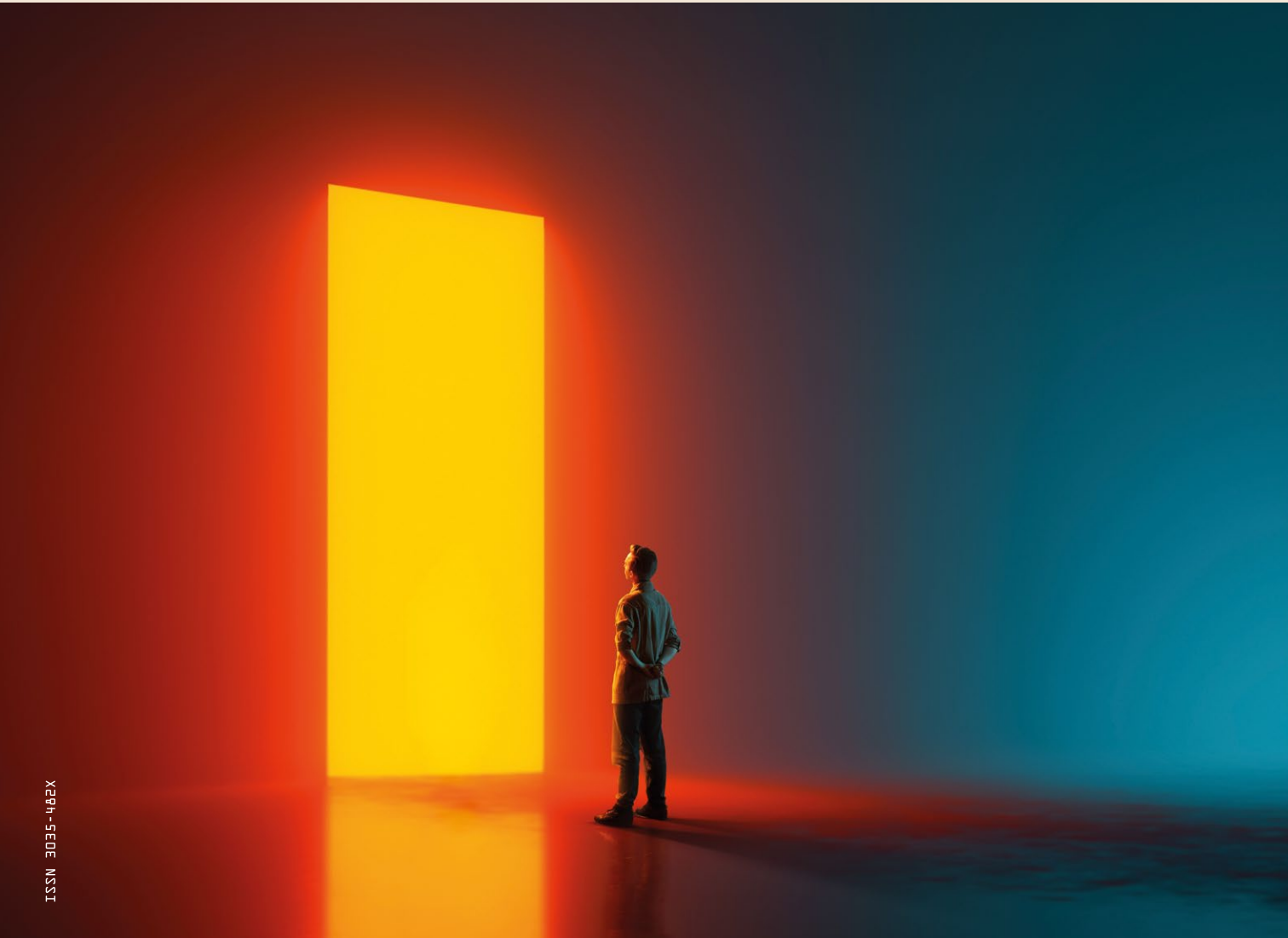


QUALENERGIA

SCIENCE

NUMERO 1 ♦ 2026

- ♦ **Clima:** Politiche e Misure per la Decarbonizzazione attraverso la Transizione Energetica
- ♦ **Soluzioni Appropriate** per un'Industria fuori dal Carbone
- ♦ **Le Opportunità dell'Elettrificazione:** Veicoli, Edilizia, Industria
- ♦ **Industrie delle Rinnovabili,** dell'Efficienza e della Mobilità
- ♦ **Eolico:** Impianti, Repowering, Revamping, Offshore
Porti: Elettrificazione
- ♦ **Interconnessioni e Accumuli** per Garantire la Stabilità della Rete
- ♦ **Finanza per la Transizione Energetica**
- ♦ **Intelligenza Artificiale** Facilitatore della Transizione Energetica
- ♦ **Accettabilità Sociale e Ambientale** degli Impianti Rinnovabili
- ♦ **PA nella Transizione Energetica**
- ♦ **Innovazioni nel Fotovoltaico**



ISSN 3035-482X



EDITORIALE
 Transizione inarrestabile
 di **Gianni Silvestrini** 6

INTERVISTA
 Contenuti e mercati per
 la transizione
 Colloquio
 con **Alessandra Astolfi**
 di **Sergio Ferraris** 9

INTERVISTA
 La giusta direzione
 Colloquio con **Stefano Ciafani**
 di **Sergio Ferraris** 12

EDITORIALE
 Difendere la scienza
 di **Sergio Ferraris** 14

CAPITOLO 1 **Clima: Politiche e Misure per la Decarbonizzazione attraverso la Transizione Energetica**

Decarbonising Summer
 Cooling in Residential
 Buildings: Integrating
 Occupant Summer Thermal
 Comfort into the Smart
 Readiness Indicator

**A. Gugliandolo*, F. Minutoli,
 L. La Notte, A. L. Palma,
 B. Di Pietra** 16

Sistemi di raffreddamento
 evaporativo multi-cycle
 sub wet-bulb: tecnologia e
 prestazioni in Italia

L. Belli, M. Rossetti 27

Città Verde: nuovo eco
 quartiere gas-free, rating
 Esg certificato, come leva
 per la decarbonizzazione
 urbana intensiva con
 attenzione al sociale

**A. Guglielmi, D. Cinti,
 M. Guglielmi** 37

Accesso all'energia elettrica
 nelle aree urbane e peri-
 urbane dell'Africa Sub-
 Sahariana

**F. Bonemazzi, C. Lisi,
 L. Rossi, L. Vilona** 45

Dal Data Center alla Città:
 come TIM Enterprise
 trasforma il calore di scarto
 in teleriscaldamento

**F. Edemetti, V. Di Lizia,
 C. Lombardi, L. Bellani,
 M. Gardella, S. Bevilacqua,
 A. Secco** 52



Per una EPBD sulla
 giusta strada verso la
 decarbonizzazione
**M. Pozzi*, G. Muliere,
 F. Fattori, M. Motta** 61

CAPITOLO 2 **Soluzioni Appropriate per Decarbonizzare le Industrie (in particolare quelle Hard To Abate)**

From Waste to Value:
 Circular Thermal Systems
 e pompe di calore come
 leva strategica per
 l'efficienza energetica
 e la decarbonizzazione
 industriale

F. Neirotti, E. Autino 71

Tecnologia TSA per la
 separazione di idrogeno
 da syngas: risultati
 sperimentali ad alta
 pressione e applicazione
 del Digital Twin per il
 controllo avanzato

**P. Licastro, D. Macri,
 M. L. Russo, D. Serratore,
 A. Caravella, E. Muraca** 76

CAPITOLO 3 **Le Opportunità dell'Elettrificazione: Veicoli, Edilizia, Industria su Scala Nazionale ed Europea**

Quando il vincolo incontra
 la sostenibilità: come
 un edificio esistente è
 diventato simbolo di
 edilizia sostenibile

C. Colletti, M. Donati 83

Speeding Up Energy
 Transition with a Versatile
 Power Conversion Platform

**B. Bidaine, F. Frébel, G. Geron,
 T. Joannes, D. Skrobanski,
 M. Warmuth** 87

CAPITOLO 4 **Ruolo della Finanza per Accelerare la Transizione Energetica**

Progetto crowdfunding
 Panchià: energia per il
 futuro generata dalle
 persone

S. Arlanch 96



CAPITOLO 5
Prospettive per l'Industria delle Rinnovabili, dell'Efficienza e della Mobilità in Italia e in Europa

Il futuro della mobilità tra elettrico, autonomo e condiviso
F. Pressi, M. Maltese, M. Curatolo, A. Piccaluga, P. Crovari, S. M. Savaresi 99

CAPITOLO 6
Eolico: Nuovi Impianti, Repowering, Revamping, Offshore Porti: Valorizzazione ed Elettrificazione

REFRESH: Filiera circolare per pale eoliche a fine vita – Tecnologie e benefici ambientali
D. Grisenti 103

Revamping: valorizzare ed efficientare parchi eolici espandendo l'area dei rotori
 Quando il reblading genera valore per i proprietari di parchi eolici e come renderlo bancabile
S. Malpede, D. MacVicar, A. Rosiello 111

CAPITOLO 7
Interconnessioni e Accumuli per Garantire la Stabilità della Rete

PIONEER – Airport Sustainability Second Life Battery Storage: New Tech for a Zero-Carbon Airport
M. Marchetti, M. Moritz Bernhard 119

CAPITOLO 8
Intelligenza Artificiale Facilitatore della Transizione Energetica

Integrazione ed automazione dei processi d'interrelazione esistenti tra tecnologie fotovoltaiche, produzione agricola dei terreni e tutela del paesaggio: il progetto GILDA (Gestione Integrata Low-zero code Domande Autorizzative)
L. Buzzoni, G. Sarno, S. Beretta, R. Martinelli 127

AI-Driven Solutions for Wind Turbine Blade Maintenance: Detection, Assessment, and Economic Optimization
I. Karachaliou, K. Lind, L. Roca 139

AI-Driven Load Forecasting for Energy Optimization in Commercial Buildings
M. Akram, C. Martone, M. Sasso, G. Ferrara 146

CAPITOLO 9
Accettabilità Sociale e Ambientale degli Impianti Rinnovabili

Paesaggi in trasformazione: l'archeologia preventiva nelle sfide della transizione energetica
S. Bonanno, A. Brusco, O. Cannavò, C. Raimondo 152

Rivoli Veronese: un modello virtuoso di convivenza tra eolico, comunità e natura
di M. Giusti 162

La legge francese sull'accelerazione delle energie rinnovabili: interesse pubblico prevalente e pianificazione territoriale
F. R. D'Amico 167

CAPITOLO 10

**Ruolo della PA
nella Transizione
Energetica**

The Esg Paradox In Crypto:
Can Financialization
Through Bitcoin ETFs
Drive Environmental
Reform?
G. Chioin 172

Ricerca e istituzioni
insieme per la transizione
energetica: scenari di
neutralità climatica in
Piemonte
**V. D'Alonzo, M. G. Prina,
F. Beltrami, G. Dalle Nogare,
C. Zandonella Callegher,
S. Zilio, D. Vettorato,
W. Sparber, E. Guiot,
F. Baretto, S. De Nigris,
G. Nuvoli, D. Moser** 180

Il contributo di ISPRA al
percorso autorizzativo del
primo progetto italiano
di stoccaggio geologico
della CO₂: esperienze e
prospettive emerse nel
quadriennio 2022-2025
**F. Astorri, O. Nonnis,
C. Virno Lamberti, S. Ceracchi,
D. Berto, V. Commerci,
S. Calcaterra, P. Di Manna,
R. Marrazzo, R. Piermarini,
F. Moricci** 188

CAPITOLO 11

**Soluzioni Innovative
nel Settore del
Fotovoltaico**

Sistemi agrivoltaici avanzati
per frutteti, vigneti e oliveti
S. Fungipane 195

Agrivoltaico e fotovoltaico
su infrastrutture idriche:
la strategia di Gruppo
CAP per la transizione
energetica
**B. Principe,
M. A. Muzzatti** 202

Agrivoltaics: How Different
Layouts Shape Irradiance
Availability For Crops
G. G. Pace, M. Gatti 213

Modular Multilevel
Converters For
Photovoltaics
**C. Cecati*, C. Buccella,
A. Ghasemian,
S. Mohamadian** 224

ONE UP: Biomimetic
Photocatalytic
Nanostructures for Self-
Cleaning and Enhanced
Efficiency of Solar Panels
**N. Roveri, G. Versari,
M. G. Pichierri** 236

Agrivoltaico sostenibile tra
pratica e sperimentazione:
evidenze dal sito di Scalea
**A Blason, C. Cancro,
A. Lancellotta, A. Pignatelli,
A. Scognamiglio** 242

Più energia, stessa potenza:
regolamentare gli impianti
ibridi per accelerare la
transizione energetica
G. Cipolletta, S. Tizzoni 254

QUALENERGIA SCIENCE

PROMOSSA DA:
KEY - The Energy Transition Group
CON IL SUPPORTO DI:
Italian Exhibition Group

DIRETTORE:
Sergio Ferraris
(direttore@qualenergia.it)

DIRETTORE SCIENTIFICO:
Gianni Silvestrini

PROGETTO GRAFICO E IMPAGINAZIONE:
Emiliano Rapiti
(rapiti@lanuovaecologia.it)

IMPAGINAZIONE:
Leonardo Mascioli
(mascioli@lanuovaecologia.it)

EDITING:
Ester Stefania Lattanzio
(lattanzio@lanuovaecologia.it)

SEGRETERIA DI REDAZIONE:
qualenergia_science@lanuovaecologia.it

EDITORE: Editoriale La Nuova Ecologia soc. coop.
SEDE LEGALE: Via Salaria 403 - 00199 Roma
STAMPA: Tecnostampa - Pignini Group Printing
Division - Loreto – Trevi

Testata periodica iscritta in data 12 dicembre 2024 al
n.162 del Registro Stampa del Tribunale di Roma

DOI: 10.63111/QES

DATA DI PUBBLICAZIONE: 4 marzo 2026

PER INFORMAZIONI
tel. 06 3213054 h 9,15 – 12,45.
Editoriale La Nuova Ecologia, via Salaria 403
00199 Roma

editoriale@lanuovaecologia.it

ISSN 3035-482X

Transizione inarrestabile

◆ **Gianni Sivestrini** Direttore scientifico di *QualEnergia* e *QualEnergia Science*

Emergono resistenze alla transizione energetica che però procede a una sempre maggiore velocità



Gli investimenti globali in Ricerca e Sviluppo in campo energetico sono in forte crescita, superando i 3.000 miliardi di dollari nel 2024, con oltre 2.200 miliardi destinati a tecnologie pulite (rinnovabili, reti, efficienza).

Il boom dell'energia pulita ha avuto un particolare successo in Cina dove essa ha favorito importanti ricadute economiche.

Nel 2025 Pechino ha visto un aumento del 43% nella produzione di energia solare, unito a un'espansione del 14% nella produzione di energia eolica.

Il consumo energetico totale ha raggiunto i 10.368 TWh nel 2025, con un aumento del 5% su base annua, trainato principalmente dal settore dei servizi e dalla domanda residenziale. Il consumo che supera ormai il totale combinato di UE, Russia, India e Giappone, ed è più del doppio di quello degli Stati Uniti.

Ma la novità riguarda la crescita rapidissima di rinnovabili ed accumuli.

Nel 2025 la Cina ha installato un record di 315 GW di nuova capacità solare, portando la capacità fotovoltaica installata cumulativa a 1,2 TW.

Siamo, peraltro, all'inizio di una trasformazione dirompente che riguarda diversi paesi. Nella Ue l'energia eolica e quella solare hanno generato nel 2025 il 30% della domanda elettrica e in 14 dei 27 paesi della Ue sole e vento hanno prodotto più elettricità rispetto ai fossili.

Velocità della transizione

Un elemento interessante riguarda la rapidità del passaggio dai combustibili fossili alle rinnovabili nella generazione elettrica in alcuni paesi. Ci sono esempi molto interessanti che riguardano il fotovoltaico.

Pensiamo all'Ungheria che partiva praticamente da zero nel 2015 ma che, con un incredibile balzo, in dieci anni è arrivata al 28% della produzione elettrica. E questa corsa ha riguardato anche gli altri paesi dell'Europa centrale, la repubblica Ceca, Slovacchia e Polonia.

Un'altra sorpresa riguarda il Pakistan che ha assistito a una delle transizioni più rapide e inaspettate verso l'energia pulita, trainata in gran parte dall'installazione di pannelli solari sui tetti di abitazioni e aziende. Così si è passati da un'energia solare trascurabile a un 25% di tutta l'elettricità prevista nel 2026. L'adozione dell'energia solare in Pakistan è il risultato di una "tempesta perfetta", con un aumento senza precedenti delle tariffe elettriche – del 155% in soli tre anni – che ha reso l'energia elettrica inaccessibile per molte persone e aziende. Considerando anche la potenza di 1,5 GW di impianti su larga scala, la capacità solare totale del Paese è stata stimata in circa 33 GW.

Un'altra sorpresa viene dalla rapida crescita delle rinnovabili anche negli Usa di Trump che ha cercato di ostacolarne in vari modi la diffusione.

Nel 2025 il solare ha soddisfatto il 61% della domanda di elettricità del Paese. Questo forte contributo del fotovoltaico ha consentito di soddisfare tutto l'aumento della domanda di elettricità nelle ore comprese tra le 10 e le 18. E, grazie alla forte diffusione delle batterie ha consentito di ridurre notevolmente l'impiego delle centrali a gas nelle ore serali.

La capacità aggiuntiva delle batterie è infatti aumentata su base annua del 133% raggiungendo i 26,2 GW (dagli 11,3 GW del 2024).

Contemporaneamente però, Gli Stati Uniti stanno guidando un'enorme ondata globale di nuova generazione di energia a gas, guidata in parte dall'espansione di data center ad alto consumo energetico al servizio dell'intelligenza artificiale.



Stati Uniti ed intelligenza artificiale

I data center incentrati sull'intelligenza artificiale (AI) sono molto energivori. Visto l'interesse crescente per questo settore, non stupisce la crescita degli investimenti globali. I data center rappresentavano circa l'1,5% del consumo di elettricità mondiale nel 2024, ovvero 415 terawattora (TWh). Gli Stati Uniti rappresentavano la quota maggiore (45%), seguiti da Cina (25%) ed Europa (15%).

Ci sono preoccupazioni, esagerate, anche sulla crescita della domanda di elettricità. A livello globale, tuttavia, il consumo di elettricità dei data center si è evoluto quattro volte più velocemente del tasso di consumo totale di elettricità. Negli Stati Uniti, i data center dovrebbero coprire quasi la metà della crescita della domanda di elettricità da qui al 2030. Entro la fine del decennio, gli Stati Uniti consumeranno più elettricità per i data center che per la produzione di alluminio, acciaio, cemento, prodotti chimici e tutti gli altri beni ad alta intensità energetica messi insieme. Si stima che gli investimenti globali nei data center abbiano raggiunto 580 miliardi di dollari nel 2025, superando i 540 miliardi di dollari spesi per l'approvvigionamento globale di petrolio.

Ma chi soddisferà la fame di energia di questi centri di elaborazione?

Si prevede che la produzione di energia da fonti rinnovabili coprirà con oltre 450 TWh metà della domanda di data center entro il 2035, sfruttando tempi di consegna rapidi e competitività economica.

D'altra parte, si prevede che un terzo dei 252 GW di energia a gas in fase di sviluppo che saranno installati presso i data center. A livello mondiale, il previsto boom del gas causerà 53,2 miliardi di tonnellate di CO₂ nel corso del ciclo di vita dei progetti.

Ma concentriamoci sugli Stati che rappresentano quasi un quarto dell'intera capacità globale di gas in fase di sviluppo, seguiti da Cina, Vietnam, Iraq e Brasile. Il Texas è il fulcro di questo boom negli USA, con 57,9 GW di nuova energia a gas in fase di sviluppo lo scorso anno. La crescita dell'intelligenza artificiale è stata promossa con entusiasmo da Donald Trump, con il presidente che ha dichiarato che la sua amministrazione farà "tutto il necessario" affinché gli Stati Uniti diventino leader nell'intelligenza artificiale, promettendo di eliminare le "regole insensate" che rallentano la costruzione di data center.

In realtà, la proliferazione dei data center ha fatto aumentare le bollette elettriche (o previsto l'aumento) per molti americani. Una reazione popolare contro i data center per le bollette elettriche e l'eccessivo consumo di acqua da parte delle strutture ha quindi bloccato alcuni progetti e causato problemi politici ai repubblicani.

I data center consumano acqua principalmente per raffreddare i server dal surriscaldamento. Uno studio della Cornell University stima che la sola domanda di intelligenza artificiale potrebbe richiedere da 4,2 a 6,6 miliardi di metri cubi di acqua dolce all'anno entro il 2027, circa la metà del consumo annuo del Regno Unito. E la richiesta di acqua per

il raffreddamento dei data center sta aggravando la crisi idrica nelle regioni sensibili all'acqua, che già soffrono degli effetti della carenza idrica legata al clima.

Secondo Bloomberg, negli ultimi cinque anni i prezzi all'ingrosso dell'elettricità sono aumentati fino al 267% nelle aree vicine ai grandi data center. Ciò ha un evidente impatto finanziario sulle economie locali. L'Agenzia Internazionale per l'Energia prevede che i data center AI pianificati potrebbero rappresentare il 5-10% della domanda di picco di elettricità nei principali mercati europei.

Mobilità elettrica: Cina tira la volata, EU insegue con difficoltà, Usa in affanno

Una ventata di criticità ha stravolto il mondo della mobilità elettrica in Occidente.

Prendiamo il recente caso Stellantis. Il prezzo per la revisione della strategia di questa casa sull'elettrico viene stimato in 20 miliardi di euro. Un salasso. Ma, mentre ci sono gruppi automobilistici che tentano di gestire la ritirata, la Cina invece accelera in tutti i segmenti della transizione.

Lo scorso anno il settore dell'energia verde ha trainato oltre il 90% della crescita degli investimenti di Pechino. E, per la seconda volta in tre anni, la produzione, l'installazione e l'esportazione di batterie, auto elettriche, energia solare, eolica e tecnologie correlate hanno rappresentato oltre un terzo della crescita economica della Cina. La metà delle auto immatricolate in Cina lo scorso anno erano elettriche e case automobilistiche come BYD hanno guidato il boom in gran parte del sud del mondo.

La impressionante crescita delle vendite di auto elettriche è stata facilitata da un costante sostegno governativo, tra cui sussidi, esenzioni fiscali e incentivi, insieme a una spinta strategica per il predominio industriale in questo settore e la sicurezza energetica.

Al contrario, negli Stati Uniti dove le politiche anti-transizione green di Trump iniziano a farsi sentire, le vendite di auto elettriche nel 2025 hanno rappresentato solo l'8% del totale. In Europa, che pure si era data l'obiettivo ambizioso dello stop della vendita delle auto a combustione interna dal 2035, lo scorso anno le vendite sono state del 17,4%.

Negli USA, finché ci sarà alla presidenza Trump o uno dei suoi, la mobilità elettrica sarà in forte difficoltà, malgrado la presenza di Tesla e l'influenza di Musk.

E in Europa cosa non ha funzionato? Intanto ricordiamo che ci sono paesi con livelli alti di vendite. A parte la Norvegia dove l'elettrico copre oltre il 90% delle vendite, anche Danimarca, Svezia, Belgio e Olanda hanno un buon mercato. Resta il fatto che il 2025 ha visto complessivamente un leggero declino del mercato e che ci sono paesi come l'Italia che non ci hanno mai creduto e sono al 5% delle vendite.

Sostanzialmente la mancanza di coerenza, costanza delle politiche e la disponibilità di adeguate risorse hanno incrinato la corsa della mobilità elettrica europea.

Poi abbiamo la clamorosa retromarcia di Stellantis che aggraverà le difficoltà dell'elettrico negli USA e in Europa.

Insomma, considerando che l'avanzata dell'elettrico (come delle rinnovabili) non sarà contenibile, i paesi che l'avranno contrastato o non ne hanno fatto una barriera subiranno l'invasione cinese. ♦



Contenuti e mercati per la transizione

colloquio con **Alessandra Astolfi**

Global Exhibition Director della Divisione Green & Technology di **Italian Exhibition Group**

di **Sergio Ferraris**, direttore di **QualEnergia** e **QualEnergia Science**

Business e momenti di confronto sono sempre più i denominatori di KEY – The Energy Transition Expo

K

KEY – The Energy Transition Expo è diventato l'evento fieristico di riferimento per la transizione energetica in Italia e non solo. Abbiamo parlato del presente e del futuro di questo appuntamento con Alessandra Astolfi, direttrice della Divisione Green and Technology Italian Exhibition Group.

Qual è l'obiettivo di Key oggi?

«L'obiettivo di KEY – The Energy Transition Expo è continuare a essere, come ormai avviene da alcuni anni, un appuntamento di riferimento in Europa capace di dare risposte concrete al grande tema dell'energia. Oggi più che mai l'energia è un fattore competitivo, strategico e anche di sicurezza per un Paese: per questo, dentro KEY, cerchiamo di tenere insieme ciò che serve davvero agli operatori, cioè soluzioni pratiche e tecnologie disponibili, ma anche momenti di confronto di alto livello sui nodi che stanno determinando – e spesso rallentando – la transizione. In fiera raggruppiamo proposte utilizzabili per decarbonizzare il sistema: tecnologie, soluzioni integrate, casi, dibattiti e temi che aiutano a orientarsi in una fase se-

gnata da molta incertezza. È un passaggio delicato: investitori e imprenditori che riconoscono KEY come un hub di riferimento hanno bisogno di una traiettoria più stabile per poter assumere decisioni strategiche importanti. La manifestazione vuole contribuire proprio a questo: costruire un contesto in cui il mercato possa trovare direzioni, priorità e opportunità e dove il dialogo tra imprese e decisori pubblici sia concreto, non astratto».

Quali sono le principali novità di questa edizione rispetto alle precedenti?

«Questa quarta edizione, che si svolgerà dal 4 al 6 marzo, presenta diverse novità e continua ad allargare il proprio perimetro. Cresciamo innanzitutto in termini di superficie espositiva: arriveremo a 125 mila metri quadri lordi, rispetto ai 118 mila dell'anno scorso, con 24 padiglioni attivi e oltre 1.000 brand espositori. Di questi, circa il 30% proviene dall'estero: non soltanto dalla Cina, ma anche dal Nord Europa e da diversi Paesi europei. Un fronte su cui abbiamo lavorato in modo specifico è quello della finanza, cioè il modo in cui la finanza può sostenere la domanda

di soluzioni necessarie per realizzare impianti di energie rinnovabili su larga scala. È un passaggio cruciale, perché senza strumenti e condizioni finanziarie adeguate la velocità di implementazione delle tecnologie rischia di non essere all'altezza degli obiettivi. Proprio per questo avremo un padiglione dedicato agli Epc contractor e una giornata focalizzata su questo tema, che riteniamo determinante per ottimizzare l'inserimento delle rinnovabili nel sistema energetico. Un altro grande tema è lo stoccaggio di energia. KEY è strutturata in sette comparti espositivi, in simbiosi tra loro; e tra quelli che hanno registrato un'espansione rilevante – oltre al solare, che continua a crescere molto – c'è appunto lo storage. Nei padiglioni verranno presentate soluzioni integrate, anche da player internazionali, perché lo stoccaggio è una delle chiavi per aumentare la flessibilità e la resilienza del sistema. Poi c'è l'Africa, su cui poniamo grande attenzione da anni. L'Africa è un continente che ha bisogno delle nostre tecnologie e, allo stesso tempo, noi abbiamo bisogno delle sue risorse: per questo abbiamo creato, all'interno della grande cupola e dell'ingresso, un Africa Investment Hub dove si svolge-



ranno networking e business meeting, con il supporto delle principali agenzie di cooperazione, del MAECI (Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale) e dell'Agenzia ICE (Italian Trade & Investment Agency) che da alcuni anni sostiene le fiere, e in particolare anche noi, per favorire un numero maggiore di operatori dall'estero e l'incontro con le imprese italiane. Le novità non si esauriscono qui: avremo 18 eventi internazionali e una zona importante dedicata all'efficientamento energetico. Quest'anno, per la prima

volta, realizzeremo anche un'area demo che abbiamo chiamato HOME — Healthy, Optimized, Measured, Efficient: uno spazio in cui mostriamo quali sono le migliori tecnologie per rendere una casa efficiente, sia dal punto di vista impiantistico sia da quello dei materiali».

Qual è oggi il target principale di riferimento della fiera? E a chi si rivolge in particolare?

«KEY si rivolge principalmente a investitori, imprenditori, startupper, policy maker e professionisti del set-

tore energetico. È una piattaforma di affari, ma anche tecnologica: l'obiettivo è mettere a disposizione degli operatori le migliori soluzioni disponibili, favorendo l'incontro tra domanda e offerta e, allo stesso tempo, alimentando un confronto tecnico e strategico. È una fiera pensata per operatori, quindi con un'impostazione fortemente professionale e specializzata. Ospiteremo circa 500 hosted buyer e abbiamo una rete di agenti molto capillare attiva nei paesi del Mediterraneo oltre che in Europa e in Nord

America. Attraverso un'attività di selezione e scouting porteremo, nelle giornate della fiera, operatori che rappresentano mercati cruciali per l'export e per la cooperazione tecnologica: parliamo di oltre trenta paesi, includendo l'Europa, gli Stati Uniti, il Giappone – quest'anno avremo anche una delegazione giapponese – e naturalmente l'intero bacino del Mediterraneo, composto da moltissimi paesi. Tutto ciò serve ad accelerare lo scambio di tecnologie e a rafforzare il ruolo della fiera come "piazza" di confronto e di business, dove la dimensione internazionale non è accessoria, ma parte integrante del modello».

In che modo KEY si colloca nel più ampio panorama della transizione ecologica, oggi caratterizzato da un contesto particolarmente complesso e problematico?

«La transizione energetica è oggi un fattore cruciale: non riguarda solo il clima, ma incrocia direttamente le sfide geopolitiche ed economiche. Siamo in un contesto instabile, ricco di incertezze e anche di motivi di preoccupazione: le guerre e una serie di dinamiche esogene – quindi difficili da controllare – influenzano prezzi, catene di fornitura, strategie industriali e scelte di investimento. Per affrontare la crisi energetica e climatica servono politiche industriali chiare e di lungo periodo. C'è bisogno di certezze. In questa fase, invece, si percepisce un rallentamento anche sul piano normativo e questo genera instabilità nel mercato: gli operatori faticano a pianificare, gli investimenti diventano più complessi, e la traiettoria rischia di perdere velocità proprio nel momento in cui sarebbe necessario accelerare.

In un contesto come questo, si avverte con chiarezza la necessità di eventi come KEY: spazi di confronto qualificato dove gli operatori del set-

tore possono incontrarsi, condividere visioni e sviluppare un dialogo che coinvolga tanto l'industria quanto le istituzioni, in interlocuzione diretta con i decisori politici.

Non è un caso che la manifestazione ospiti una presenza importante di ministri, Governo e Commissione europea e avremo la prestigiosa presenza della IEA. Il nostro compito è contribuire a creare le condizioni – o almeno il contesto – che aiutino gli operatori ad avere certezze, oppure a mettere a fuoco e affrontare gli ostacoli che rendono difficile lo sviluppo delle rinnovabili. Il nostro osservatorio ci dice che il settore resta molto vivace: continuiamo a crescere e registriamo una domanda forte da parte delle imprese che vogliono partecipare. È un segnale positivo, perché indica che, nonostante le difficoltà, la transizione energetica sta continuando a produrre iniziativa industriale, innovazione e progettualità».

Quali sono le vostre aspettative per il futuro di Key in un contesto che si è complicato vista la stasi del processo di globalizzazione?

«Nonostante un quadro globale complesso – che è evidente a tutti – non vediamo un rallentamento nel bisogno di confronto, dialogo e sviluppo di tecnologie energetiche innovative. Anzi: la partecipazione cresce. Superiamo i 1.000 espositori. Inoltre, abbiamo un'area innovazione e startup: abbiamo selezionato oltre 30 startup, e anche questo è un indicatore importante della vitalità del settore e della capacità di generare nuove soluzioni. Le nostre aspettative vanno in una direzione chiara: costruire alleanze strategiche con operatori e player internazionali, per rafforzare KEY nel nostro Paese e, allo stesso tempo, immaginare attività anche all'estero. L'obiettivo è offrire ai nostri espositori un circuito di mercati in cui possano diversificare la loro pro-

senza e le loro opportunità. In questo senso, KEY vuole porsi come facilitatore: di relazioni, di affari, di scambi commerciali e istituzionali virtuosi. Quindi: più alleanze strategiche, più Europa e anche più Africa, come dicevamo. L'Africa è uno degli hub che nei prossimi anni vedrà uno sviluppo maggiore e crediamo sia giusto continuare a investirci. KEY è una delle fiere più importanti del nostro portfolio ed è la più importante a livello nazionale sul tema energia: per questo intendiamo continuare a spingere sull'acceleratore, rafforzando alleanze e creando nuove occasioni di confronto e di business per la nostra community».

Con la pubblicazione del secondo numero di *QualEnergia Science*, la rivista scientifica dedicata al settore energetico da voi fortemente promossa, si può iniziare a delineare un primo bilancio di questa esperienza?

«Il bilancio è molto positivo. Noi crediamo che il nostro modo di fare fiere debba affiancare alla dimensione commerciale anche una componente solida di contenuto, ricerca e sviluppo. È in questa logica che nasce *QualEnergia Science*: nel secondo numero ospiteremo contributi che arrivano da esperti accademici, policy maker e anche dalle best thesis, cioè dai migliori lavori selezionati. Riteniamo sia importante alimentare la dimensione culturale e la diffusione dei risultati più rilevanti: ricerca, sviluppo, business e relazioni qualificate devono procedere insieme. È un lavoro corale, perché la cura dei contenuti – e qui penso anche al lavoro editoriale e di selezione – è delicata e complessa. Ma fa parte di una strategia più ampia in cui la ricerca e la divulgazione hanno un ruolo fondamentale. Per questo ringrazio voi e anche la giuria di esperti che seleziona i molti lavori ricevuti: il numero che presenteremo a KEY sarà, a nostro avviso, molto interessante e "tutto da leggere"». ♦



La giusta direzione

colloquio con **Stefano Ciafani**

Presidente di **Legambiente**

di **Sergio Ferraris**, direttore di **QualEnergia** e **QualEnergia Science**

I segnali per l'abbandono del Green sono evidenti, ma bisogna resistere alle "sirene" del negazionismo

Per Stefano Ciafani, Presidente nazionale di Legambiente, seguire l'ondata contro l'ecologia e la sostenibilità significa condannarsi alla retroguardia. Abbiamo parlato con lui del difficile momento che interessa l'Italia, l'Europa e gli Stati Uniti

Cosa comporta lo smantellamento delle politiche climatiche USA, incluso il Clean Air Act, per l'Accordo di Parigi?

«Trump è l'esempio più estremo di una linea politica che abbiamo già visto con altri leader di destra al governo, come in Brasile con Bolsonaro, e che potrebbe riproporsi altrove. A livello internazionale le destre agitano due grandi "spettri": da un lato le politiche migratorie, presentando i migranti come la causa del declino dei Paesi; dall'altro la lotta alla crisi climatica, la decarbonizzazione e la transizione ecologica. Il trumpismo va oltre: non solo condanna la transizione e spinge per estrazione e uso delle fonti fossili, ma costruisce azione politica e legislativa su un impianto negazionista. È molto preoccupante, perché al contrario serve rafforzare l'azione globale oltre l'Ac-

cordo di Parigi. Detto ciò, alla preoccupazione si accompagna una fiducia: le aziende americane seguono soprattutto le dinamiche di mercato, non gli slogan del Presidente. Nella prima amministrazione, Trump annunciò il rilancio del carbone, ma in quei quattro anni estrazione e uso del carbone negli Stati Uniti diminuirono, perché le imprese seguirono il mercato. La speranza è che continuino a investire nel settore che oggi cresce davvero a livello globale: le tecnologie verdi».

Gli USA rischiano di restare indietro rispetto alla Cina nel mercato delle rinnovabili e delle tecnologie pulite?

«Sì, il rischio c'è, ma non perché oggi valga ancora l'argomento della "concorrenza sleale" cinese. Vent'anni fa si parlava di dumping ambientale e sociale. Ma non è più così. Oggi la Cina ha occupato il mercato internazionale delle tecnologie verdi e sta consolidando la sua leadership perché quindici anni fa ha fatto una scelta strategica: ha capito che non bastava più puntare su prodotti di consumo a basso prezzo e ha investito nei mercati destinati a diventare dominanti, anche perché la crisi climatica rendeva prevedibile l'e-

spansione delle tecnologie verdi. Lo ha fatto in un sistema economico diverso da quello dei paesi industrializzati e puntando sempre di più sulla qualità. Oggi esistono prodotti cinesi di fascia alta che non hanno nulla da invidiare a quelli prodotti nei Paesi del G7. Con la svolta di Trump, le aziende americane non potranno contare come prima su incentivi pubblici, per la produzione e la diffusione di queste tecnologie. Dovranno fare di più e da sole e questo può accentuare i ritardi rispetto alla Cina. E un rischio simile lo corre anche l'Europa: se continua a dire che bisogna rallentare il Green Deal. Così si finisce per smontare pezzi delle politiche climatiche e sarebbe l'ennesimo regalo alla Cina».

In questo quadro, quali rischi specifici vede per l'Italia?

«L'Italia è protagonista di questa "moda": si contestano le politiche europee definendole "ideologiche", ma molte crisi industriali vengono da lontano. La chimica di base in Italia è morta negli anni '90, dopo lo scandalo Enimont e pensare di "resuscitarla" oggi è pura follia. I gridi d'allarme sulla chiusura degli impianti di steam cracking, come Brindisi e Priolo, non hanno senso

perché erano di fatto già “morti” 20-25 anni fa. La chiusura è una presa d’atto. Lo stesso vale per la siderurgia: Ilva è il caso più noto, ma crisi come Trieste e Piombino le abbiamo viste già vent’anni fa. Eppure si ripete la cantilena: “non si fa più industria per colpa dell’Europa cattiva o degli ambientalisti ideologici”. No, sono mancate politiche dei governi e spesso anche scelte industriali adeguate. Ricordiamo nel 2017 la battuta infelice di Sergio Marchionne, quando disse che il futuro dell’automotive non sarebbe stato l’elettrico. Per riportare il dibattito su basi concrete, lo scorso 4 febbraio a Roma – con la presenza del ministro Urso e un confronto anche parlamentare – abbiamo presentato il rapporto “Un Clean Industrial Deal Made in Italy”, con l’analisi delle crisi (energia, chimica, automotive, siderurgia) e 30 proposte di politica industriale pensate per rendere la manifattura italiana più competitiva e sostenibile. Se continuiamo così, rischiamo di perdere anche i vantaggi che ancora abbiamo in alcune filiere verdi. Su ciò è interessante un editoriale su “il Sole 24 ore” di Giovanni Tria, già ministro dell’Economia e delle Finanze del Governo Conte Uno, nel quale dice che la crisi climatica è un dato che nessun negazionista può mettere in discussione e invita a smettere di parlare genericamente di “ideologia”, lavorando invece sulle filiere industriali innovative già presenti e destinate a crescere».

Perché l’Italia perde capitale umano nella ricerca rispetto alla Cina e cosa servirebbe per invertire la rotta?

«La ricerca italiana è in grande difficoltà. La ricerca pubblica soffre una cronica mancanza di finanziamenti ed è anche troppo spezzettata: ci sono molti luoghi in cui si lavora sugli stessi temi senza massa critica. C’è poi un ritardo delle imprese nel finanziamento della ricerca. Eppure in alcuni casi l’impulso

è arrivato dal privato come con la ricerca Montedison sulle plastiche compostabili negli anni ’80. È un’innovazione nata qui e su cui ancora abbiamo una leadership. ma se non mettiamo in campo politiche serie per la bioeconomia rischiamo di perderla. Infine c’è un tema di “migrazioni” di cui si parla poco: la fuga dei cervelli. Dovremmo preoccuparci dell’emigrazione di chi se ne va all’estero per fare ricerca, di chi dal Sud si sposta al Centro-Nord o all’estero per lavorare, e anche di chi è costretto a migrare per curarsi. Se i governi che agitano lo spettro dell’immigrazione si occupassero anche di queste migrazioni qualificate e interne, farebbero un servizio al Paese».

Perché nel 2025 le nuove installazioni di rinnovabili in Italia sono calate e siamo lontani dagli obiettivi 2030 di Terna?

«C’è un rallentamento dovuto a un combinato disposto: politiche nazionali spesso cervellotiche e, insieme, politiche regionali altrettanto dannose. Il problema è trasversale e non riguarda un solo colore politico. Ci sono regioni che alzano muri, come la Sardegna, con una legge che di fatto rende non disponibile il 99% del territorio, e con l’ipotesi di ricorsi contro il decreto sulle “aree idonee”; posizioni simili emergono anche altrove. Si contestano progetti in regioni come Toscana ed Emilia-Romagna, spesso evocando “disastri paesaggistici”. Tutto ciò spiega il calo. Eccezione positiva la Campania che ha un ufficio regionale dedicato alle autorizzazioni e una Commissione VIA efficiente. È diventata una regione leader nelle autorizzazioni perché governa il processo, ossia valuta i progetti, autorizza quelli buoni, chiede miglioramenti a quelli “da sistemare” e boccia quelli inaccettabili. È ciò che dovrebbero fare tutte le regioni. Detto ciò: sì, c’è stata una riduzione rispetto al 2024, ma dobbiamo vedere anche i

lati positivi. Nel novembre 2025 abbiamo messo in esercizio 1 gigawatt di nuovi impianti in un solo mese: una quantità che fino al 2019 entrava in esercizio in un anno intero».

Per stare sul sentiero indicato da Terna servirebbero circa 12 gigawatt l’anno. È corretto?

«Esatto. Se ogni mese facessimo quello che abbiamo fatto nel novembre 2025, gli 80 gigawatt aggiuntivi previsti dal PNIEC li raggiungeremo con facilità. Dobbiamo fare di più e fare bene le cose. Serve coraggio politico. Spesso si ascolta la minoranza rumorosa che sposta le scelte, mentre esiste una maggioranza silenziosa che – come mostrano i sondaggi – considera la crisi climatica e le questioni ambientali tra le priorità, insieme a guerra, economia e lavoro. La politica dovrebbe ascoltare quella maggioranza e non farsi condizionare dai pochi che frenano le politiche climatiche».

Come immagina – e come vorrebbe – l’Italia tra dieci anni?

«Nel 2035 avremo inevitabilmente dismesso gran parte degli impianti che producono elettricità da gas. Con politiche coraggiose potremmo essere vicini al 100% rinnovabili; potremmo non arrivarci per i veti incrociati tra Stato e regioni, ma la rivoluzione energetica sarà comunque molto avanzata: 80-90%, di rinnovabili. Sarebbe un risultato straordinario, perché è lo scenario che il mondo ambientalista indicava già dagli anni ’80, quando non c’era ancora la maturità tecnologica di oggi. I negazionisti passeranno; la crisi climatica resterà ancora per un po’. Ma i dati sull’esplosione degli investimenti nelle rinnovabili e nelle tecnologie verdi - che arrivano dall’Agenzia internazionale dell’energia e da IRENA, confermano che le aziende stanno investendo ormai quasi esclusivamente su queste tecnologie: la direzione era ed è quella giusta». ♦

Difendere la scienza

◆ **Sergio Ferraris** Direttore di *QualEnergia* e *QualEnergia Science*

L'offensiva contro il clima passa attraverso la delegittimazione della scienza



La nuova stagione trumpiana sul clima è prima di tutto una guerra alla scienza. Invece di discutere su “quanto” e “come” ridurre le emissioni climalteranti, l'amministrazione sta cercando di cancellare i presupposti scientifici e legali che definiscono il cambiamento climatico come un pericolo per la salute pubblica e l'economia. Il centro di questa strategia è l'attacco all'“endangerment finding” del 2009, il documento ufficiale dell'EPA (Agenzia per la Protezione Ambientale statunitense) che valuta e riconosce i gas serra come inquinanti dannosi ai sensi del Clean Air Act e che, da più di quindici anni, è la base giuridica di tutta la regolazione climatica federale negli Stati Uniti. È il tentativo di trasformare un problema misurato, quantificato, discusso nella comunità scientifica in un semplice “punto di vista politico” che può essere acceso o spento a colpi di decreti e nomine.

Svolta europea

E mentre a Washington si prova a spegnere i riflettori sul clima, l'Europa – che per anni si è raccontata come avanguardia verde – sta facendo una vera e propria giravolta: non nega la scienza, ma svuota gli strumenti nati proprio dalla scienza del clima, a cominciare dal Green New Deal. Dal dietrofront sulle norme per l'agricoltura alle correzioni di rotta sugli obiettivi per auto, industria pesante e target 2040, il risultato è un progressivo “alleggerimento” degli impegni climatici che lascia il Vecchio Continente sospeso tra un'ambizione dichiarata e un grave compromesso politico. Il nuovo obiettivo 2040 è l'emblema di ciò. Sulla carta, l'UE resta ambiziosa: riduzione del 90% delle emissioni rispetto al 1990 entro il 2040, passo intermedio verso la neutralità climatica del 2050. Ma nel negoziato per la COP30, quel 90% è stato accompagnato dalla

possibilità di coprire una quota significativa – circa cinque punti – con crediti di carbonio internazionali, abbassando di fatto il taglio domestico verso l'85%. Gli stessi consulenti scientifici della Commissione avevano raccomandato un 90% interamente domestico come target coerente con la scienza e con gli impegni di Parigi, mettendo in guardia contro l'illusione di delegare la decarbonizzazione a compensazioni esterne.

Attacco funzionale

Negli Stati Uniti, l'attacco alla scienza del clima è funzionale a un obiettivo politico molto chiaro: liberare petrolio, gas e carbone da qualunque vincolo federale serio. Revocare l'“endangerment finding” significa in pratica privare l'EPA del potere di usare il Clean Air Act per regolare CO₂ e metano, neutralizzando la base di tutte le norme su centrali elettriche, trasporti, grandi impianti industriali. Per costruire questa contro-realtà, la Casa Bianca si affida a un “Climate Working Group” (CWG) interno, già censurato da un giudice per mancanza di trasparenza, e a rapporti tecnici che selezionano e distorcono le evidenze disponibili. Il gruppo, sul quale vale la pena di soffermarci, è stato creato dal Department of Energy nel 2025, ed è composto da pochi scienziati “indipendenti”, scelti dal segretario all'Energia Chris Wright, che hanno posizioni scettiche rispetto al consenso sul clima. Il rapporto del CWG è stato oggetto di una confutazione pubblica firmata da decine di scienziati indipendenti, che lo accusano di errori, cherry picking (scelta selettiva dei dati), sottostima dei rischi di ondate di calore e eventi estremi, e sopravvalutazione di presunti benefici della CO₂, come per esempio sulla crescita delle piante. In pratica il CWG nasce per produrre un contro-rapporto “su misura” per l'agenda politica, in rottura sia con il processo ordinario di valutazione scientifica, sia con il lavoro delle grandi comunità di ricerca

L'importanza dei numeri

Ma la guerra alla scienza passa anche per i numeri: l'amministrazione prova a ridurre o eliminare gli obblighi di monitoraggio e reporting delle emissioni per interi settori industriali, inclusi i colossi delle fossili, rendendo più difficile sapere chi inquina quanto. È una battaglia sui dati, prima ancora che sulle norme: se non hai misure affidabili, diventa più facile raccontare che gli obiettivi sono "irrealistici", che i progressi "arriveranno da soli", che l'impatto delle politiche è marginale. Intanto, gli studi indipendenti stimano che le conseguenze del primo mandato di Donald Trump 2016-2020 possano aggiungere fino a 1,8 Gton/anno di CO₂ equivalente e che la seconda ondata trumpiana 2024-2028 valga circa 4 Gton/anno in più, rispetto alla traiettoria, già elevata, dell'amministrazione Biden.

Se vogliamo approfondire la portata dell'attacco basta vedere cosa sta succedendo con il depotenziamento del NOAA, l'agenzia scientifica federale che produce le previsioni meteo, monitora oceani e atmosfera e costituisce la principale infrastruttura pubblica di dati su clima e mare negli Stati Uniti, è l'altra faccia, meno visibile ma decisiva, della guerra trumpiana alla scienza del clima. Oltre a contestare le conclusioni sul clima, si stanno smontando pezzo per pezzo gli organismi che producono i dati su cui quelle conclusioni si fondano. Nel budget 2026 la Casa Bianca propone un taglio di oltre il 27% al finanziamento complessivo dell'agenzia, con l'eliminazione dell'Office of Oceanic and Atmospheric Research e la fine della gran parte dei programmi di ricerca su oceani, atmosfera e clima e oltre a ciò si parla di una riduzione del 75% dei fondi per la ricerca interna, con chiusura di laboratori meteorologici e smantellamento delle reti di dati regionali. Parallelamente, il NOAA è colpito sul personale con ondate di licenziamenti che colpiscono meteorologi, oceanografi e tecnici che monitorano oceani, uragani e cambiamenti climatici, con il rischio concreto di previsioni meno affidabili e ritardi negli aggiornamenti alle carte nautiche, con impatti diretti su agricoltura, pesca, navigazione e sicurezza nazionale. Ma il depotenziamento non è solo di bilancio, è anche un'operazione di oscu-

ramento delle informazioni. Nel 2025 sono stati smantellati siti chiave come climate.gov e globalchange.gov, sono spariti dal web tutti i National Climate Assessment (NCA) precedenti, è stata bloccata la piattaforma degli indicatori climatici e perfino la serie storica NOAA sulle "billiondollar disasters", usata da media e ricercatori per quantificare l'esplosione dei danni economici da eventi estremi è ferma al 2024. Vengono fermati o ridimensionati programmi satellitari fondamentali, come quelli del Defense Meteorological Satellite Program e le reti che monitorano oceani e ghiacci, proprio mentre le temperature marine battono record per oltre 400 giorni consecutivi e crescono i segnali di instabilità nelle grandi correnti dell'Atlantico.

Comunicazione evidente

Il messaggio è chiaro. Se togli soldi, strumenti e strumenti di comunicazione a un istituto scientifico come la NOAA, riduci la capacità del Paese di vedere la crisi climatica che ha davanti con città e Stati che avranno meno basi scientifiche per prepararsi a uragani, alluvioni, innalzamento del mare, e ondate di calore, mentre l'opinione pubblica avrà meno dati per collegare la violenza del meteo all'aumento dei gas serra. È un attacco non solo alla ricerca, ma all'idea stessa di governo basato sulle evidenze scientifiche. In un sistema nel quale si svuotano le fonti primarie diventano più semplici le narrazioni negazioniste e, allo stesso tempo, è più difficile dimostrare le evidenze del clima.

Nel frattempo, la fisica non vota, agisce. Il 2024 è stato l'anno più caldo mai registrato e il primo con temperature medie globali sopra 1,5 °C rispetto all'era preindustriale, mentre gli eventi estremi si moltiplicano nel Mediterraneo come altrove. Non è la scienza ad aver dichiarato guerra alla politica, sono le forze politiche delle democrazie ricche che, davanti all'evidenza, stanno scegliendo di mettere in discussione la scienza – o di ignorarla – pur di non cambiare paradigma, a cominciare dal proprio rapporto con le fonti fossili. Difendere la scienza oggi significa difendere il clima. E anche la democrazia. ♦



Decarbonising Summer Cooling in Residential Buildings: Integrating Occupant Summer Thermal Comfort into the Smart Readiness Indicator

✦ **Alessandra Gugliandolo***^{1,2}, **Fabio Minutoli**¹, **Luca La Notte**³,
Alessandro Lorenzo Palma³, **Biagio Di Pietra**⁴

1 Dept of Engineering, **University of Messina**, Messina, Italy; 2 **ENEA, Bologna Research Center**, Bologna, Italy;

3 **ENEA, Casaccia Research Center**, Rome, Italy; 4 **ENEA, Palermo Office**, Palermo, Italy

*Corresponding author

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0001](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0001)

ABSTRACT

The decarbonisation of the building sector is increasingly challenged by rising summer temperatures and the growing demand for cooling, especially in high-density residential buildings. University residences (UR) are a critical building type where overheating, poor indoor air quality (IAQ), and occupant vulnerability converge, directly impacting health, well-being, and energy demand. In this context, the Smart Readiness Indicator (SRI), introduced at the European level, aims to promote climate-responsive building management. However, the current methodology primarily reflects technological readiness rather than the actual performance of indoor environments. This study proposes a methodological framework to assess the correspondence between sum-

mer thermal comfort (defined by UNI EN 16798-1) and IAQ considerations in relation to the SRI score. This would enhance the SRI's role as a decision-making and policy support tool. The approach involves reviewing the European regulatory framework on summer comfort, defining comfort- and IAQ-oriented indicators in line with the SRI structure, and applying dynamic energy simulations to a representative UR case study. The results reveal a consistent overall SRI score for the case study, reflecting different indoor summer conditions, while scores linked to "Comfort" and "Health, Well-being" criteria align with dynamic simulation outcomes. This suggests an initial correspondence between comfort, IAQ indicators, and SRI impact criteria.

1. INTRODUCTION

The building sector plays a central role in the decarbonisation of Europe, but its transition is increasingly being challenged by the growing economic and social impact of summer cooling. Rising average seasonal temperatures and increasingly frequent heatwaves are gradually redefining the thermal and energy performance of buildings and their ability to be climate resilient. Winter energy needs have been the subject of numerous energy policies and technological innovations, but summer is now emerging as a critical period for both buildings and occupants.

The most recent scientific evidence confirms the seriousness of this challenge. The study by Masselot et al. [1] shows that, over the period 2000–2020, Italy is among the European countries with the highest risk of mortality associated with high temperatures, across all age groups considered. Existing buildings with low thermal inertia, to date, can't dissipate accumulated heat, during ever more frequent heatwaves [2]. It follows that summer performance requirements tend to become more stringent than winter ones, calling into question the adequacy of current regulatory and evaluation tools [3].

This criticality is particularly evident in the residential sector and, even more so, in high-density housing types such as university residences (UR). These buildings often combine poorly performing envelope characteristics, inefficient shading strategies, and limited natural ventilation with high internal free heat gains, determined by the type of occupancy density and the widespread presence and prolonged use of electronic [4]. Resident students are therefore (Fig. 1, 2) exposed to prolonged overheating, worsened indoor air quality (IAQ) and irregularities in sleep-wake cycles, with direct consequences on health, cognitive performance and overall well-being [5]. For these reasons, UR can be considered both a vulnerable typology and a privileged laboratory for analysing the interaction between summer comfort, occupant behaviour and building performance [6].

Furthermore, it is important to note that over the last ten years the number of students with foreign citizenship enrolled

in Italian universities has grown by 74% (from 44,449 enrolled in the 2010/2011 academic year to 110,566 in the 2024/25 academic year) [7] and that the percentage of students who decide to spend part of their summer holidays in UR has increased, postponing their return to their home country during the period of suspension of teaching activities [8].

The growing cooling need raises important questions regarding issues such as the stability of electrical infrastructure and peak load management, especially in summer period. Therefore, it is necessary addressing this issue not only through technological solutions, but also through strategies capable of improving the passive and operational performance of buildings [9]. In this context, the European Green Deal [10] promotes integrated approaches that combine energy efficiency, climate resilience, and user well-being.

Despite this rapidly evolving framework, the regulatory and evaluation tools currently in use are still predominantly orientated towards static energy performance metrics and winter conditions. Summer comfort is often treated as a secondary aspect, while indoor environmental quality (IEQ) is addressed in a fragmented manner [11].

The so-called overheating gap effectively describes this misalignment: buildings that comply with energy efficiency requirements may still exhibit unsatisfactory performance in terms of summer thermal comfort and air quality, especially in the presence of extreme weather events [12,13]. This gap is amplified in high-density residential contexts, where occupant behaviour and ventilation methods have a significant impact.

In this scenario, the Smart Readiness Indicator (SRI), introduced by the European Commission, represents a valid yet still partially unexplored tool. The SRI assess the ability of buildings to adapt their operations to user and system's needs, considering domains such as heating, cooling, ventilation, dynamic building envelope, and monitoring and control systems. However, currently, the SRI focuses primarily on the presence and level of functionality of technologies, without establishing a direct link with actual environmental outcomes. As a result, buildings with similar SRI scores may exhibit profoundly different summer comfort conditions. (Fig. 1, 2)

By integrating thermal comfort and IAQ with the SRI, this study aims to overcome this limitation. URs were chosen as a case study because they represent public buildings with vulnerable users. This research investigates whether comfort indicators (assessed according to UNI EN 16798-1) can help bridge the gap between environmental performance assessed with dynamic modelling and technological readiness. The SRI is a user-centric tool that can contribute to improving the thermal balance of indoor environments.

2. METHODOLOGY

The methodology adopted aims to evaluate the relationship between the building's summer performance, perceptual conditions (such as thermal and IAQ), and the level of smartness expressed by the SRI. The approach adopted combines regulatory analysis, dynamic energy modelling, and user well-being indicators, applied to a case study consisting of an existing UR.

The methodological framework is structured into five main phases:

- 2.1 *Case study selection and characterization;*
- 2.2 *Dynamic energy modelling;*
- 2.3 *Definition of analysis scenarios;*
- 2.4 *Summer comfort and IAQ indicators;*
- 2.5 *Correlation of results with SRI: total score, domains scores and impact criteria.*

2.1 Selection and characterization of the case study

The case study is a UR located in Pavia. Its selection was based on compliance with a series of parameters that allow for a direct analysis of the user-building-system. (Figure 3)

- The residence is a common type of building in Italy's post-war heritage (1945-1975), prior to the introduction of the first national energy efficiency regulations.
- Serial architectural configuration, with high occupancy density and no system specifically designed to control summer comfort.

◆ **FIGURE 1 SRI technical domains according EPBD IV and Delegated Regulation**



Fonte: References 14, 15

◆ **FIGURE 2 Desired impacts of smart buildings**



Fonte: References 14, 15

The building has the following characteristics:

- 5 floors above ground;
- Reinforced concrete load-bearing structure and brick infill walls;
- Opaque envelopes with limited thermal inertia;
- Large windows partially lacking effective solar protection;
- Basic systems;
- Absence of mechanical cooling.

2.2 Dynamic energy modelling

A DesignBuilder dynamic energy model was developed with simplified input parameters consistent with the study objectives.

- The external perimeter was modelled as solid walls with high thermal transmittance, and the size and distribution

◆ **FIGURE 3 Model input parameters**

Parameter	Value	Source
Opaque casing	U = 0.85 W/m ² K	UNI/TR 11552:2014
	Surface mass = 150 kg/m ²	
Windows and doors	Heat capacity = 180 kJ/m ² k	In situ survey
	U _w = 2.8 W/m ² K	
	SHGC = 0.75 (no coating)	
	Light transmittance = 0.80	
Employment	0.06 people/m ²	DesignBuilder template
	Metabolism = 1.2 met	EN ISO 7730
Natural ventilation	Opening if T _{int} > 26°C	Programmed logic
	Cd = 0.65	Literature
Climate file	Milan-Linate TMY 2002	EnergyPlus Weather Data
Time-step	6 steps/hour (10 min)	Standard EnergyPlus

Credit: the authors' own work

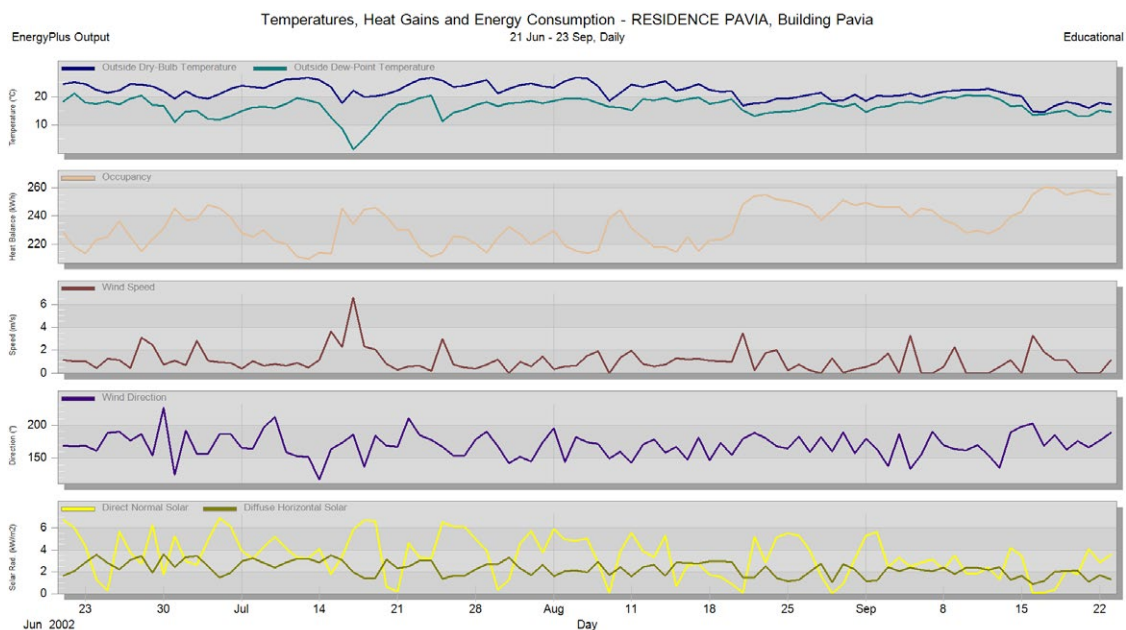
- of openings were assumed identical on each floor.
 - The simulation period was limited to summer (21 June–23 September) to focus on overheating and critical comfort conditions.
 - Internal loads typical of the UR were defined using the software archive, considering occupancy, equipment and lighting.
 - Ventilation is only guaranteed naturally, and this is ensured by opening windows based on typical hourly air change rates. (UNI EN 16798-1).
- The model was localised using appropriate climate files (Figure 4).

