

PAPER

Il contributo delle utilities alla decarbonizzazione

Leva per la sicurezza
energetica e la competitività
del Paese

LUGLIO 2022

in collaborazione con



AGICI
Finanza d'Impresa

INDICE

GLOSSARIO	5
INTRODUZIONE	7
Il contesto: la decarbonizzazione come leva per la sicurezza energetica nel nuovo scenario internazionale	7
Obiettivi e struttura dello studio	7
Il punto di partenza: le conclusioni dello studio 2021	8
Linee d'azione delle utilities per decarbonizzare il Paese	8
Proposte di policy	8
1 IL MUTAMENTO DELLO SCENARIO SUI MERCATI ENERGETICI A SEGUITO DELLA CRISI IN UCRAINA	9
1.1 Il rialzo dei prezzi delle commodities energetiche	9
1.2 Il gas naturale: una risorsa essenziale nel sistema energetico italiano	11
1.3 Soluzioni per ridurre la dipendenza dal gas russo: il ruolo chiave della decarbonizzazione	12
1.4 Impatto del nuovo scenario sull'operatività e le strategie delle utilities	13
1.5 Soluzioni per la decarbonizzazione e l'indipendenza energetica: possibili scenari	14
2 L'EVOLUZIONE DEL QUADRO DI POLICY E TECNOLOGICO DI RIFERIMENTO PER LA DECARBONIZZAZIONE E LA SICUREZZA ENERGETICA	18
2.1 Policy per la decarbonizzazione	18
2.2 Policy in risposta alla crisi energetica	23
2.3 Evoluzione tecnologica	26
3 L'IMPATTO DEL NUOVO CONTESTO DI MERCATO E DELLE NOVITÀ DI POLICY SULLE FILIERE DEI SERVIZI PUBBLICI NELL'OTTICA DELLA DECARBONIZZAZIONE	30
3.1 Elettricità	30
3.2 Gas	34
3.3 Acqua	38
3.4 Rifiuti	40
3.5 Efficienza energetica	45
3.6 Mobilità	48
4 AZIONI DI POLICY PER ACCELERARE GLI INVESTIMENTI PER LA DECARBONIZZAZIONE E LA SICUREZZA ENERGETICA	51
4.1 Snellimento delle procedure autorizzative	51
4.2 Prosecuzione degli incentivi per le FER	53
4.3 Mercato elettrico renewables fit	54
4.4 Prosecuzione del capacity market	54
4.5 Remunerazione premiante per investimenti in reti elettriche smart	55
4.6 Nuovi incentivi per i gas rinnovabili	56
4.7 Nuova regolazione per le infrastrutture gas del futuro	57
4.8 Rilancio del sistema dei Certificati Bianchi	58
4.9 Armonizzazione degli incentivi per l'efficientamento energetico degli edifici	59

4.10	Incentivi alle energie rinnovabili nel settore idrico	60
4.11	Regolamentazione e promozione del riutilizzo dell'acqua depurata	60
4.12	Titoli di efficienza energetica circolare (TeeC)	61
4.13	Green procurement	62
4.14	Gli interventi prioritari per la decarbonizzazione e la sicurezza energetica	63
BIBLIOGRAFIA		65

GLOSSARIO

ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti Ambiente
BCM	Billion Cubic Meters Miliardi di Metri Cubi
CCS	Carbon Capture and Storage
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CO₂eq	Anidride carbonica equivalente
DSO	Distribution System Operator
EE	Efficienza Energetica
EUA	European Union Allowances
FER	Fonti di Energia Rinnovabile
FRNP	Fonti Rinnovabili Non Programmabili
GHG	Greenhouse Gases Gas a effetto serra
GNC	Gas Naturale Compresso
GNL	Gas Naturale Liquefatto
IoT	Internet of Things
LTS	Long Term Strategy
M&A	Merger and Acquisition
MIMS	Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili
MiSE	Ministero dello Sviluppo Economico
MiTE	Ministero della Transizione Ecologica
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
Mtep	Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio
Mton	Milioni di tonnellate
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
PNRR	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
PTE	Piano per la Transizione Ecologica
PPA	Power Purchase Agreement
SII	Servizio Idrico Integrato
TEE	Titoli di Efficienza Energetica
TLR	Teleriscaldamento
V2G	Vehicle to grid

INTRODUZIONE

Il contesto: la decarbonizzazione come leva per la sicurezza energetica nel nuovo scenario internazionale

L'impegno per la decarbonizzazione, ovvero la riduzione di emissioni climalteranti allo scopo di mitigare gli impatti del cambiamento climatico, è ormai da diversi anni nell'agenda politica di tutte le economie sviluppate. L'Unione Europea si è posta come capofila a livello mondiale di questo processo, dandosi l'obiettivo di raggiungere il livello di emissioni zero al 2050, e l'Italia, in qualità di Stato membro, è chiamata a partecipare a questo sforzo che trasformerà radicalmente il nostro sistema produttivo e di consumo.

I servizi pubblici giocano un ruolo di primo piano in questa sfida, in quanto responsabili di una quota rilevante di emissioni ma anche per la loro natura trasversale a tutti gli ambiti della società: decarbonizzare l'erogazione di servizi essenziali come l'elettricità o l'acqua potabile significa fare un passo avanti significativo per tutto il sistema paese. Le aziende che gestiscono i servizi pubblici – le utilities – hanno quindi un ruolo di primo piano nella decarbonizzazione, e più in generale nella transizione ecologica, che le sta portando a modificare in modo sostanziale le loro attività.

Per approfondire le implicazioni per le proprie associate e delineare la propria posizione rispetto ai molteplici aspetti della sfida della decarbonizzazione, nel 2021 *Utilitalia* – la federazione che riunisce e rappresenta oltre 500 aziende operanti nei settori dell'acqua, dell'ambiente, dell'energia elettrica e del gas – ha realizzato un *position paper* dal titolo *Utilities protagoniste della transizione ecologica: la sfida della decarbonizzazione*¹.

Il presente studio si colloca in continuità con il *paper* del 2021, e si propone di aggiornarne e ampliarne i contenuti alla luce delle profonde trasformazioni che si sono verificate nell'ultimo anno nello scenario in cui si svolge il processo di decarbonizzazione. Infatti, oltre alle evoluzioni delle policy attese lungo il percorso tracciato dall'Unione Europea e dal nostro Governo, la drammatica situazione geopolitica scatenata dalla guerra in Ucraina ha determinato un vero e proprio terremoto nel settore energetico, con conseguenze dirette e indirette su tutte le filiere dei servizi pubblici.

La crisi ucraina, la minaccia di un taglio delle forniture di gas da parte della Russia e il conseguente aumento dei prezzi delle commodities energetiche, hanno messo in evidenza la dipendenza dell'Europa, e di alcuni Paesi in particolare tra cui l'Italia, dal gas russo. Questa dipendenza è diventata inaccettabile sul piano politico, e mette a rischio la competitività industriale del sistema economico (per via di prezzi elevatissimi) e la stabilità del sistema energetico nazionale.

In questo quadro, accanto alla decarbonizzazione, la sicurezza energetica è diventata una priorità per la politica energetica dell'Unione Europea e dell'Italia, da raggiungere sostituendo progressivamente il gas importato dalla Russia con altre fonti di energia, ancora meglio se provenienti dal territorio nazionale. I due obiettivi – sicurezza energetica e decarbonizzazione – non sono alternativi tra loro ma sinergici: i pilastri per la decarbonizzazione, ovvero l'efficientamento dei consumi e la produzione di energia da fonti rinnovabili, sono anche strumenti per incrementare l'indipendenza energetica.

Alla luce di questo legame, gli investimenti e le politiche per la decarbonizzazione oggi acquistano ancora più valore: non solo ci permetteranno di limitare gli impatti sul pianeta nel lungo periodo, ma sono una leva fondamentale per la competitività economica e la sicurezza energetica già nell'immediato.

Obiettivi e struttura dello studio

Sulla base del contesto appena descritto, il presente studio si propone di identificare gli impatti per l'operatività e le strategie delle utilities nonché il ruolo che esse possono rivestire nella duplice sfida della riduzione delle emissioni e dell'indipendenza energetica.

Per questo, il presente documento si articola in quattro capitoli. Nel capitolo 1 è descritto il radicale mutamento nel settore energetico seguito alla crisi Ucraina, con gli impatti che esso ha avuto sulle utilities, e sono presentati degli scenari per risolvere la dipendenza dal gas russo e decarbonizzare la produzione di energia. Nel capitolo 2 si delineano le novità nel quadro di policy, comunitario e nazionale, riferite alla decarbonizzazione e in risposta alla crisi energetica scatenata dal conflitto in Ucraina.

1 *Utilitalia* (2021). *Utilities protagoniste della transizione ecologica: la sfida della decarbonizzazione*.

Inoltre, per completare il quadro di riferimento in cui le utilities operano, sono descritte le dinamiche di evoluzione delle principali tecnologie per la transizione energetica, in termini di maturità e di costo. Il Capitolo 3, a partire dalla descrizione del contesto effettuata nei primi capitoli, analizza gli impatti specifici, le opportunità e le sfide che si pongono per le utilities in ciascuno dei servizi pubblici in cui sono impegnate. Infine, il capitolo 4 suggerisce degli interventi di policy per agevolare gli investimenti delle utilities nella transizione ecologica.

Il punto di partenza: le conclusioni dello studio 2021

Per chiarire il punto di partenza di questo lavoro, che intende aggiornare e ampliare le analisi già compiute nel 2021, si riportano in estrema sintesi gli esiti del *position paper* pubblicato lo scorso anno.

- **Le 10 linee d'azione delle utilities per la decarbonizzazione.** Interventi (o un complesso di interventi riferiti a uno specifico settore) che le utilities possono compiere per decarbonizzare le proprie attività e contribuire significativamente alla decarbonizzazione del Paese
- **Le 13 proposte di policy per accelerare gli investimenti delle utilities nella transizione ecologica.** Specifiche azioni (modifiche a regolamenti e normative esistenti o introduzione di nuove misure) per rendere più semplici ed efficaci l'azione delle utilities (e non solo) nell'ambito della transizione ecologica

Le linee d'azione saranno riprese nel corso del capitolo 3, in cui per ciascuna filiera si valuteranno i progressi compiuti per gli interventi rilevanti, mentre le proposte di policy sono trattate nel corso del capitolo 4, nel quale sono riportati tutti gli aggiornamenti normativi sul tema oggetto di proposta, nonché le modifiche che si rendono necessarie alla luce della trasformazione del contesto avvenuta nell'ultimo anno.

Linee d'azione delle utilities per decarbonizzare il Paese

1. Incremento dell'impiego delle rinnovabili elettriche
2. Sviluppo dei gas rinnovabili
3. Sviluppo degli strumenti di flessibilità per il mercato elettrico
4. Digitalizzazione delle reti e degli impianti
5. Adozione di misure comportamentali
6. Elettrificazione dei consumi
7. Potenziamento del teleriscaldamento
8. Efficientamento energetico
9. Adozione di modelli circolari
10. Infrastrutture per la mobilità low carbon

Proposte di policy

1. Snellimento delle procedure autorizzative (per gli impianti rinnovabili)
2. Prosecuzione degli incentivi per le FER
3. Mercato elettrico *renewables fit*
4. Prosecuzione del meccanismo del *capacity market*
5. Remunerazione premiante per gli investimenti in reti elettriche *smart*
6. Nuovi incentivi per i gas rinnovabili
7. Nuova regolazione per le infrastrutture gas del futuro
8. Rilancio del sistema dei Certificati Bianchi
9. Armonizzazione degli incentivi per l'efficientamento energetico degli edifici
10. Incentivi alle energie rinnovabili nel settore idrico
11. Regolamentazione e promozione del riutilizzo dell'acqua depurata
12. Titoli di efficienza energetica circolare (TEEC)
13. Estensione del *Green Procurement*

1 IL MUTAMENTO DELLO SCENARIO SUI MERCATI ENERGETICI A SEGUITO DELLA CRISI IN UCRAINA

1.1 Il rialzo dei prezzi delle commodities energetiche

La ripresa economica post pandemica e l'invasione russa dell'Ucraina hanno generato delle profonde trasformazioni nei mercati energetici, sia sul lato della domanda che sul lato dell'offerta.

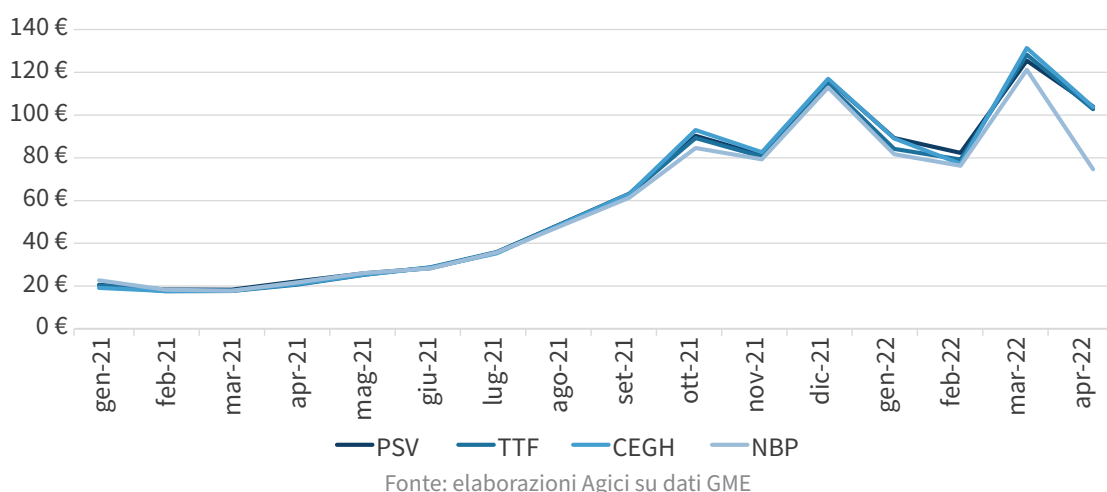
La conseguenza più evidente di queste trasformazioni è la crescita del prezzo delle commodities energetiche sui mercati, iniziata nel 3° trimestre del 2021, e che ha toccato l'apice nel mese di marzo 2022 subito dopo lo scoppio della guerra in Ucraina. Questa crescita è stata trainata principalmente dall'aumento dei prezzi del gas (e in misura minore da quelli delle EUA²). La crescita di questi è iniziata nell'estate 2021 come risultato di una combinazione di fattori:

- la ripresa delle attività produttive dopo la stagnazione dovuta alla pandemia;
- un aumento della domanda di gas nel Far East, soprattutto in Cina;
- la riduzione della produzione europea di gas determinata dal riavvio delle manutenzioni dopo il blocco imposto dalla pandemia nei giacimenti del Mare del Nord e dal progressivo esaurimento di uno dei più importanti giacimenti nei Paesi Bassi;
- il calo delle esportazioni di gas russo verso l'Europa, usato come mossa di pressione politica, inizialmente per spingere verso l'attivazione del gasdotto North Stream 2³.

In aggiunta, le tensioni tra Russia e Ucraina, culminate con l'invasione alla fine di febbraio 2022, hanno generato un ulteriore aumento dei prezzi, legato al timore di una possibile riduzione delle forniture di gas (volontaria o in conseguenza di danni alle infrastrutture) dalla Russia verso l'Europa.

Le figure successive mostrano chiaramente l'andamento delle quotazioni appena descritto. Nella figura 1-1 sono rappresentati i prezzi del gas nei principali *hub* di scambio europei: TTF (Olanda), CEGH (Austria), NBP (Regno Unito) e il PSV (Punto di scambio virtuale, Italia), che a partire da maggio 2021 hanno iniziato a crescere e sono passati in meno di un anno da 20 €/MWh fino a superare i 100, mantenendo quotazioni sostanzialmente allineate tra di loro.

FIGURA 1-1 | PREZZO DEL GAS SULLE PRINCIPALI BORSE EUROPEE [€/MWH, MEDIE MENSILI]

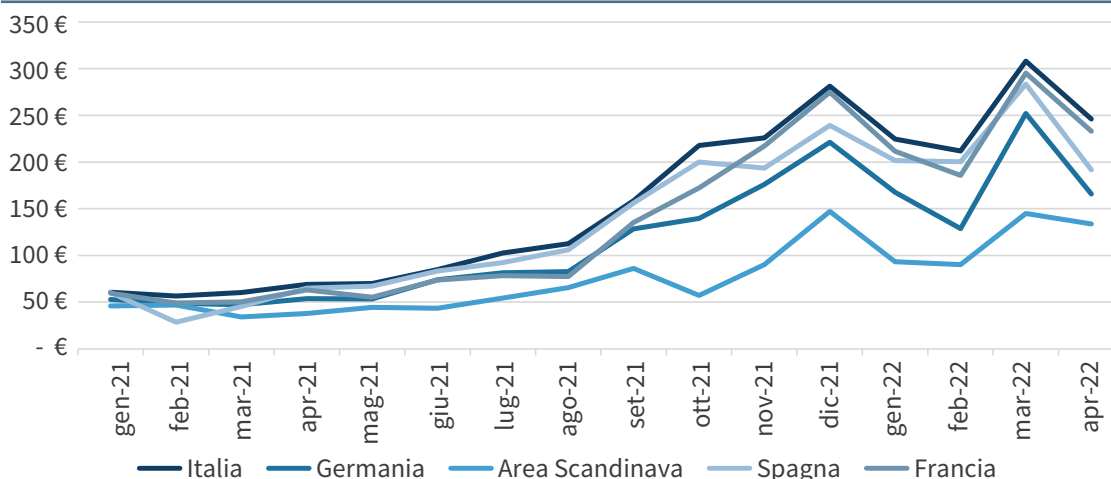


² *European Union Allowances*: i titoli per l'emissione di CO₂ nel sistema *Emission Trading Scheme* dell'Unione Europea.

³ Il *North Stream 2*, completato a settembre 2021, è il nuovo gasdotto che si estende dalla Russia fino alla costa tedesca, per 1.230 chilometri sotto il Mar Baltico. Il nuovo progetto si sviluppa in parallelo al gasdotto, già esistente, *North Stream*.

I prezzi dell'energia elettrica mostrano invece maggiori divergenze tra i diversi Paesi europei, in virtù della diversa composizione del parco di generazione elettrica e dei diversi meccanismi di funzionamento dei mercati: i Paesi con un mix caratterizzato da una forte presenza di rinnovabili (ad esempio i Paesi scandinavi) hanno subito un impatto minore derivante dal rincaro del prezzo del gas. L'Italia, che soddisfa il 43% del proprio fabbisogno di elettricità tramite la generazione termoelettrica a gas, lo ha invece subito maggiormente, ed è il Paese con il prezzo maggiore per l'energia elettrica.

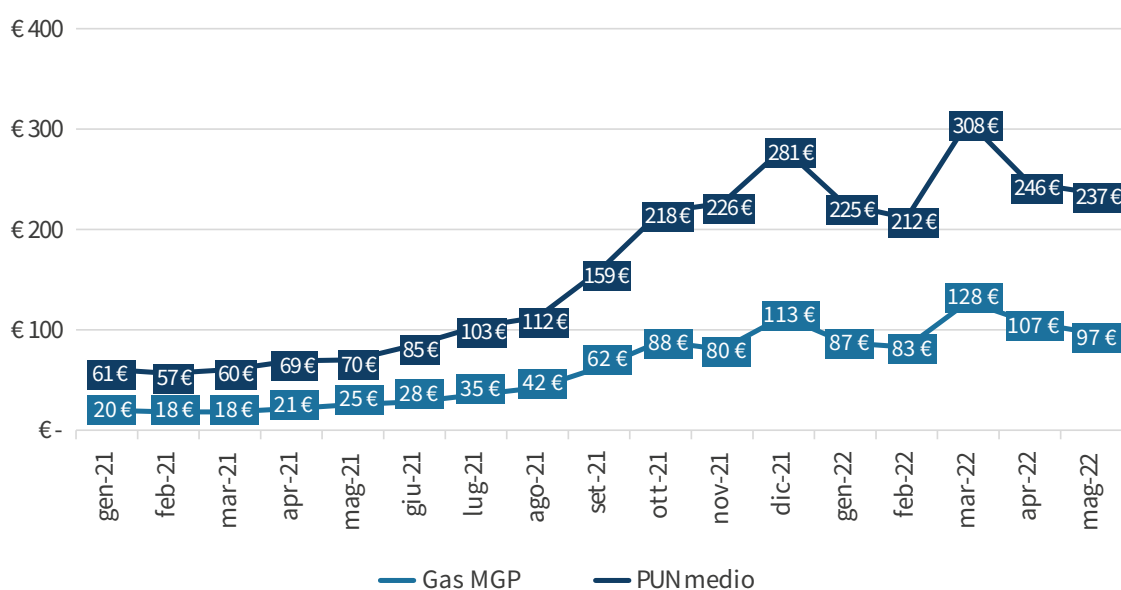
FIGURA 1-2 | QUOTAZIONI DELL'ENERGIA ELETTRICA NEI PAESI EUROPEI [€/MWH, MEDIE MENSILI]



Fonte: elaborazioni Agici su dati GME

Guardando nello specifico al mercato italiano (Fig. 1-3), è possibile quantificare l'aumento dei prezzi con cui le utilities si sono dovute confrontare. Negli ultimi dodici mesi il prezzo del gas sul Mercato del Giorno Prima (MGP) è cresciuto del +296%, e si attesta oggi stabilmente intorno ai 100 €/MWh, mentre quello dell'energia elettrica (PUN medio mensile) è cresciuto del 238%, arrivando addirittura a superare i 300 €/MWh nel mese di marzo. Va sottolineato che queste dinamiche di prezzo, sia per il gas che per l'elettricità, si sono verificate senza squilibri significativi tra domanda e offerta: le quantità scambiate su entrambi i mercati sono rimaste stabili nell'ultimo anno.

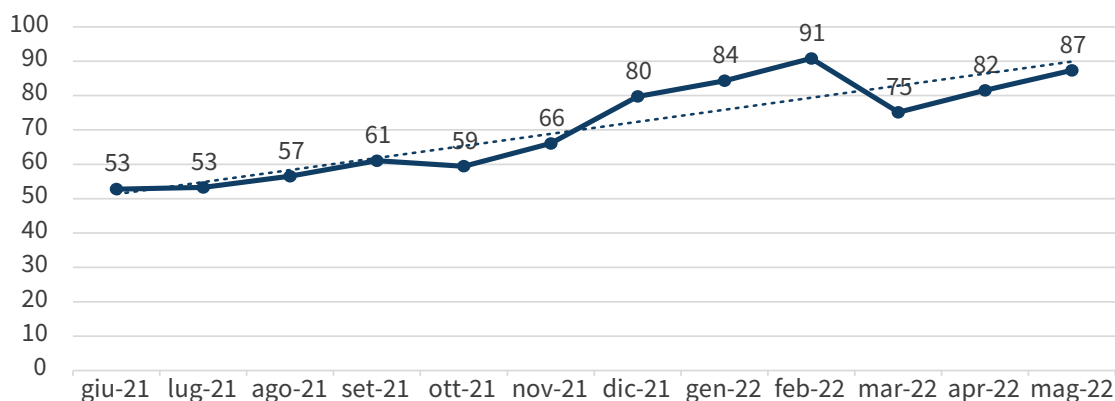
FIGURA 1-3 | PREZZI DELLE COMMODITIES ENERGETICHE SUL MERCATO ITALIANO DA GENNAIO 2021 A MAGGIO 2022 [€/MWH]



Fonte: elaborazione Agici su dati GME

Da ultimo, nella figura 1-4 si mostra l'andamento del prezzo dei certificati di emissione della CO₂ nel sistema ETS (EUA - *European Union Allowances*), un altro elemento che incide sulla formazione finale del prezzo dell'elettricità, dato che le centrali a gas (e a carbone), oltre al prezzo della materia prima, devono sostenere anche il costo di acquisto di questi certificati. Negli ultimi 12 mesi il prezzo dei certificati è cresciuto del +65%, passando da 53 a 87 euro, causando un maggiore esborso per gli operatori che gestiscono le centrali termoelettriche (nonché per gli operatori industriali dei settori ETS).

FIGURA 1-4 | MEDIA MENSILE DEL PREZZO DEI CERTIFICATI DI EMISSIONE PER LA CO₂

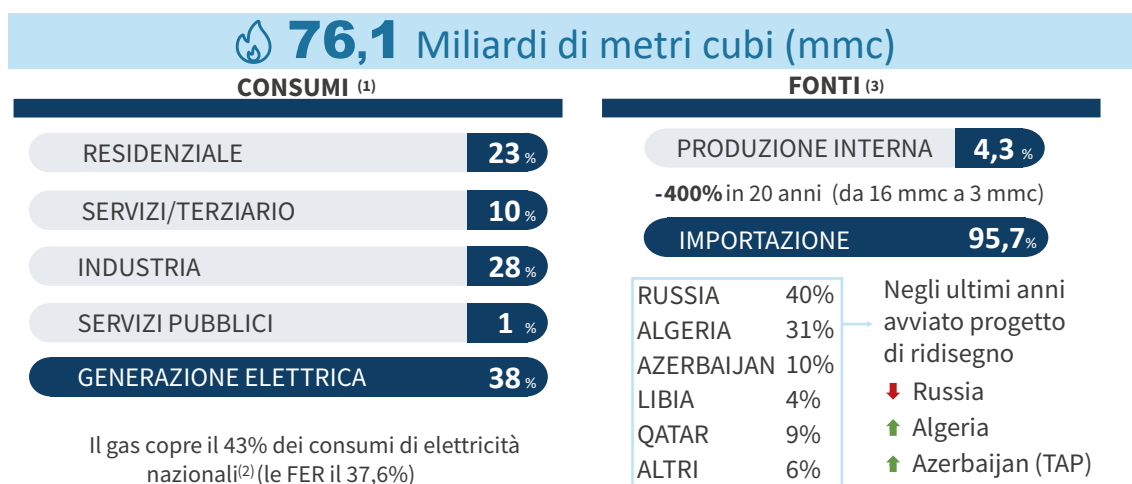


Fonte: elaborazioni Agici su dati Sendeco2

1.2 Il gas naturale: una risorsa essenziale nel sistema energetico italiano

Vale la pena a questo punto approfondire il ruolo del gas naturale nel sistema energetico italiano e le sue dinamiche di domanda e offerta. La grafica nella figura 1-5 ne chiarisce gli aspetti fondamentali.

FIGURA 1-5 | DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA



Fonte: elaborazioni Agici su dati ARERA, Terna, MiTE

Alcuni dati meritano di essere commentati. Come anticipato, il gas riveste un ruolo fondamentale nella generazione elettrica: più di un terzo del consumo è dedicato a questo scopo. Nel contesto attuale, i dati più allarmanti riguardano le fonti di approvvigionamento: quasi il 96% del gas consumato in Italia proviene dall'estero (82,8 % tramite gasdotti, 12,9% GNL⁴) a seguito dell'interruzione dello sfruttamento

4 Gli impianti di rigassificazione attivi in Italia attualmente sono tre: a Rovigo e Panigaglia (SP) ci sono due terminali fisse mentre a largo di Livorno è presente un sistema cosiddetto FSRU (Floating Storage Regassification Unit), costituito da una nave metaniera riconvertita.

di diversi giacimenti nazionali (per motivi ambientali e per l'esaurimento delle riserve), che negli ultimi 20 anni ha fatto crollare la produzione interna da 16 a 3 bcm. Inoltre, ad oggi, il nostro maggiore fornitore di gas è la Russia, nonostante sia stato avviato negli ultimi anni un processo di ridisegno degli approvvigionamenti con l'apertura del nuovo gasdotto TAP che porta gas dall'Azerbaijan, e con uno sfruttamento maggiore del gasdotto che collega l'Algeria alla Sicilia. Altri progetti, che avrebbero permesso una più ampia diversificazione, sono stati osteggiati nel corso degli anni: un esempio è la costruzione del terminale di rigassificazione di Brindisi da parte di *British Gas*, che dopo più di 10 anni dalla presentazione del progetto iniziale, ha abbandonato nel 2012 le operazioni.

1.3 Soluzioni per ridurre la dipendenza dal gas russo: il ruolo chiave della decarbonizzazione

Dato il ruolo centrale che il gas riveste oggi nel sistema energetico nazionale, la dipendenza dall'estero, e in particolare dalla Russia, è diventata oggi insostenibile sul piano politico, economico (dato l'aumento dei prezzi) e della sicurezza delle forniture.

Ma quali sono le possibili soluzioni? Nel breve periodo è necessario puntare su una maggiore flessibilità e diversificazione negli approvvigionamenti di gas. Uno strumento è dato innanzitutto dagli stoccaggi e in questo campo l'Italia può contare su una buona capacità, pari a 17,8 bcm, che permette di coprire circa il 24% dei consumi annuali. Sarà fondamentale in vista dell'inverno 2022 e dei prossimi riempire al massimo questa capacità, ma per farlo sarà necessario dare incentivi alle aziende che importano e vendono gas, poiché, ai prezzi di mercato attuali, lo stoccaggio non risulta conveniente. Un'altra leva fondamentale è la diversificazione delle forniture, per poter progressivamente ridurre la quota di importazione dalla Russia. A partire da marzo 2022 il Governo si è mosso in questo senso stringendo accordi con diversi paesi:

- Algeria: l'Italia riceverà a partire dal prossimo inverno 1-2 bcm aggiuntivi che cresceranno fino a 9 bcm nel 2023-2024, rispetto ai 22,6 bcm importati nel 2021
- Egitto: l'accordo sottoscritto dal gruppo Eni, fino a 3 bcm in più con destinazione l'Europa e in particolare l'Italia
- Congo: l'accordo riguarderà forniture per circa 4,5 bcm di gas all'anno
- Angola: è stato firmato un contratto che prevede una fornitura da circa 1,5 bcm di gas all'anno

Da Egitto, Congo e Angola le forniture arriveranno sotto forma di GNL (gas naturale liquefatto): questo pone il tema della capacità di rigassificazione nazionale, che è centrale per garantire una maggiore flessibilità nell'approvvigionamento di gas, poiché permette di acquistare gas da un maggior numero di fornitori. Ad oggi sono attivi tre rigassificatori (La Spezia, Livorno, Rovigo), la cui capacità si aggira intorno agli 11 bcm l'anno.

Al momento si stanno valutando diverse opzioni per l'aumento della capacità di rigassificazione. Una prima soluzione sarebbe l'acquisizione da parte di Snam di due navi metaniere da riconvertire in terminali di rigassificazione (cosiddetta FSRU – *Floating Storage and Regasification Unit*) che potrebbero trovare collocazione a Ravenna e Piombino. Il 1° giugno Snam ha finalizzato l'acquisto della prima di queste due navi, la *Golar Tundra*⁵, che con una capacità di rigassificazione di 5 bcm l'anno potrebbe contribuire a soddisfare circa il 6,5% del fabbisogno di gas, portando la capacità totale di rigassificazione intorno ai 20 bcm. La destinazione della nave tra Ravenna e Piombino non è ancora nota, ai primi di giugno sono stati nominati come commissari straordinari per i rigassificatori i presidenti delle Regioni Toscana ed Emilia-Romagna (Giani e Bonaccini).

Accanto ai progetti relativi alle FSRU, rispettivamente Enel in Sicilia (Porto Empedocle) e Sorgenia e Iren in Calabria (Gioia Tauro), si sta valutando l'investimento in terminali di rigassificazione stabili. Si tratta tuttavia di investimenti molto onerosi, la cui redditività si basa sull'ipotesi di una domanda elevata e prolungata nel tempo di gas liquefatto.

