



Agri-food Efficiency with New Energy Audit Measures

**Fonti rinnovabili e transizione energetica nelle PMI
Evidenze e risultati del Local Pilot italiano AENEAM**



**Co-funded by
the European Union**

Grant Agreement N° 101120618



Project title: Agri-food Efficiency with New Energy Audit Measures

Project acronym: AENEAM

The AENEAM project aims to accelerate the transition of the EU agri-food industry towards a sustainable growth model by increasing the uptake of recommended measures from energy audits. The project will encourage companies, mainly SMEs, to undergo energy audits and subsequently implement the recommendations from these audits, promoting digital solutions.

This report is part of the project N°101120618 / AENEAM which has received funding from the European Union's LIFE program (2021-2027).

Call identifier: LIFE-2022-CET

Topic: LIFE-2022-CET-BUSINESS

Type of action: LIFE-PJG

Grant agreement: 101120618

Dissemination Level		
PU	Public – Fully open	X
SE	Sensitive – Limited under the conditions of the Grant Agreement	

Disclaimer

Co-funded by the European Union. The content of this report represents the views of the author only and his/her sole responsibility; it cannot be considered to reflect the views of the European Commission and/or the European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency or any other body of the European Union. The European Commission and the Agency do not accept any responsibility for use that may be made of the information it contains.



Sommario

Executive Summary.....	I
1. Introduzione	1
2. Quadro normativo e strategico	2
2.1. Contesto europeo: RED III e REPowerEU	2
2.2. Contesto nazionale: il PNIEC 2024	3
2.3. Semplificazione amministrativa e iter autorizzativi	4
2.4. Obblighi di audit energetico e imprese di minori dimensioni	5
2.5. Autoconsumo diffuso	6
2.6. Sintesi e implicazioni per il pilot AENEAM.....	7
3. Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia	9
3.1. Il quadro d'insieme del sistema elettrico nazionale	9
3.2. Focus solare fotovoltaico.....	15
3.3. In vista degli obiettivi al 2030.....	21
4. Analisi delle tecnologie rinnovabili	23
4.1. Solare fotovoltaico	23
4.2. Sistemi di accumulo (BESS).....	26
4.3. Eolico.....	27
4.4. Idrogeno verde.....	27
4.5. Bioenergie e biometano	28
4.6. Quadro di sintesi per le PMI del pilot.....	28
5. Incentivi, strumenti di finanziamento e meccanismi di supporto	30
5.1. Strumenti fiscali di supporto.....	30
5.2. Schemi GSE di incentivazione alle FER elettriche	31
5.3. Altri strumenti di finanziamento e supporto	33
5.4. Meccanismi di valorizzazione dell'energia e Conto Termico 3.0	33
5.5. Nuove tipologie contrattuali: PPA ed EPC	34
5.6. Vincoli di accesso ai fondi: il principio DNSH	35
5.7. Sintesi e implicazioni per il pilot di AENEAM	35
6. Le barriere allo sviluppo delle rinnovabili	37
6.1. Le richieste di connessione: la pipeline vista da Econnexion	37
6.2. Il collo di bottiglia autorizzativo	39
6.3. I limiti della rete: congestioni, overgeneration e curtailment	40
6.4. La sfida della flessibilità e degli accumuli.....	42
6.5. Le barriere per le PMI e il segmento distribuito	43

6.6.	Le leve di soluzione: un quadro di sintesi	44
7.	Risultati del local pilot di AENEAM	45
7.1.	Profilo del campione.....	45
7.2.	Pratiche di efficienza energetica e diagnosi.....	48
7.3.	Diffusione attuale delle FER e prospettive.....	51
7.4.	Quantificazione degli impianti FER e attribuzione al pilot.....	54
7.5.	Il nodo dell'autoconsumo	55
7.6.	Barriere e driver all'adozione delle FER.....	56
7.7.	Attività di disseminazione.....	56
7.8.	Sintesi dei risultati del pilot	57
8.	Analisi economica degli investimenti FER per le PMI.....	58
8.1.	Il costo livellato dell'energia (LCOE): un benchmark di contesto	58
8.2.	Tempi di ritorno degli investimenti FER	60
8.3.	Analisi dei rischi: materie prime, supply chain e prezzi dell'energia	63
8.4.	Sintesi e implicazioni per il pilot di AENEAM	66
9.	Conclusioni.....	67

Figure

Figura 3.1 – Andamento della produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia dal 2000 al 2025 (Rielaborazione da dati Terna)	10
Figura 3.2 – Ripartizione della produzione di energia elettrica rinnovabile per fonte dal 2000 al 2025 (Rielaborazione da dati Terna)	11
Figura 3.3 – Andamento della potenza FER efficiente cumulata per fonte. Il dato del 2026 è parziale ed aggiornato al 30/06/2026 (Rielaborazione da dati Terna)	15
Figura 3.4 – Andamento del numero cumulato di impianti fotovoltaici installati in Italia e del contingente di potenza complessivo. Il dato del 2026 è parziale ed aggiornato al 30/06/2026 (Rielaborazione da dati Terna).....	16
Figura 3.5 – Ripartizione del numero di impianti fotovoltaici complessivamente installati al 30/06/2026 per taglia (Rielaborazione da dati Terna)	17
Figura 3.6 – Ripartizione del numero di impianti fotovoltaici complessivamente installati al 30/06/2026 per taglia. Il valore riportato in ciascuna fetta della torta rappresenta la potenza complessiva espressa in MW (Rielaborazione da dati Terna).....	18
Figura 7.1 – Composizione del campione per macro-settore di attività.....	45
Figura 7.2 – Composizione del campione relativo alla manifattura.....	46
Figura 7.3 – Distribuzione del campione per classe dimensionale (numero di dipendenti)....	46
Figura 7.4 – Vettori energetici utilizzati dalle imprese del campione	47
Figura 7.5 – Classe dimensionale per fascia di consumo elettrico	48
Figura 7.6 – Diffusione dei sistemi di gestione dell'energia (SGE) nel campione.....	49
Figura 7.7 – Implementazione di sistemi di gestione energia per classe dimensionale (dipendenti).....	49
Figura 7.8 – Effettuazione della diagnosi energetica per classe dimensionale	50
Figura 7.9 – Stato di adozione del fotovoltaico nel campione.....	51
Figura 7.10 – Quota di imprese con impianto fotovoltaico per fascia di consumo.....	52
Figura 7.11 – Quota di imprese con impianto fotovoltaico per settore	52
Figura 7.12 – Presenza di sistemi di accumulo (BESS) nel campione	53
Figura 7.13 – Acquisto di energia elettrica certificata di origine rinnovabile.....	54

Tabelle

Tabella 3.1 – Produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia dal 2000 al 2025 (Rielaborazione da dati Terna)	11
Tabella 3.2 – Andamento della potenza elettrica rinnovabile installata complessivamente in Italia. Il dato del 2026 è parziale ed aggiornato al 30/06/2026 (Rielaborazione da dati Terna)	13
Tabella 3.3 – Trend della nuova potenza FER installata dal 2020 al 2026. Il dato del 2026 è parziale ed aggiornato al 30/06/2026 (Rielaborazione da dati Terna)	14
Tabella 3.4 – Potenza fotovoltaica cumulata per Regione al 31/12/2024 e al 30/06/2026. (Rielaborazione da dati GSE e Terna)	20
Tabella 4.1 – Tecnologie fotovoltaiche a confronto	24
Tabella 4.2 – Producibilità media indicativa di un impianto fotovoltaico in funzione della localizzazione geografica	25
Tabella 4.3 – Quadro di sintesi con le caratteristiche peculiari di ogni tecnologia	29
Tabella 6.1 – Richieste di connessione per stato di avanzamento al 30/06/2026 (Fonte: portale Econnexion Terna)	38
Tabella 7.1 – Profilo dimensionale del campione per numero di addetti e consumo	47
Tabella 7.2 – Quantificazione del parco fotovoltaico del campione. Elaborazione su dati survey pilot AENEAM	55
Tabella 8.1 – Costo livellato medio ponderato globale per tecnologia, 2010 e 2024 (Fonte: IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2024)	59
Tabella 8.2 – Ipotesi assunte per le simulazioni economiche	60
Tabella 8.3 – Indicatori economici dei tre casi tipo	61
Tabella 8.4 – Payback semplice del caso A (in anni) al variare del costo di investimento e del costo evitato dell'energia.....	62
Tabella 8.5 – Indicatori economici dei tre casi tipo	65

Acronimi

Abbreviazione	Descrizione
AENEAM	Agri-food Efficiency with New Energy Audit Measures
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
AU	Autorizzazione Unica
BESS	Battery Energy Storage System
CACER	Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile
CER	Comunità Energetica Rinnovabile
C&I	Commercial & Industrial
CfD	Contract for Difference
CSEA	Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali
DNSH	Do No Significant Harm
EPC	Engineering, Procurement and Construction / Energy Performance Contract
ESCo	Energy Service Company
ESG	Environmental, Social and Governance
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattora
HJT	Heterojunction Technology
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized Cost of Energy
LFP	Lithium Iron Phosphate
LIFE	Programme for the Environment and Climate Action
MACSE	Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
MIMIT	Ministero delle Imprese e del Made in Italy
MIT	Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

MW	Megawatt
MWh	Megawattora
PAS	Procedura Abilitativa Semplificata
PMI	Piccole e Medie Imprese
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
PNRR	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
PPA	Power Purchase Agreement
RED	Renewable Energy Directive
RID	Ritiro Dedicato
SGE	Sistema di Gestione dell'Energia
SIMEST	Società Italiana per le Imprese all'Estero
STMD	Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio
STMG	Soluzione Tecnica Minima Generale
TIAD	Testo Integrato Autoconsumo Diffuso
TIDE	Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico
TO	Tariffa Omnicomprensiva
TOPCon	Tunnel Oxide Passivated Contact
TWh	Terawattora
UE	Unione europea
UNI CEI	Ente Italiano di Normazione / Comitato Elettrotecnico Italiano
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale

Executive Summary

Il presente report, realizzato nell'ambito del Local Pilot italiano del progetto AENEAM, analizza le dinamiche di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) con un focus sul fotovoltaico e sulle piccole e medie imprese industriali del territorio bresciano e lombardo. L'analisi integra il quadro normativo e incentivante, i dati di sistema di Terna e GSE e le evidenze raccolte direttamente presso 79 imprese attraverso survey, audit energetici e attività di disseminazione.

Un quadro regolatorio ambizioso e in progressiva semplificazione

La Direttiva RED III fissa al 42,5% la quota di FER sui consumi finali lordi al 2030 e impone procedure autorizzative più rapide; il PNIEC 2024 traduce l'impegno in 131 GW di potenza rinnovabile, di cui circa 80 GW fotovoltaici. Il D.Lgs. 199/2021, il Decreto Aree Idonee e le procedure semplificate (PAS e edilizia libera) hanno ridotto gli ostacoli formali per gli impianti su copertura, il segmento più rilevante per le PMI.

Un sistema elettrico in rapida trasformazione, ma in ritardo sui target

Le FER coprono ormai oltre il 40% della domanda elettrica nazionale e nel 2025 il fotovoltaico, con circa 42 TWh, è diventato per la prima volta la prima fonte rinnovabile del Paese. A giugno 2026 la potenza rinnovabile installata ha raggiunto 85,1 GW, di cui 46,5 GW fotovoltaici. La Lombardia è la prima regione per potenza fotovoltaica (6,2 GW) e Brescia è tra le province leader, trainata dagli impianti C&I tra 200 kW e 1 MW. Con circa 7 GW installati all'anno contro i circa 10 GW necessari, tuttavia, l'obiettivo 2030 rischia di essere mancato di alcune decine di GW.

Il nodo non è la domanda di investimento, ma la sua attuazione

Le richieste di connessione alla rete ammontano a circa 317 GW, oltre il doppio del target PNIEC, ma solo 12,6 GW (meno del 4%) hanno raggiunto lo stadio "ready to build". Tempi autorizzativi medi di 15-20 mesi, frammentazione delle competenze, incertezza normativa, congestioni di rete e carenza di accumuli sono i principali colli di bottiglia. Il segmento distribuito in autoconsumo, tipico delle PMI, ne è relativamente protetto, ma sconta barriere proprie di natura burocratica, informativa e organizzativa.

Tecnologie e incentivi: un'offerta ormai matura

Per le PMI il fotovoltaico su copertura (moduli TOPCon o HJT) è l'investimento principale, con un costo dell'energia prodotta di circa 60-80 €/MWh e tempi di rientro di 4-6 anni nei casi tipo simulati (cap. 9); gli accumuli BESS sono la leva per portare l'autoconsumo oltre il 70%, mentre agrivoltaico e biometano rappresentano opportunità mirate per il comparto agro-alimentare. Il quadro incentivante 2026 ruota attorno all'iperammortamento della Legge di Bilancio 2026 (maggiorazione fino al 180%), affiancato da FER X, CACER, Conto Termico 3.0, Energy Release 2.0, strumenti regionali e formule contrattuali come PPA ed EPC.

I risultati del pilot

- Adozione elevata: il 65% delle imprese del campione ha già un impianto fotovoltaico e il 78% lo ha installato, lo sta installando o lo sta valutando, per una potenza complessiva di circa 46 MW;
- Investimenti in corso: dall'avvio del pilot sono stati realizzati impianti o ampliamenti per circa 1,4 MW, a cui si aggiungono circa 5,4 MW in corso di installazione e 6 progetti in valutazione;

- Accumuli quasi assenti: solo 2 delle 51 imprese con fotovoltaico dispongono di un sistema di accumulo (4%);
- Governance energetica debole: il 76% delle imprese ha realizzato interventi di efficienza, ma solo il 22% ha un piano energetico formalizzato e il 18% un sistema di gestione dell'energia;
- Barriere principali: mancanza di coperture idonee (amianto, capannoni in affitto), convenienza percepita come insufficiente per i consumi più contenuti e, per il 17% delle imprese, carenza di informazioni sugli incentivi.

Messaggio chiave

La convenienza economica delle FER per le PMI è ormai acquisita e l'interesse a investire è elevato; ciò che manca è la capacità di tradurlo in impianti realizzati e ottimizzati. Le priorità per il territorio sono la diffusione degli accumuli, il rafforzamento delle competenze di energy management, l'orientamento tra gli strumenti di incentivo e la promozione di forme di autoconsumo condiviso: ambiti in cui un'azione di accompagnamento come quella sperimentata dal pilot AENEAM può produrre effetti concreti.

1. Introduzione

Le fonti energetiche rinnovabili (FER) rappresentano il pilastro fondamentale della transizione energetica, indispensabili per guidare il processo di decarbonizzazione e centrare gli sfidanti target europei del pacchetto Fit for 55. Tuttavia, il ritmo attuale di penetrazione delle energie pulite è fortemente minacciato da colli di bottiglia normativi e burocratici che rallentano l'approvazione e la messa a terra dei progetti.

La transizione verso un'economia a zero emissioni nette rappresenta una sfida strutturale per il tessuto industriale europeo, in particolare per le piccole e medie imprese (PMI) che costituiscono la spina dorsale del sistema produttivo. In questo contesto si inserisce il progetto LIFE AENEAM, il cui obiettivo primario è fornire un modello metodologico e operativo di accompagnamento alle imprese nella pianificazione, realizzazione e gestione degli investimenti in efficienza energetica e fonti rinnovabili. Il progetto trova la sua naturale concretizzazione nel Local Pilot condotto nel territorio lombardo, con particolare focalizzazione sul distretto industriale di Brescia. Questo territorio rappresenta un caso di studio emblematico:

- ha un'elevatissima densità di imprese manifatturiere e settori ad alta intensità energetica (siderurgia, metallurgia, meccatronica, agro-alimentare).
- mostra una forte propensione all'innovazione tecnologica.
- presenta vincoli territoriali significativi (scarsità di suolo agricolo libero rispetto al Sud Italia, che impone l'installazione di impianti prevalentemente su coperture industriali).

Nel local pilot italiano del progetto AENEAM l'obiettivo è proprio quello di analizzare e studiare le dinamiche di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e i relativi meccanismi di supporto con l'obiettivo di individuare eventuali barriere o ostacoli che possano frenarne la diffusione. Grazie al contributo delle aziende del territorio, ai dati disponibili in letteratura e nelle banche dati settoriali è stato possibile realizzare il presente report per imprese e stakeholder sui temi chiave delle rinnovabili, con un focus sul fotovoltaico unendo il quadro teorico-regolatorio con la realtà empirica misurata sul campo attraverso i dati di sistema e le attività dirette di pilot.

La metodologia si articola su tre livelli:

- Analisi quantitativa di sistema: elaborazione dei dati nazionali e regionali su produzione, capacità installata, tassi di autoconsumo e richieste di connessione (piattaforma Econnexion di Terna).
- Analisi tecnico-economica: valutazione delle soluzioni tecnologiche disponibili (fotovoltaico di nuova generazione, BESS, biometano, agrivoltaico) e dei meccanismi di finanziamento/incentivo del quadro 2026.
- Indagine empirica e diagnostica: raccolta dati sul campione di PMI partecipanti al pilot per individuare le reali barriere all'adozione (gap capacitivo, incertezze autorizzative, tempi di ritorno dell'investimento).

2. Quadro normativo e strategico

Il quadro normativo che disciplina la promozione e lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) è articolato su due livelli strettamente interconnessi, uno europeo e uno nazionale. Quest'ultimo ha poi subito negli ultimi anni importanti modifiche volte a perseguire una rilevante semplificazione procedurale.

La comprensione di tale architettura regolatoria è funzionale all'analisi del contesto in cui operano le piccole e medie imprese (PMI) coinvolte nel pilot LIFE AENEAM: gli obiettivi fissati dall'Unione europea definiscono i target complessivi, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC 2024) li declina in impegni nazionali, mentre la legislazione in materia di procedimenti autorizzativi e obblighi di audit determina le condizioni operative concrete per gli investimenti delle imprese.

2.1. Contesto europeo: RED III e REPowerEU

2.1.1. La Direttiva sulle Energie Rinnovabili (RED III)

La Direttiva (UE) 2023/2413, nota come RED III, costituisce l'atto normativo di riferimento per la promozione delle fonti rinnovabili nell'Unione europea nel decennio corrente. Adottata il 18 ottobre 2023, essa modifica e sostanzialmente innalza le ambizioni della precedente Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II), fissando un obiettivo vincolante di copertura dei consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili pari al 42,5% entro il 2030, con un'indicazione di aspirazione all'ulteriore traguardo del 45%. Rispetto alla RED II, che già prescriveva il 32%, si tratta di un innalzamento particolarmente significativo, destinato a orientare in modo strutturale le politiche energetiche degli Stati membri.

Sul piano settoriale, la direttiva introduce obiettivi specifici di particolare rilevanza per il contesto industriale: una quota minima di FER del 42,5% nel settore dell'industria, da conseguirsi attraverso un incremento annuo medio di 1,6 punti percentuali, e una soglia di almeno il 49% di energia rinnovabile negli edifici entro il 2030. Sul versante delle Comunità di Energia Rinnovabile (CER), la RED III rafforza il quadro definito dalla RED II, imponendo agli Stati membri di rimuovere le barriere regolamentari alla loro costituzione e di garantire procedure di accesso semplificate e non discriminatorie.

Per le PMI, la RED III introduce un elemento di particolare rilievo operativo: l'obbligo in capo agli Stati membri di garantire procedure autorizzative semplificate, con un unico punto di contatto (one-stop-shop) e termini massimi procedurali stringenti — 12 mesi per la maggior parte degli impianti, 6 mesi per quelli di piccola taglia e per il repowering. Tali disposizioni mirano ad incidere direttamente sulle barriere di tipo amministrativo, tradizionalmente tra i principali ostacoli all'adozione di impianti FER nelle imprese di piccole e medie dimensioni.

2.1.2. Il Piano REPowerEU

In risposta alla crisi energetica determinata dall'invasione russa dell'Ucraina, la Commissione europea ha adottato nel maggio 2022 il Piano REPowerEU, strumento cardine per l'accelerazione della transizione e il definitivo affrancamento dalle importazioni di combustibili fossili russi. Il Piano prevede, tra l'altro, il sostanziale innalzamento degli obiettivi di rinnovabili,

in parte recepito dalla successiva RED III, e un programma di investimenti in produzione di energia pulita, reti, stoccaggio e idrogeno verde.

Sul piano normativo immediato, il Regolamento (UE) 2022/2577 del Consiglio, adottato in via d'urgenza nel dicembre 2022, ha introdotto misure temporanee di accelerazione delle procedure autorizzative degli impianti rinnovabili, esercitando un'influenza significativa sulle successive riforme italiane degli iter abilitativi.

In prospettiva di lungo periodo, il Regolamento (UE) 2021/1119 (European Climate Law) fissa la neutralità climatica al 2050 come obiettivo giuridicamente vincolante per tutti gli Stati membri, definendo il quadro entro cui si inscrivono le politiche energetiche degli anni a venire e condizionando le traiettorie di investimento delle imprese industriali.

2.2. Contesto nazionale: il PNIEC 2024

2.2.1. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC 2024), trasmesso alla Commissione europea il 1° luglio 2024 dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) e dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT), costituisce il principale strumento programmatico italiano per la transizione energetica con orizzonte al 2030. Il Piano si articola in cinque dimensioni: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, sviluppo del mercato interno dell'energia, ricerca e innovazione.

Sul versante delle rinnovabili, il PNIEC 2024 fissa un obiettivo di copertura del 63,4% dei consumi elettrici da fonti rinnovabili al 2030, con una potenza installata complessiva attesa di circa 131 GW, di cui circa 80 GW da solare fotovoltaico. Tale traiettoria richiede l'installazione di oltre 8–10 GW all'anno nel periodo 2024–2030. I dati Terna relativi al mese di aprile 2026 confermano un ritmo di crescita in linea con tale impegno: nei primi quattro mesi del 2026 la capacità fotovoltaica in esercizio è aumentata di 2.161 MW (+14,3% rispetto allo stesso periodo del 2025), con la Lombardia prima regione per incremento assoluto (+260 MW), seguita da Veneto (+186 MW) e Piemonte (+169 MW).

Il PNIEC 2024 adotta un'impostazione di neutralità tecnologica, prevedendo il contributo di un mix diversificato di fonti (fotovoltaico, eolico, idroelettrico, geotermico, biomasse) nonché, in prospettiva di lungo periodo, dell'energia nucleare di nuova generazione. Per le PMI industriali, la rilevanza principale del Piano risiede nell'obiettivo di efficienza energetica e nell'impulso all'autoconsumo da FER, valorizzato come strumento di riduzione della dipendenza energetica e dei costi operativi.

2.2.2. Stato di attuazione: evidenze dai dati di sistema

I dati statistici più recenti (Rapporto Mensile Terna aprile 2026 e Rapporto Statistico GSE Solare Fotovoltaico 2024) documentano una traiettoria di sviluppo sostenuta, pur in presenza di significative disomogeneità territoriali e settoriali.

Nel mese di aprile 2026, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 49,5% da fonti rinnovabili e per il 31,7% da fonti non rinnovabili. Nei primi quattro mesi del 2026, la produzione da FER ha raggiunto 40,7 TWh (+6,1% rispetto allo stesso periodo del 2025); il

fotovoltaico contribuisce per il 45,5% della produzione FER ad aprile 2026, con un incremento del +23,7% anno su anno riconducibile prevalentemente all'aumentata capacità in esercizio.

Con riferimento al settore fotovoltaico nel suo complesso, al 31 dicembre 2024 risultavano in esercizio in Italia 1.875.870 impianti per una potenza complessiva di 37.002 MW, in crescita del 22% rispetto al 2023. La produzione annua è pari a 35.993 GWh (+17,2% sul 2023). In termini settoriali, l'industria detiene la quota maggiore di potenza installata (17.852 MW, pari al 48,2% del totale nazionale), dato che conferma il ruolo determinante del settore produttivo nello sviluppo del fotovoltaico italiano.

Per quanto riguarda la Lombardia — territorio di riferimento del pilot AENEAM — la regione si conferma prima in Italia per potenza fotovoltaica installata (4.959 MW al 31 dicembre 2024, pari al 13,4% del totale nazionale). A livello provinciale, Brescia si colloca seconda in Italia sia per numero di impianti in esercizio (3,4% del totale nazionale) sia per contributo alla potenza complessiva (2,9%), con una produzione provinciale di 887,3 GWh nel 2024. Questi dati evidenziano la rilevanza del territorio bresciano nel contesto dello sviluppo fotovoltaico nazionale e forniscono un riferimento quantitativo significativo per l'interpretazione dei risultati del pilot.

Il tasso di autoconsumo si conferma un parametro strategico per le PMI industriali: a livello nazionale, nel 2024 gli autoconsumi di energia elettrica prodotta da fotovoltaico ammontano a 10.701 GWh, pari al 30,2% della produzione netta complessiva. Per il settore industriale, la quota di autoconsumo su produzione si attesta intorno al 22%, con variabilità regionale significativa. La Lombardia registra il valore assoluto di autoconsumo industriale più elevato tra tutte le regioni italiane (1.899 GWh), evidenziando una propensione già consolidata all'autoconsumo nelle imprese del territorio.

2.3. Semplificazione amministrativa e iter autorizzativi

2.3.1. Il quadro procedurale nazionale

Il recepimento della RED III in materia di semplificazione procedurale si innesta su un sistema normativo nazionale già in evoluzione, definito principalmente dal Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, che ha recepito la RED II, e dalle integrazioni introdotte dai decreti di semplificazione del 2023. Il D.L. 57/2023, convertito in legge nel luglio 2023, ha ulteriormente accelerato gli iter, riducendo i termini per i procedimenti di Autorizzazione Unica (AU) e ampliando il perimetro degli interventi soggetti a Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) o a semplice comunicazione.

Il sistema italiano di autorizzazione degli impianti FER si articola su tre livelli procedurali principali, differenziati per tipologia e taglia dell'impianto:

- **Autorizzazione Unica (AU):** procedimento che sostituisce e comprende tutti i titoli abilitativi necessari, inclusi quelli paesaggistici e ambientali. Si applica agli impianti di maggiori dimensioni e ha termine massimo di 90 giorni dalla presentazione della domanda completa.
- **Procedura Abilitativa Semplificata (PAS):** si applica agli impianti di piccola e media taglia, con soglie variabili per fonte e localizzazione. Per il fotovoltaico in aree non soggette a vincolo, consente l'avvio dei lavori decorsi 30 giorni dalla presentazione della dichiarazione.

- Attività in edilizia libera / comunicazione: fattispecie più semplificata, applicabile tipicamente agli impianti di piccola taglia su edifici (fotovoltaico su tetti industriali), per i quali non è richiesta alcuna procedura autorizzativa formale.