2.3 Definition of analysis scenarios

To highlight the role of the systems and the climate-building-system configuration in summer comfort conditions, two simulation scenarios were defined referring to the same building with different levels of functionality of the systems:

- Scenario A, characterised by the presence of a heating system, a DHW production system, a cooling system, an intelligent lighting system, and conventional space management;
- Scenario B, equipped with the same system equipment

◆ **FIGURE 4 Data useful for the geolocation of the model**



Credit: the authors' own work

as case A in terms of heating and domestic hot water production but with a lighting system without control systems and the absence of a cooling system.

The comparison between the two scenarios, conducted with the same envelope, orientation, type of occupancy, and occupants' metabolic activity, allows for the evaluation of the internal well-being conditions of users, net of the envelope.

2.4 Indicators of summer comfort and indoor air quality

The thermal comfort assessment was conducted by adopting the comfort models provided by UNI EN 16798-1 for air-conditioned buildings. The analysis considered the operating temperature and the number of discomfort hours, to quantify situations the user well-being.

Particular attention was paid to the interaction between system operation, space usage profiles, and external climate conditions. The integration of thermal comfort indicators and Fanger's well-being indices (PMV/PPD) allows us to describe summer comfort as a multidimensional phenomenon.

2.5 Correlation of results with SRI impact domains and criteria

The simulation results were finally correlated to the SRI structure, considering the domains most relevant to summer comfort, such as cooling, ventilation, dynamic envelope, and monitoring and control systems. The case study's SRI score was estimated based on the inventory of existing technical services, following the standard methodology promoted by the European Commission, but introducing approximations regarding the type of plant systems present, as their specific details are unknown.

In detail, a smartness score was assigned to each group of services present in each of the domains analysed and this value was expressed according to a scale referred to in the European spreadsheet in version 4.5 (for example from 0 to 4, or another equivalent scale).

The score reflects the increasing level of functional complexity, automation and control capacity of the plant domain with respect to the criterion considered.

In particular:

- A score of 100% indicates that the plant domain achieves the highest level of smartness for that criterion;
- A score of 0% indicates the total absence of intelligent functions.

Comparing the resulting smartness levels with the simulated comfort indicators highlights any mismatches between technological readiness and actual environmental perfor-

mance. This analysis provides the basis for discussing the potential contribution of summer thermal comfort and IAQ indicators as complementary elements of the SRI, geared towards a more performance-orientated and user-centric assessment.

3. RESULTS

3.1 Trend of summer thermal comfort

Summer thermal comfort was analysed by distinguishing sensible cooling and latent loads, highlighting the combined role of occupancy, ventilation and system control setpoint, even in the presence of air conditioning.

In Scenario A (Figure 5 and Figure 6), operating temperatures are generally acceptable, but PMV/PPD values and discomfort hours remain high due to latent loads linked to high occupancy density and ventilation flows, which increase indoor humidity.

- In Scenario B (Figure 7 and Figure 8), the absence of cooling and lighting control systems leads to greater temperature variability, frequent exceedances of summer comfort thresholds and increased discomfort hours due to overheating.
- The comparison shows that, for the same building envelope, advanced systems alone do not ensure summer comfort without effective latent load and ventilation management, while the absence of cooling amplifies overheating.

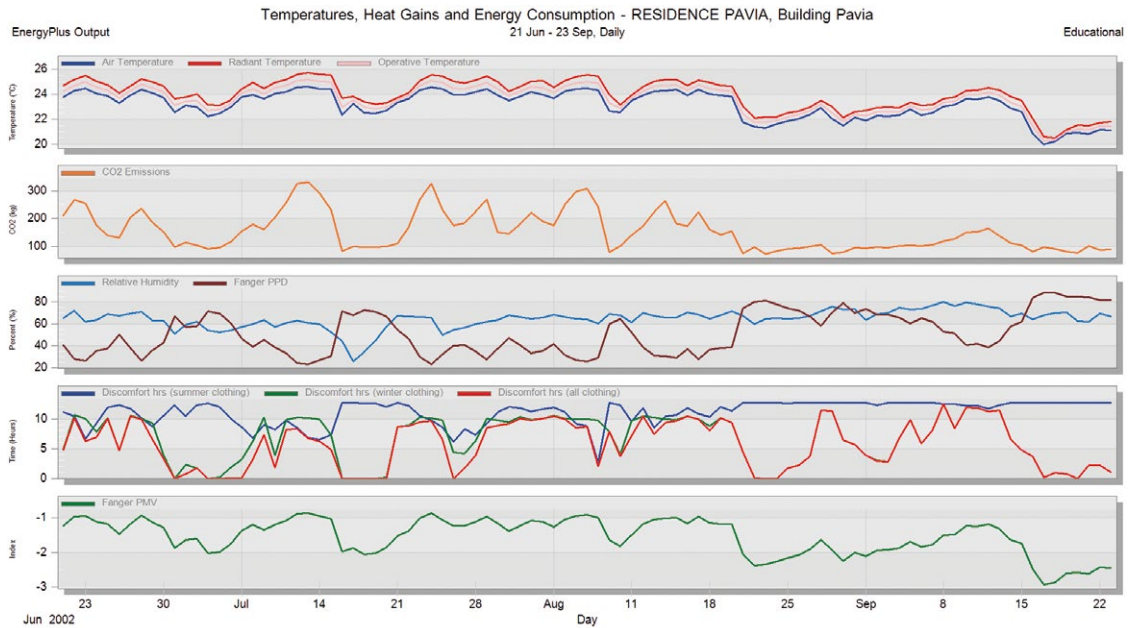
These results confirm the need to move beyond temperature-based comfort assessment towards an integrated evaluation of thermal loads and occupant well-being.

3.2 Influence of exposure and packaging

The analysis by orientation highlights a strong sensitivity of comfort conditions to solar gains. Thermal zones facing south and west record higher operating temperatures and a higher frequency of exceeding adaptive limits compared to north-facing zones. This behaviour is particularly pronounced in areas with large glass surfaces and a lack of effective solar shading.

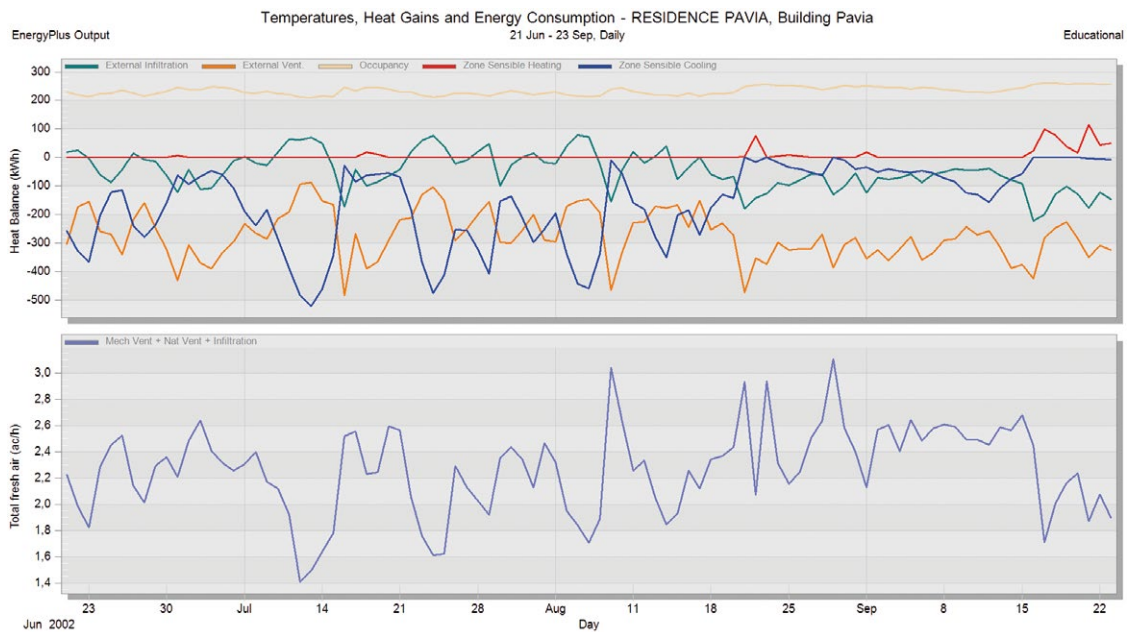
The reduced thermal inertia of the building envelope further contributes to temperature peaks and heat retention at night, limiting the building's ability to recover acceptable comfort levels before the start of daily activities. These results confirm the key role of passive strategies (solar control glazing, thermal mass, and ventilation) in mitigating the risk of summer overheating, especially in densely populated residential buildings.

◆ **FIGURE 5** Trend of summer thermal comfort Scenario A



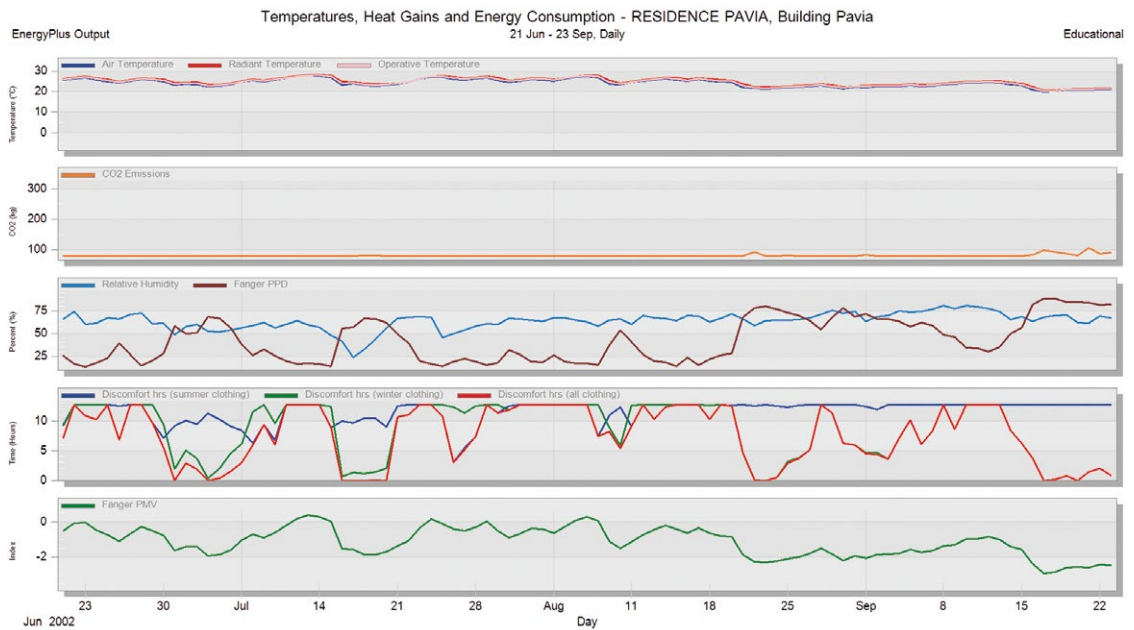
Credit: the authors' own work

◆ **FIGURE 6** Heat balance and total air exchange Scenario A



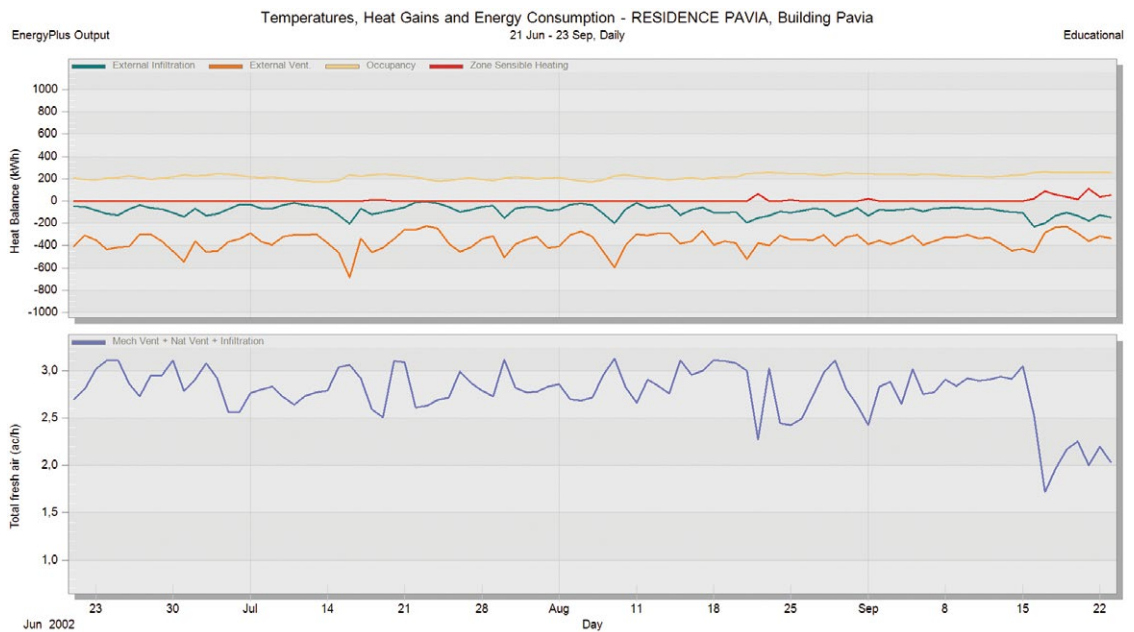
Credit: the authors' own work

◆ **FIGURE 7** Trend of summer thermal comfort Scenario B



Credit: the authors' own work

◆ **FIGURE 8** Heat balance and total air exchange Scenario B



Credit: the authors' own work

3.3 Indoor air quality and ventilation

The analysis of the quality of the internal environment was conducted by focusing on the role of ventilation and air exchange in determining the conditions of summer well-being, in relation to the different system configurations of the two scenarios reported in Figure 5 and Figure 7. Unlike thermal comfort analysis, here the focus is on the regulation mechanisms of the indoor environment and their interaction with occupant behaviour and external climatic conditions.

In Scenario A (Figure 6), the heat balance and total air exchange show how the contributions from ventilation and infiltration represent a significant portion of summer energy exchanges. Even with an active cooling system, these flows significantly impact indoor environmental conditions, highlighting how managing air exchange is a critical element for overall indoor climate control. The presence of technologically advanced systems does not automatically translate into effective indoor environmental control unless combined with integrated regulation strategies.

In Scenario B (Figure 8), the absence of a cooling system accentuates the building's reliance on natural ventilation as the primary mechanism for adapting to external conditions. The graphs show greater variability in air exchange and an increase in the relative weight of ventilation and infiltration contributions to the thermal balance, confirming a reduced ability of the building-system system to stabilize internal conditions during the summer.

The results suggest that evaluating buildings' summer performance cannot ignore the analysis of air exchange methods and space management strategies, reinforcing the need to integrate these aspects into tools for assessing the smartness and climate resilience of buildings.

3.4 Comparison between environmental performance and SRI

The comparison between the results of the dynamic simulations and the assessment of smartness through the SRI highlights a partial misalignment between improvements in summer environmental performance and their proportional representation within the SRI framework. While the SRI matrices for Scenario A and Scenario B (Figure 9 and Figure 10) relatively limited differences in overall smartness levels, a more detailed analysis of the impact criteria reveals relevant distinctions. In particular, the Comfort impact score in Scenario A is approximately twice that of Scenario B, in line with the improved indoor conditions emerging from the dynamic simulations. A similar trend is observed for the Health and Well-being criterion, suggesting that the SRI can still sup-

port the evaluation of indoor comfort improvements when analysed at the level of individual impact criteria rather than through the aggregated score alone.

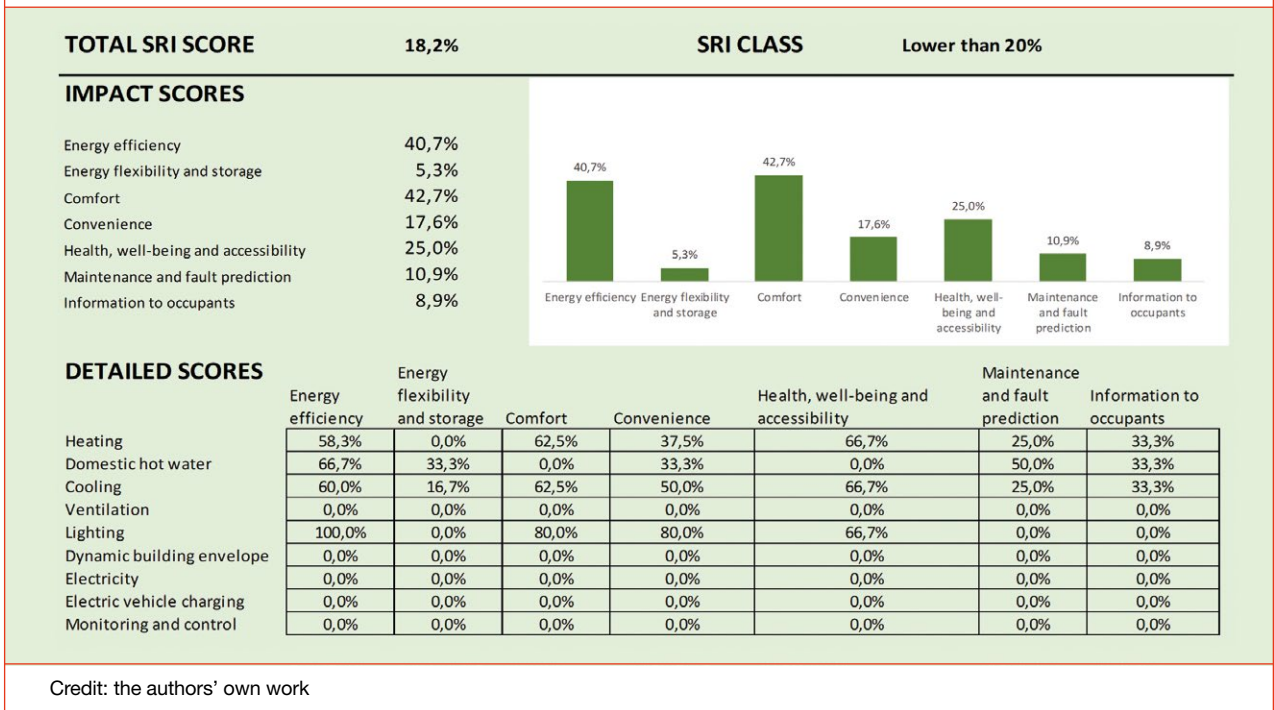
Scenario A, characterised by a more technologically complex configuration and the presence of a cooling and lighting control system, shows overall better comfort and wellbeing conditions than Scenario B. In particular, the reduction in operating temperatures and the number of hours of discomfort, together with greater stability of internal conditions, indicates a greater capacity of the building-plant system to mitigate the effects of summer overheating and support the well-being of occupants.

However, these performance improvements are only partially reflected in the SRI assessment. Although Scenario A shows significant increases in the scores for comfort, health, well-being, and accessibility impacts, the increase in the overall SRI score remains limited and does not lead to a change in the relative class, with both scenarios falling below the 20% threshold. This highlights how the domains most relevant to summer comfort—particularly cooling, ventilation, and dynamic envelope—are evaluated primarily based on the presence and level of automation of technological solutions, without a direct connection to the actual environmental outcomes produced.

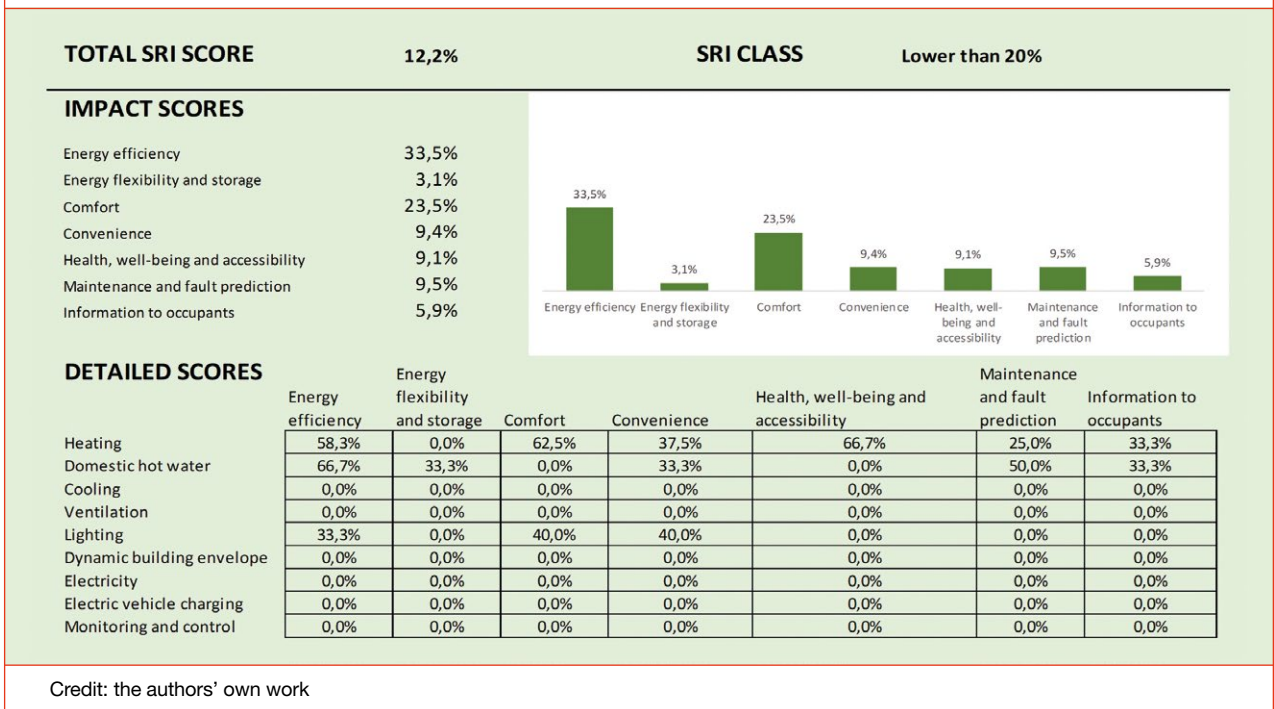
It follows that the increase in comfort and well-being observed in Scenario A, while significant from a performance and perception standpoint, does not translate into a proportional increase in the level of smartness recognized by the SRI. Structurally critical domains for mitigating summer overheating, such as ventilation and the dynamic envelope, have zero values in both scenarios, limiting the tool's ability to distinguish configurations that produce significantly different indoor conditions.

Overall, the results shown in Figure 11 suggest that the current SRI methodology (Method B), which is predominantly prescriptive, can recognise the greater technological complexity of Scenario A. It also reflects its superior performance with respect to indoor comfort and occupant well-being through the corresponding impact criteria. However, the aggregated SRI performance gains are only partially reflected in the aggregated SRI score. This limits the ability of the overall smartness rating to fully represent the improvements in IAQ and occupant well-being observed in the dynamic simulations. This evidence reinforces the need to integrate thermal comfort and IAQ performance indicators, derived from dynamic simulations or in-service monitoring, into the future SRI calculation method C (dynamic method) to make the smartness assessment more sensitive to real-world operating conditions and more representative of the actual contribution of technological solutions to the climate resilience of residential buildings.

◆ **FIGURE 9 Scenario A: SRI values matrix**



◆ **FIGURE 10 Scenario B: SRI values matrix**



◆ **FIGURE 11 Overall SRI and impact scores**

SRI Indicator	Scenario A	Scenario B	Δ (A - B)
Total SRI	18.2%	12.2%	+6.0 pp
SRI Class	< 20%	< 20%	
Energy efficiency	40.7%	33.5%	+7.2
Energy flexibility & storage	5.3%	3.1%	+2.2
Comfort	42.7%	23.5%	+19.2
Convenience	17.6%	9.4%	+8.2
Health, well-being & accessibility	25.0%	9.1%	+15.9
Maintenance & fault prediction	10.9%	9.5%	+1.4
Information to occupants	8.9%	5.9%	+3.0

Credit: the authors' own work

3.5 Summary of main results

Overall, the results show that:

- summer overheating represents a structural criticality for the UR analysed;
- the climate-building-system configuration significantly affects comfort conditions, even in the absence of active cooling systems;
- thermal comfort and IAQ are strongly interdependent;
- The SRI Total Score, as currently formulated, does not reflect actual environmental performance during the summer period.
- For the case study examined, the scores obtained from the SRI's Comfort and Wellbeing impact criteria are more in line with the results of the dynamic analysis.

4. DISCUSSION

Summer comfort and IAQ are critical, yet often underestimated factors in assessing the performance of high-density residential buildings. In the UR analysed, overheating is structural, driven by envelope, solar exposure, occupancy, and space usage. These are triggering factors for a persistent discomfort, in the absence of active cooling systems, confirming the limits of a purely technological assessment.

A key finding is the misalignment between formal energy performance and actual IEQ, observed in technically similar buildings that, however, show significantly different simulated summer comfort conditions (concept of overheating gap). In UR, vulnerability to overheating depends mainly on the building's capacity to manage and dissipate heat over time.

In this context, the SRI, primarily based on technological presence, shows limitations in reflecting overall summer performance, as the aggregated score does not fully represent

actual comfort and IAQ outcomes. Nevertheless, the "Comfort" and "Health, Well-being" impact criteria are consistent with the dynamic simulation results

Furthermore, summer thermal comfort and IAQ are interdependent. From the dynamic simulations, thermal stress periods reduce natural ventilation, rapidly deteriorating IAQ, with high CO₂ concentrations. This necessitates a multidimensional assessment approach (Method C).

Therefore, the SRI is a suitable candidate for integrating comfort-oriented assessments, integrating indicators for adaptive comfort, overheating hours, and IAQ would transform the SRI into a more performance-based tool, measuring the building's true capacity for well-being and climate resilience. In this regard, dynamic energy modelling is strategic for bridging the gap between technological readiness and environmental performance, providing a quantitative basis for interpreting the effectiveness of smart solutions.

For energy policy and intervention planning, the results suggest that decarbonizing summer cooling requires more than just advanced technology. Passive strategies, solar gain control, effective ventilation, and user-centric monitoring systems are key levers for reducing the risk of overheating and containing cooling demand during peak periods. From this perspective, an SRI enriched with comfort and IAQ dynamic model indicators could serve as a decision-support tool, guiding investments toward solutions with high real-world impact.

Due to the vulnerability of their occupants, the repetitiveness of their spatial typologies, and the high impact of comfort on cognitive performance and academic achievement, UR are an ideal context for testing and validating this approach, that can be replicated in other high-density residential contexts.

5. CONCLUSIONS

Summer comfort and IAQ are strategic components for energy transition and climate resilience. Analyses conducted on UR confirm that summer overheating is a structural issue for much of the existing building stock, particularly for buildings constructed before the introduction of the first energy regulations. In such contexts, discomfort is amplified by high occupancy density, the widespread presence of internal loads, and the limited possibilities for environmental user controls. Dynamic simulations confirm that summer performance is strongly influenced by the interaction of envelope, ventilation, and system management, demanding an integrated assessment of indoor conditions.

Technologically similar configurations yield profoundly different indoor conditions. The current total SRI score is poor sensitive to actual environmental outcomes, main useful comfort information become from specific impact criteria values ("Comfort" and "Well-being").

Integrating thermal summer comfort indicators, according to regulatory definition, into the SRI emerges as a strategic necessity to strengthen its effectiveness as a decision-support tool.

For public policy (EPBD Recast, Green Deal [10]), an SRI enriched with comfort indicators could more effectively guide investments toward passive solutions, intelligent control, and user-centric management, rather than mere techno-

logical proliferation, thereby reducing energy consumption, enhancing the resilience of the electrical system and quality of life. UR are a privileged testing yield for this integrated, results-oriented evolution of the SRI. Future research may include data collection of building services and control systems, models calibration via monitoring campaigns, and application to diverse contexts to develop the SRI as a key tool for resilient, liveable, and user-centric buildings. ♦

REFERENCES

1. Masselot, P.; Mistry, M.; Vanoli, J.; Schneider, R.; Iungman, T.; Garcia-Leon, D.; Ciscar, J.-C.; Feyen, L.; Orru, H.; Urban, A.; et al. Excess Mortality Attributed to Heat and Cold: A Health Impact Assessment Study in 854 Cities in Europe. *Lancet Planet Health* 2023, 7, e271–e281, doi: 10.1016/S2542-5196(23)00023-2.
2. Cura, A.; Caffari, F.; Calabrese, N.; Murano, G.; Signoretti, P.; Fabbri, P.; Piscitelli, M. La consistenza del parco immobiliare nazionale; 2024;
3. Attia, S.; Benzidane, C.; Rahif, R.; Amaripadath, D.; Hamdy, M.; Holzer, P.; Koch, A.; Maas, A.; Moosberger, S.; Petersen, S.; et al. Overheating Calculation Methods, Criteria, and Indicators in European Regulation for Residential Buildings. *Energy Build* 2023, 292, 113170, doi: 10.1016/J.ENBUILD.2023.113170.
4. Cernaro, A.; Fiandaca, O.; Gugliandolo, A.; Minutoli, F. Public University Residences as a Driver for Energy Renovation. Reflections on Summer Thermal Performance. In: 2025; pp. 175–199.
5. De Souza Vasconcelos, D.; Vitória Silva dos Santos, K.; Cristina Linhares Viana, D.; Tâmara do Nascimento Diniz, I.; Carlos Oliveira Silva, I.; Siqueira Torres Borges, M.C.; Gabrielle de França Ferreira, L. Sleep Patterns and Quality in University Students: Characteristics and Associated Factors. *Manual Therapy, Posturology & Rehabilitation Journal* 2024, 22, doi:10.17784/mtprehabjournal.2024.22.1364.
6. Fang, H.; Zhao, D.; Tan, G.; Denzer, A. Study of Underfloor Air Distribution Using Zonal Model-Based Simulation and Experimental Measurements. *Energy Build* 2017, 152, 96–107, doi: 10.1016/j.enbuild.2017.07.026.
7. MUR - USTAT Iscritti Internazionali per Anno Accademico – USTAT MUR Available online: <https://dati-ustat.mur.gov.it/dataset/iscritti/resource/fofboaoa-02a6-44bb-a2b9-feadc9d05f16> (accessed on 3 January 2026).
8. Ferrario, C. Studenti Internazionali e Immigrati Di Seconda Generazione Nel Sistema Universitario Italiano. *Geography Notebooks* 2023, 6, doi:10.7358/gn-2023-001-ferc.
9. International Energy Agency, I. The Future of Cooling Opportunities for Energy-Efficient Air Conditioning Together Secure Sustainable;
10. Commission, E. The European Green Deal; European Commission: Brussels, 2019;
11. Stijn Verbeke, D.A.G.R.Y.M.P.W. Final Report on the Technical Support to the Development of a Smart Readiness Indicator for Buildings. 2020, doi:10.2833/41100.
12. Farokhirad, E.; Gao, Y.; Pitts, A.; Chen, G. A Systematic Review on the Risk of Overheating in Passive Houses. *Buildings* 2024, 14.
13. Taylor, J.; McLeod, R.; Petrou, G.; Hopfe, C.; Mavrogianni, A.; Castaño-Rosa, R.; Pelsmakers, S.; Lomas, K. Ten Questions Concerning Residential Overheating in Central and Northern Europe. *Build Environ* 2023, 234, 110154, doi: 10.1016/J.BUILDENV.2023.110154.
14. European Parliament; of the European Union, C. Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the Energy Performance of Buildings. *Official Journal of the European Union* 2010, 13–35.
15. European Commission - Commission Delegated Regulation (EU) 2020/2155 of 14 October 2020 Supplementing Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council by Establishing an Optional Common European Union Scheme for Rating the Smart Readiness of Buildings. *Official Journal of the European Union* 2020, 9–24.



Sistemi di raffreddamento evaporativo multi-cycle sub wet-bulb: tecnologia e prestazioni in Italia

★ **Luca Belli, Marco Rossetti**, Seeley International

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0002](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0002)

ABSTRACT

Questo articolo inizia con una panoramica dei principi fondamentali del raffreddamento evaporativo, seguita da un confronto delle principali soluzioni commerciali disponibili. Su questa base, vengono esplorate tecnologie avanzate basate sul processo Multi-Cycle, in grado di raffrescare l'aria a temperature inferiori a quelle di bulbo umido (SUB WET-BULB), superando i limiti di prestazione dei sistemi tradizionali. Per ciascun tipo di tecnologia (Diretta, Indiretta, Indiretta Multi-Cycle e Indiretta-Diretta Multi-Cycle) vengono analizzati i meccanismi fisici sottostanti, i vantaggi e le limitazioni. Un aspetto chiave è la capacità dei sistemi Multi-Cycle di raffreddare l'aria al di sotto della temperatura di bulbo umido dell'aria esterna senza introdurre umidità aggiuntiva, rendendoli particolarmente adatti ad applicazioni sensibili ai livelli di umidità assoluta dell'aria trattata. Viene valutata la fattibilità e le prestazioni di questi sistemi in condizioni climatiche tipiche

dell'Italia. Oltre all'impiego in modalità indipendente, vengono analizzate configurazioni ibride in cui le unità indirette Multi-Cycle sono integrate con sistemi refrigeranti standard. Queste includono il pre-raffreddamento (per l'aria esterna in ingresso) e configurazioni di raffreddamento supplementare (per l'aria ricircolata), entrambe in grado di ridurre significativamente il carico di raffreddamento e migliorare l'efficienza energetica delle unità standard. Vengono evidenziati i vantaggi dei sistemi Multi-Cycle nel raffrescare l'aria al di sotto della temperatura di bulbo umido senza compromettere il controllo dell'umidità interna. I potenziali risparmi energetici sono quantificati attraverso diverse configurazioni e scenari d'uso, e viene valutata la conformità agli standard in evoluzione sulla Qualità dell'Aria Interna. Infine, l'articolo discute come il raffreddamento evaporativo Multi-Cycle possa supportare un maggiore comfort termico, ridurre l'impatto ambientale e contribuire agli obiettivi di sostenibilità, rendendolo un componente promettente delle strategie di raffreddamento a basso consumo energetico necessarie per affrontare le sfide del riscaldamento globale.

1. DOMANDA ENERGETICA PER IL RAFFREDDAMENTO E SFIDE LEGATE ALLA QUALITÀ DELL'ARIA INTERNA

Il 2024 è stato caratterizzato da temperature eccezionalmente elevate, in Italia con un'anomalia media annua di +1,33 °C rispetto al periodo 1991–2020, e da un marcato aumento degli eventi di caldo estremo: più notti tropicali (+25,2 giorni), più giorni torridi (+7,3), meno giorni di gelo (-13,7) e un forte incremento dell'indice WSDI (+29,3 giorni) [1].

A livello globale, questo trend ha determinato una crescita significativa della domanda di raffrescamento e dei consumi energetici, aumentati in media di circa il 4% annuo dal 2000, con effetti anche sull'aumento dei decessi legati al caldo [2] [3]. Parallelamente, l'esperienza del COVID-19 ha rafforzato l'attenzione sulla qualità dell'aria interna, spingendo verso maggiori tassi di ventilazione e utilizzo di aria esterna.

In tale contesto, i sistemi di raffreddamento evaporativo rappresentano una soluzione efficace e a basso consumo per la climatizzazione estiva. In particolare, la tecnologia Multi-Cycle Indirect Evaporative Cooling consente di raffreddare grandi volumi di aria esterna fino a temperature prossime al punto di rugiada, con elevati potenziali di risparmio energetico, come evidenziato dalla letteratura scientifica recente [4].

2. SISTEMI DI RAFFRESCAMENTO ADIABATICO

2.1 Introduzione alle tecnologie: Raffrescamento evaporativo diretto (Direct Evaporative Cooling - DEC)

Nel presente contesto, il raffrescamento evaporativo è il processo di riduzione della temperatura dell'aria tramite l'evaporazione dell'acqua. Si tratta di un processo adiabatico

che, nel diagramma psicrometrico, avviene a entalpia costante, con diminuzione della temperatura verso il bulbo umido e aumento dell'umidità assoluta.

Le prestazioni delle unità DEC dipendono dall'efficienza di saturazione (ϵ_{SAT}), che esprime la capacità dei pannelli evaporativi di avvicinare la temperatura dell'aria a quella di bulbo umido ed è influenzata da geometria del pannello, distribuzione dell'acqua e portata d'aria. In questo articolo come efficienza di saturazione verrà preso il valore dichiarato da uno dei maggiori costruttori di unità DEC ad alta efficienza, 91,5%.

Conoscendo l'efficienza di saturazione, secondo l'equazione (1) è facile ricavare la temperatura dell'aria di mandata di un evaporativo DEC.

Dove:

T_{DB} = temp. bulbo secco aria esterna [°C]

T_{WB} = temp. di bulbo umido aria esterna [°C]

T_{SDB} = temp. di bulbo secco aria di mandata [°C]

T_{SWB} = temp. di bulbo umido aria di mandata [°C]

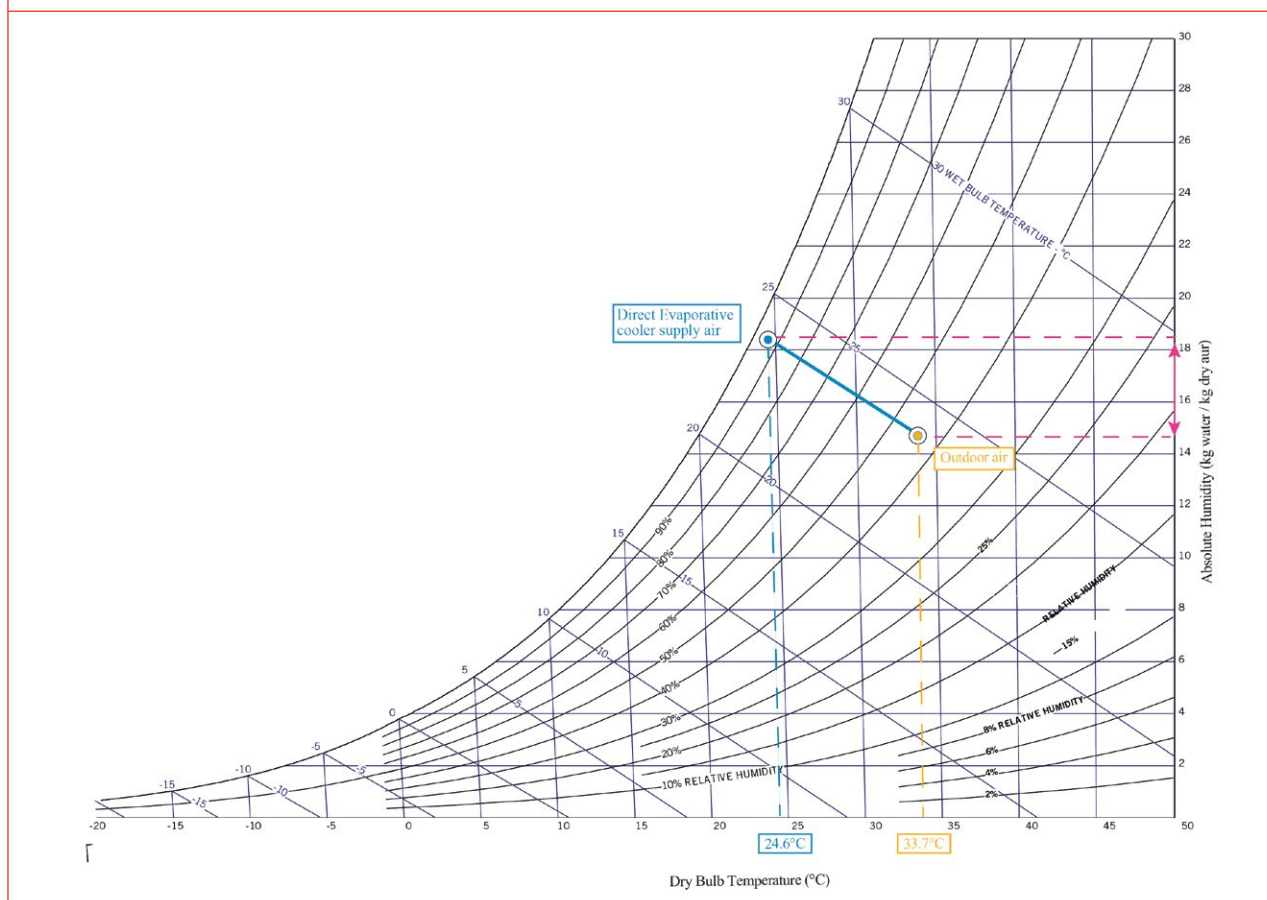
Analizziamo le prestazioni di un'unità DEC nelle condizioni climatiche di Milano (Tabella 1), che verranno poi utilizzate anche per la valutazione delle prestazioni di tutte le tecnologie evaporative qua analizzate.

◆ **TABELLA 1 Condizioni di progetto – ASHRAE 0.4% Cooling**

Città	TDB [°C]	TWB [°C]	RH%	Umidità Assoluta [gr _{H2O} /kg _{dry air}]
Milano	33,7	23,8	44	14,7

La Figura 1 illustra il processo di raffreddamento DEC per l'unità ad alta efficienza su un diagramma psicrometrico.

◆ **FIGURA 1** Rappresentazione sul diagramma psicrometrico del processo evaporativo diretto (Milano)



Dal diagramma psicrometrico si osserva che il raffrescamento avviene lungo una linea isoentalpica, con la temperatura che si avvicina al valore di bulbo umido esterno.

2.2 Introduzione alle tecnologie: Raffrescamento Evaporativo Indiretto (Indirect Evaporative Cooling - IEC)

Il Raffreddamento Evaporativo Indiretto (IEC) consente di raffreddare l'aria senza aumentare l'umidità assoluta, separando l'aria di lavoro raffreddata per evaporazione da quella immessa nell'ambiente tramite uno scambiatore di calore sensibile.

Poiché lo scambiatore ha un'efficienza tipica inferiore al 70–80%, l'efficienza complessiva risulta inferiore a quella di un sistema diretto e la temperatura di mandata è più elevata: a Milano circa 27 °C contro i 24,6 °C di un evaporativo diretto, senza variazioni di umidità assoluta.

2.3 Introduzione alle tecnologie: Raffrescamento evaporativo Indiretto Multi-Cycle (Multi-Cycle Indirect evaporative cooling - Multi-Cycle IEC)

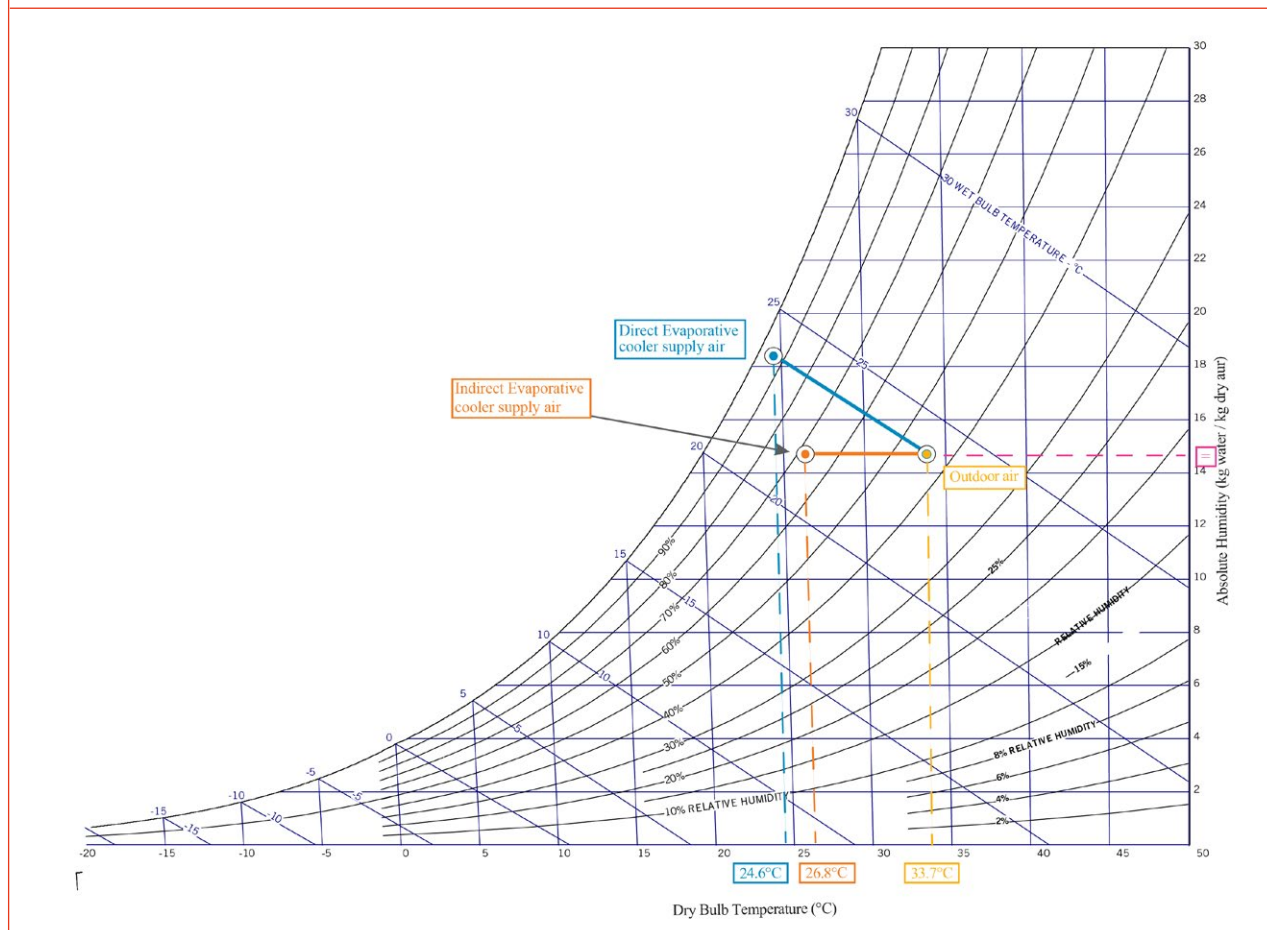
È stata sviluppata una terza tecnologia per superare i limiti dell'IEC e raggiungere un'efficienza superiore a quella di un sistema IEC: il Raffreddamento Evaporativo Indiretto Multi-Cycle (Multi-Cycle IEC).

L'idea alla base di questa tecnologia è utilizzare come aria di lavoro — ossia l'aria che viene raffreddata tramite il processo evaporativo e successivamente impiegata per raffreddare l'aria di mandata — una porzione della stessa aria di mandata.

Ciò avviene tramite uno scambiatore di calore a contro flusso con canali secchi e canali umidi, configurazione energeticamente più efficiente rispetto al flusso incrociato [5].

L'aria in ingresso attraversa i canali secchi e diventa aria di mandata; una sua parte viene poi deviata nei canali

◆ **FIGURA 2** Rappresentazione sul diagramma psicrometrico del processo evaporativo indiretto (Milano, efficienza di saturazione considerata 70%)



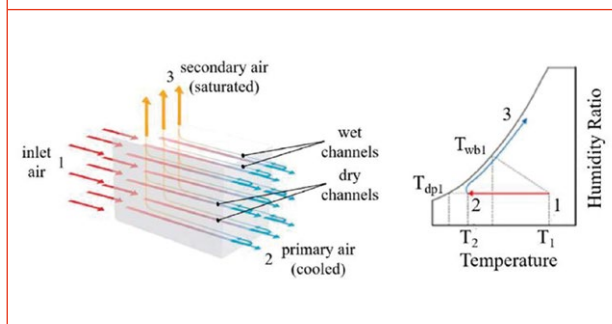
umidi come aria di lavoro. Qui si raffredda per evaporazione e, assorbendo calore sensibile dall'aria nei canali secchi, ne riduce ulteriormente la temperatura fino alla saturazione dell'aria di lavoro.

La disposizione dei flussi e il relativo processo psicrometrico sono illustrati in Figura 3, dove la linea rossa rappresenta l'aria di mandata e la linea blu l'aria di lavoro.

Un raffrescatore evaporativo indiretto Multi-Cycle supera normalmente il limite della temperatura di bulbo umido dell'aria esterna, spostando il processo di raffreddamento verso la temperatura del punto di rugiada [13].

Osservando il processo di raffreddamento Multi-Cycle sul diagramma psicrometrico per l'aria di mandata (Figura 4), si nota un raffreddamento puramente sensibile nella direzione della temperatura del punto di rugiada, ottenuto senza incremento dell'umidità assoluta, come già accade con l'approccio

◆ **FIGURA 3** Schema di uno scambiatore di calore Multi-Cycle Indiretto (sinistra) e rappresentazione del processo sul diagramma psicrometrico (destra)



indiretto. Questa volta, però, i risultati in termini di temperatura dell'aria di mandata sono significativamente migliori.

Partendo dalle condizioni di progetto di Milano, un'unità Multi-Cycle IEC è in grado di fornire aria di mandata a una temperatura di 22,8°C, circa 1°C al di sotto della temperatura di bulbo umido dell'aria esterna. Ovvero un'efficienza di saturazione maggiore del 100%.

2.4 Introduzione alle tecnologie: Raffrescamento evaporativo Indiretto-Diretto Multi-Cycle (Multi-Cycle Indirect-Direct evaporative cooling - Multi-Cycle IDEC)

Aggiungendo uno stadio diretto a valle dello scambiatore Multi-Cycle Indiretto otteniamo una Raffrescatore Evaporati-

vo Indiretto-Diretto Multi-Cycle (Multi-Cycle IDEC). Il risultato, in Figura 6, è una ulteriore riduzione della temperatura dell'aria di mandata con un lieve aumento dell'umidità assoluta dovuto allo stadio diretto.

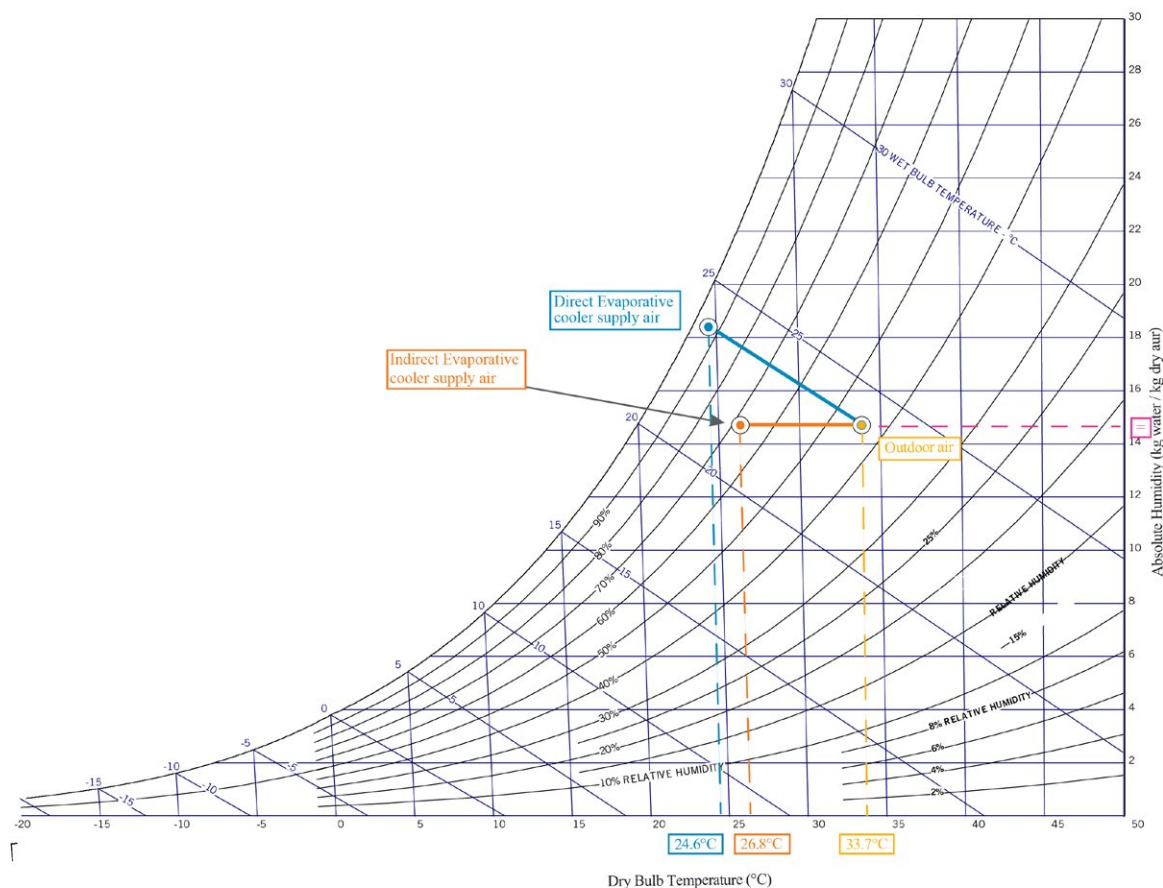
2.5 Possibili installazioni

I sistemi IEC tradizionali sono diffusi come pre-raffreddamento nelle UTA, ma offrono una riduzione di temperatura inferiore rispetto ai sistemi Multi-Cycle IEC.

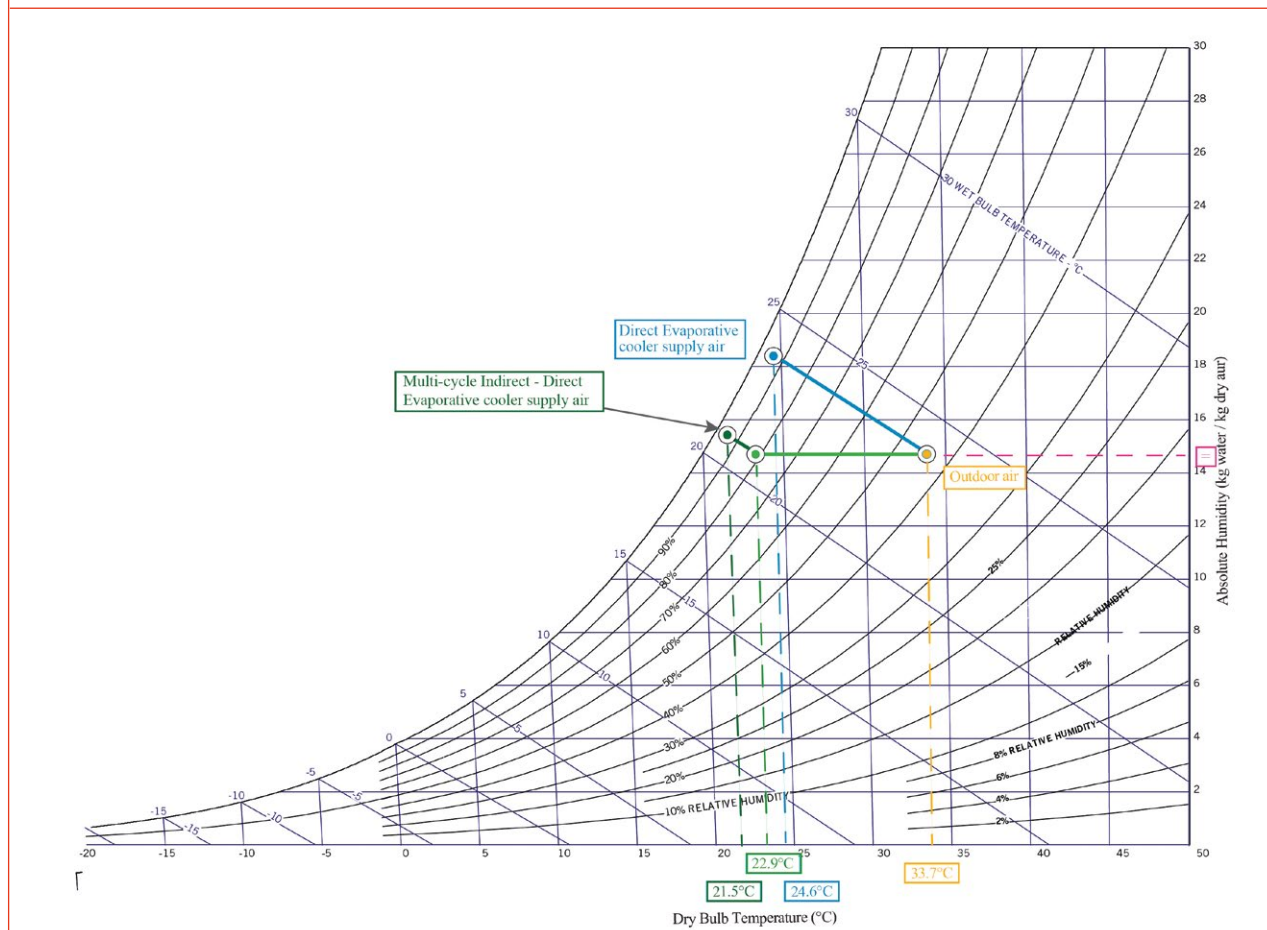
Questi ultimi, non aumentando l'umidità dell'aria di mandata, e garantendo un'efficienza di saturazione maggiore del 100%, possono essere facilmente integrati in impianti esistenti (Figura 6) andando a ridurne sensibilmente i consumi.

Nelle UTA con aria esterna, i Multi-Cycle IEC consentono il pre-raffreddamento dell'aria in ingresso, riducendo

◆ **FIGURA 4** Rappresentazione sul diagramma psicrometrico del processo evaporativo indiretto-diretto Multi-cycle (Milano)



◆ **FIGURA 5** Rappresentazione sul diagramma psicrometrico del processo evaporativo indiretto-diretto Multi-cycle (Milano)



consumi energetici e carichi di punta estivi, oltre al carico termico complessivo dell'unità. Nei nuovi impianti, permettono invece di dimensionare UTA di minore potenza, ottenendo sia risparmi energetici in esercizio sia una riduzione dei costi di investimento iniziali (CAPEX).

Quando invece si considerano sistemi DX che operano esclusivamente in ricircolo, i raffrescatori evaporativi Multi-Cycle IEC possono essere impiegati come raffreddamento supplementare, trattando l'aria esterna e coprendo così i fabbisogni di ventilazione dell'edificio, riducendo al contempo il carico termico totale (Figura 7).

Secondo Kono et al. [12], il 77% degli edifici commerciali multipiano degli anni '80 richiede solo interventi minori per adeguarsi agli attuali requisiti di ventilazione, mentre il 23% necessita di retrofit più significativi. In entrambi i casi, i sistemi evaporativi Multi-Cycle IEC e IDEC costitu-

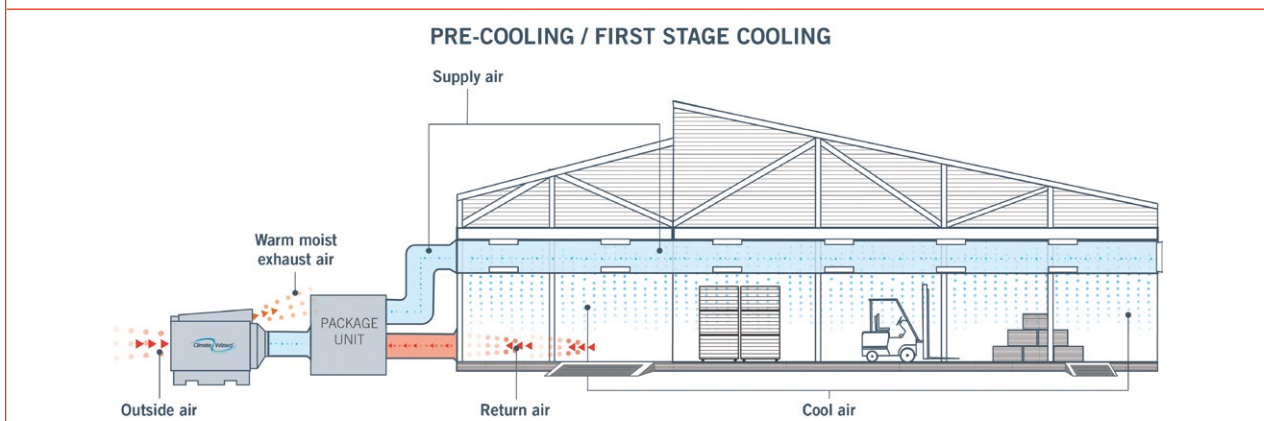
iscono una soluzione efficace ed economicamente vantaggiosa per l'aggiornamento degli impianti HVAC esistenti, sia come pre-raffreddamento sia come raffreddamento supplementare.

