

Audizione X Commissione Camera Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza Proposte FIPER



2 febbraio 2021

[pag. 1](#) Fiper - Federazione Italiana Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili

Sede legale Via Scarlatti, 29 Milano
E-mail segreteria.nazionale@fiper.it
Pec fiper@arubapec.it

Sede di rappresentanza Via Brenta 13 Roma
Tel +39 06.8555203 - **Fax** +39 06.8559860
Cod. Fisc. 97284280159

Website www.fiper.it
PIVA 04587920960
Codice univoco: M5UXCR1

Breve presentazione FIPER

Costituitasi nel 2001, la **Federazione Italiana dei Produttori di Energia da Fonte Rinnovabile** – FIPER riunisce attualmente:

96 impianti di teleriscaldamento alimentati a biomassa legnosa vergine, rappresentando quasi l'intera popolazione degli impianti italiani, **135 impianti di biogas agricolo**, e **un nucleo di produttori di biomassa legnosa vergine** per una produzione totale di 800 GWh elettrici e 1000 GW termici.

Gli impianti di teleriscaldamento e di biogas agricolo **sono nati come progetti territoriali**: da un lato, per far fronte principalmente alla domanda di calore valorizzando la biomassa legnosa vergine disponibile in ambito locale, dall'altro per diversificare l'attività zootecnica valorizzando i reflui e i sottoprodotti agricoli soprattutto per la produzione di energia elettrica. Entrambe le filiere garantiscono il presidio e la gestione del territorio in termini economici, ambientali e occupazionali.

Fiper partecipa nel *Board* di *Bioenergy Europe* ed è associato all'*European Association Biogas- EBA*.

1. Inquadramento generale Piano Ripresa e Resilienza

L'ambizioso programma *Green Deal* prevede di raggiungere il nuovo target europeo di riduzione delle emissioni di gas serra del 55% rispetto ai valori del 1990 entro il 2030 e della neutralità climatica al 2050. Per l'Italia, significa raddoppiare il valore dell'energia rinnovabile da FER, passando da un valore di 21,6 Mtep del 2018 a circa 42 Mtep al 2030. Per raggiungere tale obiettivo, secondo le indicazioni già definite nel Piano Nazionale Energia e Clima- PNIEC, sarà necessario l'apporto contemporaneo delle Fer nel settore elettrico, termico e dei trasporti. Le rinnovabili per produrre elettricità dovranno crescere da 9,7 Mtep del 2018 a 20,6 Mtep nel 2030, un incremento da 34% a circa il 62% sui consumi finali, **le termiche dovranno passare da 10,7 a 17,6 Mtep**, dal 19% al 50% dei consumi finali e per l'evoluzione nei trasporti prevede un incremento da 1,25 a 3,5 Mtep nel settore dei biocarburanti.

Come già evidenziato dagli Stati Generali della *Green Economy*, la carenza maggiore del Piano per l'effettiva priorità del *Green Deal* sta nella ripartizione delle risorse per finanziare nuovi interventi. Gli obiettivi previsti dal *Green Deal* richiedono "ingenti investimenti". In questa proposta di Piano, invece, gli investimenti per le nuove misure climatiche risultano insufficienti: si evidenzia infatti il mancato aggiornamento del Piano energia e clima e quindi la individuazione delle misure necessarie per arrivare in Italia alla riduzione del 55% delle emissioni al 2030. Nel Piano sono infatti allocati circa 7,6 miliardi per i nuovi progetti FER - elettriche, termiche e per i trasporti - e per le filiere e le reti, importi insufficienti per conseguire i risultati attesi al 2030.

Obiettivi sfidanti, che necessitano di una visione politica di medio lungo-periodo.

Una visione che deve tener conto di un approccio omnicomprensivo e intersettoriale, che permetta di valorizzare *in primis* le risorse rinnovabili presenti sul territorio, il mantenimento in esercizio del parco impianti FER già esistenti e l'evoluzione dell'economia circolare.