Per le PMI industriali coinvolte nel pilot AENEAM, le procedure PAS e la comunicazione rappresentano le fattispecie più frequentemente applicabili, in particolare per gli impianti fotovoltaici su copertura di capannoni industriali. Tuttavia, la presenza di vincoli paesaggistici, idrogeologici o urbanistici può rendere necessario il ricorso all'Autorizzazione Unica, con conseguente allungamento dei tempi realizzativi.

2.3.2. Il Decreto Aree Idonee

Un elemento normativo di particolare rilevanza strategica è costituito dal Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 21 giugno 2024 (c.d. Decreto Aree Idonee), che ha introdotto per la prima volta in Italia una mappatura sistematica delle superfici e delle aree idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili. Il decreto persegue una duplice finalità: accelerare lo sviluppo degli impianti individuando le aree a minore conflittualità paesaggistica e ambientale, e fornire certezza giuridica agli operatori sulle localizzazioni ammissibili.

I dati Terna di aprile 2026 consentono un riscontro quantitativo sull'avanzamento rispetto agli obiettivi regionali derivati dal Decreto Aree Idonee: al 30 aprile 2026 permangono disomogeneità territoriali significative, con il Lazio prima regione per variazione netta di potenza installata rispetto al target progressivo, mentre diverse regioni settentrionali — inclusa la Lombardia — mostrano un ritmo di crescita più contenuto rispetto all'obiettivo proporzionato al 2026. Tale disomogeneità nord-sud nell'inseguimento dei target rappresenta un elemento di contesto rilevante per l'interpretazione delle dinamiche di adozione delle FER nelle imprese del territorio bresciano.

2.4. Obblighi di audit energetico e imprese di minori dimensioni

Il quadro normativo sull'efficienza energetica risulta direttamente rilevante per le aziende coinvolte in AENEAM e nel local pilot, in quanto gli audit energetici realizzati nella prima fase del progetto sono disciplinati in un sistema di obblighi e incentivi definiti a livello europeo e nazionale.

Il Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che ha recepito la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, ha introdotto l'obbligo di audit energetico per le grandi imprese e per le imprese a forte consumo di energia elettrica iscritte negli elenchi CSEA ai sensi del DM del 27 dicembre 2017 e ss.mm.ii. (o imprese elettrivore).

Ai fini del solo obbligo di diagnosi sono definite grandi imprese le imprese che occupano più di 250 persone e, allo stesso tempo, soddisfano almeno una delle condizioni seguenti:

- presentano un fatturato superiore a 50 milioni di euro;
- realizzano un totale di bilancio annuo superiore a 43 milioni di euro;

Sono soggette all'obbligo di dotazione di una diagnosi energetica anche le imprese a forte consumo di gas naturale ai sensi del DM n. 541 del 21 dicembre 2021 del Ministero della Transizione Ecologica e ss.mm.ii. (o imprese gasivore).

La diagnosi energetica ha una validità di 4 anni e deve essere eseguita da soggetti certificati da organismi accreditati ai sensi del regolamento comunitario n. 765 del 2008 o firmatari degli accordi internazionali di mutuo riconoscimento, in base alle norme UNI CEI 11352 e UNI CEI 11339. Ai fini del soddisfacimento dell'obbligo la diagnosi deve inoltre rispettare i requisiti minimi elencati nell'Allegato 2 del D.Lgs. 102/2014, che di fatto ricalcano i contenuti della normativa tecnica di settore:

- UNI CEI EN 16247-1: Definisce i requisiti generali comuni a tutte le tipologie di diagnosi energetica (applicabile a edifici, processi industriali e trasporti).
- UNI CEI EN 16247-2: Specifica i requisiti specifici applicabili agli edifici.
- UNI CEI EN 16247-3: Riguarda i processi produttivi e industriali.
- UNI CEI EN 16247-4: È dedicata al settore dei trasporti.
- UNI CEI EN 16247-5: Riguarda le competenze dell'auditor.

Per le PMI — che non rientrano nelle soglie dimensionali previste — l'audit energetico non costituisce un obbligo normativo ma rappresenta pertanto un percorso di qualificazione energetica virtuoso e volontario.

2.5. Autoconsumo diffuso

L'autoconsumo diffuso è uno strumento in grado di offrire leve strategiche per la riduzione dei costi energetici e che, da un punto di vista strettamente tecnico, rientra in quelle che si definiscono configurazioni CACER (Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile).

Il sistema si poggia su quattro pilastri legislativi e regolatori:

- D.Lgs. 199/2021: Il decreto di recepimento della Direttiva Europea RED II, che ha introdotto formalmente i modelli di autoconsumo diffuso.
- Decreto CACER (D.M. 414/2023): Entrato in vigore nel 2024, disciplina le tariffe incentivanti (Tariffa Premio) erogate dal GSE per 20 anni e i contributi in conto capitale.
- TIAD (Testo Integrato Autoconsumo Diffuso - Delibera ARERA 726/2022/R/eel): Regola i corrispettivi di valorizzazione economica dell'energia e definisce i criteri di calcolo dei flussi elettrici "virtuali".
- D.Lgs. 3/2026: Aggiornamento normativo sulla gestione del mercato elettrico e flessibilità delle reti, in linea con le ultime direttive UE.

Con un focus specifico sul settore industriale, le principali configurazioni CACER applicabili al settore industriale sono le CER (Comunità Energetiche Rinnovabili) e l'Autoconsumo Individuale a Distanza. Mentre le CER richiedono la creazione di un ente giuridico terzo composto da più membri, l'Autoconsumo Individuale a Distanza è la soluzione ottimale per la singola azienda (anche di grandi dimensioni) che vuole valorizzare la propria energia senza dover gestire la complessità di una comunità.

Nel panorama normativo delineato dal D.Lgs. 199/2021 e consolidato dal Decreto CACER (D.M. 414/2023), le imprese si trovano di fronte a un bivio strategico per la gestione della propria

transizione energetica. Se da un lato le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) rappresentano uno strumento di forte impatto sociale e territoriale, dall'altro impongono vincoli dimensionali stringenti che escludono le grandi imprese dal ruolo di membri consumatori con poteri di controllo.

In questo scenario, la scelta tra l'adesione a una CER e lo sviluppo di un modello di Autoconsumo Individuale a Distanza dipende strettamente dalla governance e dalle dimensioni aziendali, sebbene entrambe le formule condividano la medesima architettura tecnica ed economica di fondo.

Entrambe le configurazioni si basano infatti sulle stesse regole del gioco dettate dal TIAD e dal GSE: l'energia non viaggia su linee private ma viene condivisa "virtualmente" sfruttando la rete di distribuzione pubblica, richiede il vincolo geografico della stessa Cabina Primaria tra produzione e consumo, e prevede impianti FER di nuova costruzione (limite di 1 MW per impianto). Anche il meccanismo di incentivazione economica è identico: per vent'anni il GSE eroga la medesima Tariffa Premio sull'energia condivisa su base oraria, a cui si sommano i corrispettivi di valorizzazione ARERA e i ricavi del Ritiro Dedicato (RID) per l'energia immessa. In entrambi i casi, inoltre, l'impresa può decidere di non investire direttamente nel capitale fisso, affidando la realizzazione e la proprietà degli impianti a una ESCo terza.

La differenza fondamentale risiede invece nella natura giuridica e nel perimetro di controllo. La CER è un ente giuridico autonomo e aperto, con finalità prevalentemente sociali e ambientali, in cui le grandi imprese non possono esercitare poteri di controllo ma solo partecipare come produttori o consumatori marginali. Al contrario, l'Autoconsumo Individuale a Distanza emerge come la soluzione ottimale e "su misura" per il tessuto industriale, in particolare per le medie e grandi aziende: non richiede la costituzione di un soggetto terzo né la gestione di dinamiche comunitarie, ma consente a una singola partita IVA di connettere virtualmente i propri impianti di produzione ai consumi delle proprie sedi dislocate. Questo modello garantisce all'impresa il controllo totale e centralizzato dei flussi economici e dei relativi attributi ambientali, rendendolo un asset lineare e strategico per il direct-funding e il raggiungimento dei target ESG aziendali.

Il modello CER è stato oggetto di specifico approfondimento durante le attività di disseminazione del pilot AENEAM, in particolare nel corso dell'evento del 18 novembre 2025 "Ambiente ed energie rinnovabili", che ha coinvolto CNR, Camera di Commercio di Brescia, Unioncamere-Dintec e CSMT Innovation Hub nell'illustrazione delle potenzialità delle comunità energetiche per le imprese del territorio bresciano.

Precedentemente, il 27 marzo 2025, si è tenuto anche un seminario specifico sulle CER.

2.6. Sintesi e implicazioni per il pilot AENEAM

Il quadro normativo delineato nei paragrafi precedenti configura un contesto di forte impulso regolatorio alla diffusione delle FER nel settore industriale, con obiettivi progressivamente più ambiziosi a livello europeo (RED III: 42,5% al 2030) e nazionali (PNIEC 2024: 65% dei consumi elettrici da rinnovabili). La progressiva semplificazione degli iter autorizzativi, dal Decreto Aree Idonee alle procedure PAS e di comunicazione, riduce le barriere di accesso per le PMI, almeno sul piano formale.

I dati di sistema confermano che l'Italia sta percorrendo con un ritmo sostenuto la traiettoria disegnata dal PNIEC: i 37 GW fotovoltaici installati al 31 dicembre 2024, il contributo delle FER al 49,5% del fabbisogno elettrico ad aprile 2026 e la crescita dell'autoconsumo industriale rappresentano segnali positivi, coerenti con gli impegni assunti.

Tuttavia, tra il quadro normativo di riferimento e la realtà operativa delle PMI industriali del territorio bresciano, il pilot AENEAM documenta la persistenza di significativi divari attuativi. I risultati della survey e degli audit energetici (Capitolo 8) offrono una prospettiva empirica su tali divari: la conoscenza degli strumenti disponibili, la capacità progettuale interna, la disponibilità di capitali e la complessità procedurale residua emergono come fattori critici che modulano la risposta delle imprese agli stimoli normativi. Queste evidenze confermano che la mera disponibilità di un quadro regolatorio favorevole non è condizione sufficiente per determinare la transizione energetica delle PMI in assenza di un accompagnamento informativo, tecnico e finanziario adeguato.

È in questa prospettiva che le attività di disseminazione realizzate nell'ambito del pilot AENEAM, il webinar del 23 settembre 2025 (34 partecipanti) e l'evento del 18 novembre 2025 (76 partecipanti), assumono un ruolo di mediazione tra il quadro normativo e la capacità di risposta delle imprese territoriali, funzione che il presente report si propone di documentare e valorizzare nell'ambito del progetto.

3. Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia

Questo capitolo ricostruisce il percorso di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) in Italia, dal quadro d'insieme del sistema elettrico fino al dettaglio del fotovoltaico, la tecnologia di maggiore interesse per le imprese del pilot. L'obiettivo è duplice: da un lato tracciare il trend storico e fotografare lo stato attuale del comparto sulla base dei dati ufficiali di Terna e GSE; dall'altro leggere le dinamiche in atto — l'accelerazione del solare, il ruolo crescente dell'autoconsumo e degli accumuli, il divario rispetto agli obiettivi 2030 — e in particolare le richieste di connessione alla rete, che offrono uno sguardo prospettico sulla pipeline di progetti e sui colli di bottiglia del sistema.

I dati riportati provengono dalle fonti statistiche di riferimento del settore: il Rapporto mensile sul Sistema Elettrico e i dati di sistema di Terna, i Rapporti Statistici sul Solare Fotovoltaico del GSE, la piattaforma Econnexion di Terna sulle richieste di connessione, e il PNIEC 2024 per gli obiettivi al 2030, integrati da analisi europee (Ember, IEA, Eurostat) e di settore. L'elenco completo delle fonti è al § 4.7.

Il capitolo è organizzato in sette sezioni: il quadro d'insieme del sistema elettrico (paragrafo 4.1), il mix di produzione e la sua evoluzione (§ 4.2), il focus storico e strutturale sul fotovoltaico (§ 4.3), l'aggiornamento sulla domanda e sul ruolo delle FER nel 2026 (§ 4.4), l'analisi delle richieste di connessione (§ 4.5), il confronto con gli obiettivi 2030 e con il contesto europeo (§ 4.6) e infine le fonti (§ 4.7).

3.1. Il quadro d'insieme del sistema elettrico nazionale

Il sistema elettrico italiano ha attraversato negli ultimi anni una trasformazione profonda del proprio mix di generazione. A fronte di una domanda elettrica nazionale rimasta sostanzialmente stabile — pari a circa 312 TWh nel 2024 e 310 TWh nel 2025 — il peso delle fonti rinnovabili nella copertura del fabbisogno è cresciuto in modo marcato, fino a raggiungere il livello più alto mai registrato. Questa stabilità della domanda a fronte di una ricomposizione dell'offerta è essa stessa un dato significativo: la crescita delle rinnovabili non è stata "assorbita" da un aumento dei consumi, ma ha eroso progressivamente lo spazio delle fonti fossili.

Il 2024 rappresenta l'anno record: secondo Terna le rinnovabili hanno coperto il 41,7% della domanda elettrica nazionale, in netto aumento rispetto al 37,3% del 2023, pareggiando di fatto la generazione da fonti convenzionali (42,0%), con la quota restante coperta dal saldo estero. In termini assoluti, su circa 312 TWh consumati, le FER hanno prodotto circa 130 TWh. Considerando la sola produzione nazionale netta (al netto quindi del saldo con l'estero), la quota rinnovabile del 2024 sfiora addirittura la metà, a conferma di quanto il mix di generazione interno sia ormai profondamente diverso da quello del decennio precedente.

Nel 2025 la copertura si è attestata su un valore molto vicino (circa 41%), con un dato che tuttavia nasconde una ricomposizione interna del mix: al calo dell'idroelettrico, tornato su valori medi dopo l'eccezionale idraulicità del 2024, ha corrisposto un nuovo record del fotovoltaico. È un segnale importante, perché mostra come la crescita strutturale delle "nuove rinnovabili" (solare ed eolico) stia progressivamente sostituendo la variabilità meteo-dipendente dell'idroelettrico come motore del comparto.

3.1.1. Il mix di produzione rinnovabile e la sua evoluzione

La composizione della produzione rinnovabile riflette la geografia energetica del Paese e, nell'arco di un quarto di secolo, si è profondamente trasformata. Nel 2025 il fotovoltaico si è affermato come primo comparto FER con circa 42 TWh (+17,6% sul 2024, un nuovo record storico), superando per la prima volta l'idroelettrico, sceso a circa 43 TWh dopo l'eccezionale annata idraulica del 2024 (-17,9%). Seguono l'eolico con circa 21 TWh, le bioenergie con quasi 16 TWh e il geotermico, sostanzialmente stabile intorno ai 5 TWh. Nel complesso, la produzione rinnovabile è passata da circa 50 TWh del 2000 agli oltre 127 TWh del 2025, con un incremento di quasi il 154% e il picco assoluto toccato nel 2024 (131 TWh).

Il confronto di lungo periodo è illuminante e mette in evidenza un vero e proprio ribaltamento strutturale del mix FER. All'inizio degli anni 2000 l'idroelettrico era la fonte quasi esclusiva del comparto, con una quota superiore all'87%, mentre solare ed eolico insieme non arrivavano al 2%. Il baricentro ha cominciato a spostarsi con il boom del fotovoltaico tra il 2011 e il 2012 — quando la produzione solare passò da meno di 2 TWh (2010) a oltre 18 TWh (2012) — e con la crescita costante dell'eolico. Nel 2025 fotovoltaico ed eolico rappresentano insieme circa la metà della produzione rinnovabile (quasi il 50%), mentre il peso dell'idroelettrico è sceso a circa un terzo (34%). È il segno di un mix che, nell'arco di una generazione, si è spostato in modo irreversibile verso le fonti non programmabili.

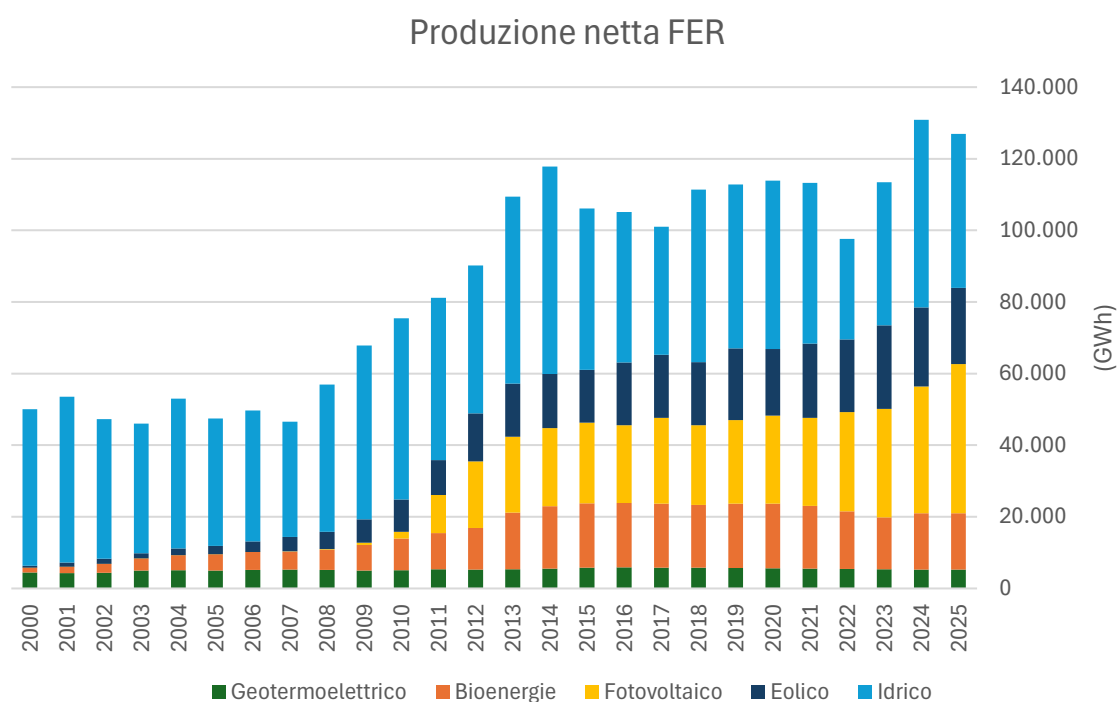


Figura 3.1 – Andamento della produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia dal 2000 al 2025 (Rielaborazione da dati Terna)

Produzione netta FER

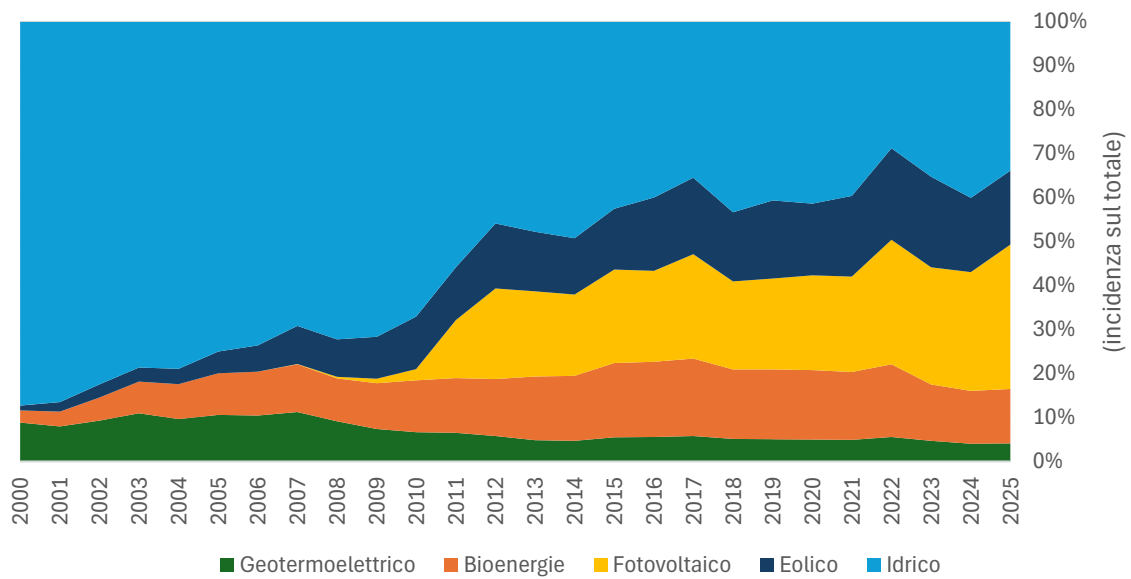


Figura 3.2 – Ripartizione della produzione di energia elettrica rinnovabile per fonte dal 2000 al 2025
(Rielaborazione da dati Terna)

Tipologia	Produzione netta (TWh)				
	2000	2005	2010	2015	2020
Fotovoltaico	0,01	0,00	1,87	22,59	24,55
Eolico	0,56	2,34	9,05	14,71	18,61
Geotermoelettrico	4,42	5,02	5,05	5,82	5,65
Idrico	43,65	35,59	50,57	45,06	47,05
Bioenergie	1,39	4,51	8,91	17,93	18,06
Totale FER	50,03	47,46	75,44	106,10	113,92

Tipologia	Produzione netta (TWh)				
	2021	2022	2023	2024	2025
Fotovoltaico	24,63	27,67	30,24	35,40	41,64
Eolico	20,72	20,30	23,37	22,09	21,36
Geotermoelettrico	5,54	5,45	5,31	5,28	5,25
Idrico	44,88	28,04	39,96	52,39	42,99
Bioenergie	17,51	16,11	14,57	15,70	15,73
Totale FER	113,28	97,58	113,45	130,85	126,96

Tabella 3.1 – Produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia dal 2000 al 2025
(Rielaborazione da dati Terna)

Questa transizione ha implicazioni profonde per la gestione del sistema. Idroelettrico, bioenergie e geotermico sono fonti programmabili o parzialmente tali; solare ed eolico no. Man mano che il baricentro si sposta verso queste ultime cresce l'esigenza di flessibilità — accumuli, gestione della domanda, capacità di trasporto della rete — per integrare quote crescenti di generazione variabile. Il dato di lungo periodo ne è la conferma quantitativa: se nel 2000 oltre l'85% del rinnovabile proveniva da fonti pienamente o parzialmente programmabili, oggi metà della produzione FER dipende dalle condizioni meteo. Un altro elemento rende evidente questa nuova vulnerabilità: la variabilità dell'idroelettrico, che oscilla tra i 28 TWh dell'annata siccitosa 2022 e i quasi 58 TWh del 2014, introduce un fattore di incertezza che si somma a quello, intrinseco, di solare ed eolico. È il tema sviluppato al cap. 7, ma che trova qui il suo fondamento: il sistema elettrico italiano è diventato strutturalmente più "verde", ma anche più dipendente dalle condizioni climatiche e quindi più bisognoso di strumenti di bilanciamento.

Vale la pena osservare come questa crescita non sia stata lineare, ma il risultato di dinamiche distinte per ciascuna fonte. Il fotovoltaico è cresciuto da valori trascurabili (pochi GWh nei primi anni 2000) a oltre 40 TWh, con un salto decisivo nel biennio 2011-2012 legato agli incentivi del Conto Energia e una seconda accelerazione nell'ultimo triennio. L'eolico ha seguito una traiettoria più graduale ma continua, moltiplicando per quasi quaranta volte la propria produzione. Le bioenergie sono cresciute fino a stabilizzarsi intorno ai 16-18 TWh dalla metà degli anni 2010. Il geotermico, infine, è rimasto pressoché costante, testimoniando la natura matura e già saturata di questa risorsa a livello nazionale. È questa la fotografia di un comparto rinnovabile che ha smesso di essere una nicchia idroelettrica per diventare un sistema multi-fonte, sempre più incentrato sulle tecnologie solari ed eoliche — con tutte le opportunità e le sfide di integrazione che ne conseguono per le imprese energivore del pilot.

3.1.2. L'accelerazione della capacità installata

Sul piano della capacità installata, il ritmo di crescita ha registrato una marcata accelerazione nel quinquennio 2020-2025: dai +1,1 GW del 2020 ai +1,4 GW del 2021, passando per i +3,1 GW del 2022, i +5,8 GW del 2023, e i +7,7 GW del 2024. Il 2025 presenta invece una lieve flessione, attestandosi su un dato complessivo di nuova capacità FER di 7,2 GW.

Al 31 dicembre 2024 la potenza rinnovabile complessiva ha raggiunto i 74,5 GW, per poi salire a 81,7 GW a fine 2025 e toccare quota 85,1 GW nei dati semestrali al 30 giugno 2026 (di cui 46,5 GW di fotovoltaico e 13,9 GW di eolico). Le tabelle seguenti sintetizzano l'evoluzione storica e recente della potenza cumulata per tecnologia.

Tipologia	Potenza FER cumulata (TW)				
	2000	2005	2010	2015	2020
Bioenergie	0,67	1,19	2,35	4,06	4,11
Eolico	0,36	1,64	5,81	9,16	10,91
Fotovoltaico	0,01	0,01	3,47	18,90	21,65
Geotermoelettrico	0,63	0,71	0,77	0,82	0,82
Idrico	16,66	17,35	17,90	18,54	19,11
Totale FER	18,33	20,90	30,31	51,48	56,59

Tipologia	Potenza FER cumulata (TW)					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026*
Bioenergie	4,11	4,05	4,08	4,06	4,19	4,19
Eolico	11,29	11,86	12,34	12,99	13,60	13,93
Fotovoltaico	22,59	25,06	30,32	37,00	43,44	46,53
Geotermoelettrico	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Idrico	19,17	19,27	19,27	19,64	19,66	19,66
Totale FER	57,98	61,05	66,82	74,51	81,70	85,13

**Dato riferito al primo semestre 2026*

Tabella 3.2 – Andamento della potenza elettrica rinnovabile installata complessivamente in Italia. Il dato del 2026 è parziale ed aggiornato al 30/06/2026 (Rielaborazione da dati Terna)

Le nuove installazioni annuali evidenziano chiaramente il ruolo trainante del Fotovoltaico, passato da incrementi inferiori a 1 GW/anno (0,8 GW nel 2020 e 0,9 GW nel 2021) al vero e proprio salto dimensionale del triennio 2023-2025 (+5,3 GW nel 2023, +6,7 GW nel 2024 e +6,4 GW nel 2025). L'Eolico mantiene invece una crescita più regolare ma contenuta, oscillando stabilmente tra i 0,4 GW e i 0,6 GW annui.