Accanto a soluzioni basate su una maggiore flessibilità e diversificazione degli approvvigionamenti di gas, esistono opzioni più strutturali per ridurre la dipendenza energetica dal gas russo che si basano sulla possibilità di ridurre il consumo finale, attraverso tre strade fondamentali:

1. L'efficiamento energetico a tutti i livelli: residenziale, industriale e della pubblica amministrazione

5 L'accordo tra Snam e Golar LNG è stato concluso il 1° giugno per un corrispettivo di 330 milioni di euro.

2. L'impiego crescente di fonti rinnovabili per la generazione di elettricità, così da ridurre il consumo di gas per la generazione termoelettrica
3. La produzione di gas rinnovabili per sostituire il gas fossile, in particolare di biometano, che può essere immesso in rete in modo equivalente al metano, ma anche di biogas, che può essere sfruttato per la generazione di elettricità e calore e di idrogeno, che può essere usato come vettore per lo stoccaggio di energia e per decarbonizzare i cosiddetti settori *hard-to-abate*

Queste misure, oltre a ridurre la dipendenza energetica dall'estero, poiché spostano la produzione di energia sul territorio nazionale, hanno evidenti benefici in termini di riduzione delle emissioni e sono pertanto dei pilastri della strategia di decarbonizzazione.

Tale evidenza spinge a una considerazione fondamentale: alla luce del nuovo scenario che si sta delineando a livello geopolitico e sui mercati energetici – caratterizzato da elevati prezzi sui mercati delle commodities e incertezza sulla continuità degli approvvigionamenti – gli investimenti in decarbonizzazione risultano ancora più urgenti e necessari, non solo per motivi legati alla salvaguardia dell'ambiente, ma anche e soprattutto per motivazioni di competitività economica e di sicurezza delle forniture.

1.4 Impatto del nuovo scenario sull'operatività e le strategie delle utilities

Il nuovo scenario del mercato energetico, in particolare il rialzo dei prezzi delle commodities, incide pesantemente sulle attività delle utilities in diversi modi, a seconda delle fasi delle filiere in cui esse operano.

Per quanto riguarda il settore energetico, impattato in modo diretto dall'aumento dei prezzi, è opportuno fare dei distinguo legati alle diverse attività che le utilities svolgono. Rispetto alla produzione di elettricità, per chi gestisce gli impianti termoelettrici a gas, la situazione odierna comporta maggiori costi e difficoltà nell'approvvigionamento, che possono creare criticità sul lato delle liquidità per gli operatori. Un discorso opposto vale per gli impianti FER, che non hanno costi legati alle materie prime e, se vendono energia sul mercato, possono beneficiare dei costi marginali del termoelettrico a gas per vendere l'energia a prezzi elevati, realizzando margini di guadagno maggiori che in passato. Questo ragionamento non si applica tuttavia agli impianti incentivati (buona parte della capacità fotovoltaica ed eolica). In molti casi⁶ questi impianti ricevono una tariffa fissa, che quindi non varia con l'aumento dei prezzi di mercato e anzi, dove i produttori hanno optato per i cosiddetti contratti a due vie⁷, sarà il produttore a dover versare un contributo al GSE qualora il prezzo zonale dell'energia superi la tariffa spettante, contribuendo in questo modo a ridurre gli oneri complessivi per il sistema.

Sul lato della vendita delle commodities, a livello generale si è verificata una crescita dei ricavi ma anche dei costi, con un limitato aumento dei margini per le utilities. Va considerato che una parte dei clienti finali sul mercato libero hanno contratti a prezzo fisso, per cui su di essi i venditori di energia non possono scaricare i maggiori costi di approvvigionamento. Per i clienti sul mercato tutelato, al contrario, il maggiore costo di approvvigionamento è scaricato sugli utenti, creando un maggiore rischio di insolvenza di questi ultimi. Un altro aspetto da considerare è che l'aumento del costo delle materie prime nel medio periodo comporta un maggiore costo per la copertura del rischio legato alla fluttuazione dei prezzi. Infine, con costi di approvvigionamento crescenti, gli operatori di vendita vanno incontro a un maggiore impegno finanziario dovuto allo sfasamento temporale tra il momento di acquisto della materia prima e quello dell'incasso (solitamente il mese successivo).

Vanno poi considerati gli impatti sulle utilities in qualità di consumatori di energia: nel caso di attività come la gestione del servizio idrico, o il trattamento dei rifiuti, le utilities sono veri e propri energivori, e dunque si sono trovate a fronteggiare un deciso aumento dei propri costi operativi. Un esempio eclatante arriva dal SII: per gli operatori il costo dell'energia elettrica necessaria per erogare il servizio acquedotto è passato da 302 milioni di euro nel 2019 a 1.456 milioni di euro (previsti) per il 2022.⁸

Esistono poi delle considerazioni di ordine strategico per le utilities in questo nuovo scenario. Si è già evidenziato come a livello nazionale la priorità di aumentare l'indipendenza energetica spinga verso l'adozione di soluzioni per la decarbonizzazione, basate sull'efficientamento energetico, l'impiego di

6 Nel corso degli anni si sono susseguiti diversi sistemi di incentivo per le FER elettriche. I sistemi cosiddetti *Feed-in-Tariff FIT*, ovvero a tariffa fissa per il ritiro dell'energia sono stati i più utilizzati da diversi strumenti (ad esempio: Conto Energia, Tariffa Omnicomprensiva).

7 Possibilità introdotta con il decreto FER 1 del 4 luglio 2019.

8 Stime Agici su dati GME. Si veda il paragrafo 3.3 per approfondimenti.

fonti rinnovabili (elettriche e gas) e la circolarità. Questo è valido anche a livello della singola utility: investire in soluzioni legate alla produzione e al consumo di energie rinnovabili, nell'efficiamento dei propri consumi e nell'adozione di modelli circolari, risulta oggi ancora più conveniente a fronte di costi elevati e incertezze legate all'approvvigionamento di combustibili fossili. Soluzioni di questo tipo sono applicabili in tutte le filiere dei servizi pubblici: nel Capitolo 3, dedicato all'analisi delle attività delle utilities per filiera, saranno affrontate nel dettaglio.

1.5 Soluzioni per la decarbonizzazione e l'indipendenza energetica: possibili scenari

Si è già illustrato nel corso del capitolo corrente come gli interventi per incrementare l'indipendenza energetica, resi necessari dall'attuale crisi geopolitica con la Russia, coincidano di fatto con le azioni per perseguire la decarbonizzazione della produzione e consumo di energia. Di seguito sono presentati due scenari, frutto di uno studio realizzato da Agici e Accenture⁹, costruiti simulando un *mix* di interventi (coerenti con le indicazioni del piano *REPowerEU*¹⁰) che consentano di ridurre la dipendenza dal gas e di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, agendo su quattro leve principali: installazione di FER; produzione di biometano; efficienza energetica; flessibilità degli approvvigionamenti di gas. I due scenari, presentati sinteticamente nella Tabella 1-1, differiscono per la velocità e l'intensità con cui le stesse leve sono messe in campo da qui al 2030: uno scenario più moderato (*progressive growth*) e uno più spinto (*green acceleration*). I risultati sono presentati in termini di volumi di gas evitato e riduzione cumulativa di CO₂. Questi scenari non sono da interpretare come una *roadmap* o una previsione per il futuro, ma sono molto utili per dare una quantificazione dell'impatto che le leve citate possono avere sul sistema energetico.

TABELLA 1-1 | ELEMENTI CHIAVE DEGLI SCENARI DI DECARBONIZZAZIONE

LEVE	PROGRESSIVE GROWTH	GREEN ACCELERATION
Accelerazione installazione di fonti rinnovabili	Da 2 a 15 GW/anno	20 GW/anno nei prossimi 3 anni
Incremento produzione di biometano	3 bcm al 2030	8 bcm al 2030
Aumento efficienza energetica	Fino all'1% tasso annuo (ipotesi riduzione incentivi esistenti nel residenziale)	Fino all'1,5% tasso annuo (ipotesi prosecuzione incentivi seppure con quote minori di copertura)
Flessibilità fonti di approvvigionamento gas	Produzione termoelettrica a carbone (fino al 2025) e import da altri paesi	Produzione interna di gas e import di LNG

Fonte: elaborazioni su studio Accenture-Agici (2022)

Scenario progressive growth

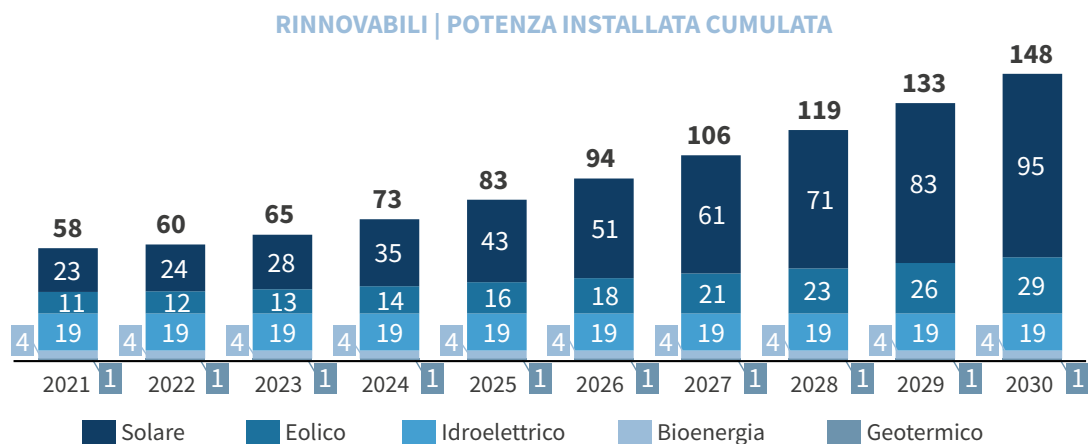
Assunzioni di base:

- Una crescita graduale delle rinnovabili nel periodo 2022-30 (Fig. 1-6): da 2 GW nel 2022 a 15 GW nel 2030
- Incremento graduale della produzione di biometano: +2,5 bcm all'anno nel 2026 e +3,0 bcm dal 2030
- Un ridotto tasso di crescita degli interventi di efficienza energetica, basato sull'ipotesi di riduzione degli incentivi esistenti allo stato attuale
- Diversificazione delle fonti di approvvigionamento gas basata sui piani annunciati dal MITE (diversificazione geografica delle importazioni su gasdotti, incremento acquisizione LNG, incremento produzione nazionale di gas)
- Produzione nazionale di gas naturale costante e pari a 5,5 bcm/anno
- Maggiore ricorso (rispetto allo scenario green acceleration) alla produzione di elettricità da carbone nel 2022 e 2023

⁹ Accenture, Agici (2022). *Italia e dipendenza energetica: diversificare le fonti e investire sulle rinnovabili per un futuro meno vincolato e più decarbonizzato*.

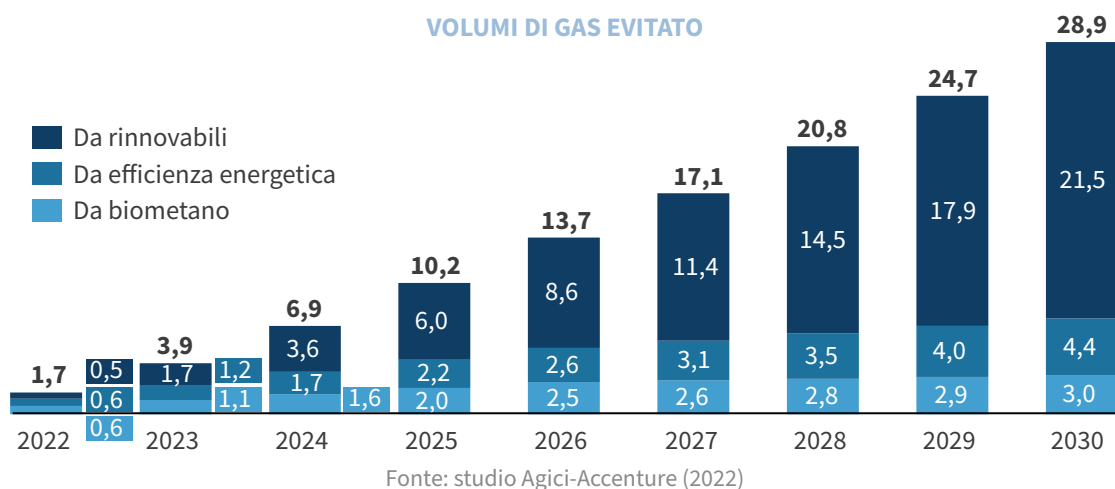
¹⁰ Commissione europea, COM(2022) 230, Piano *REPowerEU*.

FIGURA 1-6 | SCENARIO PROGRESSIVE GROWTH - CRESCITA DELLA POTENZA RINNOVABILE INSTALLATA 2021-2030 [GW]



È interessante osservare, come mostrato nella figura 1-7, l'impatto che le diverse leve hanno sulla riduzione del consumo di gas fossile. Dal grafico si evince chiaramente come il contributo maggiore sia da attendersi dall'installazione crescente di nuova capacità rinnovabile.

FIGURA 1-7 | SCENARIO PROGRESSIVE GROWTH - IMPATTO DELLE LEVE SULLA RIDUZIONE DEL CONSUMO DI GAS [BCM]



Risultati dello scenario:

- Indipendenza dal gas russo entro il 2024, grazie a una minore domanda di gas e alla diversificazione delle forniture
- Raggiungimento dell'obiettivo di decarbonizzazione (-55% di CO₂ al 2030, come da nuovo target europeo) al 2028
- La domanda di elettricità coperta da fonti rinnovabili è pari al 69% nel 2030 (in linea con il livello del 70% indicato dal Piano per la Transizione Ecologica¹¹)
- Riduzione della domanda di gas annuale (al 2030) di 28,9 bcm, pari al -38% rispetto alla domanda attuale (76 bcm)
- Riduzione cumulata della domanda di gas: 128 bcm
- Riduzione cumulata di CO₂: 27 Mton

11 Si veda l'approfondimento dedicato al PTE nel paragrafo 2.1.

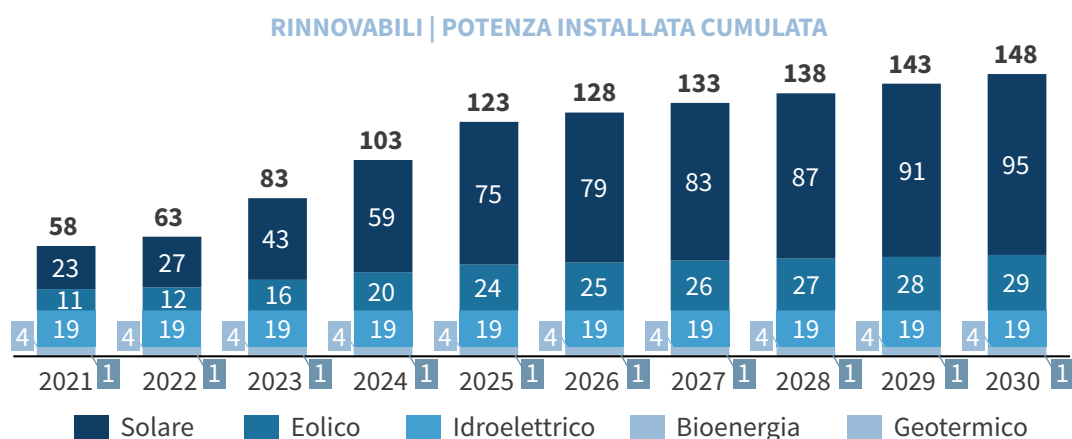
Scenario green acceleration

Assunzioni di base:

- Forte crescita della capacità rinnovabile fino al 2025 (+ 20 GW all'anno), con un rallentamento a partire dal 2026 (+5 GW all'anno)
- Incremento graduale ma ambizioso della produzione di biometano: +2,5 bcm all'anno nel 2026 e +8,0 bcm nel 2030
- Mantenimento di un elevato tasso di crescita degli interventi di efficienza energetica, basato sull'ipotesi di estensione degli incentivi esistenti, seppure con una progressiva riduzione della quota parte di investimento coperta¹²
- Produzione nazionale di gas naturale costante e pari a 5,5 bcm/anno
- L'accelerazione nell'installazione rinnovabile a partire dal 2022 non richiede un maggior impiego delle centrali a carbone per eliminare il consumo di gas russo

Il risultato finale in termini di capacità rinnovabile installata al 2030 è il medesimo dello scenario *progressive growth*: 148 GW. Tuttavia, l'accelerazione immediata nell'installazione di impianti FER, per quanto estremamente sfidante per tutti gli operatori della filiera, permette di evitare da subito una maggiore quantità di consumo di gas, e quindi amplificare l'impatto sia in termini di sicurezza energetica che di riduzione delle emissioni.

FIGURA 1-8 | SCENARIO GREEN ACCELERATION – CRESCITA DELLA POTENZA RINNOVABILE INSTALLATA 2021-2030 [GW]



Fonte: studio Agici-Accenture (2022)

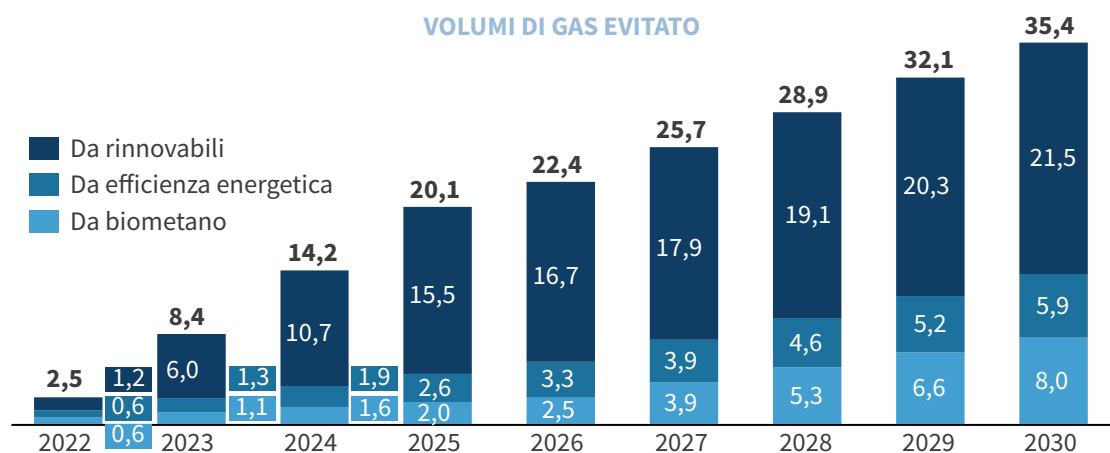
Risultati dello scenario:

- Indipendenza dal gas russo entro il 2023
- Raggiungimento dell'obiettivo di 114 GW di rinnovabili¹³ al 2025
- La domanda di elettricità coperta da fonti rinnovabili raggiunge il 60% già al 2025, e si attesta al 69% nel 2030 (in linea con lo scenario *progressive growth*)
- Riduzione della domanda di gas annuale (al 2030) di 35,4 bcm, pari al -46% rispetto alla domanda attuale (76 bcm)
- Riduzione cumulata della domanda di gas: 190 bcm
- Riduzione cumulata di CO₂: 68 Mton

¹² Si fa riferimento in particolare alla misura del Superbonus 110%, la cui possibile evoluzione è approfondita nel paragrafo 4.9 di questo studio.

¹³ Indicato dal Ministro della transizione ecologica Roberto Cingolani in audizione alla Commissione Industria del Senato come il target al 2030 che sarà indicato dal nuovo *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030*, PNIEC.

FIGURA 1-9 | SCENARIO GREEN ACCELERATION – IMPATTO DELLE LEVE SULLA RIDUZIONE DEL CONSUMO DI GAS [BCM]



Fonte: studio Agici-Accenture (2022)

Un'ultima considerazione conclusiva è opportuna. È evidente che, entrambi gli scenari, per essere realizzati, vanno a porre delle sfide per tutti gli attori – operatori privati e istituzioni – del settore: eliminazione dei colli di bottiglia nel processo autorizzativo degli impianti, massicci investimenti da parte degli operatori e quindi un fabbisogno finanziario notevole, complessità nell'approvvigionamento dei componenti e della manodopera, solo per citarne alcuni. Tuttavia, bisogna anche considerare gli investimenti e le spese che un esteso ricorso agli strumenti di decarbonizzazione (rinnovabili elettriche, ma anche biometano ed efficienza energetica) permettono di evitare. Innanzitutto, il volume di importazioni di gas evitato, ai prezzi correnti, permette un risparmio di spesa per la collettività (operatori e soprattutto consumatori finali). In secondo luogo, entrambi gli scenari permettono di evitare investimenti in nuove infrastrutture gas: non occorrerebbero infatti né nuovi terminali di rigassificazione (gli scenari prevedono unicamente di sfruttare al massimo la capacità attuale di rigassificazione pari a 15,8 bcm) né ampliamenti della capacità dei gasdotti esistenti. Questo permetterebbe naturalmente di generare un risparmio di spesa, evitando di realizzare opere infrastrutturali che rischierebbero di diventare poco utilizzate ben prima del termine della loro vita utile in conseguenza della prevedibile riduzione dei consumi di gas.

2 L'EVOLUZIONE DEL QUADRO DI POLICY E TECNOLOGICO DI RIFERIMENTO PER LA DECARBONIZZAZIONE E LA SICUREZZA ENERGETICA

Questo capitolo analizza le principali novità¹⁴ di policy pubblicate nell'ultimo anno – a livello comunitario e nazionale – previste dal percorso di decarbonizzazione tracciato a livello istituzionale, e quelle promulgate in risposta alla crisi Ucraina per mitigare gli impatti negativi delle tensioni sui mercati energetici. Con l'intento di completare la descrizione dell'evoluzione del contesto in cui operano le utilities, in chiusura del capitolo è riportata inoltre una breve analisi sui *trend* di sviluppo delle tecnologie per la transizione energetica, leva fondamentale per la riduzione delle emissioni.

2.1 Policy per la decarbonizzazione

A livello comunitario sono analizzati:

- La tassonomia europea
- Il pacchetto *Fit for 55*
- Il pacchetto *Hydrogen and renewable gas*

A livello nazionale:

- Il Piano per la Transizione Ecologica e l'aggiornamento (previsto) del PNIEC
- Il recepimento della direttiva RED II
- Il recepimento della direttiva IEM sul mercato interno dell'elettricità
- La bozza di decreto FER 2

Tassonomia europea

Il regolamento UE 2020/852 ha introdotto una classificazione comune europea per le attività sostenibili (tassonomia). Questo strumento si pone l'obiettivo di definire le caratteristiche di sostenibilità di progetti e attività, orientando operatori finanziari e imprese verso investimenti ecosostenibili, nonché di contrastare il fenomeno del *greenwashing* attraverso una maggiore trasparenza delle attività finanziarie.

Secondo il regolamento, per essere definita ecosostenibile un'attività deve soddisfare diversi elementi:

1. Contributo ad almeno uno dei sei obiettivi ambientali previsti dall'Unione Europea:
 - a. Mitigazione dei cambiamenti climatici
 - b. Adattamento ai cambiamenti climatici
 - c. Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine
 - d. Transizione verso un'economia circolare
 - e. Prevenzione e riduzione dell'inquinamento
 - f. Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi
2. Rispetto del principio *Do No Significant Harm* (DNSH), secondo cui l'attività che contribuisce ad almeno uno degli obiettivi previsti non deve arrecare un danno significativo a nessuno degli altri obiettivi ambientali.
3. Conformità alle condizioni minime di salvaguardia con cui le imprese garantiscono l'allineamento dell'attività in questione con le linee guida OCSE, i principi guida UN relativi a imprese e diritti umani e le convenzioni sui diritti del lavoro.
4. Rispetto dei criteri di vaglio tecnico¹⁵, che garantiscono un impatto positivo o una riduzione

¹⁴ Allo scopo di aggiornare il *position paper* pubblicato da *Utilitalia* nel settembre 2021, in questa sede sono analizzate le policy pubblicate tra il giugno 2021 e il maggio 2022.

¹⁵ A questo proposito, al momento è stato adottato solo il regolamento delegato UE 2021/2139 che fissa i criteri di vaglio tecnico per gli obiettivi di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici (criteri climatici). Entro fine 2022 sono previsti anche quelli relativi agli altri obiettivi (criteri ambientali).

dell'impatto negativo da parte dell'attività economica sull'obiettivo climatico a cui contribuisce: i criteri, infatti, specificano le prescrizioni minime da rispettare per considerare l'attività economica come ecosostenibile.

Il regolamento che introduce la tassonomia europea ha avviato un processo, ancora in corso di completamento, attraverso l'adozione di diversi atti delegati¹⁶ che contribuiscono alla sua corretta ed efficace implementazione. In particolare, si segnala l'atto delegato complementare sul clima approvato in linea di principio dalla Commissione europea il 2 febbraio e pubblicato il 9 marzo 2022¹⁷, che amplia le attività riconosciute per la mitigazione dei cambiamenti climatici includendo, a condizioni rigorose, attività specifiche di produzione di energia elettrica da nucleare e gas nella lista delle attività economiche coperte dalla tassonomia UE. Questa proposta, che è stata vista da diversi osservatori come un passo indietro rispetto agli obiettivi del *Green Deal* e che ha visto una netta spaccatura tra i paesi membri dell'UE, è stata giustificata con la necessità di accompagnare lo sviluppo delle rinnovabili (intermittenti) con fonti che garantiscano programmabilità. Una volta terminato il periodo di controllo della proposta, se non ci saranno obiezioni sollevate da parte dei co-legislatori, l'atto entrerà in vigore dal 1° gennaio 2023.

Pacchetto *Fit for 55*

In seguito all'adozione del regolamento UE 2021/1119 che fissa l'obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di gas serra pari al 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 (art.4), nonché l'obiettivo di neutralità carbonica da conseguire entro il 2050 (art. 2), la Commissione europea ha adottato un pacchetto di proposte legislative, detto *Fit for 55*¹⁸, recante modifica della normativa comunitaria vigente in tema di transizione energetica, decarbonizzazione e lotta ai cambiamenti climatici. Il pacchetto *Fit for 55* prevede la modifica di una serie di direttive e regolamenti¹⁹ nell'ottica di ridefinire gli obiettivi specifici in diversi ambiti (sistema ETS; rinnovabili; efficienza energetica; settori LULUCF²⁰) rendendoli coerenti con il macro-obiettivo di riduzione delle emissioni del 55%.

In sintesi, entro il 2030 si prevede:

- Rinnovabili: aumento del target di copertura dei consumi finali lordi con FER, dal 32% al 40%
- Efficienza energetica: sostituzione dell'obiettivo non vincolante di risparmio energetico pari a 32,5% con un obiettivo vincolante pari al 36% (per i consumi finali) o 39% (per i consumi primari)
- Emissioni di gas serra:
 - settori ETS: aumento del target di riduzione da 43% a 61% rispetto ai livelli del 2005;
 - settori non-ETS: aumento del target di riduzione da 30% a 40% rispetto ai livelli del 2005;
 - settori LULUCF: aumento del target di assorbimento netto da 225 a 310 MtCO₂eq.

16 Regolamento UE 2020/852, art. 23.

17 COM (2022) 631 final.

18 COM (2021) 550 final.

19 Le direttive e i regolamenti oggetto di revisione e modifica sono:

- Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- Direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
- Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio (e successive modifiche);
- Direttiva 2003/96/CE del Consiglio, del 27 ottobre 2003, che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità;
- Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura nel quadro 2030 per il clima e l'energia, e recante modifica del regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE;
- Regolamento (UE) 2018/842 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 come contributo all'azione per il clima per onorare gli impegni assunti a norma dell'accordo di Parigi e recante modifica del regolamento (UE) n. 525/2013.

20 *Land Use, Land Use Change and Forestry*.

Inoltre, è prevista una revisione al sistema di tassazione sull'energia che propone l'allineamento dell'aliquota minima d'imposta relativa ai combustibili utilizzati nei trasporti e per il riscaldamento con i nuovi obiettivi climatici dell'UE, promuovendo le fonti più pulite, come i biocarburanti.

Infine, il pacchetto *Fit for 55* introduce nuovi strumenti normativi, come il meccanismo di adeguamento alle frontiere, attraverso il quale verrà definito il prezzo delle importazioni di prodotti ad alta intensità di carbonio, tra cui cemento, alluminio, acciaio ed energia elettrica. A questo si aggiunge una maggiore regolamentazione del settore trasporti, che sarà sottoposto a una disciplina più stringente in materia di carburanti ed emissioni. A questo proposito, il pacchetto *Fit for 55* prevede:

- Proposta di regolamento per la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (ricarica elettrica, rifornimento di idrogeno, GNL, fornitura elettrica a porti ed aeroporti)
- Proposta per ridurre le emissioni delle nuove auto immatricolate, che di fatto prevede dal 2035 il divieto di vendere auto con emissioni allo scarico non nulle (quindi tutti i veicoli a motore endotermico)

Hydrogen and decarbonised gas package

La Commissione europea a dicembre 2021 ha presentato il pacchetto per la decarbonizzazione dell'idrogeno e gas, contenente due proposte²¹ di modifica della direttiva sul Gas 2009/73/EC e del regolamento sul Gas (EC) No 715/2009. Scopo del pacchetto è di favorire la decarbonizzazione del settore gas attraverso la sostituzione del metano con gas verdi, in particolare idrogeno e biometano, facilitando la creazione di un contesto di mercato favorevole e lo sviluppo delle infrastrutture dedicate.

In merito all'idrogeno, la proposta prevede l'introduzione di una regolazione specifica, da applicare in due fasi (prima e dopo il 2030), che disciplini l'accesso alle infrastrutture, la separazione delle attività di produzione e trasporto e la determinazione delle tariffe. Inoltre, si propone la creazione di un *network* europeo degli operatori di rete (Associazione degli Operatori di Rete per l'Idrogeno, ENNOH).

Più in generale, per facilitare l'accesso dei gas rinnovabili all'infrastruttura esistente, si prevede di rimuovere le tariffe transfrontaliere e di ridurre i costi di iniezione per questi gas del 75%. In aggiunta, la Commissione ha proposto di armonizzare la qualità del gas a livello europeo, fissando al 5% il limite massimo consentito per le miscele di idrogeno per tutti i punti transfrontalieri.

Inoltre, per stimolare la domanda di gas rinnovabili, la proposta prevede la chiusura dei contratti di lungo periodo per il gas naturale entro il 2049, nonché una modifica del regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas²², mirando ad estenderne il campo di applicazione ai gas rinnovabili e a basse emissioni.

Infine, per la prima volta in una direttiva a livello europeo, si propongono misure concrete per limitare le emissioni specifiche di metano del settore energetico. A tal fine saranno introdotti per le aziende del settore obblighi di misurazione e reporting delle emissioni di metano, insieme a obblighi di ispezione delle reti gas allo scopo di identificare e riparare le perdite.

Aggiornamento del PNIEC e Piano per la Transizione Ecologica

Si passa di seguito all'analisi delle nuove policy a livello nazionale. Occorre innanzitutto ricordare che gli obiettivi nazionali fondamentali per la decarbonizzazione e la transizione energetica sono contenuti nel *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima* (PNIEC) adottato nel gennaio 2020:

- una percentuale di energia da FER nei consumi finali lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- una quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;

21 COM (2021) 803 final; COM (2021) 804 final.

22 Regolamento (UE) n. 994/2010 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 ottobre 2010, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga la direttiva 2004/67/CE del Consiglio.