In questo scenario le bioenergie e le **FER termiche** hanno un ruolo indispensabile e quantitativamente rilevante, che non viene tuttavia tenuto in conto all'interno del capitolo "rivoluzione verde e transizione ecologica". Del resto, già nella presentazione del PNIEC, la Commissione Europea aveva invitato il Governo italiano a innalzare il livello di ambizione per le fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento. E dire che il *Green Deal* promuove gli investimenti nel settore delle bioenergie che conseguono un elevato risparmio di gas serra (GHG): 80% per l'energia elettrica e termica, 65% per la produzione di biocombustibili, nell'ottica di favorire le tecnologie più performanti in termini di impatto ambientale e accelerare la transizione delle fonti fossili alle rinnovabili. Inoltre, nelle raccomandazioni trasmesse del Consiglio europeo sul programma di riforma 2020, emerge chiaramente l'indicazione di rivolgere l'attenzione verso le filiere capaci di creare maggior posti di lavoro nella green economy.

Con riferimento alla missione 2.2. "Energia rinnovabile, idrogeno e mobilità sostenibile" del Piano, FIPER sottolinea la necessità di:

- Evidenziare l’apporto del **settore termico FER**, da sempre considerato il “gigante dormiente”; attualmente del tutto assente, dal momento che si fa riferimento esclusivamente alla capacità di generazione di fotovoltaico ed eolico, sviluppando gli strumenti idonei a supporto della dichiarata importanza del settore termico nel raggiungimento degli obiettivi rinnovabili;
- Favorire lo sviluppo delle **fonti programmabili** (biomasse, biogas) per garantire la sicurezza di approvvigionamento da FER e il consolidamento della capacità esistente (obiettivo previsto anche all’interno del PNIEC);
- **Scoraggiare il processo di metanizzazione** delle aree interne, in particolare montane; se da un lato si promuove una maggiore penetrazione delle FER, dall’altro sono in corso di fattibilità progetti di metanodotti a carico della fiscalità generale, da parte di operatori afferenti a grandi gruppi.
- Stimolare gli investimenti verso **tecnologie made in Europe** che coniugano efficienza energetica e impiego di fonti rinnovabili (teleriscaldamento efficiente), totalmente assenti nel piano.

2. Proposte FIPER – PNRR

2.1. Consolidare la capacità esistente programmabile

Come già indicato nelle osservazioni FIPER trasmesse al MISE nell’ambito della consultazione pubblica sul PNIEC, **l’impiego delle biomasse a fini energetici** garantisce la sicurezza energetica; in quanto fonti programmabili, l’impiego delle biomasse/biogas è in grado di garantire una produzione costante di energia (8000 ore/annuo di funzionamento) indipendentemente dalle condizioni atmosferiche e soprattutto in completa autonomia rispetto alle dinamiche internazionali dell’approvvigionamento dei combustibili fossili. Inoltre, in quanto fonti programmabili, sono in grado di colmare gli sbilanciamenti di rete derivanti dal fotovoltaico ed eolico; significa poter contare sul loro apporto nei momenti di calo di produzione delle altre fonti e garantire l’approvvigionamento di energia da FER.

Stupisce all’interno del capitolo 2.1. di agricoltura sostenibile ed economia circolare, l’assenza di indicazioni riguardo la continuità degli impianti a biomasse e biogas esistenti. L’attenzione si concentra esclusivamente sul revamping di installazioni esistenti del ciclo integrato dei rifiuti e la costruzione di nuovi impianti.

Assente tale indicazione anche nella misura “energia rinnovabile, idrogeno e mobilità sostenibile”. Una grave mancanza, perché si considera che la generazione esistente a biomassa/biogas sia costante e non necessiti di una strategia/visione di medio lungo periodo per garantirne la continuità.