Tipologia	Nuove installazioni FER (GW)						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026*
Bioenergie	-0,01	0,00	-0,06	0,03	-0,02	0,13	0,00
Eolico	1,74	0,38	0,57	0,48	0,65	0,61	0,33
Fotovoltaico	2,75	0,94	2,47	5,26	6,68	6,44	3,09
Geotermoelettrico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Idrico	0,56	0,07	0,09	0,01	0,36	0,02	0,01
Totale FER	5,10	1,39	3,07	5,77	7,68	7,19	3,43

**Dato riferito al primo semestre 2026*

Tabella 3.3 – Trend della nuova potenza FER installata dal 2020 al 2026. Il dato del 2026 è parziale ed aggiornato al 30/06/2026 (Rielaborazione da dati Terna)

Dietro questi numeri si legge una dinamica strutturale importante: l'impennata del biennio 2023-2024 è riconducibile in larga parte alla coda degli incentivi edilizi (Superbonus 110%) sul comparto residenziale/commerciale e all'avvio dei grandi impianti utility-scale. Nonostante la crescita della capacità installata tra il 2023 e il 2025 la traiettoria richiede un ulteriore sforzo per allinearsi pienamente ai target di decarbonizzazione al 2030. Analizzando il rapporto tra potenza e produzione effettiva, emerge con chiarezza la diversa natura delle fonti: fotovoltaico ed eolico crescono in modo continuo sul fronte della potenza, ma la loro produzione risente della intermittente disponibilità della risorsa primaria. In particolare, la produzione combinata di solare ed eolico è salita da 43,2 TWh del 2020 a 63,0 TWh del 2025, arrivando a coprire quasi il 50% dell'intera produzione rinnovabile nazionale. L'Idroelettrico si conferma la prima fonte rinnovabile per volumi di energia generata nei periodi di idraulicità favorevole, ma mostra una marcata volatilità climatica: dai 47,0 TWh del 2020 è crollato ai 28,0 TWh della grave siccità del 2022, per poi rimbalzare ai 52,4 TWh del 2024 e attestarsi a 43,0 TWh nel 2025. Le Bioenergie e il Geotermoelettrico garantiscono un contributo programmabile e stabile, sebbene caratterizzato da una leggera flessione nei volumi produttivi rispetto ai primi anni del decennio (le bioenergie passano da 18,1 TWh nel 2020 a 15,7 TWh nel 2025). Nel complesso, la quota di copertura del fabbisogno elettrico nazionale da parte delle FER — dopo le tensioni e i cali legati alla crisi energetica e idrica del 2022 (31,0%) — si è consolidata nel biennio 2024-2025 attorno al 41% (41,9% nel 2024 e 40,9% nel 2025).

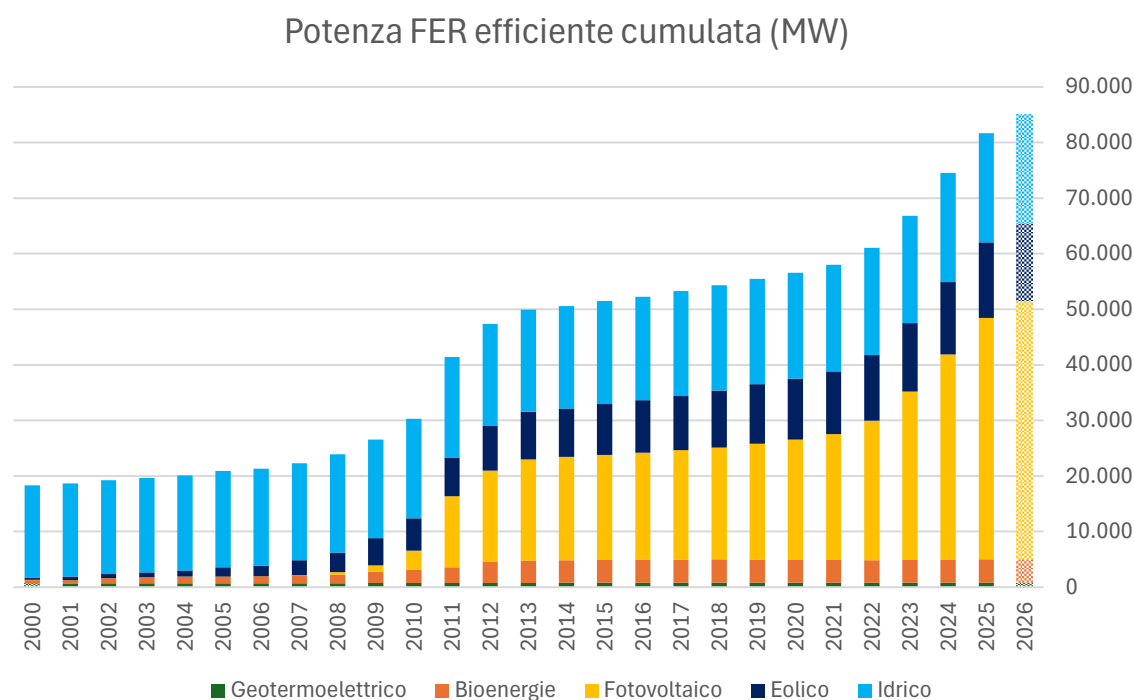


Figura 3.3 – Andamento della potenza FER efficiente cumulata per fonte. Il dato del 2026 è parziale ed aggiornato al 30/06/2026 (Rielaborazione da dati Terna)

3.2. Focus solare fotovoltaico

Il fotovoltaico merita una trattazione dedicata, sia per il suo ruolo crescente nel mix nazionale sia perché è la tecnologia più direttamente rilevante per le PMI industriali del pilot. La fonte di riferimento è il Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico del GSE, che integra i dati Terna e GSE offrendo il quadro ufficiale su numerosità, potenza, produzione, autoconsumo, taglie e distribuzione territoriale degli impianti.

3.2.1. Un trend storico in tre fasi

L'evoluzione del fotovoltaico italiano dal 2008 a oggi può essere letta in tre fasi distinte. La prima, tra il 2008 e il 2013, è quella dell'espansione rapida sostenuta dagli incentivi del Conto Energia: partendo da appena 0,43 GW nel 2008, il Paese ha superato i 18 GW già nel 2014, con un forte peso dei grandi impianti a terra la cui quota ha toccato il picco a fine 2011. Il Conto Energia — avviato nel 2005 e articolato in cinque edizioni — è cessato il 6 luglio 2013 al raggiungimento del tetto di spesa cumulata di 6,7 miliardi di euro annui.

La seconda fase, dal 2013 in poi, è di sviluppo più graduale: esauriti gli incentivi diretti in conto energia, il settore ha continuato a crescere più lentamente, sostenuto dallo Scambio sul Posto e dalle detrazioni fiscali per le ristrutturazioni. La terza fase, a partire dal 2022, segna una nuova, netta accelerazione legata a più fattori concomitanti: il Superbonus 110%, i decreti di incentivazione delle rinnovabili (DM FER-1, Agrisolare) e la spinta all'indipendenza energetica seguita alla crisi dei prezzi del 2022. Nel 2022 le nuove installazioni sono tornate sui valori del

2013; nel 2023 il numero di nuovi impianti è aumentato del 77% e la potenza del 109% rispetto all'anno precedente.

Al 31 dicembre 2024 risultano in esercizio in Italia 1.875.870 impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 37.002 MW, in crescita del 22% rispetto al 2023. Nel corso del solo 2024 sono entrati in esercizio circa 280.000 nuovi impianti per 6,7 GW aggiuntivi, con un ritmo medio di oltre 23.000 impianti e circa 555 MW al mese.

Con la chiusura del primo semestre 2026 si è superata la cifra complessiva di 2.174.000 impianti fotovoltaici in tutta Italia, per un contingente di potenza di oltre 46 GW.

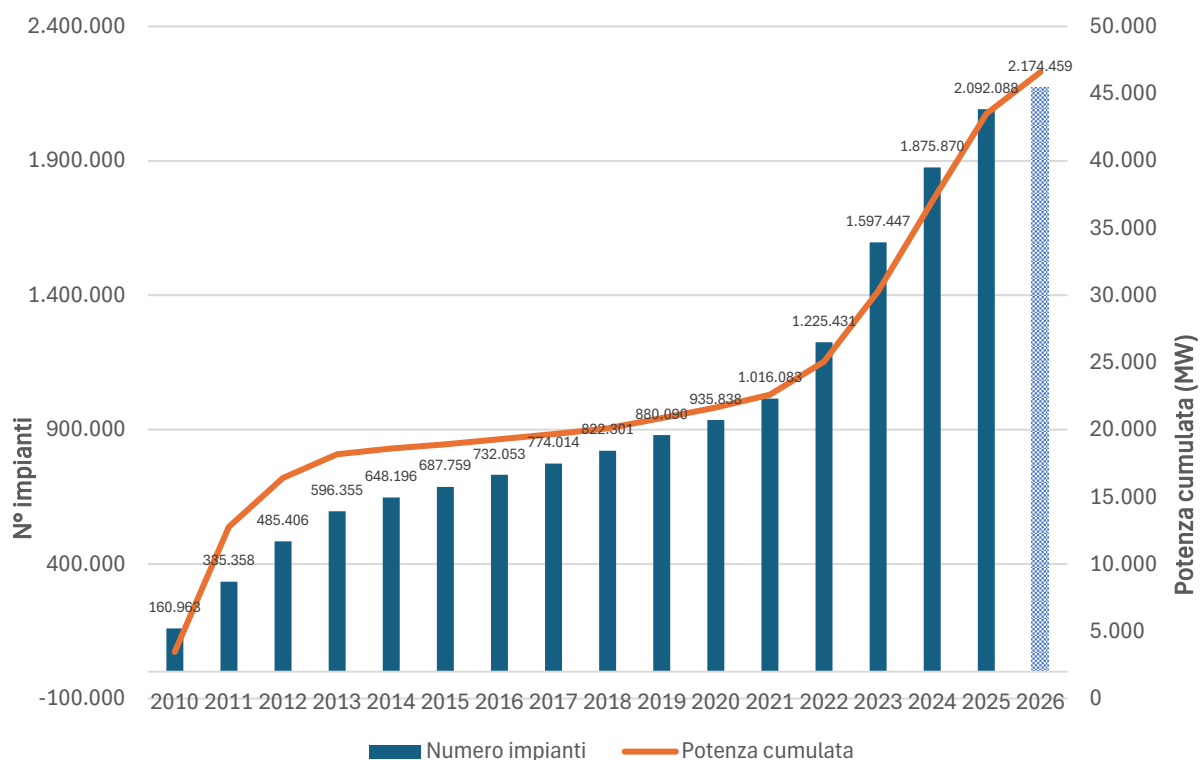


Figura 3.4 – Andamento del numero cumulato di impianti fotovoltaici installati in Italia e del contingente di potenza complessivo. Il dato del 2026 è parziale ed aggiornato al 30/06/2026 (Rielaborazione da dati Terna)

3.2.2. La ricomposizione per taglia: dal residenziale ai grandi impianti

Un fenomeno particolarmente rilevante per il profilo del pilot è la ricomposizione del mercato per taglia. Nel 2024 si è osservata una dinamica divergente: il numero di nuovi impianti è diminuito rispetto al 2023 (che aveva beneficiato del picco del Superbonus sul residenziale), mentre la potenza installata è aumentata. Il motivo è lo spostamento del baricentro dal segmento residenziale, in calo dopo la fine del Superbonus e della cessione del credito, a quello dei grandi impianti per uso industriale o utility scale. La potenza media degli impianti entrati in esercizio nel 2024 è salita a circa 24 kW (contro i 14 kW del 2023), invertendo un trend che era in atto dal 2012. La taglia media delle nuove installazioni fotovoltaiche è quindi salita a circa 30 kW nel 2025 e, con riferimento al primo semestre 2026, ha superato i 37 kW.

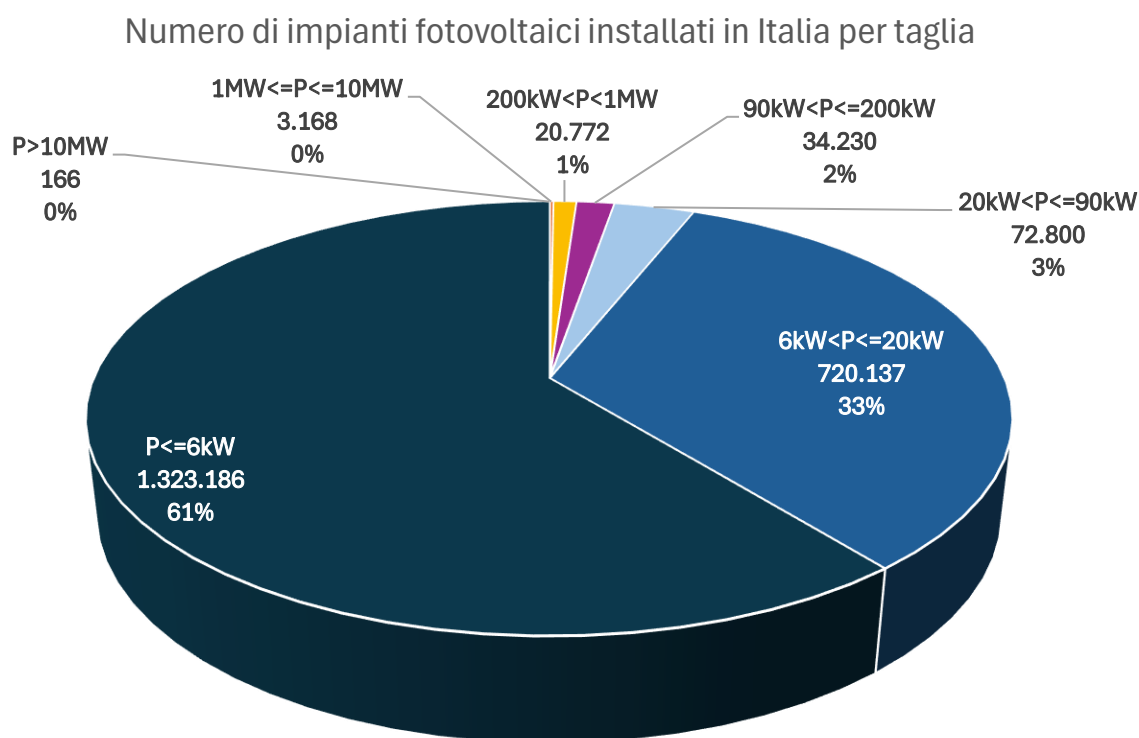


Figura 3.5 – Ripartizione del numero di impianti fotovoltaici complessivamente installati al 30/06/2026 per taglia (Rielaborazione da dati Terna)

Ripartizione della potenza fotovoltaica installata per taglia di impianto

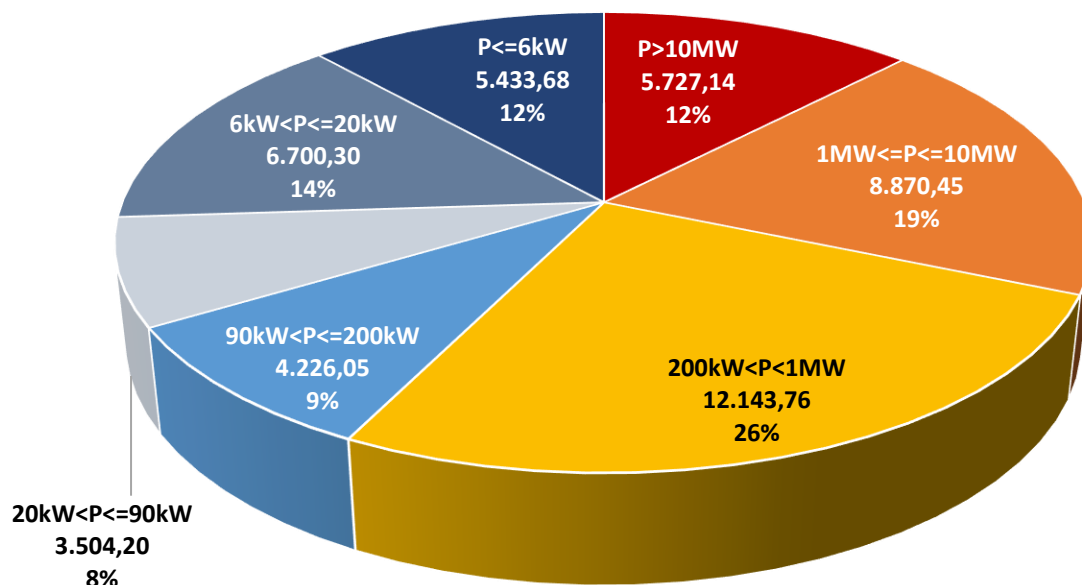


Figura 3.6 – Ripartizione del numero di impianti fotovoltaici complessivamente installati al 30/06/2026 per taglia. Il valore riportato in ciascuna fetta della torta rappresenta la potenza complessiva espressa in MW (Rielaborazione da dati Terna)

In termini strutturali, il parco resta dominato numericamente dai piccoli impianti: quelli fino a 20 kW rappresentano circa il 94% del numero totale ma solo il 26% della potenza complessivamente installata. All'estremo opposto, gli impianti utility-scale oltre i 10 MW, pur minoritari in numero, hanno registrato la crescita più marcata (+68% in potenza sul 2023). La classe di potenza compresa tra 200 kW e 1 MW è quella che concentra la quota maggiore di potenza installata nazionale (circa il 26%) e rappresenta la categoria dimensionale direttamente pertinente al pilot: il segmento C&I (Commercial & Industrial), che comprende gli impianti da alcune decine di kW fino a 1 MW tipici delle imprese manifatturiere, è proprio quello che sta trainando la crescita in potenza. Storicamente il settore industriale concentra la quota maggiore di potenza installata a livello nazionale (attorno al 47-50%), a conferma che il fotovoltaico industriale non è un segmento di nicchia ma il cuore quantitativo del comparto.

3.2.3. Produzione e autoconsumo

La produzione fotovoltaica registrata nel 2024 è stata pari a circa 35 TWh. Un dato particolarmente rilevante per il profilo del pilot emerge dal Rapporto Statistico 2024 del GSE sul solare fotovoltaico e riguarda l'autoconsumo: nel 2024 gli autoconsumi complessivi si sono attestati intorno a 10.700 GWh, pari a circa il 30% della produzione totale degli impianti e al 56% circa della produzione dei soli impianti che autoconsumano.

La serie storica dell'autoconsumo è essa stessa istruttiva: era pari a circa 6.200 GWh nel 2022 (22% della produzione), salito a circa 7.500 GWh nel 2023 (25%), fino ai citati 10.700 GWh del 2024 (30%). La quota di autoconsumo cresce quindi non solo in valore assoluto ma anche in percentuale, segno di un parco impianti sempre più orientato all'uso in loco dell'energia piuttosto che alla sola immissione in rete. È la conferma statistica di quanto l'autoconsumo sia la leva di valore del fotovoltaico distribuito, tema centrale nell'analisi tecnologica del cap. 5. A livello regionale, la quota di autoconsumo più elevata si registra proprio in Lombardia.

3.2.4. La distribuzione territoriale e il primato lombardo

La distribuzione regionale del fotovoltaico è marcatamente eterogenea e riflette una duplice logica: la disponibilità di aree (che favorisce il Sud per i grandi impianti a terra) e la densità del tessuto produttivo e residenziale (che favorisce il Nord per gli impianti su copertura). A fine 2024 il primato per potenza installata spetta alla Lombardia con 4,96 GW (pari al 13,4% del totale nazionale), seguita da Veneto (3,75 GW) e Puglia (3,63 GW). La Lombardia ha superato la Puglia già nel 2022, segnando il passaggio del baricentro dal fotovoltaico a terra meridionale a quello distribuito settentrionale.

Il dato lombardo è di diretto interesse per il pilot, che opera proprio su questo territorio: la regione guida la classifica nazionale e vede una presenza particolarmente forte degli impianti C&I di taglia compresa tra 200 kW e 1 MW — esattamente il segmento tipico delle PMI industriali — mentre sono quasi assenti le grandi installazioni utility-scale. La provincia di Brescia figura storicamente tra le principali a livello nazionale per contributo alla potenza e per numero di nuove installazioni annue, a conferma della vocazione industriale e della vivacità del territorio su cui insiste il pilot.

Un altro elemento distintivo riguarda la collocazione degli impianti: a livello nazionale, a fine 2024, circa il 69% della potenza è installato su superfici non a terra (edifici, capannoni, tettoie, serre), a conferma della vocazione "distribuita" del solare italiano; il restante 31% è a terra, con una concentrazione nelle regioni meridionali (Puglia, Lazio, Basilicata, dove supera il 50% del totale regionale). Nel Nord Italia, dove la disponibilità di aree agricole è più limitata e il tessuto industriale più denso, prevale nettamente l'installazione su copertura — il modello che riguarda direttamente le imprese del pilot.

Regione	Potenza fotovoltaica (GW)	
	31/12/2024	30/06/2026
Abruzzo	1,12	1,34
Basilicata	0,59	0,72
Calabria	0,83	1,05
Campania	1,53	1,92
Emilia Romagna	3,57	4,40
Friuli Venezia Giulia	1,21	1,55
Lazio	3,30	4,33
Liguria	0,23	0,28
Lombardia	4,96	6,22
Marche	1,52	1,80
Molise	0,26	0,30
Piemonte	3,08	3,89
Puglia	3,63	4,26
Sardegna	1,72	2,13
Sicilia	2,67	4,12
Toscana	1,47	1,82
Trentino Alto Adige	0,81	0,95
Umbria	0,73	0,84
Valle d'Aosta	0,04	0,05
Veneto	3,75	4,64
TOTALE ITALIA	37,00	46,61

Tabella 3.4 – Potenza fotovoltaica cumulata per Regione al 31/12/2024 e al 30/06/2026.
(Rielaborazione da dati GSE e Terna)

3.2.5. Domanda elettrica e ruolo delle rinnovabili nel 2026

I dati mensili 2026 di Terna consentono di aggiornare la fotografia al presente. Nei primi cinque mesi dell'anno il fabbisogno elettrico nazionale è in aumento del 2,6% rispetto allo stesso periodo del 2025, in un contesto di ripresa dei consumi industriali: l'indice IMCEI dei consumi elettrici industriali ha segnato a maggio il nono mese consecutivo di crescita, trainato da settori come siderurgia, cemento, ceramica e vetro. È un segnale di ripresa dell'attività manifatturiera che riguarda da vicino il profilo delle imprese del pilot.

Sul fronte della generazione, il fotovoltaico si conferma sempre più protagonista: nel solo mese di maggio 2026 ha prodotto oltre 6 TWh (+19,3% su maggio 2025), coprendo il 27,9% della produzione elettrica del mese e circa un quarto della domanda. Considerando fotovoltaico ed

eolico insieme, nei primi cinque mesi del 2026 le due fonti hanno prodotto 31,5 TWh, pari al 24,6% della domanda nazionale, mentre il complesso delle rinnovabili ha coperto il 41,8% del fabbisogno. La crescita della produzione solare è guidata soprattutto dall'aumento della capacità installata: +2,6 GW di nuovo fotovoltaico nei primi cinque mesi dell'anno.

Il dettaglio mensile mostra anche la forte stagionalità e variabilità del contributo rinnovabile: se a maggio 2026 le FER hanno coperto oltre la metà della domanda in alcune rilevazioni, nei mesi invernali (come gennaio, con il fabbisogno mensile più alto dal 2014) la quota scende sensibilmente e cresce il ricorso al termoelettrico e all'import. È la manifestazione concreta della non programmabilità: la stessa fonte che a maggio copre un quarto della domanda ne copre una frazione molto minore a dicembre, con implicazioni dirette sul fabbisogno di flessibilità e accumulo.

Resta un elemento di attenzione sul ritmo delle installazioni. Nei primi mesi del 2026 il passo di crescita della nuova capacità rinnovabile, se proiettato sull'intero anno, porterebbe a circa 7 GW annui: un valore in linea con gli anni recenti ma, come si vedrà, ancora insufficiente rispetto alla traiettoria necessaria per gli obiettivi 2030. Il 2025, in particolare, ha segnato una battuta d'arresto dell'eolico (circa 560 MW installati, per il 95% da grandi impianti concentrati in Puglia, Basilicata e Campania), mentre il fotovoltaico ha retto meglio grazie ai grandi impianti.

3.2.6. Il ruolo emergente degli accumuli

Un tassello sempre più rilevante del quadro è rappresentato dai sistemi di accumulo. A fine giugno 2026 in Italia si registrano oltre 943.000 impianti di accumulo, per una capacità complessiva di 72,33 GWh e una potenza nominale di 12,3 GW. Tuttavia circa una decina di questi sono riconducibili al pompaggio puro e hanno un peso complessivo, in termini di capacità e di potenza rispettivamente di 53 GWh e 4,4 GW. La restante parte è rappresentata invece dai sistemi elettrochimici.

La crescita del settore è stata rapidissima e limitata al solo comparto elettrochimico (il pompaggio puro di fatto non ha subito alcun incremento): nel 2024 la potenza degli accumuli era aumentata di oltre 2 GW, con una diffusione trainata nel segmento domestico dalle detrazioni fiscali e nel segmento utility-scale dai meccanismi contrattuali di mercato (Capacity Market e, dal 2025, MACSE).

Sul piano europeo, l'Italia si conferma uno dei mercati leader: nel 2025 è stato il secondo mercato continentale per nuove installazioni BESS (circa 4,9 GWh, dietro la Germania) e detiene circa il 20% della capacità operativa di accumuli di grande taglia dell'UE. Il dato nazionale va però letto con attenzione: nel 2025 il mercato si è contratto rispetto al 2024, con un residenziale in forte calo (l'onda lunga della fine del Superbonus) e una crescita concentrata sui grandi impianti. Il tema degli accumuli, cruciale per l'integrazione delle rinnovabili, è approfondito sul piano tecnologico al cap. 5 e su quello dell'integrazione di rete al cap. 7.

3.3. In vista degli obiettivi al 2030

Fare il punto sullo stato delle rinnovabili significa infine misurare la distanza rispetto agli obiettivi. Il PNIEC 2024, trasmesso alla Commissione europea il 1° luglio 2024, fissa per l'Italia

un target di 131 GW di potenza rinnovabile al 2030, di cui circa 79 GW di solare e 28 GW di eolico (2,1 GW offshore), 19,4 GW di idroelettrico, 3,2 GW di bioenergie e 1 GW di geotermico, con una copertura del 63,4% dei consumi elettrici da fonti rinnovabili. Rispetto alla potenza installata attuale (circa 86 GW), ciò significa aggiungere nell'ordine di 45-49 GW in cinque anni, con un contributo determinante atteso proprio da fotovoltaico ed eolico.