- la riduzione dei “gas serra”, rispetto al 2005, con un obiettivo per tutti i settori non ETS del 33%, superiore del 3% rispetto a quello previsto dall’UE;
- il *phase out* del carbone dalla generazione elettrica al 2025.

Questi target delineati nel PNIEC per il 2030 sono destinati ad essere rivisti ulteriormente al rialzo, in ragione dei più ambiziosi target delineati in sede europea con il *Green Deal Europeo*²³, che ruotano intorno all’obiettivo centrale di ridurre le emissioni di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030 e di rendere il continente *carbon-neutral* entro il 2050.

In attesa dell’aggiornamento del PNIEC, il MiTE ha adottato il *Piano per la Transizione Ecologica* (PTE), che recepisce il nuovo quadro a livello comunitario e fornisce un quadro delle politiche ambientali ed energetiche integrato con gli obiettivi già delineati nel PNRR e a livello comunitario. Sul PTE l’VIII Commissione Ambiente della Camera ha espresso, in data 15 dicembre 2021, parere favorevole con osservazioni.

Di seguito si riportano le novità essenziali previste dal PTE rispetto al PNIEC:

- Riduzione delle emissioni climalteranti al 2030. Il precedente obiettivo del PNIEC consisteva, in termini assoluti, in una riduzione da 520 milioni di tonnellate emesse nel 1990 a 328 milioni al 2030. Ora il target 2030 è intorno a quota 256 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente.
- Efficienza energetica. La riduzione dei consumi di energia primaria dovrebbe passare dal 43% al 45% (rispetto allo scenario energetico base europeo *Primes 2007*) da ottenere nei comparti a maggior potenziale di risparmio energetico come residenziale e trasporti, grazie anche alle misure avviate con il PNRR.
- Fonti rinnovabili. La generazione elettrica dovrà provenire nel 2030 per il 72% da fonti rinnovabili, e nel 2050 fino al 95-100%. Pur non tralasciando lo sviluppo di altre fonti rinnovabili (come l’eolico offshore, finora poco sfruttato), il PTE punta sul solare fotovoltaico, che secondo le stime potrebbe arrivare, al 2050, tra i 200 e i 300 GW installati (un ordine di grandezza superiore rispetto ai 22 GW operativi a fine 2021). Al 2030 si parla invece di un fabbisogno di nuova capacità rinnovabile pari a 70-75 GW.
- Settori *hard-to-abate*. Il PTE indica come soluzione di decarbonizzazione per i comparti industriali l’impiego di combustibili rinnovabili: idrogeno, bioenergie e *fuel* sintetici, unita all’elettrificazione (ove possibile) e a sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂ residua.

Recepimento della direttiva RED II

Il d.lgs dell’8 novembre 2021, n. 199 recepisce la direttiva UE 2018/2001 relativa alla promozione delle fonti di energia rinnovabili (RED II). La direttiva stabilisce a livello comunitario l’obiettivo di penetrazione delle FER sui consumi finali lordi al 32% nel 2030. In accordo con questo obiettivo, il target stabilito per l’Italia (reso cogente dal recepimento) è del 30%. In aggiunta a questo, sono previsti altri obiettivi specifici, tra cui:

- Incremento del 1,3% della penetrazione FER nei consumi finali per riscaldamento e raffrescamento²⁴;
- Quota minima per i fornitori di carburanti pari al 16% da fonti rinnovabili sul totale carburanti immessi in consumo.

Il provvedimento inoltre prevede una serie di misure per agevolare la produzione e il consumo di energie rinnovabili in diverse forme. Di seguito le più rilevanti ai fini dello studio:

- Rinnovabili elettriche: vengono specificate le diverse modalità di accesso ai sistemi di incentivazione a seconda del tipo di impianto e locazione:
 - per impianti < 1MW: accesso diretto;
 - per impianti > 1MW: accesso tramite aste al ribasso;
 - per impianti situati in aree idonee: accesso prioritario.

23 COM (2019) 640 final.

24 Media annuale calcolata per i periodi dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030.

- Gas rinnovabili: si definiscono i principi per un nuovo quadro di supporto²⁵. In particolare, per il biometano è prevista una specifica tariffa per il ritiro che garantisce lo stesso livello di incentivazione in tutti i settori (diversamente dal sistema di incentivo attuale che promuove unicamente l'impiego nei trasporti).
- Semplificazione delle procedure autorizzative: per agevolare l'installazione di diverse infrastrutture (in particolare impianti FER) è prevista la creazione di piattaforme uniche digitali operate direttamente dal GSE o dai gestori di rete, tra cui:
 - piattaforma unica digitale per la presentazione delle richieste di autorizzazione degli impianti FER;
 - piattaforma digitale per le aree idonee;
 - piattaforma unica digitale per l'infrastruttura della mobilità elettrica.
- Garanzie d'origine: sono indicate nuove previsioni in merito allo strumento informativo e di certificazione della provenienza dell'energia rinnovabile, che deve contenere diversi elementi, tra cui:
 - oggetto (energia elettrica, gas, idrogeno, prodotti per riscaldamento/raffrescamento);
 - fonte energetica;
 - inizio e fine produzione;
 - specifiche dell'impianto²⁶;
 - data di entrata in esercizio dell'impianto e di rilascio della GO²⁷.

Recepimento della direttiva IEM sul mercato interno dell'energia elettrica

Il d.lgs dell'8 novembre 2021, n. 210 recepisce la direttiva UE 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (IEM). Il decreto contiene una serie di prescrizioni riguardo a: i) principi generali di partecipazione al mercato, diritti, tutele e trasparenza contrattuali per i clienti finali; ii) sistemi di aggregazione; iii) clienti attivi e comunità energetiche; iv) sistemi di produzione e consumo; disciplina dei sistemi di distribuzione chiusi; v) stoccaggi; vi) obblighi di servizio pubblico per le imprese elettriche e competenze affidate a TSO e DSO nazionali, nonché a ARERA. Ai fini di questo studio si mettono in evidenza le misure che riguardano:

- Comunità energetiche dei cittadini (CEC): viene introdotto un nuovo istituto, che affianca quello delle CER (Comunità Energetiche Rinnovabili, istituite dalla direttiva RED II). Diversamente dalle CER, le CEC non si devono necessariamente basare sui principi di autonomia tra i suoi membri e prossimità con gli impianti di generazione che le alimentano (di cui non ne è obbligatoria la proprietà), ma si limitano alla sola gestione dell'elettricità, che può essere prodotta anche da fonti fossili. Per le CEC è prevista la possibilità di partecipare a tutti i mercati dell'energia elettrica e servizi connessi, quali generazione, distribuzione, fornitura, consumo, aggregazione, stoccaggio, servizi di efficienza energetica e ricarica elettrica. Inoltre, si prevede la possibilità di condividere l'energia elettrica prodotta sulla base di contratti di locazione o di acquisto di porzioni della rete di distribuzione, la cui gestione è consentita tramite convenzione di subconcessione con il DSO concessionario.
- Attività di stoccaggio: in deroga ai regolamenti in materia di *unbundling*, si consente lo sviluppo e la gestione di impianti di stoccaggio da parte dei gestori di rete. Inoltre, per quanto riguarda la crescita graduale delle capacità di stoccaggio, si prevedono:
 - un sistema di approvvigionamento a lungo termine basato su aste concorrenziali gestite da Terna;
 - la definizione, da parte di ARERA, dei criteri di aggiudicazione, dei metodi tariffari di copertura dei costi, delle modalità di utilizzo della capacità e di monitoraggio degli effetti sul mercato.
- Aggregazione: per i clienti è stabilito il diritto di compravendita di tutti i servizi connessi al mercato dell'energia elettrica diversi dalla fornitura, nonché di stipula dei contratti di aggregazione con imprese elettriche di loro scelta, senza necessariamente ricevere il consenso del proprio fornitore. Inoltre, per i clienti è possibile ricevere gratuitamente i dati relativi alla gestione della domanda, e quelli relativi all'energia elettrica fornita e venduta.

25 Il tema degli incentivi per i gas rinnovabili è approfondito nelle sezioni 3.2 e 4.6.

26 Denominazione, ubicazione, tipo, potenza, informazioni relative ai regimi di sostegno di cui ha beneficiato.

27 La validità della garanzia copre un periodo di 12 mesi, mentre la scadenza non oltre i 18 mesi.

2.2 Policy in risposta alla crisi energetica

A livello comunitario è analizzato il piano *REPowerEU*. A livello nazionale le varie misure che si sono susseguite per limitare l'impatto della crescita dei prezzi sui consumatori (cosiddetti "Decreti Taglia-bollette").

Piano *REPowerEU*

In seguito alla comunicazione della Commissione europea adottata a marzo 2022²⁸ che proponeva un'azione comune europea per rendere l'UE indipendente dalle forniture di gas russo "ben entro il 2030"²⁹, a maggio 2022 è stato pubblicato il piano aggiornato (*REPowerEU*) che mira a raggiungere tale obiettivo accelerando di fatto il percorso di decarbonizzazione del continente e rafforzando la resilienza del sistema energetico europeo. Il piano si muove principalmente su quattro direttrici:

1. **Risparmio energetico:** è proposto un aumento dal 9% al 13% dell'obiettivo vincolante di efficienza energetica fissato nell'ambito del pacchetto *Fit for 55*, raggiungibile attraverso diversi strumenti, tra cui campagne di sensibilizzazione *ad hoc* e misure fiscali incentivanti per la promozione di interventi di efficienza energetica.
2. **Diversificazione delle forniture:** è stata creata una Piattaforma dell'UE per l'Energia che consentirà acquisti comuni volontari di gas, GNL e idrogeno attraverso tre principali funzioni:
 - Aggregazione della domanda (demand pooling)
 - Ottimizzazione e trasparenza nell'uso delle infrastrutture di importazione, stoccaggio³⁰ e trasmissione del gas
 - Azione coordinata con partner internazionali per l'acquisto di gas e idrogeno, e sviluppo di progetti FER
3. **Accelerazione della transizione energetica** attraverso lo sviluppo di alternative rinnovabili, quali:
 - FER: è proposto un aumento del target di penetrazione FER sui consumi finali da 40% (come previsto dal *Fit for 55*) a 45%. Le principali tecnologie sviluppate saranno eolico e fotovoltaico, prevedendo per quest'ultima oltre 320 GW di capacità aggiuntiva installata entro il 2025, e 600 GW entro il 2030. Si segnala, inoltre, la promozione delle pompe di calore per l'elettrificazione dei consumi, da integrare allo sviluppo dell'energia geotermica. Per quanto riguarda il tema autorizzazioni, il piano prevede procedure accelerate per i progetti in aree idonee a basso impatto ambientale.
 - Idrogeno verde: entro il 2030, si individua un duplice target di produzione (10 Mton) e di importazione (10 Mton), per un totale di 20 Mton (di cui circa 4 sotto forma di ammoniaca) da utilizzare principalmente nel settore dei trasporti e nell'industria hard to abate. Tale sviluppo sarà accompagnato da importanti investimenti infrastrutturali, tra cui la costruzione di elettrolizzatori per una capacità totale di 17,5 GW entro il 2025, nonché da una necessaria revisione dei target previsti dalla RED II riguardo ai carburanti rinnovabili di origine non biologica³¹.
 - Biometano: è previsto un investimento di circa 37 miliardi di euro per raggiungere una produzione pari a 35 bcm al 2030. Tra le misure volte a promuovere questo sviluppo si segnalano:
 - partnership dedicate alla catena del valore dei gas rinnovabili;
 - comunità energetiche tra i produttori;
 - incentivi per l'upgrading del biogas;
 - sviluppo dell'infrastruttura di trasporto attraverso la rete gas europea;
 - ricerca e innovazione;
 - accesso facilitato alle risorse finanziarie dei diversi fondi europei.

28 Commissione europea, COM (2022) 108, "*REPowerEU*: azione europea comune per un'energia più sicura, più sostenibile e a prezzi più accessibili".

29 Molte misure contenute nel Piano hanno come orizzonte temporale il 2027.

30 Rispetto agli stoccaggi si prevede l'introduzione di un obbligo di riempimento del 90% entro il 1° ottobre di ogni anno.

31 Il piano prevede un aumento della quota di idrogeno e carburanti rinnovabili di origine non biologica da 50% a 75% per l'industria, e oltre il 5% per i trasporti.

- **Azione coordinata tra investimenti e riforme:** per la realizzazione del piano saranno necessari investimenti aggiuntivi pari a 210 miliardi di euro al 2027 che tuttavia genereranno un ritorno in termini di risparmi³² per le importazioni di combustibili fossili (gas, petrolio, carbone). Il Piano sarà finanziato dai fondi rimanenti per i prestiti nel quadro del *Recovery and Resilience Facility* (225 miliardi di euro) e da nuovi fondi derivanti dal mercato ETS (20 miliardi euro). A questo dovranno essere affiancate diverse riforme a livello nazionale, mirate anche all'attuazione del *REPowerEU*, motivo per cui si invitano gli Stati membri a dedicare una sezione nel PNRR.

Misure legislative nazionali per ridurre la crescita dei prezzi dell'energia per i consumatori

A partire da maggio 2021, il Governo ha adottato una serie di misure nella forma di decreti legge (di cui il primo è stato il d.l. 73/2021) contenenti disposizioni per ridurre il costo di elettricità e gas e così tutelare le famiglie e le imprese in maggiore difficoltà. Ai fini della redazione del presente Studio sono state considerate le seguenti fonti normative:

- Decreto Taglia Bollette (d.l. 130/2021, convertito in L. 171/2021) per il quarto trimestre 2021
- Legge di Bilancio 2022 (l. 232/2021) per il primo trimestre 2022
- Decreto Energia (d.l. 17/2022, convertito in L. 98/2022) per il secondo trimestre 2022
- Decreto Aiuti (d.l. 50/2022) per il terzo trimestre 2022.

Questi decreti sono allineati nell'intento di intervenire a favore dei consumatori con misure per ridurre le componenti tariffarie e l'IVA delle forniture di gas (anche per utenze non domestiche), rafforzare i bonus sociali e permettere la rateizzazione delle fatture. Inoltre, sul lato delle imprese, sono state previste misure ad hoc come il credito d'imposta per le industrie energivore e gasivore. Nella tabella 2-1 sono riportate in dettaglio le misure menzionate con relativa indicazione degli stanziamenti di fondi previsti dai vari decreti e cumulati per ciascuna misura, per un valore totale complessivo³³ di circa 12 miliardi di euro.

³² Si stima un risparmio annuale pari a circa 80 miliardi di euro per il gas, 12 miliardi di euro per il petrolio e 1,7 miliardi di euro per il carbone.

³³ Senza contare le risorse messe in campo dal cosiddetto "Decreto Aiuti", delle quali non è fornita una stima ufficiale.

TABELLA 2-1 | MISURE PREVISTE PER RIDURRE L'IMPATTO DELLA CRESCITA DEI PREZZI SUI CONSUMATORI

INTERVENTI	DETTAGLIO	FONDI
Oneri di sistema forniture elettriche (componenti ASOS e ARIM)	Dimezzamento livello ASOS per tutte le utenze elettriche	4,2 mld €
	Annullamento degli oneri (ASOS e ARIM) per le utenze domestiche e non domestiche in BT e per altri usi con potenza disponibile fino a 16,5 kW (con Decreto Energia anche utenze > 16,5)	1,6 mld €
Oneri di sistema forniture di gas (componenti RE, UG2, UG3, GS)	Annullamento degli oneri fino a concorrenza dei fondi stanziati	1,2 mld €
IVA delle forniture di gas metano	Riduzione dell'aliquota delle forniture civili e industriali al 5%	1,2 mld €
Bonus sociale per clienti domestici	Rideterminare le tariffe di elettricità per soggetti economicamente svantaggiati e in gravi condizioni di salute e compensazione della spesa di gas	1,8 mld €
Contributo straordinario per imprese energivore e gasivore	Credito d'imposta del 20% delle spese elettriche e 15% delle spese di gas (poi aumentato al 25% in entrambi i casi), laddove risulti un incremento significativo del costo energia (maggiore al 30% nel trimestre 2022 rispetto allo stesso periodo del 2019)	1,2 mld €
Rateizzazione delle fatture	Rateizzazione senza interessi delle fatture di elettricità e gas (1/1-30/4 2020) per clienti domestici inadempienti (mercato libero e tutelato) da parte dei venditori e previsione di un meccanismo di anticipo degli importi rateizzati	1 mld di €

Fonte: elaborazioni Agici su fonti legislative

La tassazione degli extraprofitti degli operatori Gas&Power

Per raccogliere risorse destinate a finanziare parte degli interventi sopracitati contro il caro-bollette, con il d.l. 21/2022 (cosiddetto "Decreto Ucraina")³⁴ è stato introdotto un prelievo straordinario sugli operatori energetici. Il prelievo si applica a tutti gli operatori che svolgono le attività di:

- Produzione di energia elettrica e di gas metano
- Estrazione di gas naturale
- Rivendita di energia elettrica, gas metano e gas naturale
- Produzione, distribuzione e commercio di prodotti petroliferi
- Importazione di energia elettrica, gas naturale, gas metano e prodotti petroliferi

L'aliquota, inizialmente fissata al 10% ed elevata al 25% dal cosiddetto "Decreto Aiuti" (pubblicato a maggio 2022), si applica sulla base imponibile calcolata come l'incremento del saldo tra operazioni attive e passive realizzato dal 1° ottobre 2021 al 30 aprile 2022, rispetto allo stesso periodo nel 2020-2021, come emerge dalle comunicazioni delle liquidazioni periodiche IVA. Sono altresì previste delle esclusioni qualora l'incremento del saldo tra le operazioni sia inferiore a 5 milioni di euro o comunque inferiore al 10%. In virtù dell'aumento dell'aliquota da applicare, l'iniziale attesa del Governo di gettito fiscale di 3,98 miliardi di euro è stata rivista al rialzo, attorno agli 11 miliardi di euro.

³⁴ Nello specifico all'art. 37.

Decreto FER 2 (bozza)

Il decreto FER 2 – dedicato al supporto della produzione elettrica dagli impianti cosiddetti innovativi – dopo una lunga attesa è stato pubblicato in bozza dal MiTE nel marzo 2022. Di seguito si riportano in estrema sintesi i punti principali.

- I requisiti di partecipazione al meccanismo di incentivo sono sia di natura tecnologica che dimensionale. Gli impianti ammessi e i relativi contingenti di potenza disponibile da assegnare nel periodo 2022-2026, sono:
 - Biomasse e biogas (di piccola taglia, ≤ 300 kWp): 200 MW
 - Solare termodinamico (sia piccola taglia, ≤ 300 kWp che di media taglia, entro 300-5.000 kWp): 55 MW
 - Geotermico con innovazioni e a emissioni nulle (tutte le potenze): 140 MW (ulteriori 150 MW sono disponibili per il rifacimento di impianti tradizionali con innovazioni)
 - Eolico off-shore (tutte le potenze): 3.500 MW
- Modalità di erogazione delle tariffe incentivanti. Sono previste due casistiche in funzione della potenza nominale dell'impianto:
 - Potenza < 250 kW: GSE ritira e vende l'energia ed eroga la tariffa onnicomprensiva per la produzione immessa in rete
 - Potenza > 250 kW: valorizzazione dell'energia prodotta sul mercato ed erogazione dell'incentivo nella forma di CFD (Contratti per Differenza)
- Procedura accelerata. Per i progetti di grandi dimensioni (> 10 MW) è prevista una procedura accelerata la cui attivazione deve essere richiesta al momento della presentazione della domanda di autorizzazione unica al GSE, che esamina parallelamente l'idoneità del progetto all'accesso agli incentivi. Eventualmente, tale qualifica è rilasciata entro 30 giorni dall'autorizzazione unica e consente di presentarsi alla prima procedura utile presentando solo l'offerta di ribasso.

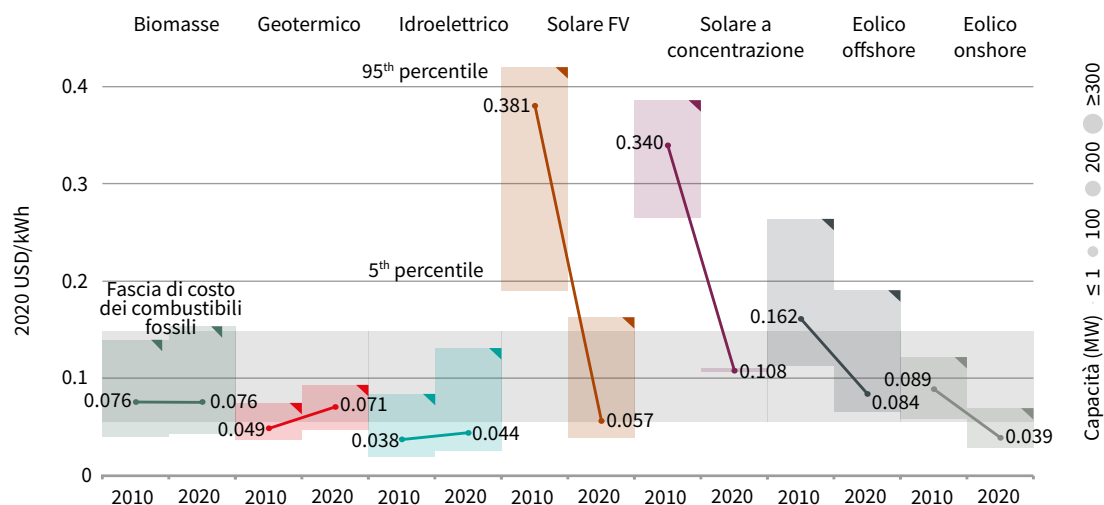
2.3 Evoluzione tecnologica

Accanto alle policy, l'evoluzione tecnologica gioca un ruolo determinante nel plasmare il contesto della transizione ecologica in cui operano le utilities. In particolare, il progresso nelle tecnologie per gli impianti FER, tassello centrale del percorso di decarbonizzazione, ha permesso una riduzione significativa dei loro costi complessivi di installazione che ne ha contribuito alla diffusione. In questo paragrafo si offre una panoramica della dinamica passata e futura del costo di generazione delle FER (LCOE – *Levelized cost of electricity*) secondo diverse autorevoli fonti del settore: trattandosi di valori medi e stimati a livello globale e regionale, i dati mostrati in alcuni casi divergono leggermente tra loro, ciò tuttavia non rappresenta un problema ai fini del presente ragionamento, che vuole identificare le dinamiche in atto piuttosto che portare l'attenzione su valori puntuali.

Il grafico della figura 2-1 permette di visualizzare il crollo dell'LCOE³⁵ per gli impianti solari ed eolici nel decennio 2010-2020. Per quanto riguarda il solare fotovoltaico, l'LCOE è diminuito dell'85% tra il 2010 e il 2020, da 0,381 \$/kWh a 0,057 \$/kWh, con un parallelo aumento della capacità installata a livello mondiale da 42 GW nel 2010 a 714 GW nel 2020. Per gli impianti eolici *onshore*, che insieme al fotovoltaico hanno trascinato la crescita delle FER nell'ultimo decennio, l'LCOE è diminuito del 56%, da 0,089 \$/kWh a 0,039 \$/kWh, e la capacità installata cumulata a livello mondiale è cresciuta da 178 GW a 699 GW. Per l'eolico *offshore*, l'LCOE è sceso da 0,162 \$/kWh a 0,084 \$/kWh, una riduzione del 48% in 10 anni, nonostante il prezzo sia ancora alto se comparato con altre alternative rinnovabili, come dimostra la limitata capacità installata a fine 2020 (34GW).

35 IRENA (2021). *Renewable power generation costs in 2020*.

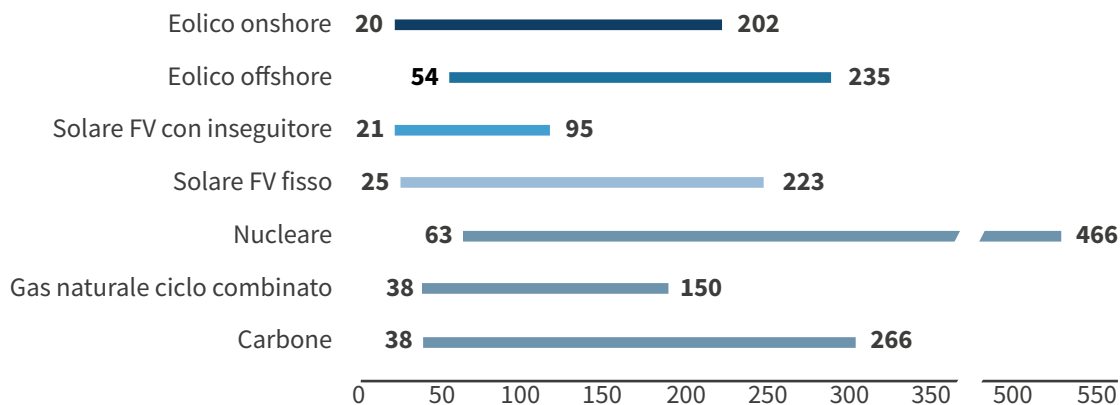
FIGURA 2-1 | LCOE GLOBALI TECNOLOGIE DI GENERAZIONE DI ENERGIA RINNOVABILE SU SCALA INDUSTRIALE, 2010-2020



Fonte: IRENA Renewable power generation costs

Questo calo dei costi di generazione rende oggi le rinnovabili economicamente competitive, anche senza incentivi, rispetto ai combustibili fossili, soprattutto alla luce dell'aumento dei prezzi delle materie prime e dei permessi per la CO₂. Come si osserva nella figura 2-2, già a fine 2021 (dopo un primo aumento del prezzo del gas, ma prima dello scoppio della guerra in Ucraina) l'LCOE di solare fotovoltaico ed eolico *onshore* in alcuni casi è inferiore a quello degli impianti a ciclo combinato a gas (la tecnologia termoelettrica più efficiente). Oggi, col prezzo del gas che si attesta oggi intorno a 90- 100 euro/MWh, l'LCOE degli impianti a ciclo combinato è cresciuto, rendendo gli impianti FER ancora più convenienti dal punto di vista economico.

FIGURA 2-2 | CONFRONTO TRA LCOE DELLE RINNOVABILI E DEL TERMOELETTRICO [USD/MWH]

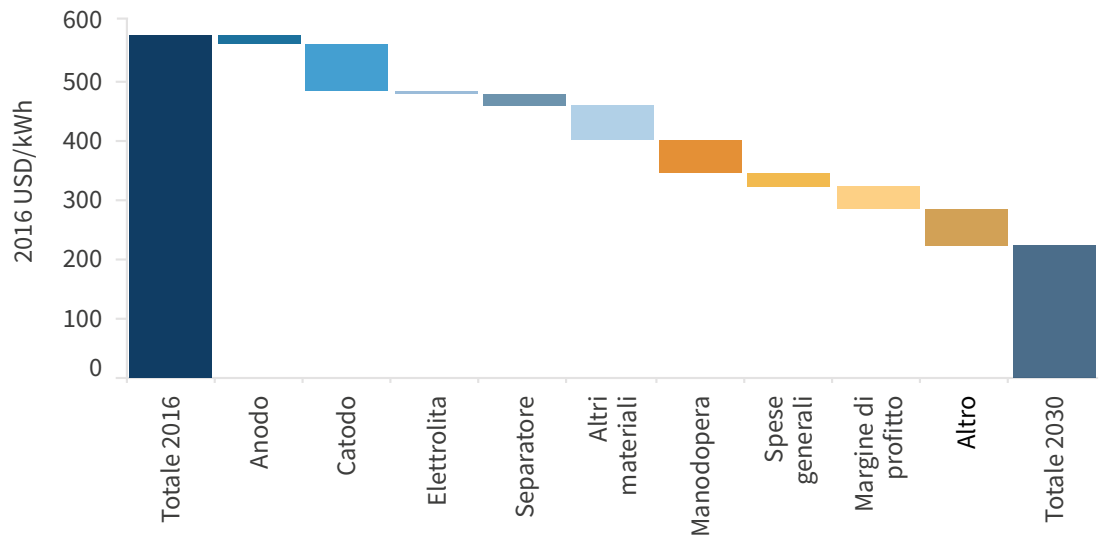


Fonte: BNEF, 2H21 Lcoe update December 2021

Guardando al futuro, due tecnologie chiave per il prosieguo della transizione energetica saranno l'eolico *offshore* e gli accumuli elettrochimici (batterie), fino ad oggi non sfruttati al massimo del loro potenziale per via di costi elevati e di una non completa maturità tecnologica, elementi che sono destinati a scomparire in breve tempo. L'eolico *offshore* permetterà di incrementare la capacità rinnovabile, riducendo allo stesso tempo il consumo di suolo e permettendo di raccogliere energia dove il vento è più forte e costante. Le batterie sono un sistema di accumulo estremamente versatile, che sarà sempre più necessario al crescere della generazione non programmabile (e con la diminuzione di quella programmabile) per garantire la continuità della fornitura su base giornaliera anche nei momenti in cui la produzione rinnovabile è bassa o nulla (per l'accumulo stagionale le batterie non sono invece lo strumento più adatto).

Per quanto concerne gli accumuli elettrochimici, si stima³⁶ che il costo delle batterie al litio ferro fosfato (LFP)³⁷ possa scendere dai 600 \$/Kwh nel 2016 ai 200 \$/KWh nel 2030, e che allo stesso tempo la vita utile possa crescere (+50%) così come il numero di cicli completi che la batteria può svolgere (+90%), estendendone le potenziali applicazioni.

FIGURA 2-3 | POTENZIALE DI RIDUZIONE DI COSTO (TOTALE DI INSTALLAZIONE) PER BATTERIE AL LITIO FERRO FOSFATO (LFP) TRA IL 2016 E IL 2030



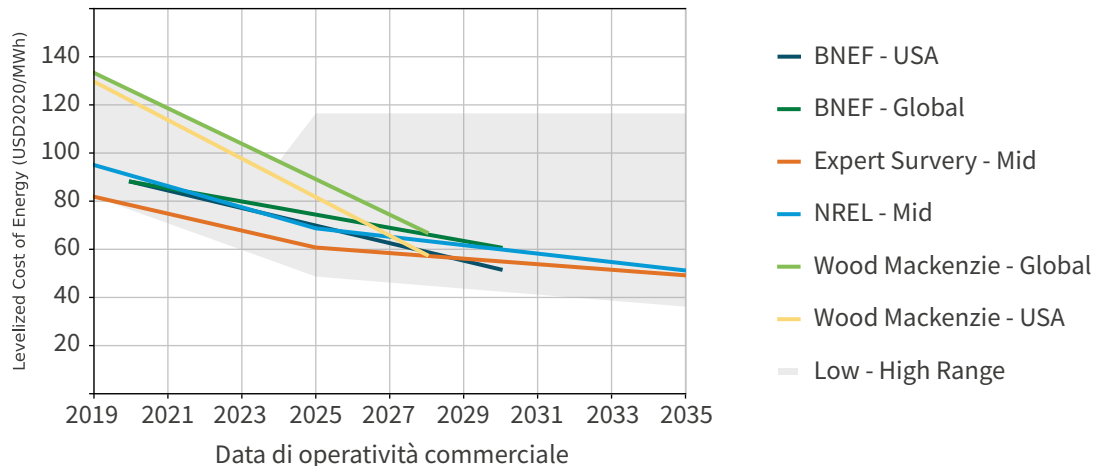
Fonte: IRENA (2017)

Anche per l'eolico *offshore* è attesa una riduzione dell'LCOE, sia per gli impianti a piattaforma fissa che per gli impianti galleggianti, tra i quali esistono differenze significative di costo, osservabili dal confronto dei due grafici della figura 2-4 che mostrano diversi scenari per l'evoluzione del costo delle due tecnologie. Per gli impianti a piattaforma fissa l'LCOE (in uno scenario intermedio) potrebbe raggiungere una media di 56\$/MWh al 2030, e al 2050 una media compresa tra i 38 e i 48\$/MWh. Gli impianti galleggianti sono oggi ancora poco diffusi, e presentano un costo decisamente superiore (con una media intorno ai 150 \$/MWh). Al 2030 si prevede che l'LCOE possa stare in un *range* tra i 60 e i 100 \$/MWh. Il vantaggio di questi impianti è legato alla possibilità di essere installati anche in presenza di fondali profondi, il che li rende adatti a molti contesti in Italia.