I risparmi energetici e la riduzione del carico termico derivanti dall'utilizzo di un'unità Multi-Cycle in configurazione di pre-raffreddamento con una Unità di Trattamento Aria (UTA), considerando la quota di aria esterna, possono essere facilmente stimati sulla base delle condizioni di progetto di Milano.

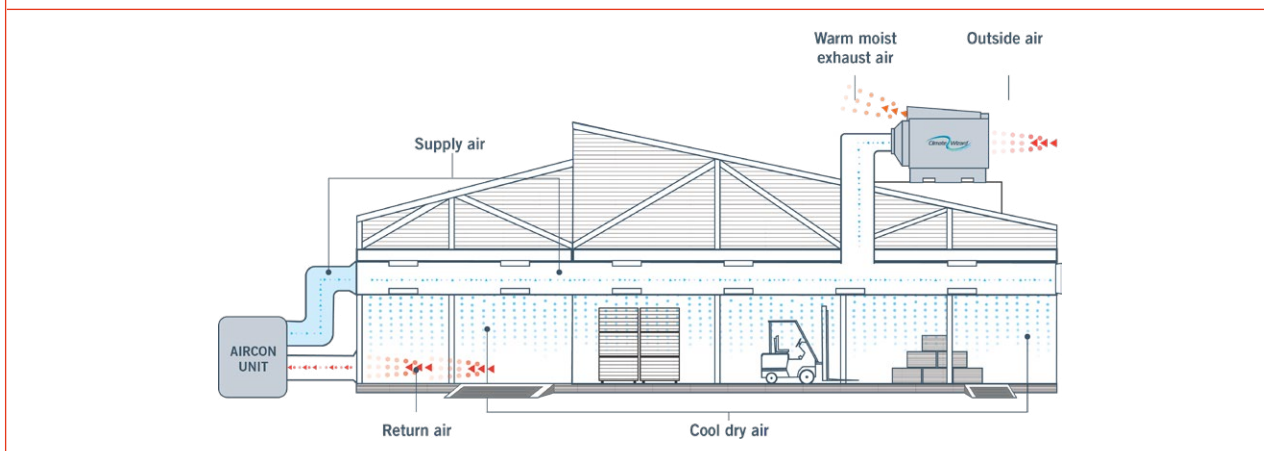
Supponiamo le seguenti specifiche dell'UTA:

- Capacità nominale di raffreddamento: 90 kW
- Portata d'aria: 18.000 m³/h
- Componente di aria esterna: 6.000 m³/h (1/3 del totale)
- EER (COP): 2,5 (in condizioni di progetto)
- Assorbimento elettrico: 36 kW

◆ FIGURA 6 Installazione in Pre-raffrescamento



◆ FIGURA 7 Installazione come unità supplementare



Le prestazioni del Raffrescatore Evaporativo Multi-Cycle Indiretto-Diretto, nelle condizioni di progetto di Milano, sono:

- Portata d'aria: 5,760 m³/h
- Temperatura aria in uscita: 22 °C
- Capacità di raffreddamento equivalente: 22 kW
- EER (COP): 10
- Assorbimento elettrico: 2,2 kW

Quando le due unità vengono combinate, il raffreddamento fornito dal Raffrescatore Evaporativo Multi-Cycle (trattando 5,760 m³/h di aria esterna) riduce il carico termico che altrimenti sarebbe gestito completamente dall'AHU.

I risultati sono:

- Carico di raffreddamento residuo per l'AHU: 90 kW - 22 kW = 68 kW
- Nuovo assorbimento elettrico dell'AHU: 68 kW / 2,5 = 27,2 kW

- Assorbimento elettrico totale (AHU + CW-H15S+): 27,2 kW + 2,2 kW = 29,4 kW
- Risparmio di potenza rispetto alla configurazione originale: 36 kW - 29,4 kW = 6,6 kW

Da considerare che questo calcolo presuppone che l'EER dell'UTA rimanga costante e pari a 2,5. In pratica, riducendo la quantità di aria esterna trattata, l'EER potrebbe aumentare, consentendo di ottenere risparmi energetici ancora maggiori.

Di conseguenza, utilizzando un'unità evaporativa Multi-Cycle IDEC per il pre-raffrescamento dell'aria esterna trattata dalla UTA, è possibile ottenere, alle condizioni di progetto di Milano, un risparmio puntuale di circa 6,6 kW, riducendo al contempo di circa 22 kW il carico termico totale gestito dalla UTA. Il risparmio energetico rappresenta certamente un vantaggio di primaria importanza, non solo in

termini di riduzione dei costi di esercizio, ma anche in ottica di sostenibilità complessiva del sistema di raffrescamento.

Tuttavia, non va sottovalutato anche il beneficio legato alla riduzione del carico termico che la UTA deve gestire. Un abbattimento di circa 22 kW può risultare determinante soprattutto negli impianti esistenti che operano in condizioni critiche, sia a causa dell'aumento delle temperature degli ultimi anni, sia per l'incremento dei volumi d'aria richiesti per soddisfare i nuovi requisiti di ventilazione.

In tali casi, questo aspetto può fare la differenza tra l'aggiornamento di una UTA esistente mediante l'integrazione di un sistema evaporativo Multi-Cycle e la sua completa sostituzione con una nuova unità di maggiore taglia.

Va infine evidenziata la possibilità di recuperare l'acqua di condensa generata dall'UTA e di riutilizzarla per l'alimentazione del raffrescatore evaporativo, con conseguenti ulteriori risparmi nel consumo idrico.

2.6 Prestazioni della tecnologia evaporativa indiretta ed indiretta-diretta Multi-cycle (Multi-Cycle IEC e Multi-Cycle IDEC)

Si presentano ora le prestazioni complessive delle tecnologie Multi-Cycle, considerando temperatura e umidità dell'aria in mandata, capacità di raffreddamento e consumo elettrico, sempre considerando le condizioni di progetto di Milano.

I dati si riferiscono a unità standard già disponibili sul mercato, alcune delle quali già considerate nei paragrafi precedenti. Operando con il 100% di aria esterna e con una efficienza di saturazione superiore al 100%, queste unità garantiscono risparmi energetici significativi, riducono le emissioni di CO₂ e rappresentano una soluzione semplice di retrofit per impianti inefficienti (par. 3.2). Poiché i dati corrispondono alle condizioni più gravose dell'anno (ASHRAE 0,4%

cooling), il loro potenziale risulta particolarmente rilevante nel contesto del cambiamento climatico.

In alcune applicazioni, può essere utile integrare la tecnologia Multi-Cycle IDEC con sistemi di climatizzazione convenzionali (par. 2.2). In queste configurazioni, le unità Multi-Cycle coprono il carico termico di base, soprattutto durante le ore di punta, mentre il sistema tradizionale regola finemente la temperatura dell'aria di mandata e limita eventuali picchi di calore.

3. QUALITÀ DELL'ARIA INTERNA (IAQ) - CONSUMI ENERGETICI - SOSTENIBILITÀ

Nel quadro normativo italiano ed europeo, la qualità dell'aria interna (IAQ) è definita come l'insieme delle caratteristiche dell'aria che influenzano salute e comfort degli occupanti (UNI EN 16798-1), in linea con la definizione ASHRAE, che la associa all'assenza di contaminanti nocivi e al comfort termico.

Le recenti revisioni degli standard di ventilazione, anche in risposta al periodo post-COVID-19, sottolineano la necessità di aumentare la ventilazione per ridurre contaminanti aerodispersi e rischi di infezione.

I sistemi di raffreddamento evaporativo migliorano intrinsecamente la IAQ poiché utilizzano il 100% di aria esterna filtrata; le soluzioni Multi-Cycle IEC e IDEC integrano ulteriori stadi di filtrazione, incrementando ulteriormente la qualità dell'aria.

Un adeguato controllo dell'umidità relativa interna, idealmente tra il 40% e il 60%, è essenziale per la salute e la prevenzione delle infezioni. Studi scientifici e linee guida ASHRAE confermano che valori di RH appropriati riducono la trasmissione virale. [8]

In questo contesto, i sistemi Multi-Cycle IDEC consentono un controllo adattivo dell'umidità, mantenendola entro

◆ **TABELLA 2** Prestazioni unità con tecnologia Multi-Cycle, condizioni di progetto di Milano

Tecnologie Multi-Cycle	Modelli	T _{SDB} [°C]	T _{SWB} [°C]	Δ Umidità Assoluta (grH2O/kgda)[1]	Portata [m ³ /hr]	Capacità Raffrescamento [kW]	Consumo Elettrico [kW]	EER
IDEC	CW3	23,3	21,6	1,1	5,364 (50Pa)	18,5	1,7	10,9
IEC	CW-H15	22,9	20,7	0	3,960 (80Pa)	14,3	1,8	7,9
IDEC	CW-H15S	21,5	21,2	1,2	3,960 (80Pa)	16,2	1,8	9
IDEC	CW-H15S+	22	21,2	1	5,760 (80Pa)	22,4	2,1	10,7
IEC	CW-80	23,4	20,9	0	26.640 (190Pa)	91,5	12,4	7,4
IDEC	CW-80S	21,9	21,5	0,5	25.560 (180Pa)	100,7	12,4	8,1
IEC	CW-80HiCap	23,8	21	0	30.600 (270Pa)	100,1	14,2	7
IDEC	CW-80SHiCap	22	21,5	1,5	29.520 (240Pa)	114,1	14,2	8

[1] TSDB = Temperatura di bulbo secco dell'aria di mandata; TSWB = Temperatura di bulbo umido dell'aria di mandata; Δ Abs. Humidity = Differenza tra l'umidità assoluta dell'aria esterna e dell'aria di mandata

i limiti raccomandati anche nei climi italiani, a differenza dei sistemi convenzionali che possono portare a livelli eccessivamente bassi.

L'elevata efficienza energetica e le basse emissioni di CO₂ rendono i sistemi di raffreddamento evaporativo una soluzione particolarmente vantaggiosa. Studi recenti confermano tali benefici: una ricerca dell'Università di Bologna ha mostrato che un sistema Multi-Cycle IEC applicato al pre-raffreddamento di un'unità rooftop a Milano ha ridotto i consumi per il raffreddamento del 37,6% e quelli per il riscaldamento del 76% rispetto a un sistema tradizionale. [4]

Ulteriori valutazioni di sostenibilità, condotte dal team Imagineering di Seeley International, hanno analizzato un edificio commerciale di 1.000 m² e 6 m di altezza situato a Milano, operante con un carico di raffreddamento di 150 kW e un set-point di 26 °C. Il confronto tra un sistema rooftop convenzionale (COP = 3; aria esterna = 6.600 m³/h) e un'unità evaporativa indiretta-diretta Multi-Cycle (IDEC) ha evidenziato risparmi di potenza fino al 56% nelle condizioni di progetto (Figura 8).

È opportuno sottolineare che, nel caso del sistema evaporativo, operando questo a tutt'aria (100% aria esterna), la portata di ventilazione totale risulta quasi dieci volte superiore a quella della UTA di riferimento.

Le tecnologie Multi-Cycle IEC e IDEC, basate esclusivamente sull'uso di acqua ed energia elettrica, rappresentano quindi un'alternativa di raffrescamento altamente sostenibile. In un'ottica di Water-Energy Nexus, esse consentono un risparmio idrico netto: sebbene richiedano più acqua in loco, consumano meno risorse idriche complessive rispetto a quelle necessarie per produrre l'energia elettrica risparmiata, come confermato da uno studio dell'Università di Firenze.

4. BREVETTI E ACCESSIBILITÀ DELLA TECNOLOGIA

In questo articolo si analizza l'impiego della tecnologia Multi-Cycle, limitandosi ai prodotti effettivamente disponibili sul mercato per climatizzazione e ventilazione. La tecnologia è tuttavia ampiamente utilizzata anche in altre applicazioni, come turbine a gas, ruote essiccanti, torri di raffreddamento e raffreddamento elettronico, sia a livello teorico sia pratico. [15].

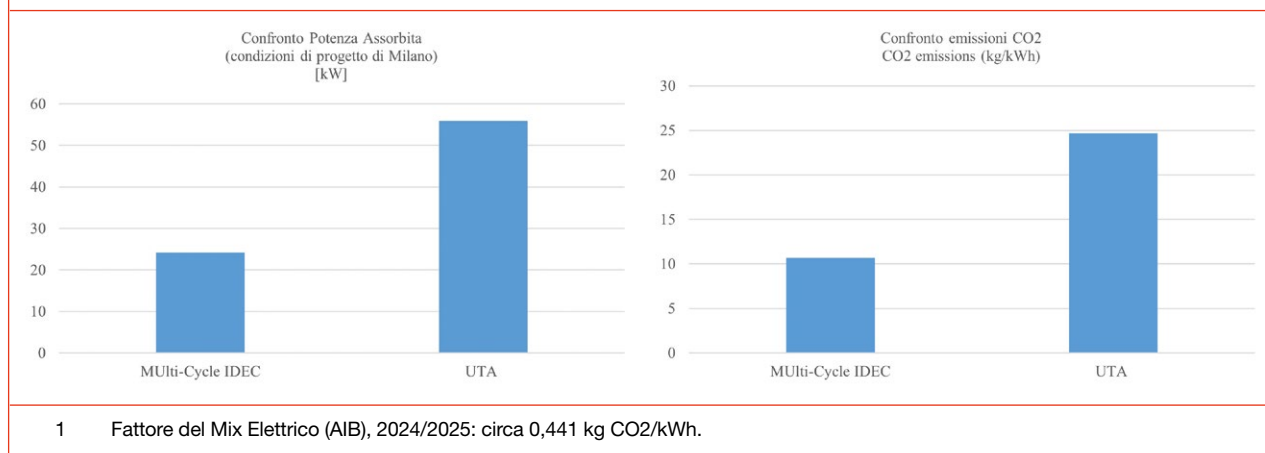
La tecnologia Multi-Cycle, protetta da oltre 200 brevetti a livello mondiale, è oggetto di nuove ricerche volte a dimostrarne l'efficacia nel raffreddamento dei Data Center e nei sistemi di desalinizzazione basati su processi di umidificazione-deumidificazione. [16][17].

CONCLUSIONI

Questo articolo dimostra l'efficacia e l'applicabilità del raffrescamento evaporativo Multi-Cycle come soluzione sostenibile ed energeticamente efficiente, sia alternativa sia integrativa ai sistemi di raffreddamento meccanici convenzionali. Le configurazioni indiretta e indiretta-diretta consentono di superare il limite della temperatura di bulbo umido tipico dei sistemi evaporativi tradizionali, garantendo elevate prestazioni anche nelle condizioni climatiche di Milano e in contesti analoghi.

I sistemi Multi-Cycle forniscono costantemente il 100% di aria esterna raffrescata, migliorando significativamente la ventilazione, la qualità dell'aria interna e il comfort termico in linea con gli standard internazionali post-COVID-19. Le analisi energetiche, in configurazioni stand-alone e di pre-raffreddamento, confermano la versatilità e la scalabilità della tecnologia nel mitigare gli

◆ **FIGURA 8 Confronto Potenza assorbita ed emission CO2***



effetti del riscaldamento globale, soprattutto nei periodi di massima richiesta di raffreddamento.

L'impiego esclusivo dell'acqua (R-718), l'elevata efficienza di saturazione, la riduzione delle emissioni di carbonio e la

facilità di integrazione nei sistemi HVAC esistenti consolidano il ruolo del raffrescamento evaporativo indiretto Multi-Cycle come soluzione efficace, sostenibile e di lungo termine per il raffrescamento degli edifici. ♦

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] SNPA, Il clima in Italia nel 2024, Report ambientali SNPA, n. 44/2025
- [2] International Energy Agency, 2023, Tracking space cooling, www.iea.org
- [3] Romanello M. et al., The 2022 report of the Lancet Countdown on health and climate change: health at the mercy of fossil fuels, Countdown, Volume 400 (2022), Issue 10363, pp. 1619-1654
- [4] Zanchini E. Naldi C., Energy saving obtainable by applying a commercially available M-cycle evaporative cooling system to the air conditioning of an office building in North Italy, Energy, Volume 179 (2019), pp. 975-988
- [5] A. Sohani, H. Sayyaadi, N. Mohammadhosseini, Comparative study of the conventional types of heat and mass exchangers to achieve the best design of dew point evaporative coolers at diverse climatic conditions, Energy Convers. Manag. 158 (January) (2018), pp. 327-345.
- [6] ANSI/ASHRAE 62.1-2022, Ventilation And Acceptable Indoor Air Quality
- [7] Ruya E., Augenbroe G., Exploring thermal comfort acceptance criteria in energy modeling, Building Performance Analysis Conference and SimBuild co-organized by ASHRAE and IBPSA-USA Chicago, IL September 26-28, 2018
- [8] Taylor S., Optimize Occupant Health, Building Energy Performance and Your Revenue Through Indoor-Air Hydration
- [9] ANSI/ASHRAE 55-2017, Thermal Environmental Conditions for Human Occupancy
- [10] REHVA, The Nordic Ventilation Group, Health-based target ventilation rates and design method for reducing exposure to airborne respiratory infectious diseases, 2022.
- [11] WHO, 2021, Coronavirus disease (COVID-19): Ventilation and air conditioning, Q&A, www.who.int
- [12] Kono, J., J. Gieselmann, M.K. McNulty, B. Abramson, Increasing Ventilation in 1980s High-Rise Commercial Office Buildings, ASHRAE Journal 64 (11), 2022.
- [13] Mahmood H. M., Sultan M., Miyazaki T., Koyama S., Maisotsenko V. S., Overview of the Maisotsenko cycle – A way towards dew point evaporative cooling, Energy, ELSEVIER, 2016
- [14] F. Santesi, A. Rocchetti, C. Arrighi, Applicazione dell'approccio Water-Energy Nexus al settore HVAC, University of Florence, Florence, 2025.
- [15] Dizaji S. H., Hu, E.J. Chen L., A comprehensive review of the Maisotsenko-cycle based air conditioning systems, Energy, ELSEVIER, 2018.
- [16] Rocchetti A., Socci L., Theoretical and numerical assessment of an enhanced Humidification-Dehumidification desalination system based on Indirect Evaporative cooling and Vapour Compression Refrigeration, Applied Thermal Engineering, ELSEVIER, 2022.
- [17] Rocchetti A., Socci L., Pierazzuoli G., Solutions for efficient and environmental friendly cooling of data centers, International Building Performance Simulation Association, 2021.



Città Verde: nuovo eco quartiere gas-free, rating Esg certificato, come leva per la decarbonizzazione urbana intensiva con attenzione al sociale

Fonte: La Leva srl

◆ **Alessandro Guglielmi¹, Dario Cinti², Marko Guglielmi³**

1 Architetto, impresa **La Leva srl**; 2 Architetto, **Sintesi srl**; 3 Art Director, **Reimmortal**

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0003](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0003)

ABSTRACT

La decarbonizzazione del settore edilizio è una priorità strategica per l'Unione europea, responsabile di oltre un terzo dei consumi finali di energia e delle emissioni climalteranti. In questo quadro, il progetto "Città Verde", innovativo complesso residenziale sostenibile, in corso di realizzazione a Roma, zona Ardeatina/Cecchignola, rappresenta un caso di studio di rilevanza nazionale. È il primo intervento in Italia che abbina la certificazione GBC Home® per gli edifici, che tiene conto anche della qualità degli spazi e della salubrità dell'aria per chi ci vive, e il protocollo GBC Quartieri® (in via di ottenimento), che valuta gli spazi sociali, la qualità dei servizi a portata di mano, infrastrutture verdi, le nuove quattro scuole, la realizzazione dei negozi

di vicinato, aree fitness, aree giochi per i bambini, aree cani e piazza di quartiere, posizionandosi come laboratorio applicativo della transizione energetica su scala urbana.

Il quartiere, articolato in oltre 450 unità abitative già consegnate con uno sviluppo complessiva di circa 1.000 appartamenti, è interamente gas-free e classificato A3-A4. Ogni edificio integra fotovoltaico con accumulo elettrico, pompe di calore ad alta efficienza, sistemi di monitoraggio dei consumi e soluzioni di e-mobility.

La gestione idrica prevede riduzioni indoor del 30% e serbatoi di raccolta piovana utilizzata per l'irrigazione dei giardini. L'impatto ambientale ed economico stimato è significativo: fino a 50.000 kWh/anno di energia prodotta da FV per edificio. Il risparmio medio per famiglia è di 1.980 €/anno (1.193 € energia, 490 € mobilità elettrica, 233 € acqua, 64 € per la riduzione della CO₂), con emissioni evitate pari a circa 31.000 kgCO₂/anno per edificio.

Oltre agli aspetti energetici, il progetto valorizza il tessuto urbano attraverso un'attenta progettazione urbanistica, ispirata al Green City Accord dell'Unione Europea, che mira a trasformare le città in ambienti eco-compatibili, integra spazi verdi per 20 ettari, percorsi ciclopedonali e servizi di prossimità. Nel progetto Città Verde l'architettura dialoga, attraverso la progettazione, con il disegno urbano per generare un ambiente più sicuro, vivibile e resiliente, capace di ridurre l'impatto delle isole di calore e migliorare la qualità dell'aria. Il valore sociale è garantito dalla creazione di spazi comuni, aree per l'inclusione, condivisione e servizi di quartiere, in grado di rafforzare il senso di comunità e la coesione territoriale. E non ultimo i prezzi che nonostante l'uso di soluzioni innovative sono in linea con quelli di mercato. L'approccio si colloca in coerenza con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030, mostrando come la transizione energetica possa andare di pari passo con l'innovazione urbanistica, la decarbonizzazione e l'inclusione sociale.

La doppia certificazione GBC, unita all'adozione di una serie di soluzioni replicabili su grande scala, rende "Città Verde" un modello di policy-driven innovation: dimostra come strumenti volontari di rating possono agire come meccanismo di governance e acceleratori della transizione energetica. Il contributo discuterà anche circa la trasferibilità, i limiti metodologici e i punti di forza in termini di decarbonizzazione, resilienza climatica e benefici sociali, offrendo una base per il dialogo tra ricerca, policy e pratiche di mercato.

Città Verde: nuovo eco-quartiere, gas-free, rating Esg certificato, come leva per la decarbonizzazione urbana intensiva con attenzione al sociale

1. INTRODUZIONE E QUADRO DI RIFERIMENTO

1.1 La decarbonizzazione del settore residenziale nel contesto europeo

Il settore dell'edilizia rappresenta una delle sfide più critiche per il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050. Secondo dati del Parlamento Europeo e della Commissione, il patrimonio edilizio europeo è responsabile per il 36% delle emissioni di gas serra e del 40% del consumo energetico finale. In questo scenario, la decarbonizzazione non è più un'opzione, ma una necessità impellente che richiede un rapido cambio di paradigma: passare dall'efficientamento del

singolo componente a una visione sistemica sia dell'organismo edilizio e sia del tessuto urbano.

1.2 Ruolo delle politiche UE e degli strumenti volontari di sostenibilità

Le direttive europee, come la cosiddetta "Direttiva Case Green", stanno delineando un quadro normativo sempre più stringente per garantire prestazioni elevate e la salvaguardia del territorio. Accanto agli obblighi legislativi, gli strumenti volontari di certificazione assumono un ruolo importante di "governance" e garanzia, agendo come catalizzatori per l'innovazione tecnologica, la trasparenza verso il mercato e la decarbonizzazione.

1.3 Transizione energetica e scala urbana

La transizione energetica trova la sua dimensione ideale e necessaria nella scala di quartiere. Non è più sufficiente progettare edifici isolati ad alte prestazioni; occorre ragionare sui cosiddetti “SMART District”, l’approccio più efficace per integrare una serie di soluzioni sostenibili che sarebbero poco efficienti e riservate a pochi se applicate ad edifici isolati. La produzione di energia rinnovabile, la gestione intelligente dei flussi energetici e non solo, nonché le infrastrutture condivise che diventano strategiche per “cucire” in maniera sistemica i vari elementi che così costituiscono il tessuto necessario sia per la realizzazione di nuove unità urbane, sia per “ricucire” in una chiave di maggiore sostenibilità il patrimonio edilizio esistente.

1.4 Certificazioni ambientali come strumenti di governance (GBC Home® e GBC Quartieri®)

Il ricorso a protocolli energetico-ambientali come GBC Home®, per l’edificio e GBC Quartieri®, per l’area urbana, rappresenta una scelta strategica. Questi protocolli, rilasciati da enti terzi indipendenti, certificano la qualità del costruito e dell’urbanizzazione, promuovendo una cultura dell’abitare che bilancia tecnica edilizia e rispetto del territorio. Oltre a ciò la certificazione è anche una chiave d’accesso a leve finanziarie più agili, sia nella fase di realizzazione degli interventi edilizi, sia in quella d’utilizzo da parte dell’utente finale. Oltre a ciò è necessario considerare la valenza sociale in senso ampio dell’utilizzo delle certificazioni ambientali sul fronte della diffusione delle buone pratiche per la decarbonizzazione del settore edilizio. La certificazione da enti terzi infatti rafforza la comunicazione e la fiducia dei cittadini verso le iniziative edilizie di qualità, offrendo alle imprese anche nuove opportunità.

1.5 Le connessioni con l’Agenda 2030 e gli SDGs

Il progetto Città Verde è esplicitamente concepito per allinearsi ai principi dell’Agenda 2030 delle Nazioni Unite, configurandosi come un “laboratorio urbano” che contribuisce direttamente alla realizzazione degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) e affronta la transizione energetica attraverso una visione multidimensionale che integra ambiente, società e governance.

SDG 7: Energia pulita e accessibile. Città Verde promuove un modello di consumo basato sull’autoproduzione e l’efficienza energetica avanzata. L’intervento è 100% elettrico e gas-free, eliminando le emissioni dirette da combustione.

L’uso di impianti solari fotovoltaici e termici con sistemi di accumulo permette di coprire circa l’80% del fabbisogno energetico totale tramite fonti rinnovabili. La predisposizione per l’adesione a una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) mira a massimizzare l’autoconsumo collettivo tra i residenti.

SDG 11: Città e comunità sostenibili. Il progetto rappresenta un caso pilota di rigenerazione urbana e “ricucitura” del territorio. Oltre il 55% dell’area è destinato a una rete di parchi, dotati di collegamenti viari e percorsi ciclopedonali, creando un continuum ambientale con gli insediamenti circostanti, spazi funzionali-ambientali e mitigando l’effetto isola di calore. È il primo progetto italiano a ottenere la doppia certificazione GBC Home® e GBC Quartieri®, garantendo standard misurabili di sostenibilità su scala urbana. L’infrastruttura include piste ciclabili, colonnine di ricarica elettrica in ogni parcheggio e corsie preferenziali per il trasporto pubblico.

SDG 13: Lotta contro il cambiamento climatico. Città Verde agisce sia sulla mitigazione (riduzione emissioni) sia sull’adattamento (resilienza urbana). Grazie all’efficienza in classe A3-A4 e alle rinnovabili, si stima una riduzione di circa 111.600 kg di CO₂ all’anno rispetto a un quartiere convenzionale. Il 70% delle superfici esterne utilizza materiali ad alta riflettanza solare (SRI) per abbassare le temperature superficiali estive.

SDG 6: Acqua pulita e servizi igienico-sanitari. La gestione idrica è uno dei pilastri della certificazione GBC Quartieri®. L’integrazione di sistemi di raccolta delle acque piovane per l’irrigazione e rubinetterie a flusso limitato consente un risparmio del 57% sui consumi idrici annui, pari a circa 4 milioni di litri di acqua potabile.

SDG 12: Consumo e produzione responsabili. Il progetto adotta criteri di economia circolare lungo tutto il ciclo di vita dell’insediamento. Oltre il 30% dei materiali edilizi impiegati ha un alto contenuto di riciclato, mentre in fase di cantiere il 70% dei rifiuti da costruzione è stato avviato a recupero invece che in discarica.

SDG 10 e SDG 1: Ridurre le disuguaglianze e sconfiggere la povertà. L’approccio dell’affordable housing è centrale per garantire l’inclusione sociale. Allineando i prezzi a quelli degli immobili tradizionali ma offrendo costi di gestione (bollette) molto più bassi, il progetto combatte attivamente la povertà energetica e favorisce l’accesso a case salubri per giovani coppie e ceti medi. La domotica inclusiva (comandi vocali, ascensori touchless) garantisce pari opportunità anche a persone con ridotta mobilità.

SDG 4: Istruzione di qualità. Città Verde promuove la crescita culturale attraverso l’educazione alla sostenibilità e l’arte partecipativa. Sono previste opere d’arte urbana co-realizzate con le scuole locali e percorsi educativi sull’uso consapevole dell’energia per radicare l’identità del quartiere nel vissuto quotidiano.

◆ Masterplan



Fonte: La Leva srl

L'iniziativa prevede la realizzazione di 1.000 unità abitative, negozi di vicinato, due medie distribuzioni di vendita, distribuite in ventisette edifici (undici già realizzati) di 5 o 3 piani. Il piano di urbanizzazione è stato concepito per armonizzare gli spazi edificati con le zone limitrofe, con oltre 20 ettari di aree verdi attrezzate, preservando le caratteristiche paesaggistiche del territorio. A oggi, oltre 450 famiglie risiedono nel complesso. Cinque condomini allo stato attuale sono stati completati e si tratta di edifici realizzati secondo i criteri di sostenibilità più elevati, con tre edifici che hanno già ottenuto la certificazione Silver secondo il protocollo GBC Home®.

2. IL CASO STUDIO "CITTÀ VERDE"

2.1 Inquadramento territoriale: Colle Ardeatino/Cecchignola

Il progetto Città Verde sorge a Roma, nella periferia sud ovest, nel quartiere di Colle Ardeatino. L'intervento è situato tra le vie Margaret Mead, Linda Malnati, Giovanni Kobler e si configura come una fondamentale opera di ricucitura urbana connettendosi con l'adiacente distretto dell'EUR.

2.2 Abitazioni gas-free e prestazioni energetiche degli edifici

Città Verde è un complesso completamente "gas free", eliminando alla radice l'uso di combustibili fossili per scopi domestici.

Gli edifici sono certificati in classe energetica A3 e A4, garantendo una riduzione dei consumi energetici stimata tra il 70% e l'80% rispetto agli standard abitativi convenzionali.



DATI PRESTAZIONALI CITTÀ VERDE PER ANNO SOLARE	EDIFICIO SINGOLO EDIFICIO G - COMPARTO Z2		CITTÀ VERDE	
	DATI TECNICI	IMPORTO	DATI TECNICI	IMPORTO
SUPERFICIE UTILE LORDA RESIDENZIALE	2.675,00 MQ		59.982,00 MQ	
PERCENTUALE DI ACQUA CALDA SANITARIA PRODOTTA DA FONTI RINNOVABILI	93 %		93 %	
PERCENTUALE DEL FABBISOGNO ANNUO DA FONTI RINNOVABILI (RISCALDAMENTO, RAFFRESCAMENTO, ACQUA CALDA SANITARIA)	80 %		80 %	
PRODUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO (PREZZO ENERGIA MEDIO PARI A € 0,21/KWh)	52.794,00 KWh	€ 11.086,74	1.183.809,24 KWh	€ 248.599,94
EMISSIONI CO2	4.979,00 Kg		111.645,00 Kg	
EMISSIONI CO2 EVITATE	24.285,00 Kg		544.546,87 Kg	
CLASSE ENERGETICA APPARTEMENTI	A3-A4		A3-A4	
RISPARMIO IDRICO CON LIMITATORI DI FLUSSO SU RUBINETTERIA E SANITARI PARI AL 57% DEL VOLUME NECESSARIO ANNUO	57 %		57 %	
ACQUA PIOVANA RECUPERATA L' ANNO PARI AL 89% DEL VOLUME NECESSARIO ANNUO PER IRRIGAZIONE (PREZZO MEDIO ACQUA PARI A € 2,00/MC)	180.000 LT	€ 360,00	4.036.172 LT	€ 8.072,34

Fonte: La Leva srl

2.3 Sistemi di generazione rinnovabile e accumulo

L'energia è prodotta in situ tramite impianti fotovoltaici di ultima generazione e sistemi solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria. L'integrazione di sistemi avanzati di accumulo energetico permette di ottimizzare l'autoconsumo e gestire i picchi di domanda.

2.4 Pompe di calore, monitoraggio dei consumi e smart technologies

Il sistema impiantistico si affida a tecnologie elettriche ad alta efficienza. In ogni edificio sono installate pompe di calore ad alta efficienza e a bassa temperatura utilizzate sia per il riscaldamento che per il raffrescamento degli ambienti e che offrono notevoli vantaggi in termini di risparmio energetico e sostenibilità ambientale.

L'efficacia delle pompe di calore è massimizzata dalle caratteristiche costruttive degli edifici (Classe A3-A4), che presentano un alto isolamento termico e l'eliminazione dei ponti termici, riducendo drasticamente il fabbisogno di energia per garantire una corretta climatizzazione degli ambienti.

Grazie all'azione delle pompe di calore unite, in alcuni casi, alla ventilazione meccanica controllata, i residenti beneficiano di temperature interne più stabili e di una qualità dell'aria salubre, priva di rischi legati alla combustione come il monossido di carbonio.

L'innovazione si estende alla salubrità degli ambienti interni con l'installazione di purificatori d'aria e componenti antibatterici nelle parti comuni, come pavimenti e interruttori.

2.5 Mobilità elettrica e infrastrutture di supporto

Il progetto promuove la mobilità sostenibile attraverso la predisposizione per la ricarica domestica delle auto elettriche in ogni unità, incentivando l'abbandono dei motori a combustione interna.

2.6 Gestione sostenibile della risorsa idrica

La gestione dell'acqua prevede un risparmio indoor del 30% (circa 60 mc/anno per famiglia). Esternamente, ogni edificio è dotato di serbatoi di accumulo da 10 metri cubi per la raccolta delle acque piovane destinate all'irrigazione delle aree verdi.

3. VALUTAZIONE DELLE PRESTAZIONI AMBIENTALI ED ECONOMICHE

3.1 Produzione energetica e riduzione delle emissioni di CO₂

L'impatto climatico è drasticamente ridotto: il progetto evita l'immissione in atmosfera di 31.000 kg di CO₂ all'anno per ogni edificio. Gli impianti fotovoltaici condominiali generano circa 50.000 kWh/anno, coprendo gran parte dei fabbisogni delle parti comuni.

3.2 Analisi dei risparmi economici per le famiglie

Il modello Città Verde rende la sostenibilità economicamente vantaggiosa, con un risparmio stimato di 1.980 € all'anno per famiglia, che si traduce in circa 39.600 € in venti anni. Il risparmio energetico diretto pesa per 1.193 €/anno, grazie all'abbattimento dei costi di riscaldamento ed elettricità e all'eliminazione delle quote fisse del gas. Ulteriori vantaggi derivano dalla ricarica dell'auto elettrica (490 €/anno) e dal risparmio idrico (233 €/anno).

3.3 Benefici ambientali a scala di edificio e di quartiere

La combinazione di alte prestazioni dell'involucro e infrastrutture urbane verdi garantisce un benessere diffuso, riducendo l'impronta carbonica complessiva dell'intero insediamento.

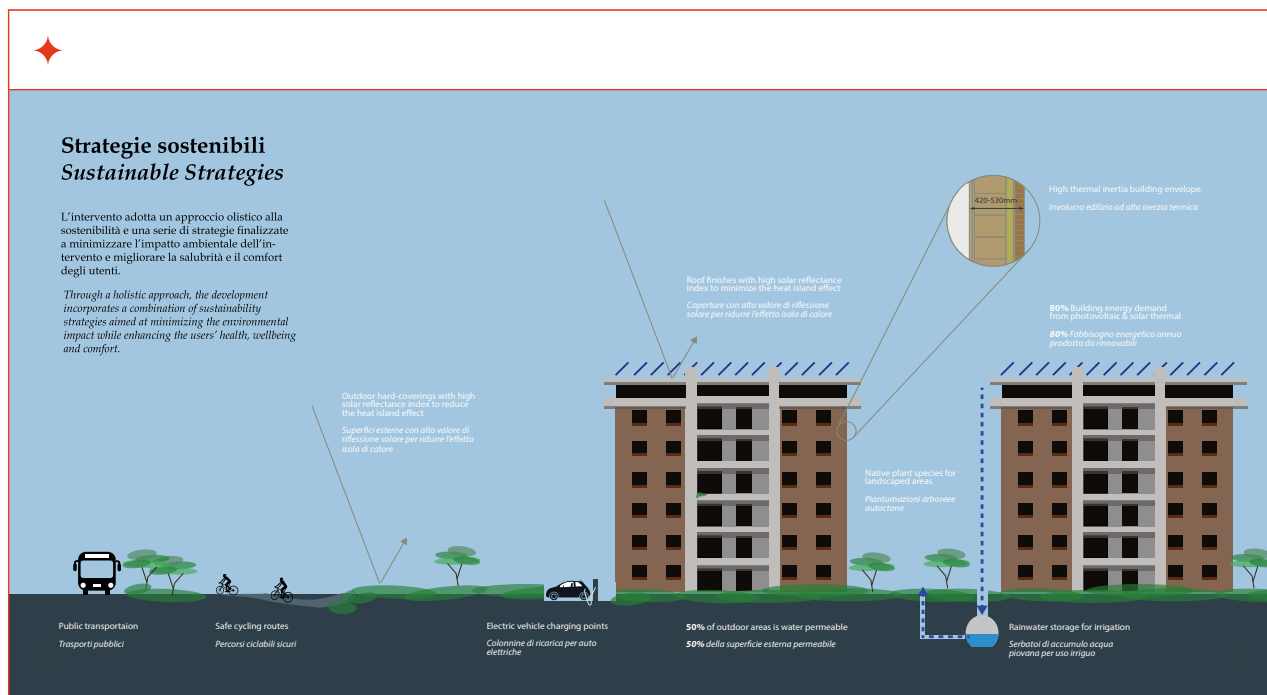
4. QUALITÀ URBANA E RESILIENZA CLIMATICA

4.1 Spazi e infrastrutture verdi

Con oltre 20 ettari di verde attrezzato, il progetto include parchi, percorsi ciclopedonali, aree giochi, fitness e aree cani. Questi spazi non sono solo ricreativi, ma custodiscono il capitale naturale e rispettano la biodiversità e le preesistenze archeologiche del territorio.

4.2 Mitigazione delle isole di calore e qualità dell'aria

Il progetto Città Verde affronta in modo integrato le sfide del microclima urbano e della salute pubblica, adottando soluzioni che intervengono sia sulla temperatura esterna che sulla purezza dell'aria negli ambienti domestici.



Fonte: La Leva srl

Riguardo la mitigazione dell'effetto isola di calore, per contrastare il surriscaldamento tipico delle aree densamente urbanizzate, il masterplan di Città Verde utilizza standard elevati sulla riflettanza delle superfici e sulla permeabilità del suolo. Circa il 70% delle superfici esterne, tra cui coperture e pavimentazioni, è realizzato con materiali chiari ad alto indice di riflessione solare (SRI). A ciò si aggiunge una massiccia dotazione naturale: oltre il 55% dell'area complessiva è destinato a verde pubblico, parchi e giardini. Inoltre, le zone pavimentate sono in larga parte permeabili, favorendo l'infiltrazione naturale dell'acqua piovana. Queste misure combinate permettono a Città Verde di registrare temperature estive più basse rispetto alle zone urbanizzate adiacenti prive di tali accorgimenti. L'assenza totale di caldaie a gas e di motori termici, essendo il quartiere 100% gas free, elimina le emissioni dirette di combustione come NO_x e particolato. La promozione della mobilità elettrica e ciclabile contribuisce ulteriormente a ridurre il traffico e le emissioni legate agli spostamenti quotidiani. In questo contesto, le superfici verdi agiscono come veri e propri filtri naturali, assorbendo CO_2 e catturando gli inquinanti atmosferici residui.

All'interno delle abitazioni, la salubrità è garantita dall'impiego di materiali, vernici e collanti a basse emissioni di VOC (composti organici volatili), minimizzando la presenza di sostanze tossiche nell'aria domestica. Molte unità abitative sono dotate di sistemi di ventilazione meccanica controllata (VMC) che assicurano un ricambio costante dell'aria.

Durante la fase di cantiere, sono stati inoltre seguiti rigidi piani di controllo per minimizzare la dispersione di polveri e sedimenti nell'ambiente.

5. IMPATTI SOCIALI, CULTURALI E ACCESSIBILITÀ ECONOMICA

5.1 Spazi comuni, inclusione e costruzione della comunità

Città Verde pone al centro l'individuo e la famiglia, favorendo la socializzazione attraverso la progettazione di spazi aperti fruibili che stimolano l'interscambio culturale e uno stile di vita attivo.

5.2 Servizi di prossimità e coesione territoriale

Il progetto è inteso come un "nuovo contesto urbano" che garantisce centralità alla persona, migliorando l'attrattività dell'intera area attraverso la dotazione di servizi pubblici, privati e infrastrutture moderne.

5.3 Comunità energetica rinnovabile

L'iniziativa di Città Verde ha predisposto i nuovi impianti per l'adesione a un progetto di Comunità Energetica Rinnova-

vabile (CER) attraverso la collaborazione con la Fondazione Flander, con l'obiettivo strategico della condivisione dell'energia prodotta in loco tra i vari residenti. Si tratta di un approccio che mira a massimizzare l'autoconsumo collettivo di elettricità verde, riducendo la dipendenza dalla rete esterna e migliorando l'efficienza complessiva del sistema energetico del quartiere. La CER si inserirebbe in un contesto tecnologico dove tutti gli edifici sono 100% elettrici e gas-free, alimentati da impianti fotovoltaici e termici che coprono circa l'80% del fabbisogno energetico totale. La comunità energetica funge da strumento gestionale per distribuire equamente questo surplus di energia tra le utenze. L'efficacia della condivisione energetica è supportata da un sistema di monitoraggio continuo "smart". I dati sui consumi (riscaldamento, raffrescamento e utenze) vengono rilevati e caricati su piattaforme dedicate, permettendo di verificare in tempo reale i benefici della CER. Oltre ai benefici ambientali, la CER contribuirebbe all'inclusione sociale e alla riduzione dei costi per le famiglie. Grazie alla condivisione dell'energia autoprodotta, i residenti — che già beneficiano di alloggi in regime di affordable housing — possono ottenere un ulteriore risparmio sulle bollette, rendendo lo stile di vita sostenibile economicamente accessibile anche ai ceti medi e alle giovani coppie.

5.4 Affordable Housing

Il progetto Città Verde a Roma è stato esplicitamente progettato seguendo i principi dell'affordable housing, inteso come l'offerta di alloggi di elevata qualità a costi accessibili per garantire l'inclusione sociale di un'utenza eterogenea, tra cui giovani coppie, famiglie e anziani. I prezzi competitivi rispetto al mercato di zona ed agli attuali costi di costruzione, attualmente da 245.000 € per i bilocali denominati "Comfort" (erano partiti nel 2015 da 165.000 €), dimostrano che l'alta efficienza e la certificazione di qualità possono essere compatibili con il mercato. L'obiettivo è quello di proporre uno stile di vita di qualità accessibile a quasi tutti, mantenendo un'alta sostenibilità sociale ed economica. Per coniugare la sostenibilità con i costi contenuti, lo sviluppatore (La Leva S.r.l.) ha scelto di assorbire internamente il sovraccosto di circa il 10% derivante dall'adozione di tecnologie avanzate. Una scelta che ha evitato di ribaltare i costi extra sul prezzo di vendita, mantenendo i prezzi degli alloggi in linea con quelli degli immobili nuovi ma non certificati della zona. In questo quadro l'ASviS (Alleanza Italiana per lo Sviluppo Sostenibile) ha riconosciuto il progetto come un modello virtuoso di edilizia "green e affordable", ricevendo l'Attestato di Buona Pratica Territoriale per un'Italia più sostenibile. Anche Roma Capitale ha menzionato l'iniziativa Città Verde nel sito istituzionale "ROMA SI TRASFORMA" evidenziando il percorso

di certificazione secondo i protocolli energetico ambientali CIT. "Questo approccio mira a favorire la socializzazione e lo scambio culturale, contribuendo a dare al nuovo quartiere una propria identità urbana".

Il ruolo esemplare nel fornire housing di qualità a prezzi calmierati come alternativa ai mercati centrali troppo esclusivi. La strategia della "sostenibilità a prezzo equo" si è rivelata vincente dal punto di vista commerciale, portando il tasso d'invenduto vicino allo zero, con vendite estremamente rapide degli appartamenti.

5.5 New Bauhaus

Il progetto Città Verde si configura come un laboratorio applicativo dei principi del Nuovo Bauhaus Europeo (NEB), l'iniziativa della Commissione Europea volta a coniugare il Green Deal con la dimensione estetica, sociale e culturale della vita quotidiana. L'obiettivo fondamentale è quello di rendere l'ambiente costruito non solo più efficiente, ma anche bello e inclusivo, promuovendo un'edilizia capace di generare legami sociali, memoria e senso di comunità pilastri del New Bauhaus all'interno del distretto si articolano attraverso diverse dimensioni:

- *l'opera "Ali e Radici"*. Al centro della visione culturale di Città Verde si colloca il percorso artistico e concettuale "Ali e Radici", ideato dall'artista Marko Reimmortal. L'opera mette in dialogo quattro generazioni attraverso due archetipi universali: le ali, simbolo di sogno e proiezione verso il futuro, e le radici, emblema di stabilità e memoria storica. Questo progetto trasforma lo spazio urbano in un "luogo di senso", dove il processo creativo e la relazione tra le persone assumono la stessa importanza dell'oggetto artistico finale;
- *economia circolare e arte diffusa*. L'integrazione artistica segue logiche di sostenibilità ambientale. I mosaici che compongono l'opera sono realizzati dagli studenti del liceo Artistico utilizzando materiali di scarto della produzione ceramica. Parallelamente, in collaborazione con la University of Arkansas, sono stati progettati dei "troni-scultura" realizzati in cemento ecologico a basse emissioni di CO₂, anch'essi rivestiti in ceramica riciclata. Queste installazioni, collocate lungo la Promenade dell'Urban District, complesso edilizio che prevede oltre alla realizzazione di residenze anche una serie di negozi di vicinato, trasformano il quartiere in una vera e propria galleria d'arte a cielo aperto fruibile a tutti;
- *partecipazione e valore educativo*. Il progetto promuove una forte coesione generazionale e sociale coinvolgendo attivamente la comunità. I bambini delle scuole primarie contribuiscono alla visione del quartiere condividendo

i propri “sogni”, che vengono poi tradotti in manufatti artistici. Questo approccio mira a valorizzare i talenti di ogni età, rendendo la purezza dei sogni dell’infanzia un patrimonio condiviso della comunità residente;

• *rigenerazione e identità*. Per Città Verde, rigenerare non significa semplicemente edificare nuovi volumi, ma restituire identità e valore condiviso al tessuto urbano. Come sottolineato dai consulenti del progetto, l’edilizia sostenibile certificata diventa lo strumento per accogliere visioni e storie umane, superando la mera dimensione dei materiali e delle metrature.

Grazie a queste iniziative, Città Verde ha ottenuto il patrocinio del *Concilio Europeo dell’Arte*, confermando la sua natura di esempio virtuoso in cui la sostenibilità energetica si intreccia indissolubilmente con la qualità dello spazio e la partecipazione civica.

6. DISCUSSIONE

6.1 La doppia certificazione GBC come leva di policy-driven innovation

L’adozione proattiva dei protocolli GBC Home® e GBC Quartieri® non è una mera conformità normativa, ma un pila-

stro strategico. Essendo il primo complesso in Italia ad avviare questo percorso duale, Città Verde dimostra come la certificazione possa essere un fattore primario di competitività, garantendo valore patrimoniale e prestazioni reali.

6.2 Trasferibilità del modello e scalabilità delle soluzioni

Il progetto vanta un elevato potenziale di diffusione nazionale. I risultati economici (ROI del 12% circa) e l’impatto occupazionale (80 persone impiegate mediamente all’anno per il cantiere dei primi 5 fabbricati) confermano la sostenibilità finanziaria dell’operazione, rendendola replicabile in altri contesti urbani italiani che necessitano di riqualificazione.

CONCLUSIONI

Città Verde rappresenta un paradigma avanzato di sviluppo urbano sostenibile. Attraverso l’integrazione di tecnologie gas-free, la gestione oculata delle risorse idriche e una progettazione orientata al benessere sociale, l’intervento anticipa le future direttive europee. Il successo dell’iniziativa risiede nella capacità di trasformare la decarbonizzazione da obbligo tecnico a valore economico e sociale tangibile per la comunità. ♦



Accesso all'energia elettrica nelle aree urbane e peri-urbane dell'Africa Sub-Sahariana

◆ **Fabrizio Bonemazzi¹, Cristiana Lisi², Luca Rossi³, Lorenzo Vilona⁴**

1 Head of Training and Capacity Building **RESA4Africa Foundation**; 2 Senior Policy and Regulatory Officer **RESA4Africa Foundation**;
3 **RESA4Africa Foundation**; 4 Southern Africa Specialist **RESA4Africa Foundation**

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0004](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0004)

ABSTRACT

L'accesso universale all'energia elettrica nei Paesi emergenti è un elemento imprescindibile per lo sviluppo socioeconomico e per garantire i servizi essenziali. Nonostante i progressi degli ultimi anni, l'Africa Sub-Sahariana rimane la regione meno elettrificata al mondo: su 600 milioni di persone senza elettricità nel continente africano, 590 milioni vivono in quest'area. La rapida urbanizzazione, la crescita demografica e le infrastrutture sottodimensionate hanno aggravato il divario energetico, non solo nelle aree rurali, generalmente più arretrate, ma anche nelle aree urbane e peri-urbane, dove proliferano insediamenti informali privi di accesso ai servizi primari.

Garantire l'accesso all'energia in questa regione richiede azioni urgenti: investimenti consistenti, adozione di tecnologie innovative e riforme regolatorie per superare le barriere burocratiche e strutturali che ancora limitano il progresso. In tal senso, uno studio promosso da RES4Africa Foundation ed ENEL Foundation, ha analizzato 10 megalopoli africane, esaminando i trend demografici e i tassi di accesso all'elettricità, con proiezioni fino al 2050. I risultati evidenziano che, senza interventi straordinari, solo alcune città potranno raggiungere la piena elettrificazione, mentre la maggioranza rischia di rimanere indietro. Tre città, Johannesburg, Lagos e Nairobi, sono state poi approfondite come casi pilota per valutare soluzioni concrete.

L'articolo si propone di riassumere in modo sintetico ed esaustivo le premesse e i risultati dello studio sopra menzionato, delineando al tempo stesso i possibili sviluppi futuri.

Africa Sub-Sahariana: l'energia come chiave del futuro urbano

L'accesso universale all'energia è un aspetto cruciale per sostenere lo sviluppo economico e garantire servizi essenziali nel prossimo futuro. L'Organizzazione delle Nazioni Unite ne ha riconosciuto il ruolo strategico inserendolo nell'Agenda 2030 attraverso il Sustainable Development Goal 7 (SDG7). Analogamente, la Commissione dell'Unione Africana mira a garantire energia affidabile ed efficiente per industrie, istituzioni e abitazioni in tutto il continente. Tuttavia, questo obiettivo, pur rappresentando un target ambizioso per molti Paesi, risulta particolarmente sfidante per l'Africa Sub-Sahariana (SSA), con il rischio di rallentare i progressi verso il raggiungimento degli obiettivi prefissati a livello globale.

Uno dei principali ostacoli all'elettrificazione universale e sostenibile della SSA è dovuto al fatto che le città di quest'area sperimentano tassi di crescita della popolazione tra i più rapidi al mondo. Un'analisi del The Economist Intelligence Unit, *African cities 2035* (2024), stima che le 100 principali città in Africa, *Africa100*, tra le quali Lagos, Kinshasa e Johannesburg, ospiteranno circa il 21% della popolazione di tutto il continente al 2035. La forte urbanizzazione delle città della SSA nasce da una dicotomia evidente, il fattore "push-pull": da un lato opera la spinta che induce gli abitanti dei villaggi e delle città minori a migrare, a causa della povertà diffusa, dei servizi essenziali inadeguati o spesso inesistenti e della mancanza di prospettive di vita dignitose e di opportunità; dall'altro opera l'attrazione esercitata dalle grandi città, alimentata dalla speranza di accedere a maggiori opportunità lavorative, di migliorare gli standard di vita e i servizi fondamentali, come salute e educazione, anche attraverso una rete di infrastrutture più solida e moderna.

Questo processo, naturale ed inevitabile, sta guidando lo sviluppo dell'economia e del commercio, ma sta, allo stesso tempo, creando sfide da risolvere, come il sovraffollamento e la nascita di numerosi insediamenti informali, con relativa disoccupazione e povertà energetica. La più diretta conseguenza

di questa espansione è la crescente domanda di energia nelle aree urbane e peri-urbane, che sta sottoponendo le infrastrutture elettriche esistenti a elevati stress, dimostrandone la fragilità, l'inadeguatezza e la necessità impellente di uno sviluppo sistemico.

Città in crescita, energia in ritardo: il quadro attuale dell'area Sub-Sahariana

Nel presente articolo, con Africa Sub-Sahariana si intende la regione del continente africano situata a sud del deserto del Sahara, comprendente 48 Paesi, di cui 23 classificati come a basso reddito (Mustapha Jobarteh, *Sub-Saharan Africa: Geographic Futures*). Si tratta di un'area vastissima che, dal 1990 ad oggi, ha visto la popolazione aumentare di circa il 160%, passando da 500 milioni a 1.3 miliardi di abitanti. Questa crescita è trainata soprattutto dalle aree urbane, che stanno compensando la progressiva decrescita delle zone rurali, storicamente maggiormente popolate. Ai ritmi attuali, entro i prossimi 20 anni, intorno al 2043, le città supereranno le campagne in termini di popolazione. In alcune città, come Lagos, Kinshasa, Dar es Salaam e Luan-da, si è assistito ad una crescita demografica quasi esponenziale, che ha generato criticità in termini di accesso all'energia. Questo fenomeno contribuisce ad identificare la SSA come la regione con il più basso tasso di accesso all'elettricità: oltre il 20% della popolazione urbana non ne dispone, per un totale di 99 milioni di persone non servite. Inoltre, anche laddove l'accesso è garantito, la qualità del servizio rimane problematica: blackout e brownout frequenti compromettono l'affidabilità della fornitura, rendendola inadeguata ad alcuni usi produttivi dell'energia.

L'inversione di tendenza nella crescita demografica tra aree rurali ed urbane potrebbe, in teoria, rappresentare un vantaggio economico, essendo più conveniente fornire elettricità ad una popolazione concentrata. La connessione delle aree urbane, infatti, risulta generalmente meno costosa di quella di aree più remote, considerando che circa 1 persona su 6 nella SSA vive "sotto la rete elettrica".

Tuttavia, questa realtà si scontra con numerose difficoltà pratiche, sia in relazione alla fornitura, che alla domanda di elettricità. La maggior parte delle città di questa regione, infatti, ha subito negli anni passati una pianificazione debole e spesso strumentalizzata, basata su regole obsolete che ha portato alla centralizzazione delle infrastrutture nelle ex capitali coloniali e ha creato città segregate, con conseguente confinamento delle popolazioni locali.

Questa pianificazione inadeguata è ulteriormente aggravata da criticità organizzative, come corruzione, furti di elettricità e inefficienze nella gestione della fatturazione, oltre a complessità sul lato della domanda, tra cui la limitata capacità di pagamento degli utenti dovuta agli alti costi di connessione e la scarsa affidabilità del servizio, che scoraggia nuove connessioni. Tutti questi fattori contribuiscono a rendere più difficile l'adozione di business model sostenibili e riducono l'interesse delle utilities, pubbliche e private, ad investire per abbattere le barriere alla connessione nelle aree urbane, nonostante la vicinanza alle infrastrutture elettriche centrali.

Secondo le stime della IEA nel rapporto *Financing Clean Energy in Africa* (2023), l'Africa riceve, solo il 3% degli investimenti globali destinati all'energia. Un dato questo che da solo evidenzia la disparità nell'allocazione del capitale globale e la sua insufficienza per favorire lo sviluppo energetico del continente. La stima della World Bank conferma questo risultato, valutando che per raggiungere l'SDG7 al 2030 siano necessari investimenti pari a 800 miliardi di dollari in Africa. Ciò si traduce per la sola regione Sub-Sahariana in un fabbisogno di 28 miliardi all'anno, divisi tra investimenti in sistemi off-grid (*solar home systems*), mini/micro-grid e investimenti destinati all'espansione della rete. Attrarre questo livello di capitali richiede la creazione di un contesto favorevole, con politiche di supporto e quadri regolatori coerenti in grado di incentivare la partecipazione del settore privato, ad esempio tramite partnership pubblico-private, e ridurre la percezione del rischio associata agli investimenti. L'Africa Sub-Sahariana si trova oggi ad un punto cruciale: solo investimenti strategici possono garantire l'accesso universale a un'elettricità affidabile, sbloccando il potenziale economico e migliorando la qualità della vita di milioni di persone.

Da queste considerazioni prende le mosse lo studio "Access to electricity in urban and peri-urban areas in Sub-Saharan Africa" e il presente articolo che, attraverso l'analisi dei tassi di crescita della popolazione e la definizione di scenari al 2030 ed al 2050, analizza la possibilità che 10 megalopoli della SSA, selezionate da una lista iniziale di 27, raggiungano il 100% di accesso all'energia, studiando e proponendo, soluzioni tecniche per favorire questo obiettivo in modo sostenibile dal punto di vista sociale, ambientale ed economico.

La selezione delle dieci città si è basata su criteri di dimensione, tasso di crescita, posizione geografica, importanza economica ed industriale, necessità di elettrificazione, stabilità politica e quadro regolatorio. Le 10 megalopoli analizzate, in ordine di punteggio, sono: Johannesburg, Abidjan, Nairobi, Lagos, Lusaka, Addis Ababa, Maputo, Dar es Salaam, Kigali e Kinshasa.

Lo studio: capire la crescita per pianificare l'elettrificazione

Megacities in arrivo: come cresceranno le città africane

Lo studio ha adottato una metodologia quantitativa di previsione per stimare la crescita demografica delle città, in quanto le previsioni a livello urbano non sono sempre disponibili nelle banche dati globali che, generalmente forniscono proiezioni a livello nazionale. Per questo, partendo dai dati storici delle città selezionate, si è calcolato il Tasso di Crescita Annuale Composto (CAGR), utilizzato per sviluppare proiezioni demografiche al 2030 e al 2050. Il dataset utilizzato per questa analisi copre quasi 25 anni, dal 2000 al 2024, fornendo una base solida per comprendere le tendenze demografiche passate ed estrapolare i modelli di crescita futuri.

L'analisi considera due scenari distinti per le proiezioni demografiche urbane in condizioni socioeconomiche e politiche variabili:

- **Scenario Base (BS):** ipotizza che il CAGR attuale per ciascuna città rimanga invariato ed in linea con le tendenze storiche di crescita, quindi in assenza di fattori esogeni che possano ulteriormente accelerare la popolazione urbana.
- **Scenario di Crescita Accelerata (AS):** prevede un aumento del 20% del CAGR attuale, considerando un'espansione demografica estremamente rapida, supportata dal consistente flusso migratorio dalle zone rurali verso i centri urbani, riduzione della mortalità ed elevati tassi di fertilità.

I risultati evidenziano forti differenze tra le città analizzate: Dar es Salaam, in Tanzania, registra il tasso di crescita più elevato (4,47%), mentre Maputo, in Mozambico, sta crescendo a ritmo più lento (0,64%). Kinshasa e Lagos si confermano come i principali poli demografici della regione. Queste due megalopoli guideranno la crescita, sfiorando rispettivamente i 38 e i 48 milioni di abitanti entro il 2050, nello scenario più conservativo (BS), seguite da Dar es Salaam, Johannesburg ed Abidjan. Allo stesso tempo, anche città più piccole come Kigali (Rwanda), saranno in-

teressate da un raddoppio della popolazione, con un tasso di crescita (CAGR) del 4%, grazie all'espansione della loro influenza economica (Tab 1).

Elettrificazione totale: chi può farcela e chi rischia di restare indietro

Per raggiungere l'accesso universale all'elettricità entro il 2030, come previsto dall'SDG7, la SSA dovrebbe progredire ad un ritmo di circa 110 milioni di persone all'anno, obiettivo irrealizzabile con i trend attuali. Sarà quindi necessario un periodo più lungo. Secondo l'*International Energy Agency* (World Energy Outlook 2025), l'accesso universale all'elettricità potrebbe essere raggiunto intorno al 2035, a condizione che gli sforzi globali si mantengano ai livelli più elevati finora registrati.

Relativamente alle sole aree urbane e peri-urbane, al fine di ottenere una fotografia sullo stato attuale e futuro dell'accesso all'energia, lo studio ha stimato i tassi di accesso all'elettricità nei 10 centri urbani analizzati, applicandola stessa metodologia precedentemente utilizzata per i dati demografici.

Sulla base dei dati storici disponibili dei trend di accesso all'elettricità degli ultimi 10 anni, è stato identificato uno Scenario Base (BS) e successivamente introdotti due ulteriori scenari di Crescita Accelerata: AS-1 ed AS-2. Questi ultimi prevedono rispettivamente un incremento del 20% e del 100% sul tasso di accesso di elettricità dello Scenario Baseline, stimolati da maggiori investimenti da parte delle compagnie elettriche,

dalla riduzione dei costi di connessione per famiglie e imprese, dall'aumento della domanda legata allo sviluppo economico e da iniziative governative volte all'accesso universale.