Il confronto con il ritmo attuale evidenzia un divario significativo. Con installazioni annue intorno ai 7 GW, il passo dovrebbe salire a circa 10 GW/anno per centrare l'obiettivo.

Diverse analisi indipendenti convergono nello stimare, a politiche e ritmi invariati, un ammanco dell'ordine di alcune decine di GW al 2030: le elaborazioni Teha indicano circa 102 GW al 2030 contro i 131 del target (un divario di circa 29 GW); il Politecnico di Milano, in scenario "business as usual" limitato a fotovoltaico ed eolico, stima 78 GW contro i 107 del target per queste due fonti. Il divario è riconducibile principalmente al fotovoltaico e soprattutto all'eolico, la fonte più in ritardo, che nel 2025 ha subito una vera e propria battuta d'arresto.

La generazione, non solo la potenza, dovrà compiere un salto notevole: le analisi indicano che fotovoltaico ed eolico dovranno aumentare la loro produzione di circa il 175-180% rispetto ai valori recenti per centrare i target, con il solare chiamato a moltiplicare la produzione di circa 2,7 volte e l'eolico di circa 2,9 volte entro il 2030 rispetto al 2024.

La posta in gioco non è solo ambientale. L'Italia resta fortemente dipendente dalle importazioni energetiche — nel 2023 ha importato quasi il 75% dell'energia consumata, la quota più alta tra i grandi Paesi europei — e il prezzo del gas continua a determinare il costo dell'elettricità nella maggioranza delle ore dell'anno, esponendo il sistema e in particolare le imprese energivore alla volatilità dei prezzi. Nei primi mesi del 2025 l'elettricità in Italia ha registrato il prezzo più alto tra i grandi Paesi UE, superando nettamente Germania, Francia e Spagna.

Accelerare sulle rinnovabili ha quindi un valore diretto di competitività industriale, oltre che di sicurezza e di decarbonizzazione. Le analisi di settore stimano che il pieno raggiungimento degli obiettivi PNIEC genererebbe benefici economici complessivi molto rilevanti al 2050, mentre l'inazione avrebbe un costo dell'ordine di svariati miliardi l'anno per l'economia nazionale. È in questa cornice che si colloca il senso del Local Pilot AENEAM e il contributo, per quanto circoscritto, delle imprese del campione: ogni impianto FER realizzato da una PMI industriale è un tassello di un percorso che ha ricadute che vanno ben oltre la singola bolletta aziendale.

4. Analisi delle tecnologie rinnovabili

Questo capitolo passa in rassegna le principali tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, con un livello di dettaglio deliberatamente calibrato sul profilo delle piccole e medie imprese industriali che costituiscono il campione del pilot. L'impostazione non è quella di una rassegna tecnologica esaustiva, bensì di una lettura orientata alle scelte di investimento realmente accessibili a un'impresa manifatturiera, agro-alimentare o energivora del territorio bresciano e lombardo.

Per questa ragione lo spazio maggiore è dedicato alle tecnologie che le imprese realizzano concretamente (solare fotovoltaico, agrivoltaico, sistemi di accumulo e soluzioni per la massimizzazione dell'autoconsumo) mentre l'eolico offshore e l'idrogeno verde sono presentati come scenario di contesto: tecnologie rilevanti per il sistema energetico nel suo complesso, ma che esulano dal perimetro di intervento diretto della singola PMI. Le bioenergie e il biometano chiudono il quadro nella prospettiva, spesso più realistica per il tessuto locale, dell'upgrading di impianti già esistenti.

Ogni tecnologia è letta lungo tre dimensioni ricorrenti: la maturità tecnologica (quanto la soluzione è pronta e diffusa sul mercato), la scala di applicazione tipica per una PMI industriale, e il grado di programmabilità, ossia la capacità della fonte di erogare energia su richiesta — elemento chiave per comprendere il ruolo complementare che accumulo e bioenergie giocano rispetto alle fonti non programmabili come il solare e l'eolico.

4.1. Solare fotovoltaico

Il solare fotovoltaico rappresenta la tecnologia rinnovabile più diffusa e più immediatamente accessibile per il comparto industriale, al punto da costituire quasi sempre il primo passo del percorso di transizione energetica di un'impresa. Le ragioni sono strutturali: le ampie superfici di copertura degli stabilimenti sono in genere libere da ombreggiamenti e sottoutilizzate, mentre il profilo di consumo elettrico tipico dell'attività industriale, concentrato nelle ore diurne, si sovrappone naturalmente alla curva di produzione solare. Questa coincidenza tra generazione e fabbisogno è il vero motore della convenienza economica, perché massimizza la quota di energia autoconsumata, quella che genera il risparmio più elevato.

La copertura di un capannone si trasforma così, con un investimento contenuto e senza sottrarre spazio ai processi produttivi, da superficie passiva in asset che genera energia a costo marginale prossimo allo zero per l'intera vita utile dell'impianto, tipicamente venti-venticinque anni.

4.1.1. Moduli ad alta efficienza

Il mercato della fascia alta è oggi presidiato dalle celle a eterogiunzione (HJT) e dalla tecnologia TOPCon, che hanno di fatto sostituito i moduli PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) di generazione precedente. La tecnologia TOPCon, in silicio di tipo N, rappresenta lo standard attuale per gli impianti industriali di qualità, con un rapporto tra prestazioni e costo particolarmente favorevole.

Le celle a eterogiunzione combinano silicio cristallino e sottili strati di silicio amorfo, raggiungendo efficienze di modulo superiori al 25% e offrendo una migliore tolleranza alle alte temperature — un vantaggio non trascurabile per gli impianti su copertura industriale, dove le temperature di esercizio nelle ore centrali estive sono elevate e penalizzano i moduli meno performanti. Un coefficiente di temperatura contenuto si traduce in una minore perdita di resa proprio quando l'irraggiamento è massimo.

La frontiera dell'innovazione è rappresentata dalle celle tandem silicio-perovskite, che sovrappongono uno strato di perovskite a una cella di silicio per catturare una porzione più ampia dello spettro solare. In laboratorio queste celle hanno già superato il 34% di efficienza, contro un limite fisico del silicio puro prossimo al 29%. Si tratta però di una tecnologia ancora in fase di industrializzazione: le prime commercializzazioni pilota sono su scala ridotta, mentre i primi moduli tandem con efficienza superiore al 30% e garanzie di durata adeguate sono attesi sul mercato nell'orizzonte 2027-2028, inizialmente a prezzi premium. Restano da consolidare aspetti come la stabilità nel tempo e la gestione del piombo contenuto nella perovskite.

La lettura pratica per l'impresa è quindi netta: la scelta tecnologicamente più solida per un investimento realizzato oggi resta un impianto in moduli N-Type TOPCon o HJT, che rappresentano la migliore tecnologia disponibile commercialmente; la perovskite va tenuta in considerazione come opzione per futuri interventi di repowering, quando i moduli tandem saranno maturi e bancabili.

La tabella seguente riassume il posizionamento delle principali tecnologie di cella.

Tecnologia di cella	Efficienza di modulo	Note per l'impresa
PERC (generazione precedente)	~20-21%	In uscita dal mercato; da evitare nei nuovi impianti
TOPCon (N-Type)	~22-23%	Standard attuale di fascia alta, ottimo rapporto qualità/prezzo
Eterogiunzione (HJT)	>25%	Miglior comportamento alle alte temperature del tetto
Tandem silicio-perovskite	>30% (lab. >34%)	Non ancora commerciale su larga scala; orizzonte 2027-2028

Tabella 4.1 – Tecnologie fotovoltaiche a confronto

4.1.2. Dimensionamento e producibilità

Il principio guida del dimensionamento di un impianto industriale non è la massima saturazione della superficie disponibile, bensì l'allineamento della curva di produzione con la curva di carico dello stabilimento. Un impianto sovradimensionato rispetto ai consumi genera eccedenze che vengono immesse in rete a un valore molto inferiore rispetto al prezzo dell'energia autoconsumata, allungando i tempi di ritorno. Il corretto punto di partenza è quindi l'analisi del profilo orario, settimanale e stagionale dei consumi aziendali.

Sul piano della resa, la producibilità specifica varia sensibilmente con la latitudine. Per il territorio di riferimento del pilot, la Lombardia, il valore atteso si colloca nell'ordine di 1.100-1.250 kWh per ogni kWp installato all'anno, inferiore rispetto al Centro-Sud ma più che compensato dall'elevato costo dell'energia industriale evitata. Alla resa teorica vanno sottratte le perdite di sistema (degrado dei moduli, sporco e polveri sulle coperture, temperatura, perdite ohmiche e rendimento dell'inverter), tipicamente nell'ordine del 12-18%.

Area geografica	Producibilità annua (kWh/kWp)	Autoconsumo indicativo sul totale produzione	Payback indicativo
Nord Italia	1.100 – 1.250	55 – 70%	4-6 anni
Centro Italia	1.250 – 1.400	60 – 75%	4-6 anni
Sud e isole	1.400 – 1.600	60 – 80%	3-5 anni

Tabella 4.2 – Producibilità media indicativa di un impianto fotovoltaico in funzione della localizzazione geografica

4.1.3. Profilo economico di massima

Un impianto fotovoltaico industriale si colloca indicativamente tra 700 e 1.100 € per kWp installato (IVA esclusa), con il costo unitario che diminuisce al crescere della taglia: gli impianti di grande dimensione beneficiano di economie di scala che spalmano i costi fissi di progettazione, logistica e connessione su un maggior numero di moduli. L'autoconsumo può ridurre la bolletta elettrica in misura significativa e il tempo di rientro tipico, considerando gli incentivi vigenti, si colloca in generale tra quattro e sei anni.

Il valore economico dell'energia è fortemente asimmetrico: ogni kWh autoconsumato evita un costo in bolletta ben superiore alla remunerazione riconosciuta per l'energia immessa in rete e valorizzata tramite il Ritiro Dedicato (RID). Rispetto al RID infatti, che remunera al produttore solo il valore della componente energia, nel prelievo da rete vengono fatturati anche una serie di corrispettivi accessori (quali ad es. dispacciamento, trasporto, oneri e imposte) che possono avere un'incidenza importante sul costo totale del kWh.

È questa differenza a rendere l'autoconsumo e, come si vedrà, l'accumulo che lo massimizza, la leva economica principale. Un aspetto pratico rilevante per molti capannoni del territorio riguarda le coperture datate in cemento-amianto: la bonifica preventiva, obbligata per ragioni di sicurezza, diventa spesso l'occasione per rifare il tetto e posare l'impianto in un unico cantiere.

4.1.4. Sistemi agrivoltaici

L'agrivoltaico integra la produzione fotovoltaica con l'attività agricola sulla medesima superficie, mediante moduli installati in posizione adeguatamente elevata da terra o distanziati in modo da consentire la coltivazione o l'allevamento sottostante. L'obiettivo è il duplice uso

del suolo, evitando la competizione tra produzione di energia e produzione di cibo che ha storicamente accompagnato il fotovoltaico a terra.

La normativa nazionale del 2026 ha precisato la definizione di impianto agrivoltaico, richiedendo moduli in posizione adeguatamente elevata da terra e l'obbligo asseverato di conservare almeno l'80% della produzione agricola lorda vendibile, con verifiche e regime sanzionatorio affidati ai Comuni. È stata inoltre definita una "solar belt", ossia una fascia (ridotta a 350 metri rispetto ai 500 inizialmente previsti) attorno agli stabilimenti e agli impianti industriali entro cui l'installazione è agevolata, con alcune esclusioni per le aree a specifica destinazione agricola o zootecnica.

Per il campione del pilot la rilevanza è duplice. Da un lato l'agrivoltaico interessa direttamente le imprese del comparto agro-alimentare e agroindustriale, che dispongono di terreni e strutture idonee; dall'altro le nuove misure incentivano il fotovoltaico in autoconsumo sui tetti di imprese agricole, zootecniche e agroindustriali, anche in prospettiva di adesione alle comunità energetiche rinnovabili, con una quota significativa delle risorse destinata al Mezzogiorno.

4.2. Sistemi di accumulo (BESS)

I sistemi di accumulo elettrochimico a batteria (Battery Energy Storage System, BESS) sono la tecnologia che più sta modificando la logica di investimento nelle rinnovabili, perché disaccoppiano il momento della produzione da quello del consumo. Un impianto fotovoltaico, da solo, produce quando c'è il sole; l'accumulo consente di spostare quell'energia nel tempo, rendendola disponibile quando serve davvero. Per una PMI industriale questa capacità si traduce in tre funzioni distinte:

- massimizzazione dell'autoconsumo: l'energia fotovoltaica prodotta nelle ore centrali della giornata e nelle giornate non lavorative viene immagazzinata e resa disponibile nelle fasce serali, nei turni notturni o nei picchi di carico, elevando la quota di autoconsumo ben oltre il 70% e riducendo in misura corrispondente il prelievo dalla rete a prezzo pieno;
- arbitraggio di prezzo: lo stoccaggio consente di accumulare energia quando è economica — autoprodotta o acquistata nelle ore a basso prezzo — e utilizzarla nelle ore in cui il costo è elevato, un beneficio destinato a crescere con l'ampliarsi degli spread di prezzo giornalieri sul mercato elettrico;
- bilanciamento di rete e servizi ancillari: i sistemi di taglia maggiore possono partecipare ai mercati dei servizi, offrendo regolazione di frequenza e flessibilità al gestore di rete, con una fonte di ricavo aggiuntiva rispetto al solo risparmio in bolletta.

4.2.1. Chimiche e tecnologie

La tecnologia oggi dominante è la batteria agli ioni di litio in chimica LFP (litio-ferro-fosfato), apprezzata per il buon compromesso tra sicurezza intrinseca, durata dei cicli e costo, e per questo diventata lo standard per le applicazioni stazionarie su scala industriale e di rete. Iniziano ad affacciarsi chimiche alternative, in particolare le batterie sodio-ione e le flow battery al vanadio, potenzialmente interessanti per applicazioni a lunga durata di scarica, dove la capacità di erogare energia per molte ore consecutive conta più della densità energetica. Un

sistema BESS non è costituito solo dalle celle: comprende il sistema di gestione della batteria (BMS), l'elettronica di conversione (PCS) e il sistema di controllo energetico (EMS), che orchestra le strategie di carica e scarica in funzione degli obiettivi dell'impresa.

4.2.2. Il contesto di sistema: il meccanismo MACSE

Sul piano del sistema elettrico nazionale, il quadro è in rapida evoluzione grazie al MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico), il mercato a termine gestito da Terna che finanzia nuovi accumuli tramite aste competitive con contratti di lungo termine. La prima asta, tenutasi a settembre 2025, ha assegnato circa 10 GWh di capacità; la seconda è in programma per il 24 novembre 2026 con un obiettivo ampliato a 16 GWh, a conferma della centralità dello storage nella strategia di decarbonizzazione del sistema.

È però fondamentale, per la corretta lettura del pilot, un elemento geografico: il perimetro ammissibile al MACSE riguarda le zone Centro-Sud e le isole, mentre il Nord Italia resta al momento escluso. Per le imprese lombarde del campione, di conseguenza, il valore dell'accumulo non si gioca sulla partecipazione al mercato centralizzato dello stoccaggio, bensì sul terreno dell'autoconsumo e dell'arbitraggio dietro il contatore (behind-the-meter). È questa la prospettiva economicamente rilevante per il pilot, ed è in questa chiave che vanno letti i casi aziendali del cap. 8 e le simulazioni di ritorno del cap. 9.

4.3. Eolico

L'energia eolica è una delle colonne portanti del mix rinnovabile europeo e italiano, ma per il tessuto delle PMI industriali lombarde rappresenta una tecnologia di contesto più che un'opzione di investimento diretto, sia per i vincoli localizzativi sia per la taglia degli impianti, che poco si concilia con la scala della singola impresa manifatturiera. A questi due aspetti si aggiunge anche quello climatico, che rende molto poco attrattiva la tecnologia eolica nel bacino padano, da sempre caratterizzato da una ventosità irrilevante.

L'eolico onshore rimane la configurazione più matura ed economicamente competitiva, con costi di generazione tra i più bassi dell'intero panorama rinnovabile; richiede però siti ventosi e ampi spazi, condizioni poco compatibili con il contesto pianeggiante e densamente antropizzato della pianura padana, dove peraltro gli iter autorizzativi e i profili di accettabilità sociale sono spesso complessi.

L'eolico offshore, in particolare nella variante a piattaforme galleggianti che consente l'installazione anche in acque profonde (le più diffuse lungo le coste italiane) costituisce una frontiera tecnologica di grande potenziale per il sistema-Paese, ma è del tutto estranea al perimetro operativo delle imprese del pilot. La trattazione è qui mantenuta per completezza del quadro tecnologico e per la sua rilevanza nel raggiungimento dei target nazionali al 2030, richiamati al cap. 3.

4.4. Idrogeno verde

L'idrogeno verde, prodotto tramite elettrolisi dell'acqua alimentata da energia rinnovabile e quindi privo di emissioni di CO₂ nella fase di produzione, è individuato a livello europeo come

vettore strategico per la decarbonizzazione dei settori cosiddetti “hard-to-abate”, quelli difficilmente elettrificabili in modo diretto, come alcune produzioni della siderurgia, della chimica e dei trasporti pesanti. Gli elementi tecnologici principali sono gli elettrolizzatori, per la produzione, e le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del vettore, tecnicamente più complesse rispetto a quelle dei combustibili tradizionali.

Per le PMI del campione l'idrogeno rappresenta oggi uno scenario prospettico più che una tecnologia dispiegabile: i costi di produzione restano elevati, l'efficienza complessiva della filiera (dalla generazione elettrica al riutilizzo finale) è penalizzata dai passaggi di conversione, e l'infrastruttura di distribuzione è in fase iniziale. La sua rilevanza per il territorio potrà crescere in presenza di poli industriali energivori e di iniziative di distretto (le cosiddette hydrogen valley), che aggregano domanda e offerta su scala sovra-aziendale; resta però al di fuori delle scelte di investimento della singola impresa nel breve periodo. Anche in questo caso la trattazione ha finalità di inquadramento del contesto.

4.5. Bioenergie e biometano

Le bioenergie occupano una posizione particolare nel quadro delle rinnovabili, per due ragioni che le rendono di specifico interesse per il campione del pilot. La prima è che valorizzano sottoprodotti, scarti e biomasse di origine agricola, zootecnica e agroindustriale — filiere ben rappresentate nel tessuto produttivo lombardo e in particolare nel comparto agro-alimentare. La seconda è che, a differenza del fotovoltaico e dell'eolico, la generazione da biomasse è programmabile: può essere modulata in funzione della domanda, il che ne fa un tassello prezioso per la stabilità del sistema e un complemento naturale alle fonti non programmabili.

Il biometano, in particolare, si presta a una prospettiva di upgrading degli impianti esistenti che è spesso la via più concreta per un'impresa. Molti impianti di biogas realizzati nel decennio scorso per la produzione di elettricità possono essere convertiti, attraverso una fase di raffinazione (upgrading) che rimuove l'anidride carbonica e le impurità, alla produzione di biometano di qualità idonea all'immissione nella rete del gas o all'impiego come carburante. Questa strada consente di estendere la vita utile di asset già ammortizzati, di intercettare i meccanismi di incentivo dedicati e di contribuire alla decarbonizzazione degli usi termici, difficilmente coperti dal solo fotovoltaico.

Rispetto alle altre tecnologie del capitolo, le bioenergie presentano però alcune specificità che ne restringono l'applicabilità: richiedono la disponibilità continuativa e in gran quantità di una materia prima organica, una logistica di approvvigionamento e una gestione impiantistica più complessa, oltre al rispetto di vincoli ambientali e autorizzativi propri. Sono quindi rilevanti per un sottoinsieme mirato di aziende del pilot — tipicamente quelle con processi che generano scarti organici o già dotate di impianti di digestione anaerobica — più che per la generalità del campione.

4.6. Quadro di sintesi per le PMI del pilot

Le proposte esaminate compongono uno scenario complesso e articolato, in cui si possono individuare soluzioni adatte a un investimento diretto da parte della singola impresa o tecnologie di contesto, rilevanti per il sistema energetico ma non per la scelta della singola

PMI. Il fotovoltaico su tetto, l'agrivoltaico e l'accumulo costituiscono il nucleo delle opzioni realizzabili; il biometano rappresenta un'opportunità mirata per una parte del campione; eolico e idrogeno completano il quadro sul piano dell'inquadramento. La tabella seguente riassume questo posizionamento.

Tecnologia	Ruolo nel profilo PMI del pilot	Note
Fotovoltaico su tetto	Investimento diretto – opzione principale	TOPCon/HJT lo standard; perovskite in prospettiva
Agrivoltaico	Investimento diretto – comparto agro-alimentare	Vincolo 80% produzione agricola; "solar belt" 350 m
Accumulo (BESS)	Investimento diretto – autoconsumo e arbitraggio	LFP dominante; Nord fuori dal perimetro MACSE
Biometano	Investimento mirato – upgrading impianti	Programmabile; valorizza scarti organici
Eolico	Contesto	Onshore poco adatto alla pianura; offshore di sistema
Idrogeno verde	Contesto / prospettiva	Filiera iniziale; rilevante per hard-to-abate

Tabella 4.3 – Quadro di sintesi con le caratteristiche peculiari di ogni tecnologia

5. Incentivi, strumenti di finanziamento e meccanismi di supporto

Il presente capitolo ricostruisce il quadro degli strumenti di incentivazione, finanziamento e supporto disponibili nel 2026 per gli investimenti in fonti energetiche rinnovabili (FER) e in efficienza energetica delle piccole e medie imprese (PMI). L'obiettivo è fornire alle aziende coinvolte nel pilot LIFE AENEAM — e, più in generale, al tessuto industriale del territorio bresciano — una mappa ragionata delle opportunità di sostegno economico alla transizione energetica, distinguendo gli strumenti di natura fiscale, i contributi in conto capitale, i meccanismi di valorizzazione dell'energia prodotta e le nuove formule contrattuali di approvvigionamento. La descrizione degli strumenti qui contenuta costituisce il riferimento per le simulazioni di ritorno economico degli investimenti sviluppate, sui dati di audit e di survey, nel Capitolo 9.

Il 2026 segna una discontinuità rilevante nel panorama incentivante nazionale: la Legge di Bilancio 2026 ha introdotto l'iperammortamento quale principale strumento fiscale a sostegno degli investimenti in beni 4.0 e in autoproduzione di energia da FER, in sostituzione dei crediti d'imposta Transizione 4.0 e Transizione 5.0 per i nuovi investimenti. A questo strumento di carattere generale si affiancano una pluralità di misure complementari — contributi in conto capitale, schemi GSE di incentivazione della produzione, agevolazioni per l'internazionalizzazione, strumenti regionali e nuove tipologie contrattuali — il cui coordinamento richiede, per le PMI, un'adeguata capacità di pianificazione finanziaria.

5.1. Strumenti fiscali di supporto

Rappresentano una leva strategica fondamentale per accelerare la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili nel tessuto produttivo e mirano ad abbattere i costi di investimento iniziali attraverso la riduzione del carico fiscale complessivo per le imprese che scelgono di innovare. Nei prossimi paragrafi verranno analizzate due tra le misure più rilevanti in questo ambito: l'Iperammortamento e l'ormai conclusa Transizione 5.0.

5.1.1. Iperammortamento (Legge di Bilancio 2026)

L'iperammortamento introdotto dall'art. 1, commi 427–436, della Legge 30 dicembre 2025, n. 199 (Legge di Bilancio 2026) costituisce, nel quadro 2026, lo strumento fiscale principale a sostegno degli investimenti delle imprese in beni strumentali avanzati e in autoproduzione di energia rinnovabile. La misura sostituisce, per i nuovi investimenti, i precedenti crediti d'imposta Transizione 4.0 e Transizione 5.0.

A differenza dei precedenti crediti d'imposta — compensabili in F24 — l'iperammortamento opera come maggiorazione del costo di acquisizione dei beni, riconosciuta ai soli fini delle imposte sui redditi (IRPEF/IRES) per il calcolo delle quote di ammortamento e dei canoni di leasing finanziario, senza rilevanza ai fini IRAP. L'agevolazione è riservata ai titolari di reddito d'impresa, senza distinzione di forma giuridica, settore o dimensione, per investimenti in beni destinati a strutture produttive ubicate in Italia ed effettuati dal 1° gennaio 2026 al 30 settembre 2028.

La maggiorazione è articolata su tre fasce decrescenti in funzione dell'entità dell'investimento:

- +180% per gli investimenti fino a 2,5 milioni di euro;
- +100% per la quota di investimento oltre 2,5 e fino a 10 milioni di euro;
- +50% per la quota di investimento oltre 10 e fino a 20 milioni di euro.

Sono agevolabili due categorie di investimenti: i beni materiali e immateriali strumentali nuovi funzionali alla trasformazione tecnologica e digitale (ricompresi negli Allegati IV e V alla Legge n. 199/2025, che aggiornano i precedenti allegati del piano Industria 4.0, con la reintroduzione del software e l'inclusione di soluzioni basate sull'intelligenza artificiale); e — elemento di specifico interesse per il presente report — i beni materiali destinati all'autoproduzione e all'autoconsumo di energia da fonti rinnovabili, inclusi i sistemi di accumulo (storage) dell'energia prodotta. Tra gli adempimenti è prevista, oltre alla perizia tecnica, la certificazione delle spese sostenute, con gestione della procedura tramite piattaforma telematica del GSE.

5.1.2. Transizione 5.0

Il credito d'imposta Transizione 5.0, istituito dal D.L. n. 19/2024 a sostegno della transizione digitale ed energetica delle imprese, non risulta più in vigore per i nuovi investimenti dal 1° gennaio 2026, essendo stato sostituito dall'iperammortamento della Legge di Bilancio 2026.

La misura conserva rilevanza unicamente per le "code" del 2025: a seguito della dichiarazione di esaurimento delle risorse da parte del MIMIT (decreto direttoriale 6 novembre 2025) e della fissazione del termine di chiusura della piattaforma di prenotazione al 27 novembre 2025, restano in fruizione le posizioni già prenotate, con presentazione delle comunicazioni di completamento entro le scadenze previste. Per le imprese ad alta intensità energetica e, più in generale, per le aziende del campione AENEAM che avessero avviato investimenti sotto il previgente regime, rileva pertanto la disciplina transitoria di raccordo tra il credito d'imposta e il nuovo iperammortamento.

