **biometano** (per un totale di **167 milioni di Nm³**). **La produzione di energia elettrica è stata pari a circa 400 mila MWh e di energia termica di circa 170 mila MWh.**

In prospettiva, si stimano **22 nuovi impianti di prossima attivazione**, per una capacità complessiva di circa 1,6 milioni di tonnellate, ed una produzione di circa **86 milioni di Nm³ di biogas di cui circa 74 destinati alla produzione di biometano.**

Gli impianti di digestione anaerobica dei fanghi, hanno invece prodotto, sempre secondo lo studio sopra citato, circa 56 milioni di Nm³ di biogas con una produzione media specifica di circa 7,3 Nm³ di biogas per ogni metro cubo di fango.

Più della metà (circa 29 milioni di Nm³) è utilizzata per la produzione di energia termica mentre il 15% circa è stato destinato alla produzione di biometano.

Il **settore idrico** riveste un ruolo cruciale nel contribuire alle misure di adattamento ai cambiamenti climatici, all'efficienza energetica e alla decarbonizzazione. Per affrontare queste sfide, si possono adottare diverse strategie:

1. Misure per la capacità di invaso:
 - Incremento della capacità di invaso delle risorse idriche e investimenti in invasi ad uso plurimo per migliorare la resilienza del sistema contro eventi alluvionali estremi e garantire vari fabbisogni di risorsa idrica.
2. Efficientamento del Settore Idrico:
 - Recupero di volumi esistenti, ipotizzando un aumento di 4 miliardi di mc.
 - Miglioramento degli impianti esistenti, con il potenziale di guadagnare almeno 5,8 GW di potenza e risparmiare oltre 2 milioni di tonnellate di anidride carbonica.
 - Realizzazione di nuovi invasi ad uso plurimo o trasformazione di invasi monouso.
3. Efficienza Energetica e Ambientale:
 - Riduzione dei consumi energetici nella produzione e distribuzione di acqua potabile e limitazione delle perdite.
 - Produzione di energia da fonti rinnovabili (FER) per autoconsumo attraverso:
 - Installazione di mini-idroelettrici sfruttando salti motori nella rete di trasporto dell'acqua potabile.
 - Produzione di biogas e biometano da acque reflue e fanghi mediante cogenerazione.
 - Impianti fotovoltaici in aree di depurazione e fotovoltaici flottanti.
 - Implementazione di Centrali Eoliche Residenziali (CER) in aree pubbliche o private.
 - Produzione di idrogeno da acque reflue.
 - Acquisto di energia da fonti rinnovabili attraverso Power Purchase Agreements (PPA).

L'efficientamento energetico e ambientale nel settore idrico non solo contribuisce a ridurre l'impatto ambientale, ma offre anche opportunità di sviluppo sostenibile attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili e la gestione ottimizzata delle risorse idriche.

Il **settore dei rifiuti** rappresenta un significativo potenziale per le strategie di adattamento ai cambiamenti climatici, specialmente attraverso la produzione di biogas e biometano da fanghi. Tale produzione, che coinvolge la generazione di energia elettrica tramite cogenerazione e la trasformazione di fanghi da depurazione in biometano, è già implementata in diversi impianti di depurazione. Tuttavia, un'accelerazione di questa attività potrebbe essere ottenuta semplificando le procedure amministrative e chiarificando il carattere di "non rifiuto" dei fanghi trattati presso l'impianto di depurazione.

La produzione di biogas e biometano da fanghi risulterebbe facilitata dal punto di vista autorizzativo, integrando l'Allegato X alla parte quinta del D.L.gs 152/06 con l'inserimento tra i combustibili anche dei fanghi da depurazione delle acque reflue urbane.

Si fa inoltre presente che dal 1 gennaio 2024 non sarà più presente alcun incentivo per gli impianti a biogas riconvertiti che trattano fanghi da depurazione. Risulta quindi indispensabile incentivare nuovamente questa tipologia di sfruttamento della risorsa biogas, permettendo ai Gestori del SII di programmare investimenti a medio-lungo periodo.

L'implementazione di **Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)** e **agrivoltaico** in aree di proprietà pubblica o privata – oggetto peraltro di recentissimi provvedimenti: DM 23.01.2024 relativo al sistema incentivante la realizzazione delle CER e DM 21.12.2023 che disciplina l'erogazione degli incentivi del Piano di ripresa e resilienza per gli impianti agrivoltaici - sta accelerando grazie alla capacità d'investimento, alle competenze tecniche acquisite e ai fabbisogni energetici, che rendono i gestori del Servizio Idrico Integrato partner privilegiati per la realizzazione di impianti agrivoltaici nonché per la realizzazione di Comunità Energetiche Rinnovabili. L'industrializzazione di sistemi di produzione di **idrogeno** da **acque reflue** risulta ad oggi finanziariamente poco sostenibile senza misure incentivanti.