La bozza PNRR del 9 dicembre 2020, prevedeva la riconversione del 70% degli impianti esistenti a biogas (800) in produttori di biometano; un obiettivo estremamente sfidante ma, a nostro avviso, difficilmente raggiungibile entro il 2026, visto la localizzazione decentralizzata degli impianti nelle aree rurali e la necessaria organizzazione logistica per poter distribuire e impiegare il biometano prodotto. Nella versione invece del 12 gennaio entrata in Consiglio dei ministri, questa indicazione è stata eliminata. La riconversione e il potenziamento degli impianti a biogas agricolo in biometano potrebbe essere la più immediata prospettiva per il settore, a patto che il sistema di incentivazione venga migliorato per sostenere la conversione del settore agricolo, oggi penalizzata. Ne è una dimostrazione l’esiguo numero di impianti a biogas agricolo che ad oggi hanno optato per la produzione di biometano.

Che ne sarà quindi del parco impianti a biomasse/ biogas esistenti terminato il periodo di incentivazione, a partire dal 2024?

FIPER nel corso del 2020 ha proposto ai Ministeri competenti di considerare e quindi valorizzare i diversi servizi/prodotti che gli impianti a biogas/biomasse possono offrire al Paese oltre alla potenziale produzione di biometano: *in primis*, energia elettrica da FER programmabile, servizi di flessibilità e bilanciamento di rete, servizi ambientali, oltre che la produzione di idrogeno verde.

Si tenga conto che diversi impianti cogenerativi a biomassa hanno già terminato il periodo di incentivazione e che nel 2026, 1.504 impianti a biogas termineranno la tariffa omnicomprensiva. In entrambi i casi, si

assisterebbe allo spegnimento degli impianti, se non si individuano azioni che possano fornire un minimo di incentivo per il revamping e consolidare la produzione di energia e i relativi servizi ambientali svolti.

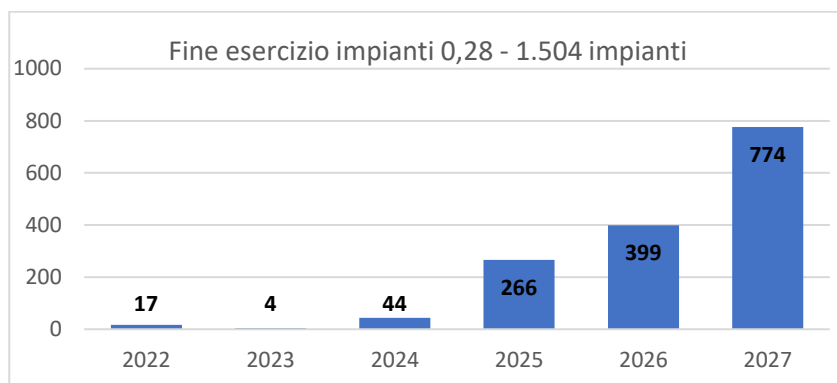


Tabella 2: proiezione impianti biogas agricolo a fine esercizio

2.2. Realizzazione impianti di teleriscaldamento a biomassa in 458 Comuni non metanizzati all'interno degli interventi di gestione del rischio idrogeologico.

Questa proposta comprende più obiettivi definiti all'interno del capitolo "Rivoluzione verde e transizione ecologica", in particolare:

- aumento della competitività del settore forestale (agricoltura sostenibile ed economia circolare);
- mitigazione dei rischi legati al dissesto idrogeologico (tutela del territorio e della risorsa idrica);
- produzione di energia rinnovabile termica ed elettrica (energia rinnovabile, idrogeno e mobilità sostenibile);
- aumento dell'efficienza energetica negli edifici (efficienza energetica e riqualificazione degli edifici).

L'avvio di nuove reti di teleriscaldamento a biomassa in aree non metanizzate è funzionale a promuovere la gestione forestale sostenibile, interventi di prevenzione dei rischi idrogeologici. Questi due aspetti sono i due pilastri definiti dalla Commissione europea nel piano di indirizzo del *Recovery and Resilience Plans*: preservare e ripristinare gli ecosistemi e combattere il cambiamento climatico.