5.2. Schemi GSE di incentivazione alle FER elettriche

Accanto agli strumenti di natura fiscale, il sistema italiano prevede una serie di schemi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili gestiti dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Tali strumenti operano prevalentemente attraverso tariffe di sostegno alla produzione immessa in rete e procedure di asta competitiva, secondo logiche distinte da quelle dell'autoconsumo incentivato (CACER, § 6.3.3) del ritiro dedicato/tariffa onnicomprensiva (§ 6.4.1) e dell'agevolazione fiscale all'investimento (§ 6.1). Se ne fornisce di seguito una rassegna funzionale alla valutazione di convenienza per le PMI del pilot.

5.2.1. Il decreto FER X

Il Decreto FER X costituisce, nel quadro vigente, il principale strumento di sostegno alla produzione da fonti rinnovabili "mature" i cui costi di generazione si collocano in prossimità della competitività di mercato: fotovoltaico, eolico onshore, idroelettrico e gas residui dei processi di depurazione.

Lo strumento si è articolato in due fasi: il FER X Transitorio (D.M. 30 dicembre 2024), misura temporanea entrata in vigore il 28 febbraio 2025 e valida fino al 31 dicembre 2025, e il FER X Definitivo, firmato nel giugno 2026 a valle dell'approvazione della Commissione europea in materia di aiuti di Stato, che definisce il regime a regime con orizzonte al 2030 (contingente massimo dell'ordine di 37 GW di nuova capacità, di cui circa 27 GW destinati alle procedure competitive).

Il meccanismo distingue l'accesso diretto per gli impianti di potenza inferiore a 1 MW (con tariffa di esercizio definita dall'ARERA, senza partecipazione ad aste) e le aste competitive per gli impianti di potenza pari o superiore a 1 MW. Il sostegno si fonda sul Contratto per Differenza (CfD) a due vie, che garantisce stabilità dei ricavi compensando lo scostamento tra prezzo di mercato e tariffa di riferimento. Per le PMI industriali del territorio, la fattispecie più frequente è l'accesso diretto, data la taglia tipica degli impianti fotovoltaici su copertura di capannoni produttivi.

5.2.2. Il meccanismo Energy Release 2.0

L'Energy Release 2.0 è uno strumento dedicato alle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivore), finalizzato a promuovere lo sviluppo di nuova capacità rinnovabile offrendo, in contropartita, energia a prezzo calmierato. È istituito dal D.M. MASE del 23 luglio 2024, in attuazione del Decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181.

Il meccanismo opera secondo una logica di scambio energetico anticipato: il GSE anticipa alle imprese aderenti, per un triennio e a un prezzo calmierato di 65 €/MWh, una quota di energia elettrica rinnovabile (con le relative Garanzie di Origine), regolata tramite un contratto per differenza a due vie. A fronte del beneficio, le imprese assumono l'obbligo di realizzare nuova capacità rinnovabile in misura pari ad almeno il doppio dell'energia ricevuta e di restituire, nell'arco di vent'anni, la stessa quantità di energia anticipata. Lo strumento intercetta la sola sottopopolazione di aziende energivore del campione AENEAM, per le quali rappresenta un'opportunità di riduzione strutturale del costo dell'energia, subordinata alla capacità di rispettare i termini perentori di entrata in esercizio della nuova capacità.

5.2.3. I decreti FER 1 e FER 2

Il Decreto FER 1 (D.M. 4 luglio 2019) ha costituito, nel quinquennio precedente, il principale strumento di incentivazione per le fonti rinnovabili mature (eolico onshore, fotovoltaico, idroelettrico, gas di depurazione), con un contingente complessivo dell'ordine di 8.000 MW assegnati tramite procedure di Registro e di Asta al ribasso.

Il Decreto FER 2 (D.M. 19 giugno 2024) è invece dedicato agli impianti a fonte rinnovabile innovativi o con costi di generazione elevati ma ridotto impatto ambientale — tra cui biogas e biomasse di piccola taglia, geotermico a emissioni nulle, solare termodinamico e fotovoltaico galleggiante su acque interne — con accesso mediante procedure competitive annuali bandite dal GSE nel periodo 2024–2028.

Ai fini del presente report, il FER 1 rileva principalmente come quadro storico per gli impianti FER già in esercizio presso le aziende del campione, mentre il FER 2 assume specifico interesse per le imprese del settore agro-alimentare che dispongano di sottoprodotti o residui valorizzabili in impianti a biogas o biomasse di piccola taglia.

5.3. Altri strumenti di finanziamento e supporto

5.3.1. Bando SIMEST

SIMEST (Gruppo Cassa Depositi e Prestiti) mette a disposizione delle imprese italiane finanziamenti agevolati, in parte a fondo perduto, a sostegno della competitività e dell'internazionalizzazione, alcuni dei quali destinati alla transizione digitale ed ecologica. Per le PMI del campione orientate ai mercati esteri, tali strumenti possono concorrere al finanziamento di investimenti che includono componenti di efficienza energetica e autoproduzione da FER.

5.3.2. Bando "Linea Impresa Efficiente" di Regione Lombardia

Sul piano regionale, la Regione Lombardia ha attivato strumenti dedicati all'efficienza energetica e all'autoproduzione da FER nelle imprese, riconducibili alla linea di intervento "Impresa Efficiente", di particolare rilevanza per il territorio di riferimento del pilot AENEAM. Tali strumenti, tipicamente in forma di contributo o finanziamento agevolato, sono dedicati al cofinanziamento di diagnosi energetiche e interventi di efficientamento e di installazione di impianti a fonti rinnovabili.

5.3.3. CACER e comunità energetiche rinnovabili

Il quadro delle Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile (CACER) è disciplinato dal D.M. MASE 7 dicembre 2023, n. 414, in vigore dal 24 gennaio 2024, in attuazione dell'art. 8 del D.Lgs. 199/2021, e dal Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso (TIAD) di ARERA.

Il quadro CACER dà attuazione operativa al modello delle Comunità di Energia Rinnovabile (CER), già richiamato al § 3.5 e ripreso al Capitolo 7, e prevede due misure cumulabili: una tariffa incentivante (contributo in conto esercizio), riconosciuta dal GSE per vent'anni sulla quota di energia condivisa prodotta da impianti fino a 1 MW (entro un contingente di 5 GW e comunque non oltre il 31 dicembre 2027); e un contributo in conto capitale a fondo perduto a valere sul PNRR (M2C2, Investimento 1.2), fino al 40% dei costi ammissibili, riservato alle configurazioni i cui impianti sono ubicati in comuni con popolazione inferiore a una soglia demografica determinata (elevata, in sede di aggiornamento, a 50.000 abitanti). È, tra gli strumenti esaminati, il più trasversale per le PMI del campione, in quanto valorizza economicamente non solo l'autoconsumo fisico in sito ma anche la quota di energia condivisa. La quantificazione dell'adozione di configurazioni CACER tra le aziende pilota è riportata nel Capitolo 8.

5.4. Meccanismi di valorizzazione dell'energia e Conto Termico 3.0

5.4.1. Ritiro Dedicato (RID) e tariffe onnicomprensive

Il Ritiro Dedicato (RID) è il meccanismo mediante il quale il GSE acquista l'energia elettrica immessa in rete e non autoconsumata, sollevando il produttore dalla gestione diretta della

vendita sul mercato. La remunerazione avviene sulla base dei prezzi zonali orari di mercato ovvero, nei casi previsti, dei Prezzi Minimi Garantiti definiti annualmente.

La Tariffa Omnicomprensiva (TO), erogata sull'energia netta immessa in rete, include tanto la componente incentivante quanto quella di valorizzazione dell'energia, e non è pertanto cumulabile con il RID. Per le PMI industriali, il RID rappresenta il canale ordinario di valorizzazione della quota di produzione eccedente l'autoconsumo; è tuttavia opportuno osservare che, ai prezzi correnti, il valore dell'autoconsumo diretto risulta strutturalmente superiore a quello dell'energia ceduta in rete, circostanza che orienta la progettazione degli impianti verso la massimizzazione dell'autoconsumo, anche mediante sistemi di accumulo (cfr. Capitolo 5).

5.4.2. Conto termico 3.0 per le fonti rinnovabili termiche

Il Conto Termico 3.0 (D.M. MASE 7 agosto 2025), in vigore dal 25 dicembre 2025, è il meccanismo nazionale di incentivazione, in conto capitale, di interventi di efficienza energetica e di produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Rispetto al precedente Conto Termico 2.0, la nuova disciplina amplia significativamente la platea dei beneficiari — includendo espressamente le imprese e le Comunità Energetiche Rinnovabili, oltre a pubbliche amministrazioni, privati ed enti del Terzo Settore — aggiorna i massimali e semplifica le procedure (gestione digitale tramite Portaltermico). Lo strumento prevede una dotazione finanziaria di 900 milioni di euro annui (di cui una quota dedicata alle imprese) e un sostegno in conto capitale fino al 65% delle spese ammissibili. Per le PMI del campione AENEAM, il Conto Termico 3.0 rileva in particolare per gli interventi su impianti termici a fonte rinnovabile (ad esempio pompe di calore e, ove previsto, impianti fotovoltaici con accumulo abbinati alla sostituzione del sistema di climatizzazione).

5.5. Nuove tipologie contrattuali: PPA ed EPC

Accanto agli strumenti pubblici di incentivazione, si è progressivamente affermato il ricorso a formule contrattuali di mercato che consentono alle imprese di accedere all'energia rinnovabile o di realizzare impianti senza un esborso iniziale.

I Power Purchase Agreement (PPA) sono contratti di compravendita di energia elettrica di lungo periodo (tipicamente pluriennale) stipulati tra un produttore da fonte rinnovabile e un acquirente (impresa consumatrice o trader), a un prezzo predefinito. Per le PMI energivore, il PPA consente di stabilizzare il costo dell'energia nel lungo periodo e di approvvigionarsi di energia rinnovabile certificata, anche in assenza di superfici proprie adeguate per l'autoproduzione (PPA "off-site"). Tale strumento si colloca in una logica complementare a quella dell'Energy Release 2.0 (§ 6.3.2), pur con natura giuridica e controparti differenti.

I contratti EPC (Engineering, Procurement and Construction) — e, nella loro evoluzione orientata alla prestazione, gli Energy Performance Contract — disciplinano la realizzazione "chiavi in mano" di un impianto da parte di un operatore specializzato, talvolta con assunzione del rischio tecnico e di performance e con formule di remunerazione legate ai risparmi energetici conseguiti. Per le PMI con limitata capacità progettuale interna — condizione frequente, come documentato dalla survey del Capitolo 8 — il ricorso a operatori EPC e a

formule di finanziamento tramite terzi rappresenta una via per superare le barriere tecniche e finanziarie all'adozione delle FER.

5.6. Vincoli di accesso ai fondi: il principio DNSH

L'accesso a una quota rilevante delle risorse pubbliche — in particolare quelle di derivazione europea e PNRR — è subordinato al rispetto del principio DNSH (Do No Significant Harm), ossia "non arrecare un danno significativo" agli obiettivi ambientali definiti dal Regolamento (UE) 2020/852 (Tassonomia europea).

Il principio impone che gli investimenti finanziati non compromettano in modo significativo nessuno dei sei obiettivi ambientali (mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici, uso sostenibile delle acque, economia circolare, prevenzione dell'inquinamento, protezione della biodiversità e degli ecosistemi). Per le PMI beneficiarie, ciò si traduce nella necessità di documentare la conformità DNSH degli interventi (ad esempio in materia di gestione dei rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche, di provenienza dei materiali e di fine vita degli impianti), con adempimenti che incidono sulla fase progettuale e di rendicontazione. Il DNSH costituisce pertanto non un incentivo, bensì un requisito trasversale di ammissibilità ai fondi, che il presente report colloca in questo capitolo in coerenza con la sua natura di condizione di accesso.

5.7. Sintesi e implicazioni per il pilot di AENEAM

Il quadro 2026 degli strumenti di sostegno configura un sistema articolato ma complesso, in cui l'iperammortamento assume il ruolo di misura fiscale principale per gli investimenti in beni 4.0 e in autoproduzione da FER, affiancato da una pluralità di strumenti complementari: i contributi in conto capitale (CACER, Conto Termico 3.0), gli schemi GSE di incentivazione della produzione (FER X, Energy Release 2.0, FER 1 e FER 2), gli strumenti per l'internazionalizzazione (SIMEST) e regionali (Linea Impresa Efficiente), i meccanismi di valorizzazione dell'energia immessa in rete (RID, Tariffe Onnicomprensive) e le nuove formule contrattuali di mercato (PPA, EPC).

Per le PMI industriali del territorio bresciano, la scelta della combinazione ottimale di strumenti dipende dal profilo dimensionale e di consumo dell'impresa, dalla disponibilità di superfici e capitali e dalla capacità progettuale interna. Il modello economicamente più rilevante combina, di norma, la massimizzazione dell'autoconsumo fisico in sito — valorizzato dall'iperammortamento sull'investimento e, ai prezzi correnti, più conveniente della cessione in rete — con l'eventuale accesso agli schemi di valorizzazione della quota condivisa o immessa (CACER, RID) e, per le energivore, agli strumenti dedicati (Energy Release 2.0, PPA).

Tuttavia, come già evidenziato al Capitolo 3 con riferimento al quadro normativo, la mera disponibilità di un articolato sistema di incentivi non è condizione sufficiente per la loro effettiva adozione. La pluralità e la frequente modifica degli strumenti, la complessità delle procedure, l'asimmetria informativa e la limitata capacità progettuale interna emergono — come documentato dalla survey e dagli audit energetici del pilot (Capitolo 8) e ripreso nell'analisi economica (Capitolo 9) — quali barriere significative alla traduzione delle opportunità incentivanti in investimenti realizzati. È in questa prospettiva che le attività di disseminazione

e di accompagnamento tecnico realizzate nell'ambito del pilot AENEAM assumono un ruolo determinante di mediazione tra l'offerta di strumenti di supporto e la capacità di risposta delle imprese territoriali, funzione che il presente report documenta ai fini della rendicontazione LIFE.

6. Le barriere allo sviluppo delle rinnovabili

I capitoli precedenti hanno mostrato un settore in forte crescita e una domanda di investimento nelle rinnovabili largamente superiore agli obiettivi nazionali. Eppure, l'Italia procede a un ritmo insufficiente rispetto ai target 2030. Questo capitolo affronta il paradosso al cuore della transizione energetica italiana: non manca la volontà di investire, né la tecnologia, né la convenienza economica, ma il sistema fatica a trasformare i progetti in impianti effettivamente realizzati e connessi.

Il filo conduttore del capitolo è proprio lo squilibrio tra i progetti richiesti e quanto viene effettivamente autorizzato e allacciato. I dati disponibili, che verranno meglio dettagliati di seguito, restituiscono un'immagine netta: a fronte di un enorme quantitativo di richieste solo una frazione minima raggiunge lo stadio di cantierabilità. Attorno a questo dato ruotano una serie di criticità concatenate — autorizzative, infrastrutturali, di mercato e di sistema — che gli studi di settore, primo fra tutti il Renewable Energy Report dell'Energy&Strategy del Politecnico di Milano, hanno progressivamente messo a fuoco.

6.1. Le richieste di connessione: la pipeline vista da Econnexion

L'analisi delle richieste di connessione alla rete presentate dagli operatori è resa disponibile da Terna attraverso Econnexion, la prima dashboard digitale sulle richieste di connessione FER, attiva da febbraio 2023 e aggiornata mensilmente. Lo strumento mappa le richieste per fonte (solare, eolico onshore e offshore, idroelettrico, geotermico, biomasse), per sistemi di accumulo (pompaggio, stand-alone, integrato) e per stato di avanzamento della pratica, con dettaglio territoriale fino al livello comunale. Si inserisce nel più ampio modello di programmazione territoriale efficiente di Terna, che include anche il portale TE.R.R.A. previsto dal D.L. Sicurezza Energetica.

Il dato più impressionante è la dimensione complessiva della coda: le richieste di connessione per impianti rinnovabili hanno raggiunto un picco di oltre 340 GW nel 2025 (351,5 GW a maggio 2025, includendo tutte le fonti), per poi assestarsi intorno ai 317 GW a fine giugno 2026. Si tratta di un valore che supera di molte volte sia l'installato attuale (circa 87 GW) sia lo stesso obiettivo PNIEC al 2030 (131 GW). Questo enorme scarto va però interpretato con cautela: la coda è un dato "lordo" che comprende progetti in fase molto preliminare, richieste sovrapposte o parzialmente speculative, e iniziative che non arriveranno mai alla realizzazione.

6.1.1. Come leggere la coda: le fasi di avanzamento

La chiave di lettura sta nel distinguere le fasi di avanzamento delle pratiche, che Econnexion rende trasparenti e che semplificando, si possono individuare tre grandi stadi.

Il primo riguarda le richieste per le quali è stato emesso dal gestore della rete la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG). È il preventivo preliminare che indica dove avverrà la connessione, i lavori necessari e i costi stimati. Il richiedente ha un tempo limite per valutarlo e decidere se procedere. Se il preventivo è accettato si passa allo stadio STMG accettato e il progetto acquisisce priorità nella coda di rete.

Il secondo stadio riguarda invece la valutazione (e l'eventuale rilascio del nulla osta) del progetto da parte del gestore. In questa fase il richiedente presenta tutta la documentazione tecnica e di progetto dell'opera. Una volta ottenuto il nulla osta, il progetto è approvato dal gestore e permette al richiedente di presentarsi agli enti pubblici per ottenere le autorizzazioni ambientali e costruttive del caso.

Superato anche questo iter si passa alla Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD), ovvero il progetto esecutivo finale. Con la firma dei contratti definitivi di connessione, le parti si impegnano alla realizzazione fisica delle opere e al successivo allacciamento dell'impianto alla rete.

Partendo quindi da una coda complessiva di circa 317 GW di richieste, quasi la metà si trova nel primo stadio (STMG da accettare o accettate). Circa 50 GW sono in valutazione e poco più di 90 hanno ottenuto il nulla osta. Le richieste che però hanno poi raggiunto la fase finale ready to build sono solamente 12,60 GW, ovvero meno del 4% del totale.

È questo il numero che meglio approssima quanta nuova capacità sia effettivamente vicina alla realizzazione, contro le centinaia di GW della coda lorda.

Stato	N° pratiche	Potenza (GW)
STMG da accettare	590	35,34
STMG accettate	2.006	121,65
Progetti in valutazione	906	53,44
Progetti con nulla osta	1.946	93,59
STMD/Contratti	301	12,60
Totale richieste	5.749	316,63

**Dato riferito al primo semestre 2026*

Tabella 6.1 – Richieste di connessione per stato di avanzamento al 30/06/2026 (Fonte: portale Econnexion Terna)

6.1.2. Che cosa raccontano questi numeri

La lettura combinata di questi dati porta a tre conclusioni. La prima è che esiste una domanda di mercato ampiamente superiore ai target: l'interesse degli operatori a investire nelle rinnovabili in Italia è elevatissimo e non costituisce il fattore limitante. Il problema non è la mancanza di progetti, ma la loro trasformazione in impianti realizzati.

La seconda conclusione riguarda il vero collo di bottiglia, che si colloca a valle: la capacità del sistema di far avanzare le richieste lungo l'iter. Pesano gli iter autorizzativi (mediamente attorno ai 15 mesi per il fotovoltaico e ai 20 per l'eolico secondo le analisi di settore, ma con tempi anche maggiori all'aumentare della taglia dell'impianto), le opposizioni dei comitati Nimby, la frammentazione delle competenze tra amministrazioni statali, regionali e locali, e soprattutto la capacità fisica della rete di accogliere nuova generazione non programmabile. Le analisi di settore stimano che, senza adeguati investimenti in reti e flessibilità, le ore di

congestione del sistema potrebbero aumentare in misura significativa entro il 2030, con crescenti fenomeni di sovrapproduzione e di limitazione (curtailment) della produzione rinnovabile.

La terza conclusione è di natura territoriale. Le richieste si concentrano nel Mezzogiorno e nelle isole (Puglia, Sicilia e Sardegna in testa) dove la producibilità solare ed eolica è maggiore ma dove la rete di trasmissione e la domanda locale sono più deboli. Ne deriva un disallineamento territoriale strutturale tra dove si vorrebbe produrre e dove si consuma, che richiede il potenziamento delle dorsali di trasmissione Nord-Sud. È anche significativo l'aumento delle richieste legate ai sistemi di accumulo (decine di GW) e, più di recente, ai data center, segnale di un sistema elettrico che sta cambiando natura sia dal lato dell'offerta sia da quello della domanda.

6.1.3. L'evoluzione nel tempo: una coda che inizia a sgonfiarsi

Un elemento incoraggiante emerge dall'analisi dell'andamento temporale dei dati Econnexion. Dopo aver toccato il picco di circa 351 GW a metà 2025, la coda delle richieste FER ha imboccato una tendenza decrescente fino a raggiungere un valore cumulato di circa 329 GW al 31 dicembre 2025 e di 316 GW a fine giugno 2026.

Parallelamente, e in direzione opposta, cresce lo stadio più maturo: i progetti FER ready-to-build sono passati dai 10,8 GW di dicembre 2025 ai 12,6 GW di giugno 2026.

Questa doppia dinamica — coda lorda in calo e capacità pronta in aumento — è il segnale che il sistema comincia a "scremare" le richieste, facendo decantare i progetti meno solidi e facendo avanzare quelli reali. È anche l'effetto atteso delle misure di riordino, come l'introduzione di requisiti più stringenti per la presentazione delle domande e la revisione delle pratiche inattive. Resta comunque il fatto che, in valore assoluto, il divario tra i circa 320 GW richiesti e i circa 10-12 GW pronti descrive un imbuto ancora estremamente stretto: il problema non è la quantità di progetti in ingresso, ma la loro velocità di attraversamento del sistema.

Un dato particolarmente istruttivo riguarda i data center, una domanda emergente che sta cambiando la natura del sistema. Le loro richieste di connessione superano ormai i 90 GW, e si concentrano — a differenza della generazione — al Nord, in particolare in Lombardia (che da sola raccoglie decine di GW di richieste). Questa nuova domanda potrebbe in prospettiva contribuire a riequilibrare il sistema, avvicinando consumi rilevanti alle aree dove la rete è più forte, ma introduce al tempo stesso una pressione aggiuntiva su un sistema di connessione già congestionato.

6.2. Il collo di bottiglia autorizzativo

Se la coda è il sintomo, la causa principale va cercata a monte, nell'iter autorizzativo. È la conclusione convergente degli studi di settore. Il Renewable Energy Report dell'Energy&Strategy del Politecnico di Milano è esplicito nel sostenere che "il problema non è più tanto tecnologico o economico, quanto autorizzativo e infrastrutturale". A fine 2024, secondo lo stesso Osservatorio, oltre 161 GW di richieste risultavano in attesa, bloccate da tempi lunghi e da colli di bottiglia nella rete.

6.2.1. L'imbuto delle autorizzazioni

Le analisi storiche dell'Energy&Strategy hanno documentato con precisione quello che si può definire un vero e proprio "imbuto" autorizzativo, particolarmente stretto per l'eolico. La percentuale di progetti che attraversano l'intero iter procedurale e vengono effettivamente autorizzati è storicamente bassissima: per l'eolico, i progetti autorizzati sono passati dal 19% del totale nel 2020 al 9% nel 2021, fino a un minimo dell'1% nel 2022. La distanza tra i progetti che ottengono una VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) positiva e quelli effettivamente autorizzati dimostra quanto l'iter rappresenti una barriera concreta.

I tempi medi di autorizzazione, stimati dagli operatori, si collocano attorno ai 15 mesi per il fotovoltaico e ai 20 mesi per l'eolico, ma con una forte variabilità e casi che si protraggono ben oltre. A questi vanno sommati i tempi tecnici della connessione vera e propria. Il risultato è che, tra presentazione della domanda ed entrata in esercizio, possono trascorrere diversi anni, durante i quali il progetto resta esposto a evoluzioni normative, di mercato e di costo che ne possono compromettere la fattibilità.

6.2.2. Le cause della lentezza

Le criticità autorizzative hanno radici molteplici, che gli studi di settore individuano con chiarezza:

- frammentazione delle competenze: il procedimento coinvolge una pluralità di enti — Stato, Regioni, Enti locali, Soprintendenze, autorità ambientali — con tempi, criteri e sensibilità differenti, e frequenti sovrapposizioni di competenza;
- incertezza normativa: la successione di provvedimenti (Testo Unico FER, Decreto Aree Idonee, decreto FER X) ha introdotto elementi di semplificazione ma anche una fase di transizione in cui le regole cambiano, alimentando l'incertezza; l'assenza, a lungo, di un decreto FER X definitivo ha lasciato scoperto l'orizzonte post-2025;
- l'equivoco sulle aree idonee: l'individuazione delle aree dove installare gli impianti con iter accelerato è stata oggetto di contenziosi e interpretazioni divergenti tra Stato e Regioni, con ricorsi che hanno rallentato l'attuazione;
- accettabilità sociale e contenzioso: molti progetti, specie eolici e a terra di grande taglia, incontrano opposizioni locali e ricorsi che ne allungano i tempi o li bloccano.

Va detto che il quadro normativo si è mosso: il Testo Unico FER e il Decreto Aree Idonee puntano a semplificare le procedure. Ma, come sottolinea l'Energy&Strategy, serve più coordinamento tra Stato, Regioni e operatori, e soprattutto stabilità delle regole: è la trasformazione dell'interesse del mercato in capacità effettivamente installata la vera partita ancora aperta. Nel 2025, non a caso, le installazioni sono diminuite per la prima volta dopo tre anni (7,2 GW, -6% sul 2024), a conferma che l'interesse degli investitori da solo non basta.

6.3. I limiti della rete: congestioni, overgeneration e curtailment

La seconda grande barriera, strettamente intrecciata alla prima, è di natura fisica: la rete elettrica. Anche quando un impianto viene autorizzato, la sua energia deve poter essere trasportata dove serve e assorbita dal sistema nel momento in cui viene prodotta. Il rapido

aumento della generazione non programmabile sta mettendo sotto pressione entrambe queste capacità.

6.3.1. Overgeneration e curtailment

Il fenomeno più evidente è l'overgeneration: la sovrapproduzione di energia rinnovabile rispetto alla domanda disponibile e alla capacità della rete di assorbirla. Si verifica soprattutto nelle ore centrali delle giornate soleggiate e ventose, in particolare durante le festività e i prefestivi primaverili, quando i consumi sono bassi e il fotovoltaico spinge al massimo. Poiché l'elettricità va utilizzata nell'istante in cui è prodotta, quando manca sbocco una parte della generazione deve essere tagliata: è il curtailment, la limitazione programmata della produzione rinnovabile imposta dal gestore di rete.