36 IRENA (2017), *Electricity storage costs*, International Renewable Energy Agency.

37 Queste batterie sono tra le più utilizzate (24,5% del mercato globale delle batterie) in particolare nel settore dei trasporti e dell'accumulo di elettricità, grazie a un costo contenuto (prive di cobalto), un'elevata sicurezza, una bassa tossicità e un ciclo lungo (Li, Lee, Arumugam; 2020) *High-Nickel NMA: A Cobalt-Free Alternative to NMC and NCA Cathodes for Lithium-Ion Batteries*.

FIGURA 2-4 | LCOE PER EOLICO OFFSHORE A PIATTAFORMA FISSA E GALLEGGIANTE



Fonte: US Department of Energy (2021). *Offshore wind market report*

3 L'IMPATTO DEL NUOVO CONTESTO DI MERCATO E DELLE NOVITÀ DI POLICY SULLE FILIERE DEI SERVIZI PUBBLICI NELL'OTTICA DELLA DECARBONIZZAZIONE

In questo capitolo si analizzano gli impatti che le variazioni nel contesto di mercato, di policy e dell'evoluzione tecnologica descritte nei primi due capitoli hanno sull'operatività e sulle strategie delle utilities. A questo scopo sono tratte singolarmente le filiere in cui esse operano: quelle storiche, come elettricità, gas, acqua, rifiuti, ma anche quelle in cui si sono le utilities inserite più di recente e che hanno rilevanza in materia di decarbonizzazione, quindi efficienza energetica e mobilità.

Il capitolo è composto da un paragrafo per ciascuna delle sei filiere menzionate, in cui sono approfonditi:

- Le modifiche al contesto regolatorio e di policy specifico per la filiera, con particolare attenzione a eventuali nuovi obiettivi di decarbonizzazione.
- Gli interventi (riforme e investimenti) del PNRR dedicati alla filiera, che sono destinati a indirizzare gli investimenti in ogni settore.
- I progressi compiuti rispetto alle linee d'azione identificate nello studio del 2021³⁸: si tratta di interventi che le utilities possono attuare per contribuire fattivamente alla decarbonizzazione delle proprie attività e di tutto il sistema-paese. Per le linee d'azione rilevanti nell'ambito di ciascuna filiera saranno valutati, anche attraverso l'uso di dati quantitativi, i progressi compiuti nell'ultimo anno.
- Le opportunità e le sfide che si aprono per le utilities dato il nuovo contesto caratterizzato da obiettivi di decarbonizzazione sempre più stringenti, da prezzi dell'energia crescenti e dalla necessità di incrementare l'indipendenza energetica.

3.1 Elettricità

La decarbonizzazione del settore elettrico è un tassello centrale nella transizione ecologica, e coinvolge tutte le fasi della filiera: produzione, trasmissione e distribuzione, vendita e consumo. Le politiche comunitarie e nazionali spingono verso la crescita dell'impiego delle FER nella produzione di elettricità, che permette di raggiungere un duplice obiettivo: la riduzione delle emissioni associate alla produzione di elettricità e della dipendenza energetica dall'estero, fattore cruciale nell'attuale fase geopolitica. Oltre al quadro di policy, è anche il contesto di mercato a rendere favorevole lo sviluppo delle rinnovabili: con prezzi del gas (e dei permessi di emissioni di CO₂) così alti la generazione da FER diventa ancora più competitiva dal punto di vista economico.

Modifiche al contesto regolatorio e di policy

A livello comunitario, il già citato pacchetto *Fit for 55* prevede l'aumento del target relativo alla copertura dei consumi finali lordi con fonti di energia rinnovabile, dal 32% al 40%, che richiederà un aumento della penetrazione delle FER elettriche per essere raggiunto.

A livello nazionale sono state recepite a novembre 2021 le direttive sull'energia rinnovabile (RED II – *Renewable energy directive*) e sul mercato interno dell'energia elettrica³⁹ (IEM – *Internal electricity market*). Tra i contenuti principali si segnalano: i principi per la promozione delle fonti rinnovabili, il quadro di riferimento per lo sviluppo dell'autoconsumo e delle comunità energetiche, novità in tema di accumuli con la possibilità per i gestori di rete di installare impianti. Per una trattazione più approfondita si rimanda ai punti dedicati ai due decreti nel paragrafo 2.1.

Il settore è invece ancora in attesa del decreto FER 2 che deve indicare le modalità per l'incentivazione delle fonti rinnovabili innovative. Attualmente è stata pubblicata la bozza del decreto, che prevede un contingente totale di 3.895 MW di potenza, così ripartiti:

- Biogas e biomasse (impianti di piccola taglia): 200 MW
- Solare termodinamico: 55 MW
- Geotermico con innovazione: 140 MW
- Eolico off-shore: 3.500 MW

38 Per approfondimento si veda l'introduzione a pagina 8

39 Decreti legislativi 8 novembre 2021, n. 199 e n. 210.

In seguito all'aumento dei prezzi di elettricità e gas, il governo ha introdotto una serie di aiuti per famiglie e imprese attraverso i cosiddetti "Decreti Tagliabollette" (si vedano i punti dedicati nel paragrafo 2.2) che mirano a ridurre il costo dell'energia attraverso il taglio degli oneri di sistema e ad agevolare il pagamento delle bollette attraverso crediti d'imposta e bonus per categorie specifiche. Queste misure sono positive per le utilities impegnate nella fase di vendita delle commodities, in quanto riducono il rischio di insolvenza da parte dei clienti. Tuttavia, parte del costo di queste misure ricade sulle utilities stesse: con il cosiddetto "Decreto Ucraina" (D. Lgs. 21/2022), è stato introdotto un prelievo straordinario pari al 25% degli "extra-profitti" realizzati dalle aziende del comparto energetico in conseguenza dell'impennata dei prezzi delle commodities energetiche. Nello specifico la misura riguarda i soggetti che svolgono le attività seguenti, a patto che l'incremento nel saldo descritto in precedenza sia superiore al 10% e a 5 milioni di euro:

- Produzione di energia elettrica e di gas metano
- Estrazione di gas naturale
- Rivendita di energia elettrica, gas metano e gas naturale
- Produzione, distribuzione e commercio di prodotti petroliferi
- Importazione di energia elettrica, gas naturale, gas metano e prodotti petroliferi

Infine, per ciò che concerne l'attività di distribuzione, tra le novità del quadro di policy è opportuno menzionare la pubblicazione da parte di ARERA delle linee guida⁴⁰ per lo sviluppo della regolazione ROSS (Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio) che danno avvio al procedimento per modificare i criteri di regolazione tariffaria per i servizi infrastrutturali nel settore elettrico (e del gas). La nuova regolazione prevede un approccio al riconoscimento dei costi basato sulla spesa totale – senza più distinguere tra costi operativi e costi di investimento – che dovrebbe eliminare distorsioni nelle scelte di investimento legate al riconoscimento dei costi storici di investimento tramite la RAB⁴¹ (sovra-investimenti o investimenti che non massimizzano l'utilità per il sistema) e quindi favorire uno sviluppo della rete di distribuzione elettrica in ottica smart, necessaria al processo di decarbonizzazione del sistema elettrico⁴².

Risorse dedicate dal PNRR

Il PNRR destina complessivamente più di 8 miliardi di euro al settore elettrico, per lo sviluppo della generazione da FER (anche in autoproduzione) e il potenziamento delle reti in ottica digitale. Le misure, contenute all'interno della M2C2 "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile", sono le seguenti:

- *Investimento 1.1 Sviluppo agro-voltaico (1,1 miliardi di euro)*. Installazione di impianti per 1,04 GW di capacità complessiva, senza compromettere l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma anzi permettendo un risparmio sui costi dell'energia per le aziende coinvolte.
- *Investimento 1.2 Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo (2,2 miliardi di euro)*. L'obiettivo è di diffondere la sperimentazione dell'autoproduzione tra Pubbliche Amministrazioni, famiglie e microimprese nei comuni con meno di 5.000 abitanti.
- *Investimento 1.3 Promozione impianti innovativi (680 milioni di euro)*. L'investimento consiste nella realizzazione di impianti eolici e fotovoltaici galleggianti per almeno 100MW, comprensivi di sistemi di accumulo, e in altri 100MW di impianti che integrano diverse tecnologie, insieme alle infrastrutture necessarie per la connessione alla rete e per la possibile elettrificazione di aree e infrastrutture locali, come le banchine dei porti.
- *Investimento 2.1 Rafforzamento smart grid (3,61 miliardi di euro)*. Sono previsti diversi interventi di digitalizzazione e potenziamento della capacità della rete, per permettere l'integrazione di più energia da fonti rinnovabili e di aumentare la capacità a disposizione di 1,5 milioni di utenti finali.
- *Investimento 2.2 Interventi su resilienza climatica delle reti (0,50 miliardi di euro)*. Interventi di carattere preventivo su 4.000 chilometri di infrastrutture per ridurre la durata e l'entità delle interruzioni di corrente in caso di fenomeni climatici estremi.

40 Delibera 271/2021/R/COM.

41 *Regulatory Asset Base*.

42 Per approfondimenti si veda il paragrafo 4.5.

Al momento per nessuno di questi investimenti sono ancora state avviate le procedure di selezione dei progetti e aggiudicazione delle risorse.

Progressi compiuti rispetto alle linee d'azione per decarbonizzare il Paese

Linea d'azione 1. Incremento dell'impiego delle rinnovabili elettriche. Come è possibile osservare dalla tabella 3-1, la crescita delle rinnovabili elettriche prosegue a rilento, ben lontano dai ritmi necessari per raggiungere gli obiettivi del PNIEC per il 2030 sulla capacità installata (52 GW di fotovoltaico e 19,3 GW di eolico, i quali peraltro dovranno essere rivisti al rialzo).

Un timido segnale di miglioramento viene dalla crescita delle nuove installazioni registrata nel 2021 rispetto all'anno precedente, che sono passate da 1100 MW a 1400 MW, trainate dal balzo dell'eolico da 190 MW a 432 MW. Anche la produzione elettrica è ben lontana dalla crescita sperata, anzi nell'ultimo anno è diminuita a causa della netta riduzione della produzione idroelettrica, non compensata dal leggero aumento di solare e eolico.

In sostanza, i dati confermano come non sia ancora arrivato il cambio di passo atteso per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione per il settore elettrico. Questo potrà verificarsi solo risolvendo il problema della lentezza e complessità delle procedure di autorizzazione, che come noto frenano gli investimenti degli operatori. Il tema è sotto l'attenzione delle istituzioni da tempo, ma ancora non si vedono i risultati sperati⁴³.

TABELLA 3-1 | PRODUZIONE ELETTRICA DA FER [GWH] E CAPACITÀ INSTALLATA [MW]

Produzione netta di elettricità (GWh)	2019		2020		2021	
	Produzione	% prod. nazionale	Produzione	% prod. nazionale	Produzione	% prod. nazionale
Idroelettrico	47.600	17%	48.900	18%	46.300	17%
Eolico	20.000	7%	18.600	7%	20.600	7%
Fotovoltaico	23.300	8%	24.550	9%	25.100	9%
Geotermico	5.700	2%	5.600	2%	5.500	2%
Bioenergie	19.600	7%	19.600	7%	18.100	7%
Totale FER	116.200	41%	117.250	43%	115.600	42%
Totale nazionale	283.950	100%	271.648	100%	278.000	100%

Potenza efficiente (MW)	2019	2020		2021	
	Capacità cumulata	Capacità cumulata	Nuova capacità	Capacità cumulata	Nuova capacità
Idroelettrico	22.541	22.695	154	22.730	35
Eolico	10.679	10.870	191	11.302	432
Fotovoltaico	20.865	21.650	785	22.530	880
Geotermico	767	771	4	821	50
Bioenergie	4.120	4.128	8	4.128	0
Totale FER	58.972	60.114	1.142	61.511	1.397

Fonte: elaborazioni Agici su dati TERNA e ANIE Rinnovabili

43 Per approfondimenti sul tema delle procedure autorizzative si veda il paragrafo 4.1.

Linea d'azione 3. Strumenti di flessibilità per il mercato elettrico. Aumentare la flessibilità al sistema elettrico è un passaggio fondamentale della decarbonizzazione del settore, poiché permette di integrare sempre più fonti rinnovabili (non programmabili) garantendo la stabilità delle forniture. Gli strumenti di flessibilità, già messi in luce nello Studio 2021, hanno diversi gradi di maturità tecnologica e di diffusione. Questi sono:

- Impianti termoelettrici (a gas)
- Impianti idroelettrici
- Sistemi di accumulo elettrochimico
- Aggregazione di risorse distribuite
- Power-to-gas

Gli impianti termoelettrici a gas svolgono un ruolo centrale nel sistema elettrico, e Terna ne stimava⁴⁴ un fabbisogno di capacità aggiuntiva di 5,4 GW al 2025 rispetto al 2018. Grazie al meccanismo del *capacity market*⁴⁵ questa nuova capacità è stata assegnata e dovrebbe essere realizzata entro il 2023 (i periodi di consegna delle aste del *capacity market* sono 2022 e 2023). Per i dettagli si rimanda al paragrafo 3.2 dedicato alla filiera del gas. Per quanto riguarda gli impianti idroelettrici e i pompaggi, gli investimenti in nuova capacità sono sostanzialmente nulli da diversi anni: la capacità di accumulo installata è pari a 7.244 MW.

Gli accumuli elettrochimici (batterie) stanno invece conoscendo una fase di espansione, dovuta a una crescente maturità tecnologica e al riconoscimento del loro ruolo da parte del Regolatore. Attraverso il meccanismo del *capacity market* sono stati incentivati 96 MW di capacità in consegna per il 2023, e ben 1121 MW per il 2024, a riprova della crescita dell'interesse da parte degli operatori per queste tecnologie.

Come anticipato nel capitolo 2, il decreto di recepimento (d. lgs. 210/2021) della direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica riconosce i sistemi di stoccaggio come parte integrante del sistema elettrico, e dispone una serie di provvedimenti per stimolarne la diffusione:

- a Terna è assegnato l'incarico di definire il fabbisogno di accumuli del Paese, e di garantirne l'approvvigionamento di lungo periodo tramite aste periodiche e contingenti di capacità, i cui aggiudicatari riceveranno una remunerazione⁴⁶;
- a Terna e ai DSO è concesso di sviluppare e gestire sistemi di stoccaggio, a condizione che siano pienamente integrati nella rete dopo l'approvazione di ARERA⁴⁷.

Opportunità e sfide che si aprono per le utilities derivanti dal mutamento di contesto

Per quanto riguarda la generazione di elettricità, il nuovo scenario di mercato e di policy rende ancora più urgente l'installazione di capacità rinnovabile per sostituire parte della produzione delle centrali a gas, nell'ottica di ridurre le emissioni e il consumo di gas importato.

Da un lato, quindi, per le utilities risulta sempre più conveniente installare impianti FER per almeno due motivi: i) l'elevato prezzo di gas e CO₂ rendono la generazione rinnovabile ancora più competitiva in termini di costi⁴⁸; ii) con l'attuale assetto di mercato l'energia rinnovabile è valorizzata a livelli di prezzo molto elevati, determinati dal costo marginale di produzione degli impianti a gas, garantendo una redditività elevata agli impianti FER in *grid parity*. In questo scenario, per quello che riguarda le rinnovabili "tradizionali" (idroelettrico, fotovoltaico, eolico onshore) per le utilities lo sviluppo degli impianti può procedere anche senza il supporto di incentivi generosi: quello che serve è un quadro

44 Terna (2019). *Rapporto adeguatezza Italia*.

45 Il *capacity market* è un meccanismo attraverso cui Terna si approvvigiona di capacità di lungo periodo per garantire l'adeguatezza (e la flessibilità) del sistema elettrico nazionale. Il meccanismo si è reso necessario alla luce della crescita della generazione da FRNP e dalla contemporanea decrescita della generazione termoelettrica convenzionale (*phase-out* del carbone) data l'incapacità dell'attuale assetto di mercato di garantire segnali di lungo prezzo di lungo periodo adeguati a stimolare gli investimenti degli operatori.

46 I criteri di aggiudicazione, nonché l'operatività della piattaforma che gestirà il procedimento, saranno definiti da Terna in collaborazione con ARERA e il GME.

47 Si veda in particolare l'art. 19 del d.lgs. 210/2021, che modifica l'art. 38 del d. lgs. 93/2011 in materia delle competenze dei gestori dei sistemi di distribuzione.

48 Inoltre, i costi di generazione delle rinnovabili (LCOE) sono ulteriormente scesi negli ultimi anni grazie all'innovazione tecnologica. Si veda in proposito il paragrafo 2.3.

regolatorio stabile e la semplificazione delle procedure autorizzative, che garantiscano tempistiche brevi e certe per l'installazione degli impianti.

D'altro canto, la generazione elettrica da impianti a gas pone la prima delle tre sfide che si aprono per le utilities: la maggiore difficoltà e il costo per gli approvvigionamenti della materia prima (e il costo per i certificati di emissioni della CO₂) fanno crescere gli impegni finanziari e comprimono i margini di redditività. Le altre due grandi sfide riguardano le fasi di distribuzione e vendita dell'elettricità. Rispetto al tema della distribuzione, la sfida è legata all'integrazione delle FER in rete. Se, come si auspica, i prossimi anni vedranno uno sviluppo massiccio delle nuove installazioni, si presenterà un serio problema di adeguamento dell'infrastruttura di trasporto, sia a livello di trasmissione, con la necessità di potenziare le dorsali Nord-Sud, sia a livello di distribuzione con la necessità di integrare gli impianti (anche di piccola taglia a livello residenziale) nella rete locale. Il tema si incrocia con quello della crescita dell'autoproduzione da parte degli utenti, che impatta sulla fase di vendita dell'elettricità. L'aumento dei cosiddetti *prosumer* (consumatori che producono parte dell'energia che consumano) è un fenomeno avviato da anni, ma potrebbe conoscere un'ulteriore accelerazione data proprio dall'aumento del costo dell'energia che rende più convenienti le soluzioni per l'autoproduzione e da un quadro di policy ormai definito in materia di Comunità Energetiche, autoconsumo e aggregazione.

Le utilities, per non perdere una quota significativa di ricavi derivati dalla minore vendita di energia, devono trovare un ruolo in questo nuovo contesto. Da un lato possono essere i fornitori delle tecnologie per l'autoproduzione (pannelli solari, accumuli) e associati (pompe di calore), includendoli nelle proprie proposte commerciali e offrendo i servizi collegati di manutenzione. Sul fronte delle Comunità Energetiche e dell'aggregazione, possono costituirsi come i soggetti promotori e poi gestori degli aspetti tecnici per conto degli utenti, presentando questo come un servizio per i propri clienti finali.

3.2 Gas

Il gas naturale come vettore energetico gioca un ruolo essenziale nel sistema energetico nazionale – reso ancora più evidente dall'attuale crisi geopolitica – ed è stato per lungo tempo indicato come fonte elemento centrale del processo di decarbonizzazione del sistema energetico. Questo in virtù delle minori emissioni che provoca rispetto ad altri combustibili fossili (carbone e olii) e alla sua programmabilità come fonte di energia (unita alla possibilità di essere stoccato), che permette di dare stabilità a un sistema elettrico caratterizzato da una presenza crescente di fonti rinnovabili intermittenti.

Le prospettive del settore, tuttavia, sono messe in discussione dall'aumento dei prezzi della commodity a cui stiamo assistendo a partire dalla metà del 2021 e dalla situazione di dipendenza dall'estero in cui ci pongono le importazioni massicce di gas. L'inevitabile riduzione dei consumi di gas, che si prospettava per il lungo periodo⁴⁹ per rispondere agli obiettivi di neutralità climatica, dovrà essere anticipata – secondo quanto indicano i nuovi target europei⁵⁰ – per l'esigenza di ridurre la dipendenza energetica dall'estero e i costi dell'energia.

In questo scenario la sfida per le utilities attive a diversi livelli della filiera del gas è duplice. Da un lato è necessario garantire la continuità delle forniture per tutti i settori nel breve periodo, in cui è impossibile prevedere delle alternative al gas naturale. Dall'altro è necessario ripensare le proprie strategie in vista di una prevedibile (seppur graduale) riduzione dei consumi e dell'esigenza di ridurre le emissioni associate. Una risposta a entrambe le sfide per le utilities viene dalla crescita nella produzione e consumo di gas verdi – biogas, biometano e idrogeno rinnovabile⁵¹.

Modifiche al contesto regolatorio e di policy

A livello comunitario, il piano *REPowerEU*, finalizzato ad azzerare gradualmente la dipendenza dell'Europa dal gas russo, prevede diverse misure per il settore gas. Il primo obiettivo del piano è quello di assicurare il soddisfacimento della domanda di gas nel prossimo futuro (a partire dal prossimo

49 La domanda di gas prevista al 2030 dagli Scenari Terna-Snam elaborati nel 2019 (e confermata nell'aggiornamento 2021) era tra i 60 e i 65 bcm, quindi solo del 13% inferiore al livello storico di 75 bcm.

50 Si veda in particolare il Piano *REPowerEU*, approfondito nel paragrafo 2.2 di questo rapporto.

51 Si ricorda che l'impiego di biogas e biometano permette ridurre di circa l'85% le emissioni climalteranti in ottica life cycle rispetto al metano fossile, poiché la CO₂ emessa nella combustione è stata precedentemente sottratta dall'atmosfera durante il ciclo di vita delle biomasse (attraverso i processi di respirazione degli organismi vegetali).

inverno): a questo scopo è prevista la creazione di una piattaforma comune per gli acquisti che dovrebbe facilitare l'approvvigionamento a condizioni più favorevoli da fornitori alternativi alla Russia. È altresì prevista l'introduzione dell'obbligo di riempire la capacità di stoccaggio al 90% per tutti i Paesi membri, introducendo se necessario un incentivo che copra fino al 100% delle spese sostenute dagli operatori. Il piano inoltre pone obiettivi molto ambiziosi in materia di produzione di gas rinnovabili per contribuire alla sostituzione del gas fossile (per i dettagli dei nuovi obiettivi si veda il punto dedicato al *REPowerEU* nel paragrafo 2.2).

Passando al livello nazionale, sono attualmente in cantiere alcune modifiche rispetto al quadro di supporto per i gas rinnovabili. Attualmente il biogas è incentivato come fonte di energia elettrica rinnovabile, quindi, tramite il decreto FER 1⁵² che prevede l'erogazione di tariffe premianti per l'elettricità immessa in rete, mentre il biometano, secondo quanto previsto dal decreto Biometano⁵³, è incentivato solo per il suo impiego nei trasporti attraverso il sistema dei *Certificati di Immissione in Consumo* (CIC).

Per quanto riguarda il biogas non si registrano novità particolari nel quadro di supporto, salvo l'inclusione tra le tecnologie innovative incentivate nel decreto FER2 (in bozza) degli impianti a biogas di piccola taglia.

Novità più rilevanti sono attese per il supporto al biometano, per il quale il PNRR ha lanciato un processo di riforma⁵⁴, che è stata avviata dal decreto di recepimento (d.lgs n.199/2021) della direttiva RED II⁵⁵ - che prevede un nuovo sistema di incentivazione le cui specifiche saranno stabilite da un nuovo decreto del MiTE, pubblicato solo in bozza nel momento in cui si scrive il presente studio (maggio 2022).

Secondo quanto previsto dal d.lgs. n. 199/2021 il biometano prodotto o immesso in rete sarà incentivato mediante una specifica tariffa (di durata e valore da definire nel nuovo decreto) che dovrà assicurare lo stesso livello di incentivo per l'utilizzo in tutti i settori (non privilegiando più, quindi, il settore dei trasporti) inclusa la produzione di energia elettrica e termica in impianti di cogenerazione industriale, anche in connessione a reti di teleriscaldamento. A questa si aggiungerà un contributo a fondo perduto (pari al 40% dell'investimento secondo quanto riportato nel PNRR), da assegnare mediante procedure competitive, per l'investimento in:

- efficientamento, riconversione parziale o totale di impianti esistenti a biogas;
- nuovi impianti di produzione di biometano;
- valorizzazione e corretta gestione ambientale del digestato e dei reflui zootecnici.

La bozza conferma l'impostazione del supporto (per impianti di produzione di biometano di nuova realizzazione e impianti di produzione di energia elettrica da biogas da riconvertire alla produzione di biometano) lungo due direttrici: i) una tariffa incentivante per l'immissione di gas in rete (della durata di 15 anni); ii) un contributo in conto capitale sulle spese ammissibili dell'investimento sostenuto. L'accesso agli incentivi è subordinato all'aggiudicazione di procedure competitive pubbliche, per cui vengono messi a disposizione periodicamente contingenti di capacità.

Gli incentivi sono riconosciuti per impianti che rispettano delle condizioni minime di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra⁵⁶:

- pari al 65% per il biometano destinato all'uso nei trasporti;
- pari all'80% per il biometano destinato ad altri usi.

Secondo le stime fornite nel PNRR, il nuovo disegno incentivante (per il quale il Piano stanziava 1,92 miliardi di euro a copertura dei contributi a fondo perduto) dovrebbe portare alla produzione di un totale di 2,3-2,5 bcm di biometano all'anno, di cui 1,6-1,8 dalla riconversione di impianti a biogas e 0,7 dalla realizzazione di nuovi impianti.

Per completezza si segnala che per quanto riguarda l'idrogeno, l'altro gas rinnovabile deputato a svolgere un ruolo importante nel processo di decarbonizzazione, non sono stati compiuti nell'ultimo

52 D.m. 4 luglio 2019.

53 D.m. 2 marzo 2018.

54 M2C2.1 Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile – Riforma 1.2 Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile.

55 D. lgs. n.199 8 novembre 2021.

56 Da calcolare secondo la metodologia indicata negli allegati VI e VII del d.lgs. n.199/2021.

anno significativi progressi nel disegno di un quadro regolatorio e di policy di supporto a livello nazionale. Ad oggi il riferimento è ancora dato dalle *Linee guida preliminari per la strategia nazionale sull'idrogeno*⁵⁷. Accanto a queste il PNRR stanZIA una mole significativa di risorse per lo sviluppo della filiera, come si mostra nel paragrafo successivo.

Risorse dedicate dal PNRR

Il PNRR prevede nella M2C2 “Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile” diverse misure destinate alla decarbonizzazione del settore gas, con particolare riferimento allo sviluppo del biometano e dell'idrogeno.

Investimento 1.4 Sviluppo biometano (1,92 miliardi euro). Le risorse sono destinate alla copertura dei contributi per l'investimento in nuovi impianti o la riconversione di impianti esistenti

Riforma 1.2: nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile. Prevede la riforma del meccanismo di supporto ai biogas descritto nel paragrafo precedente

Investimento 3.1. Produzione in aree industriali dismesse (0,50 miliardi di euro). Creazione di 10 *hydrogen valleys*, cioè aree industriali con economia in parte basata su idrogeno, per promuoverne a livello locale la produzione e l'uso nell'industria e nei trasporti. Per contenere i costi verranno utilizzate aree dismesse già collegate alla rete elettrica: lì verranno installati elettrolizzatori per la produzione di idrogeno mediante sovra-generazione FER o produzione FER dedicata nell'area

Investimento 3.2. Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate (2 miliardi di euro). Transizione verso l'idrogeno verde delle industrie più inquinanti e difficili da riconvertire, in primo luogo acciaierie e raffinerie

Investimento 3.3. Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale (0,23 miliardi di euro). Creazione di una rete di distributori per camion e auto, così da raggiungere almeno il 5-7% del mercato interno entro il 2030. Saranno sviluppate almeno 40 stazioni di rifornimento, dando la priorità alle aree strategiche per i trasporti stradali pesanti: lungo le autostrade, vicino ai porti e in prossimità dei terminali logistici

Investimento 3.4. Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario (0,30 miliardi di euro). L'obiettivo è convertire all'idrogeno le linee ferroviarie non elettrificate, con elevato traffico passeggeri e un forte utilizzo di treni diesel, di diverse regioni, tra cui Lombardia, Puglia, Sicilia, Abruzzo, Calabria, Umbria e Basilicata

Investimento 3.5. Ricerca e sviluppo sull'idrogeno (0,16 miliardi di euro)

Riforma 3.1. Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno. La riforma ha lo scopo di:

- indicare norme tecniche di sicurezza su produzione, trasporto, stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno;
- semplificare la regolamentazione amministrativa per realizzare piccoli impianti di produzione di idrogeno verde;
- regolamentare la partecipazione degli impianti di produzione di idrogeno ai servizi di rete;
- indicare un sistema di garanzie di origine per l'idrogeno rinnovabile per indicare un prezzo ai consumatori;
- dettare misure per consentire la realizzazione di stazioni di rifornimento di idrogeno lungo i principali snodi di strade, autostrade e porti.

Riforma 3.2. Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno. La riforma punta a:

- stabilire incentivi fiscali per sostenere la produzione di idrogeno verde, con impatto ambientale neutro, e una revisione della tassazione dei prodotti energetici;
- misure specifiche per la diffusione del consumo di idrogeno verde nel settore dei trasporti.

57 MiSE, *Strategia nazionale idrogeno linee guida preliminari*. Novembre 2020.

Progressi compiuti rispetto alle linee d'azione per decarbonizzare il Paese

Linea d'azione 2. Sviluppo dei gas rinnovabili. Come auspicato, la produzione di gas rinnovabili in Italia è in crescita. Per quanto riguarda il biometano, negli ultimi due anni gli impianti sono cresciuti da 8 nel 2019 a 21 a fine 2020, per una capacità produttiva di circa 245 milioni di mc annui. Nel 2021 sono state accettate da Snam ulteriori 54 richieste di allacciamento, che porterebbero a 75 impianti il totale, per una producibilità potenziale pari a 570 milioni di mc annui (pari a circa metà della quantità massima incentivabile dal decreto Biometano di 1,1 miliardi di mc)⁵⁸.

Rispetto al biogas, nel 2021 si contavano circa 2.000 impianti di produzione, di cui l'80% legato al settore agricolo, per una produzione intorno ai 2,5 miliardi di mc, che rendono l'Italia il secondo produttore di biogas in Europa e il quarto nel mondo. Il biogas è impiegato per la produzione di energia e calore. Dal 2013 al 2020 (ultimo anno per cui sono disponibili i dati completi di Terna) la produzione di energia elettrica è calata da 3.439 GWh a 2.727 GWh, ma è stata più che compensata dall'incremento della produzione combinata di elettricità e calore, che è passata da 4.012 GWh a 5.439 GWh, indicando una tendenza positiva nell'impiego crescente di biogas per la cogenerazione.