Si tratta quindi di un'importante funzione di preservazione dell'ecosistema forestale e quindi di miglioramento della capacità di assorbimento della CO2 e in secondo luogo, di sicurezza energetica e autonomia dalle fonti fossili delle aree interne.

Una straordinaria opportunità per "smobilitare" la risorsa legno presente sul territorio secondo il principio dell'uso a cascata, dall'impiego produttivo a quello energetico. Un *driver* di sviluppo locale, riconversione industriale a basso impatto ambientale. Preleviamo legname dalle foreste italiane a un ritmo al di sotto della media europea: il tasso di utilizzazioni italiano varia tra il 18,4% e 37,4% dell'incremento annuo, mentre la media europea è tra il 62-67%¹. Un patrimonio non delocalizzabile, che rappresenta un importante fattore produttivo per il Sistema Paese, sia per la filiera dell'edilizia, dell'arredamento che per l'energia.

Fiper ha condotto un'analisi del potenziale di penetrazione del teleriscaldamento a biomassa legnosa vergine in collaborazione con il Politecnico di Milano da cui si evince che in 458 Comuni non metanizzati² ubicati in aree alpine e appenniniche si potrebbero avviare nuove reti di teleriscaldamento co-generativo a biomassa legnosa vergine ed essere dotati contemporaneamente di infrastrutture digitali (banda larga e ultra-larga) che corrispondono al 10% dei Comuni montani presenti sul territorio nazionale. Da aggiungere allo scenario descritto i potenziali comuni teleraffrescabili.

¹ Fonte: The State of Italian Forest 2020- Rete rurale nazionale 2014-2020

² Localizzati in fasce climatiche E-F

Si sottolinea, inoltre, che il teleriscaldamento a biomassa (tlr efficiente), rientra nelle azioni chiave promosse da Bruxelles all'interno della *Energy System integration Strategy* con l'obiettivo di decarbonizzare ed efficientare gli edifici esistenti ed è dotato di sistemi di abbattimento emissioni altamente innovativi, funzionali al miglioramento della qualità dell'aria soprattutto nelle aree critiche (bacino Padano). In tabella 1, si evidenzia l'importante effetto moltiplicativo in termini di investimenti e mobilitazione della biomassa che verrebbe stimolato dall'avvio dei 458 comuni teleriscaldati a biomassa legnosa vergine.

Teleriscaldare 458 Comuni	Risultati conseguibili
Potenza termica totale conseguibile	1000-1500 MW
Investimenti attivabili	2,5- 4 miliardi euro
Biomassa legnosa locale impiegata	3-6 milioni t/anno
Valore economico della biomassa impiegata (20 anni)	5-10 miliardi euro
Tempo realizzazione	5 anni

Tabella 1: dati aggregati realizzazione 458 reti di teleriscaldamento a biomassa

Per poter conseguire tale obiettivo, è necessario riorientare i fondi già disponibili allocati nel Fondo nazionale di efficienza energetica attualmente gestito da Invitalia, verso strumenti più efficaci di *Project financing*. Il fondo di garanzia per l'estensione delle reti e avvio di nuove installazioni, linea di intervento destinata al comparto del teleriscaldamento all'interno del fondo di efficienza, si è rivelato uno strumento inefficace; ne è la testimonianza il numero di richieste pervenute: solo una in un orizzonte temporale di 3 anni! Oltre, quindi, alle risorse provenienti dal *Next generation EU*, occorre smobilitare le risorse accantonate tramite i prelievi sulle bollette energetiche, in questo caso specifico, la bolletta del gas.