I primi risultati dell'analisi mostrano come nel BS, il tasso medio di accesso all'elettricità nelle 10 città sia del 92.1%, con un tasso di crescita medio del 3.41% per la popolazione e del 3.91% per l'accesso all'elettricità. Questa differenza farebbe ben sperare sul raggiungimento della piena elettrificazione, se non fosse che in alcune città la crescita della popolazione supera quella di accesso all'elettricità.

Per stimare il tempo necessario a raggiungere il 100% di elettrificazione, tenendo conto sia dell'espansione dell'accesso all'elettricità sia della crescita della popolazione, è stato applicato il metodo del tasso di crescita annuale composto (CAGR) sui tre scenari (BS, AS-1 e AS-2), generando tre possibili esiti:

- Un risultato pari a zero anni significa che l'accesso all'elettricità ha già raggiunto il 100%.
- Un valore negativo indica che, all'attuale tasso di crescita, l'elettrificazione al 100% non sarà mai raggiunta.
- Un valore positivo rappresenta il numero di anni necessari per raggiungere il 100% di elettrificazione.

I risultati per lo Scenario Base mostrano come, secondo le stime dello studio, 5 città su 10 non riusciranno a raggiungere il 100% di elettrificazione: Abidjan, Addis Abeba, Johannesburg, Kinshasa, Nairobi. Le altre città potranno raggiungere il target rispettivamente al 2027 Lagos, al 2032 Kigali, al 2038 Dar es Salaam, al 2026 Maputo e Lusaka al 2028, riuscendo

◆ **TABELLA 1**

City	2024 Population (Millions)	BS* - 2030 Projection (Millions)	BS - 2050 Projection (Millions)	AS* - 2030 Projection (Millions)	AS - 2050 Projection (Millions)
Lagos, Nigeria	16,54	20,05	38,09	20,82	44,86
Addis Ababa, Ethiopia	5,7	7,06	14,44	7,37	17,32
Abidjan, Côte d'Ivoire	5,86	6,98	12,54	7,23	14,57
Kigali, Rwanda	1,29	1,64	3,65	1,72	4,47
Johannesburg, South Africa	6,32	7,39	12,44	7,62	14,22
Kinshasa, DRC	17,03	21,62	47,93	22,66	58,66
Nairobi, Kenya	5,54	6,88	14,14	7,17	16,99
Dar es Salaam, Tanzania	8,16	10,61	25,44	11,16	31,75
Maputo, Mozambique	1,19	1,24	1,4	1,25	1,45
Lusaka, Zambia	3,32	4,38	11,01	4,62	13,91

Fonte: Studio Access to electricity in urban and peri-urban areas

*Scenario Base (BS)

*Scenario di Crescita Accelerata (AS)

solo in minima parte a rispettare il target SDG7 al 2030. I risultati degli altri due scenari sono a disposizione nello studio completo e nella tabella 2.

Queste proiezioni evidenziano la necessità di investimenti mirati continui e miglioramenti infrastrutturali per colmare il divario tra l'elettrificazione e la rapida crescita demografica.

Ma elettrificare in modo completo e sostenibile le aree urbane e peri-urbane dell'Africa Sub-Sahariana richiede molto più del solo ampliamento delle reti esistenti: serve un vero cambio di paradigma. L'urbanizzazione, l'espansione degli insediamenti informali e la crescita della domanda energetica hanno spinto le città oltre la capacità delle infrastrutture attuali, come confermato dalle analisi quantitative dello studio. Per raggiungere il 100% di elettrificazione è necessario combinare il rafforzamento della rete centrale con **soluzioni innovative diffuse e decentralizzate**, come solar mini/micro-grid, sistemi di accumulo e tecnologie digitali di misurazione smart.

Inoltre, rimangono cruciali le questioni dell'accessibilità economica e dell'affidabilità: l'alto costo delle connessioni e delle tariffe rende l'accesso formale all'elettricità proibitivo per molte famiglie che vivono in insediamenti informali.

Senza **modelli commerciali nuovi e flessibili**, come pagamenti rateali tramite mobile money, formule energy-as-a-service o tariffe progressive, anche le migliori infrastrutture rischiano di rimanere sottoutilizzate. Contestualmente, la scarsa affidabilità, con blackout ricorrenti, fluttuazioni di tensione e interruzioni non programmate, scoraggia gli investimenti commerciali e impedisce alle reti urbane di sostenere le attività economiche.

A complicare ulteriormente il quadro vi è un ambiente normativo spesso frammentato: procedure lente, regolamenti poco chiari e incentivi insufficienti scoraggiano la partecipazione del settore privato, indispensabile per colmare il fabbisogno

◆ **TABELLA 2**

City	Year Projected to reach 100% Electrification
Lagos, Nigeria	2027
Addis Ababa, Ethiopia	Not Achievable
Abidjan, Côte d'Ivoire	Not Achievable
Kigali, Rwanda	2032
Johannesburg, South Africa	Not Achievable
Kinshasa, DRC	Not Achievable
Nairobi, Kenya	Not Achievable
Dar es Salaam, Tanzania	2038
Maputo, Mozambique	2026
Lusaka, Zambia	2028

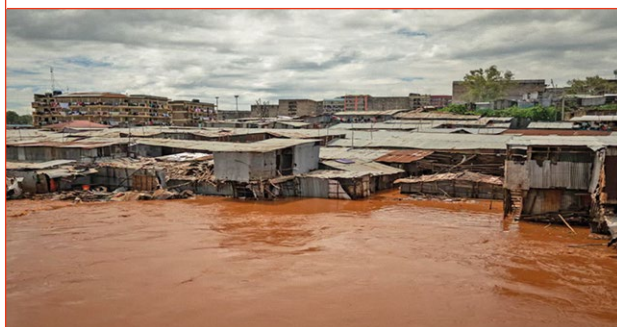
Fonte: Studio Access to electricity in urban and peri-urban areas

di investimenti. Rafforzare e semplificare il quadro regolatorio diventa quindi un passaggio chiave per attrarre capitali e sviluppare modelli di elettrificazione scalabili e sostenibili. Il tutto senza trascurare le implicazioni ambientali e sociali: se non ben progettati, i programmi di elettrificazione rischiano di aggravare disuguaglianze e impatti ecologici, favorendo iniquità. (FIG. 1)

L'urban planning assume un ruolo decisivo: solo integrando le esigenze energetiche nei piani di sviluppo urbano, promuovendo politiche di zonizzazione e progettazione di infrastrutture resilienti, coinvolgendo nei processi partecipativi le comunità locali, è possibile evitare che la crescita urbana superi la capacità elettrica disponibile. Esperienze come quelle di Kigali (Master Plan 2050) o dei programmi di upgrading degli insediamenti informali, dimostrano quanto l'allineamento tra sviluppo urbano ed espansione elettrica possa migliorare l'efficienza, ridurre le connessioni illegali e garantire un accesso più equo.

Questi elementi costituiscono le fondamenta su cui costruire strategie mirate per le singole città. Alla luce di questi pilastri - infrastruttura, accessibilità economica, qualità del servizio, governance e pianificazione urbana - diventano essenziali studi di fattibilità approfonditi, finalizzati alla realizzazione di progetti pilota scalabili e replicabili. Pur con sfide differenti, queste città riflettono dinamiche comuni dell'Africa urbana contemporanea. Comprendere come applicare questi principi ai loro specifici contesti è il passo necessario per tradurre l'obiettivo dell'elettrificazione totale in percorsi concreti e attuabili. In questa prospettiva, lo studio ha individuato tre megalopoli, Lagos, Nairobi e Johannesburg, su cui concentrare l'analisi dei possibili interventi innovativi da selezionare in una fase successiva di implementazione sul campo.

◆ **FIGURA 1 Mathare informal settlement in Nairobi**



Source - Edwin Ndeke. 2024. The Guardian

Dentro le città: ostacoli e soluzioni in tre hub urbani dell'Africa Sub-Sahariana

Lagos, Nigeria

Lagos, la città attualmente più popolosa dell'Africa con oltre 16 milioni di abitanti, affronta una sfida critica: la domanda di energia elettrica supera di gran lunga la capacità della rete. Nonostante la Nigeria possa generare fino a 13 GW, la rete nazionale obsoleta ne distribuisce solo un terzo, lasciando in particolare Lagos con meno di 1.000 MW al giorno. Questo significa che in media gli abitanti ricevono solo circa 12 ore di elettricità al giorno, spingendo famiglie e imprese a ricorrere a generatori diesel, spesso in modo non regolamentato.

Per affrontare queste difficoltà, diverse strategie potrebbero essere sviluppate. Tra queste, **mini-grids e micro-grids solari** rappresentano soluzioni decentralizzate capaci di funzionare sia autonomamente sia integrate alla rete principale, con costi competitivi rispetto al diesel (0,18–0,30 \$/kWh contro 0,40 \$/kWh). Questi sistemi sarebbero particolarmente utili in quartieri informali come Makoko e Ajegunle, e in cluster industriali come Apapa Port, dove la domanda è alta e la rete è instabile.

Altri interventi possibili includono programmi di energia condivisa e l'adozione di **Advanced Metering Infrastructure (AMI)**, che potrebbero ridurre le perdite commerciali dovute a furti e connessioni irregolari, migliorando la sostenibilità economica dei distributori e aprendo la strada a una gestione più efficiente della rete. Queste soluzioni non sono ancora pienamente implementate, ma rappresentano punti chiave su cui concentrare gli sforzi futuri per accelerare l'elettrificazione della città.

Nairobi, Kenya

A Nairobi, il principale ostacolo all'elettrificazione riguarda l'accesso legale nelle aree informali: trasformatori sovraccarichi, costi di connessione elevati e povertà spingono molti residenti di queste aree verso collegamenti illegali, aumentando i rischi di blackout e incendi. In questo contesto, alcune soluzioni potrebbero avere un impatto significativo: **modelli di gestione delegata** con organizzazioni comunitarie e privati, che migliorano la manutenzione della rete e riducono i collegamenti abusivi, e **soluzioni mobili di stoccaggio energetico**, come le stazioni di batterie portatili, che garantiscono accesso flessibile e immediato all'elettricità.

Un esempio concreto su cui basare possibili interventi è rappresentato dai taxi-motocicletta elettrici, molto diffusi in città. Attraverso il modello Battery-as-a-Service (BaaS), le moto vengono vendute senza batteria, che costituisce circa il 40% del costo totale del veicolo. Quando la batteria si scarica,

viene semplicemente sostituita in stazioni di swap distribuite nei quartieri, in pochi minuti e con pagamenti flessibili tramite mobile money. Se implementato in ambito residenziale, questo modello potrebbe rendere l'accesso all'energia più scalabile e integrato con la rete esistente, mostrando come innovazione tecnologica e collaborazione comunitaria possano sostenere l'elettrificazione urbana.

Johannesburg, Sudafrica

Johannesburg affronta sfide diverse: pur disponendo di infrastrutture più consolidate, la rete è soggetta a blackout frequenti e manutenzione insufficiente. Tra gennaio e maggio 2021, City Power ha registrato 1.407 interruzioni non programmate, senza considerare il load-shedding pianificato. Per migliorare l'elettrificazione, si potrebbero sviluppare **micro-grids solari** nelle aree informali e peri-urbane, capaci di operare sia in modo indipendente sia connessi alla rete principale, aumentando la resilienza complessiva.

A differenza di Lagos, Johannesburg dispone di maggiori risorse economiche per investimenti in infrastrutture avanzate e manutenzione regolare; rispetto a Nairobi, però, il ruolo della comunità nella gestione della rete è meno centrale. Gli interventi strategici potrebbero quindi concentrarsi **sull'integrazione dei sistemi decentralizzati con la rete esistente**, ottimizzando manutenzione e gestione operativa, riducendo blackout e perdite commerciali e rafforzando l'affidabilità della distribuzione elettrica.

Anche in questo caso, l'adozione di sistemi di **Advanced Metering Infrastructure (AMI)** in alcune aree più critiche consentirebbe una misurazione accurata del consumo di elettricità, la riduzione delle perdite non tecniche e il miglioramento della trasparenza della fatturazione ai clienti. Rilevando e prevenendo connessioni illegali, l'AMI contribuirebbe a migliorare la riscossione dei ricavi e la stabilità della rete.

Osservazioni comparative

Dal confronto tra le tre città emerge un quadro chiaro: nessuna ha ancora risolto le sfide dell'elettrificazione urbana, presenti e future, ma tutte offrono punti strategici su cui concentrare l'azione. Lagos deve affrontare una domanda eccezionalmente elevata e una rete incapace di soddisfarla, rendendo promettenti soluzioni decentralizzate come mini/micro grids e programmi di energia condivisa. Nairobi deve superare ostacoli legati all'accesso legale e alla sicurezza, dove la gestione comunitaria, le batterie mobili e l'upgrade infrastrutturale potrebbero migliorare affidabilità e inclusione. Johannesburg, pur con infrastrutture più consolidate, necessita di interventi mirati a migliorare resilienza, integrazione delle micro-grids e manutenzione, per garantire una distribuzione più affidabile.

In tutte e tre le città, quindi, l'elettricità non è solo un servizio: rappresenta un aspetto strategico dove tecnologia, modelli di gestione e politiche pubbliche possono orientare lo sviluppo di sistemi più resilienti, sostenibili ed inclusivi.

CONCLUSIONI

Verso l'accesso universale all'elettricità nelle città dell'Africa Sub-Sahariana

L'accesso all'elettricità è un pilastro imprescindibile per lo sviluppo economico e il progresso sociale. Eppure, l'Africa Sub-Sahariana rimane la regione meno elettrificata al mondo.

La rapida urbanizzazione, la crescita demografica e infrastrutture sottosviluppate hanno ampliato il divario energetico, in particolare nelle aree urbane e periurbane, dove insediamenti informali e reti inaffidabili lasciano milioni di persone senza un'alimentazione elettrica stabile. Lo studio promosso da RES4Africa ed ENEL Foundation ha analizzato 10 città della SSA, proiettando trend demografici e tassi di elettrificazione al 2030 e al 2050, identificando le principali sfide e proponendo soluzioni scalabili per raggiungere il 100% di elettrificazione.

Le proiezioni mostrano che la popolazione urbana raddoppierà entro il 2050, con megalopoli come Kinshasa (RDC) e Lagos (Nigeria) a guidare la crescita. 110 milioni di abitanti delle città rimangono scollegati, a causa di elevati costi di connessione (fino a 400 dollari a Lusaka) e forniture inaffidabili

con frequenti blackout e brownout. Con gli attuali trend di crescita, solo 5 città su 10 studiate (Lagos, Kigali, Dar es Salaam, Maputo, Lusaka) potrebbero raggiungere la piena elettrificazione entro il 2030-2050.

Le sfide sono molteplici:

- **barriere dal lato dell'offerta**, quali infrastrutture obsolete, carenze di finanziamento, furti di energia e perdite elevate;
- **barriere dal lato della domanda**, come ad esempio costi di connessione elevati, bassa capacità di pagamento, accordi informali e sfiducia verso il servizio;
- **barriere politiche e normative**, fra le quali quadri normativi deboli e inefficienze burocratiche che ostacolano gli investimenti privati.

Lo studio individua e suggerisce lo sviluppo di progetti innovativi dal punto di vista tecnico e commerciale per superare tali ostacoli e accelerare il processo di elettrificazione delle future megalopoli globali.

Il raggiungimento dell'accesso universale all'elettricità nelle aree urbane e periurbane dell'Africa Sub-Sahariana richiede investimenti urgenti, tecnologie innovative e politiche inclusive. Solo dando priorità alla resilienza della rete, alle soluzioni decentralizzate e alla collaborazione tra le parti interessate, queste città potranno garantire lo sviluppo sociale ed economico sostenibile a tutti i propri abitanti. ♦



Dal Data Center alla città: come TIM Enterprise trasforma il calore di scarto in teleriscaldamento

◆ **Francesco Edemetti¹, Vincenzo Di Lizia¹, Carlo Lombardi¹, Luigi Bellani¹, Massimo Gardella², Stefano Bevilacqua², Andrea Secco²**

1 TIM Enterprise; 2 GETEC Italia

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0005](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0005)

ABSTRACT

A Rozzano dal 2025 è attivo il primo progetto in Italia di energia rinnovabile che recupera il calore generato dal Data Center del Gruppo TIM, per destinarlo al teleriscaldamento di oltre 5.000 abitazioni nel quartiere ALER. L'iniziativa è frutto della partnership realizzata da TIM Enterprise e GETEC Italia.

Il progetto consente di recuperare il calore prodotto dagli impianti del Data Center di Rozzano - uno dei più importanti in Italia - integrandolo nella rete di teleriscaldamento, con una riduzione dei consumi di gas naturale e di emissioni di anidride carbonica in atmosfera, rendendo così la città lombarda più efficiente e

sostenibile. Questo approccio consente un controllo preciso e in tempo reale delle risorse energetiche, massimizzando le performance, riducendo ulteriormente gli sprechi e quindi aumentando i benefici per i cittadini.

Il Data Center (DC) di TIM Enterprise a Milano Sud è al centro di un’iniziativa pionieristica che unisce innovazione digitale e sostenibilità. In collaborazione con GETEC, è stato realizzato un sistema di recupero del calore di scarto (Waste Heat – WH) del DC, allacciandolo alla rete di teleriscaldamento cittadina (District Heating – DH). L’impianto, operativo dal 2025, fornisce energia termica a oltre 5.000 famiglie, riducendo annualmente circa 3.500 tonnellate annue di CO₂ ed il consumo di 30.000 m³ di acqua.

Il progetto è in grado di coniugare la dinamicità dei sistemi Data Center e città, le rispettive missioni di connettività e fornitura di calore; oltre a definire un contratto flessibile e replicabile, basato su una partnership “win-win” tra operatore DH e provider DC. L’iniziativa affronta importanti sfide come quella della regolazione delle responsabilità, la gestione dei flussi energetici e la sostenibilità economica ed ambientale di lungo periodo.

Il progetto adempie alle Direttive Europee. L’integrazione tra DC e DH massimizza l’Energy Reuse Factor (ERF), riduce il Water Usage Effectiveness (WUE) senza compromettere il Power Usage Effectiveness (PUE). In aggiunta, soddisfa i criteri della Green Taxonomy e contribuisce agli obiettivi dell’Agenda 2030.

Il caso di Rozzano segna un cambio di paradigma: i DC non sono più solo consumatori, ma anche produttori di energia termica, generano valore condiviso per la comunità e l’ambiente. Il modello contribuisce a ridurre emissioni e sfruttamento idrico ed apre a nuove opportunità.

INTRODUZIONE

Nel 2024, la domanda globale di elettricità è aumentata del 2,2% rispetto al 2023 (+1.100 TWh). Tale incremento è stato determinato da diversi fattori, tra cui: crescente domanda di raffrescamento dovuta al costante innalzamento delle temperature, aumento dei consumi industriali, elettrificazione dei trasporti ed espansione del settore dei Data Center [1].

La crescita del settore DC è trainata dalla crescente digitalizzazione e dall’avvento dell’Intelligenza Artificiale (Artificial Intelligence – AI), che comporta un aumento significativo della domanda di energia elettrica ed un incremento della capacità di raffrescamento per smaltire il calore prodotto dagli apparati IT. Tale aumento ha posto al centro del dibattito energetico il tema della sostenibilità, sia in termini di consumi elettrici che di gestione termica.

I DC rappresentano oggi, i nuovi attori all’interno del sistema energetico globale. Attualmente, il consumo elettrico dei DC è circa 415 TWh, pari a l’1,5% del consumo globale di elettricità nel 2024, con una crescita media del 12% annuo negli ultimi cinque anni. Il tasso è destinato ad aumentare con la diffusione dell’AI che innalza la potenza richiesta dai server con conseguente aumento della densità di potenza [2].

A livello globale (riferimento 2024) sono stati conteggiati 10.332 DC localizzati in 168 Paesi. L’Unione Europea ha contato 2.254 DC affermandosi come seconda potenza a livello globale per numerosità, dopo gli USA. L’Italia riporta un numero che

oscilla tra 146 e 168 DC operativi al 2024 (oscillazione dipendente dal criterio di catalogazione). La potenza elettrica installata complessiva è circa 513 MW, ove la distribuzione sul territorio nazionale è disomogenea, presentando una forte concentrazione di DC nel nord Italia con focus sulla Lombardia (67 per circa 318 MW di potenza), a seguire il Lazio con 21 DC [3].

Gran parte dell’energia elettrica assorbita dai DC può considerarsi come energia che si converte in WH per effetto Joule, che deve essere rimosso per garantire il corretto funzionamento dei dispositivi IT. Tradizionalmente, tale calore, viene dissipato in atmosfera, ma dato l’aumentare della densità di potenza IT, nuove tecnologie utilizzate [4] e recenti sviluppi normativi sull’efficienza energetica [5][6] si sta promuovendo il recupero e riutilizzo di questo calore considerato di scarto [7]. Il DC quindi non è più solo un consumatore di energia elettrica e frigorifera, ma anche un produttore di energia termica cambiando il suo paradigma in Prosumer. La metrica ESG rilevante non è più soltanto PUE, ma include anche WUE e ERF. Quest’ultimo, in particolare, valorizza il riutilizzo del calore di scarto per un uso esterno al DC.

$$PUE = \frac{\text{Total DC energy}}{\text{IT equipment energy}}$$

$$WUE = \frac{\text{Total DC water}}{\text{IT equipment energy}}$$

$$ERF = \frac{\text{Reused energy outside the DC}}{\text{Total DC energy}}$$

Il recupero termico dai DC rappresenta oggi una strategia efficace per valorizzare il WH riducendo l'impatto energetico. Questo è possibile mediante l'integrazione del DC con le reti di DH, che permettono di recuperare il WH, prodotto dagli elevati carichi IT, distribuendolo nel DH urbano. L'utilizzo di pompe di calore ad alta efficienza consente di elevare il livello termico del calore recuperato, rendendolo idoneo a soddisfare una quota significativa della domanda di riscaldamento residenziale e terziario [8][9]. L'integrazione tra DC e rete DH si configura quindi come un'opportunità concreta per aumentare l'efficienza complessiva del sistema energetico, ridurre le emissioni climalteranti e favorire modelli di economia circolare applicati al settore digitale.

In questo contesto, il progetto di Rozzano promosso da TIM Enterprise e GETEC Italia rappresenta la prima realizzazione su larga scala in Italia di un'integrazione strutturata tra un DC e la DH cittadina. L'iniziativa si colloca all'interno di un quadro normativo favorevole e di un contesto tecnologico in rapida evoluzione, in cui la convergenza tra infrastrutture digitali e sistemi energetici locali apre nuove opportunità per la decarbonizzazione, l'efficienza e la creazione di valore condiviso.

Data Center, tecnologie di raffreddamento e recupero termico

L'evoluzione dei DC negli ultimi decenni ha comportato un incremento significativo della densità di potenza dell'IT e, conseguentemente, del fabbisogno di raffreddamento. L'avvento di server ad alte prestazioni (HPC) e acceleratori AI (GPU) ha innalzato la densità media dei rack dai 3 – 5 kW/Rack (anni 2000) a valori compresi tra 15 e 30 kW/Rack (dal 2020), con proiezioni che superano i 50–70 kW/Rack nei cluster AI di nuova generazione e si ipotizza arriveranno ai 200 kW/Rack (breve futuro), come riportato in Figura 1. L'aumento della potenza comporta un aumento del carico termico con una quasi totale conversione dell'energia elettrica assorbita in calore, rendendo la gestione termica uno degli elementi critici delle infrastrutture digitali e definendo anche la tecnologia migliore per tale scopo [10][11].

Per il corretto funzionamento del DC si richiede un mix tra efficienza, basso costo e alta affidabilità. Questo comporta che il sistema di raffreddamento sia composto da due sistemi distinti, permettendo di ottimizzare indicatori quali PUE, WUE, e ERF. I due sistemi sono [12][13][14]:

1) Impianti di produzione del freddo: sistema primario, esterno alla sala IT. Tipicamente gruppi frigo industriali, condensati ad aria o ad acqua con torre evaporativa.

2) Impianti di distribuzione del freddo di Sala: sistema secondario di distribuzione e parzializzazione del freddo, interno alla sala IT. La tecnologia varia in funzione della potenza da rimuovere, vengono sotto descritte:

- Tecnologie Aria:
 - Computer Room Air Conditioner (CRAC) e Computer Room Air Handler (CRAH): per potenze di 12-15 kW, risulta sempre meno idonea a gestire la crescente densità di potenza
 - Aisle Containment: estrema compartimentazione dei flussi caldi e freddi dell'aria all'interno delle sale IT amplia il range di funzionamento CRAC. Si raggiungono i 20 kW
- Tecnologie ibride Acqua-Aria:
 - Rear Door Heat Exchanger (RDHx): smaltiscono potenze dai 15 kW ai 55 kW e sono suddivise in:
 - Indirect Liquid Cooling: dai 15 ai 35 kW è un sistema misto dove il fluido refrigerante è sul rack e poi refrigerato;
 - Direct-to-Chip: dai 25 ai 55 kW e può essere con fluido a singola fase o bifase, il fluido refrigerante è solo a contatto con il chip o direttamente o indirettamente.
- Tecnologie Acqua:
 - Immersion Cooling: dai 35 kW ai 200 kW, può essere a fluido singola fase o bifase ed il server è completamente immerso nel liquido.

Oltre a tali sistemi sono utilizzate tecnologie di refrigerazione passive al fine di ridurre ancora i consumi energetici quali:

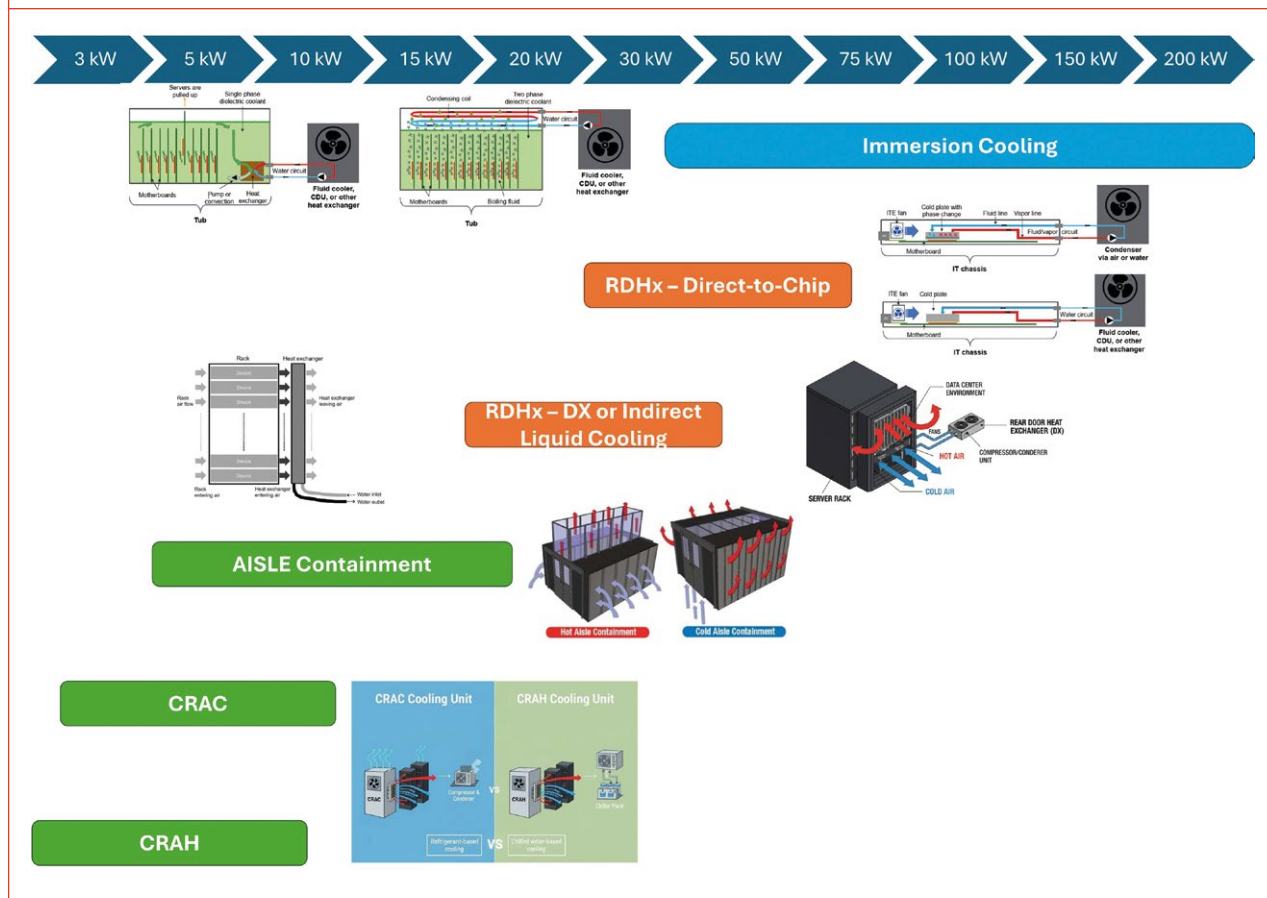
- Free cooling diretto e indiretto: sfrutta le temperature dell'aria esterna per una refrigerazione o diretta nella sala IT o sul gruppo frigorifero [15].
- Acqua di falda: utilizza acqua della falda limitrofa per la refrigerazione diretta o indiretta [16].
- Geotermica: utilizza il calore geotermico per produrre freddo sfruttando il ciclo degli assorbitori [17].

L'aumento della densità energetica, insieme alle nuove norme europee sull'efficienza e trasparenza dei DC, ha reso il recupero del calore un elemento centrale della progettazione dei DC. Il WH andrà aumentando al crescere della potenza IT, sfortunatamente il range di temperatura sarà comunque limitato ai 40°C che corrisponde a calore di scarsa qualità. La valorizzazione avviene mediante l'utilizzo di pompe di calore ad alta efficienza, che permettono di innalzare la qualità del calore ai livelli richiesti dai sistemi di teleriscaldamento (70–100°C). Questo modello permette di incrementare l'ERF del DC.

Tale approccio è riconosciuto come strategico per la decarbonizzazione, la valorizzazione dell'energia e la sua ac-

◆ **FIGURA 1** Distribuzione di tecnologie di refrigerazione DC al variare della potenza IT

Fonte: TIM-GETEC



cessibilità come menzionato dall'Agenda 2030. In aggiunta, vengono promossi modelli di integrazione locale tra infrastrutture digitali ed energetiche, ove il DC non è più solo un consumatore energivoro, ma un potenziale prosumer termico, capace di contribuire attivamente alla transizione energetica attraverso la fornitura di energia termica rinnovabile e riciclata [18][19].

Reti di teleriscaldamento ed evoluzioni

Le reti di teleriscaldamento stanno vivendo una trasformazione strutturale spinta dalla necessità di decarbonizzare i sistemi urbani e integrare sorgenti termiche rinnovabili o di recupero [18][19]. Le reti di oggi, sono l'evoluzione di un concetto nato nella seconda metà dell'800, da sistemi rigidi e piramidali, evoluti verso sistemi più efficienti, digitalizzati e capaci di integrare fonti di calore non convenzionali ma so-

prattutto distribuite. L'evoluzione è caratterizzata da cinque generazioni [20], come riportato in Figura 2:

- 1^a generazione (1GDH): reti ad alta temperatura (vapore) alimentate da grandi centrali di potenza a combustibili fossili; struttura piramidale;
- 2^a generazione (2GDH): reti ad alta temperatura (maggiore di 100°C) alimentate da combustibili fossili e impianti cogenerativi; struttura prevalentemente piramidale;
- 3^a generazione (3GDH): reti a media temperatura (inferiore a 100°C) alimentate da cogenerazione e fonti rinnovabili; struttura evolve da piramidale a distribuita;
- 4^a generazione (4GDH): reti digitalizzate a bassa temperatura (circa 70°C), integrate con pompe di calore, calore di scarto e smart grids; reti distribuite;
- 5^a generazione (5GDH): reti bidirezionali a bassissima temperatura (circa 50-60°C) che usano scambi termici decentralizzati e sistemi reversibili; reti distribuite e

capillari con logiche prosumer; si ipotizza una diffusione post 2050.

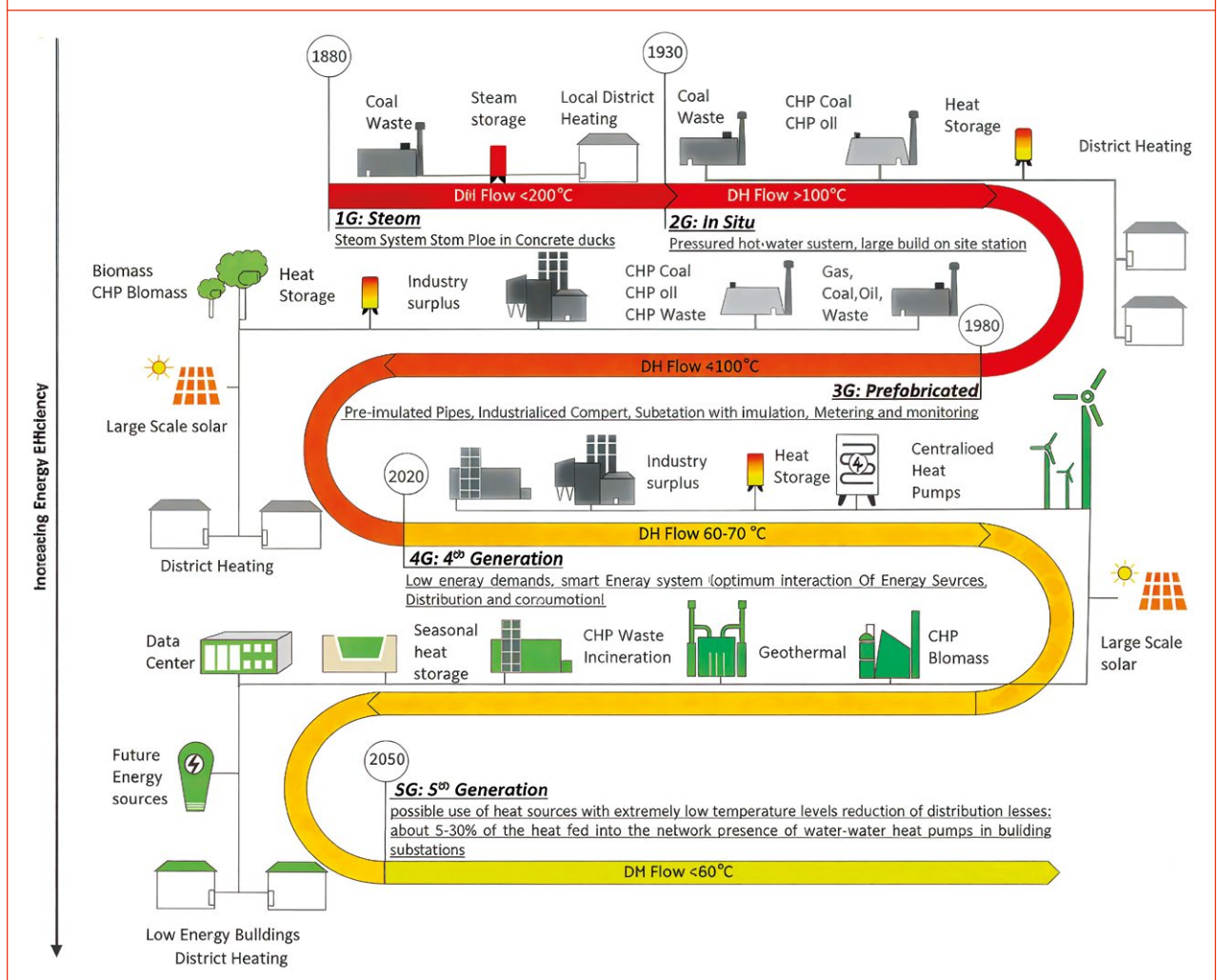
Le reti 3GDH sono il punto di partenza per una rete più distribuita, con annesso decremento delle temperature di esercizio e l'introduzione di tecnologie rinnovabili. La rete 4GDH invece è il punto chiave per abilitare il recupero di WH, è pensata per operare con calore a temperature inferiori, con produzioni fortemente distribuite e prodotte da molteplici fonti. L'adozione di pompe di calore ad alta efficienza consente di innalzare le temperature del WH dei DC ai livelli richiesti dalle reti, con COP elevati e significativi benefici ambientali. Inoltre, l'utilizzo di serbatoi di accumulo termico e sistemi di controllo dinamico della

domanda, sono necessari per ottimizzare i recuperi ed incrementare l'efficienza complessiva tramutando la rete in multi-sorgente e da recupero termico. Il vero cambio di passo avverrà con la rete 5GDH che permetterà in real-time una logica prosumer, con temperature di esercizio di circa 50-60°C, permettendo di valorizzare al massimo il calore di scarto da DC.

Parallelamente, l'Unione Europea ha identificato il DH come componente strategica della transizione energetica. La Direttiva UE RED III promuove esplicitamente l'utilizzo di calore di scarto industriale all'interno delle reti termiche urbane, integrandolo nel quadro della riduzione delle emissioni climalteranti e della massimizzazione dell'efficienza

◆ **FIGURA 2 Evoluzione delle reti di teleriscaldamento**

Fonte: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/fourth-generation-district-heating>



energetica. La stessa Agenzia Europea per il Clima evidenzia come il recupero termico sia una delle leve principali per raggiungere gli obiettivi del Green Deal ed il RePower UE [21][22].

Nel panorama italiano, il recupero del calore dai Data Center e la sua immissione in reti di teleriscaldamento rappresentano una frontiera ancora poco esplorata, ma dall'elevato potenziale. Diverse sperimentazioni internazionali hanno evidenziato come il concetto di Energy Reuse stia acquisendo centralità: indicatori come ERF sono oggi fondamentali per misurare la quota di energia utile restituita.

Il progetto

Il progetto di recupero termico dal Data Center di TIM Enterprise a Rozzano, sviluppato in collaborazione con GETEC Italia, ha l'obiettivo di valorizzare il calore di scarto generato dagli impianti IT e trasferirlo alla rete di teleriscaldamento urbano DH. Il campus di Rozzano, con una superficie complessiva di circa 90.000 m², fa parte della più estesa rete dei Data Center di TIM Enterprise, costituita da 16 siti distribuiti sul territorio nazionale. Il campus è composto da più DC costruiti negli anni, dotati di tecnologie di free cooling e di gruppi frigoriferi ad alta efficienza, come in Figura 3. In aggiunta vi sono 3 CAR (Cogeneratori ad Alto Rendimento) CHP (Combined Heat and Power) per l'autoproduzione di energia elettrica e la produzione di energia frigorifera in assetto trigenerativo.

Il progetto prevede, a regime, il recupero termico di circa 7.600 kW, di cui: 2.300 kW captati da pompe di calore e 5.300 kW derivanti dal recupero termico dei CHP. Per

◆ **FIGURA 3 Campus di Milano Sud - vista dall'alto**

Fonte: TIM-GETEC



consentire la valorizzazione di tale quantità di calore, il DC di TIM Enterprise è stato fisicamente interconnesso con la sottostazione del teleriscaldamento di GETEC mediante nuove condotte interrato. È stata costruita una stazione di pompaggio dedicata e un sistema di scambiatori di calore. Così si sono raggiunti gli utenti finali nelle loro case, come riportato in Figura 4. L'infrastruttura è dimensionata considerando scenari di sviluppo futuri sia della rete DH che del campus stesso.

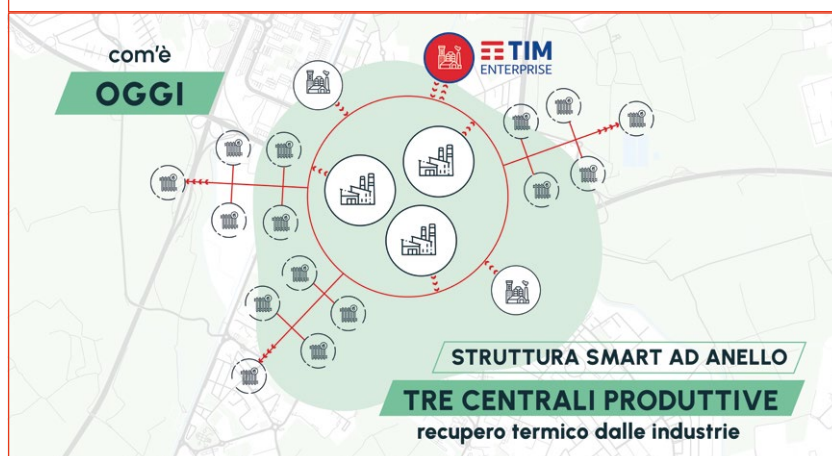
Durante la stagione invernale, periodo nel quale il fabbisogno termico della rete DH di Rozzano è elevato mentre la richiesta di freddo del Data Center risulta più contenuta avviene il recupero termico. Tradizionalmente, il calore generato dall'IT, è smaltito da: free cooling, tecnologia ad assorbimento dei CHP e gruppi frigo. Invece oggi, viene recuperato e trasferito alla rete DH. Ciò consente di alimentare gli edifici

◆ **FIGURA 4 Schema di processo del recupero termico dal Data Center al teleriscaldamento urbano**

Fonte: TIM-GETEC



◆ **FIGURA 5 Rete di teleriscaldamento Getec – Oggi**



della fornitura in funzione della richiesta termica cittadina e della disponibilità del calore di scarto, oltre a piani di manutenzione e gestione dei picchi termici. L'assetto contrattuale e operativo è progettato per essere replicato su altri siti, costituendo un modello per il settore. La peculiarità dell'infrastruttura risiede nella sua bidirezionalità, al fine di prevedere ogni tipologia di scenario futuro, l'infrastruttura è dimensionata per prevedere ulteriori sviluppi del campus con la possibilità d'immettere ulteriore energia termica, ma anche la possibilità di divenire consumatori di energia termica per valorizzare gli asset ad assorbimento.

residenziali e i servizi pubblici allacciati al DH, valorizzando energia che altrimenti verrebbe dispersa in atmosfera.

I sistemi CHP quindi grazie al progetto svolgono un triplice ruolo: producono energia elettrica per l'autoconsumo del DC per tutto l'anno, generano calore che, durante la stagione calda, viene impiegato per negli assorbitori in configurazione trigenerativa, producendo acqua refrigerata; ed ora, grazie al progetto, durante la stagione invernale, immettono tutto il calore prodotto nella rete DH, così i motori possono operare al 100% della potenza termica disponibile, al contrario di come avveniva prima. Questo elemento rappresenta un vantaggio sia in termini di efficienza complessiva del sistema sia in termini economici, poiché consente di massimizzare i Titoli di Efficienza Energetica, potendo valorizzare integralmente il calore utile prodotto.

Per massimizzare le potenzialità del progetto sono state inserite delle pompe di calore che vengono utilizzate come asset prioritario. In questo passaggio risiede il cambio di paradigma del DC, la pompa di calore ha come scopo primario la produzione di acqua calda riscaldata e come "side effect" la produzione di acqua refrigerata utilizzata per asportare il calore delle sale IT del DC. Questo impianto permette di refrigerare quindi il DC ma anche di recuperare il calore di condensazione che verrebbe altrimenti disperso, recuperando ulteriore calore che sarebbe di scarto ed immettendolo nella rete DH come ulteriore contributo termico. In questo modo la produzione di freddo e la valorizzazione del calore vengono integrate in un'unica architettura energetica ad alta efficienza.

In termini di infrastruttura, è stato predisposto un sistema di monitoraggio in tempo reale dei flussi termici, della pressione e della temperatura all'interfaccia tra DC e rete DH. Le procedure operative prevedono la modulazione

Benefici

La configurazione dinamica estate-inverno comporta molteplici benefici. Il modello conferma che il Data Center è un'opportunità per il territorio, generando valore condiviso. I cittadini del comune di Rozzano beneficiano di un sistema più sostenibile e resiliente, mentre il campus rafforza il ruolo di attore della transizione energetica. L'accordo definisce un modello "win-win" tra TIM Enterprise e GETEC. Le sfide principali riguardavano la gestione dell'energia elettrica e termica, il bilanciamento tra capacità del DC e richieste cittadine, l'ottimizzazione dei parametri quali PUE, WUE e il nuovo ERF.

Il primo beneficio di questo progetto è la non alterazione del PUE, in quanto per la refrigerazione del DC viene massimizzato l'utilizzato del free cooling. In aggiunta, le pompe di calore, che secondo il modello discusso sono asset esterne al DC, come "side-effect" producono energia frigorifera utilizzata dal DC per refrigerare le sale. Grazie al cambio di paradigma dell'asset, per il calcolo del PUE, viene considerata quindi solo la quota termica frigorifera e quindi vi è un beneficio nel PUE che non "vede" l'energia elettrica utilizzata per alimentare la pompa di calore. L'energia frigo, quindi, capta il calore di scarto che viene immesso poi nella rete DH. Altro parametro è il WUE. Il KPI, che dipende fortemente dalla presenza dei CHP in assetto trigenerativo con assorbitore, s'innalza notevolmente a causa della presenza di torri evaporative che consumano acqua per la produzione di acqua refrigerata. Grazie all'allaccio del DC alla rete del DH la produzione di energia frigorifera dagli assorbitori è nulla, poiché tutto il calore prodotto viene immesso nella DH e quindi non vi è consumo idrico nel periodo invernale.

Portando a zero il consumo d'acqua si minimizza il WUE. Tale riduzione incide per circa 30.000 m³ d'acqua annui che equivalgono a 12 piscine olimpioniche.

Il parametro per eccellenza che identifica la bontà del progetto è l'ERF, che, grazie all'interconnessione con il DH è maggiore di zero. Questo è possibile proprio perché il calore non viene riutilizzato nel campus stesso ma viene veicolato all'esterno del campus, come stabilito dalla direttiva europea.

Grazie all'allaccio del campus di TIM Enterprise alla rete di GETEC la rete si evolve in modo sostanziale. Per la rete il campus si configura come una nuova centrale di produzione termica aumentandone fortemente la versatilità e la resilienza, come riportato in Figura 5. Questi valori permettono di offrire alla popolazione socialmente vulnerabile di Rozzano prezzi più bassi per il riscaldamento. L'apporto termico del DC consente di ridurre la dipendenza da combustibili fossili, abbattere le emissioni e valorizzare l'infrastruttura urbana. Il sistema fornisce energia termica a oltre 5.000 famiglie e consente una riduzione di circa 3,500 tonnellate di CO₂ l'anno per la città di Rozzano.

Da un punto di vista normativo il progetto è allineato alle più recenti direttive europee per entrambi i settori (Agenda 2030, RED III, EED 1791), il comparto operatori di Teleriscaldamento e operatori di Data Center. Proprio per

sua natura il progetto si colloca come attività elegibile per la tassonomia europea, nella fattispecie per le attività 4.16, 4.25 e 4.31 che identificano proprio il recupero termico da fonti di scarto.

CONCLUSIONI

Il progetto rappresenta un punto di svolta nel rapporto tra infrastrutture digitali e sistemi termici urbani. Attraverso la valorizzazione del calore di scarto, nasce un modello che ridefinisce il ruolo dei Data Center: da grandi consumatori di energia a produttori di energia termica per la comunità. Questo paradigma consente di coniugare efficienza energetica, responsabilità ambientale e innovazione tecnologica, in linea con le Direttive Europee, la Green Taxonomy, la RED III e l'Agenda 2030. L'esperienza di di Rozzano fornisce la prova concreta che tali trasformazioni sono realizzabili e apre la via a una nuova generazione di Data Center integrati nel tessuto urbano e nella transizione verso un'economia a basse emissioni.

Con l'intento di promuovere la decarbonizzazione dei sistemi energetici e la sinergia tra settori ICT e rete termica urbana, il modello genera benefici ambientali, economici e sociali condivisi ed invita alla replicazione su scala nazionale ed europea. ◆

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. IEA (2025), *Global Energy Review 2025*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025>, Licence: CC BY 4.0
2. IEA (2025); *Energy and AI*; IEA; Paris; <https://www.iea.org/reports/energy-and-ai>
3. Osservatorio Polimi; *Data Century: le infrastrutture protagoniste del futuro. I dati chiave del 2024*
4. Alkrush Ahmed A., et al.; *Data centers cooling: A critical review of techniques, challenges, and energy saving solutions*; International Journal of Refrigeration; 2024, <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2024.02.007>
5. Direttiva (UE) 2023/1791; <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/1791/oj>
6. Regolamento delegato (UE) 2024/1364 http://data.europa.eu/eli/reg_del/2024/1364/oj
7. Xiaolei Yuan, et al.; *Data center waste heat for district heating networks: A review*; Renewable and Sustainable Energy Reviews; 2025; <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115863>
8. Lü Xiaoshu, Lu Tao and Zhang Qunli; *Optimizing Data Center Waste Heat Reuse: Case Studies and Environmental Implications*; 2024; https://doi.org/10.2991/978-94-6463-455-6_8
9. Italian Datacenter Association IDA; *Trattato sul Recupero Termico dai Data Center*; 2024 <https://italiandatacenter.com/risorse>
10. Shehabi A. et al.; *United States Data Center Energy Usage Report*; Lawrence Berkeley National Laboratory; 2024 <https://doi.org/10.71468/P1WC7Q>
11. Patel C.; *Thermal Management in High Density Data Centers*; HP Labs; 2022.
12. Tony Evans; *The Different Technologies for Cooling Data Centers*; APC by Schneider Electric – White Paper 59; https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=SPD_VAVR-5UDTU5_EN&p_enDocType=White+Paper
13. Tony Day, Paul Lin, Robert Bunger; *Liquid Cooling Technologies for Data Centers and Edge Applications*; Schneider Electric; https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=SPD_VAVR-AQKM3N_EN&p_enDocType=White+Paper
14. Paul Lin, Robert Bunger, Victor Avelar; *Navigating Liquid Cooling Architectures for Data Centers with AI Workloads*; Schneider Electric; https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=SPD_WP133_EN&p_enDocType=White+Paper
15. Zhang H.; *Free-cooling Techniques for Data Centers: A Review*; Energy and Buildings; 2019.
16. Drenkelfort, G., et al.; *Aquifer thermal energy storages as a cooling option for German data centers*; Energy Efficiency; 2015; <https://doi.org/10.1007/s12053-014-9295-1>
17. David P. Zurmühl, et al.; *Hybrid geothermal heat pumps for cooling telecommunications data centers*; Energy and Buildings; 2019; <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.01.042>
18. United Nations; *Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development*; 2015 A/RES/70/1.; <https://sdgs.un.org/2030agenda>
19. Directive (EU) 2023/2413 <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj/eng>
20. Salvatore Fabozzi, et al.; *Chapter 9 - Fourth generation district heating and cooling*; <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820625-6.00003-7>
21. EU Commission; *The European Green Deal*; COM(2019) 640 final; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>
22. European Commission; *REPowerEU Plan*; COM(2022) 230 final; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022DC0230>



Per una EPBD sulla giusta strada verso la decarbonizzazione

✦ **Marianna Pozzi^{1*}, Giuseppe Muliere¹, Fabrizio Fattori², Mario Motta¹**

1 Dipartimento di Energia, **Politecnico di Milano**, Milano

2 Dipartimento di Scienze Teoretiche e Applicate, **Università dell'Insubria**, Varese

*Corresponding author

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0006](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0006)

ABSTRACT

La nuova direttiva europea EPBD (Energy Performance of Buildings Directive) mira alla decarbonizzazione del parco edilizio entro il 2050, attraverso la riduzione dell'energia primaria e l'eliminazione dei combustibili fossili. In vista del suo recepimento in Italia, entro il 2026, questo studio si interroga sull'efficacia economica e ambientale delle misure previste. Per rispondere, è stato sviluppato e utilizzato un modello multi-periodo che restituisce il mix tecnologico di minimo costo per il soddisfacimento della

domanda nel rispetto di vincoli tecnici ed emissivi. Il modello include diverse soluzioni tecnologiche e un grande dettaglio geografico per rappresentare le diverse nicchie di domanda e offerta. Per l'analisi, sono stati analizzati tre scenari: con le sole misure EPBD, con la sola riduzione delle emissioni, e una combinazione dei precedenti. I risultati mostrano che le sole misure previste dall'EPBD non bastano a raggiungere la decarbonizzazione entro il 2050. Le pompe di calore aria-aria hanno un ruolo rilevante nello scenario con misure EPBD, ma altre tecnologie per la decarbonizzazione restano poco diffuse, come il teleriscaldamento, le pompe di calore idroniche e ibride, e la biomassa. Anche il tasso di riqualificazione è insufficiente nella seconda metà del periodo, risultando complessivamente in una rilevante presenza di gas fossile. Lo studio evidenzia come l'EPBD vada recepita con attenzione per evitare percorsi non ottimali e poco efficienti.

INTRODUZIONE

L'Italia, in linea con gli obiettivi fissati dall'Unione Europea, si è impegnata a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Si tratta di un traguardo ambizioso che implica una profonda trasformazione del sistema energetico, produttivo e sociale del Paese. Il percorso verso la decarbonizzazione si fonda su alcuni pilastri essenziali: l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili, la progressiva elettrificazione dei consumi, il miglioramento dell'efficienza energetica e una gestione più sostenibile delle risorse naturali.

Strumenti chiave di questa transizione sono il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [1] e il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) [2], che fissano obiettivi e misure per ridurre le emissioni di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Entrambi i piani prevedono investimenti dedicati allo sviluppo delle energie rinnovabili, alla mobilità sostenibile, all'innovazione tecnologica e, soprattutto, alla riqualificazione del patrimonio edilizio, responsabile di una parte rilevante dei consumi energetici e delle emissioni nazionali.

Il settore edilizio rappresenta infatti uno dei principali punti critici del sistema energetico italiano. Infatti, gran parte del patrimonio immobiliare è costituito da costruzioni realizzate prima dell'introduzione di norme sull'efficienza energetica, caratterizzate da alti consumi e scarse prestazioni [3]. Intervenire su questo comparto è quindi una necessità ambientale, ma anche un'opportunità per migliorare la qualità della vita, ridurre la povertà energetica e valorizzare il patrimonio edilizio del Paese.

Decarbonizzare il riscaldamento, tuttavia, resta una delle sfide più difficili. Le infrastrutture esistenti e gli edifici poco isolati, rendono complesso un cambiamento rapido. La sostituzione delle tecnologie tradizionali con soluzioni più efficienti richiede investimenti iniziali significativi, che non sempre trovano un ritorno immediato nei risparmi in bolletta. A questi fattori possono aggiungersi le barriere

comportamentali, laddove gli utenti sono restii a modificare le proprie abitudini di consumo o ad affrontare i disagi che gli interventi di riqualificazione energetica complessi possono portare.

In questo scenario si inserisce la Direttiva europea sulla prestazione energetica degli edifici (EPBD – Energy Performance of Buildings Directive) [4] che ha l'obiettivo di guidare gli Stati membri verso un parco edilizio a emissioni zero entro il 2050. La revisione approvata nel 2024 introduce misure stringenti e un approccio integrato alla trasformazione del settore. Tra le principali novità figurano:

- l'obbligo di costruire nuovi edifici a emissioni zero (ZEB) dal 2030 (dal 2028 per quelli pubblici);
- la progressiva eliminazione delle nuove caldaie alimentate da combustibili fossili entro il 2040;
- l'introduzione dei piani nazionali di ristrutturazione edilizia, con tappe intermedie di riduzione dei consumi al 2030, 2033 e 2035.

L'attuazione della EPBD rappresenta una sfida complessa ma fondamentale: richiederà il coordinamento delle politiche di incentivo, il potenziamento delle competenze professionali nel settore delle costruzioni e una maggiore consapevolezza tra cittadini e imprese.

Questa trasformazione implica una profonda sostituzione delle tecnologie per il riscaldamento e dell'intera infrastruttura energetica. Il passaggio da un sistema basato sui combustibili fossili a uno fondato su elettricità rinnovabile, pompe di calore, teleriscaldamento sostenibile e fonti locali come il solare termico richiede una pianificazione accurata e scelte informate.

Questo studio si pone l'obiettivo di valutare l'efficacia economica e ambientale delle misure previste dalla nuova normativa EPBD utilizzando un modello che fornisce anno per anno il mix tecnologico di minimo costo, da un punto di vista di sistema, per soddisfare la domanda termica degli edifici nel rispetto di obiettivi politici.

IL MODELLO ACE

Il modello sviluppato mira a determinare il mix tecnologico ottimale per la copertura della domanda termica del settore civile in un orizzonte di lungo periodo. Il modello si basa sul framework Oemof (Open Energy Modelling Framework) [5] che permette di descrivere un sistema energetico come un grafo composto da nodi che rappresentano fabbisogni, fonti e tecnologie, i quali sono connessi da flussi energetici. Partendo dalla struttura a grafo e dalle proiezioni di domanda, Oemof costruisce un modello di programmazione lineare volto a minimizzare il costo totale del sistema, determinando il mix tecnologico ottimale e considerando vincoli che garantiscono il soddisfacimento della domanda e la conservazione dell'energia, oltre a vincoli esogeni introdotti per simulare specifiche politiche. Lo strumento consente di analizzare l'evoluzione del parco tecnologico nel tempo, con una risoluzione spaziale variabile in funzione della scala di studio e un livello di dettaglio temporale adeguato alle esigenze dell'analisi.

1.1 Panoramica del modello ACE per il settore civile

Nel modello sviluppato per il settore civile, diverse tecnologie di conversione dell'energia competono per soddisfare la domanda di servizio lungo un orizzonte temporale definito, considerando le specifiche caratteristiche di ogni tipologia di edificio e di ciascuna area geografica. La soluzione del problema di ottimizzazione è il mix di tecnologie in grado di coprire la domanda energetica minimizzando il costo totale scontato del sistema, che comprende i costi di investimento, operativi e di manutenzione.

Il dettaglio tecnologico permette di considerare diverse tipologie di caldaie (a gas, biomassa e altri combustibili), di pompe di calore (aria-aria, aria-acqua e geotermiche), sistemi ibridi, stufe, caminetti, solare termico e teleriscaldamento. Per ciascuna tecnologia sono definiti i principali parametri tecnico-economici: efficienza, costi di investimento e di esercizio, fattori di emissione, capacità esistente e potenziale installabile.

Le tecnologie sono alimentate da diverse fonti energetiche, tra cui gas naturale, elettricità, biomassa (locale ed importata), biometano e idrogeno, ciascuna soggetta a vincoli di disponibilità e caratterizzata da un prezzo di acquisto. La riqualificazione dell'involucro edilizio è descritta nel modello come misura di investimento che riduce la domanda termica e/o abilita l'adozione di tecnologie a bassa temperatura (es. pompe di calore con pannelli radianti). Anche per gli interventi di riqualificazione è prevista una capacità massima annuale, così da rappresentare in modo realistico le effettive disponibilità di manodopera.

Nel modello è stato inoltre introdotto un vincolo che assicura il rispetto degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ tra il 2030 e il 2050, anno in cui è prevista la completa decarbonizzazione del settore.

La Figura 1 riporta lo schema semplificato del modello, replicato per ogni tipologia di edificio e per ogni area considerata.