Linea d'azione 3. Sviluppo degli strumenti di flessibilità per il mercato elettrico. Come ampiamente sottolineato, gli impianti di produzione elettrica alimentati a gas naturale svolgono attualmente un ruolo centrale per la stabilità e flessibilità del sistema elettrico. Terna⁵⁹ stima un fabbisogno addizionale di capacità termoelettrica a gas di 5,4 GW nel 2025 rispetto al 2018. Grazie al meccanismo del *capacity market* introdotto da Terna, la capacità termoelettrica a gas di ultima generazione è destinata ad aumentare. Le prime due aste svolte nel 2019, con periodi di consegna al 2022 e 2023 hanno assegnato 5,8 GW di nuova capacità⁶⁰, di cui 4,8 GW provenienti da impianti a ciclo combinato e turbogas. In aggiunta nel febbraio 2022, come auspicato da *Utilitalia* nel *position paper* 2021⁶¹, è stata svolta una nuova asta con periodo di consegna per il 2024: dei 3,8 GW di nuova capacità assegnata 2,27 GW è da impianti a ciclo combinato e altri 315 MW provengono da impianti turbogas. La realizzazione della capacità aggiudicata attraverso le aste concluse del *capacity market* dovrebbe soddisfare il fabbisogno di generazione termoelettrica aggiuntiva evidenziato in passato da Terna per garantire stabilità al sistema.

Opportunità e sfide che si aprono per le utilities derivanti dal mutamento di contesto

Il contesto attuale per le utilities attive nella filiera del gas è particolarmente sfidante. L'aumento del prezzo della commodity e la minaccia di una riduzione delle forniture dalla Russia pongono innanzitutto la sfida di garantire la continuità delle forniture a un prezzo che sia sostenibile per i clienti finali e che al contempo garantisca un margine di profitto per la utility.

Una situazione prolungata di prezzi così elevati del gas naturale (stabilmente intorno ai 90 €/MWh a partire da marzo 2022) sul mercato potrebbe incidere sulla produzione di energia elettrica da impianti a gas, che potrebbe essere sostituita (nel corso degli anni) da una quota crescente di rinnovabili a fronte di investimenti crescenti in queste tecnologie. In questo scenario il ruolo delle centrali a gas sarà sempre di più legato a garantire flessibilità e stabilità al sistema. Di questo le utilities devono tenere conto nel programmare le proprie strategie di investimento, cogliendo anche le opportunità di remunerazione derivanti dal meccanismo del *capacity market*.

Le opportunità che nascono da un contesto di prezzi del gas naturale così elevati sono legate alla produzione e al consumo di gas rinnovabili, che guadagnano competitività dal punto di vista economico. Il costo di produzione del biometano si aggira oggi intorno ai 55/60 €/MWh⁶², decisamente inferiore ai 90 €/MWh necessari per acquistare il gas naturale sul mercato, al quale vanno poi anche aggiunti i costi per i permessi di emissione di CO₂ nel caso dell'impiego in settori ETS. Gli investimenti in biometano permettono di raggiungere simultaneamente più benefici: ridurre le emissioni, limitare i costi di approvvigionamento, migliorare l'indipendenza energetica nazionale, sfruttare logiche circolari per lo smaltimento di rifiuti e scarti agricoli, prospettiva quest'ultima particolarmente interessante per le multiutilities attive sia nella filiera dei rifiuti che in quella del gas.

58 Fonti: GSE (2021); Snam (2021); Green - Università Bocconi (2021). *Le prospettive dei gas rinnovabili nel settore dei trasporti in Italia: il futuro ruolo del biometano*.

59 Fonte: Terna (2019). *Rapporto Adeguatezza Italia*.

60 Si fa riferimento alla CDP: capacità disponibile alla punta.

61 *Utilitalia* (2021): *Utilities. Protagoniste della transizione ecologica: la sfida della decarbonizzazione*.

62 Fonte: European Biogas Association.

3.3 Acqua

Modifiche al contesto regolatorio e di policy

Il servizio idrico integrato (SII), come noto, non è destinatario di target specifici di decarbonizzazione; tuttavia, non si può non considerare il ruolo rilevante che esso riveste nella transizione ecologica.

Gli obiettivi di protezione e di gestione efficiente della risorsa si ritrovano da sempre all'interno della legislazione europea in materia di acqua, ed è soprattutto con la revisione della direttiva sulle acque potabili (direttiva (UE) 2020/2184) e di quella sul trattamento delle acque reflue (regolamento (UE) 2020/741), che vengono introdotti importanti elementi legati al tema della transizione ecologica. La prima direttiva introduce elementi di grande innovazione non solo dal punto di vista tecnico ma anche per l'attenzione posta ai temi ambientali e alla comunicazione efficace e trasparente ai cittadini; mentre il regolamento ha inteso promuovere e incoraggiare un utilizzo sostenibile della risorsa idrica, con la definizione di *standard* minimi di qualità da rispettare per il riutilizzo dell'acqua destinata all'irrigazione agricola.

Rilevante è anche la tassonomia europea (si veda il Paragrafo 2.1), che introduce un sistema condiviso di classificazione delle attività eco-sostenibili dal punto di vista ambientale e sociale. Il settore idrico rientra tra queste attività, dato che è uno dei settori ritenuti responsabili del 96% delle emissioni dirette di gas serra nell'UE.⁶³ In particolare, sono cinque le attività indicate dalla tassonomia riguardanti il SII:

- Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta, trattamento e fornitura di acqua
- Rinnovo di sistemi di raccolta, trattamento e fornitura di acqua
- Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue
- Rinnovo dei sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue
- Digestione anaerobica dei fanghi di depurazione, con conseguente produzione e utilizzo di biogas e/o prodotti chimici

Tale approccio genererà nuove opportunità per i gestori del SII e comporterà un ripensamento delle programmazioni e delle pianificazioni di investimento, favorendo e incentivando gli investimenti non solo efficienti sotto il profilo tecnico-economico, ma anche sostenibili sotto i profili ambientale e sociale.

A livello nazionale, la regolazione è sempre più impegnata a collocare la propria azione nel quadro della transizione ecologica, come è possibile riscontrare nel *Quadro Strategico 2022-2025*⁶⁴. Gli obiettivi e le linee di intervento fissati per il settore idrico riguardano:

- la sostenibilità ambientale nello sviluppo delle infrastrutture per orientare le scelte di investimento dei soggetti competenti verso soluzioni innovative e a minor impatto ambientale Reti e Ambiente. il riconoscimento dei costi efficienti per la sostenibilità della gestione del servizio idrico e delle tariffe all'utenza
- la promozione dei livelli di qualità e tutele omogenee per tutti i consumatori dei servizi idrici
- la promozione dell'innovazione, anche tecnologica, in particolar modo per il potenziamento dell'efficacia nella depurazione delle acque reflue e per la riduzione delle perdite idriche

Infine, si segnala il d.l 10 settembre 2021 n. 121,⁶⁵ convertito dalla legge 9 novembre 2021 n. 156, che all'art. 2, comma 4-bis, apporta una serie di modifiche alla disciplina inerente alla predisposizione e all'attuazione del *Piano nazionale di interventi nel settore idrico*, rinominato in *Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico*. Il nuovo Piano ha la finalità di programmare e realizzare gli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche, anche al fine di aumentare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici e ridurre le dispersioni idriche.

63 Regolamento delegato (UE) 2021/2139 del 4 giugno 2021.

64 Deliberazione 13 gennaio 2022 2/2022/A Quadro Strategico 2022-2025 dell'Autorità di Regolazione per Energia.

65 "Disposizioni urgenti in materia di investimenti e sicurezza delle infrastrutture, dei trasporti e della circolazione stradale, per la funzionalità del Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, del Consiglio superiore dei lavori pubblici e dell'Agenzia nazionale per la sicurezza delle infrastrutture stradali e autostradali".

Risorse dedicate dal PNRR

In linea con gli obiettivi di adattamento al cambiamento climatico, il PNRR individua, tra le sue linee di azione, quella riguardante la sicurezza dell'approvvigionamento e la gestione sostenibile della risorsa.

Le misure previste dal PNRR in materia di acque rientrano nella Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente 4.4 "Garantire la gestione sostenibile delle risorse idriche lungo l'intero ciclo e il miglioramento della qualità ambientale delle acque interne e marittime" per la quale sono previsti fondi per 4,38 miliardi di euro. Si segnalano i seguenti investimenti:

- Investimento 4.1: investimenti in infrastrutture idriche primarie (75 progetti di manutenzione straordinaria e di potenziamento e completamento delle infrastrutture di derivazione, stoccaggio e fornitura primaria) per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico (2 miliardi di euro)
- Investimento 4.2: riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, (-15% target su 15.000 chilometri di reti idriche), anche attraverso la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti (900 milioni di euro)
- Investimento 4.3: investimenti nella resilienza dell'agrosistema irriguo (12% delle aree agricole con sistemi irrigui resi più efficienti), per una migliore gestione delle risorse idriche (880 milioni di euro)
- Investimento 4.4: investimenti per l'adeguamento delle reti fognarie e degli impianti di depurazione (600 milioni di euro)

Si rileva che a marzo 2022 è stato pubblicato dal MIMS il bando per l'assegnazione dei finanziamenti riguardanti gli interventi finalizzati alla riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti (Investimento 4.2).

Sono inoltre previsti interventi di riforma volti alla semplificazione normativa e al rafforzamento della governance per la realizzazione degli investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico (Riforma 4.1), nonché a garantire la piena capacità gestionale per i servizi idrici integrati (Riforma 4.2).⁶⁶

Tali riforme consentiranno una migliore gestione e un'accelerazione della realizzazione degli investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico.

Progressi compiuti rispetto alle linee d'azione per decarbonizzare il Paese

Linea d'azione 8. Efficientamento energetico. Il notevole incremento dei prezzi dell'energia elettrica sta portando forti ripercussioni anche nel settore idrico, con un aumento dei costi in bolletta sia per i gestori idrici che per gli utenti. I consumi di energia elettrica del settore, infatti, sono tutt'altro che irrilevanti. Si stima che, nel corso del 2020, in Italia i consumi per la raccolta, trattamento e fornitura di acqua siano stati pari a oltre 6,5 TWh, oltre il 2% di quelli nazionali.⁶⁷ A questi probabilmente si devono aggiungere quelli della depurazione che, secondo alcune stime, hanno un'incidenza dell'1% sui consumi totali nazionali.⁶⁸

Questa situazione sta dunque ponendo una maggiore attenzione sui consumi energetici e sta accelerando il percorso delle utilities idriche verso azioni volte all'efficientamento energetico. In questo campo, le aziende del settore idrico possono fare molto e alcune di loro hanno già intrapreso azioni rilevanti. Da un lato, infatti, si assiste alla capacità delle imprese di autoprodurre l'energia e/o fornirsi di sola energia rinnovabile, riducendo l'impatto sull'ambiente e ottenendo un significativo risparmio economico. Un esempio di ciò lo si riscontra nelle azioni intraprese dalla rete di imprese *Water Alliance Acque di Lombardia*. Dall'altro, si stanno attivando dei veri e propri progetti di efficientamento energetico di reti e impianti, ma anche interventi volti alla riduzione delle perdite e al conseguente risparmio energetico attraverso, ad esempio, la riduzione delle pressioni delle pompe nel sistema acquedottistico per diminuire gli sprechi idrici. Non mancano, infine, operatori che hanno deciso di aderire, su base volontaria, al meccanismo dei Certificati Bianchi, adempiendo ad alcuni obiettivi di risparmio energetico e/o intraprendendo misure di efficientamento.

⁶⁶ Riguardo la Riforma 4.1, è stato raggiunto il traguardo previsto con l'approvazione di una specifica disposizione normativa del d.l. infrastrutture n. 121/2021 convertito in legge 156/2021 (art. 2, comma 4-bis).

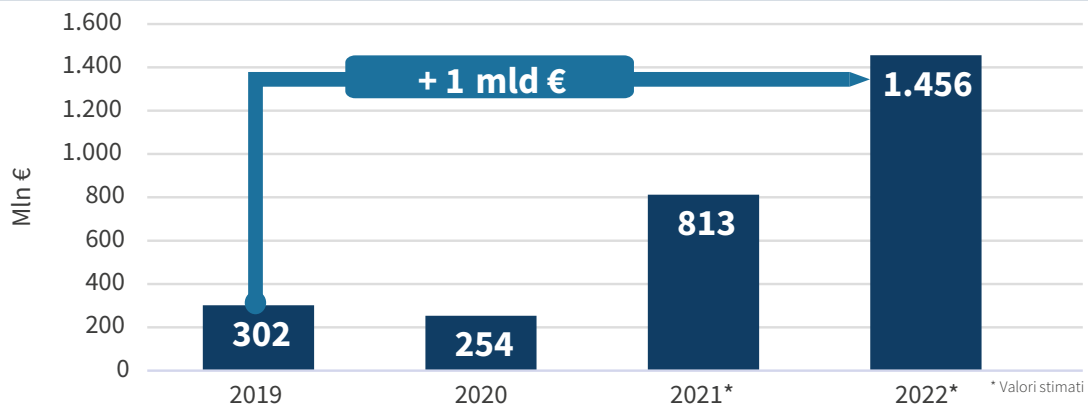
⁶⁷ Terna, Pubblicazioni statistiche. Consumo di energia elettrica per settore.

⁶⁸ Enea, 2017, Gestione efficiente della risorsa idrica e del rifiuto organico in una smart city.

Opportunità e sfide che si aprono per le utilities derivanti dal mutamento di contesto

Mai come adesso è fondamentale per il settore idrico puntare alla riduzione dei consumi energetici per far fronte, come detto, agli elevati costi. Per dare un'idea dell'impatto dell'aumento dei costi dell'energia, nella figura 3-1 si riporta la variazione del costo sostenuto dagli operatori per l'energia elettrica nel servizio acquedotto. In appena tre anni gli operatori si sono trovati a fronteggiare un aumento di oltre 1 miliardo di euro, con conseguenze molto pesanti sui propri conti economici.

FIGURA 3-1 | VARIAZIONE DEL COSTO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL SERVIZIO ACQUEDOTTO [MLN €]



Fonte: elaborazioni Agici su dati GME

Di fronte a questa situazione, le opportunità che si presentano riguardano sia azioni volte al risparmio energetico, sia l'applicazione di modelli circolari:

- Risparmio ed efficientamento energetico diretto (efficientamento reti e impianti) e indiretto (riduzione perdite)
- Strumenti a supporto dell'efficienza energetica (ad esempio, i Certificati Bianchi)
- Acquisto e generazione energia rinnovabile (solare e idroelettrico)
- Recupero di energia (ad esempio, calore latente contenuto nelle acque di scarico che può essere utilizzato per riscaldare i digestori dei depuratori, per l'essiccazione dei fanghi o anche per il teleriscaldamento)
- Recupero di materia (produzione di energia elettrica e di biogas e/o biometano da fanghi di depurazione da destinare all'impianto stesso e ad altri usi esterni)

Un'ulteriore opportunità per il settore idrico è data dalla digitalizzazione. L'accelerazione della diffusione delle tecnologie digitali nella gestione degli *asset* e dei processi del SII permetterà, da un lato, di monitorare e gestire la risorsa in modo efficiente e garantire una sempre maggior precisione nella raccolta dei dati; dall'altro, di organizzare i processi interni e il rapporto con gli utenti. Ciò attraverso l'uso sia di soluzioni ICT integrate e in *real-time* (misuratori avanzati, sistemi IoT, ecc.) applicate alle infrastrutture idriche per una gestione sostenibile e sempre più automatizzata della risorsa e degli *asset*, sia con strumenti che abilitano la digitalizzazione della forza lavoro e del rapporto con i clienti e i fornitori (ad esempio, *Cloud computing*, *Workforce Management*, *Smart Meter*).⁶⁹

3.4 Rifiuti

Modifiche al contesto regolatorio e di policy specifico per filiera

Le principali novità di policy per quanto concerne il settore rifiuti fanno riferimento a diversi interventi sia a livello europeo che a livello nazionale, in continuità con le iniziative di policy previste in precedenza. In parte gli sviluppi risentono dei più recenti shock, quali le complicazioni nell'approvvigionamento di materie prime legate sia alla guerra in Ucraina che al protrarsi della pandemia da Covid-19 nell'estremo

69 Per maggiori informazioni si veda il Rapporto annuale 2021 dell'OSWI (Observatory for a Sustainable Water Industry di Agici) *Come accelerare e ampliare la digitalizzazione nel servizio idrico integrato*.

orientate, e le spinte inflazionistiche, legate tra le altre cose allo shock sul prezzo dell'energia, che si sono riflesse in un aumento del costo per la gestione dei rifiuti.⁷⁰

In questa sede sono riportate alcune delle principali novità in tema:

- la revisione della direttiva europea sugli imballaggi;
- nuovi criteri per i decreti *end-of-waste* europei;
- la proposta di modifica del regolamento UE sulle esportazioni di rifiuti;
- le proposte di revisione della normativa europea sulle batterie;
- la strategia europea sui tessili;
- i rifiuti all'interno della Tassonomia Europea per le attività sostenibili;
- la proposta di Strategia Nazionale per l'Economia Circolare;
- la proposta per il Piano nazionale per la gestione dei rifiuti (PNGR);
- il nuovo Metodo Tariffario Rifiuti (MTR-2);
- le dinamiche di riassetto di governance del servizio rifiuti.

A livello europeo, è giunta a conclusione la consultazione pubblica per la revisione della direttiva imballaggi (94/62/CE), che regola l'immissione sul mercato degli imballaggi, nonché la prevenzione e la gestione dei rifiuti di imballaggio. Tutti gli imballaggi immessi sul mercato dell'UE devono essere conformi ai requisiti essenziali relativi alla loro composizione e alla loro riutilizzabilità e recuperabilità. Il *fitness check* della direttiva effettuato nel 2014 ha individuato la necessità di requisiti più chiari e specifici sulle caratteristiche degli imballaggi. Gli obiettivi della revisione sono di migliorare la competitività dei materiali riciclati nei mercati secondari, sostenendone la qualità e la disponibilità, aiutando anche i Paesi membri dell'Unione a raggiungere gli obiettivi di riciclo del 2018 in modo economicamente sostenibile. In particolare, la revisione si focalizzerà su un'unificazione delle regole a livello europeo rispetto ai requisiti minimi del *packaging*, con l'obiettivo di migliorarne la riutilizzabilità, la qualità del riciclo e l'*enforcement* delle relative politiche. Concretamente, si prevede l'introduzione di target o obblighi anche relativi a specifici formati o materiali, all'introduzione di un obbligo per tutti gli imballaggi di essere riciclabili o riutilizzabili (obbligo corredato da una definizione esecutiva), e all'introduzione di nuove specifiche regole di *Green Public Procurement* (GPP).

Sempre in tema di riciclabilità, la Commissione europea ha stilato un elenco prioritario di flussi di rifiuti per i quali intende sviluppare nuovi criteri per l'*End of waste* (EoW) a livello europeo. In cima alla lista ci sono diversi tipi di rifiuti plastici – PET, LDPE, HDPE, polistirene e polistirene espanso (EPS), polipropilene (PP) e plastiche miste – seguiti dai tessuti usati. Seguono la gomma proveniente dal riciclaggio degli pneumatici e alcuni rifiuti da costruzione e demolizione, mentre la carta e il cartone recuperati sono l'ultimo flusso di materiali della lista ristretta pubblicata nell'aprile 2022. I criteri per la plastica saranno sviluppati a partire dal secondo trimestre 2022 e pubblicati entro il primo trimestre 2024, mentre il lavoro sui criteri per i tessili inizierà nel 2023.

Nel novembre 2021, la Commissione europea ha presentato la proposta di modifica del regolamento UE sulle esportazioni di rifiuti (*Waste Shipments Regulation* – WSR), proponendo requisiti più severi per le esportazioni verso Paesi al di fuori dell'Unione europea. La proposta è stata integrata ad aprile 2022 con modifiche e integrazioni ad opera del Parlamento Europeo. Il principio fondamentale della riforma prevede la responsabilità degli esportatori dei rifiuti, specialmente verso i Paesi non-OCSE, di verificare che la gestione dei rifiuti nei Paesi destinatari sia svolta secondo criteri ambientali adeguati. Si prevede inoltre il rafforzamento del contrasto alle esportazioni illegali.

Nel corso della seconda metà del 2021 e della prima metà del 2022, si è poi manifestata all'interno delle istituzioni europee una sempre maggiore attenzione verso il tema della gestione dei rifiuti da batterie. Nel dicembre 2020 è stato proposto un nuovo regolamento sulle batterie (COM (2020) 798 final), non ancora entrato in vigore, che amplia notevolmente il campo d'azione della normativa vigente. Con il nuovo regolamento, si punta a stimolare le nuove tecnologie e la produzione interna di accumulatori per la mobilità elettrica, introducendo ad esempio regole stringenti sulla tracciabilità dei materiali usati per la produzione delle batterie, il calcolo obbligatorio dell'impronta di CO₂, obblighi di contenuto

70 <https://www.reteambiente.it/news/48088/costi-di-gestione-rifiuti-istat-crescita-nel-2021/>

minimo di materiali riciclati. Sarà inoltre introdotto un passaporto elettronico per le batterie di taglia maggiore, che conterrà informazioni sullo stato della batteria (rifiuto/non rifiuto/riciclata/riqualificata/responsabilità EPR). La normativa chiarisce anche le responsabilità in di produttori, riutilizzatori e riciclatori, e innalza l'obiettivo di raccolta delle batterie portatili dall'attuale 45% dell'immesso sul mercato a 3 anni al 70% entro il 2030. Le novità in questo senso sono gli annunci da una parte di un incremento ulteriore degli obiettivi di raccolta e riciclo, proposto dal Parlamento Europeo, e dall'altra del consiglio europeo di prevedere un periodo di transizione più lungo, data la difficoltà di raggiungimento degli obiettivi previsti al 2030. Infine, tutte le istituzioni europee hanno annunciato l'intenzione di accelerare l'iter di approvazione della normativa.

Nell'aprile 2022 è stata presentata anche la nuova strategia europea per i tessili sostenibili e circolari, che introduce il concetto di responsabilità dei produttori su tutta la catena del valore, dall'approvvigionamento dei materiali alla gestione dei rifiuti. La strategia punta a rendere entro il 2030 i prodotti tessili durevoli, riciclabili e composti per gran parte di fibre riciclate, prive di sostanze pericolose e prodotte nel rispetto dei diritti sociali e dell'ambiente. La strategia si accompagna e funge da complemento all'obbligo di raccolta differenziata dei tessili, entrato in vigore in Italia dal 1° gennaio 2022.

Infine, è bene ricordare che nel mese di dicembre 2021, è stato approvato il regolamento delegato UE 2021/2139, in merito ai criteri di vaglio tecnico che consentono di stabilire quando un'attività economica contribuisce in modo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici o all'adattamento agli stessi (cfr. primi due obiettivi ambientali) e non arreca danni significativi agli altri obiettivi ambientali (principio DNSH), in relazione alla tassonomia europea per le attività sostenibili. Questo regolamento, in rigida applicazione del principio di gerarchia dei rifiuti, il cui principio principale è la riduzione nella produzione di rifiuti, e del principio DNSH, non include tra le attività di nessuna delle due categorie (utili alla mitigazione o all'adattamento al cambiamento climatico) l'incenerimento, a prescindere che esso sia o meno accompagnato da recupero energetico. Questo appare potenzialmente in contrasto con il ruolo che pure la Commissione europea riconosce all'incenerimento con recupero energetico, come ultima strategia preferibile in ogni caso al ricorso a discarica: lo stesso Commissario europeo all'ambiente Virginijus Sinkevičius ha ribadito la centralità dell'incenerimento con recupero di energia nel raggiungimento degli obiettivi di riduzione del conferimento in discarica, specificando che la quota di incenerimento potrà teoricamente coprire fino al 35% del totale della gestione dei rifiuti, coerentemente con il principio della gerarchia dei rifiuti.⁷¹

A livello nazionale, si segnala la conclusione della consultazione pubblica per la *Strategia Nazionale per l'Economia Circolare*,⁷² prevista dal PNRR. La pubblicazione del d.m. di adozione della Strategia è prevista entro il 30 giugno 2022. In particolare, sono state inserite tra le aree d'intervento: l'*ecodesign* dei prodotti, la *blue economy*, la bioeconomia e le materie prime critiche.

Il 16 marzo 2022 è stata inoltre resa nota la proposta del MiTE per un nuovo Piano nazionale per la gestione dei rifiuti (PNGR, 2022-2028), previsto all'interno del PNRR (M2C1, Riforma 2), che è ora in fase di valutazione ambientale strategica (VAS). Il piano funge da documento di indirizzo strategico per le Regioni e Province autonome, e da base del quale verranno poi definiti i diversi piani regionali per la gestione dei rifiuti.

Il PNGR prevede un ruolo maggiore per il recupero energetico (soprattutto «tal quale», senza pretrattamento) per rifiuti urbani indifferenziati e scarti derivanti dal trattamento della frazione secca e organica. Per quanto riguarda la governance, è prevista una gestione territoriale differenziata. Nello specifico, per la FORSU vale il principio della prossimità regionale, mentre per il recupero energetico: valgono anche gli accordi di macroarea.

In termini di novità sulla governance dei rifiuti, è utile richiamare il nuovo Metodo Tariffario Rifiuti (MTR-2),⁷³ che ha come obiettivo premiare il ricorso a impianti di trattamento e penalizzare il ricorso a discarica, e prevede, come particolare novità rispetto all'MTR precedente, la regolazione delle tariffe al

71 Risposta del 24.03.2020 all'interrogazione P-000568/2020 del 30.01.2020. "EU waste legislation requires Member States, by 2035, to recycle 65% of their municipal waste and not to landfill more than 10%. Consequently, even after the year 2035, up to 35% of municipal waste, representing a residual, non-recyclable fraction, could in theory be energy recovered in line with the waste hierarchy".

72 MiTE, 30 settembre 2021. Strategia nazionale per l'economia circolare. Linee Programmatiche per l'aggiornamento. Documento per la consultazione.

73 Delibera Arera 3 agosto 2021, n. 363/2021/R/Rif. Approvazione del metodo tariffario rifiuti (Mtr-2) per il secondo periodo regolatorio 2022-2025.

cancello per l'accesso agli impianti di trattamento. A questo proposito, ai fini di una modulazione della regolazione tra diversi tipi di impianti, il MTR-2 prevede una distinzione tra impianti di chiusura del ciclo *integrati* (affidamento al gestore integrato), *minimi* (impianti per il trattamento di flussi programmati) e *aggiuntivi* (contesto di libero mercato). La distinzione tra i tipi di impianti è affidata alle Regioni che in molti casi non hanno provveduto entro il termine del 30 aprile 2022. Il metodo prevede un meccanismo di incentivazione tramite perequazione (compensazione o maggiorazione dei corrispettivi per l'accesso agli impianti a seconda del tipo di impianto a cui si conferisce), rispettando la gerarchia di: riciclo/compostaggio; incenerimento con recupero energia; incenerimento senza recupero; discarica.

Infine, è bene evidenziare che è in corso il riassetto della governance del servizio rifiuti in alcune regioni: in alcuni casi, in particolare, non si è ancora provveduto all'individuazione e/o all'attivazione degli Enti di governo dell'ambito territoriale ottimale per l'organizzazione del ciclo rifiuti (EGATO). È il caso, ad esempio, della Sicilia, dove le Società di Regolamento del servizio di gestione Rifiuti (SRR) che dovevano fungere da EGATO sono in via di scioglimento, e non è al momento indicato l'ente che le sostituirà; o del Lazio, dove l'EGATO è stato individuato ma non ancora attivato. In particolare, nelle regioni del Centro- Sud, l'assetto di governance del servizio rifiuti appare ancora notevolmente instabile ed è lecito aspettarsi novità e riassetto nel breve e medio periodo.

Risorse dedicate dal PNRR

Nel marzo 2022 si sono chiusi i primi bandi sull'economia circolare previsti dal PNRR per la misura M2C1.1 *Migliorare la capacità di gestione efficiente e sostenibile dei rifiuti e il paradigma dell'economia circolare*, investimento 1.1 (*Realizzazione di nuovi impianti e ammodernamento esistenti*, 1,5 miliardi di euro), e 1.2 (*Progetti faro di economia circolare*, 0,6 miliardi di euro), dedicati soprattutto allo sviluppo impiantistico per il trattamento dei rifiuti. Le richieste pervenute al MiTE hanno superato quota 12 miliardi di euro, a conferma del grande interesse – e delle poche risorse economiche messe a disposizione – verso questa componente fondamentale della transizione ecologica. Sono giunte 4.114 domande: dal Nord 1.474 domande (36%), per complessivi 4,4 miliardi di euro, dal Centro 780 domande (19%) il cui valore complessivo ammonta a 3,3 miliardi di euro e dal Sud 1.860 domande (45%), per 4,6 miliardi.⁷⁴ Al momento della stesura di questo documento (metà maggio 2022) non sono noti i progetti assegnatari del bando.

Dal 5 maggio 2022 sono inoltre attivi gli incentivi del MiSE per programmi di investimento per la tutela ambientale (riciclo e recupero rifiuti e bonifiche) per aziende in aree di crisi industriale, con modalità definite dal DM 24 marzo 2022.

Progressi compiuti rispetto alle linee d'azione per decarbonizzare il Paese

Il *position paper* 2021 aveva individuato alcune azioni prioritarie per la decarbonizzazione delle utilities in tema rifiuti ed economia circolare, in particolare:

- Adozione di programmi di “circolarizzazione” del business;
- Sviluppo di nuovi business e prodotti orientati alla circolarità;
- Partecipazione a piattaforme di collaborazione, ad esempio per lo sviluppo di modelli di business congiunti o di rapporti con i produttori per ecodesign finalizzato a riparabilità e riciclabilità;
- Adozione di strumenti di misurazione e certificazione della circolarità come strumento di *accountability* e trasparenza verso gli *stakeholder*;
- Miglioramento delle performance di riciclo.

In merito, il principale progresso si è visto sicuramente nel continuo sviluppo e investimento delle utilities nell'impiantistica di trattamento rifiuti, espandendo il proprio business a nuovi *stream* di rifiuti, nuove fasi della filiera, e migliorando le performance dei processi di riciclo esistenti, con evidenti ricadute in termini di riduzione delle emissioni nella misura in cui tale capacità ha successo nella minimizzazione del ricorso a discarica. La tendenza appare particolarmente vivace e include l'ingresso di nuovi entranti da settori limitrofi, in particolare dal settore energetico. Sul tema della collaborazione con altri soggetti, non appare esserci stata una particolare accelerazione, mentre le utilities sembrano prediligere interazioni che si concretizzano in acquisizioni piuttosto che partnership. Infine, lo sviluppo

74 Dati ISPRA 2022.

di strumenti di misurazione e certificazione della circolarità prosegue in diverse sedi, in particolare in sede di Commissione europea (*EU Monitoring Framework for the Circular Economy*) e in sede di organizzazioni di normazione (ISO/WD 59020.2), tuttavia in entrambi i casi non si registrano specifiche novità rispetto allo scorso anno: in particolare, lo standard ISO non è stato ancora pubblicato.