Abbiamo apprezzato l'introduzione del bonus 110% per la riqualificazione energetica del parco edifici esistenti. Tuttavia, ribadiamo l'incongruenza di aver riconosciuto il *bonus* per la sostituzione delle caldaie domestiche obsolete a metano con altre a condensazione, di aver previsto gli interventi di allaccio a reti di teleriscaldamento efficiente esclusivamente per le aree montane non soggette a infrazione sulla qualità dell'aria. Sarebbe funzionale a migliorare la qualità dell'aria, estendere la misura a livello nazionale per tutti gli allacciamenti alle reti già esistenti in particolare nelle città più grandi ove l'inquinamento atmosferico nel periodo invernale supera i limiti concessi. In termini di sistema Paese, attraverso l'introduzione delle caldaie a condensazione alimentate a metano, si è di fatto consolidata la penetrazione di una fonte fossile all'interno del parco edifici esistenti per i prossimi 20/30 anni, non favorendo il passaggio verso tecnologie più efficienti e alimentate a fonti rinnovabili. Il Governo francese, di contro, ha predisposto che a partire dal gennaio 2021, sarà vietato installare caldaie a metano nelle abitazioni unifamiliari, che verranno invece riscaldate tramite sistemi di riscaldamento rinnovabili (biomassa, geotermia, pompe di calore, solare termico), e in cucina con l'adozione di piastre ad induzione elettriche, il tutto incentivato dal governo d'Oltralpe, nell'ambito delle misure previste per la riduzione della CO₂.

2.2.1. Impatto economico e sociale

Il teleriscaldamento a biomassa costituisce un intervento strutturale di primario interesse generale per il territorio e quindi rappresenta uno strumento di sviluppo locale per pianificare il rilancio dei territori montani e prevenirne l'abbandono. La valutazione di questi progetti prescinde quindi dall'esclusiva analisi energetica. In termini di impatto economico, per ogni euro aggiuntivo fatturato da un impianto di teleriscaldamento a biomassa si genera un effetto moltiplicativo sul sistema economico di circa 2,65 €. Sul fronte occupazionale invece, per ogni unità lavorativa annua impiegata (ULA) dal TLR ne vengono attivate 15,5 lungo la filiera e

nelle imprese collegate. Le attuali ricadute degli impianti di TLR a biomassa esistenti corrispondono a 320 Milioni di euro/anno e di 3.300 ULA. Il valore delle ricadute dei potenziali impianti di TLR a biomassa realizzabili nelle zone climatiche E ed F risulta compreso tra 450 e 680 Milioni di euro/anno e tra 5.300-8.000 ULA a seconda dello scenario identificato.

2.2.2. Impatto ambientale

Il primo impatto ambientale è dato dalla prevenzione dei rischi idrogeologici a partire dalla manutenzione e gestione forestale attivata attraverso l'avvio di centrali di teleriscaldamento. In secondo luogo, i Comuni dotati di teleriscaldamento a biomassa sostituiscono per la produzione di energia termica, i combustibili fossili, riducendo notevolmente l'emissione di gas serra. In termini di CO₂ si registra un risparmio di circa il 90% rispetto alla situazione di partenza. Rispetto alle polveri, gli impianti di teleriscaldamento a biomassa permettono un significativo miglioramento degli indici emissivi rispetto ai dispositivi domestici (caldaie/stufe). Per esempio, un impianto di dimensioni medie (circa 5 MW) rispetto all'utilizzo dei dispositivi domestici a biomassa consente di evitare emissioni per circa 10 tonnellate di polveri su base annua.

2.3. Produzione di idrogeno *green* da biogas agricolo

All'interno del piano nel capitolo "produzione, distribuzione e utilizzo dell'idrogeno verde" viene esclusivamente identificata la produzione di idrogeno *green* nelle aree dismesse. Ci preme sottolineare che il settore agricolo potrebbe svolgere un ruolo importante a tal fine.