Il Rapporto Adeguatezza Italia 2025 di Terna documenta come queste condizioni di esercizio a carico residuo ridotto, già osservate nelle giornate festive primaverili, siano destinate a diventare sempre più frequenti con la crescita delle rinnovabili. Le Prospettive di Sviluppo 2050 spingono lo sguardo oltre, stimando che in alcune ore particolari la produzione in eccesso potrebbe teoricamente raggiungere i 100 GW, e prevedendo che il curtailment diventi una pratica "normalizzata" nella gestione del sistema.

È importante inquadrare correttamente il fenomeno. Il curtailment non è la prova che si sia installato troppo solare, ma piuttosto che si sia installato troppo poco di tutto il resto: troppo poche linee adeguate, troppi pochi accumuli, troppa poca flessibilità della domanda. In questo senso, una quota fisiologica di curtailment è persino sana in un sistema ad alta penetrazione rinnovabile; diventa un problema quando cresce in modo strutturale, perché segnala che la generazione pulita è cresciuta più velocemente delle infrastrutture di integrazione.

6.3.2. Il fenomeno dei prezzi negativi

Strettamente legato al curtailment è il fenomeno dei prezzi negativi: quando l'offerta rinnovabile supera abbondantemente la domanda, il prezzo dell'energia può crollare sotto lo zero. In Spagna e Paesi Bassi le ore a prezzo negativo si sono moltiplicate nel 2025, minacciando la sostenibilità economica di molti impianti e la "bancabilità" dei nuovi progetti. È il cosiddetto effetto "cannibalizzazione": più rinnovabili producono nelle stesse ore, più deprimono il prezzo che esse stesse ricevono, riducendo il ritorno degli investimenti. L'Italia, grazie a un mix più diversificato e a una minore saturazione, ne è finora meno colpita, ma il rischio cresce con l'aumentare della penetrazione solare.

6.3.3. Gli investimenti di rete

La risposta strutturale a queste criticità passa per il potenziamento della rete. Terna ha previsto investimenti dell'ordine di svariati miliardi di euro per rafforzare le dorsali di trasmissione, in particolare gli assi Sud-Nord, e minimizzare il rischio di congestioni diffuse e di curtailment.

In particolare il gestore della rete di trasmissione nazionale ha previsto, nel proprio piano industriale 2024-2028 16,6 miliardi di euro per le attività regolate, che comprendono lo sviluppo e l'ammodernamento della rete di trasmissione nonché lo sviluppo della capacità di

interconnessione con l'estero con l'obiettivo di garantire una crescente sicurezza, resilienza, indipendenza ed efficienza del sistema.

Sono opere necessarie ma che richiedono a loro volta tempi lunghi, autorizzazioni e cantieri: la rete, in altre parole, sconta gli stessi colli di bottiglia autorizzativi degli impianti che deve servire, in un intreccio che rende ancora più critica la tempistica complessiva del sistema.

6.3.4. Un caso concreto: la giornata del 1° maggio 2025

Per rendere tangibile il fenomeno, Terna riporta nelle Prospettive di Sviluppo l'esempio della copertura del fabbisogno del 1° maggio 2025, giornata festiva a bassi consumi ed elevata produzione rinnovabile. Nelle ore centrali — in particolare tra le 11:00 e le 17:00 — si è verificato un surplus di produzione elettrica rispetto al fabbisogno. In quelle ore batterie e sistemi di pompaggio hanno svolto un ruolo cruciale, stoccando parte dell'energia in eccesso che altrimenti avrebbe dovuto essere tagliata.

La giornata è emblematica perché anticipa una condizione di esercizio destinata a diventare ordinaria: con l'aumento della capacità solare, le finestre di sovrapproduzione si allargheranno e si presenteranno con maggiore frequenza, non solo nei festivi primaverili ma progressivamente anche nelle giornate feriali. È questo il motore che rende gli accumuli e la flessibilità non un'opzione ma una necessità di sistema, come si vedrà al § 7.4. La stessa giornata mostra anche un vincolo meno intuitivo: una quota di termoelettrico deve talvolta restare in servizio anche in presenza di surplus rinnovabile, per ragioni tecniche (regolazione di tensione, inerzia di rete) o per asservimento a processi industriali, riducendo ulteriormente lo spazio per la generazione pulita.

6.4. La sfida della flessibilità e degli accumuli

Il terzo fronte critico è quello della flessibilità: la capacità del sistema di far fronte alla variabilità e all'incertezza introdotte dalle fonti non programmabili. Man mano che solare ed eolico sostituiscono il termoelettrico, il sistema perde la programmabilità che quest'ultimo garantiva e deve dotarsi di nuovi strumenti per bilanciare in tempo reale domanda e offerta. Gli accumuli sono il principale di questi strumenti.

6.4.1. Il divario tra installato e fabbisogno

L'Italia è già uno dei mercati europei più avanzati per lo storage, ma il divario tra quanto è installato e quanto servirà in termini di sistemi elettrochimici (escludendo quindi il pompaggio puro) resta ampio.

A giugno 2026 risultano connessi circa 944.000 sistemi di accumulo elettrochimico per 19,3 GWh di capacità e 8,0 GW di potenza. Gli scenari di sistema indicano un fabbisogno di circa 71,5 GWh al 2030 (di cui 57,5 GWh di grandi impianti stand-alone) e di almeno 121 GWh al 2035. Il punto di partenza è significativo, ma il ritmo di crescita necessario è molto sostenuto.

6.4.2. Il meccanismo MACSE e il limite geografico

Per accelerare, è stato introdotto il MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico), gestito da Terna, che finanzia nuovi accumuli tramite aste competitive: la prima, a settembre 2025, ha assegnato 10 GWh (1,2 GW); la seconda è attesa per il 24 novembre 2026 con obiettivo ampliato a 16 GWh. Va però ribadito un punto già emerso nei capitoli precedenti e cruciale per il pilot: il perimetro geografico del MACSE riguarda le zone Centro-Sud e le isole, mentre il Nord Italia resta al momento escluso. Per le imprese lombarde il valore dell'accumulo si gioca quindi sul terreno dell'autoconsumo e dell'arbitraggio dietro il contatore, non su quello del mercato centralizzato dello stoccaggio.

Un limite importante segnalato da Terna nel Rapporto Adeguatezza è che il contributo degli accumuli all'adeguatezza del sistema è decrescente all'aumentare della loro penetrazione: con quote elevate di storage in sostituzione delle fonti programmabili, le batterie non riescono più a raggiungere livelli di carica sufficienti per contribuire pienamente nelle ore critiche. Ne consegue che gli accumuli, per quanto essenziali, non risolvono da soli il problema: servono anche riforme del mercato (il nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, TIDE, attivo da gennaio 2025, introduce regole più dinamiche e unità virtuali aggregate), la gestione flessibile della domanda (demand response) e, secondo Terna, una quota di capacità programmabile a basse emissioni.

6.5. Le barriere per le PMI e il segmento distribuito

Le criticità fin qui descritte non colpiscono tutti i progetti allo stesso modo. È anzi essenziale, per il taglio del pilot, distinguere tra i grandi impianti utility-scale — che subiscono in pieno i colli di bottiglia autorizzativi, di rete e di mercato — e il segmento distribuito su cui operano le PMI industriali del campione.

Le imprese del pilot realizzano tipicamente impianti fotovoltaici su copertura, in autoconsumo, connessi in bassa o media tensione. Questo profilo le colloca in una posizione relativamente più protetta rispetto alle barriere descritte: gli impianti su tetto in autoconsumo beneficiano di procedure semplificate, non competono per grandi porzioni di capacità di rete in alta tensione, non richiedono l'impiego di suolo agricolo e incontrano una minore opposizione sociale. Il curtailment, l'overgeneration e i prezzi negativi — fenomeni legati soprattutto all'immissione in rete — li toccano in misura minore proprio perché il loro valore risiede nell'autoconsumo, ossia nell'energia che non transita dalla rete.

Ciò non significa che il segmento distribuito sia esente da ostacoli. Permangono barriere specifiche, che gli stessi report di settore evidenziano:

- complessità burocratica e di accesso agli incentivi: anche per gli impianti minori le procedure e l'accesso ai meccanismi di sostegno risultano spesso complessi, e la conoscenza degli strumenti disponibili (Transizione 5.0, Conto Termico, CER) è diseguale tra le imprese;
- vuoto lasciato dalla fine del Superbonus: la conclusione degli incentivi edilizi ha creato un vuoto nel segmento residenziale e di piccola taglia, non ancora colmato da strumenti altrettanto efficaci;

- tempi e oneri di connessione: anche per gli impianti in bassa/media tensione la connessione comporta pratiche e costi che, pur inferiori a quelli dei grandi impianti, incidono sui tempi e sul ritorno;
- incertezza sulle regole dell'autoconsumo diffuso: lo sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) — pur cresciute molto — sconta la scarsa compatibilità tra i tempi lunghi di costituzione e le scadenze degli incentivi, oltre a una certa complessità gestionale.

6.6. Le leve di soluzione: un quadro di sintesi

Le barriere descritte non sono insormontabili, e sia Terna sia gli studi di settore convergono su un insieme coerente di leve per superarle. Il filo comune è che nessuna misura, da sola, è sufficiente: serve un'azione coordinata su più fronti.

Sul piano autorizzativo, la priorità è la stabilità e la semplificazione delle regole: attuazione piena del Testo Unico FER, chiarezza definitiva sulle aree idonee, coordinamento tra Stato, Regioni ed enti locali, e riduzione dei tempi di VIA e di rilascio delle autorizzazioni. È la leva che gli studi di settore indicano come la più urgente e a maggiore impatto.

In questo contesto si inserisce il recente D.M. MASE 291/2026, volto a superare la saturazione virtuale delle reti coordinando la pianificazione della capacità di connessione con lo stato di avanzamento reale dei permessi abilitativi, così da sbloccare gli allacci per i progetti concretamente cantierabili.

Sul piano infrastrutturale, il potenziamento della rete di trasmissione — in particolare le dorsali Sud-Nord — e l'adozione di una programmazione territoriale efficiente (il nuovo approccio di Terna con Econnexion e il portale TE.R.R.A.) mirano a coordinare gli sviluppi di rete e a comprimere i tempi di connessione.

Sul piano della flessibilità, l'espansione degli accumuli (MACSE e mercato), la riforma del dispacciamento (TIDE), lo sviluppo della demand response e delle configurazioni di autoconsumo diffuso servono a integrare quote crescenti di generazione variabile, riducendo curtailment e prezzi negativi.

Sul piano del segmento distribuito, infine, servono strumenti di incentivo stabili e semplici a sostituire il vuoto del Superbonus, una maggiore diffusione della conoscenza degli strumenti disponibili presso le imprese, e il consolidamento del quadro delle CER. È su quest'ultimo fronte che iniziative come il Local Pilot AENEAM possono dare un contributo diretto, agendo sulla barriera informativa e organizzativa che, per le PMI, è spesso più rilevante di quelle tecniche.

7. Risultati del local pilot di AENEAM

Il presente capitolo costituisce uno dei principali esiti attesi del pilot italiano del progetto LIFE AENEAM. A differenza dei capitoli precedenti — orientati alla ricostruzione del quadro normativo, tecnologico e incentivante di riferimento o focalizzati a una indagine di dati a livello nazionale (cfr. capitolo 4) — questa sezione, presenta e interpreta le evidenze empiriche raccolte direttamente presso le imprese del territorio, restituendo un ritratto quantitativo della diffusione delle fonti energetiche rinnovabili (FER) e delle pratiche di efficienza energetica nel tessuto produttivo bresciano e lombardo. I risultati derivano dall'indagine survey condotta nell'ambito del pilot, integrata dalle attività di audit energetico realizzate in AENEAM e dalle iniziative di disseminazione territoriale.

7.1. Profilo del campione

L'indagine ha raccolto le risposte di 79 imprese del territorio, per la maggior parte di piccola e media dimensione. Il campione presenta una netta prevalenza del comparto manifatturiero, che rappresenta l'81% delle imprese rispondenti (64 aziende), coerentemente con la vocazione industriale del territorio bresciano. Le restanti unità si distribuiscono tra servizi professionali, commercio, gestione di acqua e rifiuti, sanità ed energia.

Distribuzione del campione per macro-settore

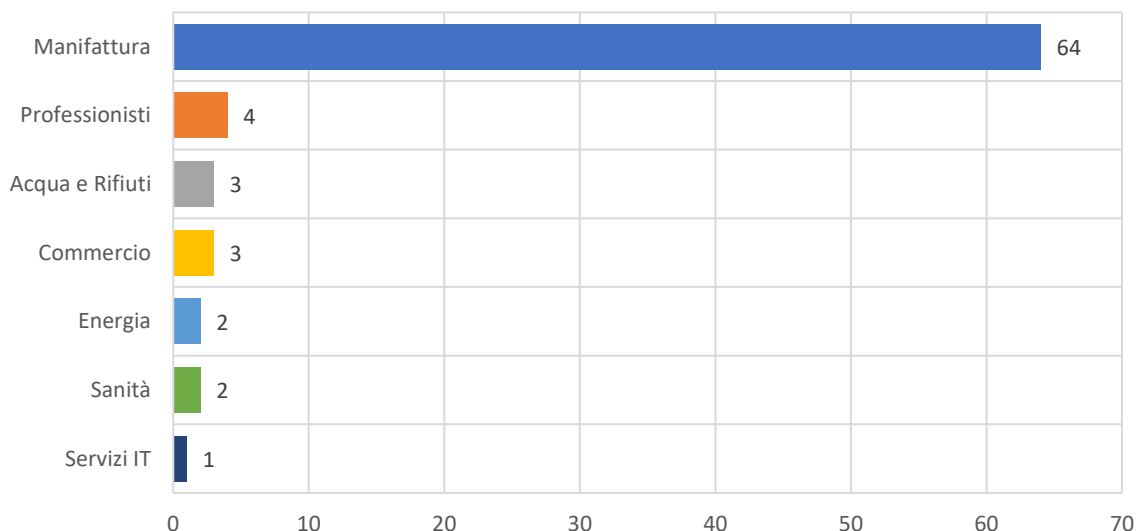


Figura 7.1 – Composizione del campione per macro-settore di attività

All'interno del comparto manifatturiero, i raggruppamenti settoriali più rappresentati sono le industrie alimentari (22 imprese) e la filiera dei metalli — fabbricazione di prodotti in metallo (11 imprese) e metallurgia (9 imprese), per complessive 20 unità del campione (Figura 8.2).

Suddivisione del campione manifatturiero per settore

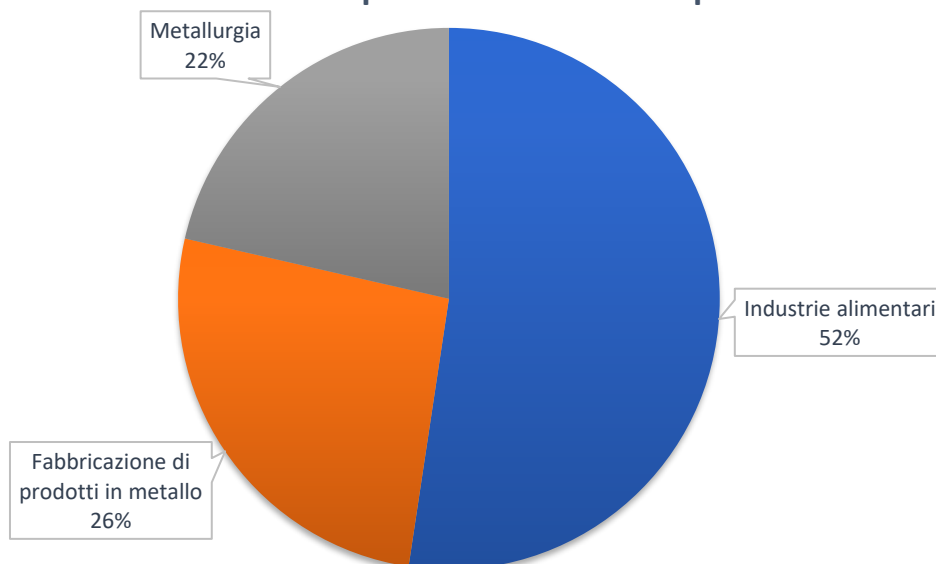


Figura 7.2 – Composizione del campione relativo alla manifattura

Sul piano dimensionale (Figura 8.3), quasi la metà delle imprese (49%, 39 unità) dichiara un organico compreso tra 1 e 50 addetti; il 41% (32 unità) si colloca nella fascia tra 51 e 249 addetti; solo l'10% (8 unità) supera i 250 addetti.

Classe dimensionale per numero di dipendenti

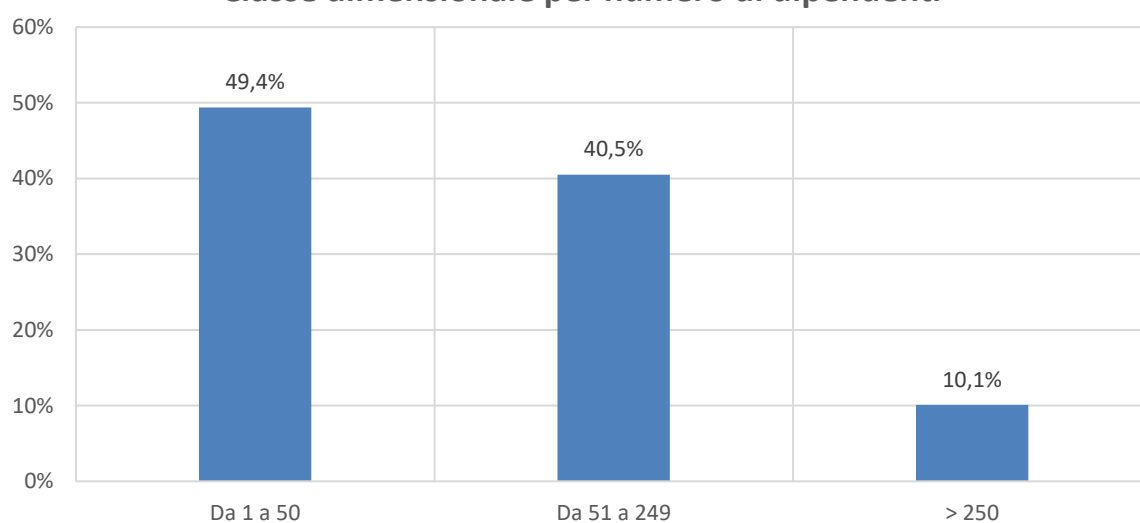


Figura 7.3 – Distribuzione del campione per classe dimensionale (numero di dipendenti)

Con riferimento ai vettori energetici impiegati, illustrati nella Figura 8.4, la combinazione gas naturale ed energia elettrica prevale nettamente (62% delle imprese), mentre il 18% utilizza esclusivamente energia elettrica; un ulteriore 10% affianca il gasolio ai due vettori principali.

Vettori energetici

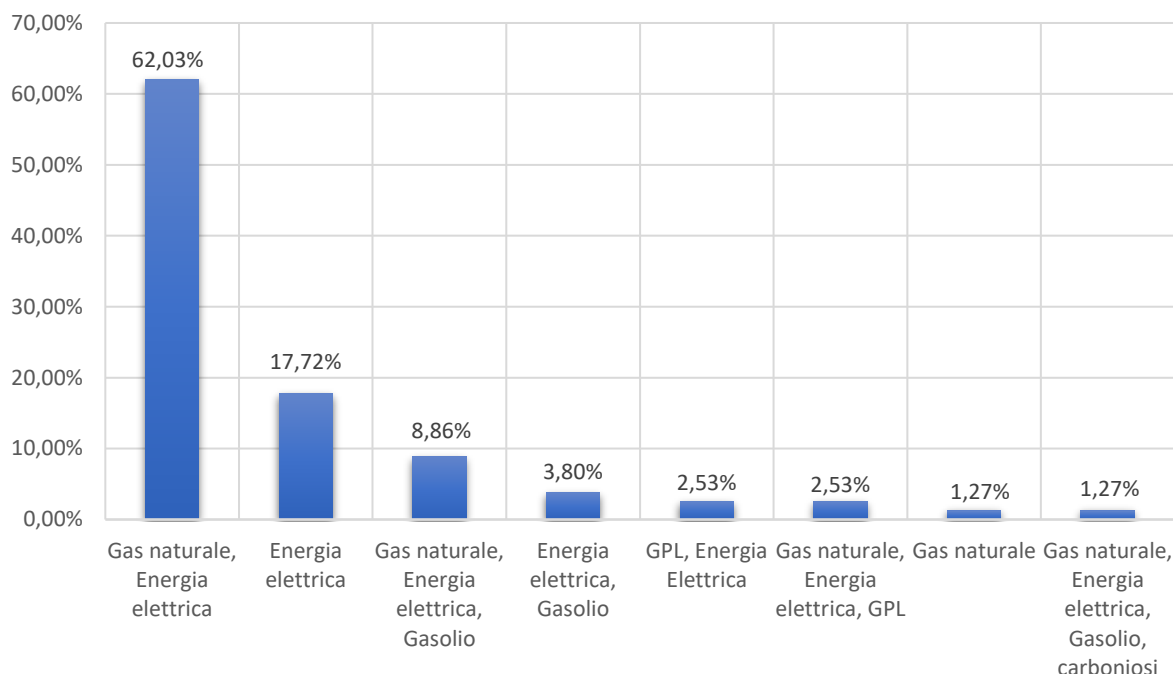


Figura 7.4 – Vettori energetici utilizzati dalle imprese del campione

Un elemento particolarmente significativo per l'interpretazione dei risultati riguarda l'intensità dei consumi elettrici, riportati nella Tabella 8.1: il 53% delle imprese (42 unità) dichiara un consumo annuo di energia elettrica pari o superiore a 1 GWh, a fronte del 47% (37 unità) al di sotto di tale soglia. Il campione intercetta dunque una quota rilevante di realtà a consumo elettrico consistente, per le quali l'investimento in autoproduzione FER può rappresentare un interessante strumento di copertura e stabilizzazione dei costi.

Classe	Distribuzione	N	%
Consumo elettrico $\geq$ 1 GWh	Imprese a consumo elevato	42	53%
Consumo elettrico $<$ 1 GWh	Imprese a consumo contenuto	37	47%

Tabella 7.1 – Profilo dimensionale del campione per numero di addetti e consumo

Classe dimensionale per fascia di consumo elettrico

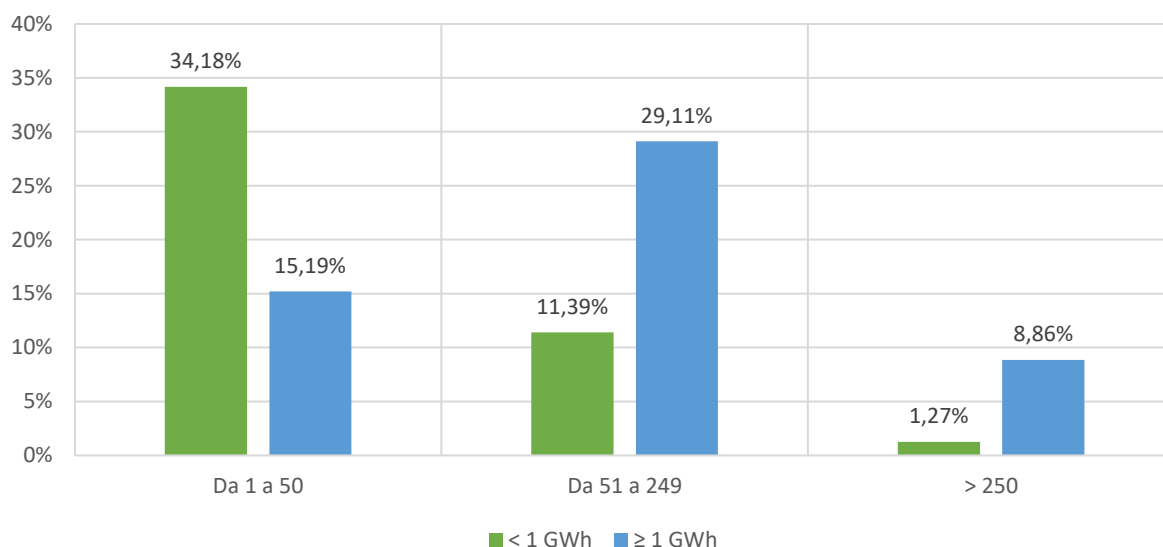


Figura 7.5 – Classe dimensionale per fascia di consumo elettrico

7.2. Pratiche di efficienza energetica e diagnosi

Prima di esaminare la diffusione delle FER, l'indagine restituisce un quadro delle pratiche di efficienza energetica adottate dalle imprese, elemento propedeutico e complementare all'autoproduzione da rinnovabili.

La maggioranza delle imprese (76%, 60 unità) dichiara di aver implementato misure di efficientamento energetico negli ultimi anni; un ulteriore 10% non le ha ancora adottate ma dichiara di pianificarle, mentre solo l'10% non ha intrapreso né programmato interventi. Tra le imprese che hanno realizzato interventi, 42 dichiarano di aver conseguito risparmi effettivi. Tra queste circa la metà ha effettuato investimenti con tempi di ritorno non superiori a 5 anni, circa un terzo ha invece realizzato interventi con tempi di ritorno di oltre 5 anni. Il resto del campione non è ancora riuscito a quantificare il payback.

Un approccio integrato e strutturale al tema della gestione energetica appare, tuttavia, ancora poco diffuso. Solo il 22% delle imprese (17 unità) dispone di un piano aziendale di efficienza energetica formalizzato, mentre il 27% dichiara di starci lavorando e un ulteriore 19% ne è privo.

Ancor più netto è il dato relativo ai sistemi di gestione dell'energia strutturati: solo 14 imprese (18%) hanno implementato un sistema di gestione dell'energia — tipicamente conforme alla norma UNI CEI EN ISO 50001 — a fronte dell'82% che ne è privo. Questo divario tra l'adozione di misure puntuali (diffusa) e la loro sistematizzazione in una governance energetica strutturata (rara) costituisce una delle evidenze più significative del pilot, e segnala uno spazio di intervento specifico per le attività di accompagnamento. Naturalmente questo deve tenere conto anche dei fattori specifici della singola realtà quali il quantitativo complessivo di energia consumata, la dimensione aziendale e le risorse (non solamente economiche) a disposizione.