1.2 Implementazione della direttiva EPBD

Nel modello descritto sono state integrate le misure previste dalla Direttiva EPBD [4], implementate attraverso specifici vincoli e parametri di evoluzione temporale. In particolare:

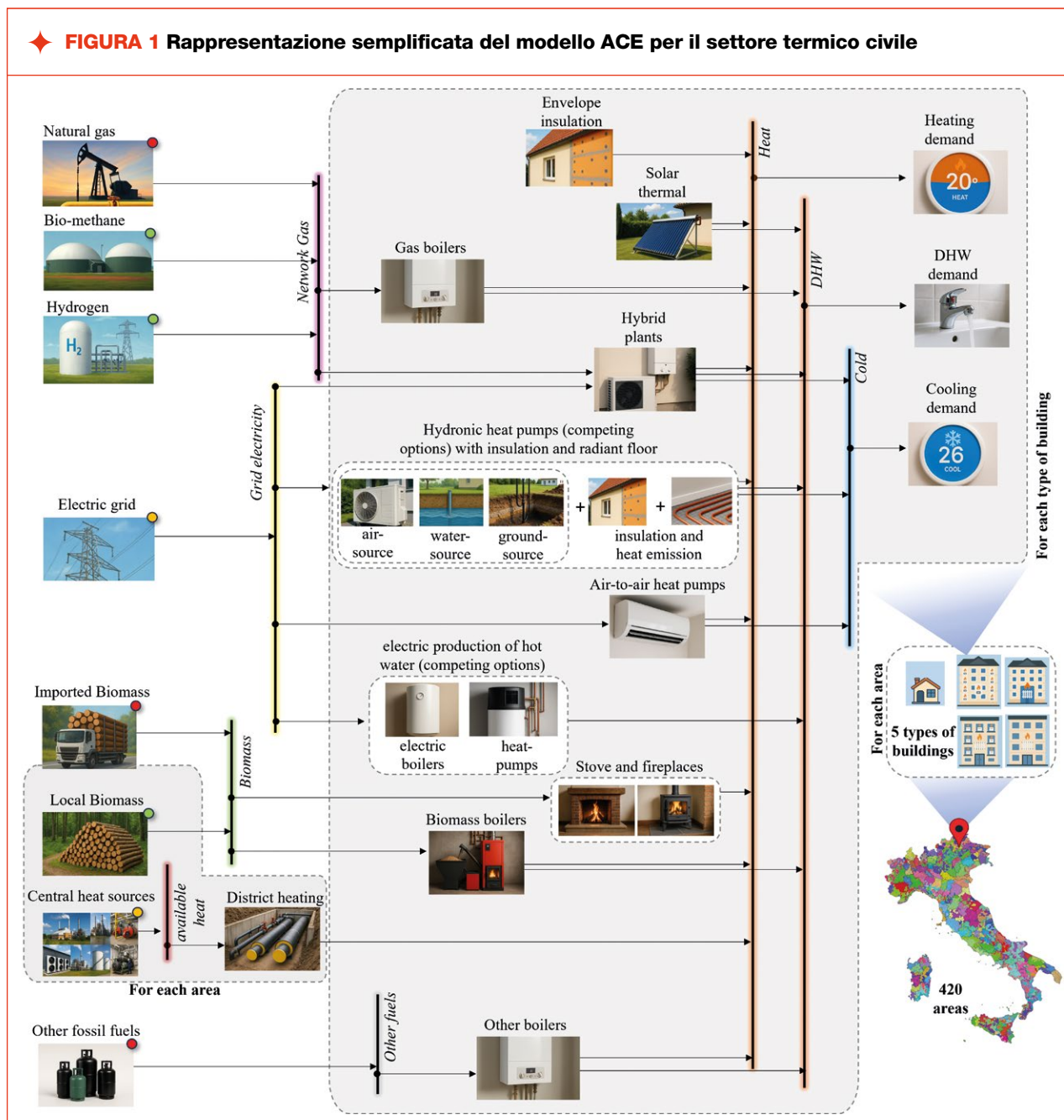
- (i) Riduzione del consumo di energia primaria nel settore residenziale – È stato introdotto un vincolo per garantire che il consumo annuale di energia primaria associato al comparto residenziale rispetti gli obiettivi di riduzione del 16% entro il 2030 e del 20-22% entro il 2035, rispetto ai valori di riferimento. A partire dal 2035, il modello impone inoltre una diminuzione progressiva e continua dei consumi di energia primaria negli anni successivi.
- (ii) Riqualificazione del parco edilizio residenziale – L'obiettivo di conseguire il 55% di riduzione dei consumi di energia primaria mediante la riqualificazione del 43% degli edifici con le peggiori prestazioni energetiche è stato implementato considerando un tasso minimo di riqualificazione annuo.
- (iii) Riqualificazione del settore non residenziale – Per garantire che tutti gli edifici non residenziali raggiungano una prestazione energetica migliore rispetto alle soglie del 16% entro il 2030 e del 26% entro il 2033, è stato inserito un tasso minimo di riqualificazione.
- (iv) Eliminazione delle caldaie a combustibili fossili – È stato inoltre imposto che non possano essere installate nuove caldaie alimentate da combustibili fossili dopo il 2040.

Il modello sviluppato consente di analizzare l'evoluzione del sistema termico del settore civile in relazione all'attuazione delle misure previste dalla Direttiva EPBD, fornendo una valutazione quantitativa della loro efficacia nel guidare la transizione verso la decarbonizzazione al 2050.

1.3 Caratterizzazione del caso studio italiano

Il modello sopradescritto è stato applicato al settore civile italiano per il periodo 2021–2050, utilizzando un passo temporale annuale. Il territorio nazionale è stato suddiviso in 419 zone omogenee per fascia climatica e ambito amministrativo, così da rappresentare in modo sufficientemente dettagliato le caratteristiche locali, mantenendo al contempo un livello di complessità computazionale gestibile. La definizione delle zone

◆ **FIGURA 1** Rappresentazione semplificata del modello ACE per il settore termico civile



è stata definita a partire dalle 110 province italiane, successivamente suddivise per fasce di gradi giorno di riscaldamento (GG) dei comuni di ognuna, così da riflettere le diverse condizioni climatiche presenti sul territorio. Ogni zona è quindi caratterizzata da proprie condizioni climatiche, specifici livelli di domanda termica, capacità installata e potenziale delle diverse tecnologie, nonché dalla disponibilità di risorse energetiche.

Le tabelle seguenti riassumono i principali input e le ipotesi utilizzate nell'applicazione del modello: la Tabella 1 sintetizza gli input relativi alle fonti energetiche considerate; la Tabella 2 riporta invece i vincoli di potenziale massimamente installabile, le limitazioni di applicazione di alcune tecnologie (ad esempio, la pompa di calore aria-acqua risulta poco conveniente in climi molto rigidi, a causa della significativa riduzione del COP alle

basse temperature esterne e dei frequenti cicli di sbrinamento), nonché le efficienze associate a ciascuna tecnologia. Particolare attenzione è stata dedicata al COP (Coefficient of Performance) delle pompe di calore aria-aria e aria-acqua, il quale, a causa della marcata dipendenza dalla temperatura dell'aria esterna, è stato calcolato su base oraria per ciascuna zona. Il calcolo è stato effettuato applicando le equazioni proposte da Staffell et al. [6], e i risultati orari sono stati utilizzati per ottenere un valore medio annuale del COP rappresentativo di ogni zona. I valori orari di COP sono stati inoltre impiegati per determinare la ripartizione dei consumi tra pompa di calore e caldaia nei sistemi ibridi e misti. In particolare, si è assunto che la pompa di calore operi esclusivamente nelle ore in cui il COP risulta superiore a 4, mentre nelle restanti ore il fabbisogno termico viene coperto dalla caldaia. Con queste assunzioni, la quota di energia termica coperta dalla pompa di calore risulta mediamente pari al 15% per i sistemi aria-aria e all'85% per quelli aria-acqua. Tale quota tende ad aumentare all'aumentare della temperatura esterna, riducendo progressivamente il contributo richiesto alla caldaia.

La domanda termica da soddisfare (riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria (ACS)) è stimata me-

diante un metodo top-down che disaggrega dati regionali alla sezione di censimento [7]. La domanda di riscaldamento residenziale è calcolata in funzione di parametri climatici, tipologici (monofamiliari e multifamiliari) e costruttivi (anno di costruzione), mentre quella del settore terziario è derivata dalle superfici e dal numero di occupati per sottosettore (es. uffici, scuole, alberghi ecc.). La domanda di raffrescamento è ottenuta a partire dal potenziale massimo teorico [8], ridotto poi per ottenere la domanda reale di raffrescamento tramite la penetrazione degli impianti, la quota di volume effettivamente raffrescato e il grado di utilizzo [9].

Il fabbisogno energetico nelle diverse zone geografiche, calcolato per l'anno 2021, è stato tarato dal punto di vista climatico tenendo conto della variazione dei gradi giorno di riscaldamento tra il 2021 e il 2024 [10]. Successivamente, tale fabbisogno è stato ripartito per gli anni storici tra le diverse tecnologie esistenti (caldaie, pompe di calore, ecc.) sulla base dei dati statistici forniti da ISTAT [3].

Per gli anni ottimizzati (2025-2050) è stato conservativamente considerato un anno climatico medio, ottenuto elaborando i dati meteorologici relativi al periodo 2014-2024.

◆ **TABELLA 1** Principali input delle fonti

Source	Potenziale annuale [TWh/y]	Fattore emissione [kgCO ₂ /MWh]	CAPEX [€/kW]	OPEX [€/MWh]
Gas naturale	-	201.8 [11]	-	50.0 [12]
Biometano	19.1 [13]	0	-	-
Elettricità	-	250.0 [14] - 0.0	-	100.0 [12]
Biomassa	78.9 [15-17]	0	-	100
Teleriscaldamento [18]	71,5	200.0 - 0.0 [19]	134.7-1199.2[1]	1.8 - 231.0
Altro	-	244.8 [11]	-	150

[11] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Tabella dei parametri standard nazionali per il monitoraggio e la comunicazione dei gas ad effetto serra ai sensi del decreto legislativo n.30 del 2013, 2019. https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/%0Aemission_trading/tabella_coefficienti_standard_nazionali_11022019.%0A.pdf.

[12] Gestore Mercati Energetici, Mercato Elettrico, (n.d.).

[13] R. Pudelho, M. Borzecka-Walker, A. Faber, The feedstock potential assessment for EU-27 + Switzerland in NUTS-3. Deliverable D1.2 of the BioBoost project., 2013. <http://bioboost.eu>.

[14] ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico., 2022.

[15] Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, DM 25 febbraio 2016. Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento e delle acque reflue, nonché per la produzione e l'utilizzazione agronomica del digestato., 2016. <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2016/04/18/90/so/9/sg/pdf>.

[16] National Data Bank, Anagrafe Nazionale Zootecnica e Statistiche, (2019). https://www.vetinfo.it/j6_statistiche/#/.

[17] Ministero dello Sviluppo Economico, DM 10 ottobre 2014 Aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati, 2014.

[18] A. Dénarié, F. Fattori, M. Motta, R. Scoccia, G. Muliere, G. Spirito, M. Pozzi, L. Casseti, Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale Rapporto 2023, 2023.

[19] Direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sull'efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) 2023/955 (rifusione) (Testo rilevante ai fini del SEE), 2023.

◆ **TABELLA 2** Principali input e assunzioni per le tecnologie

Tecnologia	Potenziale annuale	Efficienza media	Limiti di applicabilità
Caldaia a gas	5%	80% - 90%	-
PdC aria-aria (stand-alone)	5%	4,5	GG < 1500
PdC aria-acqua (stand-alone)	2%	4,3	GG < 3500 Vincolata alla riqualificazione
PdC aria-acqua media temperatura	5%	3,5	GG < 1500 no riqualificazione GG > 1500 con riqualificazione
Sistema misto: PdC aria-aria + caldaia a gas	5%	3.2 - 4.6 PdC 90% caldaia	Rapporto fissato da SCOP>4
Sistema ibrido: PdC aria-acqua + caldaia a gas	2%	3.2 - 4.6 PdC 90% caldaia	Rapporto fissato da SCOP>4
PdC acqua-acqua	1%	4,4	Secondo la disponibilità della fonte
PdC geotermica	1%	4,7	-
Caldaia a biomassa	5%	70%– 80%	-
Teleriscaldamento	5%	Considerata nella stima del potenziale	Potenziale stimato con un altro modello [18]
Altre caldaie (GPL, gasolio)	5%	60%	-
Riqualificazione	Max 3%	Risparmio 70%	-

[18] A. Dénarié, F. Fattori, M. Motta, R. Scoccia, G. Muliere, G. Spirito, M. Pozzi, L. Casseti, Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale Rapporto 2023, 2023.

Il modello è stato applicato in diversi scenari, che comprendono sia l'attuazione delle misure previste dalla Direttiva EPBD sia la riduzione delle emissioni di CO₂.

La Direttiva EPBD richiede di definire un tasso minimo di riqualificazione degli edifici con le prestazioni energetiche peggiori, in modo da conseguire gli obiettivi di riduzione dell'energia primaria e di miglioramento delle prestazioni del patrimonio edilizio. Per il caso studio analizzato, questo tasso è stato calcolato a partire dall'incidenza degli edifici in classe energetica G negli attestati di prestazione energetica raccolti nel SIAPE [20]. Il tasso risultante è pari all'1,5% per il settore residenziale e al 2,2% per il settore terziario. Parallelamente alla direttiva EPBD, il quadro normativo nazionale e comunitario prevede specifici obiettivi di decarbonizzazione: le emissioni in Italia devono essere ridotte del 43,7% per il settore non-ETS entro il 2030, in linea con il PNIEC [1] e azzerate entro il 2050, secondo la LTS [21].

Nello specifico, gli scenari analizzati sono:

- “EPBD”: applica esclusivamente le misure previste dalla Direttiva EPBD sopradescritte;
- “CO₂”: introduce vincoli progressivi di riduzione delle emissioni nel periodo 2030–2050;
- “EPBD+CO₂”: integra simultaneamente i requisiti della Direttiva EPBD e i vincoli di riduzione delle emissioni.

Allo stato attuale di sviluppo il modello non considera alcuna evoluzione o migrazione demografica né una variazione dello stock edilizio esistente. In altre parole, negli scenari analizzati il fabbisogno energetico è considerato costante geograficamente e lungo tutto l'orizzonte di ottimizzazione.

RISULTATI

La Figura 2 illustra l'evoluzione del mix tecnologico ottimale per la domanda di riscaldamento del settore civile nel periodo 2025–2050, considerando uno scenario in cui vengono applicate esclusivamente le misure previste dalla Direttiva EPBD.

Dal grafico emerge un importante ruolo della riqualificazione dell'involucro edilizio, fin dai primi anni, e comunque mantenuto lungo l'orizzonte temporale. Dal lato generazione del calore, emerge tuttavia che le caldaie a gas, anche accoppiate a pompe di calore (PdC) aria-aria, mantengono un ruolo dominante per l'intero orizzonte temporale, rappresentando la principale tecnologia di copertura della domanda termica fino al 2050. Sebbene si osservi una progressiva diffusione dei sistemi misti composti da caldaie a gas e PdC aria-aria, ricordiamo che queste ultime contribuiscono nel modello in misura limitata, coprendo in media circa il 15% del fabbisogno di riscaldamento del settore. Tale configurazione evidenzia

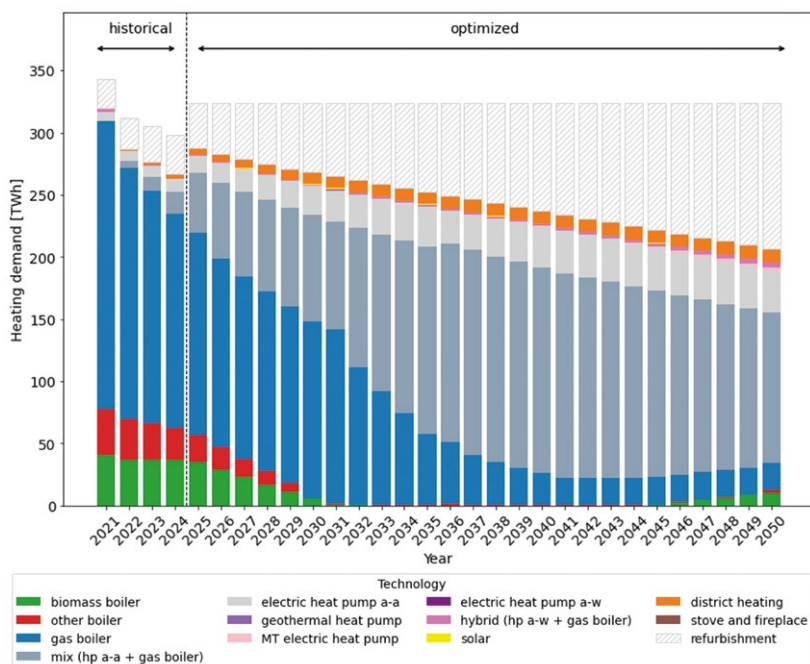
come, in presenza delle sole politiche di efficienza e riqualificazione, la transizione tecnologica risulti rallentata dalla permanenza di tecnologie basate su combustibili fossili.

Al 2050, il consumo energetico associato alle caldaie a gas ammonta complessivamente a circa 130 TWh, dei quali soltanto 15 TWh risultano coperti da biometano, segnalando una penetrazione ancora marginale dei vettori rinnovabili nel sistema termico. Di conseguenza, la riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto ai livelli iniziali si attesta intorno al 70%, un risultato significativo ma non sufficiente a garantire la completa decarbonizzazione del settore civile entro la metà del secolo, a cui la stessa EPBD ambisce.

Integrando alle misure previste dalla EPBD anche gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ emerge una differenza significativa nel mix tecnologico del settore. Come si può osservare dalla Figura 3, le caldaie a gas assumono un ruolo marginale, limitato principalmente ai sistemi ibridi in combinazione con PdC aria-acqua (nelle quali contribuiscono in media a circa il 15% del fabbisogno termico complessivo) o in sistemi misti in copresenza con PdC aria-aria. Come nello scenario precedente, le PdC aria-aria, integrate in un sistema misto con caldaia a

gas, svolgono un ruolo rilevante nel processo di decarbonizzazione, soprattutto durante la fase di transizione: il sistema misto complessivamente arriva a coprire circa il 50% del fabbisogno di riscaldamento, al netto della riqualificazione, nel momento di massima espansione, al 2040. La principale differenza rispetto allo scenario con le sole misure della EPBD risiede nell'introduzione dei vincoli di riduzione delle emissioni, che rendono la riqualificazione energetica degli edifici un elemento fondamentale, consentendo una riduzione del fabbisogno termico di circa il 40% al 2050 (12% in più rispetto al caso con sole misure EPBD). Insieme alla riqualificazione dell'involucro edilizio, la diffusione dei sistemi ibridi (pompa di calore aria-acqua e caldaia a gas) che copre 34% del fabbisogno e lo sviluppo del teleriscaldamento che soddisfa circa il 27% del fabbisogno contribuiscono al raggiungimento della completa decarbonizzazione entro il 2050. Dal confronto tra uno scenario caratterizzato unicamente dal vincolo sulle emissioni di CO₂ (Figura 3a) e uno scenario che combina le misure dell'EPBD al vincolo sulle emissioni di CO₂ (Figura 3b) si evidenzia un ruolo più contenuto degli impianti ibridi (PdC aria-acqua e caldaia a gas) bilanciato da una penetrazione maggiore delle PdC a media-alta temperatura e del teleriscaldamento.

◆ **FIGURA 2 Mix tecnologico ottimale della domanda di riscaldamento del settore termico civile nel periodo 2021-2050 in uno scenario con sole misure EPBD**



da una penetrazione maggiore delle PdC a media-alta temperatura e del teleriscaldamento.

Una differenza sostanziale tra lo scenario EPBD + riduzione CO₂ e quello con sola riduzione CO₂ risiede in particolare nella distribuzione temporale degli investimenti, come mostrato in Figura 4. Nel caso con sola riduzione CO₂, infatti, gli interventi tendono a concentrarsi soprattutto nella fase finale del periodo analizzato. Questa dinamica, comunque influenzata dalla presenza di un tasso di sconto (pari al 4% in entrambi gli scenari), è principalmente dovuta alla riqualificazione: nello scenario EPBD + riduzione CO₂ il tasso di riqualificazione risulta più omogeneamente distribuito nel tempo, mentre nello scenario con sola riduzione CO₂ si osservano valori più elevati soltanto negli anni conclusivi.

CONCLUSIONI

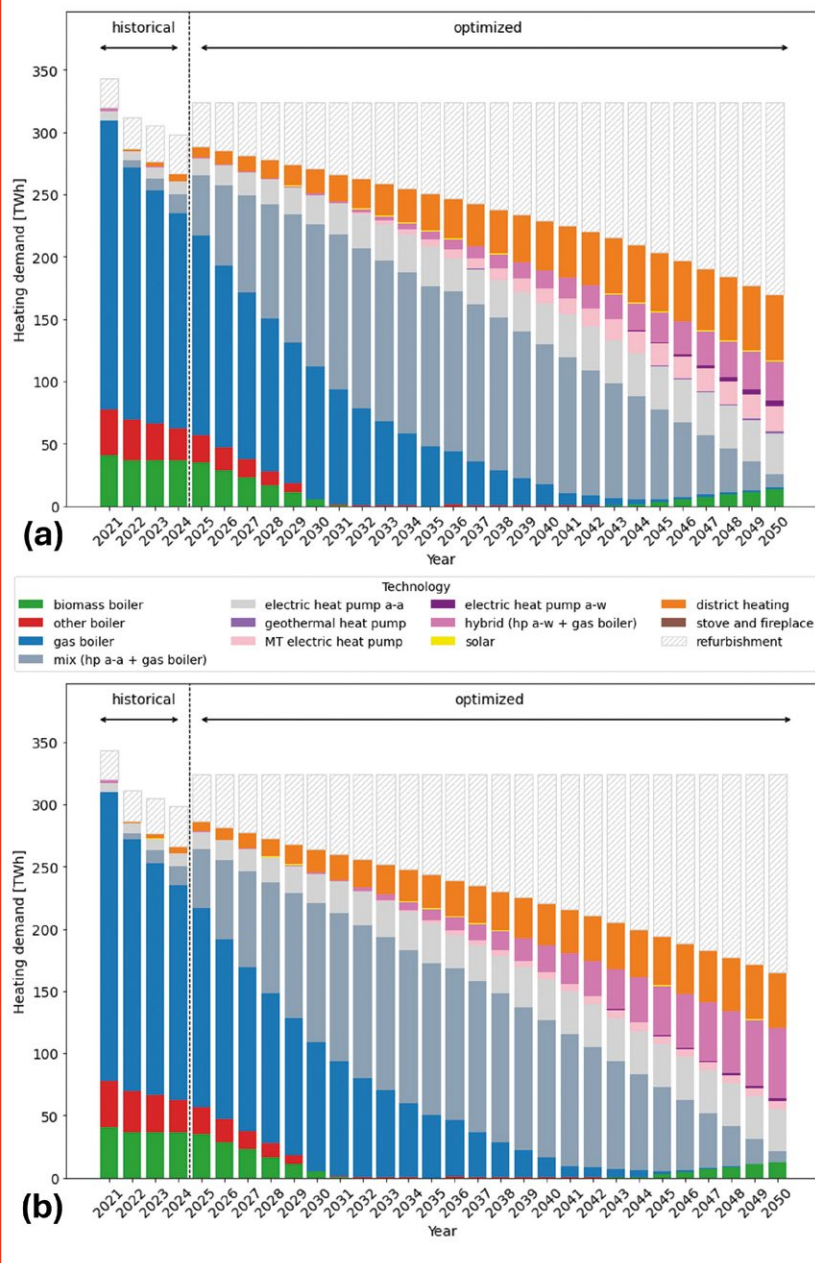
Il presente studio analizza diversi scenari con misure EPBD e riduzione emissioni CO₂, ponendo particolare attenzione a quanto le misure in-

trodotte dalla Direttiva EPBD siano funzionali e costo-ottimali rispetto al raggiungimento della decarbonizzazione del settore civile. A tal fine, è stato utilizzato un modello che, minimizzando il costo totale del sistema, individua la combinazione ottimale di tecnologie lungo tutto l'orizzonte temporale.

Dall'analisi emerge che, pur centrando gli obiettivi intermedi e pur portando un'accelerazione significativa verso l'efficienza energetica, le misure previste dalla EPBD, da sole non risultano sufficienti a garantire la completa decarbonizzazione del settore entro il 2050. Lo scenario con sole misure EPBD mostra infatti una permanenza dominante dell'uso delle caldaie a gas lungo tutto l'orizzonte temporale, con una penetrazione limitata delle pompe di calore e una quota marginale di combustibili rinnovabili (biometano). Ne consegue una riduzione delle emissioni di CO₂ di circa il 70%, insufficiente per raggiungere gli obiettivi di neutralità climatica. Il modello mostra invece che una maggiore diffusione di pompe di calore e teleriscaldamento e un tasso di riqualificazione più intenso permetterebbero di centrare anche l'obiettivo di lungo termine.

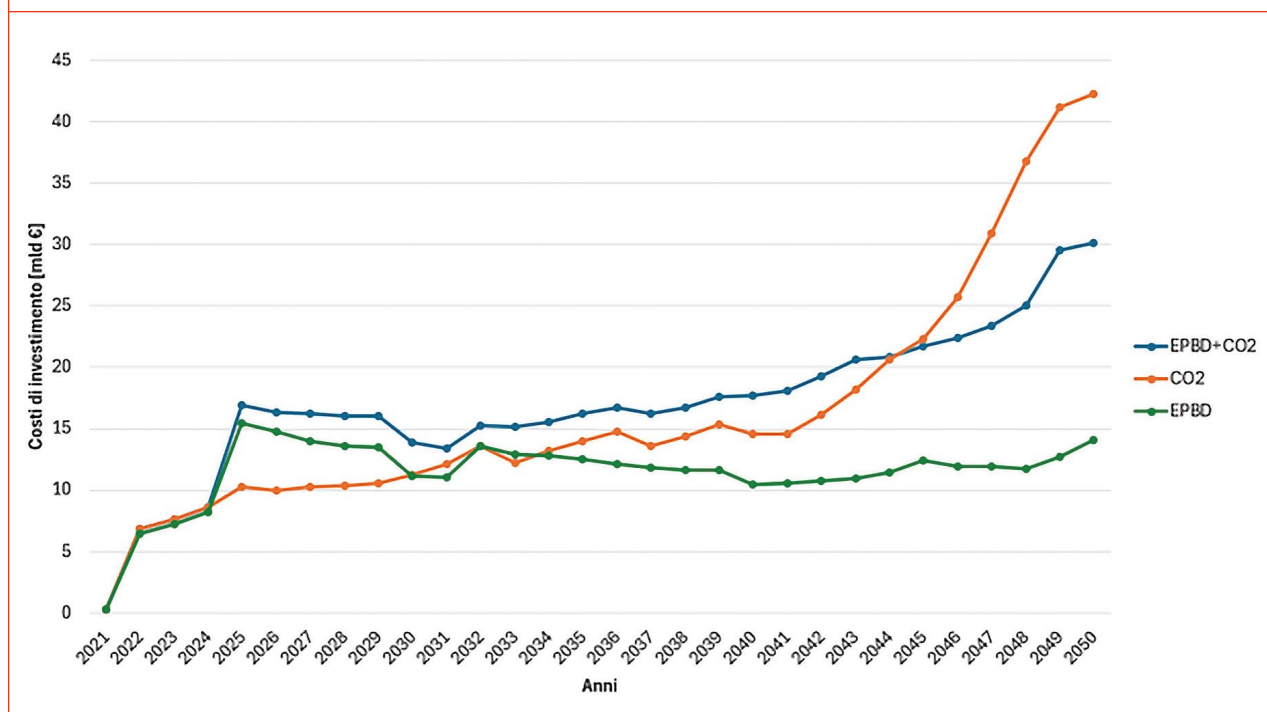
Anche il divieto di installazione di nuove caldaie a combustibili fossili dal 2040, pur rappresentando una misura drastica, potrebbe non bastare per raggiungere l'obiettivo di decarbonizzazione completa. Il modello, prevedendo l'installazione diffusa di sistemi ibridi e misti, suggerisce che potrebbe essere efficace concentrare le misure sull'effettivo utilizzo delle caldaie ancor più che sulle nuove installazioni. Nel periodo di transizione, l'utilizzo delle caldaie potrebbe essere infatti limitato alla copertura dei soli picchi di domanda di energia termica, con un impatto potenzialmente rilevante sulla riduzione dei costi pur rimanendo efficace sul fronte del contenimento delle emissioni.

◆ **FIGURA 3** Mix tecnologico ottimale della domanda di riscaldamento del settore termico civile nel periodo 2021-2050 in uno scenario (a) riduzione CO₂ (b) EPBD + riduzione CO₂



La presenza degli obiettivi intermedi al 2030-2035, previsti dalla direttiva, ha un effetto considerevole sulla distribuzione temporale degli investimenti, in particolare quelli relativi alla riqualificazione degli edifici, che risultano altrimenti

◆ **FIGURA 4** Andamento dei costi di investimento per lo scenario EPBD, EPBD+CO₂ e CO₂ [mld€]



molto concentrati nell'ultimo periodo nello scenario con soli limiti alle emissioni. Questa diversa distribuzione, più costante nello scenario con anche le misure EPBD, potrebbe garantire una stabilità e sostenibilità nel tempo dei costi, del flusso finanziario ed eventualmente degli incentivi e potrebbe favorire una adeguata capacità di manodopera e materiali.

In conclusione, l'analisi dei risultati suggerisce che la nuova EPBD, nella sua formulazione attuale, debba essere integrata anche con misure capaci di accelerare la diffusione delle pompe di calore e del teleriscaldamento, ridurre l'utilizzo delle caldaie e definire obiettivi di riqualificazione degli edifici anche oltre il 2035. ◆

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC), 2024. https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf.
- [2] Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, 2021.
- [3] ISTAT, 11° Censimento della Popolazione e delle Abitazioni, (2011).
- [4] European Commission, Energy performance of Buildings Directive (EPBD), 2024.
- [5] Oemof (Open Energy MOdelling Framework), (n.d.). <https://oemof.org/>.
- [6] I. Staffell, D. Brett, N. Brandon, A. Hawkes, A review of domestic heat pumps, *Energy Environ. Sci.* 5 (2012) 9291–9306. <https://doi.org/10.1039/c2ee22653g>.
- [7] M. Pozzi, G. Muliere, F. Fattori, M. Motta, L. Mazzarella, Electrification of Heat Demand: an Estimation of the Impact on the Future Italian Energy System, *J. Eur. Des. Systèmes Autom.* (2024). <https://doi.org/10.18280/jesa.570516>.
- [8] S.F.T. S. Pezzutto, S. Zambotti, S. Croce, P. Zambelli, C. Scaramuzzino, R.P. Pascuas, F. Haas, E. Lucchi, N. Della Valle, A.Z. Eurac, A. Müller, M.H. Tuw, T. Fleiter, A. Klingler, M. Kühnbach, P. Manz, S. Marwitz, M. Rehfeldt, J. Steinbach, E. Popovski, L. Kran, *Hotmaps_D2 . 3 WP2 Report – Open Data Set for the EU 28*, 2019.
- [9] ISTAT, Indagine dei consumi energetici delle famiglie, (2013). <http://dati.istat.it/>.
- [10] Copernicus and ECMWF, ERA5 hourly data on single levels from 1979 to present., (n.d.). <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-eras-single-levels?tab=overview>.
- [11] Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, Tabella dei parametri standard nazionali per il monitoraggio e la comunicazione dei gas ad effetto serra ai sensi del decreto legislativo n.30 del 2013, 2019. https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/%0Aemission_trading/tabella_coefficienti_standard_nazionali_11022019.%0Apdf.
- [12] Gestore Mercati Energetici, Mercato Elettrico, (n.d.).
- [13] R. Pudenko, M. Borzecka-Walker, A. Faber, The feedstock potential assessment for EU-27 + Switzerland in NUTS-3. Deliverable D1.2 of the BioBoost project., 2013. <http://bioboost.eu>.
- [14] ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico., 2022.
- [15] Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, DM 25 febbraio 2016. Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell’utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento e delle acque reflue, nonché per la produzione e l’utilizzazione agronomica del digestato., 2016. <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2016/04/18/90/so/9/sg/pdf>.
- [16] National Data Bank, Anagrafe Nazionale Zootechnica e Statistiche, (2019). https://www.vetinfo.it/j6_statistiche/#/.
- [17] Ministero dello Sviluppo Economico, DM 10 ottobre 2014 Aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalità di attuazione dell’obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati, 2014.
- [18] A. Dénarié, F. Fattori, M. Motta, R. Scoccia, G. Muliere, G. Spirito, M. Pozzi, L. Cassetti, Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale Rapporto 2023, 2023.
- [19] Direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sull’efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) 2023/955 (rifusione) (Testo rilevante ai fini del SEE), 2023.
- [20] ENEA, SIAPE - Sistema Informativo sugli Attestati di Prestazione Energetica, (n.d.). <https://siape.enea.it/>.
- [21] Strategia Italiana Di Lungo Termine Sulla Riduzione Delle Emissioni Dei Gas a Effetto Serra, (2021) 1–100.



From Waste to Value: Circular Thermal Systems e pompe di calore come leva strategica per l'efficienza energetica e la decarbonizzazione industriale

★ **Francesco Neirotti**, Thermal System Engineer in **Armstrong International**
Emanuele Autino, Food & Pharma Market Manager in **Armstrong International**

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0007](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0007)

ABSTRACT

Da oltre un secolo, Armstrong International fornisce soluzioni intelligenti per le utilities termiche, volte a migliorare le prestazioni degli impianti, ridurre il consumo energetico e le emissioni. L'approccio "Circular Thermal" si concentra sul recupero e il riutilizzo del calore di scarto negli impianti industriali per generare energia utile, incrementando l'efficienza termica e riducendo sia l'uso di energia primaria sia le emissioni di CO₂. Tale strategia supporta la decarbonizzazione termica dei siti industriali.

Il presente lavoro illustra le principali lezioni apprese da soluzioni reali per l'efficienza energetica industriale, con particolare attenzione alle pompe di calore ad alta temperatura. Queste tecnologie consentono di ridurre il consumo energetico e le emissioni di CO₂ fino al 50% in specifici processi produttivi. Attraverso il

recupero e l'upgrade del calore di scarto a bassa temperatura, le pompe di calore favoriscono la creazione di sistemi termici circolari e riducono la dipendenza dall'energia primaria acquistata.

L'analisi esplora inoltre strategie integrate che combinano pompe di calore con altre tecnologie per incrementare l'efficienza complessiva dei sistemi. Tali approcci supportano sia le grandi industrie sia le PMI nell'accelerare la decarbonizzazione termica. Infine, la presentazione evidenzia le principali barriere ingegneristiche e normative che limitano una più ampia adozione, offrendo spunti e raccomandazioni per politiche e innovazioni future.

CONTESTO E OBIETTIVI

La transizione energetica dell'industria richiede un cambio di paradigma profondo nel modo in cui il calore di processo viene prodotto, distribuito e utilizzato. Storicamente, l'attenzione si è concentrata prevalentemente sulla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, mentre il calore industriale – che rappresenta una quota rilevante dei consumi finali di energia e delle emissioni climalteranti – è rimasto fortemente dipendente dai combustibili fossili.

In molti contesti industriali, il calore è ancora oggi prodotto sotto forma di vapore, spesso a partire da gas naturale, anche quando i livelli di temperatura richiesti dai processi sarebbero compatibili con soluzioni elettrificate ad alta efficienza. Questa configurazione, consolidata da decenni di pratica industriale, ha favorito sistemi robusti e affidabili, ma ha anche generato una forte inerzia tecnologica, rendendo più complessa l'adozione di soluzioni alternative.

Parallelamente, gli stessi siti industriali dissipano quotidianamente grandi quantità di calore a bassa temperatura verso l'ambiente. Torri evaporative, aerorefrigeranti, circuiti di raffreddamento di processo e flussi di scarico rappresentano spesso perdite energetiche strutturali, accettate come inevitabili. In realtà, tali flussi costituiscono una risorsa energetica significativa, che può essere recuperata e valorizzata attraverso un approccio sistemico.

In questo contesto si inserisce il concetto di From Waste to Value: trasformare il calore di scarto da sottoprodotto indesiderato a risorsa strategica. Questo articolo analizza il potenziale dei sistemi termici circolari (Circular Thermal Systems) e delle pompe di calore industriali come strumenti chiave per migliorare l'efficienza energetica, ridurre le emissioni di CO₂ e supportare in modo concreto gli obiettivi di decarbonizzazione delle industrie a bassa e a media temperatura (< 400°C).

L'obiettivo non è quello di proporre una singola tecnologia come soluzione universale, bensì di fornire un quadro di riferimento che consenta di leggere i sistemi industriali in chiave integrata. In tale prospettiva, le pompe di calore non rappresentano semplicemente una alternativa alle caldaie tradizionali, ma diventano un elemento abilitante di una nuova architettura energetica, in cui il recupero, l'upgrade e la redistribuzione del calore assumono un ruolo centrale.

Il ruolo del calore nei consumi energetici industriali

A livello globale, il fabbisogno di calore industriale si distribuisce su diversi livelli di temperatura. Una quota significativa è concentrata a basse temperature, tipicamente inferiori ai 150 °C, mentre una parte non trascurabile ricade nella fascia di media temperatura (150–400 °C). Questi intervalli sono caratteristici di numerosi settori industriali quali il farmaceutico, l'alimentare, il beverage, la chimica fine e il trattamento rifiuti.

In tali contesti, il calore viene spesso prodotto tramite vapore generato da caldaie a gas, anche quando i livelli di temperatura richiesti potrebbero essere compatibili con soluzioni elettrificate ad alta efficienza. Parallelamente, gli stessi siti industriali dissipano grandi quantità di calore a bassa temperatura verso l'ambiente, attraverso torri evaporative, aerorefrigeranti e sistemi di raffreddamento di processo.

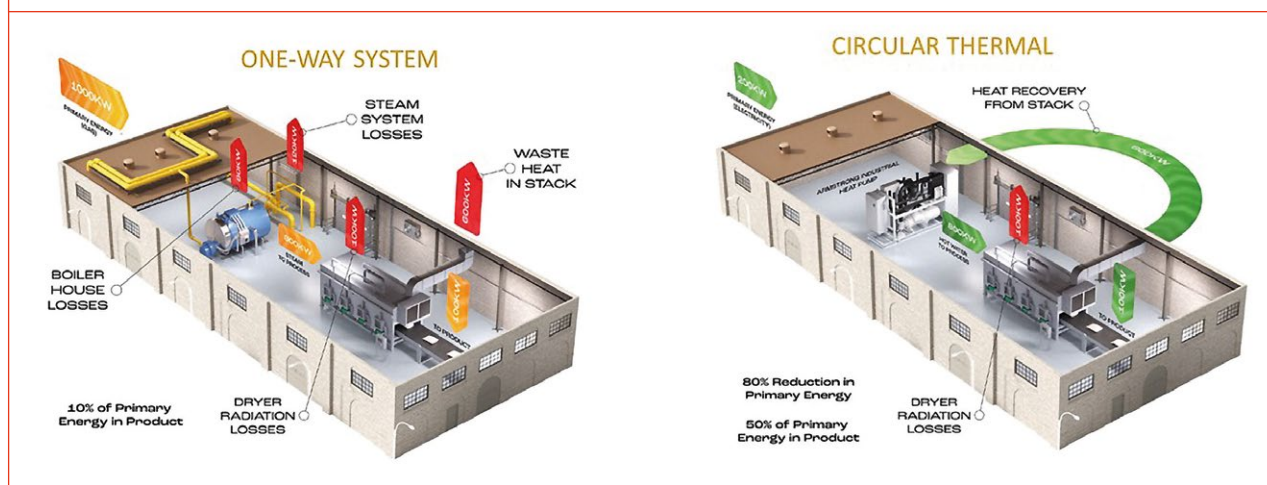
Questa coesistenza di domanda e disponibilità di calore, su livelli termici differenti ma compatibili, rappresenta il presupposto fondamentale per l'adozione di un approccio circolare ai sistemi termici. (Fig. 1)

Circular Thermal System: dal recupero puntuale alla visione di sistema

Il concetto di Circular Thermal System si basa sull'idea di massimizzare il riutilizzo interno dell'energia termica, riducendo al minimo l'apporto di energia primaria dall'esterno. A differenza di interventi puntuali di efficientamento, questo approccio richiede una visione integrata dell'intero sito industriale, considerando simultaneamente sorgenti di calore, utenze termiche, profili di carico e vincoli operativi.

Strumenti come la pinch analysis consentono di identificare le migliori opportunità di integrazione termica, mentre tecnologie quali il recupero diretto di calore, il desteamming e le pompe di calore permettono di implementare soluzioni concrete. In particolare, le pompe di calore industriali acqua-acqua, incluse quelle ad alta temperatura, rappresentano l'elemento abilitante per l'upgrade del calore di scarto, trasformando flussi a bassa temperatura in energia utile per processi industriali.

◆ FIGURA 1



Pompe di calore industriali: potenziale e limiti

Le pompe di calore industriali hanno conosciuto negli ultimi anni un rapido sviluppo tecnologico, con un progressivo innalzamento delle temperature di mandata e un miglioramento dell'affidabilità operativa. Per applicazioni a bassa temperatura, tipiche delle industrie leggere, i coefficienti di prestazione (COP) risultano spesso in linea o superiori al rapporto minimo tra costo dell'energia elettrica e del gas naturale, rendendo queste soluzioni competitive anche dal punto di vista economico.

All'aumentare dei livelli di temperatura, in particolare oltre gli 80–90 °C, il quadro si fa più complesso: i COP diminuiscono e gli investimenti richiesti aumentano. In questi casi, il supporto di meccanismi incentivanti e una valutazione economica che tenga conto degli obiettivi di decarbonizzazione diventano elementi determinanti per l'adozione della tecnologia.

Low Temperature vs High Temperature Heat Pumps: due proposte di valore differenti

L'analisi delle applicazioni industriali basate su pompe di calore evidenzia una distinzione fondamentale tra soluzioni a bassa temperatura e soluzioni a media-alta temperatura. Sebbene la tecnologia di base sia la stessa, il valore che queste applicazioni generano – in termini energetici, economici e strategici – è profondamente diverso.

Le applicazioni a bassa temperatura, tipicamente associate a richieste di acqua calda nell'intervallo 60–70 °C,

rappresentano oggi il segmento più maturo e consolidato. In questi casi, le sorgenti di calore sono spesso costituite da torri evaporative, circuiti di raffreddamento di processo o flussi di ritorno a temperature comprese tra 25 e 40 °C. Il salto termico richiesto è quindi limitato, e ciò consente alle pompe di calore di operare con coefficienti di prestazione molto elevati.

In tali configurazioni, il COP non è semplicemente un indicatore di efficienza tecnica, ma diventa il principale fattore abilitante della sostenibilità economica. Anche in contesti caratterizzati da prezzi dell'energia elettrica relativamente elevati, queste soluzioni risultano competitive rispetto alla produzione tradizionale di calore da combustibili fossili. Per questo motivo, le pompe di calore a bassa temperatura possono essere considerate, in molti casi, come la miglior tecnologia disponibile dal punto di vista energetico, indipendentemente dagli obiettivi di decarbonizzazione. Lo scenario cambia in modo significativo quando si considerano applicazioni a media-alta temperatura, tipicamente superiori agli 80–90 °C, fino ad arrivare alla produzione indiretta di vapore. In questi casi, il singolo valore di COP della pompa di calore perde significato se analizzato isolatamente. Ciò che diventa determinante è il COP combinato del sistema, che include l'interazione tra pompe di calore, generatori di vapore, sistemi di compressione meccanica del vapore e strategie avanzate di integrazione termica. (Fig. 2)

In questo contesto, l'efficienza non è più una caratteristica intrinseca della macchina, ma il risultato di un'architettura di sistema ben progettata. La capacità di massimizzare il recupero interno di energia, ridurre le irreversibilità e limitare il ricorso a energia primaria esterna rappresenta il fattore discriminante tra soluzioni teoricamente valide e soluzioni industrialmente replicabili.

◆ FIGURA 2



Dal punto di vista economico, queste applicazioni richiedono una valutazione più ampia rispetto ai tradizionali criteri di ritorno dell'investimento. Sebbene i costi iniziali e la complessità tecnica siano maggiori, il potenziale in termini di riduzione delle emissioni complessive di sito e di contenimento dei consumi di energia primaria è significativamente più elevato. È proprio in questo segmento che le pompe di calore, integrate in sistemi termici circolari, esprimono il loro massimo valore strategico nel percorso verso la decarbonizzazione industriale.

Implicazioni economiche, Net Zero e infrastrutture elettriche

Il contributo delle pompe di calore industriali agli obiettivi di Net Zero va oltre la semplice sostituzione di una fonte energetica con un'altra. Queste tecnologie permettono di affrontare in modo strutturale il tema dello spreco energetico, valorizzando flussi di calore che altrimenti verrebbero dissipati verso l'ambiente. In questo senso, le pompe di calore rappresentano uno degli strumenti più efficaci per trasformare l'efficienza energetica in una leva concreta di decarbonizzazione.

Dal punto di vista economico, i tempi di ritorno dell'investimento variano in funzione del livello di temperatura, della configurazione impiantistica e del contesto energetico locale. Nelle applicazioni a bassa temperatura, i tempi di rientro sono spesso già oggi compatibili con le aspettative industriali tradizionali. Al contrario, per le applicazioni ad alta temperatura, una valutazione basata esclusivamente sul payback time rischia di essere riduttiva, poiché non tiene conto della riduzione del rischio regolatorio, dell'esposizione ai prezzi dei combustibili fossili e del valore strategico

associato agli obiettivi di decarbonizzazione. L'elettificazione dei sistemi termici industriali porta inevitabilmente al centro della discussione il ruolo della rete elettrica. In paesi caratterizzati da prezzi dell'energia elettrica elevati, come l'Italia, questo aspetto rappresenta oggi uno dei principali fattori limitanti. Tuttavia, l'evoluzione attesa del sistema elettrico – con una crescente penetrazione di fonti rinnovabili, una maggiore flessibilità della domanda e nuovi meccanismi di mercato – è destinata a modificare in modo sostanziale questo scenario.

In una prospettiva di medio-lungo termine, casi applicativi che oggi risultano marginalmente convenienti dal punto di vista economico possono diventare altamente attrattivi grazie a una riduzione del costo marginale dell'elettricità e a una maggiore disponibilità di energia a basse emissioni. In questo contesto, le pompe di calore industriali assumono un ruolo strategico non solo come tecnologie di efficienza, ma anche come elementi di flessibilità del sistema energetico, in grado di adattare i propri profili di consumo all'evoluzione della rete.

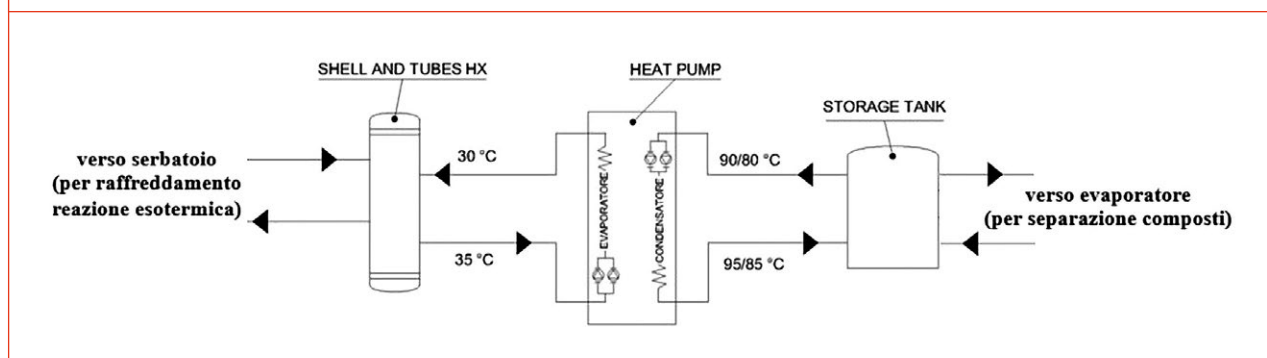
Caso applicativo: implementazione di pompe di calore all'interno di un processo industriale

Consideriamo il caso di un impianto per il trattamento dei rifiuti che presenta due esigenze termiche simultanee:

- raffreddamento a circa 30°C, necessario per controllare la temperatura dei reflui durante una reazione esotermica;
- riscaldamento a 95°C, indispensabile per separare due composti attraverso evaporazione.

Applicando la metodologia Circular Thermal, è stata integrata una pompa di calore industriale ad alta tempera-

◆ FIGURA 3



tura capace di recuperare il calore di scarto generato dalla reazione esotermica e di riutilizzarlo per produrre energia termica a 95°C, soddisfacendo così il fabbisogno di riscaldamento. (Fig. 3)

Prima di questa soluzione, l'impianto utilizzava un chiller per il raffreddamento e vapore industriale per il riscaldamento. L'integrazione della pompa di calore ha permesso di eliminare il consumo di vapore, rilanciando alla temperatura richiesta l'energia di scarto. In questo scenario, si è sfruttato il COP combinato della macchina, considerando come effetto utile sia la potenza termica del condensatore sia quella frigorifera dell'evaporatore.

Questa configurazione ha permesso di ottenere un COP di 3,9, superiore al COP di pareggio (3), calcolato in base al rapporto tra i costi dell'energia elettrica e del metano. Oltre al vantaggio economico, con un risparmio energetico di 820 MWh/anno, l'intervento ha ridotto le emissioni del processo produttivo di oltre 160 tonnellate all'anno.

Questo esempio dimostra come un approccio ingegneristico integrato, supportato da condizioni favorevoli (costo

competitivo dell'energia elettrica e incentivi disponibili), possa creare l'ecosistema ideale per aiutare l'industria a ottimizzare i consumi e decarbonizzare i processi.

CONCLUSIONI E PROSPETTIVE

I sistemi termici circolari e le pompe di calore industriali rappresentano una leva strategica per la riduzione dei consumi di energia primaria e delle emissioni di CO₂ nel settore industriale. Gli esempi applicativi dimostrano come il recupero e l'upgrade del calore di scarto possano trasformare un vincolo operativo in un'opportunità di creazione di valore.

Nel medio-lungo termine, l'evoluzione del mix elettrico verso fonti a basse emissioni renderà queste soluzioni sempre più efficaci dal punto di vista ambientale. Per accelerarne la diffusione, sarà tuttavia necessario un approccio integrato che combini innovazione tecnologica, politiche di supporto e una revisione dei criteri tradizionali di valutazione degli investimenti industriali. In questo contesto, il paradigma From Waste to Value si configura come uno dei pilastri della futura industria sostenibile. ◆



Tecnologia TSA per la separazione di idrogeno da syngas: risultati sperimentali ad alta pressione e applicazione del Digital Twin per il controllo avanzato



✦ **Pasquale Licastro¹, Domenico Macri¹, Maria Laura Russo¹, Danilo Serratore¹, Alessio Caravella², Emanuel Muraca¹**

1 **TECHFEM SpA**, SS 280 Bivio Aeroporto 2, 88046 Lamezia Terme (CZ), Italia

2 Dipartimento di Ingegneria Informatica, Modellistica, Elettronica e Sistemistica - DIMES, **Università della Calabria**, Rende (CS), Italia

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0008](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0008)

ABSTRACT

Il progetto T-H₂SAM[®] (Hydrogen from Syngas Adsorption and Membranes) ha sviluppato e testato un impianto pilota per la produzione di idrogeno a basse emissioni di carbonio da syngas derivato da biomasse. Le prove sperimentali sono state condotte fino a 35 barg, con colonne operanti in modalità TSA (Temperature Swing Adsorption). L'attività ha permesso di verificare in condizioni realistiche il comportamento dei letti adsorbenti durante le fasi di saturazione e rigenerazione, misurando tempi ciclo, efficienza di separazione e stabilità operativa. I risultati hanno confermato la possibilità di operare in regime industriale, mantenendo selettività elevata e cicli ripetibili. Un aspetto innovativo è stato l'impiego del digital twin non solo come

strumento di simulazione, ma come piattaforma di model-based control, capace di calcolare in tempo reale i tempi ottimali di commutazione e guidare l'automazione del processo. Le evidenze raccolte dimostrano la robustezza della tecnologia TSA a pressioni tipiche di impianto e rappresentano un passo concreto verso la futura integrazione con membrane commerciali in configurazioni ibride, in vista di applicazioni industriali su larga scala per la produzione sostenibile di idrogeno.

INTRODUZIONE

La transizione energetica verso un'economia a basse emissioni richiede una profonda trasformazione dei processi industriali. L'idrogeno emerge come pilastro della decarbonizzazione di settori ad alta intensità energetica come siderurgia, chimica e raffinazione, grazie alla sua versatilità e alla possibilità di produrlo da fonti rinnovabili o a ridotta impronta di carbonio.

La produzione da syngas rimane una soluzione industrialmente matura e adattabile a diversi feedstock, incluse le biomasse. Tuttavia, la complessa composizione del syngas, contenente idrogeno (H_2), anidride carbonica (CO_2), monossido di carbonio (CO) e metano (CH_4), richiede sistemi di separazione ad alta efficienza per ottenere gas puro.

Parallelamente, cresce l'interesse verso le tecnologie di cattura della CO_2 , essenziali per ridurre le emissioni a breve e medio termine. La separazione selettiva della CO_2 da syngas, biogas o flue gas è cruciale per garantire la purezza dell'idrogeno necessaria alle applicazioni industriali. Tra le tecnologie disponibili, i processi di adsorbimento e in particolare la Temperature Swing Adsorption (TSA) offrono elevata selettività, stabilità operativa e flessibilità di gestione dei cicli, risultando particolarmente adatti a miscele complesse e variabili nel tempo.

In questo quadro si colloca il progetto H₂SAM, volto allo sviluppo e alla validazione di una filiera integrata per la produzione di H₂ low-carbon. Il progetto ha consentito la realizzazione e il test di un impianto pilota con tecnologia TSA e separazione a membrana ad alta pressione, supportato da un Digital Twin (DT) impiegato come strumento avanzato di simulazione predittiva e controllo del processo in tempo reale.

Il progetto T-H₂SAM®

Il progetto Hydrogen from Syngas Adsorption and Membranes (T-H₂SAM®) mira a sviluppare e validare tecnologie avanzate per la produzione sostenibile di H₂ low-carbon da syngas ottenuto dalla gassificazione di biomasse ad alta pressione. Coordinato da Techfem S.p.A. nell'ambito del programma ECOSISTER – Spoke 2, il progetto contribuisce allo

sviluppo di soluzioni innovative per la produzione di energia pulita e alla decarbonizzazione dei processi industriali.

L'obiettivo è dimostrare la fattibilità tecnica di una filiera ottimizzata per la produzione di idrogeno da biomasse, attraverso modellazione, realizzazione di un prototipo e sperimentazione su scala pilota. Particolare attenzione è stata rivolta alla selezione di materiali adsorbenti e membrane commerciali per la separazione dei principali componenti del syngas, integrando le due tecnologie per massimizzare la resa di H₂ e ridurre le emissioni di carbonio.

A supporto delle attività è stato sviluppato un digital twin dell'impianto, in grado di simulare il ciclo TSA, ottimizzare i parametri operativi e supportare il controllo e l'automazione del processo in tempo reale.

Il processo di adsorbimento e desorbimento termico (TSA)

L'adsorbimento è un processo mediante il quale uno o più componenti gassosi target vengono trattenuti sulla superficie di un solido (adsorbente) tramite la formazione di legami deboli sfruttando la variazione di un parametro operativo specifico. Si tratta di una tecnica semplice, caratterizzata da basso consumo energetico, costi contenuti e ampia versatilità applicativa.

Oltre al TSA rientrano in questa famiglia la Pressure Swing Adsorption (PSA), la Vacuum Swing Adsorption (VSA) e la Pressure-Temperature Swing Adsorption (PTSA):

- Nel TSA, la rigenerazione avviene incrementando la temperatura: l'energia termica riduce l'affinità tra specie adsorbite e superficie, consentendo una rigenerazione efficace e ripetibile. Sebbene i cicli siano più lenti rispetto a PSA e VSA, l'impiego di calore di scarto o fonti rinnovabili rende questa tecnologia particolarmente adatta a filiere low-carbon e alla cattura della CO_2 .
- Nella PSA, si sfruttano variazioni di pressione per modulare l'equilibrio di adsorbimento/desorbimento. È una tecnologia ampiamente usata industrialmente nella purificazione di gas per la rapidità dei cicli e la possibilità di operare in continuo.
- Il VSA impiega una fase di desorbimento sottovuoto, migliorando la rigenerazione ma con requisiti energetici e impiantistici specifici (sistemi di vuoto).

- La PTSA combina pressione e temperatura per ottimizzare efficienza e selettività in sistemi complessi; a fronte, però, di maggiore complessità e di un bilancio energetico da valutare con attenzione.

La scelta ottimale tra queste tecnologie dipende da un bilanciamento tra prestazioni tecniche ed economiche, oltre che da considerazioni ambientali e di sostenibilità. Per questi motivi, nel progetto H₂SAM, la scelta del TSA rappresenta un compromesso ideale tra efficienza, stabilità, sostenibilità operativa e innovazione¹.

Il ruolo dei materiali adsorbenti nelle prestazioni del processo

La scelta del materiale solido è un aspetto fondamentale nei processi di adsorbimento, poiché influenza direttamente la capacità adsorbente, la stabilità termica e la capacità di rigenerazione del letto. In funzione delle condizioni operative, gli adsorbenti si distinguono in materiali ad alta temperatura, come metalli alcalini e ossidi metallici, resistenti alla degradazione termica, e materiali a bassa temperatura, quali zeoliti, carboni attivi e MOFs, caratterizzati da elevata area superficiale e buona selettività molecolare. Nel complesso, tali materiali offrono buone prestazioni di adsorbimento, stabilità e costi di rigenerazione contenuti, risultando idonei sia alla purificazione dell'idrogeno sia alla cattura della CO₂.^{2,3}

Nel presente progetto sono stati scelti i carboni attivi come materiale adsorbente, in virtù di un bilanciamento ottimale tra prestazioni tecniche, stabilità termica ed economicità. L'elevata superficie specifica, l'ampia disponibilità commerciale e la compatibilità con la tecnologia TSA garantiscono un adsorbimento efficace e una rigenerazione termica stabile nel tempo, assicurando una lunga vita operativa del letto e un funzionamento energeticamente sostenibile.

L'impianto pilota T-H₂SAM®

L'impianto pilota T-H₂SAM® è stato progettato per la validazione sperimentale del processo di purificazione di idrogeno da syngas prodotto dalla gassificazione di biomasse tramite processo di adsorbimento e separazione con membrana ad alta pressione (Figura 1). La configurazione di processo si

basa su una prima separazione degli ossidi carboniosi (CO₂ e CO) tramite l'adsorbimento su materiale solido, sfruttando la tecnologia TSA, e un secondo step di separazione a cura di una membrana commerciale per recuperare l'idrogeno dalla miscela con metano. Il progetto prevede l'esecuzione di test sperimentali, con l'obiettivo di verificare il comportamento del sistema in condizioni realistiche e validare il funzionamento delle logiche di comando per la gestione delle fasi del processo di TSA tramite digital twin.

A causa dell'occupazione progressiva dei siti attivi da parte delle molecole target, il letto adsorbente tende a saturarsi nel tempo, riducendo l'efficienza del processo e rendendo necessaria una fase di rigenerazione. Per garantire il funzionamento continuo del sistema, sono state quindi implementate due colonne adsorbenti, operate alternativamente in adsorbimento e rigenerazione (Figura 2). Questa configurazione consente di mantenere un flusso costante, riducendo i tempi morti e migliorando l'efficienza complessiva del processo.

L'alimentazione, costituita da una miscela di gas composta da CO₂, CO, H₂ e CH₄ prelevata da bombola, viene inviata direttamente alla colonna in adsorbimento, dove gli ossidi di carbonio vengono trattenuti dal materiale adsorbente.

Nel corso di questa fase, il rilascio di calore di adsorbimento provoca un aumento della temperatura del letto, penalizzando l'efficienza del processo (favorito a basse temperature). Per mitigare questo effetto, la colonna è mantenuta alla temperatura di test (20 °C) mediante un sistema di raffreddamento ad acqua, circolante in una serpentina interna alla colonna stessa.

La corrente in uscita dalla colonna viene convogliata verso una membrana commerciale per il secondo stadio di separazione previa filtrazione, operazione necessaria per prevenire il trascinarsi di particelle solide provenienti dal letto adsorbente. Raggiunta la saturazione del letto, il sistema commuta in fase di rigenerazione, effettuata mediante riscaldamento controllato della colonna con acqua calda, mantenendo la temperatura superiore a 55 °C. L'incremento termico indebolisce le interazioni fisiche tra adsorbente e specie trattenute, consentendo la riattivazione dei siti attivi.

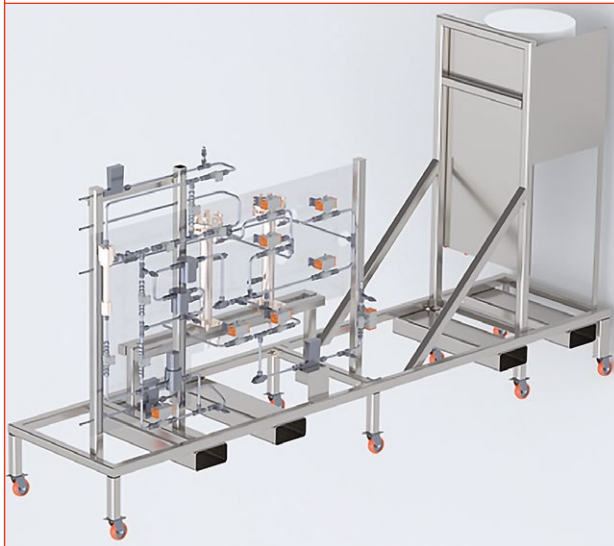
La strumentazione riveste un ruolo fondamentale nella gestione e nel controllo delle diverse fasi del ciclo TSA. In particolare, il sistema è dotato di un insieme di sensori di pressione, di temperatura, di portata e valvole automa-

1 D. Bartosz, K. Renata, and A. Klas, "Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment," *Fuel*, vol. 342, no. 127776, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127776>

2 C. B. Peres, P. M. R. Resende, L. J. R. Nunes and L. C. de Morais, "Advances in Carbon Capture and Use (CCU) Technologies: A Comprehensive Review and CO₂ Mitigation Potential Analysis", *Clean Technol.* 2022, 4, 1193–1207. <https://doi.org/10.3390/cleantechnol4040073>

3 P. Madejski, K. Chmiel, N. Subramanian, T. Kus, "Methods and Techniques for CO₂ Capture: Review of Potential Solutions and Applications in Modern Energy Technologies", *Energies* 2022, 15, 887. <https://doi.org/10.3390/en15030887>

◆ **FIGURA 1** Rendering tridimensionale dell'impianto pilota T-H2SAM®



tiche, che consentono il monitoraggio continuo delle condizioni operative e di gestire la configurazione del flusso tra le due colonne, la cui corretta attuazione è essenziale per evitare sovrapposizioni tra le fasi e garantire la sequenza operativa prevista dai cicli (Figura 3). A tal fine, è stato integrato un sistema di automazione tramite un controllore logico programmabile (PLC) che consente il monitoraggio in tempo reale dei parametri di processo e l'attuazione delle logiche di commutazione.