Oltre alla produzione tramite elettrolisi (come auspicato dal Piano), è disponibile a livello prototipale in Italia, il processo di "*steam methane reforming*- SMR" del metano contenuto nel biogas per la produzione di idrogeno. Lo SMR del metano è un processo ben sviluppato ed altamente commercializzato attraverso il quale si produce circa il 48% dell'idrogeno mondiale. La molecola di idrogeno prodotta può essere destinata all'impiego in *Fuel Cells* per produrre elettricità e calore a basso impatto ambientale, oppure può essere direttamente impiegata come vettore energetico o gas tecnico industriale. Tale sistema può essere impiegato anche a partire dal gas metano prodotto dagli impianti di biogas agricolo. I costi dello SMR sono notevolmente inferiori a quelli dell'elettrolisi e competitivi rispetto alle altre tecnologie.

L'Italia dispone di uno dei più grandi e innovativi impianti di produzione e distribuzione di idrogeno a livello mondiale: H2 Sud Tirolo. L'idrogeno compresso e stoccato presso l'impianto di Bolzano sotto forma gassosa può rifornire fino a 15 autobus urbani (con tratte giornaliere di 200-250 km) o fino a 700 autovetture. L'esperienza di Sud Tirolo H2 dimostra la sostenibilità dell'iniziativa nel medio-lungo periodo e l'interesse degli operatori di settore a riconvertire in modo programmato la propria flotta. Si sottolinea, inoltre che H2 Tirolo è impegnato nella realizzazione di piano di sviluppo estremamente ambizioso che prevede entro il 2025 la copertura di stazioni di rifornimento di idrogeno a partire da Monaco di Baviera sino a Modena (corridoio verde) e una capillarizzazione del rifornimento anche per la viabilità provinciale. Sud Tirolo H2 produce e distribuisce idrogeno a partire dall'acquisto di energia elettrica rinnovabile (principalmente da idro e FV) da operatori bolzanini.

Produrre idrogeno *green* da biogas agricolo rappresenterebbe la naturale evoluzione del sistema avviato da Sud Tirolo H2 per incentivare la mobilità sostenibile nel trasporto pubblico locale e nel trasporto merci. Tenendo conto che la maggioranza del parco impianti esistenti di biogas è ubicata nel bacino Padano, avviare un'iniziativa pilota in Regione Piemonte e Regione Lombardia, rappresenterebbe un'opportunità importante per promuovere un sistema di mobilità sostenibile, di trasporto pubblico locale, a partire dal settore agricolo. Il prezzo dell'idrogeno prodotto da biogas è nell'ordine di 5,00 euro/kg. in confronto all'attuale prezzo di mercato per l'autotrazione che varia circa tra 11-12 €/kg (escluso IVA) in forma compressa a 350 o 700 bar, oppure quello industriale di circa 5 €/kg.

Per avviare la filiera dell'idrogeno *green* è necessario investire anche sul lato domanda, in quanto ad oggi il mercato dell'idrogeno non sarebbe in grado di assorbire una eventuale produzione agricola; pertanto, la presente proposta va nella direzione di definire il progetto pilota in cui prevedere la messa in atto di trasporto pubblico, tipicamente autobus alimentati a idrogeno *green* in Regione Piemonte, in cui la concentrazione di impianti a biogas agricolo e dell'attività zootecnica è tra le prime a livello nazionale.

Una volta testato il modello, così come avvenuto con l'esperienza di H2 Sud Tirolo, il potenziale di riconversione massimo è di 1000 MW elettrici, corrispondenti al parco impianti a biogas esistenti prossimi al periodo di fine incentivazione.