Infine, il *position paper* 2021 avanzava una proposta di policy con particolare impatto sull'economia circolare, ovvero l'accelerazione del *Green Procurement*. Anche su questo tema si registra una prosecuzione delle tendenze evidenziate lo scorso anno, senza però una accelerazione che porterebbe lo strumento a raggiungere il proprio potenziale di impatto. Nello specifico, i tavoli di lavoro del MiTE sui Criteri Ambientali Minimi (CAM) procedono con lentezza, mentre permangono le problematiche sulla effettiva applicazione da parte delle stazioni appaltanti pubbliche di tali criteri; anche nel settore privato, infine, al momento non si registrano sostanziali passi in avanti per migliorare l'approccio complessivo al procurement circolare.

Opportunità e sfide che si aprono per le utilities derivanti dal mutamento di contesto

Le numerose novità normative in sede europea sopra riportate aprono un ventaglio di opportunità per le utilities. In primis, l'introduzione della nuova direttiva imballaggi e dei nuovi criteri *End Of Waste* fornirà un forte impulso allo sviluppo impiantistico per il riciclo dei materiali plastici, oltre, potenzialmente, all'esigenza di introdurre in modo pervasivo modelli di *take-back* e logistica inversa degli imballaggi. A questo proposito sarà di importanza strategica, per le utilities, lo sviluppo di relazioni con i nuovi attori della filiera rifiuti (ad esempio, gli attori alternativi al sistema dei consorzi dell'ambito CONAI), oltre che l'aggiornamento tecnologico per far fronte alle nuove modalità e tipologie di rifiuti.

Per quanto concerne la revisione della normativa sull'*export* di rifiuti, questa introduce innanzitutto degli oneri superiori sulla filiera del riciclo, in termini non solo di complessità organizzativa, ma anche di *liability*. Oltre a ciò, si configura un rischio che tale revisione impatti non solo l'*export* di rifiuti non trattati, ma anche, in alcuni casi, l'esportazione di materie prime seconde. È opportuno, quindi, che i riciclatori monitorino adeguatamente i potenziali impatti di tale revisione, in modo da mettere in piedi per tempo le necessarie misure. D'altro canto, la revisione fornisce un'importante opportunità di incremento della relativa competitività degli impianti di riciclo situati all'interno dell'Unione Europea, e quindi potrebbe costituire un'occasione di investimento per la rilocalizzazione impiantistica in Italia e in Europa.

Per quanto riguarda le novità in arrivo per la filiera delle batterie, è evidente una crescente rilevanza del tema in vista dei futuri sviluppi di mercato (è previsto un fortissimo incremento della domanda) e l'orientamento delle istituzioni, europee in particolare, è senza dubbio rivolto a una sempre maggiore capacità di gestione dell'intera filiera di produzione e recupero su suolo europeo. Le utilities sono posizionate al centro di tale filiera, a cavallo tra la gestione dei rifiuti, la produzione e vendita di energia (per cui lo storage elettrochimico sarà sempre più fondamentale), e la gestione di ingenti parchi di mezzi di trasporto. Anche in questo settore le utilities hanno quindi una rilevante occasione di investimento e di partnership con operatori specializzati.

Sul tessile, si confermano le grandi opportunità in termini di espansione della capacità di raccolta e trattamento, ancor più rafforzate dall'espansione del mercato delle materie prime seconde tessili, prevedibile a seguito dell'introduzione delle nuove misure proposte dalla nuova strategia sui tessili.

Alcune ulteriori novità orientate a migliorare la riparabilità dei prodotti e l'*ecodesign* offrono un'opportunità sempre crescente per l'ingresso e il rafforzamento della presenza delle utilities nel settore della riparazione e *upgrade* dei prodotti, fortemente sinergico rispetto ai business storici di raccolta e recupero rifiuti.

Per quanto concerne le novità a livello nazionale, il PNRR privilegia l'applicazione dei principi di autosufficienza e prossimità. Mentre da una parte questo offre una grande opportunità per lo sviluppo di impianti di scala locale, una possibile conseguenza è anche un rischio di sottoutilizzo della capacità di trattamento esistente al Nord Italia.

Per quanto riguarda il MTR-2, si profila un impatto sulla struttura dei costi (per quanto riguarda l'invio a trattamento) e dei ricavi (dal punto di vista degli operatori di impianti) in conseguenza della definizione delle diverse tipologie di impianto e della successiva implementazione del nuovo metodo tariffario. A tal proposito è opportuno che le utilities mantengano un dialogo costante con gli enti territoriali per assicurarsi che il processo di attribuzione degli impianti di trattamento alle diverse categorie sia efficace e non si protragga eccessivamente nel tempo (onde ridurre i margini di incertezza sulla programmazione economica dell'attività).

3.5 Efficienza energetica

Modifiche al contesto regolatorio e di policy

A livello comunitario, nel novero delle proposte legislative del pacchetto *Fit for 55* figura anche la proposta di revisione della direttiva europea sull'Efficienza Energetica (COM (2021) 558), quale azione strategica per il raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 55% al 2030, reso vincolante dalla *European Climate Law*, nel quadro più ampio dell'*European Green Deal*.

Al fine di ridurre l'uso globale di energia, ridurre le emissioni climalteranti e affrontare la povertà energetica, la direttiva stabilisce obiettivi ambiziosi, ad esempio prevedendo a livello europeo una riduzione del consumo di energia di almeno il 9% entro il 2030 rispetto allo scenario di riferimento del 2020. Nel piano *REPowerEU* la Commissione europea ha poi proposto un ulteriore aumento del target al 13%.

Le disposizioni sugli obblighi di risparmio energetico (*Energy Saving Obligation*, ESO) previste all'art. 8 del *recast* della direttiva sull'efficienza energetica modificano l'attuale obiettivo dell'0,8% di riduzione annua di risparmi negli usi energetici finali nel periodo 2021-2030 a 1,5% per il 2024-2030.

All'articolo 3 viene data una definizione giuridica e operativa del principio *Energy Efficiency First*, che propone di considerare "soluzioni di efficienza energetica nelle decisioni strategiche e di pianificazione e in quelle relative a grandi investimenti", da applicarsi ai sistemi energetici ma anche in settori non energetici che hanno un impatto sul consumo di energia e sull'efficienza energetica, ai processi di approvvigionamento pubblico (appalti e concessioni) da un certo valore in su (articolo 7) e ai sistemi di trasformazione, trasmissione e distribuzione dell'energia (articolo 25).

Inoltre, nell'allegato V della proposta di direttiva che stabilisce i principi di calcolo per quantificare le riduzioni di consumi ottenute attraverso schemi d'obbligo, alla lettera *h* del secondo punto è specificato che dal 1° gennaio 2024 non potranno essere considerati i risparmi generati attraverso l'utilizzo diretto di combustibili fossili ai fini del computo del raggiungimento degli obiettivi. Tale previsione, se adottata in via definitiva, potrebbe limitare fortemente l'incentivazione a livello nazionale degli interventi di teleriscaldamento. Inoltre, sono presenti ulteriori limitazioni per lo sviluppo e l'incentivazione delle reti di teleriscaldamento alimentati da sistemi di cogenerazione ad alto rendimento: all'allegato III sulle metodologie di determinazione dell'efficienza dei processi di cogenerazione si stabilisce alla lettera *a* del primo paragrafo che emissioni non superino 270 gCO₂/kWh.

A livello nazionale, l'impianto normativo del Superbonus 110%, introdotto con il cosiddetto "Decreto Rilancio" (d.l. 34/2020) ha subito numerose modifiche, ben dodici correttivi, cinque provvedimenti attuativi e molteplici disposizioni dell'Agenzia delle Entrate, pur mantenendo invariata l'architettura generale.

Le ultime misure hanno riguardato principalmente la revisione con andamento decrescente delle aliquote delle detrazioni fiscali al 2025 previsto dalla Legge di Bilancio 2022 (l. 234/2021), i nuovi massimali di costo per l'asseverazione della congruità delle spese degli interventi, modificati col cosiddetto "Decreto MiTE" (d.m. 75/2022) e i limiti alla possibilità di cedere i crediti d'imposta e gli sconti in fattura, nel tentativo di arginare la realizzazione di truffe, sanciti dal Decreto Frodi (d.l. 13/2022) e poi modificati dalla legge di conversione del Decreto Energia (l. 34/2022 e D.L. 17/2022) e anche dal Decreto Aiuti (d.l. 50/2022).

La misura del Superbonus terminerà nel 2025 con scadenze differenziate in base ai soggetti beneficiari e relative aliquote. Ad esempio, per i condomini sarà riconosciuta l'aliquota del 110% per le spese sostenute fino al 31 dicembre 2023, del 70% per le spese sostenute nel 2024 e del 65% per le spese sostenute nel 2025.

Con riferimento all'efficientamento del comparto industriale, il meccanismo dei Certificati Bianchi ha subito importanti modifiche con il d.m. 21 maggio 2021, funzionali al rilancio e al perfezionamento del meccanismo, ancora da applicare interamente. Le principali novità riguardano:

- i nuovi obiettivi di risparmio per il periodo 2021-2024, nettamente inferiori a quelli del periodo precedente, perché basati sui nuovi target PNIEC;
- il sistema di aste per l'efficienza energetica, ancora da definire tramite apposito decreto;
- la cumulabilità dei TEE con i crediti d'imposta al 50% da gennaio 2020;
- aggiornamento degli interventi ammissibili individuati nella Tabella 1 dell'Allegato 2 del d.m. 11 gennaio 2017 e ss.mm.ii.;
- introduzione di nove schede per progetti a consuntivo standardizzate (*chiller*, teleriscaldamento, compressori, etc.);

- l'introduzione della richiesta di valutazione preliminare (RVP), che permette di fornire meno informazioni sul progetto e presentare il progetto a consuntivo o progetto *standard* anche successivamente alla data di avvio del progetto, a condizione di positiva valutazione della RVP da parte del GSE.

Per dare concreta applicazione ad alcune disposizioni del decreto, il MiTE ha adottato la nuova guida operativa predisposta dal GSE a maggio 2022. Con riferimento al teleriscaldamento, nei chiarimenti alla Tabella 1 (Allegato A) si specifica che non sono incentivati i risparmi ottenuti nella produzione di energia termica prodotta da geotermia, biomasse e da cogenerazione non altrimenti incentivata attraverso il meccanismo.

Risorse dedicate dal PNRR e stato di attuazione dei progetti

Il PNRR dedica all'EE circa 38,43 miliardi di euro, se si includono tutte le misure che hanno un impatto diretto e indiretto sull'efficientamento dei consumi energetici in tutti i settori: industriale, residenziale, e dell'edilizia pubblica. La Componente 3 della Missione 2 è esplicitamente dedicata all'efficienza energetica e riqualificazione degli edifici, ma nel Piano possono essere rinvenute altre linee d'investimento dedicate all'EE.

- Missione 2, Componente 3 - Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici: 15,36 miliardi di euro previsti per tre ambiti di intervento:
 - Efficiamento energetico degli edifici pubblici (1,21 miliardi di euro):
 - *Investimento 1.1: Piano di sostituzione di edifici scolastici e riqualificazione energetica* (0,80 miliardi di euro).
 - *Investimento 1.2: Efficiamento degli edifici giudiziari* (0,41 miliardi di euro).
 - Efficiamento energetico e sismico edilizia residenziale privata e pubblica (13,95 miliardi di euro) interamente dedicati all'Investimento 2.1 per l'Ecobonus e Sisma-bonus fino al 110% per l'efficienza energetica e la sicurezza degli edifici.
 - *Investimento 3.1. Sistemi di teleriscaldamento.* (0,20 miliardi di euro). Sviluppo di 330 chilometri di nuove reti di TLR efficiente e costruzione di impianti o connessioni per il recupero di calore di scarto per 360 MW.
- Missione 2, Componente 4 – Tutela del territorio e della risorsa idrica, in cui la linea d'investimento 2.2 è dedicata a interventi per la resilienza, la valorizzazione del territorio e l'efficienza energetica nei comuni, con 6 miliardi di euro stanziati.
- Missione 1, Componente 2 – Digitalizzazione, innovazione e competitività nel sistema produttivo prevede per l'11.1 sulla Transizione 4.0 sono destinati 13,38 miliardi di euro, per favorire anche l'ammodernamento digitale dei macchinari e degli impianti in ottica di efficientamento produttivo ed energetico.
- Missione 4, Componente 1 – Potenziamento dell'offerta dei servizi di istruzione: dagli asili nido alle università prevede di stanziare 3,90 miliardi di euro per il piano di messa in sicurezza dell'edilizia scolastica (I3.3).
- Missione 5, Componente 2 – Infrastrutture sociali, famiglie, comunità e terzo settore dispone l'investimento 2.1 per la Rigenerazione urbana con 3,30 miliardi di euro e la linea 2.2 per i piani urbani integrati con 2,49 miliardi di euro.

Opportunità e sfide che si aprono per le utilities derivanti dal mutamento di contesto

Come già affermato nel *position paper* 2021, l'efficienza energetica costituisce un tassello cruciale per la transizione ecologica e trova declinazione in tutti i settori economici. Il ruolo centrale dell'EE è stato riaffermato anche dalla Commissione europea che nella proposta di revisione della direttiva sull'EE ha definito all'art. 3 il principio "*Energy Efficiency First*". Operativamente, il principio prevede che soluzioni di efficienza energetica debbano essere considerate nelle decisioni strategiche, di pianificazione e in quelle relative a grandi investimenti. Inoltre, in un contesto come quello attuale di alti prezzi dell'energia, del gas e della CO₂, per le utilities assume rilevanza strategica l'ampliamento dell'offerta commerciale agli interventi e ai servizi di efficienza energetica, che garantiscono rendimenti più alti che in passato (poiché permettono di generare maggiori risparmi economici).

In aggiunta, come analizzato nel paragrafo precedente, vi sono ingenti risorse pubbliche del PNRR destinate a interventi di EE che possono sostenere la domanda, anche e soprattutto da parte delle Pubbliche Amministrazioni. Per cogliere queste opportunità, le utilities dovranno superare alcune criticità legate alle tempistiche e alla burocrazia e alla complessità tipica delle procedure di affidamento dei bandi di assegnazione delle risorse.

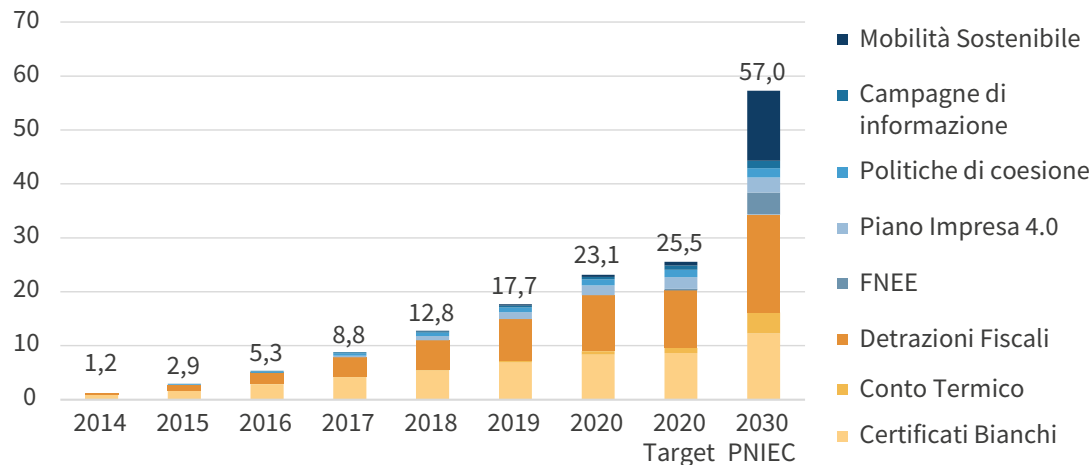
Un'altra opportunità per le utilities nella filiera dell'EE sono quelle riguardanti il settore industriale, nel quale gli interventi potrebbero essere rilanciati grazie alla riforma del meccanismo dei Certificati Bianchi, introdotta dal d.m. maggio 2021. Il Decreto infatti prevede nuove soluzioni per favorire la liquidità dei TEE, ad esempio con la semplificazione delle procedure e la certezza delle tempistiche, che sono state messe a terra con la guida operativa. Inoltre, la maggiore liquidità del meccanismo dovrebbe essere sostenuta grazie al sistema di aste, ancora da implementare, mentre il meccanismo di stabilità potrebbe assicurare la stabilità e prevedibilità dei prezzi dei titoli e il corretto funzionamento del mercato.

Per quanto concerne gli aspetti più problematici, un settore su cui porre l'attenzione è quello residenziale, nel quale la domanda è stata fortemente trainata nell'ultimo anno e mezzo dal Superbonus 110%. Tuttavia, la misura, con la revisione delle aliquote di detrazione, volgerà al termine nel 2025. Per le utilities sarà fondamentale trovare nuovi modelli di business e di finanziamento per continuare a svolgere gli interventi in assenza di un incentivo così generoso, basandosi anche sul contributo di investitori privati oltre che sul quadro di supporto che (auspicabilmente) si andrà a delineare dopo il 2025.

Progressi compiuti rispetto alle linee d'azione per decarbonizzare il Paese

Linea d'azione 8. Efficientamento energetico. Per misurare i progressi sul fronte dell'efficientamento energetico, il metodo più affidabile è confrontare i risultati conseguiti rispetto agli obblighi di risparmio energetico da politiche attive ex art. 7 della direttiva sull'EE. L'obiettivo nazionale di 25,5 MTEP di risparmi cumulati definiti per il periodo 2014-2020 non è stato raggiunto, ci si è fermati a 23,1 MTEP (91% dell'obiettivo).

FIGURA 3-2 | PROGRESSI SULLE LINEE D'AZIONE. RISPARMI OBBLIGATORI AI SENSI DELL'ARTICOLO 7 DELLA DEE [MTEP]



Fonte: elaborazione Agici su dati ENEA

Il meccanismo dei *Certificati Bianchi*, strumento principale in termini di obiettivi assoluti di risparmi assegnati, ha registrato il *gap* percentuale maggiore, con - 21,2% rispetto al target della direttiva EE, a dimostrazione della crisi che ha vissuto negli ultimi anni che non ha permesso di generare interventi a sufficienza. Altre misure alternative che non hanno centrato gli obiettivi fissati sono state il Conto Termico, con uno scarto del 2,9%, e il Fondo Nazionale per l'EE, attraverso il quale non si sono conseguiti risparmi.

Linea d'azione 7. Potenziamento teleriscaldamento. I sistemi di teleriscaldamento sono considerati tra le tecnologie per l'efficienza energetica, poiché centralizzando la produzione di calore permettono di conseguire una maggiore efficienza e dunque risparmi di energia e in conseguenza di emissioni,

soprattutto se le centrali impiegano fonti rinnovabili. I dati più recenti, diffusi da AIRU⁷⁵, permettono di confrontare lo sviluppo dei sistemi di TLR tra il 2019 e il 2020. La crescita nella diffusione del TLR è stata piuttosto limitata: si registrano appena sette nuove iniziative, per la maggior parte di piccolissime dimensioni (la più grande, ad Alessandria, prevede 10 chilometri di nuova rete), che contribuiscono a un incremento totale dell'estensione della rete di 135 chilometri sull'intero territorio nazionale. Parallelamente, la volumetria riscaldata è cresciuta di appena 9 milioni di m.c., raggiungendo i 375. Alla luce di questi dati, anche i risparmi generati dall'impiego del TLR nel 2020 sono analoghi a quelli dell'anno precedente: circa 0,5 Mtep di energia primaria e 1,7 Mton di CO₂.

È evidente che il settore si trova in una fase di stallo, con scarsi investimenti da parte degli operatori, anche a causa della mancanza di un quadro di supporto dedicato. Il Superbonus non incentiva il TLR (tranne che nei comuni montani) per favorire altre tecnologie di riscaldamento, e se è vero che il PNRR ha destinato 200 milioni di euro per lo sviluppo di 330 chilometri di nuove reti e la costruzione di nuovi impianti per 360 MW, questo potrebbe non essere sufficiente per un vero e proprio rilancio degli investimenti.

3.6 Mobilità

I trasporti sono tra le maggiori componenti di consumi energetici nazionali e dunque di emissioni climalteranti: nel 2018 il settore è stato responsabile dell'emissione di 104 Mton di CO₂, il 30% delle emissioni nazionali (di queste, 96,6 Mton sono dovute al traffico passeggeri su strada)⁷⁶, valore oltretutto in crescita rispetto al 24,5% registrato nel 2018.

Come evidenziato nel *position paper 2021*, le utilities possono giocare diversi ruoli nella decarbonizzazione della mobilità: i) contribuire alla diffusione di *fuel* sostenibili, attraverso la loro produzione (elettricità, biocarburanti, idrogeno) e l'installazione delle relative infrastrutture di rifornimento; ii) proporre servizi di mobilità alternativa all'uso dell'auto, legati allo *sharing* di veicoli o al trasporto pubblico collettivo.

Modifiche al contesto regolatorio e di policy

A livello comunitario, il pacchetto di proposte *Fit for 55* intensifica lo sforzo di decarbonizzazione per i trasporti. In particolare, per quanto riguarda la mobilità prevede che le emissioni delle nuove auto immatricolate siano ridotte del 55% entro il 2030 (rispetto ai livelli del 2021) e del 100% entro il 2035. Ciò significa che a partire dal 2035 in tutta l'Unione Europea potranno essere vendute solo auto a zero emissioni: questo richiederà un grande sforzo dei produttori di veicoli, ma anche una massiccia infrastrutturazione per i carburanti alternativi (in particolare l'elettricità), che potrà vedere coinvolte in modo importante le utilities. Inoltre, a partire dal 2026 al trasporto su strada si applicherà lo scambio di quote di emissione.

A livello nazionale gli obiettivi fondamentali di decarbonizzazione nei trasporti fissati dal PNIEC non sono stati al momento ancora rivisti, e sono: i) ridurre le emissioni di CO₂ a 79 Mton; ii) coprire il 21,6% dei consumi finali con FER; iii) ridurre i consumi di 2,6 Mtep; iv) raggiungere i 6 milioni di auto elettriche.

Uscito a novembre 2021, il decreto di recepimento (D. lgs. n. 199/2021) della direttiva RED II fornisce in dettaglio gli obiettivi in termini di penetrazione delle fonti rinnovabili nei trasporti. I target fondamentali riportati nel decreto sono:

- quota minima del 16% da fonti rinnovabili sul totale dei carburanti immessi in consumo al 2030;
- quota minima del 2,5% dal 2022 e dell'8% dal 2030 di biocarburanti avanzati⁷⁷.

Al raggiungimento dei target contribuiscono anche l'elettricità (il cui contenuto rinnovabile è riconosciuto diversamente a seconda che essa sia prelevata dalla rete o prelevata direttamente da un impianto FER) e l'idrogeno (che è considerato rinnovabile se prodotto utilizzando esclusivamente elettricità proveniente direttamente da un impianto a fonte rinnovabile). Emerge dunque un approccio generale di neutralità tecnologica da parte del legislatore: il contenuto di rinnovabili può essere raggiunto attraverso l'impiego di diverse soluzioni (biometano, biocarburanti liquidi, elettrificazione, idrogeno). Tuttavia, le modalità di conteggio del contenuto energetico rinnovabile favoriscono l'impiego di elettricità (riconosciuto un

⁷⁵ AIRU, Associazione Italiana Riscaldamento Urbano (2021). *Annuario Teleriscaldamento*.

⁷⁶ Fonte: Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti (CNIT) 2019-2020.

⁷⁷ La definizione di biocarburante "avanzato" è legata alle materie prime e al metodo di produzione del biocarburante secondo logiche di circolarità.

contributo pari a 4 volte il contenuto energetico per l'impiego nel trasporto stradale) e di biocarburanti avanzati (fattore moltiplicativo di 2 volte).

Il decreto inoltre prevede delle misure per la diffusione dell'infrastruttura di ricarica elettrica (art. 45). In particolare si vuole promuovere l'utilizzo della *Piattaforma Unica Nazionale* da parte dei cittadini, sulla quale i possessori di auto elettrica possono indicare all'amministrazione la necessità di un punto di ricarica pubblico nella propria area di residenza, qualora non ne esistessero. In aggiunta sono previste una serie di misure per la semplificazione dell'iter autorizzativo per l'installazione di colonnine da parte di operatori pubblici e privati.

Infine, con riferimento al parco auto, a livello nazionale anche per i prossimi tre anni saranno rinnovati gli ecoincentivi per l'acquisto di veicoli a basse emissioni di CO₂, con l'intento di promuovere il rinnovo del parco circolante in ottica sostenibile (e di ravvivare le vendite nel comparto auto). Sono stati destinati 650 milioni di euro all'anno per il 2022, 2023 e 2024, che saranno impiegati per erogare sconti crescenti a seconda della fascia di emissione del veicolo acquistato.

Risorse dedicate dal PNRR

Il PNRR a supporto della mobilità sostenibile prevede, nella M2C2:

- *Investimento 4.1 rafforzamento mobilità ciclistica* (600 milioni di euro).
- *Investimento 4.2 sviluppo trasporto rapido di massa* (3,60 miliardi di euro). Prevede la realizzazione di 240 chilometri di linee, tra metro, tram, filovie e funivie.
- *Investimento 4.3 sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica*. (740 milioni di euro). È l'investimento più interessante per le utilities, poiché stanziando risorse per l'installazione di 21.355 punti di ricarica. I contributi (pari al 40% del costo di installazione sostenuto) sono dedicati al supporto delle infrastrutture meno redditizie dal punto di vista economico, per via della localizzazione e del costo di installazione: i) punti di ricarica *fast* nelle città (13.755); ii) punti di ricarica *fast* sulle strade extraurbane diverse dalle autostrade (7.500); punti di ricarica innovativi integrati con accumuli (100). Il Piano prevede che le nuove colonnine siano installate presso 4.900 stazioni di rifornimento convenzionali, che saranno parzialmente o totalmente riconvertite.
- *Investimento 4.4 rinnovo flotte bus e treni verdi*. (3,64 miliardi di euro). Prevede entro il 2026 3360 bus a basse emissioni, 53 treni elettrici e a idrogeno, 3600 veicoli elettrici e a gas per i Vigili del Fuoco.

Al momento per nessuno dei quattro progetti sono ancora state avviate le procedure per l'aggiudicazione delle risorse.

Progressi compiuti rispetto alle linee d'azione per decarbonizzare il Paese

Linea d'azione 10. Sviluppare le infrastrutture di rifornimento per i fuel alternativi. Le infrastrutture sono una chiave per agevolare la diffusione di mezzi ad alimentazioni sostenibili, e come detto le utilities possono giocare un ruolo da protagoniste nella loro installazione e gestione. Nell'ultimo anno per quanto riguarda le infrastrutture di ricarica elettrica abbiamo assistito a una rapida crescita. A marzo 2021 si contavano 20.700 punti di ricarica in 10.500 infrastrutture, un anno dopo a marzo 2022 siamo a 27.800 punti di ricarica in 14.300 infrastrutture⁷⁸, pari a una crescita del 34%.

La crescita delle infrastrutture di rifornimento a gas GNC è stata più lenta: da 1393 stazioni a fine 2020 a 1468 a fine 2021. Per quanto riguarda il GNL (impiegato per la trazione dei mezzi pesanti) si è registrata una crescita del 24%, passando da 83 stazioni nel 2020 a 103 a fine 2021⁷⁹.

Opportunità e sfide che si aprono per le utilities derivanti dal mutamento di contesto

Le tensioni sui mercati energetici hanno causato un aumento dei prezzi anche dei carburanti stradali (benzina, diesel e metano hanno tutti subito aumenti importanti a partire da febbraio 2022), solo in parte ammortizzato grazie a una riduzione delle accise. Analogamente a quanto successo per il gas naturale, questa situazione ha messo in luce la nostra totale dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento di carburanti per i trasporti. Nuovamente, le soluzioni di decarbonizzazione dei carburanti permettono anche di ridurre la dipendenza dall'estero: sia i biocarburanti (soprattutto il biometano) che l'elettricità

78 Fonte: Motus-E. *Analisi di mercato*. (marzo 2021 e marzo 2022).

79 Fonte: EAFO – European Alternative Fuels Observatory (eafo.eu).

possono essere infatti facilmente prodotti sul territorio nazionale. Questo però richiede investimenti sulla capacità (rinnovabile) elettrica e di produzione di biocarburanti. Per le utilities questa è un'opportunità, poiché hanno le competenze e l'esperienza per essere protagoniste dello sviluppo di entrambe.

Con particolare riferimento all'elettrificazione, diverse utilities oggi sono impegnate nell'installazione di colonnine di ricarica. La sfida in questo caso, data l'ancora scarsa penetrazione di veicoli elettrici, è quella di scegliere le localizzazioni che garantiscano un maggiore utilizzo della colonnina, e quindi un maggiore flusso di ricavi, nel breve ma soprattutto nel medio-lungo periodo.

4 AZIONI DI POLICY PER ACCELERARE GLI INVESTIMENTI PER LA DECARBONIZZAZIONE E LA SICUREZZA ENERGETICA

Nel corso del presente studio si è messo in evidenza come le utilities, attraverso le loro attività in tutti i servizi pubblici, possano contribuire in modo significativo al processo di decarbonizzazione e, in questa particolare fase, all'incremento della sicurezza energetica nazionale. Per raggiungere questi obiettivi servono investimenti importanti, che per essere effettuati necessitano di un quadro regolatorio di riferimento chiaro e favorevole. In questo ultimo capitolo sono riunite delle proposte di policy che vanno esattamente in questa direzione: facilitare e promuovere gli investimenti nella transizione ecologica. Le 13 proposte presentate ricalcano quelle presentate nel position paper del 2021, che oggi non solo sono ancora valide, ma anzi più urgenti per via di target di decarbonizzazione sempre più ambiziosi e della nuova necessità di affrancarsi dalle importazioni di gas dalla Russia, due obiettivi per cui in molti casi, come ripetuto più volte nello studio, le soluzioni coincidono.

Per ciascuna delle 13 proposte, di seguito sono messe in evidenza:

- Le criticità che rendono necessario un determinato intervento di *policy*
- Le novità nel quadro di policy, che vanno nella direzione auspicata dalla proposta contenuta nel *paper 2021*
- Le nuove indicazioni per il Regolatore, definite sulla base dei punti precedenti

A conclusione del capitolo, alle proposte sarà dato un ordine di priorità sulla base dell'urgenza con cui gli interventi di policy sono richiesti per affrontare il problema della dipendenza energetica dell'Italia e accelerare nel percorso di riduzione delle emissioni.

4.1 Snellimento delle procedure autorizzative

Come già accennato nel capitolo precedente (paragrafo 3.1), lo sviluppo di impianti di generazione rinnovabile nel Paese procede a rilento, principalmente a causa della lunghezza e dell'incertezza delle procedure autorizzative a cui i progetti sono sottoposti.