Implementazione di sistemi di gestione energia SGE

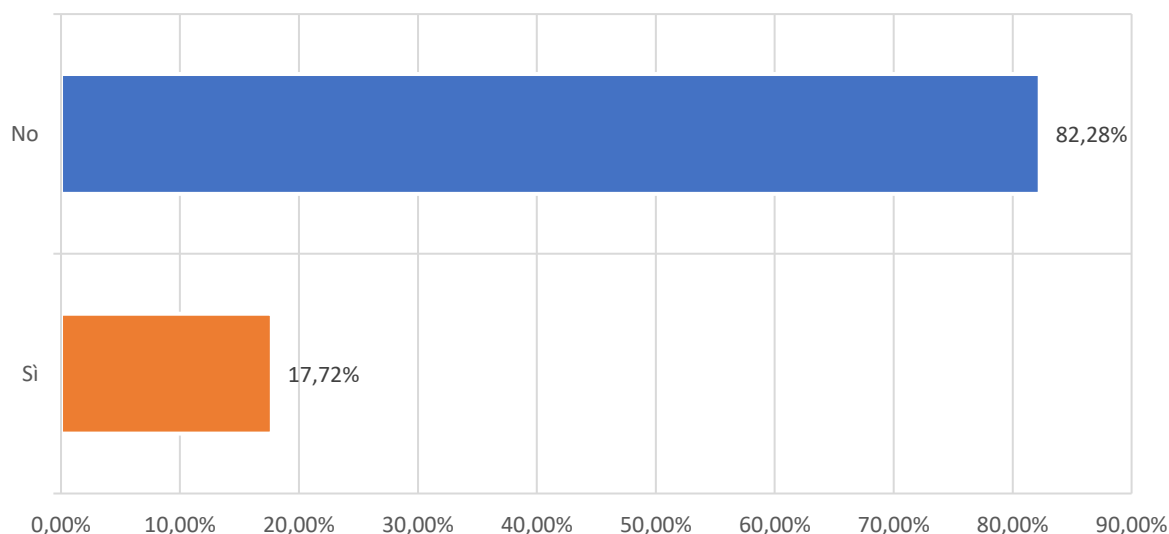


Figura 7.6 – Diffusione dei sistemi di gestione dell'energia (SGE) nel campione

Implementazione di SGE per classe dimensionale (dipendenti)

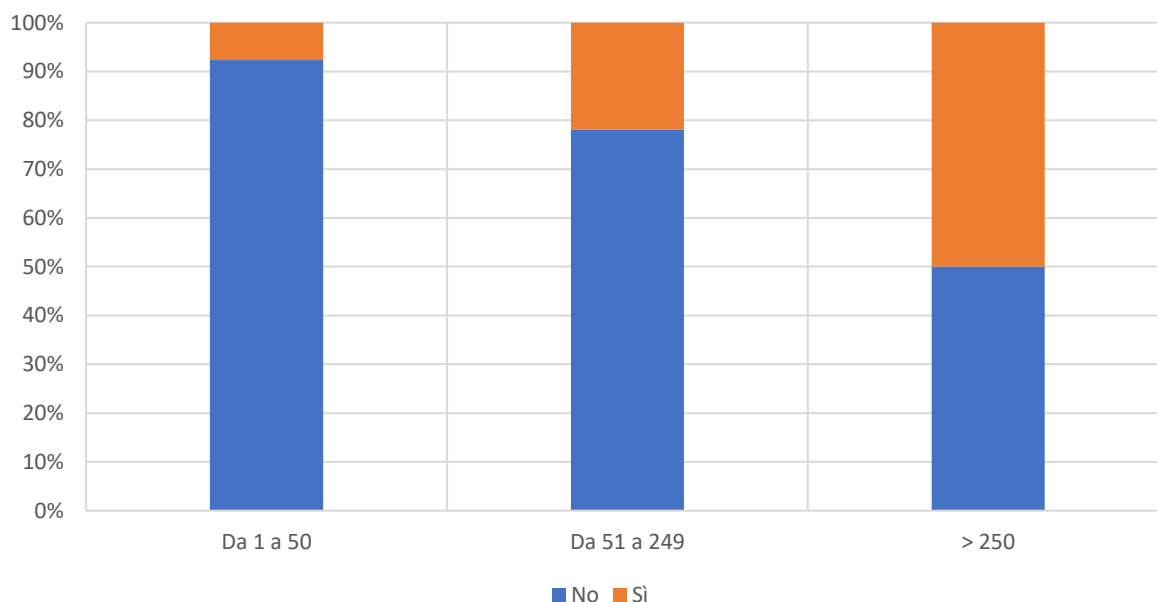


Figura 7.7 – Implementazione di sistemi di gestione energia per classe dimensionale (dipendenti)

Sul fronte della diagnosi energetica (Figura 8.6), il 67% delle imprese (53 unità) dichiara di averne effettuata almeno una; il 19% non l'ha realizzata ma si dichiara interessato, mentre il 14% non è interessato. Il dato assume particolare rilievo se letto in relazione alla dimensione aziendale: la propensione alla diagnosi cresce in modo marcato con la taglia dell'impresa, passando dal 54% delle micro e piccole imprese (1–50 addetti) al 75% delle medie imprese (51–249 addetti), fino al 100% delle grandi imprese. Questi numeri riflettono il quadro normativo nazionale, che obbliga a dotarsi di una diagnosi energetica in corso di validità le grandi imprese, le imprese a forte consumo di energia elettrica (elettrivore) e le imprese a forte consumo di gas naturale (gasivore) iscritte negli elenchi della CSEA (Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali).

Diagnosi energetica per classe dimensionale (dipendenti)

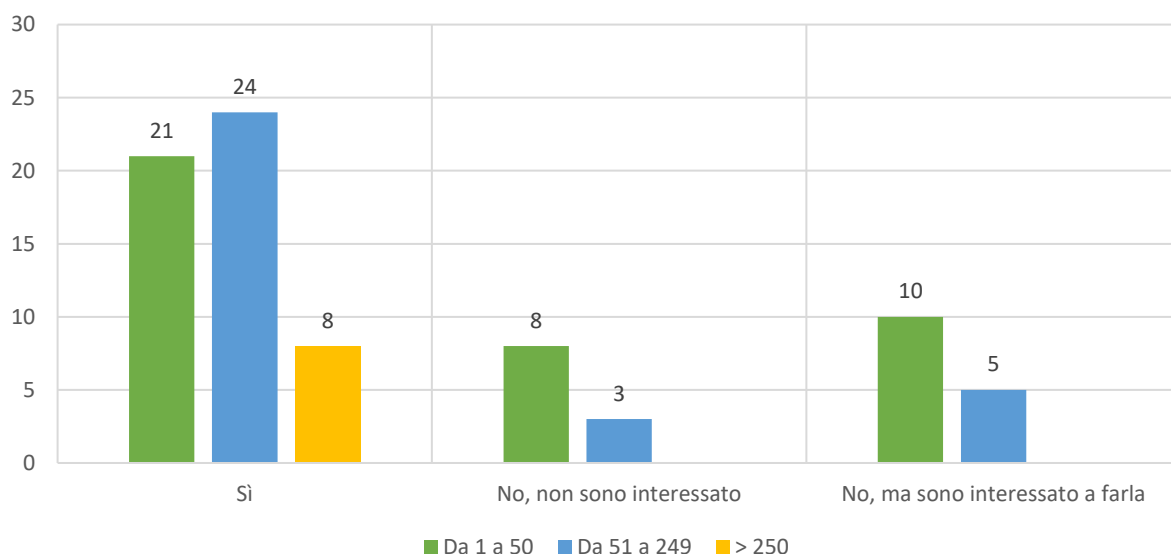


Figura 7.8 – Effettuazione della diagnosi energetica per classe dimensionale

Tra le imprese che hanno effettuato la diagnosi il 70% si è rivolto a un Esperto in Gestione dell'Energia (EGE) e il restante 30% a una Energy Service Company (ESCO).

Infine, il 63% delle imprese si dichiara informato in merito ai finanziamenti e ai contributi disponibili per l'efficienza energetica, mentre il 17% dichiara di non esserlo: un dato che, pur maggiormente positivo, individua comunque una quota non trascurabile di imprese potenzialmente escluse dall'accesso agli strumenti agevolativi per mera carenza informativa.

7.3. Diffusione attuale delle FER e prospettive

Il fotovoltaico si conferma la tecnologia rinnovabile di gran lunga più diffusa nel campione. Come presentato nella figura seguente, il 65% delle imprese (51 unità) dichiara di aver già installato impianti fotovoltaici; a queste si aggiungono il 6% (5 unità) che li sta installando e l'8% (6 unità) che ne sta valutando l'installazione.

Complessivamente, dunque, il 78% delle imprese del campione (62 unità) ha adottato, sta adottando o sta valutando il fotovoltaico. Solo il 14% (11 unità) dichiara di non averlo installato e di non prevederne l'installazione, motivando la scelta prevalentemente con l'indisponibilità di superfici idonee, l'assenza di proprietà dell'immobile (capannoni in affitto), la presenza di amianto in copertura o la mancata convenienza economica percepita.

Stato di adozione del fotovoltaico

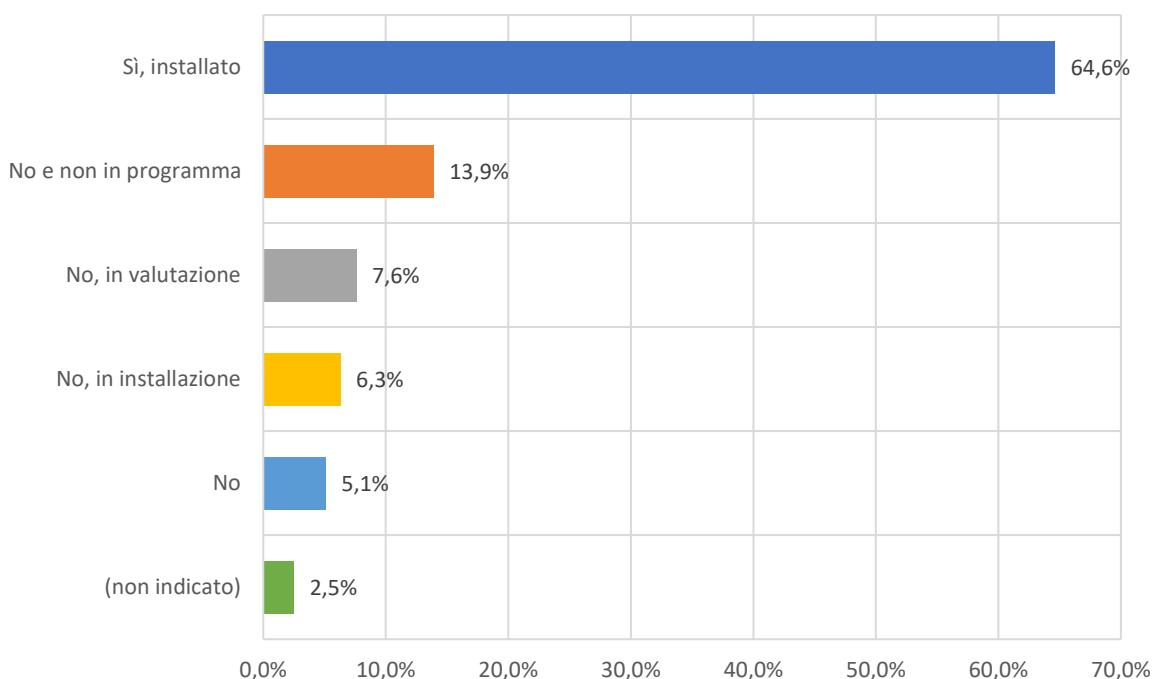


Figura 7.9 – Stato di adozione del fotovoltaico nel campione

L'adozione del fotovoltaico presenta una chiara correlazione con l'intensità dei consumi: la installa il 76% delle imprese a consumo elevato (≥ 1 GWh) contro il 51% di quelle a consumo contenuto, a conferma del fatto che la convenienza dell'autoproduzione cresce con la base di consumo su cui distribuire l'investimento.

Adozione del fotovoltaico per fascia di consumo

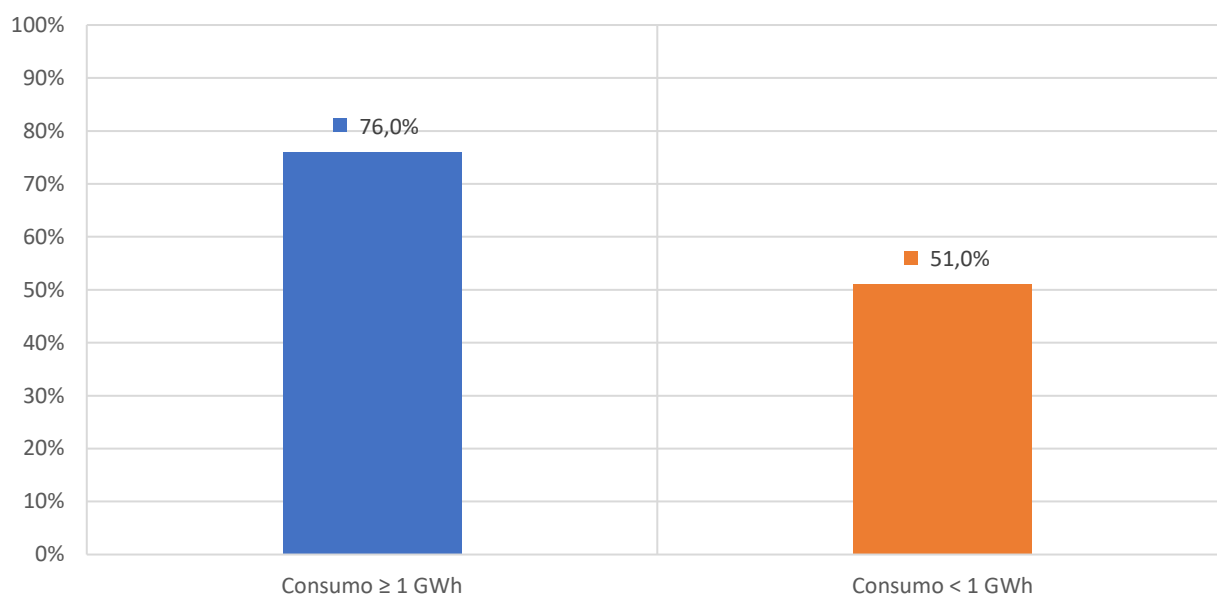


Figura 7.10 – Quota di imprese con impianto fotovoltaico per fascia di consumo

Anche la lettura settoriale è istruttiva: l'adozione raggiunge il 68% nelle industrie alimentari — comparto caratterizzato da consumi elettrici continui per refrigerazione e processo — a fronte del 50% nella filiera dei metalli, dove la presenza di ampie superfici di copertura convive tuttavia con vincoli di processo e, in alcuni casi, con consumi meno facilmente coperti dall'autoproduzione fotovoltaica (es. realtà che lavorano 5 giorni a settimana e non presentano consumi rilevanti durante il fermo attività).

Adozione del fotovoltaico per settore

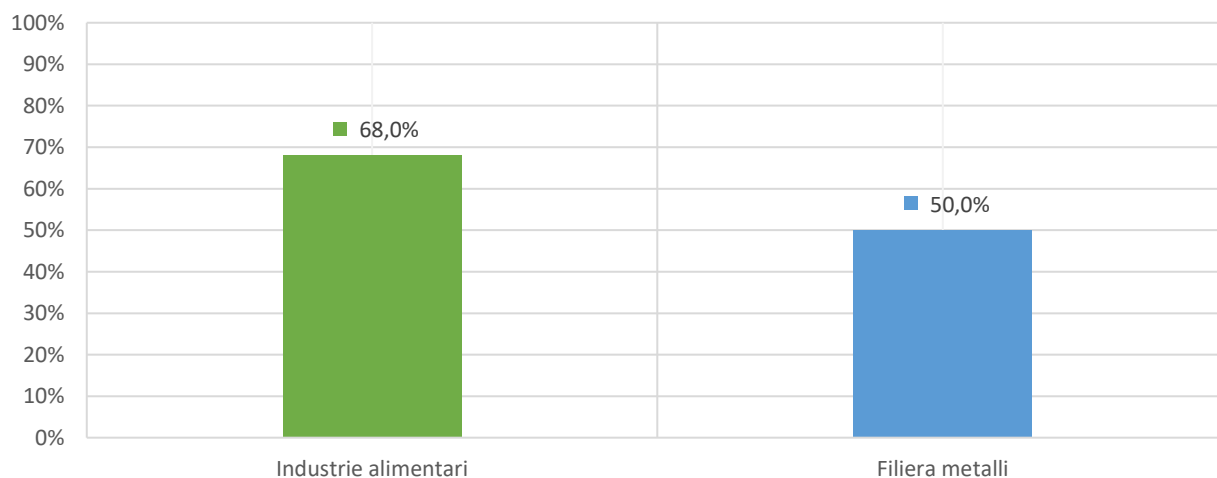


Figura 7.11 – Quota di imprese con impianto fotovoltaico per settore

Le altre tecnologie rinnovabili risultano marginali nel campione. Il solare termico è presente in sole 3 imprese (4%), il geotermico in una sola unità, e altre tipologie di impianto (prevalentemente cogenerazione e biogas) in 6 imprese. L'assenza invece di tecnologie come l'eolico è dettata da ovvie ragioni dimensionali (un parco eolico è una soluzione tipicamente utility scale) nonché territoriali (assenza di ventosità in buona parte del territorio considerato per il pilot).

Particolarmente significativo, in chiave prospettica, è il dato sui sistemi di accumulo: solo 2 delle 51 imprese dotate di fotovoltaico (4%) hanno abbinato un sistema di accumulo elettrochimico (BESS). Questa quasi totale assenza di storage — a fronte di un parco fotovoltaico ormai consistente — rappresenta il principale margine di miglioramento tecnologico emerso dal pilot: l'accumulo consentirebbe di innalzare significativamente le quote di autoconsumo dell'energia prodotta e aumentare la copertura del proprio fabbisogno attraverso le fonti rinnovabili.

Presenza di sistemi di accumulo (BESS)

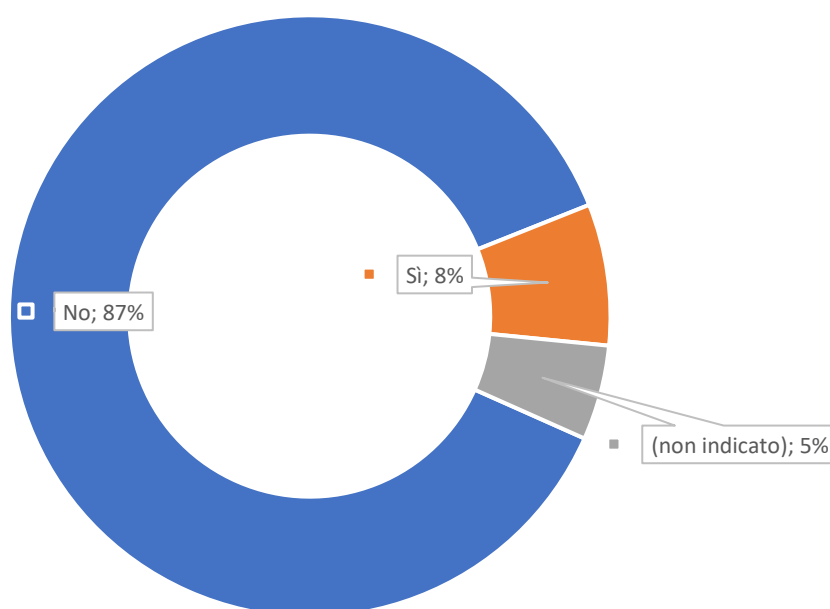


Figura 7.12 – Presenza di sistemi di accumulo (BESS) nel campione

A complemento dell'autoproduzione, il 54% delle imprese utilizza un servizio di gestione o monitoraggio remoto dei consumi e il 42% acquista energia elettrica certificata di origine rinnovabile (Garanzie di Origine), a integrazione della quota autoprodotta. Questi dati testimoniano una sensibilità diffusa verso la digitalizzazione dei consumi e l'impegno a ridurre l'impronta carbonica della propria fornitura elettrica.

Acquisto di energia elettrica certificata rinnovabile

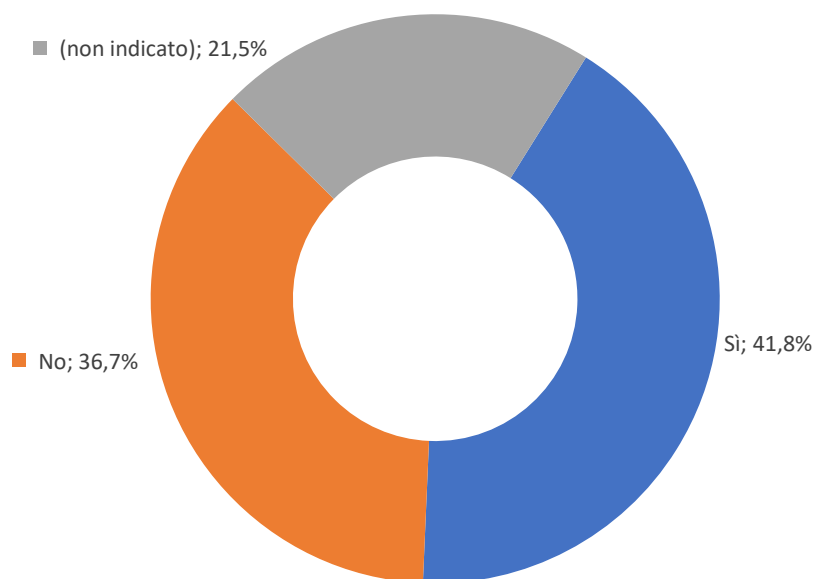


Figura 7.13 – Acquisto di energia elettrica certificata di origine rinnovabile

7.4. Quantificazione degli impianti FER e attribuzione al pilot

La quantificazione della potenza fotovoltaica installata presso le imprese del campione costituisce l'indicatore di impatto più diretto del pilot. Sulla base dei dati di potenza dichiarati e interpretabili (48 impianti sui 51 dichiarati installati), la potenza fotovoltaica complessiva installata presso le imprese del campione ammonta a circa 46 MW, con una potenza media per impianto di circa 960 kW. Il dato riflette la presenza, accanto a numerosi impianti di piccola e media taglia su copertura, di alcune installazioni di dimensione industriale rilevante (fino a oltre 10 MW in un caso).

Limitatamente al progetto AENEAM e considerando i soli impianti realizzati a partire dal 2025, ovvero il periodo di avvio del local pilot, l'indagine individua 4 imprese che hanno realizzato installazioni o ampliamenti fotovoltaici dal 2025 in poi, per una potenza complessiva degli impianti interessati pari a circa 1,4 MW. A questi si aggiungono i 5 impianti attualmente in fase di installazione, per una potenza dichiarata di circa 5,4 MW (con singole realizzazioni fino a 3,6 MW), e i 6 impianti in fase di valutazione, la cui potenza non è ancora definita. Il pilot documenta dunque una dinamica di investimento in corso e prospettica, non limitata al parco impianti già in esercizio.

Voce	Imprese	Potenza (indicativa)
Impianti FV già in esercizio	51	≈ 46 MW (48 impianti quantificabili)
di cui con tranches realizzate dal 2025	4	≈ 1,4 MW (potenza complessiva impianti)
Impianti FV in corso di installazione	5	≈ 5,4 MW
Impianti FV in fase di valutazione	6	potenza non ancora definita
Sistemi di accumulo (BESS) abbinati	2	n.a.

Tabella 7.2 – Quantificazione del parco fotovoltaico del campione. Elaborazione su dati survey pilot AENEAM

7.5. Il nodo dell'autoconsumo

La quota di autoconsumo dell'energia fotovoltaica prodotta rappresenta il parametro strategico per la valutazione dell'efficacia economica degli investimenti FER nelle PMI industriali (cfr. § 3.2.2). I dati raccolti — disponibili per 44 imprese — restituiscono un quadro fortemente disomogeneo con valori molto dispersi. Il 32% del campione supera comunque il 60% di autoconsumo con alcune realtà che dichiarano un autoconsumo pressoché totale della produzione.

Questi valori sono coerenti con la quasi totale assenza di sistemi di accumulo rilevata al paragrafo 8.3. In mancanza di storage, la quota di autoconsumo dipende in larga misura dalla sovrapposizione tra il profilo di produzione fotovoltaica e il profilo di consumo aziendale.

Le imprese con cicli produttivi di 7 giorni a settimana (tipicamente l'agro-alimentare con la refrigerazione) raggiungono quote elevate, mentre quelle con profili di consumo meno allineati alla curva solare (es. imprese manifatturiere che operano 5 giorni a settimana) immettono necessariamente in rete una quota parte della produzione (tipicamente quella del sabato, della domenica e dei giorni festivi). L'introduzione di sistemi di accumulo rappresenta pertanto la leva principale per massimizzare l'autoconsumo di molte imprese, con evidenti benefici sui tempi di ritorno degli investimenti. Anche l'adesione a configurazioni di autoconsumo collettivo o a Comunità Energetiche Rinnovabili può rappresentare una opportunità interessante per massimizzare l'autoconsumo virtuale dell'energia a livello locale, con interessanti ricadute in termini di incentivi da ripartire sul territorio.

7.6. Barriere e driver all'adozione delle FER

L'incrocio tra i dati quantitativi e le motivazioni espresse dalle imprese consente di ricostruire il sistema di barriere e driver che modula l'adozione delle FER nel territorio, mettendo in dialogo le evidenze empiriche con le barriere teoriche descritte al Capitolo 7. Emergono quattro ordini di ostacoli ricorrenti:

- Barriere strutturali e di disponibilità di superfici. La motivazione più frequente addotta dalle imprese che non installano il fotovoltaico è l'indisponibilità di spazi idonei o l'inadeguatezza delle coperture, spesso aggravata dalla presenza di amianto o dalla non conformità strutturale dei tetti industriali. Ricorre inoltre il caso dell'immobile non di proprietà (capannoni in affitto), che disincentiva l'investimento in assenza di adeguati accordi con la proprietà.
- Barriere economico-finanziarie. Diverse imprese motivano la mancata adozione con i costi elevati dell'investimento o con la percezione di una convenienza economica insufficiente, in particolare laddove la base di consumo è contenuta. Questa evidenza è coerente con la minore diffusione del fotovoltaico nelle imprese con consumo inferiore a 1 GWh.
- Barriere di governance energetica. Il divario tra l'ampia diffusione di misure di efficienza puntuali (76%) e la ridotta presenza di piani strutturati (22%) e di sistemi di gestione dell'energia certificati (18%) segnala la necessità di aumentare le capacità e le competenze delle imprese in ambito energetico per ottimizzare gli investimenti e di massimizzare l'autoconsumo.
- Barriere informative. Il 17% delle imprese dichiara di non essere informato sui finanziamenti disponibili: una quota che, per quanto minoritaria, rappresenta un ostacolo direttamente aggredibile mediante azioni di informazione e accompagnamento come quelle realizzate dal pilot.