Riconversione impianto a biogas (1 MW) in idrogeno green	Valori conseguibili
Produzione oraria biometano	250 Nmc/h
Produzione idrogeno	472.000 kg/anno
Investimento per reformer Nmc/h 250 su impianto da 1MW	3,4 milioni/euro
Potenziale massimo di produzione idrogeno dal parco impianti esistenti (1 GW)	472 milioni kg/annuo
Investimenti potenziale da riconversione totale	3,4 miliardi/euro

Tabella 3: Costo di realizzazione progetti pilota per produzione idrogeno da riconversione di 1 impianto a biogas agricolo da 1 MW

2.3.1. Impatto economico e sociale

Dai risultati dello studio: "biogas: *driver* per la filiera agroalimentare" condotto in collaborazione con il Politecnico di Milano, si evince che per ogni euro aggiuntivo fatturato dagli impianti a biogas agricolo si genera un impatto complessivo sul sistema economico di circa 2,1 €. Estendendo i risultati ottenuti su scala nazionale, le ricadute degli impianti di biogas agricolo esistenti corrispondono a circa 3.400 milioni di €/anno e oltre 12.000 ULA. In termini monetari rappresenta l'11% del valore della produzione agricola nel 2017 relativa alle sole attività che rientrano nella filiera del biogas (coltivazioni erbacee, foraggiere e allevamenti zootecnici) e al 3,5% della relativa occupazione. Il valore dell'impatto fiscale a livello nazionale si attesta intorno ai 4,6 Milioni di euro/anno (impianti esistenti).

2.3.2. Impatto ambientale

Il sistema del biogas agricolo ha dimostrato negli anni di poter essere un'occasione di miglioramento per la sostenibilità ambientale degli allevamenti.

In termini ambientali, gli impianti di digestione anaerobica sono in misura di offrire un servizio di gestione ambientale, dato dalla trasformazione dei reflui zootecnici in energia rinnovabile e dall'impiego del digestato in sostituzione dei fertilizzanti di sintesi. Considerando che il bacino padano impiega ogni anno circa 360.000 tonnellate di azoto di sintesi, una corretta gestione dei nutrienti organici derivanti dagli impianti ridurrebbe in modo drastico tali quantitativi.

Da aggiungere l'effetto ambientale dato dalla sostituzione di combustibile fossile (gasolio) con l'utilizzo di idrogeno nel trasporto pubblico da calcolare in base all'impiego di questo vettore. Si tenga conto che da 1 MW di biogas si fornisce un quantitativo di idrogeno in misura di approvvigionamento 8 autobus con un'autonomia di 400 km e un consumo di idrogeno di 9 kg/100 km.

2.4. Comunità dell'energia rinnovabile- CER

Grave il mancato riferimento all'interno del PNRR alle comunità dell'energia rinnovabile e ai sistemi di autoconsumo collettivo, considerati a livello europeo, nuovi modelli di generazione distribuita da avviare all'interno degli Stati Membri.

La realizzazione di configurazioni denominate comunità energetiche rinnovabili, previste dalla Direttiva europea sulle rinnovabili- RED 2, con la finalità di condividere i benefici economici connessi all'autoconsumo dell'energia prodotta coinvolgendo i cittadini, le amministrazioni locali e le imprese è un sistema energetico particolarmente adatto ai piccoli comuni e alle aree interne, ricche di risorse rinnovabili e di spazi adeguati. Tali forme di utilizzo dell'energia rinnovabile restituiscono un vantaggio economico al partecipante e, creano modelli di diffusione delle fonti rinnovabili basati sul coinvolgimento e la condivisione. Sono stati avviati attualmente 5 progetti pilota per l'analisi di fattibilità condotta da RSE relativa alla realizzazione di Comunità di energia rinnovabile in aree interne. 3 dei 5 progetti coinvolgono operatori associati a FIPER ubicati in aree

montane. Dall'analisi dei dati redatta da RSE emerge chiaramente la necessità da un lato, di stimolare il *revamping* e l'evoluzione degli impianti esistenti, dall'altro, di incrementare nuova capacità da FER secondo le peculiarità dei singoli territori. A tal fine, risulta fondamentale identificare uno "specifico" spazio all'interno del PNRR per lo sviluppo di queste realtà. L'attuale legislazione riferita alla CER – condominio non è percorribile per le CER intese nell'accettazione di Comunità allargata, che al momento corrisponde ai confini territoriali comunali.