Per ovviare a questa problematica si sono susseguiti nel tempo diversi interventi, finora con scarsi risultati. Nell'ultimo anno sono stati adottati una serie di nuovi provvedimenti contenenti misure per ovviare al problema.⁸⁰ Tra le novità principali da essi introdotti, si evidenziano:

- L'istituzione della Commissione Tecnica PNIEC-PNRR, sotto la dipendenza del MiTE, competente per le procedure di VIA dei progetti compresi nel PNRR, di quelli a valere sul Fondo complementare e dei progetti attuativi del PNIEC.
- L'indicazione del termine, per le Regioni, di 30 giorni dalla positiva conclusione della Conferenza di Servizi per esprimere la loro intesa, al fine di consentire all'autorità competente il rilascio del provvedimento finale.
- L'aumento da 250 a 300 kW della soglia per l'installazione, previa Autorizzazione Unica, degli impianti per la produzione di energia derivante da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.
- La creazione di una piattaforma unica digitale per gli impianti FER e per l'individuazione delle aree idonee. Per queste ultime, inoltre, sono previste procedure autorizzative specifiche, che riducono i propri termini di un terzo, applicabili anche alle infrastrutture elettriche di rete.
- La classificazione, come intervento di manutenzione ordinaria⁸¹, delle opere per l'installazione di impianti solari fotovoltaici e termici sugli edifici (o su strutture e manufatti fuori terra diversi dagli edifici) e delle opere funzionali alla connessione alla rete elettrica degli stessi.

80 D.l. 31 maggio 2021, n. 77, coordinato con la legge di conversione 29 luglio 2021, n. 108; d.lgs. 8 novembre 2021, n. 199; d.l. 1° marzo 2022, n. 17, coordinato con la legge di conversione 27 aprile 2022, n. 34; d.l. 17 maggio 2022, n. 50.

81 In questo caso non si prevede l'acquisizione di permessi o autorizzazione di vario titolo, ad eccezione delle aree dichiarate di notevole interesse pubblico. In questo caso sussiste l'esenzione dall'autorizzazione paesaggistica solo per quanto riguarda l'installazione di pannelli integrati nelle coperture, quindi non visibili dall'esterno.

- L'estesa applicazione di procedure semplificate per alcune tipologie di impianti (fotovoltaici e accumuli), a seconda della potenza e del sito di realizzazione (ad esempio integrati nei tetti, su terreni industriali, cave e discariche, galleggianti ecc.). In particolare, si segnala l'applicazione della PAS (procedura abilitativa semplificata) per gli impianti fotovoltaici fino a 20 MW (connessi in media e alta tensione e localizzati in aree a destinazione commerciale, produttiva o industriale).
- L'ulteriore estensione delle aree idonee a tutte le aree del territorio nazionale non vincolate, esterne alla fascia di rispetto dal vincolo, pari a 1 chilometro per gli impianti fotovoltaici e a 7 chilometri per quelli eolici.
- L'istituzione di un meccanismo di silenzio-assenso per il rilascio dell'Autorizzazione Unica relativa ai progetti che hanno già ottenuto la VIA tramite deliberazione del Consiglio dei Ministri.
- La definizione, da parte della competente Direzione generale del Ministero della Cultura, di criteri uniformi di valutazione dei progetti di impianti FER idonei, allo scopo di facilitare la conclusione dei procedimenti, assicurando che eventuali valutazioni negative da parte delle amministrazioni competenti siano motivate da comprovate esigenze di tutela culturale e paesaggistica.

L'introduzione di queste misure costituisce sicuramente un elemento positivo, ma alla luce dell'urgenza di accelerare nell'installazione di nuova capacità FER, si ritiene opportuno avanzare alcune proposte per un ulteriore cambio di passo nello sveltimento delle procedure autorizzative.

Decarbonizzazione e sicurezza energetica. Una prima azione sarebbe collegare il processo autorizzatorio a istanze non solo di decarbonizzazione, ma anche di sicurezza energetica nazionale. Lo sviluppo della generazione rinnovabile, in questo modo, non verrebbe considerata solo necessaria in termini di sostenibilità ambientale e mitigazione climatica, ma anche come strumento per ridurre drasticamente la dipendenza dalle forniture di combustibili fossili, in primis il gas, da Paesi esportatori politicamente instabili.

Valutazione accelerata per l'accesso agli incentivi. Anticipando l'ormai prossima adozione del decreto FER 2, che prevede l'istituzione di una procedura accelerata per la valutazione dell'accesso agli incentivi (svolta dal GSE) per gli impianti di potenza superiore a 10 MW, si propone di estenderne l'applicazione per i diversi tipi di autorizzazione esistenti, e non solo per l'Autorizzazione Unica come previsto dalla bozza del decreto (art. 6)⁸².

Procedure semplificate. Gli ultimi interventi normativi hanno alzato la soglia per l'applicazione della PAS per gli impianti fotovoltaici, portandola fino a 20 MW. Diversamente, per gli impianti eolici (altra fonte che sarà trainante per lo sviluppo delle FER in Italia), la procedura semplificata si applica solo per impianti fino a 60 kW: si propone di alzare questa soglia, superando almeno 1 MW, così da permettere non solo agli impianti più piccoli di accedere a procedure semplificate.

Scadenze vincolanti. Visti i tempi lunghi che intercorrono dalla richiesta di autorizzazione, da parte del soggetto proponente, alla definitiva approvazione e realizzazione del progetto, si ritiene opportuno definire scadenze chiare e vincolanti per ciascuna fase dell'iter autorizzativo, adeguate al tipo di proposta progettuale, alla tecnologia FER impiegata, nonché al diverso rischio di impatto ambientale associato. Si propone inoltre di introdurre un termine per la risoluzione delle controversie tra Ministeri e Amministrazioni che ritardano l'esecuzione dei procedimenti.

Ruolo delle Soprintendenze. Le Soprintendenze (strutture periferiche del Ministero dei Beni Culturali distribuite sul territorio) partecipano alla Conferenza dei Servizi allo scopo di garantire la compatibilità paesaggistica dei nuovi impianti, sul quale esprimono un parere vincolante. In molti casi, il parere delle Soprintendenze (o la richiesta di integrazioni alla documentazione presentata dal proponente) prolunga eccessivamente o fa naufragare l'intero procedimento autorizzativo. Per questa ragione si propone di ridimensionarne il ruolo, rendendo il loro parere non vincolante, quanto meno per gli impianti da realizzare in aree idonee.

Digitalizzazione e raccolta dati. Uno stimolo all'accelerazione delle procedure proviene sicuramente dalla digitalizzazione delle stesse, come previsto anche dal decreto di recepimento della RED II. A questo proposito, potrebbe risultare altrettanto utile un sistema di raccolta delle informazioni nella forma di un *database* condiviso tra i soggetti proponenti e le autorità competenti all'autorizzazione dei progetti. Accanto a questo, si propone la realizzazione di un sistema informativo nazionale contenente una mappatura integrata del territorio dal punto di vista paesaggistico e ambientale, degli impianti installati, delle aree idonee e non idonee e soggette a vincoli.

82 Fonte: d.m. FER 2 – Osservazioni Elettricità Futura allo schema di decreto, 30 marzo 2022.

Miglioramento delle competenze territoriali. Gli enti territoriali svolgono un ruolo cruciale nell'*iter* autorizzativo. Investire nelle competenze, anche attraverso l'istituzione di specifiche figure e uffici deputati ai processi autorizzativi per le FER, potrebbe assicurare il corretto e rapido svolgimento delle procedure a tutti i diversi livelli di governance, ottimizzando il coordinamento tra autorità nazionali, regionali e locali ed evitando sovrapposizioni.⁸³

Commissario straordinario per le procedure autorizzative. Data l'urgenza, più volte richiamata in questo studio, di installare rapidamente la maggiore quantità possibile di capacità da FER, si propone la nomina di un commissario nazionale preposto all'autorizzazione degli impianti rinnovabili nel quadro dell'emergenza energetica in corso⁸⁴. L'incarico potrebbe essere conferito al Presidente delle Commissioni VIA-VAS e PNRR-PNIEC.

4.2 Prosecuzione degli incentivi per le FER

L'assegnazione di capacità FER tramite il sistema incentivante delle aste e registri, seppur in leggero aumento, stenta a decollare. Negli ultimi due bandi previsti dal d.m. FER 1, che mettevano a disposizione un contingente pari a 8.141 MW, gli impianti risultati in posizione utile hanno raggiunto una capacità pari a 2.290 MW (di cui 1.721 MW tramite asta) un valore questo superiore alla quota raggiunta complessivamente nei cinque bandi precedenti (pari a 1.703 MW). Con il recepimento della RED II (d.lgs.8 novembre 2021, 199) è stato indetto un ottavo bando, chiusosi il 2 marzo 2022, che metteva a disposizione degli operatori il contingente non assegnato nei bandi precedenti, pari a 3.355 MW, così suddiviso:

- 2.346 MW per eolico onshore e fotovoltaico (Gruppo A)
- 427 MW per nuovi impianti fotovoltaici con contestuale rimozione dell'amianto (Gruppo A2)
- 110 MW per impianti idroelettrici (Gruppo B)
- 472 MW per il rifacimento di impianti eolici e idroelettrici (Gruppo C)

Attraverso quest'ultimo bando sono stati assegnati 444 MW del contingente disponibile, 308 attraverso aste.

L'attuale contesto di mercato garantisce la redditività degli impianti FER in *grid parity*. Tuttavia, si ritiene ancora opportuna l'estensione del meccanismo del FER1 fino al 2030 rendendolo strutturale, anche con l'applicazione di tariffe incentivanti inferiori rispetto a quelle attuali. In questo modo si garantirebbe, per gli operatori che lo desiderano, la possibilità di accedere a ricavi magari inferiori a quelli del mercato, ma stabili e prevedibili sul lungo periodo, fattore che ha un grande impatto sulla bancabilità dei progetti. Tra gli aspetti di dettaglio, si propone di estendere l'ammissibilità agli incentivi anche per gli impianti costruiti prima della pubblicazione dei bandi e di consolidare il superamento dei vincoli paesaggistici nelle aree idonee.

Per quanto riguarda l'accesso agli incentivi per gli impianti su suolo agricolo, il Decreto Energia ha apportato alcune modifiche. In particolare, in deroga al divieto di incentivazione per gli impianti fotovoltaici situati su aree agricole previsto dal d.l. 24 gennaio 2012 n. 1, convertito con legge 24 marzo 2012, n. 27, l'accesso agli incentivi viene esteso solamente agli impianti agri-voltaici innovativi con moduli sollevati da terra⁸⁵. Si ritiene necessario, per incrementare il potenziale di installazione di impianti fotovoltaici, permettere l'accesso agli incentivi a tutti gli impianti fotovoltaici su terreni agricoli.

Infine, è assolutamente prioritaria l'adozione definitiva del decreto FER2, così da garantire il supporto anche alle tecnologie innovative (l'eolico *offshore* su tutte) e sfruttare tutto il potenziale delle fonti rinnovabili nel paese. Si propone, ugualmente a quanto detto per il FER1, di estendere anche per il FER2 il periodo di vigore delle disposizioni anche al periodo 2026-2030.

83 Raccomandazione (UE) 2022/822 della Commissione europea del 18 maggio 2022 sull'accelerazione delle procedure autorizzative per i progetti di energia rinnovabile e sull'agevolazione degli accordi di compravendita di energia.

84 Proposta di Elettricità Futura, aprile 2022.

85 Ai fini dell'accesso agli incentivi, tali sistemi devono rispettare specifiche linee guida adottate dal CREA (Consiglio per la Ricerca in Agricoltura), in collaborazione con il GSE.

4.3 Mercato elettrico renewables fit

Il mercato elettrico in Italia è nato nel 1999 con il cosiddetto “Decreto Bersani”, in un contesto totalmente diverso da quello odierno. Quello di vent’anni fa era un mercato dominato da grandi impianti di generazione programmabile, idroelettrici e termoelettrici con il gas che gradualmente iniziava a sostituire le centrali a carbone. La produzione non programmabile rinnovabile costituiva una quota residuale del mercato – legata a impianti ad acqua fluente lungo i fiumi del Nord e ai primi parchi eolici nel Sud – e la generazione distribuita era limitata a pochi siti industriali.

È evidente che oggi ci troviamo di fronte ad una realtà estremamente differente: le centrali a carbone stanno per chiudere, le rinnovabili rappresentano oltre un terzo della generazione nazionale e sono destinate a crescere molto rapidamente nel prossimo decennio, la generazione distribuita è una realtà ormai consolidata e in crescita. Tuttavia, i principi di funzionamento del mercato sono rimasti invariati, generando delle distorsioni che sono sempre più evidenti.

Se nei primi anni del nuovo millennio i segnali di prezzo della Borsa Elettrica avevano fatto da traino a un’importante opera di rinnovamento del parco di generazione italiano, da un decennio a questa parte sembra quasi stiano frenando gli investimenti per mancanza di segnali di prezzo utili per gli operatori.

Le rinnovabili non programmabili e il termoelettrico hanno strutture di costo completamente diverse, così come sono differenti i contributi che possono fornire al sistema elettrico. Nello scenario attuale di elevati prezzi del gas, il meccanismo di formazione del prezzo unico basato sul costo della tecnologia marginale (nella maggior parte delle ore il termoelettrico a gas) genera un aumento del prezzo dell’elettricità in parte ingiustificato, che ricade sui consumatori.

Occorre, quindi, anche alla luce del nuovo scenario sui mercati energetici, la creazione di nuovi mercati distinti che limitino le distorsioni nella formazione dei prezzi e valorizzino al meglio i contributi delle diverse tipologie di impianti.

Mercato della flessibilità di lungo periodo. In uno scenario di forte e rapida crescita del fotovoltaico, la gestione della stagionalità, in particolare nei mesi autunnali e invernali, diventa cruciale per la tenuta del sistema. È quindi auspicabile la nascita di un mercato che valorizzi le tecnologie in grado di gestire con efficacia questa problematica sulla base di chiari segnali di domanda/offerta e di prezzo. Ciò con particolare riferimento al termoelettrico tradizionale, al termoelettrico rinnovabile e ad alcune tipologie di idroelettrico.

Mercato delle rinnovabili non programmabili non integrate con sistemi di accumulo. Questa tipologia di impianti ha bisogno di segnali di prezzo di lungo periodo, che potrebbero venire da un mercato a loro dedicato. Accanto a questo si auspica la prosecuzione e l’allargamento degli attuali sistemi ad asta e lo sviluppo di PPA con privati e Pubblica Amministrazione.

Mercato delle altre risorse programmabili. In questo mercato confluirebbero tutte le tecnologie con una programmabilità non stagionale.

Mercato dei servizi. Oltre ai tradizionali MSD e riserva, dovrebbe essere ampliato alle diverse esigenze del sistema, come la riserva rapida e il *blackstart*.

4.4 Prosecuzione del capacity market

Il mercato della capacità, introdotto in Italia con il d.m. del 28 giugno 2019 per garantire segnali di prezzo di lungo termine e condizioni di adeguatezza del sistema elettrico coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione, prevede un meccanismo ad aste competitive per l’approvvigionamento, da parte di Terna, di capacità attraverso contratti di lungo termine.

La nascita di questo mercato si rendeva necessaria per diversi motivi. La crescente penetrazione delle FER non programmabili, unita alla riduzione della generazione termica (*phase out* delle centrali a carbone), metteva a dura prova l’adeguatezza del sistema elettrico, ovvero la sua capacità di garantire la continuità della fornitura per tutti i consumatori. Nel rapporto di adeguatezza del 2019⁸⁶, Terna per garantire l’adeguatezza del sistema, stimava necessaria l’installazione entro il 2025 di 5,4 GW di capacità a gas e 3 GW di accumuli addizionali. Inoltre, l’attuale assetto del mercato elettrico, come detto in precedenza, non fornisce segnali di prezzo adeguati agli investimenti in nuova capacità termoelettrica e con la crescita delle FER determina condizioni meno favorevoli anche per gli impianti termoelettrici esistenti (che vedono ridotte le loro ore di produzione per il mercato).

86 Terna. *Rapporto adeguatezza Italia, 2019*.

Ad oggi si sono svolte tre aste per il *capacity market*: le prime due, nel 2019 con periodi di consegna per il 2022 e 2023, la terza svolta nel febbraio 2022 con periodo di consegna al 2024.

Le aste svolte nel 2019 hanno avuto successo, con l'assegnazione di tutta la capacità offerta. Per quanto riguarda la nuova capacità, sono stati assegnati complessivamente 5,8 GW⁸⁷ (4,8 GW si riferiscono a impianti a ciclo combinato e a turbogas, 793 MW ad altro termico, 96 MW ad accumuli, 44 MW a idroelettrico e 11,6 MW al solare). Accanto a questa sono stati assegnati 70 GW di capacità esistente⁸⁸.

L'asta svolta nel 2022 (con periodo di consegna il 2024) ha segnato una svolta nell'aggiudicazione della nuova capacità: su un totale di 3,8 GW assegnati, 1,1 GW provengono da accumuli elettrochimici, accanto a 2,5 GW di impianti a gas. Questo segnala la maturità della tecnologia di *storage* e la volontà degli operatori di investire in essa (Enel, ad esempio, ha partecipato all'asta esclusivamente con accumuli elettrochimici).

Grazie anche ai successi delle prime aste del *capacity market*, nel nuovo rapporto di adeguatezza⁸⁹ del 2021, Terna ha indicato due azioni per garantire la stabilità del sistema elettrico al 2025 e al 2030: i) autorizzare e realizzare tutta la capacità assegnata dalle aste concluse; ii) garantire lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e dei sistemi di accumulo. Non si fa più riferimento alla necessità di capacità termoelettrica addizionale, a patto che quella assegnata venga effettivamente realizzata.

Alla luce di quanto esposto, sembra opportuno che il meccanismo del *capacity market* sia mantenuto, ma con delle differenze rispetto al passato. L'assegnazione di nuova capacità non dovrebbe più riguardare gli impianti termoelettrici a combustibili fossili, dato che non si rileva più la necessità di nuovi impianti a gas, ma dovrebbe essere riservata esclusivamente a fonti rinnovabili e sistemi di accumulo, che hanno ormai dimostrato di aver raggiunto la maturità tecnologica. Questo permetterebbe di fare un salto in avanti dal punto di vista della transizione energetica, affidando gradualmente il compito di garantire la flessibilità e stabilità del sistema elettrico a tecnologie *carbon-neutral*. Per l'assegnazione di capacità esistente, al contrario, è opportuno continuare a includere anche gli impianti termoelettrici a gas, così da mantenere il parco esistente in funzione e in efficienza, anche a fronte di un suo minore utilizzo.

4.5 Remunerazione premiante per investimenti in reti elettriche smart

Le *smart grid* sono un abilitatore fondamentale per il processo di transizione energetica; esse, infatti, permetteranno di gestire l'aumento della generazione da FRNP e la crescita della domanda dovuta all'elettrificazione, anche attraverso la possibilità di aggregare le risorse e svolgere servizi innovativi per la stabilità della rete, come il *Demand Response* e il *Vehicle-to-grid* (V2G).

Nonostante dal punto di vista tecnologico non ci siano oggi criticità per la loro diffusione, in Italia gli investimenti in *smart grid* stentano a decollare. L'ostacolo principale riguarda il modello di remunerazione degli investimenti per i distributori (DSO) che disincentiva interventi di *smart grid* rispetto a quelli tradizionali di estensione della rete.

Il sistema attuale di regolazione tariffaria è basato su un approccio "ibrido" che si caratterizza per l'applicazione del metodo del *price-cap* solo ai fini del riconoscimento dei costi operativi, mentre per i costi in conto capitale vengono utilizzati criteri del tutto diversi, di tipo *rate-of-return*, con schemi di regolazione basati sui costi storici rivalutati (cosiddetti. RAB - *Regulatory asset base*, per cui tale aspetto è anche chiamato *RAB-based*). La componente *RAB-based* può indurre i gestori a perseguire politiche di investimento non allineate con le priorità del sistema: ad esempio, con questo tipo di approccio risultano più redditizi gli investimenti in estensione tradizionale della rete rispetto a investimenti in tecnologie smart, poiché i primi richiedono una maggiore spesa in conto capitale e una minore in conto operativo rispetto ai secondi.

Alla luce di queste considerazioni, già nel Position Paper 2021 era stato proposto il passaggio graduale a un modello di remunerazione per i distributori *output-based*, basato sul raggiungimento di obiettivi in termini di qualità del servizio e sul costo complessivamente sostenuto per raggiungerli (TOTEX – spese in conto capitale e operative), in grado di consentire una selezione degli investimenti infrastrutturali più efficienti.

87 Nuova capacità disponibile alla punta.

88 La capacità esistente e la nuova capacità sono valorizzate con premi differenti. Per la capacità esistente il premio di aggiudicazione è di 33.000 €/MW/anno; per la nuova capacità è di 75.000 €/MW/anno. Per approfondimenti si vedano i rendiconti degli esiti sul sito di Terna: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-capacita/>

89 Terna. *Rapporto adeguatezza Italia, 2021*.

ARERA si è mossa in questa direzione e, nel dicembre 2021, con la delibera 271/2021/R/COM ha dato il via all'introduzione dell'approccio ROSS (Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizi) che introduce dei principi di riconoscimento dei costi totali sostenuti (TOTEX) e supera l'approccio ibrido attualmente in vigore. L'approccio ROSS, che sarà applicato anche alle infrastrutture di rete gas, presenta le seguenti caratteristiche principali:⁹⁰

- focalizzazione sulla spesa totale, superando l'attuale regime che considera separatamente i costi operativi e gli investimenti;
- applicazione di menù di regolazione incentivante per l'efficienza della spesa totale, tramite strumenti opportunamente calibrati, unitamente a schemi di regolazione incentivanti per il raggiungimento di adeguati *output* del servizio (cosiddetti incentivi *output-based*, già ampiamente sviluppati in Italia soprattutto per le infrastrutture di trasmissione e distribuzione elettriche);
- orientamento *forward-looking* che include, nei criteri di riconoscimento economico, riferimenti alle previsioni di spesa formulate dalle imprese nei propri business plan che saranno sottoposti alla valutazione del regolatore.

In ottica futura è opportuno che l'Autorità prosegua nel percorso di adozione dell'approccio ROSS, insistendo sul principio di riconoscimento dei costi totali, prevedendo eventuali aggiustamenti che potranno emergere dal dialogo continuo con gli operatori attraverso lo strumento consolidato della consultazione e dell'organizzazione di tavoli di lavoro specifici.

4.6 Nuovi incentivi per i gas rinnovabili

Lo sviluppo dei gas rinnovabili, come detto più volte, è un elemento essenziale per ridurre le importazioni di gas e allo stesso tempo decarbonizzare il consumo di energia. I gas rinnovabili, essenzialmente tre – biogas, biometano e idrogeno verde – svolgeranno ruoli diversi e per questo necessitano di quadri di supporto specifici. Il biogas può essere impiegato per la generazione elettrica e la cogenerazione; il biometano è un sostituto perfetto del gas naturale fossile e come tale può essere immesso in rete e impiegato per qualsiasi uso; l'idrogeno si presta a essere impiegato come vettore di accumulo dell'energia prodotta in eccesso e per la decarbonizzazione dei settori c.d. hard-to-abate.

Biometano. Come illustrato nel paragrafo 3.2 dedicato alla filiera del gas, il quadro di supporto per la produzione di biometano, disciplinato in precedenza dal Decreto Biometano (d.m. 2 marzo 2018), è in corso di trasformazione. Il processo di riforma, avviato dal PNRR, è delineato all'interno del decreto di recepimento (d.lgs n.199/2021) della direttiva RED II⁹¹ - che prevede un nuovo sistema di incentivazione di biogas e biometano le cui specifiche saranno stabilite da un nuovo decreto del MiTE, pubblicato solo in bozza nel momento in cui si scrive il presente Studio (maggio 2022).

In sintesi, si prevede un supporto duplice per la produzione di biometano:

- Una tariffa omnicomprensiva (della durata di 15 anni) per il biometano immesso in rete, così da assicurare lo stesso livello di incentivo in tutti i settori⁹²;
- Un contributo a fondo perduto (pari al 40%) per l'investimento in nuovi impianti di produzione di biometano ed efficientamento o riconversione di impianti esistenti a biogas;

Gli incentivi sono riconosciuti per impianti che rispettano delle condizioni minime di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra⁹³:

- pari al 65% per il biometano destinato all'uso nei trasporti;
- pari all'80% per il biometano destinato ad altri usi.

90 Per approfondimenti si veda: ARERA. Scheda tecnica delibera 271/2021/R/COM.

91 D. lgs. n.199 8 novembre 2021.

92 Si supera così il sistema dei CIC (Certificati di Immissione in Consumo) previsto dal D.M. 2 marzo 2018 che incentivavano unicamente l'impiego del biometano nei trasporti.

93 Da calcolare secondo la metodologia indicata negli Allegati VI e VII del d.lgs. n.199/2021.

Questo disegno incentivante non manca di alcune criticità, segnalate da più operatori del settore. In particolare, i limiti di riduzione delle emissioni rischiano di essere troppo stringenti e penalizzare l'impiego di alcune matrici per la produzione del gas, come la FORSU e i fanghi di depurazione, che permettono oltretutto alle utilities di sfruttare logiche di circolarità trasversali a più aree di attività (servizio idrico, raccolta rifiuti).

Inoltre, la produzione di biometano da FORSU risulta penalizzata, rispetto alle altre matrici da diverse previsioni specifiche contenute nella bozza di decreto:

- i contributi a fondo perduto per la realizzazione di impianti a FORSU sono limitati al 20% delle spese (invece che al 40% come per gli altri impianti);
- le tariffe di riferimento per l'incentivo sono circa un terzo rispetto a quelle per le altre materie prime (33-40 €/MWh per la FORSU e 75-115 €/MWh per le altre matrici);
- gli interventi di riconversioni da biogas a biometano degli impianti alimentati FORSU non possono accedere all'incentivo.
- sono riconosciuti come incentivabili solo gli interventi di riconversione degli impianti in ambito agricolo.

Superare queste criticità nella versione definitiva del decreto permetterebbe di sfruttare appieno il potenziale nazionale di produzione di biometano: si stima⁹⁴ infatti, che lo sviluppo di impianti alimentati a FORSU potrebbe contribuire con una produzione di 148 milioni di mc l'anno. Oltretutto, la valorizzazione della FORSU attraverso la produzione di biometano è in grado di innescare circoli virtuosi nella gestione del ciclo dei rifiuti a livello locale, dei quali le utilities possono essere protagoniste.

Biogas. Il biogas è incentivato come fonte rinnovabile per la produzione di elettricità all'interno del Decreto FER 1, e si attende con la pubblicazione definitiva del Decreto FER 2 che l'incentivo venga esteso anche agli impianti di piccola taglia (inferiori ai 300 kW di potenza).

Idrogeno rinnovabile. Ad oggi non esiste un quadro di supporto organico per la produzione e il consumo di idrogeno, ma è necessario introdurlo per dare uno stimolo alla domanda e orientare gli investimenti degli operatori. Si attende pertanto la pubblicazione di una strategia nazionale (di cui esistono al momento solo delle linee guida) che indichi il modello di sviluppo che si intende perseguire per la filiera, dei target specifici nei diversi settori e delle misure di sostegno.

Da ultimo, andando oltre il contesto nazionale, per favorire lo sviluppo dei gas rinnovabili sarebbe utile un'iniziativa di policy a livello europeo per stabilire un target vincolante di consumo di gas rinnovabili (così come si è fatto per le FER elettriche) al 2030 e al 2050, declinato poi a livello nazionale per i singoli paesi, così da dare maggiore certezza agli operatori e agli investitori per pianificare le scelte strategiche.

4.7 Nuova regolazione per le infrastrutture gas del futuro

Il settore gas, in conseguenza dell'attuale crisi degli approvvigionamenti e dello sforzo per la decarbonizzazione, sta andando incontro a una trasformazione che richiederà un adattamento delle infrastrutture. Nell'attuale fase di ridisegno degli approvvigionamenti è necessario selezionare e promuovere nuovi investimenti che garantiscano flessibilità e sicurezza nelle forniture attraverso l'aumento della capacità di rigassificazione e il potenziamento dei gasdotti alternativi a quelli provenienti dalla Russia.

Guardando a un orizzonte temporale di medio-lungo periodo, le reti dovranno adeguarsi per la transizione verso l'impiego crescente di gas rinnovabili: se il biometano non richiede un adeguamento della rete (ma solo di realizzare le connessioni con gli impianti), l'inserimento di idrogeno nelle reti pone in molti casi la necessità di interventi di adattamento.

Questi investimenti per lo sviluppo infrastrutturale andranno accompagnati da un'evoluzione nel quadro regolatorio di supporto e dalla definizione di obiettivi chiari per orientare le scelte degli operatori. In questa direzione a livello europeo sono stati fatti alcuni passi avanti con l'introduzione del pacchetto *Hydrogen and decarbonised gas* che prevede, tra le altre cose: i) l'accesso facilitato alla rete per gas rinnovabili e *low-carbon* attraverso l'eliminazione delle tariffe alle interconnessioni transfrontaliere e la

94 Lettera congiunta del 18 novembre 2021 di *Utilitalia*, CIC e FISE Assoambiente, indirizzata al Ministro della transizione ecologica Roberto Cingolani.

riduzione delle stesse ai punti di iniezione; ii) la previsione di un limite di miscelazione per l'idrogeno nelle reti gas al 5%; iii) l'obbligo di formulare scenari congiunti per lo sviluppo delle infrastrutture di rete elettrica, gas e idrogeno.

A livello nazionale, il rinnovamento delle infrastrutture è condizionato dallo stallo nelle gare per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas (cosiddette gare gas), che ancora stentano a partire a causa delle distorsioni nell'applicazione della disciplina generale, del mancato rispetto dell'iter procedurale delle stazioni appaltanti per la pubblicazione del bando e l'esecuzione della gara, e dei numerosi ricorsi alla giustizia amministrativa. Il nuovo disegno di legge sulla concorrenza, approvato dal Senato il 30 maggio 2022, dovrebbe risolvere una delle criticità emerse dall'attuale disegno delle gare, riconoscendo il criterio del Valore Industriale Residuo per le reti di proprietà degli enti locali.

Per rendere le infrastrutture di distribuzione *future-proof* sarebbe opportuno inoltre inserire nei bandi di gara per il servizio di distribuzione dei criteri premianti sulla base del livello di digitalizzazione, efficienza energetica e di capacità di adattamento per accogliere gas rinnovabili. Allo stesso modo anche la regolazione dovrebbe prevedere premialità specifiche per gli investimenti sostenuti nell'ambito dell'adattamento dell'infrastruttura ai gas rinnovabili.

Infine, con riferimento specifico all'idrogeno, per definirne in modo più preciso i fabbisogni infrastrutturali legati al trasporto, si rende necessario (come già proposto nel paragrafo precedente a proposito degli incentivi per i gas rinnovabili) definire il modello di sviluppo nazionale per la filiera dell'idrogeno: esistono infatti diverse possibili scelte su dove localizzare la produzione (e il consumo) di idrogeno che influenzano drasticamente la necessità di sviluppo di un'infrastruttura di trasporto dedicata.

4.8 Rilancio del sistema dei Certificati Bianchi

Nel 2021 si è registrato un riallineamento tra domanda e offerta di Titoli di Efficienza Energetica che rappresentano il principale strumento per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico. Le cause di tale risultato positivo sono tuttavia da ricercare nell'abbassamento degli obblighi di risparmio fissati dal D.M. maggio 2021 per il periodo 2021-2024, e non tanto in un aumento della capacità di offerta del meccanismo, che presenta ancora diversi elementi di criticità. L'equilibrio del 2021 è quindi precario, considerato che, da un lato, gli obiettivi PNIIEC progressivamente torneranno a crescere fino a raggiungere i 12,3 MTEP di risparmi cumulati al 2030, dall'altro, il meccanismo registra una tendenziale diminuzione della capacità dell'offerta di generare TEE. Inoltre, le distorsioni sul mercato portate dal sistema del cap e dei titoli virtuali, continua a generare perdite a carico dei distributori, che in 3 anni sono stimabili in circa 130 milioni di euro.