Uno degli aspetti più critici riguarda la determinazione del momento esatto in cui terminano le fasi di adsorbimento o desorbimento, informazione necessaria affinché il PLC possa modificare tempestivamente la configurazione delle valvole. Durante l'adsorbimento, la saturazione del letto si manifesta con l'aumento della concentrazione di CO₂ nel flusso in uscita, mentre in desorbimento tale concentrazione diminuisce. Una possibilità di monitoraggio può avvenire tramite analizzatori di gas; ciò introduce tuttavia

un ritardo legato al tempo di risposta strumentale e al volume morto del sistema di campionamento, con conseguente perdita di efficienza di separazione.

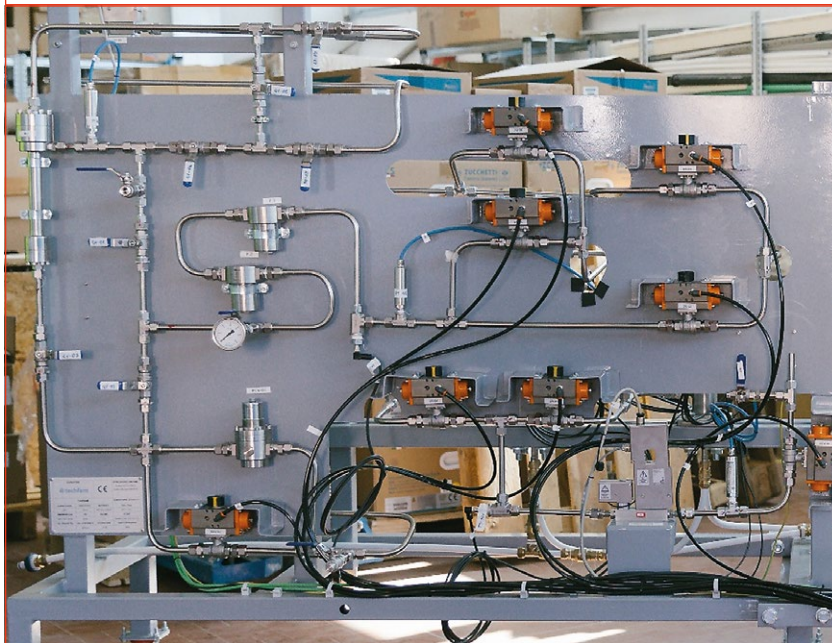
Per limitare tali effetti, in ambito industriale si adottano spesso condizioni operative standardizzate, che consentono di fissare la durata delle fasi sulla base del tempo di breakthrough, definito come l'intervallo di tempo che intercorre tra l'inizio dell'adsorbimento e il momento in cui la concentrazione del componente target all'uscita della colonna raggiunge un valore prefissato, tipicamente espresso come frazione della concentrazione di ingresso tra 5% e 10% (C/Co). Esso rappresenta il punto in cui il fronte di saturazione raggiunge l'estremità del letto adsorbente e costituisce un indicatore diretto della capacità dinamica del sistema e del momento ottimale di commutazione verso la fase di rigenerazione. Tale approccio risulta però meno efficace in condizioni operative variabili, portando a saturazione prematura o ad un utilizzo incompleto del letto, con peggioramento della qualità del gas e della produttività.

Per superare questi vincoli, nel presente studio è stato sviluppato e integrato un DT dinamico dell'impianto TSA, in grado di stimare in tempo reale i tempi di saturazione e rigenerazione sulla base di modelli di adsorbimento e dati opera-

◆ **FIGURA 2** Vista frontale delle colonne adsorbenti dell'impianto pilota T-H2SAM®, parte del sistema di purificazione dell'idrogeno da syngas



◆ **FIGURA 3** Vista della sezione di strumentazione e del modulo di separazione a membrana dell'impianto pilota T-H2SAM®



tivi aggiornati. Il DT consente così di determinare il momento ottimale di commutazione tra le fasi, migliorando la stabilità operativa, l'efficienza di separazione e riducendo il consumo energetico associato alla rigenerazione termica.

Tale approccio consente una gestione model-based del ciclo TSA, aumentando la stabilità operativa, migliorando l'efficienza di separazione e riducendo il consumo energetico associato alla rigenerazione termica. In questo contesto, il ciclo operativo viene identificato come il tempo complessivo richiesto per condurre il letto fino alla saturazione e per garantirne la successiva rigenerazione completa.

Il DT è stato sviluppato su un'architettura basata su Python, scelta per la versatilità e la disponibilità di librerie dedicate alla modellazione, simulazione e analisi dei dati. Questa piattaforma consente l'integrazione di algoritmi avanzati di analisi e machine learning, migliorando le capacità predittive del modello.

Il corretto funzionamento del DT si basa sull'acquisizione dei dati operativi dall'impianto tramite sensori di pressione, temperatura e portata, che monitorano in tempo reale le condizioni di esercizio e il flusso di syngas alimentato. I dati raccolti vengono utilizzati per aggiornare dinamicamente la simulazione e consentire una rappresentazione accurata del processo di separazione. La comunicazione tra DT e PLC avviene tramite protocolli standard, garantendo uno scambio dati sicuro ed efficiente e un controllo ottimizzato del processo.

Principali risultati e implicazioni del progetto

La campagna sperimentale è stata finalizzata a valutare la capacità dei carboni attivi di rimuovere le specie indesiderate dal syngas, nonché a verificare la validità del DT come strumento di controllo avanzato dell'impianto.

I carboni attivi impiegati nella campagna sperimentale sono del tipo Bead-shaped Activated Carbon (BAC) prodotti dalla Kureha Corporation, con particelle sferiche di diametro medio pari a $0,50 \pm 0,05$ mm. Tale morfologia garantisce un riempimento uniforme della colonna, buona scorrevolezza e ridotta formazione di polveri, limitando fenomeni di canalizzazione e assicurando prestazioni costanti nei cicli operativi.

Il materiale presenta una densità apparente di circa $0,6$ g/mL e una superficie specifica compresa tra 1100 e 1300 m²/g, indicativa di un'elevata capacità

adsorbente. Inoltre, l'elevata durezza e resistenza all'abrasione ne consentono un utilizzo stabile anche in condizioni cicliche gravose. Le principali proprietà fisico-chimiche sono riportate in Tabella 1.

Le attività sperimentali sono state condotte secondo procedure standardizzate per garantire la riproducibilità dei risultati e la validazione del digital twin. Sono state analizzate due configurazioni operative:

- modalità a colonna singola, utilizzata per la caratterizzazione del comportamento del singolo letto adsorbente;
- modalità TSA, impiegata per simulare il funzionamento continuo mediante alternanza ciclica delle due colonne e validare l'integrazione con il digital twin.

◆ **TABELLA 1** Proprietà del carbone attivo adsorbente Kureha BAC

Proprietà	Valore caratteristico
Forma	Sferica
Dimensione media delle particelle	0.50 ± 0.05 mm
Densità apparente delle particelle	0.6 g/mL
Superficie specifica	$1100 - 1300$ m ² /g
Durezza	> 95 %

Nella modalità singola, l'operatore seleziona manualmente la fase di adsorbimento o desorbimento, mentre nella modalità TSA il numero di cicli è impostato dall'operatore e la gestione delle fasi è affidata al PLC, in coordinamento con il digital twin per la previsione dei tempi di commutazione. Entrambe le configurazioni consentono una caratterizzazione completa delle prestazioni del sistema in termini di separazione degli ossidi di carbonio ed efficienza di purificazione.

Prestazioni dei carboni attivi in modalità singola

Le prove in modalità singola, condotte con miscele CO₂/aria a concentrazione controllata, hanno permesso di caratterizzare il comportamento dinamico dei letti adsorbenti e di valutare la capacità di rimozione della CO₂ dei carboni attivi sferici BAC. In particolare, sono state analizzate due condizioni di alimentazione rappresentative, con contenuto di CO₂ pari al 15% e al 40% in volume (Figura 4).

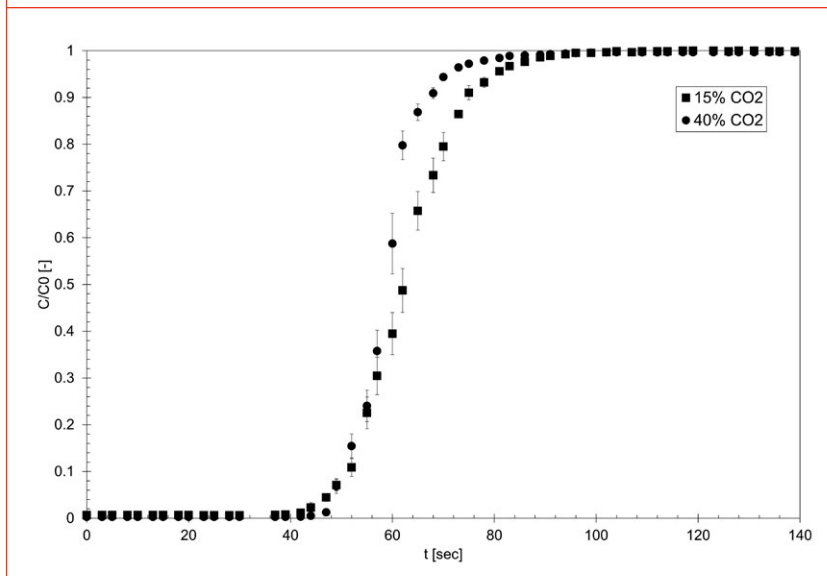
Nel caso della miscela al 15% vol. di CO₂, il tempo di breakthrough è risultato pari a circa 47 s, mentre la saturazione completa del letto è stata raggiunta dopo 81 s. La capacità specifica di adsorbimento è stata stimata in 41,5 gCO₂/kgBAC, con una percentuale d'utilizzo del letto (W%) pari a circa il 75% prima della saturazione completa.

A concentrazione più elevata (40% vol. di CO₂), la capacità di adsorbimento è aumentata significativamente, raggiungendo 91,7 gCO₂/kgBAC, a fronte di un tempo di breakthrough e saturazione rispettivamente pari a 47 s e 67 s. In questo caso, il parametro di utilizzo del letto è salito all'83%, confermando la forte affinità del materiale verso l'anidride carbonica anche in condizioni di carico più gravose. Nel complesso, questi risultati dimostrano che i carboni attivi selezionati presentano elevata selettività, buona capacità dinamica e comportamento riproducibile, caratteristiche fondamentali per applicazioni TSA in sistemi ciclici e in condizioni operative realistiche.

Funzionamento ciclico in modalità TSA

La sperimentazione in modalità TSA ha rappresentato il banco di prova principale per valutare la continuità operativa del sistema e l'integrazione tra impianto reale e digital twin. Le prove sono state condotte a 35 barg, con temperatura di ad-

◆ **FIGURA 4** Curve di breakthrough per miscele CO₂/aria al 15% e 40% in volume, ottenute sperimentalmente sui carboni attivi Kureha BAC



sorbimento di 20 °C e temperatura di rigenerazione di 55 °C, variando la portata di alimentazione tra 2, 5 e 10 NL/min.

A bassa portata (2 NL/min), i cicli TSA risultano relativamente lunghi, con tempo di adsorbimento dell'ordine di 19 minuti, consentendo un utilizzo esteso della capacità del letto e una saturazione graduale. Questa condizione massimizza l'efficienza di cattura della CO₂, ma limita la produttività complessiva del sistema.

A portata intermedia (5 NL/min), il tempo di adsorbimento si riduce a circa 8 minuti, configurando un compromesso ottimale tra efficienza e produttività. In questo regime, il sistema mantiene stabilità operativa e buona selettività, risultando particolarmente rappresentativo di uno scenario preindustriale.

A portata elevata (10 NL/min), il tempo di adsorbimento scende sotto i 4 minuti, aumentando significativamente la quantità di gas trattata per unità di tempo. Tuttavia, in queste condizioni il sistema diventa più sensibile alla corretta individuazione del punto di commutazione, rendendo essenziale un controllo accurato per evitare breakthrough anticipati o rigenerazioni incomplete.

Evidenze sull'uso efficace del Digital Twin

Un risultato chiave del progetto è la dimostrazione sperimentale dell'efficacia del DT come strumento di controllo model-based. Durante le prove in modalità TSA, il modello

digitale è stato utilizzato per stimare in tempo reale i tempi ottimali di adsorbimento e rigenerazione, guidando il PLC nella commutazione delle colonne.

I dati sperimentali mostrano che:

- i tempi di ciclo calcolati dal DT risultano coerenti con l'evoluzione reale dei profili di concentrazione, pressione e temperatura;
- l'integrazione DT-PLC consente di ridurre l'impatto dei ritardi strumentali associati alla misura del breakthrough;
- il contributo del DT diventa progressivamente più rilevante all'aumentare della portata, quando i cicli sono più rapidi e il margine di errore sul punto di commutazione si riduce.

In particolare, nei casi a 5 e 10 NL/min, il controllo basato sul DT ha permesso di mantenere condizioni operative stabili e ripetibili, migliorando l'efficienza di utilizzo del letto adsorbente e la regolarità del funzionamento ciclico rispetto a un controllo basato su tempi prefissati.

Implicazioni per lo scale-up industriale

Nel complesso, i risultati sperimentali confermano la fattibilità della tecnologia TSA ad alta pressione per la separazione dell'idrogeno da syngas e mostrano come l'integrazione con strumenti digitali avanzati rappresenti un fattore abilitante per applicazioni industriali. Il progetto T-H₂SAM[®] dimostra che l'integrazione di sperimentazione, modellazione e controllo digitale migliora efficienza e robustezza dei processi, aprendo allo sviluppo di configurazioni ibride TSA-membrana.

A partire dai dati sperimentali ottenuti sul prototipo, è stato sviluppato un modello di impianto industriale in grado di trattare il syngas prodotto da una tipica unità di gassificazione di biomassa in acqua supercritica (SCWG)⁴, con una portata dell'ordine di 1 ton/h di syngas e una produzione di H₂ pari a 30 kg/h (circa 244 ton/anno). Lo scale-up, basato su leggi di similitudine, ha portato al ridimensionamento delle colonne TSA fino a 0,82 m di diametro e 5,6 m di altezza (contenenti circa 800 kg di solido adsorbente), preservando il comportamento dinamico del sistema e riducendo i rischi di scala.

Dal punto di vista impiantistico, lo studio evidenzia come l'integrazione TSA-membrane rimanga tecnicamente gestibile anche a taglia industriale, con 15 moduli di membrana in parallelo e una

gestione termica ottimizzata tramite circuiti idrici chiusi e caldaia a metano, riducendo i consumi elettrici. L'analisi economica dello scale-up ha fornito risultati rilevanti, consentendo di determinare il costo livellato dell'idrogeno (LCOH) secondo metodologie consolidate in letteratura⁵. Il LCOH prodotto tramite la gassificazione SCWG integrata con la separazione T-H₂SAM[®] è pari a 2,10 €/kg H₂, valore nettamente inferiore a quello stimato per un impianto di elettrolisi di pari capacità (circa 10 €/kg H₂). Questo risultato evidenzia un chiaro vantaggio competitivo in termini di sostenibilità economica, soprattutto in assenza di incentivi dedicati.

Dal punto di vista ambientale, l'analisi LCA mostra che lo scale-up riduce l'impatto specifico rispetto al prototipo, con emissioni di circa 184 kgCO₂eq/kgH₂ rispetto ai 230 kgCO₂eq/kgH₂ della scala pilota. Il miglioramento è attribuibile agli effetti di scala e alle scelte impiantistiche, come l'introduzione di circuiti idrici chiusi e la sostituzione dell'heater elettrico con una caldaia a combustione. Il confronto con l'idrogeno da elettrolisi rinnovabile evidenzia tuttavia un divario significativo, indicando che la filiera T-H₂SAM[®] è oggi economicamente competitiva ma ancora migliorabile dal punto di vista ambientale.

CONCLUSIONI

Il progetto T-H₂SAM[®] ha dimostrato la fattibilità tecnica e operativa della tecnologia TSA ad alta pressione per la separazione dell'H₂ da syngas, validandone il funzionamento in condizioni prossime a quelle industriali. Le prove sperimentali hanno confermato l'efficacia e la stabilità dei carboni attivi selezionati nella rimozione degli ossidi di carbonio, con prestazioni ripetibili lungo cicli successivi di adsorbimento e rigenerazione.

Un elemento distintivo del lavoro è rappresentato dall'impiego del DT come strumento di controllo model-based, capace di migliorare la gestione dei cicli TSA e di ridurre le inefficienze legate ai controlli tradizionali basati sul breakthrough. L'analisi di scale-up indica inoltre che l'integrazione TSA-membrane è tecnicamente realizzabile e competitiva dal punto di vista economico, pur evidenziando la necessità di ulteriori ottimizzazioni ambientali.

Nel complesso, i risultati mostrano come l'integrazione di sperimentazione, modellazione e controllo digitale possa contribuire allo sviluppo di filiere industriali per la produzione di H₂ low-carbon, offrendo una soluzione scalabile e potenzialmente replicabile in contesti industriali. ♦

4 D. Macrì et al., "Produzione di syngas ricco in idrogeno tramite gassificazione in acqua supercritica di rifiuti umidi", *QUALENERGIA-SCIENCE* 2025, n. 1, pp 70-75, doi: 10.63111/QES-2025.1.0008

5 Xiang, Pianpian, et al. "Evaluation of LCOH of conventional technology, energy storage coupled solar PV electrolysis, and HTGR in China." *Applied Energy* 353 (2024): 122086.



Quando il vincolo incontra la sostenibilità: come un edificio esistente è diventato simbolo di edilizia sostenibile

◆ **Cristina Colletti**, Amministratore unico **CORIP**, Roma
Martina Donati, Project Manager **CORIP**, Roma

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0009](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0009)

ABSTRACT

Corip ha conseguito il massimo riconoscimento della sostenibilità edilizia con la certificazione LEED PLATINUM per la riqualificazione di un immobile in disuso di Terna, trasformato in smart building polifunzionale all'interno della Riserva Naturale della Marcigliana a Roma, contesto archeologico e paesaggistico vincolato. L'approccio integrato ha coniugato strategie passive e attive, BIM avanzato, geotermia e gestione digitale, riducendo i consumi energetici del 50% e raggiungendo prestazioni net-zero energy tramite fonti rinnovabili on-site. Facciata ventilata in terracotta, soffitti radianti, VMC con recupero calore, raccolta acque meteoriche e ripristino ecologico con specie autoctone hanno garantito efficienza, resilienza e armonia con il paesaggio, con attenzione a qualità aria, benessere occupanti e ciclo vita materiali. Questo raro caso italiano dimostra la

fattibilità di deep renovation in aree protette e come tutela del paesaggio e sostenibilità possano coesistere attraverso un approccio progettuale integrato, consapevole e replicabile per accelerare la transizione ecologica nel costruito, allineandosi agli obiettivi PNIEC di decarbonizzazione al -43,7% entro 2030.

CONTESTO E SFIDA PROGETTUALE

La Riserva Naturale della Marciigliana rappresenta un ecosistema unico a Roma, con vincoli paesaggistici, archeologici e naturalistici che rendono complessa qualunque trasformazione edilizia. L'edificio, preesistente e degradato, è stato riqualificato da Corip in un polo polifunzionale per uffici e spogliatoi per le unità manutentive, raggiungendo il più alto livello di certificazione internazionale sulla Sostenibilità.

Questo traguardo allinea il progetto alla roadmap GBC Italia per la decarbonizzazione del costruito al 2050, enfatizzando whole life carbon e circolarità, in un parco immobiliare italiano dove oltre il 60% degli edifici residenziali supera i 45 anni e consuma oltre 160 kWh/m² annuo. La sfida: coniugare tutela ambientale con efficienza energetica net-zero, riducendo emissioni del 43,7% al 2030 come da Regolamento UE 2023/857.

Alto livello Gestionale e Metodologia BIM come Cuore del Processo Integrato

Il Building Information Modeling ha rivoluzionato la gestione, consentendo modellazione 3D avanzata, simulazioni dinamiche energetiche e coordinamento tra architettura, strutture e impianti. Visualizzazioni, ombreggiamenti, studi cromatici e verifiche preliminari hanno facilitato il processo amministrativo autorizzativo da Roma Natura e Soprintendenza, con tracciabilità totale.

BIM ha supportato il percorso LEED, monitorando crediti, interferenze e ciclo vita, ottimizzando manutenzione predittiva via BMS. In un settore dove il tasso di deep renovation è sotto



il 2% annuo (PNIEC), questo approccio multidisciplinare ha gestito ambiziosità e vincoli, replicabile per NZEB esistenti.

Involucro e Consolidamento: Efficienza Passiva

Il progetto dell'involucro è stato sviluppato come elemento chiave per la riduzione dei fabbisogni energetici. La facciata ventilata in terracotta locale, scelta per la sua durabilità e per la coerenza cromatica con il paesaggio della Riserva, mitiga carichi estivi e ponti termici, integrata con cappotto esterno, infissi triplo vetro $U_g=0,8$ W/m²K e cassonetti coibentati. Le schermature solari automatizzate, governate da sensori di irraggiamento e integrate nel sistema di gestione dell'edificio (BMS), consentono di modulare l'apporto solare e la luce naturale, riducendo il carico sugli impianti di climatizzazione e illuminazione artificiale del 30-40%.

Il consolidamento sismico con intonaco armato su muratura portante ha preservato l'essenza storica, integrando impianti senza alterare altezze utili. Queste scelte passive, low-embodied energy, riducono energia grigia (fino al 50% del totale in NZEB) e si allineano all'economia circolare.

Impianti Smart: Verso l'Autosufficienza Energetica

Il progetto ha puntato alla drastica riduzione dei consumi e delle emissioni, combinando strategie passive, involucro evoluto e impianti ad alta efficienza. Sette sonde geotermiche verticali alimentano soffitti radianti metallici e VMC con recupero calore, coprendo il 90% del fabbisogno termo-frigorifero. L'aggiunta inoltre di Impianto Fotovoltaico in copertura da 50 kWp e solare termico on-site generano surplus, raggiungendo i requisiti di un Edificio NET-ZERO.

Automazione BMS monitora consumi real-time e permette regolazioni automatiche in modo da raggiungere alti livelli di ottimizzazione energetica.

Comfort indoor, benessere e qualità ambientale

Il comfort è stato affrontato non come semplice rispetto di parametri impiantistici, ma come vero elemento progettuale, integrando qualità dell'aria, illuminazione naturale, con-



trollo termo-igrometrico, acustica e percezione degli spazi. La ventilazione meccanica controllata con recupero di calore è dotata di filtri F8 e sensori di CO₂ che modulano i ricambi in funzione dell'occupazione, evitando sia sprechi energetici sia condizioni di aria viziata tipiche degli uffici tradizionali.

Ogni ambiente è dotato di termostati regolabili stanza per stanza e di sistemi oscuranti regolabili, così che gli occupanti possano tarare in autonomia temperatura, luce naturale e privacy, aumentando il benessere percepito e la produttività. L'inserimento di materiali e pannelli fonoassorbenti ha ridotto il tempo di riverbero negli ambienti più affollati, migliorando l'intelligibilità della parola e la qualità acustica complessiva, mentre la scelta di finiture a basse emissioni di VOC, verificate e monitorate anche in fase di cantiere, ha contribuito a garantire elevati standard di salubrità interna.

Un ruolo centrale è stato attribuito anche agli spazi di relazione, spesso trascurati negli edifici tecnici, ma fondamentali per la qualità del lavoro e la permanenza prolungata in sede. All'esterno sono stati realizzati spazi pergolati immersi nel verde, attrezzati per la pausa pranzo o brevi riunioni informali, che permettono agli operatori di "staccare" visivamente e mentalmente mantenendo una relazione diretta con il paesaggio protetto della Riserva.

Il frutteto con varietà tradizionali, insieme alle aree break interne, diventa un dispositivo di benessere quotidiano e di educazione alla sostenibilità, offrendo l'opportunità di raccogliere e consumare frutta in loco e di riconnettersi con la dimensione agricola storica del sito. Una specifica cartello-

nistica interna promuove la salute fisica e i comportamenti virtuosi, ad esempio invitando all'uso delle scale in alternativa all'ascensore, in linea con i crediti LEED relativi alla promozione del benessere e dell'attività fisica.

Gestione sostenibile della risorsa idrica

La gestione dell'acqua è stata affrontata con un approccio innovativo per il contesto locale, storicamente caratterizzato da un uso esclusivo di acqua potabile in tutti gli ambiti. Un impianto di raccolta delle acque meteoriche convoglia le piogge da coperture e piazzali in 25 serbatoi modulari per un volume complessivo di 50.000 litri, dimensionato per coprire gli usi non potabili del fabbricato, quali alimentazioni wc ed irrigazione, anche in periodi di scarse precipitazioni, in modo da rendere il complesso sostanzialmente autosufficiente.

Le aree verdi, progettate con specie autoctone a basso fabbisogno idrico, sono supportate da un sistema di irrigazione smart attivato solo in condizioni di necessità ed emergenza, incrociando dati meteo, umidità del suolo e stato vegetativo, con una drastica riduzione dei consumi rispetto a un impianto tradizionale riducendo drasticamente il consumo di acqua potabile.

Ciclo di vita, LCA e resilienza

Fin dalle prime fasi è stato adottato un approccio di ciclo di vita, con analisi LCA sulle principali categorie di materiali e sulle diverse fasi del processo edilizio: costruzione, esercizio e fine vita. Sono stati privilegiati materiali locali o a filiera corta, soluzioni low-embodied energy e componenti durevoli e facilmente manutenibili, riducendo l'energia grigia che nei building ad alte prestazioni può pesare fino a circa il 50% del bilancio energetico totale lungo il ciclo di vita.

La predisposizione di elementi prefabbricati e modulari, soprattutto nella facciata ventilata e nelle partizioni interne, consente future riconfigurazioni funzionali senza interventi invasivi, aumentando la resilienza del fabbricato rispetto a cambi di uso o di layout. Sistemi di monitoraggio in tempo reale e strategie di manutenzione preventiva integrati nel BMS contribuiscono a prolungare la vita utile degli impianti, riducendo costi e impatti ambientali associati a sostituzioni e fermo impianto.

Mobilità sostenibile

Il progetto include infrastrutture per la mobilità elettrica e sostenibile: stazioni di ricarica, spazi dedicati alla sosta dei veicoli elettrici e una velostazione attrezzata. Si è previsto anche un sistema navetta da/verso la metropolitana che insieme a queste strategie concorrono al raggiungimento dei crediti LEED relativi alla riduzione dell'impatto dei trasporti e della CO₂.



Rinaturalizzazione e verde: un ecosistema ricostruito

L'intervento paesaggistico ha trasformato aree degradate, vecchi parcheggi e spazi allagati in un sistema ecologico resiliente, con oltre 3.200 m² di vegetazione autoctona. Sono stati reintrodotti specie mediterranee resistenti alla siccità e frutteti tradizionali (Mela Decio, Pera Cedrata Romana). Il progetto ha richiesto analisi fitosociologiche, studi di compatibilità con ecosistemi protetti e verifiche da parte di "Roma Natura". Il sistema è monitorato nel tempo per garantire biodiversità e resilienza climatica.

Riuso e Riciclo: Economia Circolare

Il recupero e selezione dei materiali di demolizione (acciaio, calcestruzzo, laterizi), l'utilizzo di sistemi modulari per la facciata ventilata e l'utilizzo di materiali durevoli e riciclabili (alluminio, terracotta, PVC triplo vetro) hanno permesso di raggiungere uno degli obiettivi principali del progetto riguardo alla riduzione del consumo di nuovi materiali e alla massimizzazione del recupero e del riciclo.

L'utilizzo di sistemi modulari per la facciata ventilata e di materiali durevoli e riciclabili come alluminio, terracotta e infissi in PVC con triplo vetro ha ridotto il fabbisogno di materie prime vergini e facilitato la futura disassemblabilità. CORIP ha coordinato la gestione del piano rifiuti di cantiere, garantendo il raggiungimento del 75% di recupero, certificato tramite documentazione pesata e tracciata.

Innovazione e consapevolezza

Un aspetto distintivo del progetto è l'attenzione alla consapevolezza degli utenti, considerati parte integrante del sistema edificio-impianti.

All'interno sono presenti palette informative che illustrano i principi di funzionamento dei sistemi di gestione dell'acqua, dei consumi energetici e delle strategie di comfort, con dati in tempo reale accessibili tramite il BMS, così da rendere tangibili i benefici delle scelte progettuali.

L'edificio è stato inoltre pensato come "vetrina" di sostenibilità, aperta all'esterno: sono previste visite guidate e tour tecnici rivolti a professionisti, studenti e stakeholder istituzionali, per mostrare dal vivo un caso concreto di riqualificazione profonda in area vincolata. In questo modo il progetto non solo riduce i propri impatti, ma diventa strumento di divulgazione e acceleratore culturale per la transizione ecologica del costruito.

RISULTATI E REPLICABILITÀ

Grazie alla combinazione di misure passive, sistemi impiantistici efficienti e produzione energetica da fonti rinnovabili, l'edificio raggiunge un'autosufficienza energetica per la maggior parte dell'anno, una riduzione dei consumi del 50%, elevati standard di comfort indoor (qualità dell'aria, acustica, illuminazione).

Il conseguimento della certificazione LEED Platinum rappresenta un traguardo significativo non solo per l'edificio, ma rappresenta anche il riconoscimento di un processo progettuale integrato e rigoroso.

Il caso studio dell'edificio Terna nella Riserva della Marcigliana dimostra come un progetto integrato, supportato da strumenti digitali avanzati e da strategie di sostenibilità multilivello, possa trasformare un immobile esistente in un modello di smart building pienamente compatibile con un contesto paesaggistico vincolato. L'intervento fornisce un riferimento replicabile per future operazioni di rigenerazione sostenibile, specialmente in aree ad alta sensibilità ambientale. ♦



Speeding Up Energy Transition with a Versatile Power Conversion Platform

◆ **Benoit Bidaine¹, Fabrice Frébel², Gilles Geron², Thierry Joannes², David Skrobanski²,
Max Warmuth³**

1 CE+T Group, 2 CE+T Power, 3 Gertek

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0010](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0010)

ABSTRACT

The pathway to decarbonization requires flexible systems that accommodate the increasing heterogeneity of electrical assets while maintaining high performance. CE+T approach is to design generic power conversion components, such as a common AC interface, which serve as building blocks for multiple products. This strategy shortens time-to-market while ensuring adaptability across diverse applications.

CE+T products are based on a platform integrating all microgrid functions within prefabricated enclosures, seamlessly connecting renewable sources, storage, and the grid. It leverages modular components and power conversion stages arranged in multi-path topologies, an approach that raises significant control challenges but unlocks superior efficiency and compactness. The first product derived from this platform is dedicated to stationary storage, while the next focuses on hydrogen fuel cells for rail transport. By combining batteries and

fuel cells within the same architecture, it delivers compact, scalable, and zero-emission systems adapted to demanding load profiles. This article details the architectural principles, performance evaluations, and comparative analyses. Results demonstrate high efficiency (approximately 50% lower conversion losses compared to former generation products), superior density (up to 50%), and achieved stability, confirming the platform’s ability to accelerate the deployment of sustainable storage and mobility solutions

INTRODUCTION

The global energy transition is accelerating across all sectors, driven by the growing penetration of renewable energy sources, the electrification of industry and transport, and the need to replace fossil-based backup systems with low-carbon alternatives. This evolution profoundly affects electrical infrastructures, which must now interconnect a wide variety of assets whose electrical characteristics differ in voltage, grounding, frequency and dynamic behaviour (cf. Figure 1). Renewable generation introduces variability, electric vehicles and storage systems introduce bidirectional flows, and new industrial processes require local microgrids capable of maintaining power quality and continuity under diverse conditions.

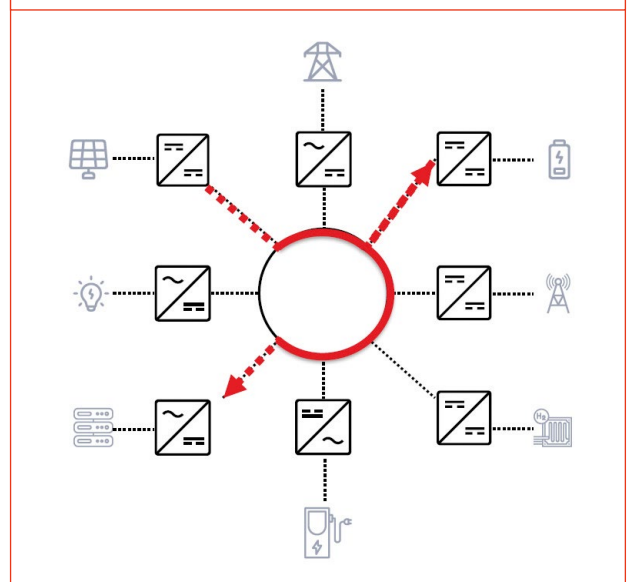
Traditional power converters have long been designed as single-purpose devices—an inverter for a photovoltaic system, a battery charger for a storage unit, a rectifier for a DC load or an isolated converter for a safety-critical interface—each optimised for a narrow set of conditions in terms of voltage, grounding scheme, power rating and control strategy. At the same time, electrical infrastructures remain structurally heterogeneous: industrial facilities operate under different grounding schemes, telecommunications networks rely on floating DC buses, renewable assets introduce unbalanced or intermittent conditions, and hybrid systems combining batteries, hydrogen fuel cells and AC loads must operate reliably even during grid outages. As a result, emerging use cases are often addressed by developing entirely new, specialised converters, leading to duplicated engineering efforts, extended development cycles, multiple certification processes and reduced interoperability across systems, ultimately slowing down the deployment of clean energy solutions.

A different approach is needed—one whose objective is not merely to design a converter for each need but to create a technological foundation from which multiple products can be built. In other sectors, such as automotive or consumer electronics, platform strategies have enabled reductions in development time and increased product diversity through the reuse of structural, functional and digital components. Applying similar principles to power conversion promises to deliver faster innovation cycles, consistent performance across applications and more efficient resource utilisation.

This article presents such an approach: a modular power conversion platform built on standardised electrical interfaces and reusable conversion elements. Instead of treating converters as independent products, the platform defines a common architecture from which several system families can be derived. Two examples illustrate this versatility: a stationary battery energy storage system (BESS) and a hybrid hydrogen fuel-cell backup system for long-duration, zero-emission operation. Both products require very different functionalities—yet both can be assembled using the same conversion elements, the same DC link principles and the same coordination framework.

This platform-centric viewpoint contributes directly to the acceleration of the energy transition by reducing time-to-market, enhancing interoperability, simplifying certification and enabling the same technological investment to serve multiple markets.

◆ **FIGURE 1 Single-purpose electrical power converters interconnect a wide variety of supplies and appliances: grid, batteries, charging stations, lighting, heating, renewable sources, etc**



1. A modular power conversion platform — concept and architecture

Electrical power conversion can be understood as a process of adaptation between heterogeneous electrical domains. Energy assets differ not only in power level, but also in voltage, current, frequency and ground reference. Alternating-current grids operate with sinusoidal waveforms and defined grounding schemes, while batteries, photovoltaic generators and fuel cells operate in direct-current domains with very different electrical constraints. As energy systems become more diverse and interconnected, the number of required adaptations increases, making power conversion a central enabling function rather than a peripheral component.

Despite the apparent diversity of applications, most power conversion tasks can be reduced to a limited number of fundamental adaptation functions. From an architectural perspective, most interfaces can be described using three categories of power conversion: AC conversion for grid interfacing and waveform control, non-isolated DC conversion for voltage adaptation within common grounding domains, and isolated DC conversion where galvanic separation is required for safety or regulatory reasons.

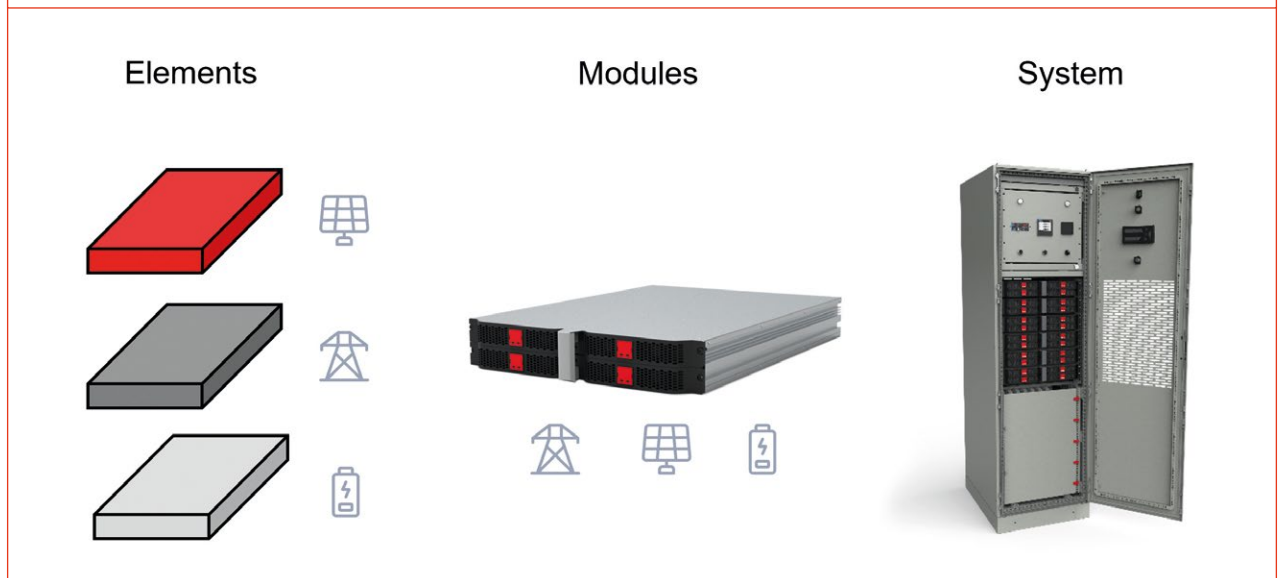
While individual conversion stages adapt assets to compatible electrical domains, an additional internal structure is required to allow several stages to interact efficiently. This role is fulfilled by an internal energy exchange layer, commonly im-

plemented as a DC link. The DC link provides a stable internal reference around which conversion stages can operate independently. It acts as an energy buffer that absorbs short-term power imbalances, a filter that limits the propagation of electrical disturbances, and a functional decoupling interface between ports. Importantly, the DC link is not exposed as an external port; it is an internal infrastructure that enables efficient power exchange without cascading multiple conversion stages.

Building on this structure, the platform encapsulates each conversion stage into a generic conversion element (cf. figure 2, left panel) An element combines a specific adaptation function—AC conversion, non-isolated DC conversion or isolated DC conversion—with standardised electrical behaviour, protection mechanisms and control interfaces. By design, elements are reusable and interchangeable: they are not tied to a specific application but instead represent generic electrical building blocks. This abstraction allows the same element to be reused across different products while maintaining predictable performance and behaviour.

Elements are combined to form modules (cf. Figure 2, center panel), which represent the first level at which multi-port functionality emerges. A module is a physical and functional assembly of several elements sharing a common internal energy exchange layer, allowing multiple electrical interfaces to be realized by composition rather than bespoke design. In its simplest form, a module may combine two elements to create a two-port interface, such as an AC/DC or DC/

◆ **FIGURE 2** The platform encapsulates individual conversion stages into generic conversion elements (left), combined to form modules (centre), themselves integrated into systems (right)



DC module, while extending the same principle naturally leads to multi-port configurations. For instance, an AC/DC/DC module can be obtained by combining three conversion elements, providing AC, DC and isolated DC ports whose electrical characteristics directly inherit those of the corresponding elements, while efficient power transfer between ports is ensured by the shared internal energy exchange layer.

Modules can be replicated and arranged to scale power, extend voltage ranges or introduce redundancy. Parallelisation of modules increases power capacity, while series arrangements can address higher voltage requirements when appropriate. Because modules rely on standardised elements and interfaces, these configurations do not require redesign of the underlying conversion functions.

At the highest level, multiple modules are integrated into a system (cf. Figure 2, right panel), typically housed within an industrial enclosure or rack. The system level addresses aspects that go beyond electrical adaptation, including mechanical integration, thermal management, protection devices, power distribution and system supervision. From an architectural standpoint, the system represents the deployable unit: it is the object that can be transported, installed, certified and maintained as part of an energy infrastructure. By clearly separating elements, modules and systems, the platform bridges the gap between power electronics design and operational energy assets, enabling modular electrical building blocks to be deployed as complete, self-contained systems.

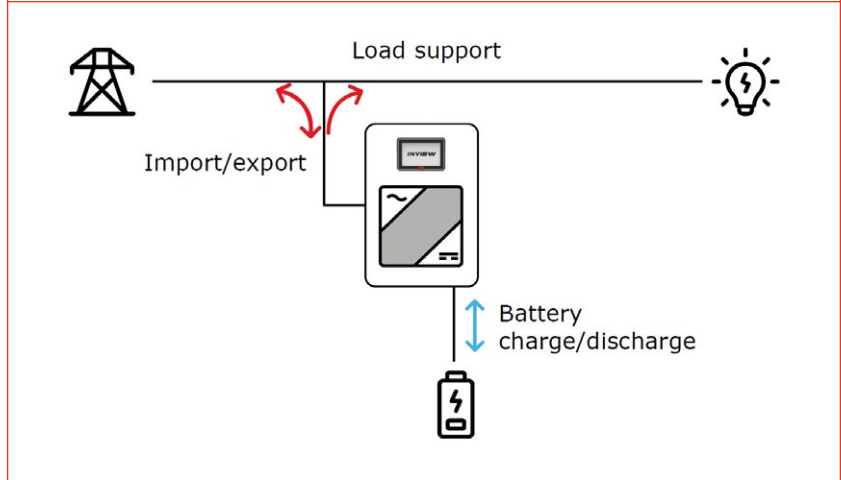
This hierarchical organization—from conversion stages to elements, modules and systems—forms the backbone of the proposed platform. It allows a limited set of generic building blocks to support a wide range of applications while preserving electrical consistency, scalability and industrial readiness.

2. Application cases derived from a single platform

2.1 Stationary BESS

Stationary BESS are increasingly deployed in industrial and commercial environments to support renewable integration, reduce peak demand, provide backup power or operate as part of local microgrids (cf. Figure 3). These ap-

◆ **FIGURE 3** Among other functions, a BESS can import energy from or export energy to the grid, as well as support local loads by charging or discharging the battery

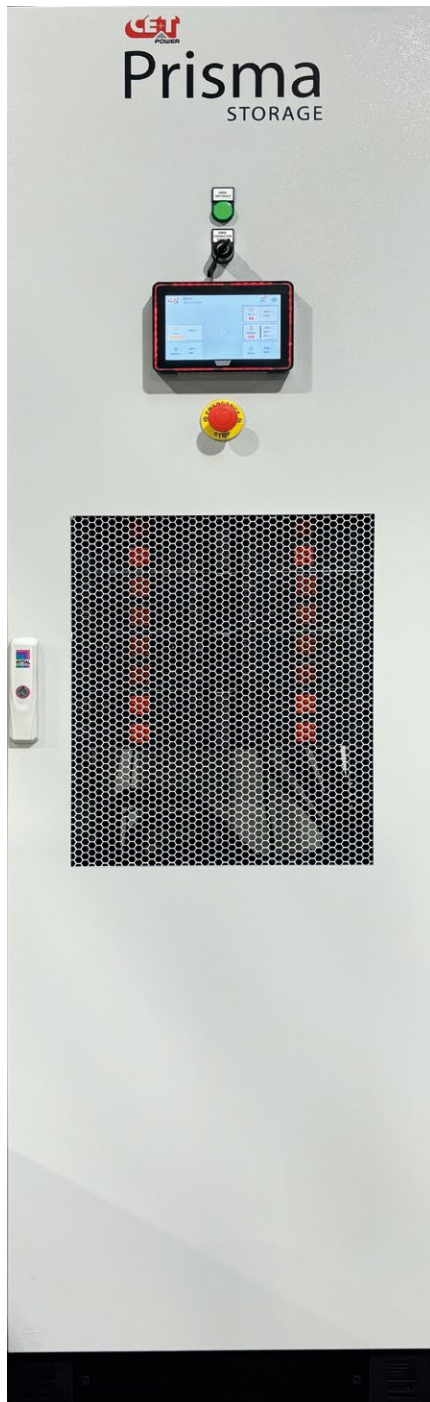


plications require bidirectional interaction with low-voltage distribution networks while accommodating a wide range of battery technologies and operating conditions. From a system perspective, this translates into the need for flexible AC/DC power conversion capable of operating efficiently over a broad power and voltage range, while complying with grid and safety requirements.

Systems derived from the platform (cf. Figure 4) address this need through a scalable range covering 250 kW, 500 kW and 1 MW, allowing installations to be tailored to site requirements without redesigning the underlying architecture. On the AC side, the systems interface with three-phase 400–480 V, 50 Hz distribution networks, while tolerating wider voltage variations as required in industrial environments. On the DC side, the battery interface supports a wide operating window, typically from about 300 V up to 900 V, with a nominal value around 750 V, enabling compatibility with different battery chemistries and series configurations. This wide DC range is a key enabler for platform-based deployment, as it avoids application-specific adaptations when storage technologies evolve.

High efficiency is a central performance driver for stationary storage, particularly in applications involving frequent cycling. By limiting the number of cascaded conversion stages and relying on a shared internal energy exchange layer, systems achieve typical efficiencies above 98% at nominal operating conditions, with peak values exceeding 98.5% under representative load conditions. These efficiency levels directly reduce operational losses and contribute to compact system integration. In practical terms,

◆ **FIGURE 4** The first product based on CE+T platform is dedicated to stationary storage



the 250 kW, 500 kW and 1 MW configurations are delivered as industrial cabinets with footprints on the order of 600 to 2800 mm in width, 800 mm in depth and approximately 2100 mm in height, allowing straightforward installation in technical rooms or containerised solutions.

Compliance with applicable standards strongly influences system design. From a safety standpoint, the power conversion system is designed in accordance with IEC 62477-1, which defines safety requirements for power electronic converter systems, and is implemented as a low-voltage assembly following the principles of IEC 61439-2. Interaction with the electrical grid follows the requirements of grid connection standards such as EN 50549 for low- and medium-voltage connections, with other national implementations, including VDE-AR-N 4110, considered depending on deployment context. These standards cover aspects such as operating voltage and frequency ranges, controlled power ramps and fault response behaviour, among others. These constraints are addressed at system level through appropriate protection, monitoring and grid-interaction functions, without altering the modular conversion architecture.

Operational aspects are a decisive factor in real-world deployments. Storage systems derived from the platform are delivered as pre-integrated cabinets, including power conversion hardware, protections, cooling and supervision, which significantly reduces on-site electrical work and commissioning time compared to solutions assembled from discrete converters. Scalability is achieved by adding cabinets rather than replacing equipment, while modularity enables replacement of individual units instead of complex on-site repairs, contributing to high system availability over the system lifetime.

2.2 Hydrogen fuel-cell hybrid systems for critical infrastructure

A second application derived from the same platform targets hybrid backup systems combining hydrogen fuel cells and batteries for critical infrastructure. These systems are designed to replace conventional diesel-based solutions where extended autonomy, low emissions and high availability are required. In this context, the primary objective is not energy optimisation but the continuous supply of critical AC loads over a longer period than with batteries alone, including the ability to operate autonomously and to perform black-start sequences.

Representative systems operate in the power range of several tens to a few hundred kilowatts, with typical configurations around 80 kW for infrastructure-scale backup units

(cf. Figure 5). Fuel cell stacks and battery subsystems define DC voltage domains in the range of approximately 600 to 750 V, while the AC output supplies critical loads through a three-phase 400 V, 50 Hz interface. Unlike stationary storage systems, which are optimised for bidirectional energy exchange with the grid, hybrid backup systems must prioritise predictable behaviour under highly dynamic load conditions, including sudden load steps and source transitions between battery and fuel cell operation.

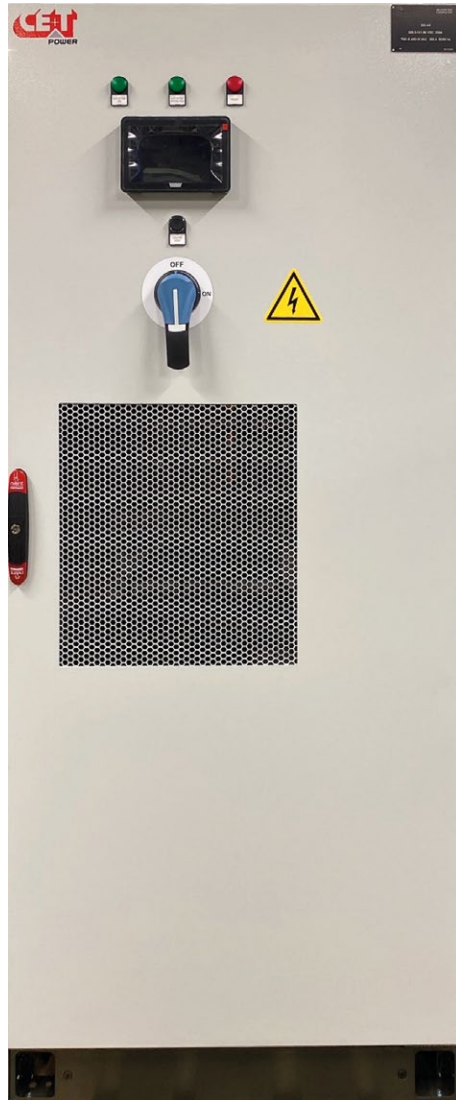
Safety considerations are particularly stringent in these applications, as the conversion system directly feeds critical loads. Systems are therefore designed in accordance with IEC 62040, which addresses safety and performance aspects of power supply systems intended for critical applications. This framework influences grounding concepts, fault-handling strategies and system integration, ensuring that the power conversion system behaves in a controlled and deterministic manner under both normal and abnormal conditions. While electromagnetic compatibility and installation constraints depend on the specific deployment environment, the platform is designed to operate robustly in industrial and infrastructure contexts without relying on application-specific hardware redesign.

From an architectural standpoint, the platform enables hybrid operation by combining AC conversion elements with both isolated and non-isolated DC conversion elements within a unified system. This allows fuel cells and batteries, each with their own electrical characteristics, to be interfaced through the same internal energy exchange layer described in Section 2. In this context, cabinet-based systems and modular replacement strategies are particularly beneficial for deployment in remote or access-constrained sites, where installation effort, intervention time and reliance on specialized personnel must be minimized to ensure high availability. Together, these two application cases illustrate how a single modular power conversion platform can support different operational objectives—energy storage and long-duration backup—while relying on a consistent architectural foundation.

3. Performance evaluation and comparative analysis

The performance of systems derived from the proposed platform was evaluated through a combination of numerical simulations, laboratory measurements and tests conducted on representative system configurations. The assessment focuses on system-level metrics that are directly relevant for stationary storage and hybrid backup applications, namely conversion efficiency, power density, dynamic be-

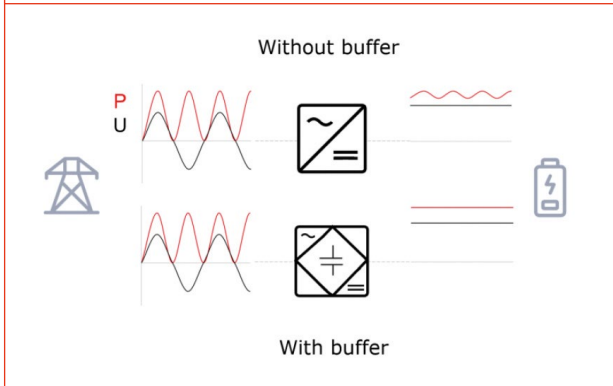
◆ **FIGURE 5** The second product based on CE+T platform focuses on hydrogen fuel cells for rail Transport



haviour and stability. Rather than analysing isolated components, the results reflect the behaviour of integrated systems assembled from standardised modules and operated under representative electrical conditions.

A first key performance indicator is conversion efficiency, due to its impact on losses, thermal management and lifecycle cost. By reducing the number of cascaded con-

◆ **FIGURE 6** Single-phase AC loads, or unbalanced three-phase loads, transfer power in a fluctuating manner (left). To obtain constant DC power (bottom right), an energy buffer combined with adequate control is required



version stages and enabling direct power exchange through a shared internal energy exchange layer, the proposed platform inherently limits cumulative conversion losses. High efficiency is maintained both at nominal and partial-load operating points, which is essential for applications characterized by variable power profiles.

Power density and system compactness are closely linked to conversion efficiency and architectural integration. By limiting the number of cascaded conversion stages and integrating power electronic elements into modular assemblies, the proposed platform enables a compact arrangement of power electronics, auxiliaries and cooling components at system level. This architectural approach supports higher power density and reduced footprint for a given power rating, which is particularly relevant for deployments in space-constrained industrial and infrastructure environments.

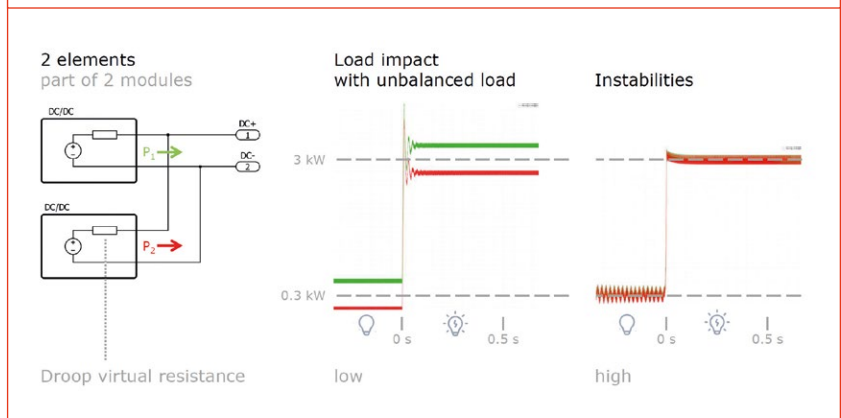
Internal energy buffering plays a central role in the proposed platform by decoupling the dynamics of interconnected ports. The DC link absorbs short-term power imbalances between sources, storage elements and loads, allowing each interface to operate

according to its own electrical constraints (cf. Figure 6). This decoupling is particularly important in multi-port and hybrid configurations, where fast load variations, unbalanced conditions or asynchronous sources would otherwise propagate disturbances across the system.

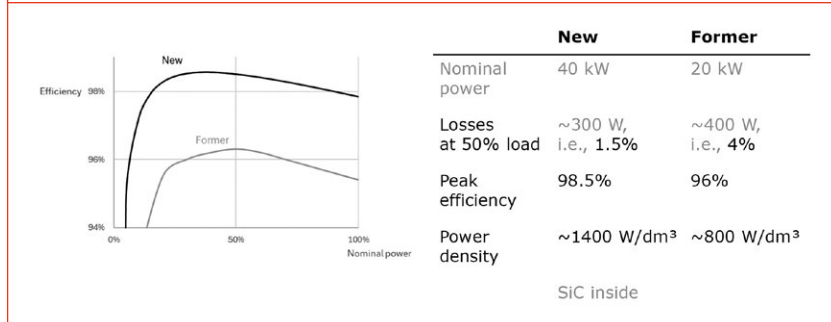
Modular architectures combining multiple conversion elements and modules must ensure stable operation under changing load conditions and during transitions between operating modes. Dynamic behaviour was assessed through time-domain simulations (cf. Figure 7) and validated experimentally using load steps and source transitions representative of real-world scenarios. The results demonstrate stable internal behaviour, controlled power sharing between modules and predictable responses to load variations, without the emergence of oscillations or undesired interactions between conversion stages.

A comparative analysis highlights the benefits of the platform approach at system level. Compared to previous generations of modular systems, platform-based systems exhibit higher efficiency (typically 50% lower conversion losses; cf. Figure 8), improved power density (typically 50%) and greater flexibility in adapting to different voltage levels and power ratings. The use of SiC (Silicon Carbide) technology across the entire platform is a key factor in increasing efficiency. The reuse of standardised elements and modules results in more consistent performance across configurations and simplifies scaling without degrading dynamic behaviour. These advantages are not limited to electrical performance: re-

◆ **FIGURE 7** Dynamic behaviour was assessed through time-domain simulations, e.g., for 2 elements part of 2 different modules. The elements share power using droop control (left). The system is stable (centre). Oscillations are present for droop parameters that are unsuitable for the application (right)



◆ **FIGURE 8 Platform-based systems exhibit higher efficiency (typically 50% lower conversion losses) and improved power density (typically 50%) compared to previous generations of modular systems**



duced losses also lower thermal stress, contributing to improved reliability and longer component lifetime.

Taken together, the performance results confirm that the proposed platform does not trade versatility for efficiency or stability. On the contrary, the combination of modular conversion elements, a shared internal energy exchange layer and system-level integration enables measurable improvements over more traditional architectures. These results validate the platform as a robust foundation for both stationary storage and hybrid backup applications, and they provide a quantitative basis for the broader system-level benefits discussed in the following section.

5. Results, outlook and contribution to the energy transition

The results presented in the previous sections demonstrate that the proposed power conversion platform delivers tangible benefits at system level, combining electrical performance, architectural flexibility and industrial readiness. Rather than optimising a single application, the platform establishes a common foundation from which multiple products can be derived, addressing distinct operational needs while maintaining consistent performance and compliance.

From a technical standpoint, the evaluation confirms that modularity does not come at the expense of efficiency or stability. Systems derived from the platform achieve high conversion efficiency, improved power density and robust dynamic behaviour across a wide range of configurations. These characteristics are essential for both stationary energy storage systems, where losses accumulate over repeated cycles, and hybrid backup systems, where predictable behaviour under dynamic conditions is critical.

The results also show that architectural choices, such as limiting cascaded conversion stages and relying on an internal energy exchange layer, translate directly into measurable system-level improvements.

Beyond electrical performance, the platform approach has important implications for system design and deployment. By standardising conversion elements and modules, the development of new products is no longer driven by repeated redesign of power electronics hardware. Instead, new system variants can be assembled through configuration, building on validated components and architectures.

This significantly reduces the need for extensive physical prototyping, as performance and behaviour can be assessed incrementally through simulation, module-level testing and system integration. In practice, this approach shortens development cycles, reduces technical risk and facilitates faster introduction of new solutions to the market.

These development benefits are closely linked to operational advantages observed in the field. Pre-integrated, cabinet-based systems simplify installation and commissioning, while modular construction supports scalability, redundancy and straightforward maintenance strategies. Together, these aspects contribute to higher availability and lower lifecycle cost, which are key decision criteria for asset owners and operators. Importantly, these benefits are not specific to a single application but are inherent to the platform itself, reinforcing the value of a unified approach to power conversion.

From a broader perspective, the platform contributes to the acceleration of the energy transition by addressing a structural challenge: the need to integrate diverse energy assets into heterogeneous electrical infrastructures, while operating under constrained installation, commissioning and operational resources. By enabling a single technological foundation to support stationary storage, hydrogen-based backup and potentially other applications, the platform reduces fragmentation in power conversion solutions. Its modular and rack-based design also simplifies installation, operation and maintenance, limiting training efforts, reducing mean time to repair and improving overall system availability. This, in turn, facilitates the deployment of low-carbon technologies, improves system resilience and supports the transition toward more decentralised and flexible energy systems.

Future developments will focus on extending the platform to additional applications and power ranges, as

well as refining system integration and control strategies to address emerging grid and infrastructure requirements. As energy systems continue to evolve, platform-based approaches offer a pragmatic pathway to balance innovation, performance and industrial scalability.

ACKNOWLEDGEMENTS

This work was partially supported by the Walloon Region under the DUnES (Durable Universal Energy System) project, which contributed to the development and validation of the platform concepts presented in this article. ♦



Progetto crowdfunding Panchià: energia per il futuro generata dalle persone

◆ **Silvia Arlanch**, Presidente Gruppo Dolomiti Energia

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0011](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0011)

ABSTRACT

In Val di Fiemme, in Trentino, l'energia ha preso la forma di una storia collettiva. Sul Rio Cavelonte a Panchià, una piccola centrale idroelettrica fluviale è diventata il simbolo di un'idea semplice: permettere alla comunità di partecipare alla transizione energetica in prima persona, beneficiando di un rendimento solido per i propri risparmi con la creazione di valore condiviso per il territorio. In dieci giorni il progetto è stato cofinanziato da privati cittadini raggiungendo 500.000 euro, ben oltre l'obiettivo prefissato.