In conclusione, ci sembra che la bozza del PNRR risenta di un approccio frammentato per competenza e finalità, che riflette la mancanza di una visione di medio-lungo periodo, oltre all'insufficiente allocazione delle risorse. Non possiamo permetterci di perdere questa grande opportunità di rilancio dell'economia italiana ed europea all'insegna della sostenibilità ambientale e dell'inclusione sociale.

Noi come FIPER continueremo a fare la nostra parte per favorire fattivamente nuovi modelli di *business* basati sull'uso sostenibile delle risorse naturali presenti, ambientalmente sostenibili e che generano reddito e occupazione sul territorio.

Scheda sintetica – Proposte FIPER Piano Nazionale Ripresa e Resilienza

Capitolo 2.2. Energia rinnovabile, idrogeno e mobilità sostenibile

Nell'inquadramento generale FIPER sottolinea la necessità di:

- Evidenziare l'apporto del **settore termico FER**, da sempre considerato il "gigante dormiente"; attualmente del tutto assente, sviluppando gli strumenti idonei a supporto della dichiarata importanza del settore termico nel raggiungimento degli obiettivi rinnovabili;
- Favorire lo sviluppo delle **fonti programmabili** (biomasse, biogas) per garantire la sicurezza di approvvigionamento da FER;
- **Scoraggiare il processo di metanizzazione** delle aree interne, in particolare montane;
- Stimolare gli investimenti verso **tecnologie made in Europe** che coniugano efficienza energetica e impiego di fonti rinnovabili (teleriscaldamento efficiente), totalmente assenti nel piano.

Riguardo invece le misure specifiche, FIPER propone di:

1. Consolidare la capacità esistente programmabile (biomasse, biogas): per garantire sicurezza di approvvigionamento nei momenti di picco, servizi di flessibilità e produzione di FER costante; l'assenza di una visione riguardo l'evoluzione del parco esistente post periodo di incentivazione, pregiudicherebbe la chiusura degli impianti con un significativo danno in termini di mancata produzione di energia rinnovabile e interruzione delle filiere agro-zootecniche e forestali avviate;

2. Realizzare 458 impianti di teleriscaldamento a biomassa in Comuni non metanizzati

Teleriscaldare 458 Comuni	Risultati conseguibili
Potenza termica totale conseguibile	1000-1500 MW
Investimenti attivabili	2,5- 4 miliardi euro
Biomassa legnosa locale impiegata	3-6 milioni t/anno
Valore economico della biomassa impiegata (20 anni)	5-10 miliardi euro
Tempo realizzazione	5 anni

3. Produzione di idrogeno green da biogas agricolo

Il settore agricolo può svolgere un ruolo di primo piano nella produzione di idrogeno green attraverso l'upgrading degli impianti a biogas agricolo esistenti. Si propone di inserire tale misura all'interno del PNRR e valutare oltre l'elettrolisi, il sistema il processo di "steam methane reforming- SMR" del metano contenuto nel biogas per la produzione di idrogeno.

Riconversione impianto a biogas (1 MW) in idrogeno green	Valori conseguibili
Produzione oraria biometano	250 Nmc/h
Produzione idrogeno	472.000 kg/anno
Investimento per reformer Nmc/h 250 su impianto da 1MW	3,4 milioni/euro
Potenziale massimo di produzione idrogeno dal parco impianti esistenti (1 GW)	472 milioni kg/annuo
Investimenti potenziale da riconversione totale	3,4 miliardi/euro

4. Promuovere la costituzione delle Comunità dell'energia rinnovabile

Si propone all'interno del PNRR di definire una misura specifica per la promozione delle comunità dell'energia rinnovabile e dei sistemi di autoconsumo collettivo, considerati a livello europeo, nuovi modelli di generazione distribuita da avviare all'interno degli Stati Membri.