In questo quadro ricco di elementi critici, come già anticipato, il d.m. maggio 2021 ha provato a fornire delle soluzioni con l'introduzione di un sistema di aste per l'efficienza energetica e con varie misure, chiarite e rese effettive dalla Guida operativa del maggio 2022, per semplificare l'iter amministrativo e velocizzare i tempi, per ampliare i progetti ammissibili.

Oggi per assicurare il rilancio del sistema dei Certificati Bianchi è quindi necessario in prima battuta definire un sistema di aste al ribasso che non rimanga separato dal meccanismo dei TEE, per evitare di generare una competizione tra i due strumenti che aumenterebbe il costo complessivo del sistema e non genererebbe gli auspicati risparmi energetici addizionali. Servirebbe infatti un'impostazione integrata tra sistemi, che permetta di raggiungere i seguenti benefici:

- l'incremento della liquidità del mercato, rilanciando la capacità incentivante del meccanismo d'obbligo;
- lo sviluppo di tecnologie e di infrastrutture strategiche, perseguendo politiche industriali mirate e generando risparmi addizionali rispetto ai target;
- lo sviluppo di tecnologie mature unitamente a quelle più innovative e costose;
- evitare l'aumento dei costi legato alla definizione di un meccanismo *ex novo*.

Un modello integrato tra borsa dei TEE e aste al ribasso per l'EE potrebbe basarsi sullo strumento dei *Contract for Difference* ed essere dedicato a specifiche tecnologie difficilmente incentivabili con i TEE⁹⁵.

95 Per ulteriori approfondimenti si rimanda allo studio Agici (2021) *Osservatorio TEE. Proposta di integrazione di un sistema ad aste nel meccanismo di TEE*.

Un'altra opportuna riforma del sistema dei Certificati Bianchi riguarda l'introduzione di un meccanismo di stabilità per assicurare l'efficacia e la prevedibilità dei prezzi di mercato. Risulta infatti necessario prevedere la possibilità di porre rimedio alle perturbazioni di mercato che impattano immediatamente sul prezzo dei TEE senza lasciare possibilità di intervento né agli operatori né alle istituzioni, come è successo nel 2016-2018, dove il rialzo non è stato frenato dal meccanismo di mercato. Le ragioni sono da riscontrare nell'inelasticità al prezzo sia della domanda, definita negli obblighi per i distributori, sia nell'offerta, che necessita di tempo per creare liquidità, visti i tempi di approvazione e realizzazione degli interventi e generazione dei TEE. Per questi motivi sarebbe opportuno introdurre un meccanismo di stabilità simile a quello previsto nel sistema dell'*Emission Trading System*, che permetta di superare il sistema di cap al contributo tariffario e dei TEE virtuali per controllare le oscillazioni di prezzo e limitare le perdite dei distributori. Un tale meccanismo permetterebbe al regolatore di intervenire sulla dimensione dell'obbligo in caso di situazioni anomale (eccessivo divario tra domanda e offerta o prezzo viola un range di accettabilità definito). Tra i requisiti necessari al buon funzionamento del meccanismo rientrano le tempistiche di intervento, chiare e prevedibili per non spiazzare gli operatori, e una governance efficace per garantire rapidità di azione da parte del regolatore.

4.9 Armonizzazione degli incentivi per l'efficiamento energetico degli edifici

Il Superbonus 110%, introdotto dal Governo nel decreto Rilancio (d.l. 34/2020), rappresenta certamente un *booster* per il mercato edile e in particolare per la filiera della riqualificazione energetica e sismica degli edifici. Ai grandi benefici della misura, tuttavia, si accompagnano numerose criticità che stanno ostacolando pieno funzionamento della misura stessa. Tra queste si citano:

- L'incertezza post-Superbonus 110% con particolare riferimento alla continuità dei contratti in essere al 31/12/2023⁹⁶
- L'aumento dei prezzi e difficoltà di approvvigionamento dei materiali
- La durata della misura inadeguata per la creazione di una filiera resiliente
- Le numerose modifiche normative in brevi lassi di tempo, che hanno generato un rallentamento operativo delle attività aziendali e dubbi interpretativi sulla corretta applicazione della nuova normativa

Tali criticità, sono tutte correlate fra loro e determinate in parte dall'assenza di una prospettiva di lungo periodo, non solo del Superbonus 110%, ma di tutti gli incentivi riconosciuti per la riqualificazione energetica e sismica degli edifici. Legge di Bilancio 2022, pur avendo prorogato, sia il *Superbonus* con scadenze differenziate (2022-2025) in base al soggetto beneficiario e con riduzione progressiva delle aliquote (70% e 65%), sia bonus casa, Sismabonus ed Ecobonus ordinari fino al 2024, non permette di creare la stabilità normativa di cui necessitano gli operatori al fine di creare una filiera strutturata, in grado di rispondere alle esigenze del mercato.

Al fine di superare tali limiti, si propone di agire su due aspetti: l'armonizzazione normativa e la stabilizzazione dell'incentivo.

Armonizzazione normativa. Per armonizzazione normativa si intende l'accorpamento in un unico riferimento legislativo di tutte le agevolazioni fiscali in materia edilizia che generano benefici in termini energetici o antisismici. Per tale unico riferimento normativo si propone una durata almeno decennale, con revisione periodica (ad esempio triennale) degli interventi ammessi e dei massimali in base agli obiettivi e alla disponibilità di tecnologie più efficienti.

Stabilizzazione incentivo. Al fine di stabilizzare l'incentivo riconosciuto agli interventi di riqualificazione energetica e sismica degli edifici, si potrebbe agire seguendo due strade fra loro alternative:

- Introduzione di un meccanismo di aliquote modulari basato sulle performance energetiche raggiunte. Al fine di orientare la domanda verso interventi più complessi si potrebbero introdurre aliquote di detrazione crescenti in proporzione alla riduzione dei consumi energetici e del rischio sismico raggiunti.
- Applicazione di nuovi strumenti contrattuali. Nell'ipotesi di un'aliquota minore al 110%, per esempio 70%, si potrebbe applicare, unitamente alla detrazione fiscale, un contratto di Servizio Energia Plus. Tale contratto permetterebbe di limitare l'impatto della riduzione delle aliquote, garantendo

96 Il 31/12/2023 segna il passaggio dell'aliquota dal 110% al 70% per i condomini.

di fatto al beneficiario (condominio, persona fisica, ecc.) di godere di un intervento a “costo zero”, dilazionando la quota residua investimento non coperto dal beneficio fiscale.

Infine, per dare continuità alla importante mole di investimenti generati dal *Superbonus* 110% e superare l'incertezza sulla corretta applicazione delle aliquote di detrazione per i cantieri in essere al 31 dicembre 2023, occorre, a giudizio di chi scrive, non interrompere bruscamente la misura, prevedendo una fase di graduale uscita dallo stesso. Tale fase transitoria potrebbe interessare gli interventi del *Superbonus* per i quali entro giugno 2023 sia stata almeno presentata la CILA, garantendo agli stessi l'applicazione di una aliquota di almeno il 90%.

Tali elementi permetterebbero di stabilizzare la misura e di dotare i cittadini, le imprese e gli altri operatori di un quadro normativo e temporale chiaro su cui innestare le proprie attività.

4.10 Incentivi alle energie rinnovabili nel settore idrico

Le tipologie di produzione di energia rinnovabile nel settore idrico sono ancora limitate a poche applicazioni. Gli incentivi riguardano, in particolare:

- gli impianti fotovoltaici installati sulle superfici di fabbricati di pertinenza di acquedotti e di impianti di depurazione, con potenza superiore a 20 kW, che possono accedere agli incentivi del decreto FER;
- la produzione di biogas da fanghi di depurazione, che può essere impiegato per la produzione di energia elettrica o biometano, attualmente risultano incentivati due impianti di produzione del biometano prodotto esclusivamente con fanghi di depurazione (i fanghi possono essere utilizzati anche in miscela con FORSU);⁹⁷
- gli impianti idroelettrici: nei primi sette bandi del Decreto FER, sono entrati in esercizio 30 dei 61 impianti idroelettrici realizzati su acquedotti, risultati in posizione utile, per una potenza complessiva pari a quasi 8 MW.⁹⁸

Alla luce di ciò, si ribadisce, da un lato, l'importanza di avere degli incentivi dedicati esclusivamente agli impianti idroelettrici su acquedotto (attualmente gli impianti sono assimilati a quelli ad acqua fluente). Dall'altro, è necessario, come visto nel paragrafo 4.6, tendere verso meccanismi di incentivo adeguato alla promozione della produzione di biometano anche da fanghi di depurazione.

Vi è da rilevare, inoltre, che ARERA, all'interno del metodo tariffario per il secondo periodo regolatorio (MTI-3), intervenendo sul tema dell'efficientamento energetico, ha dato spazio ad un incentivo per i gestori che si spingano verso scelte di autoproduzione di energia valorizzando, ad esempio, i fanghi di depurazione.

Piccoli passi avanti sono stati compiuti nel campo delle tecnologie innovative. Infatti, all'interno del Decreto Energia (d.l. 17/2022) è previsto l'accesso agli incentivi per gli impianti fotovoltaici flottanti, da realizzare su superfici bagnate o su invasi artificiali. Il fotovoltaico galleggiante, pur non essendo una tecnologia connessa direttamente con il servizio idrico, è da prendere in considerazione dati i notevoli vantaggi in grado di generare. La collocazione dei pannelli su specchi e corsi d'acqua artificiali non avrebbe grande impatto sull'ecosistema locale e, soprattutto, ridurrebbe al minimo, se non addirittura a zero, il consumo addizionale di suolo. Inoltre, il raffreddamento dell'acqua è in grado di migliorare le performance energetiche dei pannelli fotovoltaici.

4.11 Regolamentazione e promozione del riutilizzo dell'acqua depurata

Il riutilizzo delle acque reflue depurate è una pratica ancora molto poco diffusa in Italia. Nel 2019, solo il 4% è destinato a effettivo riutilizzo, principalmente per uso irriguo, e quasi esclusivamente nelle regioni settentrionali (a fronte di una potenzialità già oggi pari al 23% del volume complessivamente depurato).⁹⁹ Questo è dovuto, da un lato, ai costi rilevanti necessari per rendere possibile il riutilizzo e i bassi costi delle risorse idriche convenzionali per uso irriguo; dall'altro, alla normativa nazionale (d.m. 185/2003) e alle relative norme regionali che di fatto limitano l'applicazione del riutilizzo delle acque dati gli standard particolarmente severi che presentano.

97 GSE, 2022.

98 GSE, 2022.

99 ARERA (2021). *Relazione annuale. Stato dei servizi 2020*.

L'approvazione del regolamento (UE) 741/2020, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua, che gli Stati Membri dovranno recepire entro il 2023, contribuisce a rimuovere alcune criticità delle norme nazionali. Il regolamento, infatti, oltre a favorire una maggiore diffusione del riutilizzo delle acque reflue depurate, laddove opportuno ed efficiente in termini di costi, definisce regole comuni a tutti gli Stati Membri creando parità di condizioni delle pratiche di riutilizzo, e aumentando la fiducia dei consumatori nei confronti delle pratiche di riutilizzo.

Inoltre, vi è da rilevare che in tema di tecnologie impiegate nella linea acque degli impianti di depurazione, l'utilizzo di trattamenti sempre più spinti presenta riflessi positivi in materia di riutilizzo delle acque reflue depurate.

Anche ARERA è orientata a sostenere il riutilizzo delle acque reflue. Nel Quadro strategico 2022-2025, infatti, l'Autorità prevede di definire modalità tese a valorizzare le best practice in tema di riuso delle acque sulla base di indicatori che tengano conto, a titolo esemplificativo, del confronto tra le acque destinate al riutilizzo rispetto a quelle nel complesso destinabili a tale finalità.

Accanto, dunque, alla revisione normativa nazionale e al recepimento del regolamento (UE) 741/2020, è necessario investire nell'ammodernamento degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane, adottare misure di incentivo nell'applicazione del riutilizzo dell'acqua, in particolar modo al settore agricolo, e favorire e incentivare l'innovazione tecnologica in grado di valorizzare l'intera filiera di trattamento delle acque reflue.

4.12 Titoli di efficienza energetica circolare (TeeC)

Il collegamento tra economia circolare e decarbonizzazione, pur riconosciuto a livello di *policy*, soprattutto europea,¹⁰⁰ non è realizzato da strumenti efficaci. In altre parole, manca un meccanismo strutturale in grado di valorizzare la riduzione delle esternalità negative abilitata da approcci circolari, mentre tali strumenti esistono per sostenere iniziative che, ad esempio, hanno un impatto sulla riduzione del consumo di energia (in particolare, i Titoli di Efficienza Energetica – TEE). Ciò risulta in una difficoltà ad attirare gli investimenti necessari per applicare la decarbonizzazione tramite approcci circolari.

D'altro canto, strumenti come i sopra citati TEE attraversano da tempo difficoltà strutturali: il mercato è poco dinamico e il volume dei TEE generati è troppo basso per garantire un funzionamento efficace del meccanismo.

A febbraio 2021, *Utilitalia*, con il mini book *I Certificati di efficienza economica Circolare (CeeC) e i Titoli di efficienza energetica Circolare (TeeC)*, ha avanzato la proposta – poi ripresa dall'edizione 2021 del presente position paper – di permettere di contabilizzare, all'interno del meccanismo dei Certificati Bianchi, il beneficio del risparmio energetico derivante dalla produzione circolare in luogo di quella lineare. L'obiettivo è quello di certificare il risparmio energetico derivato dalla disponibilità sul mercato di materia 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 LCA con il riconoscimento di certificati equivalenti, originando nuovi titoli che abbiamo chiamato TeeC - Titoli di efficienza energetica Circolare.

La proposta emersa ha avuto seguito nell'aggiornamento delle linee guida del GSE per gli interventi che hanno accesso al mercato dei TEE, in cui è stata inserita la voce: «Variazione delle materie in ingresso nel processo produttivo, compreso l'utilizzo di materiale di scarto della lavorazione, a parità di prodotto finito o semilavorato». Gli interventi di cui a questa voce beneficiano di una vita utile (e quindi di un accesso allo strumento TEE) di 3 anni. La variazione può prevedere:

- la modifica della composizione del mix produttivo, aumentando o diminuendo la presenza di una materia in ingresso;
- l'alterazione delle proprietà chimico-fisiche delle materie in ingresso.

La nuova formulazione non è tuttavia chiara: in particolare, il testo racchiude sotto la stessa voce l'utilizzo di materiale di scarto come input, che evita la produzione di nuove materie prime vergini, e la variazione delle caratteristiche degli input (come un'aggiunta di additivi) che possono causare un efficientamento del processo a valle. Il testo specifica che sono ottenibili sia risparmi diretti di energia, tramite l'efficientamento del processo, che risparmi indiretti «dovuti alla variazione della materia in

100 Risoluzione del Parlamento europeo del 10 febbraio 2021 sul nuovo piano d'azione per l'economia circolare (2020/2077(INI)).

ingresso», ma non specifica se tali risparmi facciano riferimento ad un risparmio complessivo di energia dell'intero ciclo produttivo in ottica LCA.

La formulazione sembra quindi includere sia risparmio diretto che indiretto, tuttavia non specifica i metodi di calcolo, per i quali la linea guida rimanda alla trattazione sugli specifici ambiti di intervento. Consultando le indicazioni per essi, non si trovano indicazioni chiare sui risparmi energetici legati al ciclo di produzione e fornitura delle materie in input.

Sarebbe quindi opportuno che le linee guida sui TEE chiarissero l'applicabilità dello strumento ai risparmi energetici conseguiti a monte del processo produttivo, tramite la sostituzione di input vergini con input frutto di un processo circolare. A questo proposito si ritiene opportuno distinguere i due casi di risparmio energetico conseguito all'interno del processo produttivo (risparmi diretti) e nella valutazione complessiva del bilancio energetico (risparmi diretti e indiretti), in quanto si tratta di metodologie di calcolo notevolmente diverse: una trattazione separata dei due temi nelle linee guida andrebbe a beneficio della chiarezza;

Infine, sarebbe utile chiarire che i risparmi energetici non possono essere solamente legati alla sostituzione di materie in input, ma anche ad altre strategie circolari, come, ad esempio, l'incremento del tasso di utilizzo degli *asset* o strategie di *sharing economy*.

4.13 Green procurement

Il mercato dei prodotti e servizi con caratteristiche di "sostenibilità", il cui sviluppo è fondamentale per assicurare una maggiore offerta di prodotti capaci di ridurre l'impatto emissivo e, quindi, di favorire la decarbonizzazione, soffre di alcune problematiche strutturali. A fronte di una necessità, nella maggior parte dei casi, di sostenere tale offerta con prezzi più alti, il mercato si scontra con:

- una debolezza degli incentivi di mercato per lo sviluppo dell'offerta di beni e servizi sostenibili;
- la lentezza dello sviluppo e dell'implementazione dei Criteri Ambientali Minimi (CAM) per il *Green Public Procurement* (GPP);
- l'incompletezza e debolezza di alcuni dei criteri di GPP in vigore;
- Mancanza di un approccio uniforme e standardizzato al green procurement (sia lato pubblico che privato).

Rispetto alle proposte avanzate nel *position paper* 2021, per l'accelerazione dello sviluppo del GPP, si rilevano:

- lato policy pubblica, nessun aggiornamento rispetto del *Piano di Azione Nazionale per il Green Public Procurement* del 2008, e nessuna particolare accelerazione nell'approvazione di nuovi CAM e nell'aggiornamento dei CAM esistenti (nessun nuovo CAM è stato approvato dopo giugno 2021). Non è stata ancora avviata la prevista attività di monitoraggio annuale dell'implementazione del piano. Nei lavori di aggiornamento dei CAM attualmente in corso, inoltre, non sembra essere previsto un ampliamento dello scope (prevedendo il calcolo degli impatti ambientali in senso lato);
- lato sviluppi privati, oltre alle iniziative internazionali esistenti,¹⁰¹ si segnala nel contesto italiano la pubblicazione, a marzo 2021, delle *Linee guida per l'approvvigionamento circolare nel settore privato* (Global Compact Network Italia e Sant'Anna). Si tratta di uno strumento di riferimento di livello generale, che però fornisce diversi elementi utili per le imprese rispetto agli aspetti da considerare e le certificazioni eventualmente disponibili.

La rinnovata proposta, a fronte dei pochi progressi verificatisi soprattutto in termini di politiche pubbliche, prevede di realizzare un vero e proprio nuovo piano di azione nazionale per il *Green Public Procurement*, che preveda non solo una struttura comune per tutti i CAM, ma anche principi comuni applicabili a tutti, per risolvere la forte disomogeneità che è ora evidente nei diversi CAM approvati, e che preveda nuove modalità di sviluppo dei CAM, se necessario ammettendo anche l'affidamento a soggetti esterni (ad esempio, centri di ricerca o università) del lavoro di redazione dei documenti, al fine di accelerare il processo e migliorarne la qualità.

101 Ad esempio il *Circular Economy procurement Framework* (Ellen MacArthur Foundation) e *Circular Procurement in 8 steps* (Copper8).

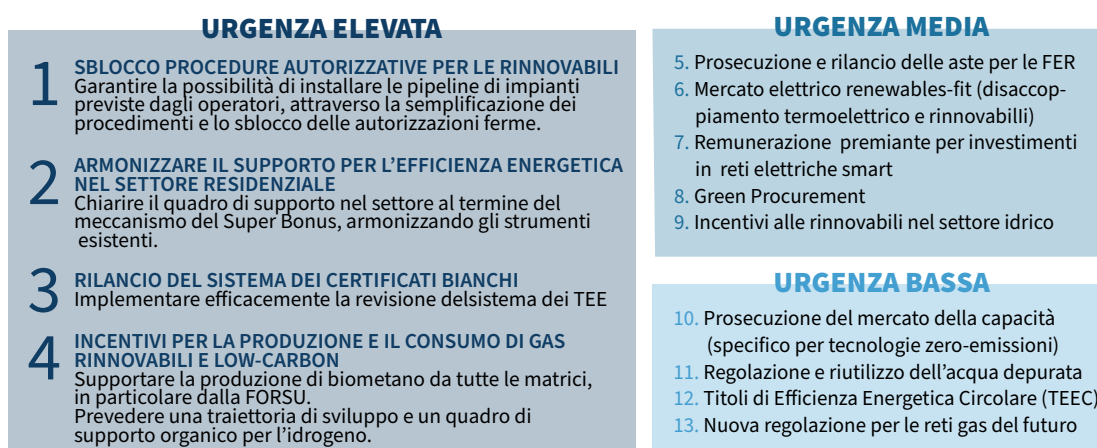
I criteri così sviluppati potrebbero fungere da modello anche per le policy di *procurement* del privato. A tale proposito un intervento pubblico, in coordinamento con le associazioni di categoria per la definizione di criteri comuni, sarebbe auspicabile.

4.14 Gli interventi prioritari per la decarbonizzazione e la sicurezza energetica

Le 13 proposte di policy raccolte in questo capitolo, con tutti gli interventi correlati, mirano alla riduzione delle emissioni e allo stesso tempo, e in molti casi contribuiscono, in modo diretto o indiretto, a migliorare l'indipendenza energetica nazionale riducendo il fabbisogno di combustibili fossili. Il contributo di ciascuna proposta verso i due obiettivi (decarbonizzazione e sicurezza energetica) è diverso, per questo motivo si vuole fornire in questo paragrafo conclusivo un ordine di priorità tra di esse.

Data la necessità di agire tempestivamente, in particolare nell'ambito della sicurezza energetica per ridurre la dipendenza dall'estero e contenere l'aumento dei prezzi per famiglie e imprese, si è deciso di fondare l'ordine di priorità tra le proposte sulla base dell'ordine temporale con cui queste andrebbero messe in atto. Si sono dunque divise le proposte a seconda della loro urgenza, che riflette anche l'ordine temporale in cui andranno adottate.

FIGURA 4-1 | INTERVENTI DI POLICY PRIORITARI PER LA DECARBONIZZAZIONE E LA SICUREZZA ENERGETICA



Fonte: Agici

Urgenza elevata

Le proposte di urgenza elevata sono i pilastri su cui si fondano decarbonizzazione e riduzione della dipendenza energetica, e vanno adottate il prima possibile per essere in grado di rinunciare alle importazioni di gas russo in tempi brevi e avvicinarsi agli sfidanti obiettivi di riduzione delle emissioni al 2030. In primis è richiesto finalmente lo sblocco delle procedure autorizzative per gli impianti FER, che permetterà agli operatori di installare le *pipeline* di investimenti previsti, e incrementare così la quota di elettricità prodotta da rinnovabili e diminuire il consumo di gas nel settore elettrico. Il secondo pilastro è un sistema di incentivi chiaro per l'efficienza energetica, che permetta di ridurre i consumi energetici (in particolare di gas) e le emissioni associate. È necessario agire sul settore residenziale, superando il sistema del Superbonus e armonizzando le diverse forme di incentivo e sul settore industriale, attuando efficacemente la riforma del sistema dei certificati bianchi. Il terzo pilastro è dato dai gas rinnovabili: biometano e idrogeno, con ruoli diversi, forniscono delle alternative decarbonizzate al consumo di gas naturale, producibili sul territorio nazionali riducendo così la dipendenza energetica dall'estero.

Urgenza media

Per proseguire nel percorso di decarbonizzazione nel settore elettrico, una volta risolto il collo di bottiglia dato dalle procedure autorizzative, si ritiene necessario estendere i meccanismi di incentivo per le FER (decreti FER 1 e 2) e renderli strutturali fino al 2030, permettendo così agli operatori che lo desiderano di accedere a ricavi stabili e garantiti nel tempo. Accanto a questo è necessario però adattare l'attuale meccanismo di mercato dell'energia elettrica, rendendolo *renewables fit*, ossia in grado di

generare segnali di prezzo corretti agli operatori e di evitare distorsioni nella formazione dei prezzi. Da ultimo, per permettere l'integrazione di una quota crescente di rinnovabili in rete, occorre stimolare gli investimenti nella digitalizzazione dell'infrastruttura di distribuzione attraverso delle modifiche alla regolazione, in particolare nell'approccio al riconoscimento dei costi.

L'adozione estesa di meccanismi di *Green Procurement* è una proposta trasversale per il settore pubblico ma anche privato, che può generare impatti di decarbonizzazione potenzialmente molto ampi se applicata diffusamente. Per questo motivo, per quanto non urgente nell'immediato, se ne raccomanda l'applicazione nel breve-medio periodo.

Nel settore idrico, per ridurre le emissioni e far fronte all'impatto del crescente costo dell'elettricità sugli operatori, la promozione di forme di autoproduzione di energia da fonti rinnovabili attraverso specifiche misure di incentivo deve essere una priorità per il decisore.

Urgenza bassa

Le ultime proposte non richiedono un'attuazione immediata, tuttavia rivestono un ruolo ugualmente importante per il prosieguo dello sforzo per la decarbonizzazione in quanto processo di lungo periodo.

Nel settore elettrico, la prosecuzione del *capacity market* (con la proposta di assegnare nuova capacità esclusivamente a fonti rinnovabili e accumuli) non è richiesta nel breve periodo, in quanto le tre aste già svolte per i periodi di consegna al 2022-23-24 hanno avuto successo nell'approvvigionare capacità per adeguare il sistema nei prossimi anni, ma si rende necessaria come meccanismo strutturale per stimolare gli investimenti nella stabilità del sistema elettrico in un contesto che sarà dominato dalle fonti rinnovabili.

La promozione del riutilizzo dell'acqua depurata permetterà di fare un ulteriore salto di qualità nell'efficienza del settore idrico, portando a una riduzione del consumo della risorsa idrica e di energia, in linea con gli obiettivi della transizione ecologica.

La valorizzazione dei risparmi energetici ottenuti attraverso modelli circolari attraverso l'inclusione nel sistema di scambio dei Certificati Bianchi, prevedendo dei titoli di efficienza energetica "circolare" (TEEC) è uno strumento che nel lungo periodo potrebbe fungere da stimolo per l'adozione di modelli di produzione più virtuosi in diversi comparti industriali, con notevoli benefici in termini di riduzione dei consumi di energia ed emissioni.

Da ultimo, per favorire l'adattamento delle infrastrutture gas ad accogliere i gas verdi in sostituzione del gas naturale occorrerà una regolazione delle reti che favorisca gli investimenti degli operatori, così da preparare il settore ad una trasformazione che si svolgerà progressivamente negli anni.

BIBLIOGRAFIA

- Accenture, Agici. (2022). *Italia e dipendenza energetica: diversificare le fonti e investire sulle rinnovabili per un futuro meno vincolato e più decarbonizzato*.
- ARERA (2021). *Relazione annuale. Stato dei servizi 2020*.
- ARERA (2021). *Scheda tecnica delibera 271/2021/R/com*.
- Associazione Italiana Riscaldamento Urbano. (2021). *Annuario Teleriscaldamento*.
- Agici (2021). *Osservatorio sul mercato dei TEE. Proposta di integrazione di un sistema ad aste nel meccanismo di TEE*. Agici Publishing.
- Agici (2021). *Come accelerare e ampliare la digitalizzazione nel servizio idrico integrato. Rapporto annuale 2021 OSWI*.
- Commissione europea (2018). *A clean planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*.
- Commissione europea (2019). *Clean Energy for all Europeans*.
- Commissione europea (2019). *The European green deal*.
- Commissione europea (2020). *Circular Economy Action Plan for a cleaner and more competitive Europe*.
- Commissione europea (2022). *REPowerEU plan*.
- ENEA. (2017). *Gestione efficiente della risorsa idrica e del rifiuto organico in una smart city*.
- Gazzetta ufficiale della repubblica italiana (2021). *Decreti legislativi 8 novembre 2021, n. 199 e n. 210*.
- Global Compact Network Italia, Scuola Superiore Sant'Anna. (2020). *Linee guida per l'approvvigionamento circolare nel settore privato*.
- Governo italiano (2020). *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*.
- Governo italiano (2021). *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza*.
- GREEN Università Bocconi. (2021). *Le prospettive dei gas rinnovabili nel settore dei trasporti in Italia: il futuro ruolo del biometano*.
- GSE (2021); Snam (2021); Green - Università Bocconi (2021). *Le prospettive dei gas rinnovabili nel settore dei trasporti in Italia: il futuro ruolo del biometano*.
- IRENA (2017). *Electricity storage costs, International Renewable Energy Agency*.
- IRENA (2021). *Renewable power generation costs in 2020*.
- Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. (2021). *Conto nazionale delle infrastrutture e trasporti 2019-2020*.
- Ministero per la Transizione Ecologica. (2021). *Strategia nazionale per l'economia circolare. Linee Programmatiche per l'aggiornamento. Documento per la consultazione*.
- Ministero per la Transizione Ecologica (2022). *Piano per la transizione ecologica*.
- Ministero per lo Sviluppo Economico. (2020). *Strategia nazionale idrogeno. Linee guida preliminari*.
- Motus-E (2022). *Analisi di mercato*.
- Snam, Terna. (2019). *Documento di descrizione degli scenari*.
- Snam, Terna. (2021). *Documento di descrizione degli scenari*.
- Terna (2021). *Rapporto adeguatezza Italia*.
- Terna (2019). *Rapporto adeguatezza Italia*.
- Terna (2021). *Pubblicazioni statistiche. Consumo di energia elettrica per settore*.
- Utilitalia. (2021). *Utilities. Protagoniste della transizione ecologica: la sfida della decarbonizzazione*.
- Utilitalia (2021). *I Certificati di efficienza economica Circolare (CeeC) e i Titoli di efficienza energetica Circolare (TeeC)*. Mini-book – Focus ambiente.
- US Department of Energy (2021). *Offshore wind market report*.

Il paper è stato realizzato da

Agici Finanza d'Impresa

Agici Finanza d'Impresa è una società di ricerca e consulenza specializzata nel settore delle utilities, delle rinnovabili, delle infrastrutture, dell'efficienza energetica e dell'economia circolare.

Collabora con imprese, associazioni, amministrazioni pubbliche e istituzioni per realizzare politiche di sviluppo capaci di creare valore. L'approccio operativo e il rigore metodologico, supportati da un solido background teorico, assicurano un'elevata flessibilità che garantisce la personalizzazione delle soluzioni.

La conoscenza della realtà imprenditoriale, la pluriennale esperienza nei settori di riferimento e una vasta rete di relazioni nazionali e internazionali completano il profilo distintivo di Agici.

www.agici.it

Si ringraziano le associate di Utilitalia (A2A, ACEA, Acquedotto Pugliese, AGSM AIM, AIMAG, Alperia, AMAP, Asia Napoli, ASTEA, Compagnia Valdostana delle Acque, Dolomiti Energia, E.S.TR.A, G.A.I.A., G.O.R.I., GAIA, Gelsia Ambiente, IREN, Publiacqua, SMAT, Veritas, VIVA Servizi) per la partecipazione attiva al gruppo di lavoro che, tra l'altro, ha curato l'edizione del presente paper.

Coordinamento scientifico del gruppo di lavoro: Fondazione Utilitatis

Autori

Viola Cammilli
Marco Carta
Stefano Clerici
Francesco Elia
Tommaso Fonti
Alessandra Garzarella
Carlo Maresca
Michele Perotti
Anna Pupino
Giacomo Salvatori



Copyright © 2022
Agici Finanza d'Impresa
All rights reserved.