Sul versante opposto, i principali driver dell'adozione emergono con altrettanta chiarezza: l'intensità dei consumi elettrici (che innalza la convenienza dell'autoproduzione), la disponibilità di ampie superfici di copertura tipica dei capannoni industriali, la presenza di competenze energetiche qualificate (attestata dall'ampio ricorso a EGE ed ESCo per le diagnosi) e un buon livello di informazione sugli strumenti agevolativi. La combinazione di questi fattori spiega l'elevato tasso di adozione registrato nel campione.

7.7. Attività di disseminazione

- Le attività di disseminazione realizzate nell'ambito del pilot hanno costituito il principale canale di mediazione tra il quadro normativo e incentivante e la capacità di risposta delle imprese del territorio. Due iniziative principali hanno scandito il percorso di divulgazione:
- Webinar del 23 settembre 2025 — iniziativa formativa a distanza dedicata all'efficienza energetica e alle opportunità di autoproduzione da FER per le imprese, che ha registrato 34 partecipanti.
- Evento del 18 novembre 2025 "Ambiente ed energie rinnovabili" — evento in presenza che ha approfondito, tra gli altri temi, il modello delle Comunità Energetiche Rinnovabili per le imprese del territorio bresciano, coinvolgendo CNR, Camera di Commercio di Brescia, Unioncamere-Dintec e CSMT Innovation Hub. L'iniziativa ha registrato 76

partecipanti, a conferma del crescente interesse del tessuto imprenditoriale verso i temi della transizione energetica.

Complessivamente, le due iniziative hanno raggiunto 110 partecipanti, con una progressione della partecipazione dal webinar all'evento in presenza che segnala un interesse crescente e una domanda di approfondimento tecnico da parte delle imprese. A questa attività si è affiancato un ciclo di webinar divulgativi e informativi sul tema dell'efficienza energetica, delle fonti rinnovabili e dei sistemi di gestione dell'energia.

7.8. Sintesi dei risultati del pilot

I risultati del Local Pilot AENEAM restituiscono l'immagine di un tessuto produttivo territoriale caratterizzato da una diffusione delle FER consolidata ma in continua crescita e con ampi margini di miglioramento. Da un lato, il tasso di adozione del fotovoltaico è elevato (78% del campione tra impianti installati, in corso e in valutazione), la potenza complessiva installata è consistente (circa 46 MW) e le pratiche di efficienza energetica sono ampiamente diffuse (76%). Dall'altro molti sono gli impianti in corso di valutazione/realizzazione. I sistemi di accumulo sono pressoché assenti e i sistemi di gestione dell'energia strutturati riguardano meno di un'impresa su cinque.

8. Analisi economica degli investimenti FER per le PMI

I capitoli precedenti hanno ricostruito il quadro normativo, tecnologico e incentivante e hanno misurato sul campo la diffusione delle FER tra le imprese del pilot. Questo capitolo sposta l'attenzione dalla lettura del mercato alla domanda che ogni impresa si pone prima di investire: quanto costa produrre energia con un impianto rinnovabile, in quanto tempo l'investimento si ripaga e quali rischi possono comprometterne il rendimento.

L'analisi si articola in tre parti. La prima confronta il costo livellato dell'energia (LCOE) delle diverse tecnologie, come benchmark di contesto. La seconda stima tempi di ritorno, valore attuale netto e rendimento di investimenti fotovoltaici tipici, costruiti sui profili d'impresa emersi dalla survey (Capitolo 8) e sugli strumenti di incentivo descritti al Capitolo 6. La terza esamina i rischi legati alla volatilità dei prezzi delle materie prime, alla concentrazione della filiera e all'andamento dei prezzi dell'energia.

Le stime hanno valore indicativo: descrivono casi tipo e non sostituiscono la valutazione di fattibilità del singolo progetto, che deve basarsi sul profilo di consumo orario effettivo dello stabilimento e su preventivi reali.

8.1. Il costo livellato dell'energia (LCOE): un benchmark di contesto

Il costo livellato dell'energia (Levelized Cost of Energy, LCOE) esprime il costo medio di ogni MWh prodotto da un impianto lungo tutta la sua vita utile. Si ottiene rapportando il valore attualizzato di tutti i costi (investimento iniziale, manutenzione, sostituzioni di componenti) al valore attualizzato dell'energia prodotta. È l'indicatore più usato per confrontare tecnologie diverse su una base omogenea, indipendentemente dalla taglia e dalla durata degli impianti.

8.1.1. Il confronto internazionale

I dati dell'International Renewable Energy Agency (IRENA) sui costi di generazione 2024 (<https://www.irena.org/Digital-Report/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>) documentano la trasformazione avvenuta negli ultimi 15 anni. Il costo medio ponderato globale dell'energia fotovoltaica è sceso da 0,417 a 0,043 USD/kWh tra il 2010 e il 2024 (–90%), mentre quello dell'eolico onshore è passato da 0,113 a 0,034 USD/kWh (–70%). Nel 2024 il 91% della nuova capacità rinnovabile di grande taglia entrata in esercizio produceva energia a un costo inferiore rispetto alla più economica alternativa fossile di nuova installazione; per confronto, IRENA stima un LCOE medio di 0,073 USD/kWh per il carbone e di 0,085 USD/kWh per i cicli combinati a gas. Nello stesso periodo il costo di installazione dei sistemi di accumulo di grande taglia è sceso del 93%, fino a 192 USD/kWh.

Tecnologia	LCOE 2010 (USD/kWh)	LCOE 2024 (USD/kWh)	Variazione 2024 vs 2010
Solare fotovoltaico	0,417	0,043	–90%
Eolico onshore	0,113	0,034	–70%
Eolico offshore	0,208	0,079	–62%
Solare a concentrazione (CSP)	0,402	0,092	–77%
Idroelettrico	0,044	0,057	+30%
Geotermico	0,055	0,060	+9%
Bioenergie	0,086	0,087	+1%

Tabella 8.1 – Costo livellato medio ponderato globale per tecnologia, 2010 e 2024 (Fonte: IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2024)

Per un confronto più vicino al contesto europeo, lo studio del Fraunhofer ISE (2024) sui costi di generazione in Germania fornisce intervalli per le principali tecnologie. Il fotovoltaico a terra (41-69 €/MWh) e l'eolico onshore (41-92 €/MWh) risultano le fonti più economiche, seguite dal fotovoltaico su tetto (57-144 €/MWh) e dall'agrivoltaico (52-119 €/MWh); anche i sistemi fotovoltaici con accumulo (73-160 €/MWh) si collocano al di sotto o al livello dei cicli combinati a gas (109-181 €/MWh), mentre carbone, turbogas e nucleare possono presentare costi sensibilmente superiori (per queste tecnologie la forbice dei costi può risultare molto ampia).

La variabilità che si riscontra nel fotovoltaico dipende sostanzialmente dalla localizzazione geografica (nel caso dello studio in esame il confronto è tra il Nord della Germania e il Sud) e, specie per il fotovoltaico su tetto, dalla taglia dell'impianto.

Nel caso del Nord Italia è ragionevole ipotizzare un irraggiamento almeno paragonabile a quello della Germania meridionale e quindi collocare gli impianti solari italiani nella parte bassa degli intervalli.

8.1.2. Il costo dell'energia fotovoltaica per una PMI lombarda

Applicando le ipotesi descritte al paragrafo successivo (costo di investimento tra 700 e 1.000 €/kWp, producibilità di 1.150 kWh/kWp, vita utile di 25 anni, tasso di attualizzazione reale del 5%), il costo livellato di un impianto fotovoltaico su copertura industriale in Lombardia si colloca tra 61 e 80 €/MWh, con un valore centrale di circa 71 €/MWh per un costo di 850 €/kWp. A parità di costo, lo stesso impianto nel Mezzogiorno (circa 1.450 kWh/kWp) scenderebbe intorno ai 56 €/MWh.

Il dato va letto accanto al prezzo dell'energia: il PUN medio è stato di 109 €/MWh nel 2024 e di 116 €/MWh nel 2025, ed è salito a circa 137 €/MWh nei primi otto mesi del 2026, con un trend in continua crescita che ha visto il PUN medio mensile passare dai 133 €/MWh di gennaio 2026 ai 180 €/MWh di agosto 2026. Per una PMI, tuttavia, il confronto corretto non è con il

prezzo all'ingrosso ma con il costo complessivo del kWh prelevato dalla rete, che include anche dispacciamento, trasporto, oneri di sistema e accise ed è quindi sensibilmente più alto.

L'LCOE ha però limiti noti. Non tiene conto del momento in cui l'energia viene prodotta (e quindi del suo valore), dei costi di integrazione nel sistema elettrico, né dell'effetto di "cannibalizzazione" dei prezzi nelle ore di massima produzione solare descritto al Capitolo 7. Per questo è un buon indicatore per confrontare tecnologie, ma non è sufficiente per decidere un investimento: a questo servono gli indicatori di ritorno, basati sui flussi di cassa effettivi dell'impresa.

8.2. Tempi di ritorno degli investimenti FER

8.2.1. Ipotesi di calcolo

Le simulazioni riguardano un impianto fotovoltaico su copertura da 500 kWp, taglia coerente con il segmento C&I prevalente in Lombardia e con le imprese del campione a consumo elevato (≥ 1 GWh/anno, il 53% dei rispondenti). Le principali ipotesi sono riassunte nella tabella seguente. L'analisi è condotta a prezzi costanti (in termini reali), senza ipotizzare aumenti futuri del prezzo dell'energia: è un'impostazione prudentiale, che tende a sottostimare la convenienza in uno scenario di prezzi crescenti.

Parametro	Valore adottato
Taglia impianto fotovoltaico	500 kWp su copertura
Producibilità specifica (Lombardia)	1.150 kWh/kWp all'anno, degrado 0,5%/anno
Costo di investimento FV	850 €/kWp (sensibilità 700-1.000 €/kWp)
Costo sistema di accumulo (BESS)	350 €/kWh installato, sostituzione parziale al 15° anno
Manutenzione e assicurazione	15 €/kWp/anno; sostituzione inverter al 13° anno (60 €/kWp)
Costo evitato dell'energia autoconsumata	0,18 €/kWh (sensibilità 0,14-0,34 €/kWh)
Valorizzazione dell'energia immessa (RID)	0,09 €/kWh
Orizzonte e tasso di attualizzazione	25 anni; 5% reale
Iperammortamento (Legge di Bilancio 2026)	Maggiorazione 180%, IRES 24%, beneficio ripartito su 11 anni; +10% sul costo per componenti di origine UE

Tabella 8.2 – Ipotesi assunte per le simulazioni economiche

Due ipotesi meritano un commento. Il costo evitato di 0,18 €/kWh rappresenta un valore medio prudenziale per un'utenza in media tensione, comprensivo della componente energia e delle componenti variabili di rete, oneri e accise. Considerando infatti agosto 2026, lo stesso PUN medio mensile (senza quindi tutte le altre componenti accessorie in bolletta) eguaglia questo valore. Per l'iperammortamento, la norma richiede che i beni siano prodotti nell'Unione europea o nello Spazio Economico Europeo: per tenerne conto, negli scenari incentivati il costo dell'investimento è stato maggiorato del 10%.

8.2.2. Tre casi tipo

Sulla base dei profili emersi dalla survey sono stati costruiti tre casi, che differiscono per la quota di autoconsumo:

- Caso A – impresa manifatturiera attiva 5 giorni su 7, senza accumulo: la produzione del fine settimana e dei festivi è in larga parte immessa in rete, con un autoconsumo stimato del 55%;
- Caso B – stessa impresa con un sistema di accumulo da 500 kWh, che porta l'autoconsumo al 75%;
- Caso C – impresa attiva 7 giorni su 7, con consumi continui (ad es. per refrigerazione e processo) e autoconsumo stimato dell'85%.

Indicatore	Caso A	Caso B	Caso C
Investimento (k€)	425	600	425
Autoconsumo	55%	75%	85%
Beneficio netto 1° anno (k€)	73	80	88
Senza incentivi			
Payback semplice (anni)	5,9	7,6	4,9
VAN a 25 anni (k€)	532	417	741
TIR	16,0%	11,6%	19,9%
Con iperammortamento			
Payback semplice (anni)	5,2	6,3	4,4
VAN a 25 anni (k€)	642	564	851
TIR	18,0%	13,9%	21,7%

Tabella 8.3 – Indicatori economici dei tre casi tipo

I risultati confermano l'intervallo di 4-6 anni indicato al Capitolo 5 per il fotovoltaico industriale. Il fattore che più differenzia i casi è la quota di autoconsumo: a parità di impianto, l'impresa del caso C rientra dell'investimento circa un anno prima dell'impresa del caso A, perché valorizza al costo pieno dell'energia una quota maggiore della produzione. L'iperammortamento, anche scontando il maggior costo dei componenti europei, riduce il

payback di 0,5-1,3 anni e aumenta il VAN di circa 110-150 mila euro, a condizione che l'impresa abbia un reddito imponibile sufficiente per sfruttare le maggiori deduzioni.

Il caso B merita una lettura attenta. L'accumulo aumenta l'autoconsumo e il beneficio annuo, ma allunga il payback complessivo a 7,6 anni e riduce il VAN rispetto al solo fotovoltaico: al costo ipotizzato di 350 €/kWh, il valore dell'energia spostata dal fine settimana ai giorni lavorativi non basta a ripagare la batteria. Nelle ipotesi adottate l'accumulo diventa conveniente in sé sotto i 190 €/kWh circa (220 €/kWh con l'iperammortamento, che si applica anche ai sistemi di accumulo). Il divario si sta riducendo rapidamente: secondo BloombergNEF, nel 2025 il prezzo dei pacchi batteria per applicazioni stazionarie è sceso a 70 USD/kWh (– 45% in un anno). A ciò si aggiungono ricavi che le simulazioni non considerano, come l'arbitraggio tra ore a basso e ad alto prezzo, la riduzione dei picchi di potenza e la continuità di servizio. La decisione sull'accumulo va quindi presa caso per caso, dimensionando la batteria sull'eccedenza effettiva e verificando i prezzi di mercato al momento dell'investimento.

8.2.3. Analisi di sensibilità

La tabella seguente mostra come varia il payback del caso A al variare delle due grandezze più incerte: il costo di investimento e, soprattutto, il costo evitato dell'energia.

Costo evitato dell'energia	Costo unitario dell'impianto		
	700 €/kWp	850 €/kWp	1.000 €/kWp
0,14 €/kWh	5,9	7,2	8,5
0,18 €/kWh	4,9	5,9	7,0
0,22 €/kWh	4,1	5,0	5,9
0,26 €/kWh	3,6	4,4	5,2
0,30 €/kWh	3,2	3,9	4,6
0,34 €/kWh	2,9	3,5	4,1

Tabella 8.4 – Payback semplice del caso A (in anni) al variare del costo di investimento e del costo evitato dell'energia

Anche nella combinazione più sfavorevole (costo elevato e prezzo dell'energia basso) l'investimento si ripaga in meno di nove anni, a fronte di una vita utile di almeno 25. Lo scenario cambia radicalmente all'aumentare del prezzo dell'energia elettrica, facendo crollare i tempi di ritorno su valori inferiori ai 6 anni. Se poi si considerano prezzi dell'energia elettrica ben superiori (es 0,30 o 0,34 €/kWh) l'investimento iniziale arriva a ripagarsi nel giro di 4 anni al massimo.

Naturalmente lo stesso effetto verrebbe ampliato massimizzando l'autoconsumo in loco, come da Caso C. Ne deriva quindi un'indicazione operativa quantomai preziosa e già emersa nel Capitolo 5: dimensionare l'impianto sulla curva di carico dello stabilimento conta più che massimizzare la potenza installata. Nel primo caso infatti la produzione viene orientata il più

possibile verso l'autoconsumo, nel secondo invece molta energia prodotta viene immessa in rete perché in esubero (o temporalmente non coincidente) rispetto al fabbisogno.

8.2.4. Altre leve per migliorare il ritorno

Per le imprese con un autoconsumo contenuto, o prive di capitali e coperture idonee, esistono soluzioni alternative all'investimento diretto. I PPA e le formule EPC con finanziamento tramite terzi permettono di ottenere energia rinnovabile a prezzo stabile senza esborso iniziale.

L'adesione a una CER o a una configurazione di autoconsumo individuale a distanza consente invece una migliore valorizzazione dell'energia immessa in rete e condivisa, permettendo alla CER stessa (o alla configurazione di autoconsumo individuale) di beneficiare di una tariffa incentivante del GSE per vent'anni.

8.3. Analisi dei rischi: materie prime, supply chain e prezzi dell'energia

Un impianto fotovoltaico ha costi operativi bassi e prevedibili: una volta realizzato, il suo rendimento dipende soprattutto dal prezzo dell'energia che sostituisce. I rischi principali si concentrano quindi in due momenti: la fase di acquisto, esposta alla volatilità dei prezzi dei componenti e alla concentrazione della filiera, e la fase di esercizio, esposta all'andamento dei prezzi dell'energia e del quadro regolatorio.

8.3.1. La concentrazione della filiera fotovoltaica

Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia, la Cina detiene oltre l'80% della capacità produttiva mondiale in tutte le fasi della filiera fotovoltaica (polisilicio, lingotti, wafer, celle e moduli), una quota doppia rispetto al suo peso nella domanda globale. La sola regione dello Xinjiang ha rappresentato circa il 40% della produzione mondiale di polisilicio. Questa concentrazione espone i mercati europei a decisioni di politica industriale e commerciale prese altrove e a possibili interruzioni delle forniture. A ciò si aggiunge il tema dell'argento, impiegato nelle celle: l'IEA stima che entro il 2030 il fotovoltaico potrebbe assorbire oltre il 30% della produzione mondiale del metallo.

8.3.2. La volatilità dei prezzi dei moduli

Dopo anni di discesa, i prezzi dei moduli in Europa hanno toccato il minimo storico a fine 2025 e sono risaliti del 15-18% nei primi mesi del 2026: a febbraio l'indice pvXchange indicava 0,115 €/Wp per i moduli mainstream e 0,130 €/Wp per quelli ad alta efficienza. Il rialzo è legato soprattutto a scelte dal lato dell'offerta: la riduzione dei rimborsi fiscali cinesi sulle esportazioni, i tagli programmati alla capacità di polisilicio e il tentativo dei produttori di recuperare margini. A metà 2026 i prezzi si sono stabilizzati, con i moduli ad alta efficienza più richiesti e in leggera tensione.

Per una PMI l'impatto di queste oscillazioni sul ritorno dell'investimento è però contenuto. Nei casi simulati i moduli rappresentano circa il 15% del costo complessivo dell'impianto, mentre la parte restante è costituita da inverter, strutture, cavi, installazione, progettazione e connessione. Un aumento del 20% del prezzo dei moduli si traduce in un aumento del costo

totale di circa il 3% e allunga il payback del caso A da 5,9 a 6,1 anni. Il vincolo di origine europea dei componenti previsto dall'iperammortamento introduce invece un rischio diverso, legato alla disponibilità e al prezzo di prodotti realizzati in UE, oggi più cari e meno diffusi.

8.3.3. Batterie e materie prime critiche

Per i sistemi di accumulo il quadro è analogo. BloombergNEF rileva che nel 2025 il prezzo medio dei pacchi batteria agli ioni di litio è sceso a 108 USD/kWh (-8%), grazie alla sovraccapacità produttiva, alla forte concorrenza e alla diffusione della chimica LFP, nonostante la ripresa dei prezzi del litio e le quote all'esportazione del cobalto introdotte dalla Repubblica Democratica del Congo. La chimica LFP, ormai standard per le applicazioni stazionarie, riduce la dipendenza da nichel e cobalto ma non da litio e grafite, anch'essi fortemente concentrati in Cina per la raffinazione. Per le imprese il rischio principale è quindi il tempismo dell'investimento: prezzi in calo rapido rendono conveniente rinviare l'acquisto dell'accumulo, a patto che l'impianto fotovoltaico venga predisposto fin da subito per integrarlo.

8.3.4. Il rischio di prezzo dell'energia e il rischio regolatorio

La volatilità più rilevante per il ritorno dell'investimento resta quella dei prezzi dell'energia. Il PUN medio è passato da 52 €/MWh nel 2019 a 303 €/MWh nel 2022, per poi scendere a 108 €/MWh nel 2024 e risalire a 116 €/MWh nel 2025 e a circa 137 €/MWh nei primi otto mesi del 2026, con un picco di 180 €/MWh ad agosto. Poiché il prezzo dell'elettricità è ancora determinato in gran parte dal costo del gas, l'Italia resta esposta agli shock dei mercati internazionali.

In questo contesto il fotovoltaico in autoconsumo funziona come una copertura: una volta realizzato, fissa per 25 anni il costo di una quota dei consumi a circa 70 €/MWh, indipendentemente dall'andamento dei mercati. L'esposizione residua riguarda il caso opposto, cioè un calo dei prezzi, che allungherebbe i tempi di ritorno, e il valore dell'energia immessa in rete, che la crescita del solare tende a comprimere nelle ore centrali della giornata. Resta infine il rischio regolatorio: la chiusura anticipata di Transizione 5.0 per esaurimento delle risorse, la sua sostituzione con l'iperammortamento e le modifiche frequenti delle regole mostrano quanto sia importante non costruire la convenienza di un investimento sul solo incentivo.

Indicatore	Caso A	Caso B	Caso C
Investimento (k€)	425	600	425
Autoconsumo	55%	75%	85%
Beneficio netto 1° anno (k€)	73	80	88
Senza incentivi			
Payback semplice (anni)	5,9	7,6	4,9
VAN a 25 anni (k€)	532	417	741
TIR	16,0%	11,6%	19,9%
Con iperammortamento			
Payback semplice (anni)	5,2	6,3	4,4
VAN a 25 anni (k€)	642	564	851
TIR	18,0%	13,9%	21,7%

Tabella 8.5 – Indicatori economici dei tre casi tipo

8.4. Sintesi e implicazioni per il pilot di AENEAM

L'analisi economica conferma e quantifica quanto emerso dai capitoli precedenti. Il fotovoltaico su copertura è oggi una delle fonti di energia più economiche disponibili per una PMI lombarda (61-80 €/MWh), con un costo pari a circa la metà di quello dell'energia prelevata dalla rete. Nei casi tipo analizzati l'investimento si ripaga in 4,4-6 anni, con rendimenti interni tra il 16% e il 22% e un margine di sicurezza ampio anche negli scenari meno favorevoli.

Il fattore che più influenza il ritorno è la quota di autoconsumo, più ancora del costo dell'impianto o degli incentivi. L'accumulo è la leva tecnica per aumentarla, ma ai prezzi attuali la sua convenienza non è scontata e va verificata caso per caso; la rapida discesa dei prezzi delle batterie rende però probabile un miglioramento nel breve periodo. I rischi legati alla filiera e alle materie prime incidono in misura limitata sul rendimento, mentre il rischio più rilevante è quello regolatorio, insieme alla capacità dell'impresa di sfruttare fiscalmente gli incentivi.

Per il pilot ne discende che il principale ostacolo all'investimento non è economico. Le barriere individuate nel Capitolo 8 (disponibilità di coperture idonee, governance energetica, informazione sugli strumenti) sono quelle su cui un'azione di accompagnamento può fare la differenza, aiutando le imprese a valutare correttamente il proprio profilo di consumo, a dimensionare impianto e accumulo e a scegliere la combinazione di strumenti più adatta.

9. Conclusioni

Il percorso d'analisi condotto nel report e le attività svolte sul campo con il pilot di AENEAM confermano che la transizione energetica del tessuto industriale lombardo e bresciano si trova a un punto di svolta. Le principali evidenze riassuntive indicano che:

- La convenienza economica è ormai consolidata - L'autoconsumo di energia fotovoltaica su copertura aziendale (spesso integrato con sistemi di accumulo) è un'opportunità di riduzione permanente del rischio energetico e dei costi operativi, con tempi di rientro tipici compresi tra 4 e 6 anni;
- Il comparto industriale è uno dei protagonisti della transizione nazionale - la Lombardia (4,96 GW a fine 2024; oltre 6,2 GW nel 2026) e la provincia di Brescia dimostrano come il modello del fotovoltaico distribuito C&I (Commercial & Industrial) sia un potente motore della crescita solare italiana, soprattutto finalizzato all'autoconsumo in sito dell'energia elettrica prodotta. A questo di affianca poi il comparto utility scale degli impianti di grandissima taglia, il cui obiettivo è massimizzare la produzione per la successiva vendita;
- Persiste un grave divario attuativo - nonostante il quadro normativo favorevole (RED III, PNIEC 2024) e la disponibilità di incentivi (Iperammortamento 2026, FER X, CACER), le PMI faticano a trasformare l'interesse in cantiere. La complessità procedurale, l'asimmetria informativa e la scarsità di risorse umane dedicate all'energy management rappresentano i veri colli di bottiglia;
- L'accumulo è il principale margine di miglioramento tecnologico: solo il 4% delle imprese con fotovoltaico dispone di un sistema di accumulo e le quote di autoconsumo sono molto disomogenee. Lo storage behind-the-meter è la leva tecnica per aumentare l'autoconsumo, ma la sua convenienza va verificata caso per caso;
- La governance energetica è il vero fattore abilitante: gli interventi di efficienza sono diffusi (76%), ma solo una minoranza di imprese dispone di un piano energetico (22%) o di un sistema di gestione dell'energia (18%). Senza una regia interna, gli investimenti rischiano di restare episodici e non ottimizzati.

Da queste evidenze discendono alcune direttrici di intervento per il territorio: accompagnare le imprese già dotate di fotovoltaico verso l'integrazione di accumuli e il monitoraggio dei consumi; diffondere piani energetici e sistemi di gestione dell'energia anche nelle imprese non soggette all'obbligo di diagnosi; semplificare l'orientamento tra gli strumenti di incentivo, a partire dall'iperammortamento 2026; offrire soluzioni alle imprese prive di coperture idonee, come i PPA e le formule EPC con finanziamento tramite terzi integrando il tutto eventualmente con autoconsumo a distanza e configurazioni CER. Anche un intervento di bonifica delle coperture in cemento-amianto può fornire l'occasione per installare nuovi impianti.

Il pilot ha mostrato che, per le PMI, la barriera più rilevante è spesso informativa e organizzativa più che tecnica o economica: è su questo terreno che si può fare la differenza, trasformando un interesse già elevato in progetti realizzati e aiutando il tessuto produttivo bresciano a contribuire agli obiettivi 2030 traendone un vantaggio competitivo duraturo.