L'impianto di Panchià è ad acqua fluente, ha potenza nominale di 2 MW e produce in media 4,2 GWh all'anno, abbastanza per alimentare circa 2.000 famiglie con energia 100% rinnovabile. La proprietà resta al Comune di Panchià; il Gruppo Dolomiti Energia ha curato realizzazione, gestione e manutenzione. Più che un cantiere, è stato un patto tra cittadini, istituzioni e il Gruppo: un modello trasparente, replicabile, che avvicina

la finanza sostenibile alla vita quotidiana. Un modo concreto per trasformare l'investimento privato in bene comune e il fiume in una forza quieta che muove la transizione energetica.

INTRODUZIONE

È l'inizio di settembre, 2024. L'acqua del torrente scorre rapida, il bosco proietta ombre leggere sul greto e gli sguardi della comunità riunita sono attirati da un'opera tecnologica piccola nelle dimensioni, ma grande nelle ambizioni: una centralina idroelettrica ad acqua fluente, costruita soprattutto grazie a una raccolta fondi collettiva. È qui che la transizione energetica smette di essere un concetto e diventa concreta e visibile.

Crowdfunding per la transizione green

Permettere alle persone di diventare protagonisti della transizione energetica, coniugando un rendimento solido per i propri risparmi con la creazione di valore per l'intera comunità, sempre nel rispetto dell'ambiente: è questa l'idea alla base del progetto idroelettrico sul Rio Cavelonte a Panchià (TN), protagonista della prima iniziativa di crowdfunding del Gruppo Dolomiti Energia. Un'iniziativa che unisce produzione di energia 100% rinnovabile, coinvolgimento locale e finanza sostenibile. Grazie a una raccolta fondi collettiva, il Gruppo ha aperto alle persone la possibilità di investimento in un progetto concreto per la transizione ecologica e la risposta è stata straordinaria.

Finanza sostenibile e partecipazione

L'idea più sorprendente, quindi, è nel modo in cui l'opera è stata finanziata. Non fondi o partner bancari: per la prima volta nel settore, in Trentino, è stato chiesto ai cittadini di entrare in gioco. Il Gruppo ha aperto un crowdfunding con importi accessibili (da 100 a 5.000 euro), rendimento annuo lordo dell'8% e durata 24 mesi, con pagamento degli interessi durante il periodo e capitale rimborsato a scadenza (ammortamento bullet). L'esito? Obiettivo raggiunto e superato: da un target iniziale di 350.000 euro si è arrivati a 500.000 euro in soli dieci giorni, grazie a 166 investitori che hanno scelto di affidare al progetto una parte dei loro risparmi per vederla



Centrale idroelettrica di Panchià - Archivio Gruppo Dolomiti Energia

tornare, tra interessi e consapevolezza ambientale, come energia pulita per la comunità e il territorio.

Integrità e trasparenza: il patto con il territorio

Il Comune di Panchià resta proprietario dell'impianto. Il Gruppo Dolomiti Energia ne ha curato la realizzazione e gestirà la centralina per i prossimi 16 anni, con la competenza industriale maturata nelle rinnovabili. Pubblico e privato stringono un'alleanza che ha l'obiettivo di generare valore condiviso: energia pulita, opere integrate con il paesaggio, benefici economici in ottica win win. Un modello trasparente e replicabile, che dimostra come la transizione ecologica possa diventare un'occasione di sviluppo sostenibile per generare benefici ambientali, economici e sociali a beneficio della collettività.

Tecnologia che rispetta l'ambiente

La centralina ha una potenza nominale di 2 MW e una produzione attesa di 4,2 GWh/annui: energia pulita sufficiente ad alimentare, ogni anno, circa 2.000 famiglie.

La forza del progetto sta anche nella coerenza tra tecnologia e contesto. Un impianto ad acqua fluente è, per natura, misurato: segue il ritmo del fiume, modula la produzione sulle

portate disponibili. Quello di Panchià è quindi un impianto che lavora con la forza naturale del corso d'acqua, restituendo al torrente il suo respiro e trasformando l'acqua in elettricità.

Un rapporto costruito su sinergia e relazione

C'è una metrica che non si trova nei diagrammi e nei dati tecnici: la fiducia. La campagna di crowdfunding ha mostrato che, quando le persone sono informate, beneficiano del valore generato e possono partecipare in modo chiaro, la sostenibilità smette di essere un invito generico e diventa scelta concreta.

Per approfondire il progetto di crowdfunding, visita:

<https://www.gruppodolomitienergia.it/per-lambiente-e-la-comunita/panchia-valore-condiviso.html>

Cosa resta, dopo il taglio del nastro

Resta l'energia rinnovabile che scorre nei cavi, come l'acqua tra i sassi. Resta un metodo: una community green che unisce competenza industriale, finanza sostenibile e partecipazione collettiva per accelerare la transizione. Resta un modello replicabile, capace di avvicinare altre comunità alle rinnovabili, non come spettatrici ma come coprotagoniste. E resta un'immagine: lo sciabordio costante dell'acqua che mette in moto le turbine. È il suono di un futuro che non ci chiede applausi, ma solo di mettere in moto l'energia giusta per far accadere le cose, con continuità, per le persone, per le comunità e per il Paese. ♦

Inaugurazione della centrale idroelettrica di Panchià - Archivio Gruppo Dolomiti Energia





Il futuro della mobilità tra elettrico, autonomo e condiviso

◆ **Fabio Pressi¹, Martina Maltese¹, Marco Curatolo¹, Amanda Piccaluga², Pietro Crovari², Sergio Matteo Savaresi²**

1 (A2A E-Mobility)

2 Politecnico di Milano

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0012](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0012)

ABSTRACT

La mobilità cittadina sta vivendo una profonda trasformazione, trainata da quattro vettori tecnologici convergenti: la connettività, l'elettrificazione, l'automazione e la condivisione. In questo ambito si colloca la prima sperimentazione di A2A a Brescia, sviluppata assieme al CN MOST – il Centro Nazionale per la Mobilità Sostenibile – con il team di ricerca AIDA – *Artificial Intelligence Driving Autonomous* del Politecnico di Milano – che combina guida autonoma e ricarica wireless in un servizio di car sharing autonomo 100% elettrico. Il prototipo utilizzato, una Fiat 500e su cui sono stati montati sensori, come radar, LiDAR e telecamere, e sistemi di controllo sofisticati, ha percorso il 22 gennaio 2025 il suo primo chilometro in modalità di guida autonoma su strade pubbliche, monitorato da una control room dedicata. L'obiettivo del progetto, in sperimentazione

durante tutto il 2025, è capire se la guida autonoma possa avere un impatto positivo – e in che modo – sulla mobilità urbana e sui bisogni delle persone, migliorare l'efficienza operativa e contribuire a ridurre le emissioni inquinanti, gettando le basi per un servizio di car sharing a guida autonoma e con ricarica wireless capace di estendere i servizi di mobilità nelle aree urbane. La sperimentazione è stata effettuata grazie all'autorizzazione rilasciata dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ai sensi del Decreto Ministeriale n. 70 del 2018.

Mobilità urbana e sfida climatica

Secondo i dati dell'Agenzia Europea per l'Ambiente¹, nonostante la crescita dei veicoli elettrici e le politiche di contenimento del trasporto privato, la mobilità nelle città più popolate continua a rappresentare una sfida nella corsa all'azzeramento delle emissioni entro il 2050.

Oltre al tema dell'impatto climatico, il sistema di mobilità necessita di interventi in grado di renderlo sempre più efficiente. Per esempio, in Italia, il numero di automobili è superiore alle reali esigenze: nel 2022 il Paese ha registrato una delle più alte densità di auto in Europa, con 681 veicoli ogni 1000 persone². Di conseguenza, gran parte del parco auto risulta inutilizzato per la maggior parte della giornata, aumentando la domanda di parcheggi e aggravando la congestione urbana.

I servizi di mobilità condivisa – car sharing, bike sharing e micro-mobilità elettrica – hanno aperto la strada a nuove forme di efficienza e sostenibilità, ma la loro diffusione capillare non è scontata e rimane frenata da limiti di natura economica e operativa: costi di gestione elevati, domanda altalenante, difficoltà nella manutenzione e nelle modalità di ricarica.

Se da una parte è chiaro che occorre fare un salto dal punto di vista tecnologico, dall'altra occorrerebbe provare a immaginare una mobilità ancor più integrata, automatizzata e diffusa, capace di unire sostenibilità ambientale, economica e innovazione digitale. Ed è con questo obiettivo che nasce la sperimentazione di A2A sviluppata in collaborazione con il team AIDA – *Artificial Intelligence Driving Autonomous* del Politecnico di Milano, dedicata a un nuovo modello di car sharing elettrico, autonomo e connesso. L'odierna mobilità cittadina sta vivendo, infatti, una profonda trasformazione, trainata da quattro vettori tecnologici convergenti: la connettività, l'automazione, la condivisione e l'elettrificazione, come ben rappresentato dall'acronimo C.A.S.E. (Connected, Autonomous, Shared, Electric), coniato da Daimler nel 2010 come roadmap tecnologica di una trasformazione sistemica in atto nel settore automotive. L'automobile, dunque, sta cambiando il proprio ruolo: da semplice mezzo di trasporto, a nodo intelligente in un ecosistema urbano sempre più interconnesso³.

In questo contesto, la sperimentazione avviata a Brescia si configura come evoluzione degli Shared Autonomous

Vehicles (SAV), capaci di unire automazione, elettrificazione e condivisione, riducendo il numero di veicoli privati necessari e ottimizzando l'intera rete urbana.

L'evoluzione dei servizi di sharing

In Italia, secondo i dati dell'Osservatorio Nazionale Sharing Mobility⁴, i servizi di car sharing contano circa 8.000 veicoli, con un deciso incremento di auto ibride ed elettriche: solo il 30% della flotta è ancora costituita da veicoli a benzina. Ad oggi, i servizi di free-floating sono caratterizzati da costi di gestione elevati e da una forte concorrenza in particolare nei servizi short distance, con una conseguente revisione dei piani tariffari da parte degli operatori, che incentivano percorrenze e tempi di utilizzo più lunghi, avvicinando questo mondo a quello del *rent-a-car*. Il car sharing sta virando, dunque, verso noleggi più lunghi: il numero resta stabile ai livelli del 2020 (circa 6 milioni) mentre le percorrenze sono in netta crescita (78 milioni di km nel 2023 e quasi 90 previsti per il 2024), sostenute anche dall'introduzione di opzioni di noleggio a ore o a giorni, nell'offerta di molti operatori.

Serve quindi un modello che riduca i costi operativi e garantisca una disponibilità dinamica dei veicoli. L'automazione della guida e la ricarica wireless aprono scenari in cui il veicolo diventa un soggetto attivo del sistema, capace di ottimizzare la propria operatività in funzione della domanda.

A2A sperimenta un nuovo modello di sharing autonomo e connesso

In questa cornice, il progetto di A2A e del Politecnico di Milano parte da una visione sistemica: trasformare il concetto di auto condivisa in un servizio autonomo e in grado di adattarsi al contesto in cui è inserito.

Nel modello tradizionale, l'utente deve localizzare un veicolo disponibile e raggiungerlo, a volte non nelle immediate vicinanze. Nel modello proposto, è l'auto che si muove verso l'utente contribuendo a creare efficienze operative per il cliente e il gestore. Dopo aver completato il tragitto sotto la conduzione del guidatore, il veicolo può dirigersi verso una nuova richiesta o verso una stazione di ricarica autonomamente, quindi senza necessità di un conducente

a bordo. Questo approccio permetterebbe di ridurre il numero complessivo di veicoli in circolazione, sfruttando al meglio il potenziale del servizio.

Grazie alla sperimentazione di A2A, avviata nel 2024 in collaborazione con il CN MOST – Centro Nazionale per la Mobilità Sostenibile e il Politecnico di Milano, una Fiat 500e a guida autonoma circola a Brescia, per la prima volta in Italia, su strada aperta al traffico. Il veicolo è stato dotato dal team di ricerca AIDA di un setup hardware avanzato, comprensivo di sensori, come radar, telecamere perimetrali, LiDAR, sistemi di posizionamento satellitare ad alta precisione, che consentono all'auto di acquisire informazioni sull'ambiente circostante e sul proprio posizionamento. Completano l'allestimento unità di calcolo dedicate all'elaborazione dei dati ambientali e al controllo dei movimenti e attuatori per sterzo, freno e acceleratore, replicando i movimenti fisici necessari alla guida.

Il vero cuore del sistema di guida autonoma è però il software, organizzato in moduli interconnessi che consentono al veicolo di analizzare l'ambiente, comprendere la propria posizione, pianificare i movimenti e controllare fisicamente la dinamica del mezzo.

Il modulo di percezione elabora i dati provenienti dai sensori utilizzando algoritmi di intelligenza artificiale, in particolare reti neurali, per interpretare lo scenario circostante. Le telecamere riconoscono pedoni, veicoli, segnali stradali e geometrie della carreggiata, mentre sensori come radar e LiDAR forniscono misure di distanza e profondità, permettendo di costruire una rappresentazione strutturata dell'ambiente.

Il modulo di localizzazione stima con precisione posizione e orientamento del veicolo lungo il percorso, mentre il modulo di pianificazione definisce la traiettoria ottimale da seguire. In questo caso, le decisioni sono basate su algoritmi deterministici, che garantiscono coerenza e ripetibilità.

Infine, il modulo di controllo traduce la traiettoria pianificata in comandi ai sistemi fisici del veicolo, regolando sterzo, freno e acceleratore per ottenere movimenti fluidi, stabili e sicuri.

A gennaio 2025 il veicolo ha percorso il suo primo chilometro in modalità completamente autonoma, alla velocità controllata di 30 km/h.

La sperimentazione su strada aperta al traffico è stata resa possibile grazie all'autorizzazione ufficiale del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, rilasciata ai sensi del Decreto Ministeriale n. 70 del 2018, che definisce i requisiti tecnici e procedurali necessari affinché il prototipo possa operare in sicurezza. I test prevedono un livello di autonomia L4 con safety driver a bordo, come indicato dal DM 70/2018.

Tutte le attività sono infatti supervisionate da un operatore formato e autorizzato, presente sul veicolo e pronto a intervenire in caso di necessità. In aggiunta, le operazioni

vengono monitorate da una control room remota dedicata, che garantisce il controllo in tempo reale di ogni fase della sperimentazione: attraverso un'interfaccia grafica è possibile seguire costantemente lo stato del veicolo e la sua traiettoria. L'operatore non guida il mezzo a distanza, ma interviene solo in quelle situazioni complesse, rare e non presenti nei dati di addestramento, in cui l'intelligenza artificiale potrebbe non riuscire a interpretare correttamente l'ambiente. In questi frangenti l'intervento umano consente di dare piccoli comandi che permettono all'automobile di comprendere come comportarsi, autorizzandola a compiere le manovre necessarie, così da assicurare la massima sicurezza.

Il progetto porta con sé anche una ulteriore caratteristica importante e innovativa: la ricarica wireless. Il sistema, basato su una tecnologia a induzione magnetica, permette al veicolo di ricaricarsi in modo automatico nel momento in cui si posiziona su una piastra integrata nel manto stradale o in aree di sosta dedicate. Questa tecnologia garantisce sia la riduzione del rischio di danneggiamento delle infrastrutture e dei connettori sia l'efficienza nel trasferimento dell'energia, consentendo una gestione completamente automatizzata del ciclo di ricarica del veicolo.

I benefici del nuovo modello di sharing

L'adozione di questo modello di car sharing automatizzato e compatibile con una ricarica di tipo wireless genera quindi diversi benefici:

- sotto il profilo operativo, veicoli in grado di muoversi in autonomia riducono il bisogno di addetti alla loro logistica e spostamento, riducendo i costi di gestione;
- sotto il profilo ambientale, elettrificare la flotta di veicoli in sharing contribuisce a decarbonizzare le nostre città;
- sotto il profilo dell'innovazione, integrando questa tecnologia con sistemi digitali di controllo urbano, è possibile aprire la strada a reti di mobilità intelligenti, capaci di coordinare il traffico, le ricariche e la disponibilità in real-time dei mezzi.

Nelle fasi della sperimentazione, Brescia ha rappresentato un vero e proprio "laboratorio urbano", in cui poter esaminare non solo la tecnologia ma anche le condizioni normative e infrastrutturali necessarie per una diffusione futura del car sharing a guida autonoma.

Il contesto normativo

Allargando la prospettiva a livello europeo, lo sviluppo della mobilità autonoma è strettamente legato all'entrata in vigore del Regolamento sull'Intelligenza Artificiale (AI Act), nell'agosto 2024, con piena applicabilità a partire dal 2 agosto

2026. L'AI Act può essere considerato il primo quadro normativo organico dell'Unione Europea dedicato all'uso sicuro e responsabile dell'intelligenza artificiale e mirato a garantire che i sistemi di AI siano tracciabili, trasparenti e sicuri.

Nell'ambito automotive, la normativa avrà un impatto importante e diretto, in quanto i sistemi di guida autonoma e assistita (ADAS) saranno suddivisi in base alla loro incidenza sulla sicurezza stradale e sull'incolumità delle persone. Perciò il controllo sulla qualità dei dati, il continuo monitoraggio, le informazioni tecniche e la loro tracciabilità sono sottoposti a controlli stringenti. L'AI Act ha la funzione di integrare e completare le norme settoriali già attive nel comparto automotive, coordinando e aggiornando i regolamenti in essere con l'integrazione di standard di sicurezza e trasparenza necessari per i sistemi ad alto rischio.

Un elemento aggiuntivo di rilievo è rappresentato dalle *sandbox* regolamentari, ovvero ambienti controllati che permettono la sperimentazione in condizioni reali di sistemi innovativi di AI. Questi tool hanno la funzione di agevolare progetti come quello di A2A e Politecnico di Milano, integrando tecnologie di autonomous driving e ricarica automatizzata,

offrendo un quadro di test conforme ai principi europei di trasparenza e sicurezza. Nonostante la traiettoria che la disciplina di regolamentazione deve seguire sia chiara, la piena definizione e integrazione fra AI Act e regolamenti settoriali è ancora in evoluzione.

VERSO UN ECOSISTEMA URBANO DIGITALE

In conclusione, e considerando nel complesso la cornice delineata, la sperimentazione di A2A e Politecnico di Milano a Brescia rappresenta un importante passo verso la realizzazione di ecosistemi di mobilità urbana digitali ed integrati. La combinazione di guida autonoma, condivisione ed elettrificazione permette di ridisegnare la mobilità come servizio intelligente e dinamico, capace di adattarsi ai bisogni dei cittadini e in linea con i target europei di decarbonizzazione. I risultati di questa esperienza saranno preziosi per avere indicazioni attendibili per ulteriori implementazioni, ponendo le basi per servizi di car sharing evoluti, pensati – in un futuro non lontano – come assistenti autonomi di mobilità, al servizio delle persone e delle città. ◆

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. European Environment Agency (EEA), *Transport and Environment Report 2023: Decarbonising Urban Mobility*, Copenhagen, 2023.
 2. European Automobile Manufacturers' Association (ACEA), *Motorisation rates in the eu by country and vehicle type*, 2024.
<https://www.acea.auto/figure/motorisation-rates-in-the-eu-by-country-and-vehicle-type/>
 3. Mobilità digitale. Una rivoluzione silenziosa nell'epoca delle connessioni forti, Fabio Pressi, Luiss University Press, 2025.
 4. 8° Rapporto Nazionale sulla Sharing Mobility, Osservatorio Nazionale Sharing Mobility, 2024.
<https://osservatoriosharingmobility.it/wp-content/uploads/2024/12/Rapporto-sharing-mobility-2024.pdf>
-



REFRESH: Filiera circolare per pale eoliche a fine vita. Tecnologie e benefici ambientali

◆ Daniel Grisenti, RINA Consulting S.p.A.

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0013](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0013)

ABSTRACT

Il progetto REFRESH (Horizon Europe, GA n. 101096858), avviato il 1° gennaio 2023, con una durata di 48 mesi fino al 31 dicembre 2026 e un finanziamento complessivo dall'unione europea di circa 8 M€, sviluppa una filiera circolare per il riciclo dei compositi rinforzati con fibre di vetro provenienti da pale eoliche a fine vita, affrontando criticità tecniche e ambientali legate alle opzioni tradizionali di smaltimento. L'approccio integra smontaggio e pre-taglio in campo, triturazione e selezione, riciclo meccanico e termico, e una piattaforma di tracciabilità digitale basata su blockchain. Ad oggi, dopo 36 mesi, REFRESH ha completato la prototipazione degli impianti e l'upscaling dei processi, validando tecnologie pilota e realizzando dimostratori industriali (profili pultrusi, pannelli cassero, laminati per infusione) con contenuto riciclato certificato. Le analisi LCA preliminari evidenziano una riduzione significativa delle emissioni di CO₂ equivalente (fino a 3.180 kg per tonnellata di materiale trattato)

rispetto a scenari di discarica/incenerimento, grazie alla sostituzione di materie prime vergini e alla valorizzazione dei flussi residui. Il progetto contribuisce agli obiettivi europei di decarbonizzazione ed economia circolare, proponendo standard tecnologici e digitali replicabili nel settore eolico e in altri contesti ad alto contenuto di compositi.

1. Introduzione e contesto

Nel 2025, l'Europa ha raggiunto una capacità eolica installata di circa 291 GW, coprendo il 16% della domanda elettrica complessiva, con una produzione annua superiore a 480 TWh¹. L'eolico si conferma una delle principali fonti di generazione, ma la rapida espansione del parco impone una gestione strutturata e sostenibile delle pale a fine vita. Tali componenti, prevalentemente in GFRP (Glass Fibre Reinforced Polymer), presentano resistenze meccaniche elevate, stratigrafie complesse e una matrice polimerica che rende inefficiente il ricorso alle tradizionali opzioni di smaltimento (discarica/incenerimento). Il tema non è soltanto tecnico: impatta costi industriali, accettabilità sociale e obiettivi di neutralità climatica. REFRESH adotta un approccio sistemico, dimostrativo e scalabile, in cui l'intera filiera - dalla preparazione in campo fino al reimpiego in prodotti - è progettata per massimizzare recupero, sicurezza e qualità, riducendo al contempo l'impronta ambientale.

2. Stato dell'arte e gap

Le pratiche correnti si concentrano su soluzioni parziali (triturazioni grossolane per recupero energetico; riusi puntuali a basso valore), con scarse certezze su qualità e tracciabilità dei materiali. In assenza di standard condivisi e di un sistema di data governance affidabile, il mercato fatica ad accettare frazioni riciclate nei prodotti, specie in edilizia e infrastrutture, per mancanza di dichiarazioni prestazionali e indicatori ambientali robusti. Il gap è dunque metodologico e operativo: serve una filiera integrata che unisca tecnologie di campo, processi di separazione/riciclo e strumenti digitali di tracciabilità, culminando in prodotti dimostrativi con proprietà verificate e benefici LCA quantificabili.

Oggi, alcune soluzioni industriali stanno colmando questo vuoto. Il co-processing nel cemento è già operativo su scala europea: i produttori di cemento impiegano pale eoliche a fine vita come sostituti di materie prime e combustibili,

garantendo un recupero totale dei compositi e riducendo l'uso di risorse naturali. Questo approccio, riconosciuto da associazioni come WindEurope e CEMBUREAU, consente di abbattere le emissioni di CO₂ e di evitare la discarica, pur richiedendo una gestione accurata della granulometria e della composizione chimica².

Infine, iniziative come quelle di Exel Composites, dimostrano l'applicazione di tecniche open-loop per trasformare rifiuti compositi in clinker per cemento, con benefici ambientali e costi competitivi rispetto allo smaltimento tradizionale³.

Questi esempi evidenziano che la transizione verso una filiera circolare richiede non solo tecnologie di riciclo avanzate, ma anche standard di tracciabilità e dichiarazioni ambientali per creare fiducia nel mercato e abilitare modelli di business sostenibili.

3. Obiettivi del progetto

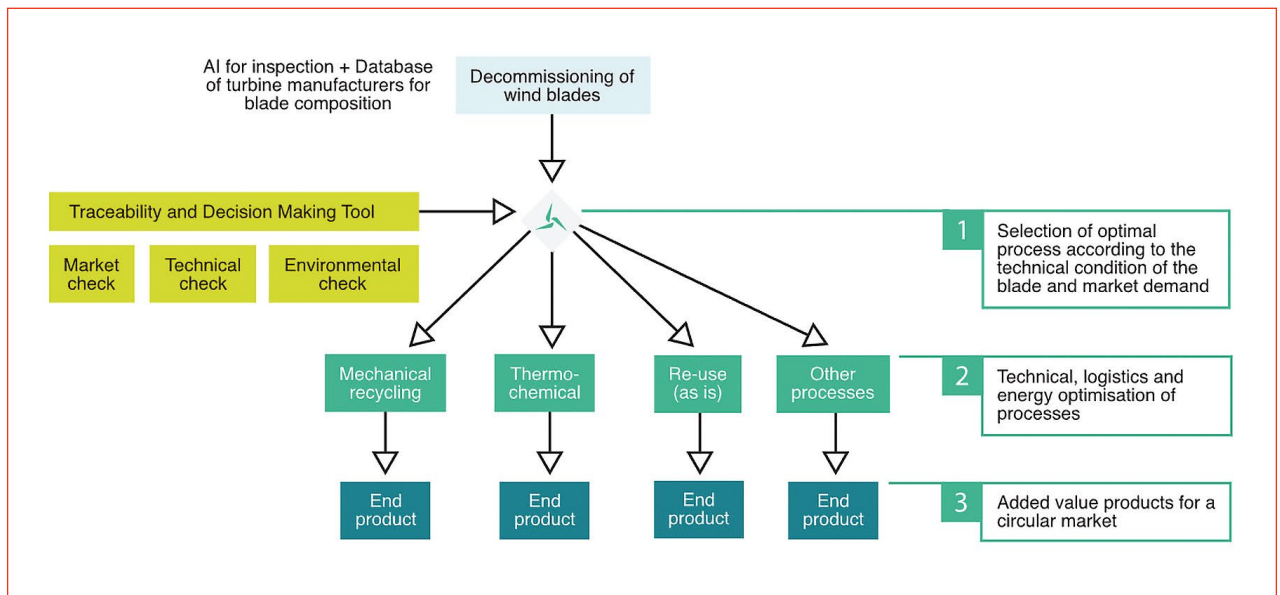
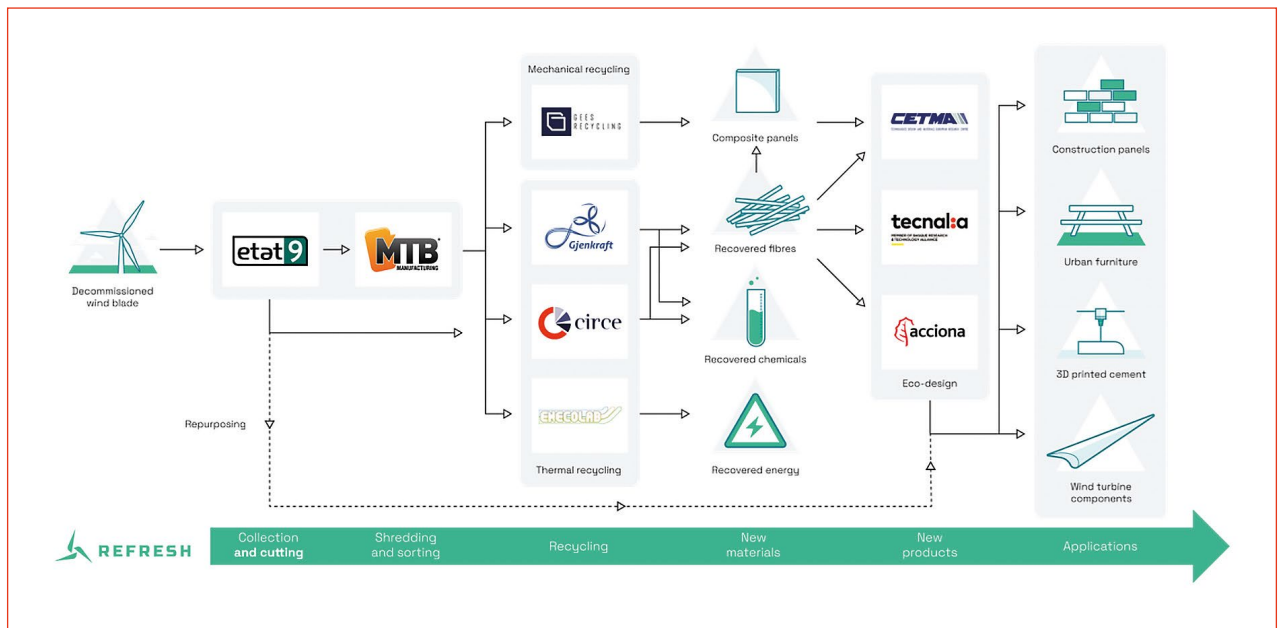
REFRESH si propone di:

- Creare una filiera integrata per il trattamento delle pale eoliche a fine vita, dalla preparazione in campo al reimpiego in prodotti.
- Sviluppare tecnologie di pre-taglio e triturazione per ridurre volumi e ottimizzare la logistica.
- Implementare processi di riciclo meccanico e termico per valorizzare tutte le frazioni, incluse quelle più difficili.
- Progettare dimostratori industriali (profili pultrusi, laminati per infusione, sistemi di casseri) con contenuto riciclato certificato.
- Integrare una piattaforma di tracciabilità digitale basata su blockchain per garantire trasparenza, qualità e conformità.
- Quantificare i benefici ambientali attraverso analisi LCA, dimostrando la riduzione di CO₂ eq rispetto agli scenari tradizionali.
- Definire linee guida per la replicabilità in altri settori e contesti geografici.

1 WindEurope - Latest wind energy data for Europe, Autumn 2025 (<https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-actualites/WindEurope-H1-Data-2025-report.pdf>)

2 Cement co-processing is a sustainable solution for recycling end-of-life composite materials. (<https://www.cementeurope.eu/media/kgmphek2/230623-joint-position-co-processing-composites.pdf>)

3 Cementing a sustainable future with composite recycling (<https://exelcomposites.com/composite-recycling/>)



4. Processi tecnologici

4.1 Smontaggio e pre-taglio

Il pretrattamento in campo rappresenta il fondamento dell'intera filiera: il pre-taglio consente di trasformare un componente monolitico e ingombrante in moduli trasportabili, conformi ai vincoli logistici e alle prescrizioni Health & Safety.

Questo passaggio ha obiettivi chiari: ridurre i costi di trasporto e stoccaggio, mitigare i rischi operativi e pre-classificare le porzioni in base alla loro destinazione d'uso, distinguendo tra riciclo meccanico e termico. Il processo si articola in diverse fasi. Si parte dalla pianificazione dei tagli, che prevede la definizione di un reticolo di sezionamento basato su geometrie, spessori e rinforzi, la stima di volumi e pesi delle sezioni e la scelta del metodo più idoneo, come la sega circolare o il taglio a filo, in funzione della stratigrafia e dell'accessibilità.



dei lotti, attraverso marcatura univoca delle sezioni e associazione di metadati relativi a provenienza, storia d’esercizio e macro-caratteristiche del laminato. Infine, la pre-classificazione consente di separare preliminarmente i segmenti con differente contenuto di anime, pitture o rivestimenti, ottimizzando così le fasi successive di riduzione dimensionale e sorting. L’output atteso è costituito da sezioni omogenee, tracciate e pronte per l’ingresso nel processo industriale, con un profilo di rischio gestito e una qualità controllata. Questa attività, all’interno del progetto REFRESH, è curata dal partner ETAT9, che garantisce l’applicazione delle migliori pratiche operative e di sicurezza.

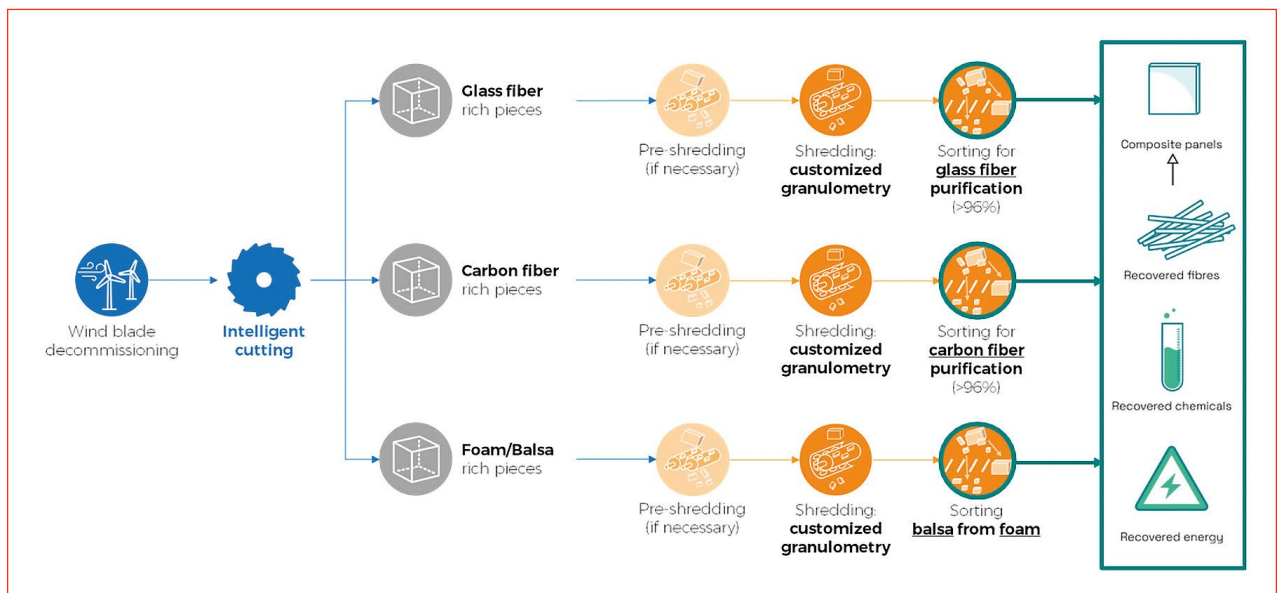
4.2 Triturazione e selezione



L’obiettivo di questa fase è ottenere frazioni con specifiche costanti, idonee alle diverse rotte di riciclo. La linea di shredding e sorting deve ridurre al minimo la generazione di fini non utilizzabili, stabilizzare la granulometria e incrementare la purezza rispetto a impurezze o contaminanti.

Il processo si basa su un’architettura articolata. Si parte dallo shredding multistadio, che realizza una riduzione dimensionale progressiva, controllando coppia e velocità per contenere la produzione di polveri e preservare fibre corte utili. Segue il sorting fisico e sensoriale, che sfrutta criteri di densità, geometria e risposta a segnali, ad esempio ottici, per distinguere frazioni polimeriche, fibre e materiali di core. A supporto, il controllo qualità in linea monitora parametri come umidità, granulometria e contenuto di fibra, riducendo scarti e riciccoli grazie a soglie operative ben definite.

Segue il controllo delle emissioni di processo, con sistemi di aspirazione localizzata e filtrazione per contenere le polveri, il confinamento dell’area di taglio e l’adozione di DPI e procedure di sicurezza. Un aspetto cruciale è l’identificazione



Le interfacce logistiche prevedono buffer di stoccaggio in silos o big bags e una mappa dei flussi verso riciclo meccanico o termico, basata su proprietà misurate.

Il risultato è la produzione di frazioni stabili e tracciate, pronte ad alimentare i dimostratori di prodotto e le piattaforme termiche, massimizzando il tasso di recupero e la predicibilità del processo. All'interno del progetto REFRESH, questa attività è curata dal partner MTB Recycling, che garantisce l'efficienza delle operazioni e la conformità agli standard di qualità.

4.3 Riciclo meccanico

Le frazioni solide ottenute dal processo (polveri, granuli e fibre corte) sono candidate alla realizzazione di formulazioni per pannelli, casseri e profili pultrusi. La sfida principale è conciliare la processabilità, legata alla reologia del materiale, con le prestazioni meccaniche, in particolare l'adesione all'interfaccia fibra-matrice e i valori di modulo e resistenza.

Il percorso metodologico parte dalla compatibilizzazione, che implica la selezione di leganti, primer e additivi per migliorare adesione e bagnabilità, oltre al controllo dell'umidità residua e della distribuzione delle particelle. Segue la fase di ottimizzazione reologica e di processo, dove si tarano viscosità e tissotropia per evitare difetti come vuoti o segregazioni, e si impostano parametri di pultrusione (tiraggio, temperatura e pressione) coerenti con i carichi di riciclato.

Sul fronte delle proprietà meccaniche, la progettazione punta a garantire modulo elastico e resistenza flessionale, con target applicativi in edilizia e infrastrutture leggere, includendo valutazioni su tenacità e resistenza ai cicli ambientali (bagnato/asciutto, variazioni termiche). La fase di validazione d'uso prevede prove su elementi a scala reale, come pannelli e profili, per verificare durabilità e ripetibilità della qualità. L'output atteso consiste in prodotti meccanici con contenuto riciclato e prestazioni verificabili, idonei a capitolati prestazionali. All'interno del progetto REFRESH, questa attività è curata dal partner GEES Recycling, che sviluppa le formulazioni e ne garantisce la conformità ai requisiti tecnici e ambientali.



4.4 Riciclo termico

Le frazioni non idonee al riciclo meccanico, come polveri e fini, vengono valorizzate tramite riciclo termico con un duplice obiettivo: recuperare fibre dalle frazioni laminari e convertire la componente organica in vettori energetici e inerti. È importante sottolineare che il processo termico non si applica esclusivamente alle polveri e ai fini, ma viene utilizzato anche sul materiale in maniera complementare al processo meccanico, consentendo di ottenere altri prodotti come fibre e oli di pirolisi.

La metodologia si articola in più approcci. La pirolisi, gestita su scala impiantistica dal partner Gjenkraft, prevede la scissione termica per separare fibre e frazioni organiche, con un controllo accurato di temperatura e tempi di residenza per ridurre residui carboniosi e preservare le proprietà meccaniche delle fibre. La gestione dei condensabili e del syngas è parte integrante del processo. Il partner CIRCE si occupa della sperimentazione di tecniche innovative, come la pirolisi mediante microonde e la solvolisi, che utilizza solventi e reagenti per depolimerizzare la matrice, seguita da risciacqui e finiture per ripristinare la qualità superficiale delle fibre. Infine, Enecolab cura la

fase di gassificazione delle polveri, attraverso pirolisi ad alta temperatura che converte i residui in syngas ad elevato potere calorifico e inerti granulari, garantendo continuità operativa, riduzione delle emissioni e recupero energetico integrabile.

L'integrazione tra linee meccaniche e termiche è progettata per evitare colli di bottiglia: ciò che non rientra nelle

Product	RFM Basic 850	RFM «wind blades»	D'ecò 1000	Replies
Nominal density (kg/m ³)	850	850	1000	FG sandwich
Nominal thickness (mm)	18	18	24	18

formulazioni di prodotto viene valorizzato energeticamente o come inerte utile, consolidando la chiusura del ciclo e massimizzando il recupero complessivo.

4.5 Tracciabilità digitale

Garantire trasparenza, integrità e conformità dei materiali riciclati lungo la filiera è un obiettivo strategico, perché abilita dichiarazioni ambientali e audit e riduce l'incertezza del mercato. Questo risultato sarà conseguito grazie allo sviluppo del Decision Making Tool, uno strumento digitale progettato per supportare la scelta del percorso di riciclo più appropriato per le pale eoliche a fine vita, considerando parametri tecnici, ambientali e finanziari. L'obiettivo è assicurare decisioni basate su dati affidabili e trasparenti lungo tutta la catena del valore.

Il tool integra funzioni chiave. La prima è l'identità del lotto, attraverso registri digitali che consolidano informazioni su origine dei materiali, processi subiti, risultati dei test e destinazioni d'uso, garantendo tracciabilità completa. La seconda riguarda l'accesso controllato, con gestione di ruoli e permessi differenziati per produttori, riciclatori, clienti e autorità, tutelando la riservatezza dei dati e assicurando trasparenza e ispezionabilità. Infine, l'interoperabilità: l'architettura dati è progettata per integrarsi con futuri Digital Product Passport, evitando lock-in tecnologici e favorendo standard aperti.

Il valore di questa soluzione è evidente: la tracciabilità diventa un abilitatore di mercato, accelera le verifiche normative e consente un procurement basato su specifiche prestazionali e indicatori ambientali, favorendo scelte più sostenibili e competitive. All'interno del progetto REFRESH, lo sviluppo di questo strumento è curato dal partner TecNALIA, che garantisce l'implementazione delle funzionalità digitali e la conformità agli standard europei.

5. Prototipazione e dimostratori

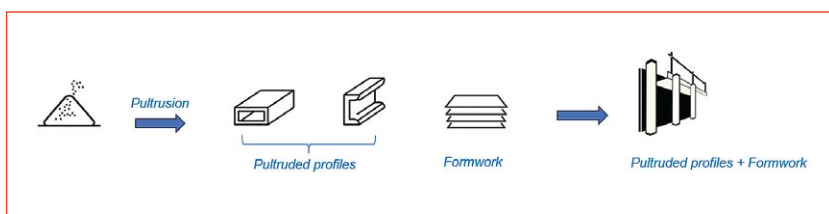
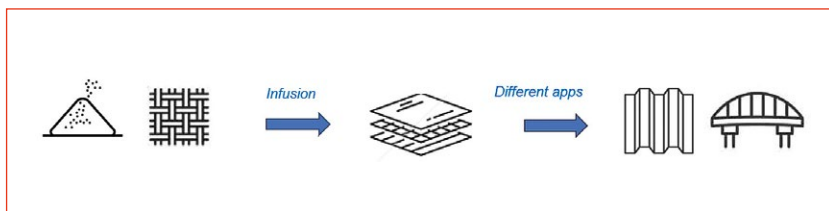
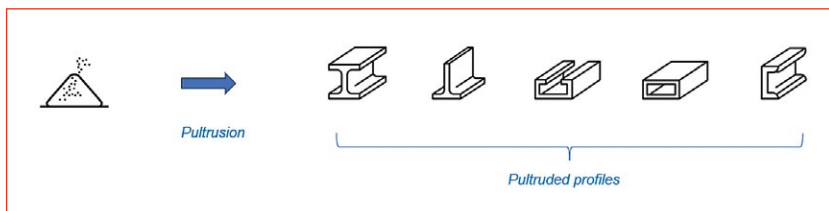
La fase di trasformazione delle frazioni riciclate in prodotti finiti si articola su tre linee principali. La Linea 1 – Pultrusione è dedicata alla realizzazione di profili a sezione costante con carichi di polveri riciclate. Il focus è sull'im-

pregnazione uniforme, sulla bagnabilità e sulla costanza di alimentazione. La taratura del processo – temperature, tensioni di tiro e velocità – è studiata per bilanciare produttività e qualità superficiale.

La Linea 2 – Infusione si concentra su laminati realizzati con mat non woven da fibre riciclate e/o filler provenienti da frazioni meccaniche. La progettazione reologica è fondamentale per minimizzare vuoti e segregazioni, mentre l'adesione interlaminare viene verificata attraverso prove standard.

Infine, la Linea 3 – Casseri modulari sviluppa pannelli composti per sistemi di cassero riutilizzabili. La progettazione considera resistenza ai cicli bagnato/asciutto, stabilità dimensionale, compatibilità con dispositivi di disarmo e numero di riutilizzi attesi.

La metodologia di validazione segue un percorso rigoroso: definizione dei requisiti prestazionali (meccanici e ambientali), selezione delle frazioni e delle formulazioni, test meccanici (trazione, flessione, impatto), ambientali (cicli termici e igrometrici) e d'uso (montaggio, disarmo, permeabilità), fino alla valutazione di replicabilità e scarti di processo. All'interno del progetto REFRESH, queste attività sono curate dal partner ACCIONA, che sviluppa e ottimizza i processi produttivi in stretta collaborazione con gli altri partner, garantendo la conformità ai requisiti di qualità e sostenibilità.



6. Valutazione ambientale (LCA)

Le analisi LCA preliminari condotte nel progetto quantificano i benefici ambientali derivanti dall'integrazione delle rotte di riciclo rispetto agli scenari di smaltimento tradizionali. I risultati, espressi in termini di riduzione di CO₂ equivalente, evidenziano contributi significativi per ciascun processo.

Per il riciclo meccanico, gestito dal partner GEES Recycling, il recupero di materiali da pale eoliche impiegati come sostituti di resine epossidiche consente un beneficio ambientale pari a 3.180 kg di CO₂eq per tonnellata di materiale trattato. Nel riciclo termico mediante pirolisi elettrica, curato da Gjenkraft, la valorizzazione di fibre di vetro e carbonio come sostituti di fibre vergini genera un beneficio di 1.128 kg di CO₂eq. Per la pirolisi assistita da microonde, sperimentata da CIRCE, il beneficio ambientale si attesta a 1.154 kg di CO₂eq, sempre riferito alla sostituzione di fibre vergini.

Questi valori confermano che la filiera REFRESH non solo riduce l'impatto climatico rispetto a incenerimento e discarica, ma abilita un effetto leva sulla decarbonizzazione grazie alla sostituzione di materie prime ad alta intensità energetica. L'integrazione di più rotte di riciclo, supportata da tracciabilità e controlli di qualità, amplifica il potenziale di mitigazione, rendendo il modello replicabile in altri settori ad alto contenuto di compositi.

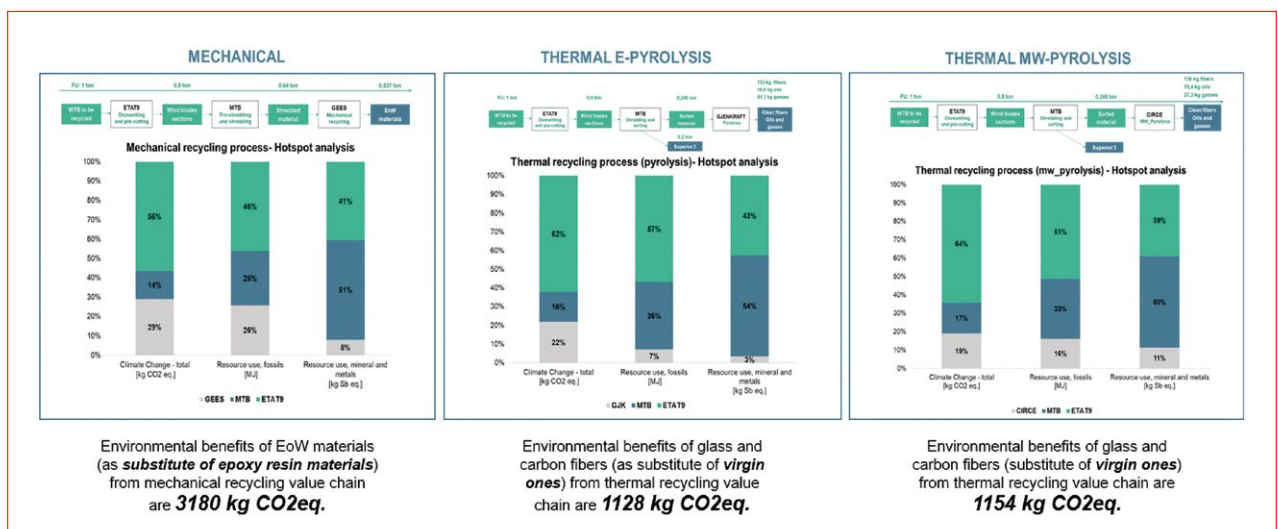
Sono attualmente in corso le valutazioni LCA basate sui dati reali dei dimostratori industriali, e i risultati preliminari indicano una coerenza con le stime iniziali, confermando la solidità del modello e la capacità di generare benefici ambientali significativi anche in condizioni operative reali. Questa attività è coordinata dal partner RINA Consulting, che garantisce la robustezza metodologica e la conformità agli standard internazionali.

CONCLUSIONI

REFRESH dimostra la fattibilità industriale di una filiera circolare per pale eoliche a fine vita, integrando tecnologie di riciclo e tracciabilità digitale con benefici ambientali misurabili. Il progetto colma il gap di standardizzazione e propone un modello scalabile e replicabile in altri settori ad alto contenuto di compositi. Questa convergenza tra tecnologia, digitale e mercato riduce l'impronta climatica e abilita prodotti con contenuto riciclato certificato. I dimostratori industriali validati indicano una traiettoria chiara verso l'adozione su larga scala, accelerando l'accettazione di standard tecnici e digitali.

Il progetto REFRESH dimostra la fattibilità industriale di una filiera circolare per le pale eoliche a fine vita, integrando con successo tecnologie di riciclo meccanico e termico, sistemi avanzati di triturazione e selezione, e una piattaforma digitale di tracciabilità. I risultati tecnici più rilevanti includono la validazione di processi di pre-taglio e triturazione efficienti, la produzione di frazioni riciclate con specifiche costanti e tracciate, e la realizzazione di prodotti dimostratori con contenuto riciclato certificato e prestazioni verificate. Le analisi LCA preliminari hanno quantificato benefici ambientali significativi, con riduzioni di CO₂ equivalente fino a 3.180 kg per tonnellata di materiale trattato, grazie alla sostituzione di materie prime vergini e alla valorizzazione dei flussi residui. L'integrazione di più percorsi di riciclo, supportata da sistemi di tracciabilità digitale e controlli di qualità, ha permesso di massimizzare il recupero e la predicibilità dei processi, rendendo il modello replicabile anche in altri settori ad alto contenuto di compositi.

Tra gli aspetti più promettenti emersi dal progetto si evidenziano la possibilità di adattare le tecnologie sviluppate a diverse tipologie di compositi e di ampliare la gamma di

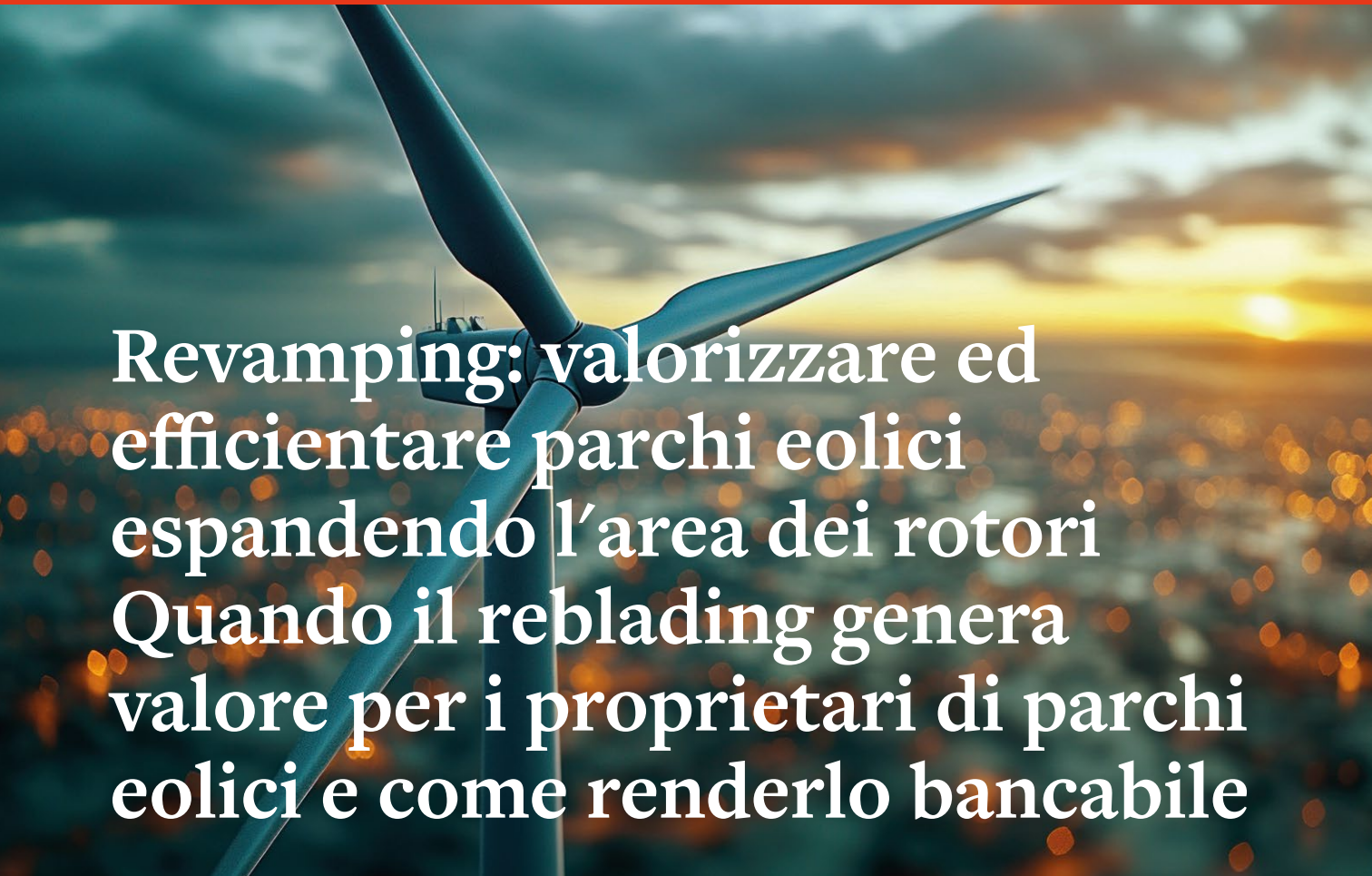


prodotti ottenibili, nonché la capacità della piattaforma digitale di abilitare dichiarazioni ambientali e audit, facilitando l'accettazione di materiali riciclati sul mercato. I dimostratori industriali validati rappresentano una traiettoria chiara verso l'adozione su larga scala, accelerando la diffusione di standard tecnici e digitali condivisi.

I prossimi sviluppi prevedono l'ottimizzazione dei processi su scala industriale, l'estensione delle tecnologie a nuovi flussi di rifiuto composito (ad esempio dal settore nautico, automotive o aerospaziale) e l'integrazione con sistemi di digital

product passport per una tracciabilità ancora più completa. Sarà inoltre fondamentale consolidare le collaborazioni con i settori utilizzatori finali, promuovere la standardizzazione normativa e approfondire le valutazioni LCA su dati reali di esercizio. In prospettiva, il modello REFRESH potrà fungere da riferimento per la transizione circolare di altri comparti industriali, contribuendo in modo concreto agli obiettivi europei di decarbonizzazione e sostenibilità. ♦

Tutte le immagini sono generate dal consorzio del progetto REFRESH



Revamping: valorizzare ed efficientare parchi eolici espandendo l'area dei rotori Quando il reblading genera valore per i proprietari di parchi eolici e come renderlo bancabile

◆ **Sabrina Malpede, Donald MacVicar, Alessandro Rosiello**, Cofondatori e Direttori di **ACT Blade Ltd**

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0014](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0014)

ABSTRACT

Le difficoltà autorizzative e i vincoli della rete di trasmissione elettrica stanno rallentando il ritmo di nuove installazioni e di repowering in Europa. In questo scenario, la valorizzazione del parco eolico esistente diventa una strategia centrale per aumentare rapidamente la produzione di energia ed anche la vita utile del parco stesso. Tra gli interventi di ammodernamento o revamping, in particolare il reblading, che significa la sostituzione del rotore, se realizzato con modelli di pale eoliche più lunghe e leggere, consente di ampliare l'area spazzata dal rotore mantenendo invariate torre, fondazioni, generatore e connessione alla rete. La letteratura tecnico-industriale indica che un aumento del 10% del diametro del rotore può tradursi in un incremento della produzione annua nell'ordine del 9-10%, con ritorni sull'investimento tipicamente compresi tra l'8% e il 15% a seconda del sito e dei vincoli operativi. La tecnologia ACT Blade è la pala eolica più leggera, controllabile, sostenibile e modulare mai sviluppata. Realizzata con una struttura interna di composito, snella e leggera, e

rivestita di tessuto ingegnerizzato, una pala ACT è più leggera delle pale convenzionali, consentendo quindi di costruire, a parità di peso, pale più lunghe del 10%, il che significa +9-10% di energia ed una riduzione del costo di produzione del 7%. Attualmente, la società ACT Blade offre la pala eolica ACT100, lunga 49,2m, che incrementa del 10% l'area spazzata dal rotore di aerogeneratori di 2MW. La ACT100 è oggi una soluzione per ottimizzazione i parchi eolici esistenti attraverso il "reblading". Non esiste una soluzione alternativa per i proprietari di parchi eolici.

1. INTRODUZIONE

Lo scorso autunno 2025, WindEurope riportava che il 20% dell'energia elettrica prodotta in Europa deriva dall'energia eolica, grazie ad una capacità totale installata di 291GW, composta da 254GW onshore e 37GW offshore. A fronte di un obiettivo di 425GW di capacità installata entro il 2030, si registra un notevole rallentamento delle nuove installazioni. Infatti, si prevede che si installeranno solo 22GW di nuovi parchi eolici ogni anno dal 2025 al 2030, portando la capacità installata cumulativa a 344GW. Rispetto agli scorsi anni, si registra un miglioramento dei volumi di installazione, ma considerando il volume di nuovi permessi assegnati nel primo semestre del 2025, nei sei paesi di cui sono noti i dati, dei 22GW installati, ora si prevede che forse si raggiungeranno 19GW per tutta l'Europa.

Negli ultimi anni, l'industria eolica europea si è trovata quindi davanti ad un paradosso: la tecnologia matura ed i costi di generazione competitivi convivono con tempi di sviluppo dei parchi eolici sempre più lunghi, aste non sempre adeguate ed una rete elettrica spesso congestionata. Il risultato è che la crescita della capacità installata procede a ritmi inferiori a quelli richiesti dagli obiettivi climatici, mentre una quota crescente di turbine onshore supera i 15-20 anni di vita. In termini industriali, ciò significa che la "miniera" più immediata non è soltanto il green-field, e cioè la creazione ex-novo di parchi eolici, ma anche l'ottimizzazione del patrimonio esistente: migliaia di MW già connessi, con dati storici di produzione, in siti noti e spesso ventosi. Quando l'autorizzazione di un nuovo parco o di un repowering completo richiede anni, interventi più leggeri e mirati—capaci di aumentare la produzione di l'energia senza riaprire (o riducendo) l'iter autorizzativo—diventano strategici. Infatti, a differenza del repowering, i possibili interventi di revamping sono "non sostanziali". Queste costituiscono strategie fondamentali per mantenere efficienti e produttivi parchi eolici, supportate attivamente da vari governi europei (dal GSE in Italia) per accelerare la transizione energetica. I vantaggi del revamping eolico quindi sono:

- Aumento della produzione di energia, grazie ad interventi di efficientamento.
- Maggiore affidabilità: dato che parti usurate sono sostituite con tecnologie più moderne e sicure e conseguentemente si riducono le interruzioni di produzione.

- Sostenibilità: grazie all'opportunità di estendere il ciclo di vita degli impianti e massimizzare il potenziale energetico.

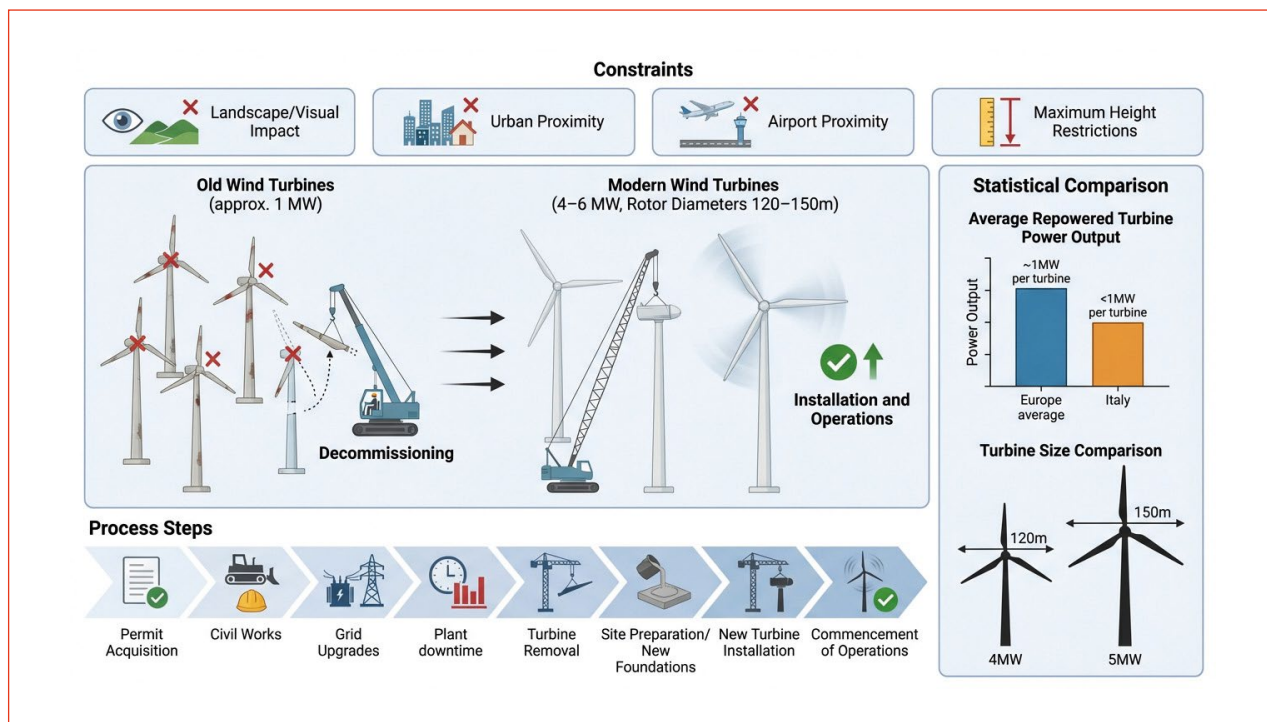
2. Life extension, revamping e repowering

Nel dibattito tecnico e regolatorio, i termini che ricorrono con frequenza sono life-extension, revamping e repowering.