Misure abilitanti:

Gli impianti e le infrastrutture del servizio idrico integrato e dei rifiuti sono sistemi aventi una **forte connotazione territoriale**, dalla quale dipendono sia i consumi energetici nonché la possibilità di implementare impianti per la produzione di FER che possono essere limitati dalla stessa conformazione geografica degli impianti in termini di disponibilità e idoneità di terreni.

Per favorire la realizzazione di **invasi ad uso plurimo** (capaci di generare importanti impatti⁴ in termini di produzione elettrica) appare necessario:

⁴ Stima Utilitalia degli impatti:

1 miliardo di mc di invaso corrisponde a $5,8/4,4 = 1,09$ Terawattora anno = 1090 GWh/anno

1 GW di potenza corrisponde a $4400/5,8 = 758$ GWh/anno

A = $4 \times 1090 = 4360$ GWh/anno

B = $4,8 \times 1090 = 5232$ GWh/anno

C = 38 GWh/anno

Maggiore produzione di energia elettrica = $A + B + C = 4360 + 5232 + 38 = 9630$ GWh/anno

- Agevolare il recupero dei volumi esistenti accelerando le procedure di sfangamento e sghiaimento degli invasi come previsto dal “DL siccità” individuando le necessarie coperture finanziarie e/o garantendo il riequilibrio economico-finanziario degli interventi sulle concessioni.
- Accelerare gli iter di collaudo degli invasi e favorire l’efficientamento degli impianti con iter autorizzativi semplificati.
- Accelerare la pubblicazione del Piano Nazionale per le Infrastrutture Idriche prevedendo al suo interno la realizzazione di nuovi invasi ad uso plurimo e la trasformazione, ove sostenibile a fronte di un’analisi costi-benefici, degli invasi esistenti monouso ad uso plurimo.

Per la produzione di **biometano** appare opportuno, oltre a semplificazioni amministrative, sostenere progettualità che consentano di realizzare economie di scala (ad esempio la ricezione di fanghi provenienti da diversi depuratori). Gli impianti di depurazione, per loro natura, sono spesso localizzati in aree caratterizzate da vincoli urbanistici o confinanti con servizi che prevedono fasce di rispetto urbanistico (es. parchi agricoli, servizi cimiteriali, ecc.) che limitano l’installazione di **fotovoltaico** a terra nelle **aree di pertinenza degli impianti**. Occorre considerare prevalente la destinazione produttiva dei terreni ricadenti nelle pertinenze degli impianti di depurazione consentendo l’installazione di fotovoltaico a terra indipendentemente da altri vincoli urbanistici.

Le misure di efficientamento del sistema idrico nazionale nonché la produzione di FER ottenibili dalla gestione del Servizio Idrico Integrato, non sono in grado di coprire l’intero fabbisogno del sistema e quindi garantirne l’autosufficienza energetica.

Risulta pertanto necessario prevedere un progressivo ampliamento degli acquisti di energia rinnovabile attraverso PPA (Power Purchase Agreement).

Conclusioni

4 Conclusioni

L'analisi condotta ha mostrato il potenziale di crescita e sviluppo che il comparto delle utilities può mettere in campo per contribuire al conseguimento degli obiettivi di politica energetica nazionale ma, soprattutto, il punto di forza, per le imprese e per il Paese, costituito dalla **matrice territoriale dello sviluppo energetico**.

La forte accelerazione sulla transizione energetica e sulla decarbonizzazione, non solo appare in linea con il potenziale di sviluppo delle utilities in diversi ambiti, ma necessita del loro contributo poiché, per loro natura, sono in grado di valorizzare ulteriormente gli investimenti in FER e gas rinnovabili attraverso progettualità intersettoriali e di economia circolare. Un approccio dunque che **accresce l'efficienza e la sostenibilità della transizione energetica** e amplia i benefici – energetici, ambientali e sociali - resi disponibili sui territori.

Sebbene la maggior parte delle indicazioni di **sviluppo delle FER** previste nel PNIEC 2023 appaia in linea, per tipologie di investimenti e priorità, con le previsioni di sviluppo industriale delle utilities è necessario tener conto di alcune misure specifiche al contorno per sostenere gli investimenti del settore e per rendere efficiente la transizione energetica.

Per un sostegno alle progettualità nelle FER, ed in particolare per fotovoltaico ed eolico, si ritiene essenziale **valorizzare, innanzitutto, gli asset esistenti** per sfruttare il potenziale residuo della capacità installata e della producibilità degli impianti in esercizio, ma anche **massimizzare le sinergie intersettoriali**. Non è, infatti, trascurabile il contributo che alcuni comparti energivori delle utilities (come ad esempio il servizio idrico) potrebbero fornire al sistema in termini di produzione rinnovabile.

Nella stessa ottica, appare quanto mai opportuno valorizzare il potenziale del settore **idroelettrico** e del **teleriscaldamento**. Nello specifico, l'idroelettrico appare rilevante non solo in termini di contributo alla quota rinnovabile di produzione del Paese e come leva strategica per la gestione della flessibilità del mercato elettrico, ma anche per garantire la resilienza complessiva a livello di bacino idrografico.

Il teleriscaldamento, invece, strategico anche in ottica di decarbonizzazione del settore civile, necessita di misure di sostegno ed incentivazione per gli investimenti in sistemi di ultima generazione.

Tale approccio appare peraltro strategico se si considera la necessità, non secondaria, di efficientare il consumo del suolo e l'impatto ambientale che una crescita massiva delle FER potrebbe rendere critici.

Sul fronte dei **gas rinnovabili**, lo sviluppo del biometano mostra ampie potenzialità nel comparto delle utilities, non solo in termini di offerta produttiva, ma soprattutto in termini di sviluppo di una **bioeconomia circolare**, che sfrutti gli asset esistenti e le sinergie tra i vari settori (ad esempio rifiuti organici e fanghi di depurazione). Si ritiene essenziale sostenere il recupero energetico dei rifiuti per la produzione di biometano dal trattamento dei rifiuti organici.

La transizione energetica non può tuttavia prescindere da un piano rigoroso di **efficienza energetica**, un ambito nel quale le utilities sono protagoniste sia come soggetti obbligati del meccanismo dei Certificati Bianchi ma anche come fornitori di servizi di efficientamento energetico e, per alcuni comparti energivori (come ad esempio quello idrico) come soggetti che possono contribuire alla riduzione dei consumi di energia primaria.

Diverse misure abilitanti sono necessarie per sostenere e incrementare l'efficientamento energetico. Il meccanismo dei Certificati Bianchi, per essere efficace, necessita di diversi interventi regolatori, soprattutto per alimentare una maggiore liquidità del mercato. Il reale dispiegamento delle potenzialità dell'efficienza energetica, inoltre, non può prescindere dall'ampliamento dell'offerta che possa valorizzare anche gli interventi "circolari".

Se lo sviluppo delle FER e dei gas rinnovabili è centrale nella transizione energetica, **l'evoluzione infrastrutturale dei mercati energetici** ne costituisce l'indispensabile ossatura. Tuttavia, dall'analisi delle previsioni in materia sviluppo infrastrutturale, emergono alcuni elementi di perplessità. Il PNIEC 2023, pur riconoscendo il valore centrale e strategico delle reti di distribuzione elettrica e del gas naturale, sembra tuttavia mancare di visione stante la mancanza di scenari di quantificazione degli impatti.

Da un punto di vista pragmatico, è indispensabile garantire le condizioni – normative, amministrative e regolatorie - per sostenere l'incremento della hosting capacity delle reti di distribuzione elettriche e la razionalizzazione e conversione delle infrastrutture gas alla distribuzione di gas rinnovabili.

Nell'ambito delle misure di neutralità carbonica, oltre agli sviluppi della mobilità elettrica e della Carbon Capture and Storage, emerge, in via prospettica, il tema delle filiere di recupero.

La disponibilità di **materie prime critiche** è, infatti, di crescente e rilevante importanza per le prospettive di sviluppo massivo delle FER e delle tecnologie innovative.

Il potenziale delle utilities appare decisivo in tale ambito soprattutto se si considera la leva ad alto potenziale costituita dalla **filiere del riciclo e del riuso**. Considerando le stime attuali, che prevedono una crescita di 13 volte dei volumi di prodotti riciclabili al 2040, appare evidente l'esigenza di intervenire parallelamente e prioritariamente sulla promozione della raccolta dei RAEE, garantire tempistiche autorizzative congrue, rafforzare i sistemi di controllo e tracciabilità dei flussi dei RAEE, sostenere lo sviluppo di una rete impiantistica per il recupero delle materie prime critiche e di un mercato delle materie prime seconde.





www.utilitalia.it

UTILITALIA | Piazza Cola di Rienzo 80 | 00193 Roma