Il life-extension o estensione della vita operativa del parco eolico mira a prolungare la vita utile oltre quella di progetto, tipicamente 20 anni, attraverso ispezioni, analisi di integrità strutturale, aggiornamenti e migliorie che possono includere le strategie di revamping. Il Life Extension è una strategia che privilegia continuità operativa e riduzione del rischio, ma non cambia l'impianto: la capacità nominale resta invariata e l'incremento di produzione, se presente, è legato soprattutto ad opere di reblading con pale eoliche più lunghe, e/o ottimizzazione di controllo e manutenzione.

Il repowering, all'opposto, sostituisce le turbine con macchine moderne, che oggi possono essere da 4MW ai 6MW, aumentando in modo significativo la producibilità. Esso richiede nuovi permessi, opere civili, adeguamenti di rete ed una fase di fermo impianto, dovuto prima all'abbattimento delle turbine esistenti, poi alla creazione del nuovo impianto fino all'installazione e messa in servizio del nuovo parco eolico. I seguenti grafici (WindEurope, Eolis 2025) mostrano che la media degli aerogeneratori repowered sono intorno a 1MW, mentre in Italia (a destra), è al disotto del MW. La scelta del nuovo aerogeneratore dipende anche da limitazioni paesaggistiche e/o dalla vicinanza di centri urbani e/o di aeroporti, per cui ci sono limiti all'altezza massima utilizzabile. Per esempio, un aerogeneratore di 4MW ha un diametro anche di 120m, una di 5MW arriverebbe anche a 150m.

I vantaggi del repowering sono dimostrati essere economicamente favorevoli nel caso di parchi eolici ultraventennali, composti da macchine obsolete di massimo 1MW, in quanto si reduce perfino l'area geografica del parco ed i costi di manutenzione. Ove possibile, si riesce ad utilizzare l'estensione geografica del parco per ampliare di due o tre volte la capacità produttiva. In ogni caso, anche se il repowering utilizza un brown-field, e cioè una zona con

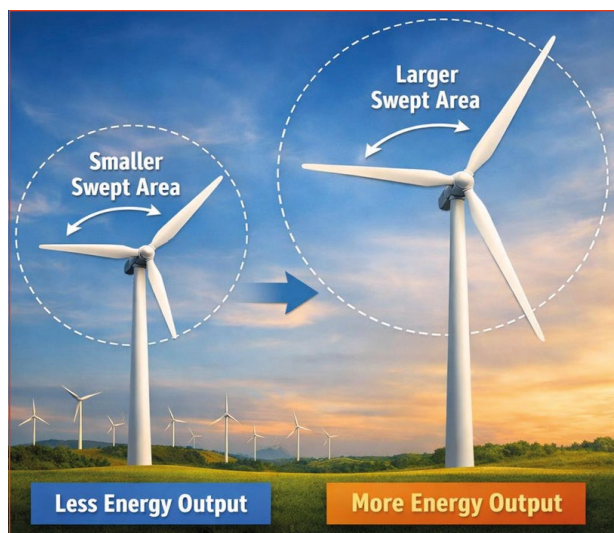


un parco esistente, richiede investimenti simili a quello di un parco nuovo, compreso le infrastrutture, vie di accesso, fondazioni con le stesse difficili procedure di autorizzazione lente, complesse e mutevoli. Infine, esso comporta due ulteriori costi: da un lato la sospensione della produzione di energia durante lo smantellamento e dall'altro i costi relativi allo smaltimento delle turbine esistenti e di installazione delle nuove.

Il revamping (o ammodernamento) -con reblading come caso più interessante- punta ad un incremento misurabile di energia intervenendo su componenti specifici, mantenendo il più possibile l'infrastruttura esistente e riducendo l'esposizione ad iter autorizzativi lunghi. Il reblading o 'sostituzione del rotore esistente' con uno nuovo, che può essere di ampiezza maggiore, è uno degli interventi di 'life extension', che migliora l'affidabilità e produttività degli aerogeneratori. Nei prossimi paragrafi, si presenta la soluzione di reblading con la pala eolica ACT100 per aerogeneratori da 2MW.

Rispetto al Repowering, le strategie di Life Extension e di Revamping sono rapidamente implementate, permettendo la produzione continua di energia. Il Life Extension ed il Revamping sono opportunità effettive anche per parchi offshore. Infatti, varie agenzie di certificazione hanno già pubblicato linee guida per la ri-certificazione di assetti oltre la vita certificata.

Essendo l'integrità strutturale fondamentale, le attività di life extension iniziano sempre con rigorose ispezioni e rev-



sioni analitiche dei dati di manutenzione per garantire la sicurezza ed affidabilità. In base alla risultante "vita utile residua" degli assetti, si definiscono anche le strategie che convengono di volta in volta. Quindi, mentre non si aumenta la capacità massima, si migliorano sicuramente la produttività per un tempo più lungo. In definitiva, la scelta tra 'repowering' e 'life extension' dipende da considerazioni di costo opportunità, ma anche da fattori normativi specifici del sito.

◆ Confronto sintetico tra le strategie				
Strategia	Obiettivo	CapEx (ordine)	Incremento AEP	Rischio autorizzativo
Life extension	Prolungare vita utile	Basso / Medio	Basso-medio (ottimizzazione)	Basso
Revamping con reblading	Aumentare energia con interventi mirati	Medio	9-10% (tipico)	Basso
Repowering	Sostituire l'intera turbina e aumentare capacità	Alto	Alto (dipende dal layout)	Medio-alto

2.1 Tempi e rischio: perché la scelta non è solo tecnica

In Europa, la differenza tra le strategie è spesso determinata dal percorso autorizzativo. Il Repowering può massimizzare la producibilità, ma se richiede anni tra le varie autorizzazioni, l'opportunità economica si riduce drasticamente. Il Life extension è la via più rapida ed utilizzata, ma poco efficace per parchi con aerogeneratori piccoli (<1MW). Il Revamping diventa interessante quando riesce ad essere qualificato come intervento mirato su componenti, con impatti limitati su suolo e volumetrie, pur assicurando un incremento di energia abbastanza grande da ripagare l'investimento. Nella pratica italiana, il Reblading è un intervento di Revamping. Per questo, in molti casi il project developer ragiona in termini di 'valore del tempo': un +9% di produzione di energia per anno in 6 mesi può valere più di un +70% in 4 anni, se nel frattempo cambiano prezzi, regole, costi del capitale o condizioni di connessione.

3. Perché il Reblading funziona

Anche se il costo del reblading è modesto quando comparato al costo di una nuova turbina installata, esso diventa economicamente molto attraente quando coniuga all'opportunità di un efficientamento, la possibilità di estendere la vita utile della turbina stessa. Questo è possibile se il reblading viene attuato con pale eoliche di una lunghezza maggiore di quelle che vengono sostituite, in base al fatto che l'energia catturabile dal vento è proporzionale all'area spazzata dal rotore, e cioè dalla superficie del cerchio che le tre pale di una turbina eolica ricoprono durante la loro rotazione. Quindi pale più lunghe catturano più vento e per questo producono più energia.

Il Reblading rimane positivo se non richiede la sostituzione di altri elementi come il generatore, e cioè quando non si cambia la potenza massima generabile dalla turbina, per cui incrementa l'energia prodotta tra la Cut-in Wind Speed, e cioè tra la velocità minima del vento necessaria per avviare la turbina e la velocità del vento alla quale la turbina produce la potenza nominale, detta Rated Wind Speed.

È bene considerare che una pala più lunga, creando maggiore energia, sviluppa carichi aerodinamici maggiori e quindi avrà anche un comportamento aeroelastico differente da quella che va a sostituire. Questa variazione viene gestita da una modifica del sistema di controllo dell'aerogeneratore. Inoltre, se la pala ha un peso e posizione del baricentro simile alle pale originali, per cui il momento della massa della pala alla radice non varia, non richiederà sostituzioni o aggiustamenti strutturali al resto della turbina.

Quindi considerando il reblading con pale di lunghezza maggiore rispetto alle originali, senza cambiare generatore e quindi senza cambiare la massima energia potenzialmente generabile dalla turbina, esso permette quindi di migliorare le prestazioni tra le velocità di Cut-in e Rated e quindi generare una potenza energetica annuale (AEP) maggiore.

Anche se più volte il reblading viene associato ad incrementi di potenza annuale oltre il 16%, in questo articolo, si considera soltanto l'aumento di potenza generato dall'aumento di area spazzata, e dalle perdite conseguenti.

3.1 Business case: i numeri che servono davvero

Dal punto di vista economico, il reblading permette di incrementare l'energia mantenendo gran parte dei costi fissi del parco (connessione, fondazioni, macchine) e limitando i tempi di fermo ad alcune ore. Ma per trasformare il reblading in un progetto finanziabile, servono almeno cinque blocchi informativi.

1. Efficienza del parco eolico attuale, calcolata in base a dati disponibili, come per esempio produzione storica, disponibilità, perdite, limiti di rete.
2. Calcolo dell'incremento di potenza ottenibile dall'intervento di reblading.
3. Costi sia relativi al reblading che la variazione sui costi di manutenzione del parco.
4. Quadro autorizzativo, che dipende da sito a sito.
5. Valutazione della vita utile rimanente e quindi una stima dell'allungamento della vita.

Tra i costi, è ora fondamentale considerare gli alti costi di decommissioning di un parco eolico. Per questo il life extension attuato con interventi mirati, incluso il reblading, ottie-

ne maggiore energia prodotta in un arco temporale maggiore per unità di infrastruttura già installata. In una prospettiva di transizione energetica 'net-zero', la domanda non è solo quanta energia generiamo, ma quanta energia generiamo per tonnellata di materiale e per chilometro di rete disponibile. Quando un intervento consente di aumentare l'AEP senza nuove fondazioni e senza nuove linee, il bilancio complessivo può migliorare in modo significativo.

4. ACT100 per efficientare aerogeneratori da 2MW

L'estensione della vita utile di un aerogeneratore, oramai regolato da procedure dettagliate e codificate da varie agenzie di certificazione internazionali, prevede rigorose valutazioni tecniche, normative ed assicurative per consentire un funzionamento sicuro oltre la tipica vita del parco eolico, di solito di 20 anni. Le valutazioni iniziali si concentrano su ispezioni dettagliate, monitoraggio delle condizioni, analisi di vita residua dei componenti (come pale, torri, fondazioni). Alla valutazione dell'integrità strutturale, di solito segue un processo di simulazione ed analisi per valutare quali elementi sostituire o migliorare al fine di prolungare la vita degli assetti per anni, a volte decenni. La sostituzione del rotore con uno nuovo e più ampio, non solo permette di incrementare l'energia prodotta, ma può perfino offrire un'estensione di vita utile di 20 anni.

La tecnologia ACT Blade è la pala eolica più leggera, controllabile, sostenibile e modulare mai sviluppata. Offre due livelli distintivi di innovazione: (i) un approccio costruttivo innovativo, con una struttura composita modulare interna ricoperta da tessuti ingegnerizzati e tensionati, e (ii) un sistema di controllo per ridurre i carichi delle pale e ottimizzare le prestazioni in base alle condizioni di vento. Una pala ACT include anche un sistema innovativo e potente di protezione dai fulmini. Dati i materiali utilizzati e le nuove tecniche costruttive, essa è più leggera rispetto alle pale eoliche convenzionali, permettendo di costruire pale del 10% più lunghe, il che significa +9% di energia ed una riduzione del costo di energia pari al 7%. Essendo composta da un insieme di sottosistemi, produrre una pala eolica ACT

richiede ore di lavoro, costi di strumentazione ed impiego energetico inferiori ed è più facile da smettere a fine vita, a parte essere già parzialmente riciclabile.

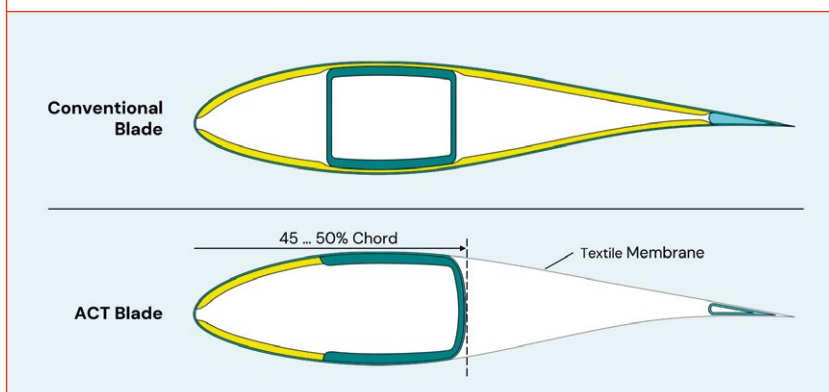
Protetta da due famiglie di brevetti concessi a livello internazionale, la tecnologia ACT ha ricevuto una dichiarazione di fattibilità dal DNV già nel 2019.

Nel luglio 2021, tre pale ACT a grandezza naturale, dette ACT27 (lunghe 13,5m), dopo aver superato test strutturali nel laboratorio dell'Offshore Renewable Energy Catapult (Blyth, UK), furono installate su una turbina V27 interamente strumentata, localizzata a Myers Hill (Glasgow, UK) dove produssero energia per sei mesi senza interruzioni.

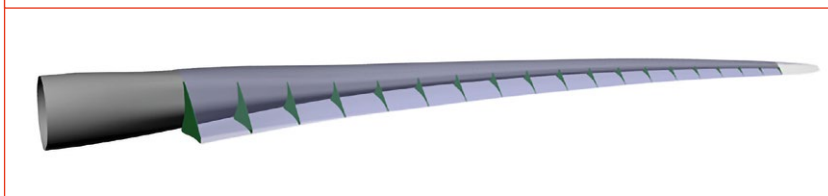
Nell'ottobre 2025, l'impresa ha completato la produzione del primo set di pale ACT100 (attualmente in installazione), ed ha ricevuto il Certificato di Prodotto (Component Certificate), che include la certificazione di integrità strutturale e del sistema di protezione dai fulmini, con validità internazionale da UL Solutions.

Una ACT100 è una pala eolica lunga 49.2m attualmente validata per essere installata su una specifica turbina da 2MW, la MM92. L'ACT100, espandendo di quasi il 10% l'area spazzata dal rotore, permette non solo di aumentare la produzione energetica del 9%, ma essendo perfino più leggera delle pale

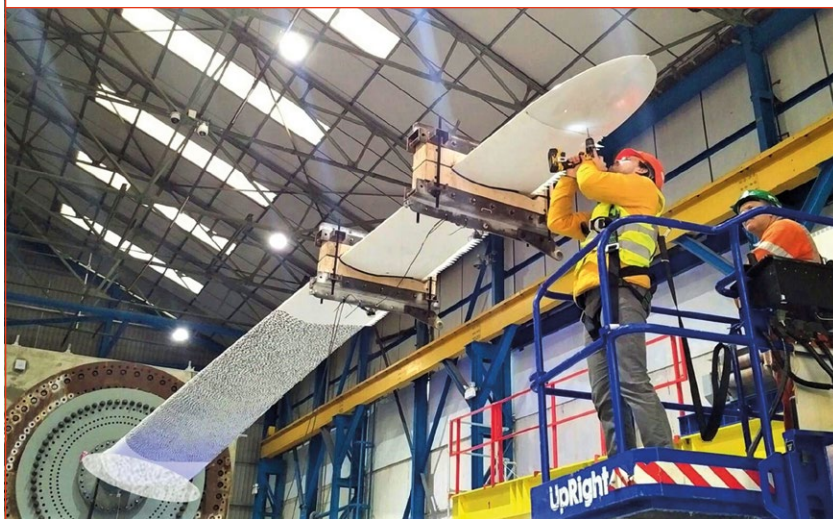
◆ Confronto tra la struttura - vista in sezione - di una pala eolica convenzionale ed una ACT



◆ ACT100 rendering



◆ **ACT27 in preparazione per il test statico - edgewise**



che sostituisce, essa offre l'opportunità di estendere la vita utile delle turbine, garantendo un Ritorno dell'Investimento (ROI) tra l'8% e il 15% ai proprietari. Oggi non esiste una soluzione alternativa.

ACT27 operating Myers Hill. I benefici immediati sono:

1. Generazione di almeno il 9% in più di energia eolica dall'infrastruttura esistente, senza richiedere di cambiare altri elementi strutturali o di generazione. Il fatto che il peso della pala ACT100 è addirittura inferiore a quello della pala che si sostituisce garantisce sicuramente la possibilità di allungare la vita della turbina che di volta in volta verrà valutata.
2. Costi bassi se comparati al costo di un aerogeneratore nuovo.
3. Estensione della redditività e il valore degli assetti per i proprietari.

Infine, è necessario ricordare che, nelle valutazioni condotte la maggiore difficoltà nell'estendere la vita utile dei parchi eolici è costituita da problemi di natura strutturale di cui le pale eoliche ricoprono il 29%. Le pale eoliche sono il primo elemento che deteriora, e quindi sostituire il rotore con uno nuovo permette effettivamente di allungare la vita di un aerogeneratore anche fino a 20 anni.

È opportuno considerare che per alcuni parchi eolici, l'unica soluzione è estendere la vita degli assetti, in quanto in alcune geografie non è possibile usare aerogeneratori di capacità maggiore. Per questo, oggi sono in vendita anche aerogeneratori ricondizionati per cui, la possibilità di avere un rotore nuovo permette a queste turbine ricondizionate una vita ulteriore effettiva di 20 anni con una produzione ottimale.

In considerazione di quanto già descritto, l'approccio adottato dalla ACT Blade consta di un'iniziale ispezione ed analisi esperte per verificare l'integrità strutturale dell'aerogeneratore, inclusa la valutazione dei carichi a fatica dei vari elementi e quindi della vita utile residua e si conclude con la valutazione con un calcolo relativo al sito di interesse della redditività di questa operazione. Grazie al lavoro condotto con il Progetto di Proof-of-Concept attualmente in corso, ACT Blade è riuscita a validare i carichi di progetto ACT100 rispetto ai carichi massimi della turbina eolica sulla quale avviene l'installazione, per garantire il corretto funzionamento della turbina, grazie ad una campagna di misurazione dettagliata condotta con UL Renewables. Questo processo di mi-

surazione ha permesso alla società di sviluppare un modo per certificare la propria soluzione, ma anche per sviluppare un metodo di valutazione dei benefici per il cliente finale.

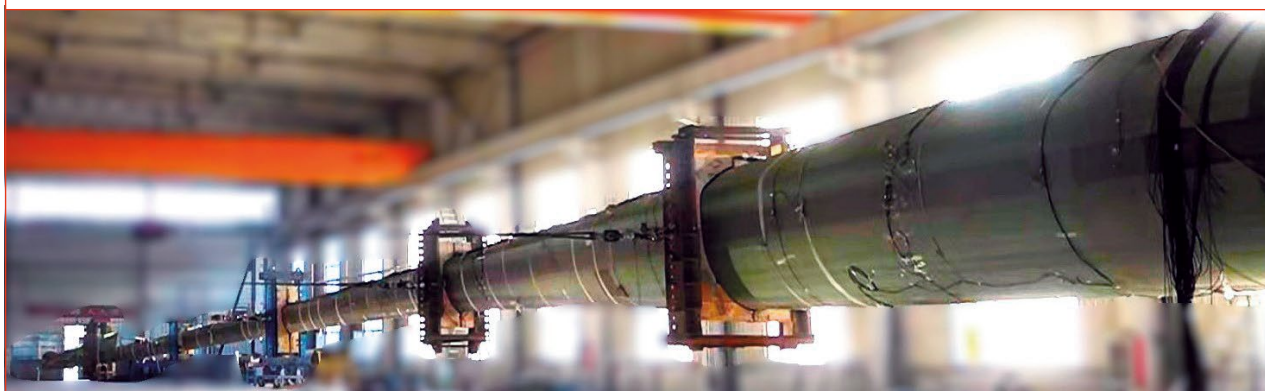
3.1 Validazione dell'uso della pala eolica ACT100 per turbine da 2MW

Per validare l'utilizzo della pala eolica ACT100 su una turbina di 2MW, nonostante essa abbia un peso simile a quello della pala eolica esistente e che il baricentro sia localizzato in una posizione analoga, ACT Blade ha investito in una campagna di misurazione durata già oltre 12 mesi, durante i quali sono stati raccolti i carichi su tutta la turbina fino alle fondazioni, in ogni condizione di vento. Standard internazio-

◆ **ACT27 operating in Myres Hill UK**



◆ ACT100 100% carico flap, post fatica



nali sono stati applicati per la raccolta ed il trattamento dei dati. Lo scopo di questa campagna di misurazione è quello di verificare che non sussistano carichi sviluppati dalla ACT100 superiori a quelli della pala eolica originale, per effetto della sua maggiore lunghezza e quindi per effetto della maggiore produzione di energia.

La validazione dei carichi è stata effettuata, confrontando i carichi registrati dalla strumentazione installata sulla turbina con i risultati delle simulazioni aeroelastiche ottenute con il software BLADED™, utilizzato per la progettazione della ACT100 secondo procedure stabilite da standard internazionali. Al fine quindi di effettuare questa validazione, ACT Blade ha:

- Installato un complesso sistema di estensimetri, sensori di carico e trasduttori di potenza su una turbina eolica da 2MW, inclusa la torre, l'albero principale e le pale. Questa strumentazione ha registrato i carichi e dati operativi, come il comportamento del beccheggio, la potenza di emissione insieme alle condizioni ambientali.
- Raccolto, rifinito ed organizzato i dati raccolti (fino a 10Hz per 12 mesi) in base alla velocità del vento.

- Confrontato tutti gli indicatori chiave di prestazione sia nelle direzioni a ribalta che laterale con le previsioni del modello aeroelastico, sviluppato in Bladed™ in tutte le condizioni di vento in cui la turbina opera.

La nostra metodologia, dall'installazione dei sensori a come i dati sono stati rifiniti ed organizzati per il confronto, il nostro modello aeroelastico sviluppato in Bladed™, l'analisi del confronto stesso e le conclusioni, sono stati revisionati da un'agenzia di certificazione, in quanto terza parte indipendente.

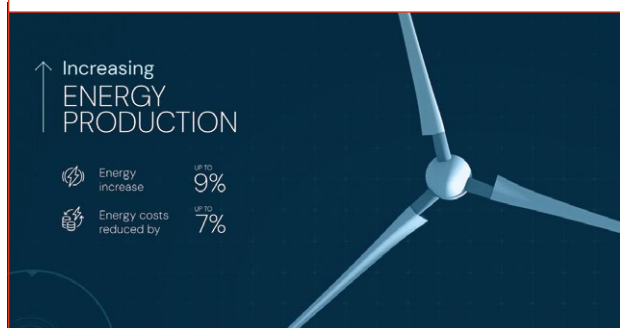
Il lavoro di validazione è stato molto lungo e più complesso del previsto, dato la difficoltà di valutazione dei dati raccolti, dovuta principalmente a valori elevati di turbolenza dovuti alla conformazione montuosa del sito dove la turbina è installata. È stato dimostrato anche in campagne di misurazione indipendenti che le curve di potenza per diversi regimi di turbolenza rivelano che un aumento della turbolenza mina la produzione di energia a velocità del vento vicine a quelle nominali, ma la turbolenza aumenta la produzione di potenza a velocità di vento più basse. Analogamente, i risultati dell'Produzione Annuale di Energia (AEP) suggeriscono che calcoli senza filtraggio per questi regimi atmosferici potrebbero sovrastimare l'AEP.

Il lavoro di validazione ha comportato due fasi.

La prima fase ha confrontato i dati misurati con il modello aeroelastico della turbina, al fine di assicurare che i metodi di progettazione e di simulazione dei carichi utilizzati per la progettazione siano validi. Questa fase si è conclusa con successo, dato che la simulazione aeroelastica è risultata affidabile per il normale intervallo di funzionamento della turbina, garantendo un alto livello di fiducia nei nostri metodi di progettazione e simulazione in tutte le condizioni.

Avendo quindi concluso questa prima fase di misurazione, abbiamo affrontato la seconda fase di misurazione, che ha

◆ ACT benefits



◆ **ACT100 pronta alla consegna**



confrontato i carichi delle pale originali trasmessi alla turbina con quelli sviluppati dalla ACT100 per garantire che queste pale non causino carichi avversi nell'intervallo operativo. Quindi, la pala eolica ACT100 è adatta per essere installata su turbine eoliche da 2MW esistenti e di conseguenza, ove possibile, essa rappresenta una reale opportunità per aumentare la produzione di energia anche nell'ambito dell'estensione della vita della turbina stessa.

5. CONCLUSIONI

Il revamping tramite il reblading con un rotore più ampio dell'esistente non sostituisce il repowering, ma è una strategia di ottimizzazione della produzione e potenzialmente offre un'opportunità di estendere la vita utile della turbina. È particolarmente utile dove l'iter autorizzativo e vincoli di rete rendono difficile accelerare con nuove installazioni, ma esiste un parco eolico con aerogeneratori solidi e con dati storici precisi.

Quando l'aumento dell'energia, associata all'allungamento di vita del parco è dimostrabile, il revamping diventa la strategia non solo più rapida, economica ma anche più sostenibile per aumentare la produzione rinnovabile. In questo scenario, la pala eolica ACT100 costituisce un'opportunità reale per incrementare la produzione di energia anche del 10% e potenzialmente anche di estendere la vita di una turbina eolica, ove possibile. ◆

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. WindEurope (2024–2025), Wind energy in Europe: Outlook to 2030.
2. IRENA (2023), Innovation Outlook: Wind Power.
3. IEA (2023), Net Zero Roadmap – Wind and Power Systems.
4. IEA Wind TCP (2022), Lifetime Extension and Repowering of Wind Turbines.
5. DNV (2023), Lifetime Extension of Wind Turbines – Recommended Practice.
6. NREL (2021–2023), Rotor Diameter Upsizing and Wind Plant Performance.
7. TÜV SÜD / TÜV Nord, linee guida e prassi di ricertificazione per estensione vita e modifiche di componenti critici.
8. Wind turbine power production and annual energy production depend on atmospheric stability and turbulence, Clara M. St. Martin, Julie K. Lundquist, Andrew Clifton, Gregory S. Poulos, and Scott J. Schreck Wind Energy. Sci., 1, 2016
9. Wind Energy Handbook, T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E Bossanyi, John Wiley & Sons, Ltd



PIONEER – Airport Sustainability Second Life Battery Storage: New Tech for a Zero-Carbon Airport

★ **Matteo Marchetti**, Loccioni Energy Manager
Matthias Moritz Bernhard, Loccioni Energy Account Manager

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0015](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0015)

ABSTRACT

Il paper presenta il progetto PIONEER (airPort sustaInability secONd lifE battEry stoRage) come caso studio emblematico di integrazione tra transizione energetica ed economia circolare applicata alle infrastrutture aeroportuali. L'iniziativa, sviluppata da Loccioni e Enel X con il supporto scientifico di Fraunhofer ISE per Aeroporti di Roma (ADR), ha portato alla realizzazione presso l'aeroporto di Roma Fiumicino del più grande sistema di accumulo in Italia basato su batterie automotive di seconda vita.

Il Battery Energy Storage System (BESS) PIONEER, un sistema di accumulo da 10 MWh, integra 762 pacchi batteria provenienti da veicoli elettrici di tre diverse case automobilistiche ed è connesso a uno dei più grandi impianti fotovoltaici in autoconsumo in ambito aeroportuale in Europa. Il sistema consente di immagazzinare energia rinnovabile, migliorare la stabilità e la flessibilità della rete elettrica del terminal e ottimizzare

la gestione dei picchi di domanda. Il progetto affronta le sfide legate all'integrazione di batterie eterogenee per architettura, stato di invecchiamento e protocolli di comunicazione, mediante lo sviluppo di software agnostico e componenti elettronici dedicati, garantendo l'interoperabilità con l'Energy Management System. I risultati dimostrano come il riutilizzo di batterie automotive opportunamente diagnosticate e riconfigurate possa costituire una soluzione efficace e replicabile per l'accumulo stazionario, contribuendo alla riduzione delle emissioni climalteranti e al percorso di neutralità climatica dell'hub aeroportuale al 2030.

SCENARIO

Nel quadro della transizione energetica italiana ed europea, la decarbonizzazione delle infrastrutture strategiche rappresenta una leva fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi climatici fissati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e dagli obiettivi europei del Green Deal che attraverseranno la regione dal 2030 al 2050.

In questo contesto, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) segna una traiettoria di riduzione delle emissioni coerente con gli impegni assunti dall'Italia a livello europeo, promuovendo l'efficienza energetica, l'elettrificazione dei consumi finali, l'integrazione delle fonti rinnovabili e l'adozione di soluzioni innovative come l'idrogeno verde, i sistemi di accumulo e le reti intelligenti. La trasformazione delle infrastrutture strategiche diventa quindi un elemento chiave per garantire non solo la riduzione delle emissioni, ma anche la sicurezza energetica, la resilienza dei sistemi e la competitività del tessuto economico.

Parallelamente, in Europa, il Green Deal delinea una visione di medio e lungo periodo che accompagnerà la regione nel percorso verso la neutralità climatica con obiettivi fino al 2050. In questa prospettiva, la decarbonizzazione infrastrutturale non si configura come un intervento isolato, ma come parte di un processo integrato di sviluppo sostenibile, capace di generare benefici ambientali, economici e sociali. Gli stati membri sono chiamati a svolgere un ruolo attivo, orientando la pianificazione territoriale, gli investimenti pubblici e privati e le politiche industriali verso modelli di crescita compatibili con la transizione ecologica.

Tra queste infrastrutture, gli hub aeroportuali occupano una posizione centrale: sono poli ad alta intensità energetica, nodi logistici essenziali e luoghi in cui si concentrano consumi elettrici continui e difficilmente comprimibili. In questo contesto, i sistemi di accumulo energetico assumono un ruolo chiave per rendere la transizione verso modelli a basse emissioni non solo sostenibile dal punto di vista ambientale, ma anche affidabile ed economicamente efficiente.

Gli aeroporti, infatti, consumano grandi quantità di energia per l'illuminazione delle piste e dei terminal, per i sistemi di sicurezza, per il riscaldamento e il raffreddamento degli

edifici, nonché per le operazioni di terra. A questi fabbisogni tradizionali si aggiunge, negli ultimi anni, una crescente elettrificazione dei servizi aeroportuali, come i mezzi di ground handling, le unità di alimentazione degli aeromobili a terra e le infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici. La transizione verso un modello energetico decarbonizzato richiede quindi non solo un aumento della produzione da fonti rinnovabili, ma anche strumenti in grado di gestirne l'intermittenza e garantire continuità operativa.

In Italia, molti aeroporti stanno investendo in impianti fotovoltaici on-site, sfruttando superfici estese e spesso inutilizzate, come coperture dei terminal, parcheggi e aree perimetrali. Tuttavia, la produzione rinnovabile non è sempre allineata con i profili di consumo aeroportuali, che presentano picchi anche nelle ore serali o notturne. In altre parole, il principale limite dell'energia solare è che la sua produzione non coincide temporalmente con i momenti di maggiore consumo. I sistemi di accumulo consentono di immagazzinare l'energia rinnovabile prodotta in eccesso durante le ore di maggiore irraggiamento e di renderla disponibile quando la domanda è più elevata, riducendo il ricorso all'energia prelevata dalla rete nazionale e, di conseguenza, alle fonti fossili ancora presenti nel mix energetico.

Dal punto di vista della resilienza energetica, l'accumulo riveste un'importanza strategica: gli aeroporti sono infrastrutture critiche che devono garantire operatività continua, anche in presenza di guasti di rete o eventi estremi. I sistemi di storage permettono di ridurre la dipendenza da generatori diesel di emergenza, abbattendo le emissioni locali e migliorando la sicurezza energetica, rimanendo in linea con gli obiettivi nazionali di riduzione dell'uso dei combustibili fossili.

Un ulteriore contributo alla decarbonizzazione riguarda la gestione intelligente dei carichi elettrici. Attraverso l'accumulo, gli aeroporti possono ridurre i picchi di domanda ("peak shaving"), ottimizzare i costi energetici e partecipare ai mercati della flessibilità, fornendo servizi di bilanciamento alla rete elettrica italiana. In questo modo, gli hub aeroportuali non sono più solo consumatori di energia, ma diventano attori attivi del sistema energetico, capaci di supportare la stabilità della rete e l'integrazione delle rinnovabili su scala territoriale.

L'autonomia energetica, intesa come capacità di un aeroporto di autoalimentarsi per lunghi periodi senza ricorrere esclusivamente alla rete nazionale, è un altro vantaggio significativo. Integrando grandi sistemi di accumulo con fonti rinnovabili in loco, un aeroporto può gestire i propri picchi di domanda, contribuire alla stabilizzazione della rete elettrica locale e, in alcuni casi, fornire surplus energetico alla comunità circostante o alla rete stessa, trasformandosi in un vero e proprio “energy hub”.

Un esempio concreto di applicazione di queste tecnologie in Italia è il progetto PIONEER presso l'aeroporto di Roma Fiumicino, realizzato da Loccioni con Enel, per Aeroporti di Roma (ADR) con il contributo scientifico del Fraunhofer Institute. Si tratta di uno dei più grandi sistemi di stoccaggio energetico in Europa che impiega batterie di seconda vita provenienti da veicoli elettrici, per immagazzinare energia rinnovabile e utilizzarla quando necessario. Questo sistema da 10 MWh non solo consente di ottimizzare l'utilizzo dell'energia generata da una vasta installazione fotovoltaica ma, secondo le stime del progetto, contribuirà a ridurre circa 16.000 tonnellate di emissioni di CO₂ nell'arco di dieci anni. (Fig. 1)

Mobilità ed energia: due mondi che si uniscono

In qualità di integratore di sistema, Loccioni ha potuto fornire una soluzione innovativa, robusta e affidabile, grazie all'esperienza maturata per oltre quarant'anni nel test dei componenti auto e a quella sviluppata negli ultimi venti anni nella gestione di progetti energetici di decarbonizzazione. Le capacità multidisciplinari e le competenze intersettoriali Loccioni sono state fondamentali per il successo di questo progetto.

Dal 1968 a fianco di grandi clienti internazionali per il miglioramento della qualità di prodotti e processi industriali, Loccioni oggi trova nella decarbonizzazione il nuovo fronte della qualità: efficienza, recupero, zero sprechi, miglioramento continuo e sfida tecnologica.

Nel settore automotive oggi questa sfida riguarda i nuovi componenti auto: batterie per la propulsione (pacchi batterie, modulo batterie, celle), motori elettrici, assali elettrici, inverter, fuel cell, moduli di potenza e perfino semiconduttori. Sono i nuovi protagonisti della rivoluzione elettrica, che entrano nei processi produttivi delle grandi case automobilistiche.

Nel settore energetico l'impresa è particolarmente attiva nell'integrazione ed installazione di sistemi di accumulo elettrico a batteria (BESS) e nella gestione e ottimizzazione dei flussi energetici attraverso micro-reti intelligenti (smart grid). (Fig. 1)

Le competenze avanzate nella gestione dei flussi energetici e la profonda conoscenza di inverter e batterie hanno fatto la differenza nello sviluppo del progetto PIONEER. L'esperienza nel collaudo delle batterie per autoveicoli, fondamentale per identificare potenziali punti di guasto, migliorare le prestazioni e verificare la sicurezza, in fase di produzione, è risultata fondamentale per progettare applicazioni di seconda vita delle batterie auto.

Il progetto PIONEER ha rappresentato la convergenza di questi due ambiti, mobilità ed energia, in un unico progetto integrato.

La seconda vita delle batterie auto e l'energia circolare

Il primo progetto di Second Life Storage System realizzato da Loccioni nasce da una sfida di Enel e dalla collaborazione pregressa con Nissan. Nel 2022 è stato attivato a Melilla, città spagnola sulla costa africana, il primo accumulatore di energia alimentato parzialmente con batterie auto di seconda mano. Le batterie per auto elettriche del modello Nissan LEAF venivano riciclate e assemblate in un grande impianto stazionario di storage, integrato con l'impianto convenzionale di Melilla per evitare gli eventi di load shedding e migliorare l'affidabilità della rete al fine di garantire il servizio di continuità elettrica alla popolazione locale.

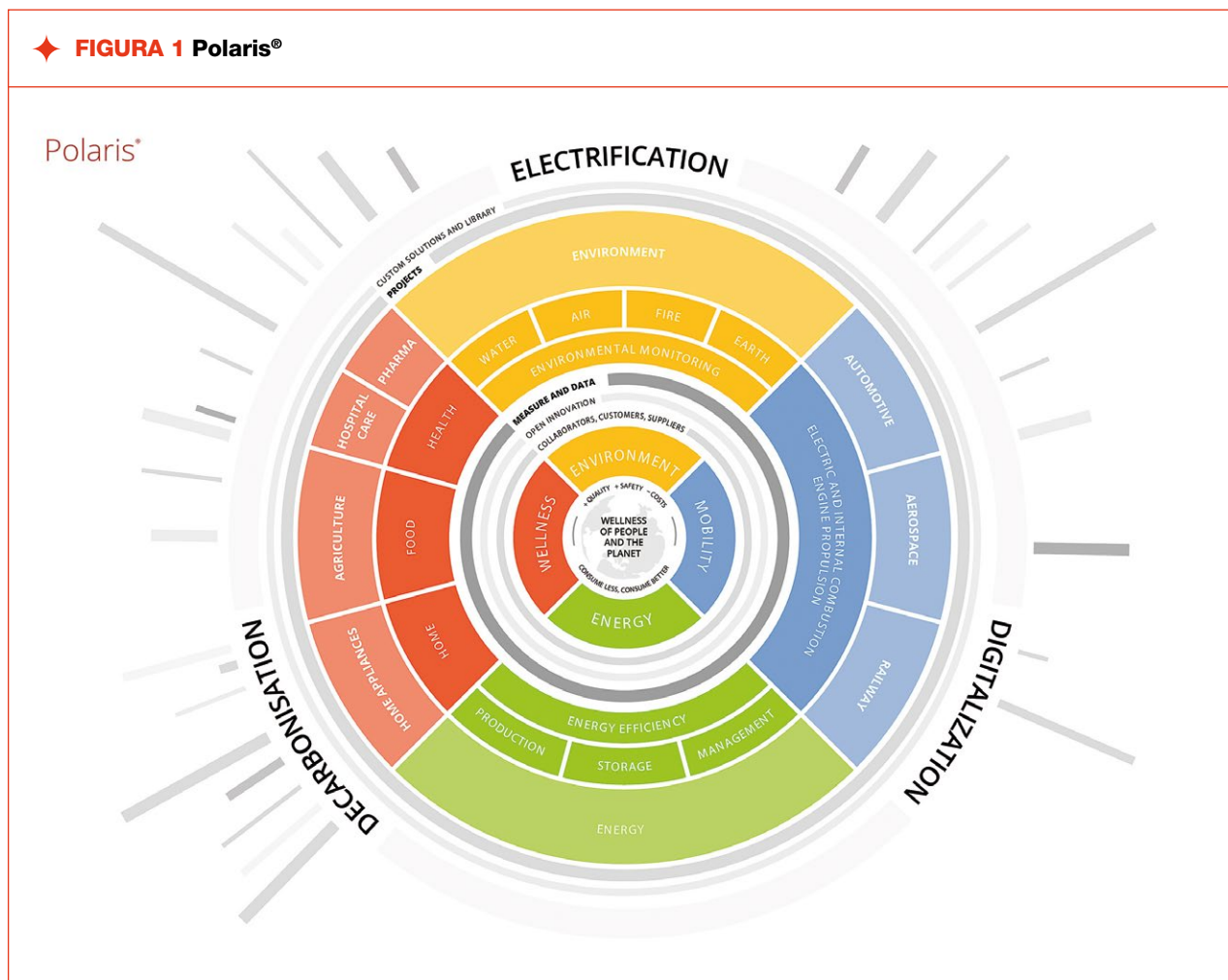
Per studiare meglio questa innovazione e approfondire il tema, Loccioni ha integrato un sistema di storage second-life anche nella sua micro-grid, dedicando uno dei Nomadic Labs (sale prova containerizzate) al primo sistema di Storage Stazionario Second Life in Italia, alimentato da 24 batterie provenienti da auto usate Nissan Leaf per un totale di 1 MWh. Attraverso l'utilizzo continuo in grid e l'analisi dati si restituiscono informazioni ai produttori e si testa la qualità della soluzione per applicazioni di accumulo stazionario.

La sfida PIONEER

Inaugurato nel giugno 2025, il progetto PIONEER (airport sustainability second life battery storage) rappresenta un ulteriore sviluppo tecnologico nell'energia circolare.

È importante, innanzitutto, sottolineare come questo sistema rappresenti il più grande impianto di accumulo in Italia basato su batterie usate di veicoli elettrici, integrando, per la prima volta, moduli provenienti da tre differenti case automobilistiche: Nissan, Mercedes-Benz e Stellantis. Il sistema combina sia pacchi batteria, prelevati direttamente dalle auto, sia singoli moduli batteria, ottimizzando così la gestione dell'energia e la durata complessiva.

◆ FIGURA 1 Polaris®



Il progetto, parzialmente finanziato con fondi europei, impiega 762 pacchi batteria riconvertiti provenienti da veicoli elettrici dismessi. Questi pacchi costituiscono un sistema di accumulo energetico da 10 MWh, integrato con il più grande impianto fotovoltaico in autoconsumo mai realizzato per un aeroporto europeo, installato presso l’hub internazionale “Leonardo da Vinci” di Roma Fiumicino.

Il sistema ha l’obiettivo principale di accumulare energia rinnovabile destinata ai terminal aeroportuali, contribuendo allo stesso tempo a migliorare la stabilità e la flessibilità della rete elettrica.

Secondo le stime di ADR, questa soluzione consentirà di ottimizzare le prestazioni energetiche e di ridurre le emissioni di CO₂ di circa 16.000 tonnellate nell’arco di dieci anni, contribuendo in modo significativo al raggiungimento dell’obiettivo di emissioni nette zero entro il 2030, un traguardo volontario e particolarmente ambizioso nel settore

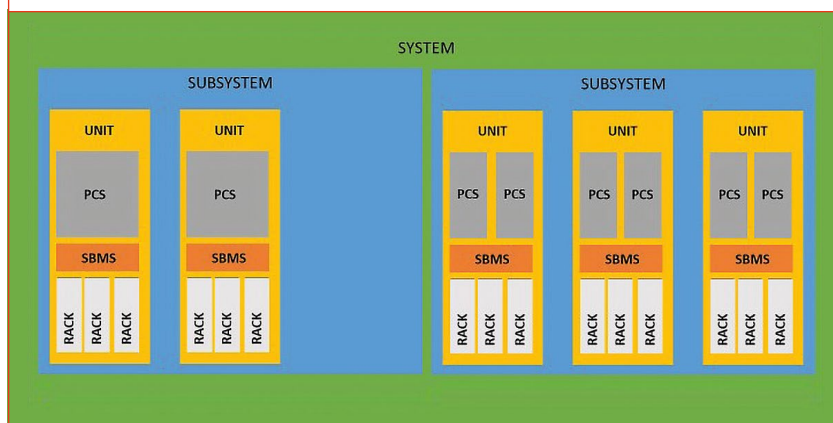
aeroportuale, che anticipa l’obiettivo di neutralità climatica fissato dall’Unione Europea per il 2050.

Il sistema ha richiesto un’ingegneria avanzata per gestire la complessità dell’integrazione di diverse tecnologie di batterie, ciascuna caratterizzata da propri protocolli e linguaggi di comunicazione.

Per la prima volta è stato realizzato un sistema di accumulo “multilingue”, aprendo la strada in un territorio finora inesplorato e privo di precedenti esperienze di riferimento.

La complessità del progetto è stata affrontata attraverso la combinazione e l’armonizzazione di tre sotto-progetti distinti, uno per ogni tipologia di batteria. Le batterie impiegate, infatti, erano profondamente diverse tra loro: non solo per hardware, software, forma e architettura elettrica, ma anche per morfologia. Alcune consistevano in pacchi batteria completi provenienti da veicoli elettrici dismessi, mentre altre erano singoli moduli batteria, cioè unità di dimensioni più ridotte.

◆ FIGURA 2



Come mostrato in Figura 2, le unità che condividevano lo stesso design sono state aggregate in sottosistemi, e i sottosistemi a loro volta aggregati in un unico sistema. Ogni livello di astrazione è controllato da una macchina a stati, segnali e comandi appropriati, al fine di garantire un controllo interoperabile di un ESS composto da diversi tipi di batterie e da inverter. Il progetto PIONEER è composto da tre sottosistemi, uno per ogni tipo di batteria.

Ogni unità di un sottosistema è collegata in parallelo a un power center in corrente alternata. Il power center è quindi collegato a un trasformatore di media tensione.

Sono stati analizzati e messi in comunicazione i diversi tipi di batterie, studiandone sia i protocolli di comunicazione sia la struttura elettromeccanica. Per rendere possibile questa integrazione è stato necessario sviluppare un software dedicato, proprietario e agnostico per unificare i protocolli di comunicazione dei tre tipi di batterie, consentendo un'interazione fluida con il Sistema di Gestione dell'Energia (EMS).

I codici proprietari utilizzati da ciascuna batteria per comunicare con il veicolo sono stati tradotti da questo vero e proprio "interprete multilingue" in un linguaggio standardizzato e affidabile per l'interazione

con la rete. In alcuni casi, tuttavia, il solo intervento software non è risultato sufficiente ed è stato quindi necessario sviluppare anche tre diverse tipologie di schede elettroniche personalizzate.

Infine, i tre progetti iniziali sono stati integrati in un unico sistema globale, unificato da un protocollo di comunicazione comune, grazie a un intenso lavoro di ingegneria meccanica, elettrica, elettronica e software.

La riuscita del progetto è stata possibile grazie a un importante sforzo di coordinamento, progettazione e integrazione, che ha permesso di governare un elevato livello di complessità tecnica e di

trasformarlo in un sistema pienamente funzionale e robusto.

A quel punto, la sfida si è spostata sulla gestione delle batterie in un nuovo contesto: l'accumulo stazionario, fondamentalmente diverso dalla propulsione elettrica, che presenta molte più variabili e vincoli. (Fig. 3)

◆ FIGURA 3

BESS System					
Nominal Power (MV side)		2,5MW			
Nominal Energy (DC side)		10 MWh			
Dati elettrici		Sub 1	Sub 2	Sub 3	Sub 4
Nominal Voltage	kV	20			
Nominal Frequency	Hz	50			
Unit available Energy	kWh	1860	3720	2120	3230
Unit nominal Power	kW	435	870	400	800
Inverter		Sub 1	Sub 2	Sub 3	Sub 4
DCDC converter # per inverter		8	16	18	13
Inverter Power	kW	820.5	820.5	410.3	820.5
Cooling		AN	AN	AN	AN
Transformer		Sub 1	Sub 2	Sub 3	Sub 4
Nominal Power	kVA	1305/870/435		1200/800/400	
Cooling		AN		AN	
Transformer Ratio	V	20000/470/470		20000/440/440	
Vectorial Group		Dd0d0		Dd0d0	
SC Impedance	%	4÷6		4÷6	

La micro-rete “Leaf Community”

Prima dell’implementazione, il sistema PIONEER è stato sottoposto a rigorosi test all’interno della micro-rete proprietaria Leaf Community Loccioni, garantendo stabilità operativa e sicurezza in condizioni reali. La Leaf Community Loccioni è un laboratorio a cielo aperto per la decarbonizzazione (Fig 4).

Si tratta di una micro-rete completamente elettrica (senza metano) che collega tutti gli edifici industriali, i laboratori e gli edifici residenziali del campus Loccioni. È alimentata da impianti fotovoltaici e idroelettrici e supportata da unità di accumulo sia elettriche che termiche.

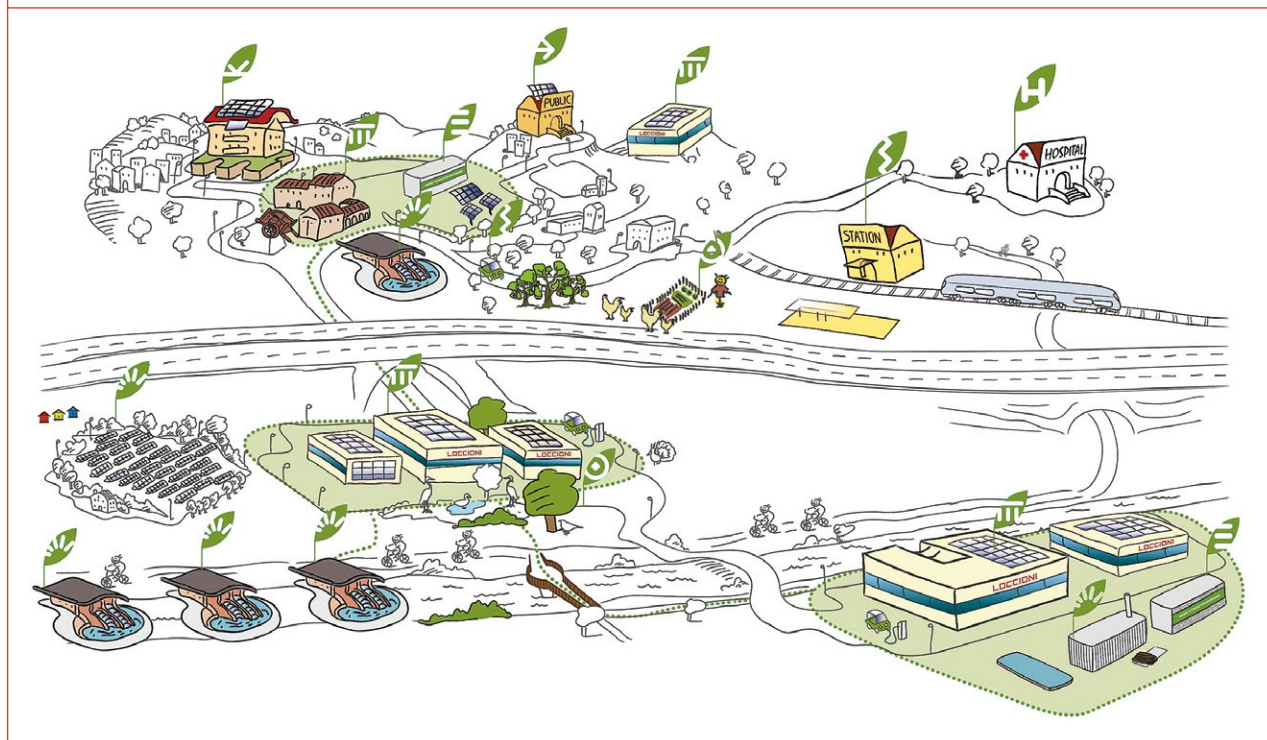
La Leaf Community ha ospitato l’impianto dimostrativo del progetto, consentendo test reali senza attingere energia dalla rete esterna, in ottica di efficienza energetica e sostenibilità economica. Poter testare parte del sistema PIONEER in questo contesto reale è stato fondamentale per due motivi principali: in primo luogo, la possibilità di caricare e scaricare il sistema in condizioni operative reali all’interno di una rete già funzionante; e in secondo luogo, la possibilità di condurre test ad alto consumo energetico utilizzando solo energia rinnovabile, praticamente a costo zero.

L’impianto dimostrativo era costituito da 3 container (dei 10 successivamente installati a Fiumicino): uno contenente l’unità inverter e due contenenti batterie di seconda vita. In totale per il collaudo sono stati integrati 112 moduli e batterie di tre diversi produttori, per una capacità di accumulo di 313 kWh. Il test hanno previsto la carica e la scarica di tutte le batterie, consentendo lo scambio di energia con la rete, misurandone le prestazioni e garantendone la sicurezza. Altrettanto importante in questa fase, data la complessità del progetto, è stata la capacità di sfruttare le competenze multidisciplinari dei diversi team in Loccioni. Questa fase ha permesso al team, insieme al cliente, di validare il software, risolvere eventuali criticità e ottimizzare i tempi di messa in servizio per l’installazione finale.

La bellezza dell’energia circolare

PIONEER non è semplicemente un simbolo di innovazione sostenibile, ma, in linea con la filosofia progettuale Loccioni, la dimensione estetica dell’installazione è stata curata altrettanto attentamente. Il team di designer dello Studio Isao Hosoe ha curato il concept dell’installazione che rievoca, visto dall’alto, i poli positivo e negativo delle batterie e riprende la

◆ FIGURA 4



palette di colori del cliente. Visto da chi è in volo l’impianto non si presenta come una serie anonima di container, ma come una colorata architettura energetica, che comunica ai passeggeri il futuro che è già arrivato, la bellezza della transizione energetica, delle energie rinnovabili e delle pratiche circolari.

Il sistema PIONEER ha dimostrato quanto sia strategico progettare fin dall’inizio la seconda vita delle batterie per autoveicoli, estendendone di fatto l’utilizzo per diversi anni prima che debbano essere riciclate. Questo tempo aggiuntivo è fondamentale per il progresso delle tecnologie di riciclo delle batterie. Inoltre, il progetto PIONEER ha dimostrato che due settori che storicamente operavano in modo isolato – i produttori di automobili e le utilities – possono collaborare efficacemente, con vantaggi reciproci in termini di conoscenza condivisa, maggiore sostenibilità (energetica ed economica) e sviluppo di soluzioni orientate al futuro.

Il sistema, infatti, genera costantemente nuova conoscenza e può fornire un feedback tecnico continuo ai produttori di batterie e ai costruttori di veicoli elettrici. Per esempio è stato consigliato ad alcuni produttori di semplificare i protocolli di comunicazione, mentre ad altri è stato suggerito di

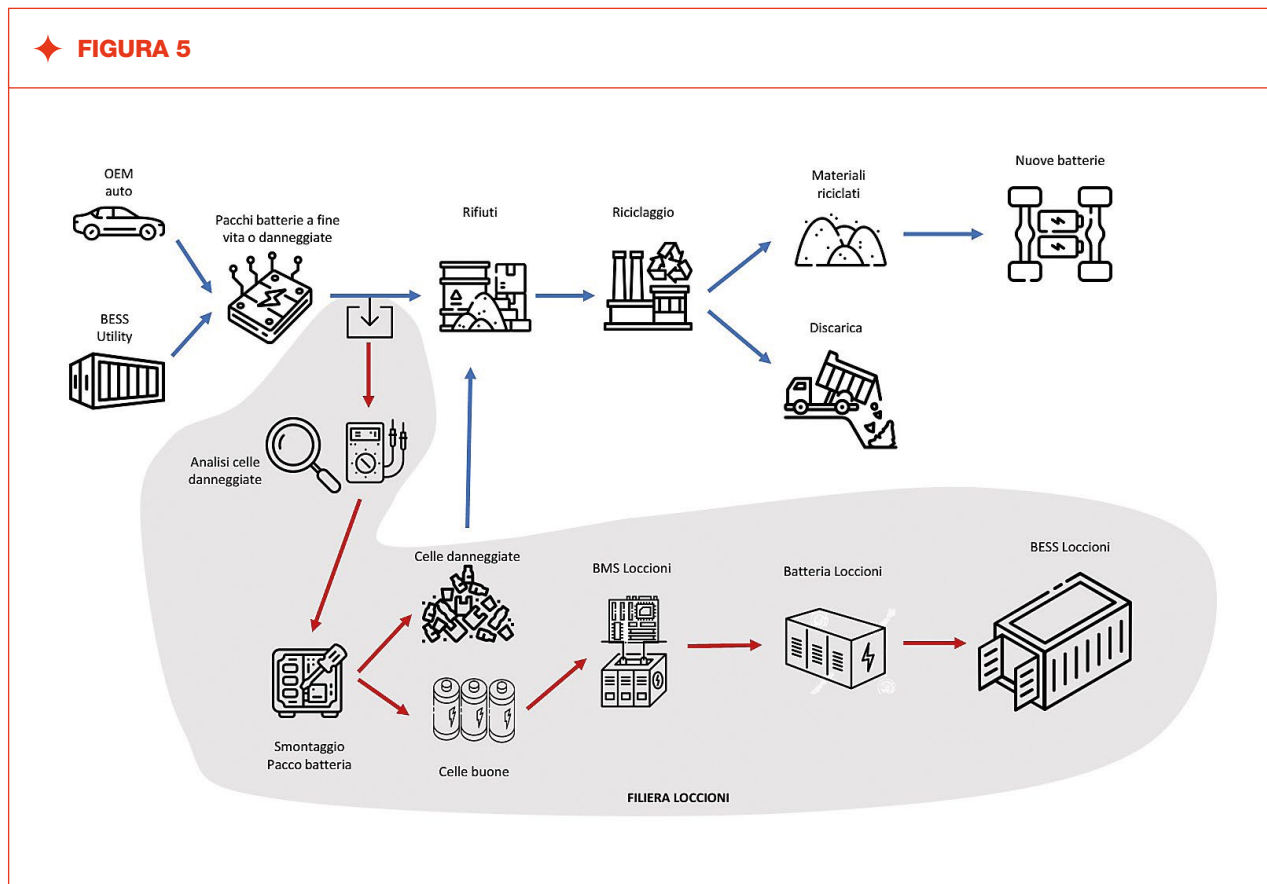
ottimizzare la progettazione fisica delle batterie, facilitandone l’integrazione in un BESS containerizzato.

Inoltre, sono stati forniti approfondimenti sulla competitività delle batterie di seconda vita rispetto alle unità BESS nuove, evidenziando che, se gestite correttamente, le applicazioni di seconda vita rappresentano una promettente opportunità di mercato per i produttori automobilistici.

Grazie a questo progetto e ai feedback Loccioni, tutti e tre gli OEM hanno acquisito maggiore familiarità con il tema della seconda vita delle batterie e dell’energia circolare, che è notevolmente diverso dal paradigma di produzione automobilistica tradizionale. Questa esperienza li ha incoraggiati a considerare la circolarità come parte integrante del processo produttivo e della progettazione delle batterie fin dall’inizio.

Uno degli aspetti da valorizzare di questo progetto è inoltre la sostenibilità economica: l’impiego di batterie di seconda vita, come nel progetto PIONEER, permette di abbattere i costi di investimento iniziale rispetto a batterie nuove, favorendo modelli di economia circolare che allungano il ciclo di vita delle componenti tecnologiche e riducono l’impatto complessivo sul Pianeta.

◆ FIGURA 5



Una grande opportunità di sviluppo

Lo studio e lo sviluppo di competenze sulla seconda vita dei sistemi di accumulo (non solo da veicoli elettrici) è una grande opportunità per individuare spazi di crescita nella catena del valore delle batterie. Progettare percorsi di circolarità e riciclaggio oggi è come trovare nuovi giacimenti. Come rilevato da un recente studio del Fraunhofer Institute¹, in Europa sta aumentando sia la domanda che l'attività di riciclo, il che rappresenta un interessante potenziale di competitività.

Le batterie che arrivano a fine vita possono diventare risorse su due fronti: il riuso, attraverso progetti second life come PIONEER e - una volta esaurita anche quella funzione - il riciclo con recupero di materiali preziosi.

Loccioni si posiziona come interlocutore di riferimento in entrambi gli ambiti.

Nel riuso sia attraverso progetti interni, come il sistema second life della Leaf Community, dove si monitorano e confrontano costantemente le prestazioni con quelle delle batterie nuove per massimizzare l'uso delle energie rinnovabili, sia attraverso clienti industriali, con sistemi di accumulo personalizzati progettati per diverse applicazioni.

Nel riciclo, una volta terminata la seconda vita, queste batterie (ma anche quelle nate per gli accumuli stazionari) diventano una preziosa fonte di terre rare. Su questo fronte Loccioni si pone come interlocutore e hub di recupero delle batterie giunte a fine vita e dispone delle competenze necessarie per testare lo stato delle batterie e recuperarne in sicurezza la black mass. I materiali recuperati non solo hanno un impatto ambientale significativamente inferiore rispetto agli equivalenti estratti in miniera, ma offrono anche proprietà elettrochimiche superiori. (Fig. 5)

CONCLUSIONI

Il percorso PIONEER ha aperto scenari promettenti non solo per la decarbonizzazione e l'elettrificazione dei processi industriali e dei prodotti, ma anche per l'ottimizzazione delle reti elettriche, la gestione intelligente dell'energia, lo sviluppo di soluzioni sostenibili su larga scala e la convergenza di pratiche e conoscenze di mondi storicamente lontani. Il futuro, in questo contesto, si configura non come un'ipotesi distante ma come una scelta di oggi, una concreta opportunità per innovare, integrare tecnologie e creare sistemi energetici circolari e a basso impatto ambientale. ♦

1 “Recycling capacities for lithium-ion batteries will exceed demand in Europe for the time being”, di Maximilian Stephan July 24, 2025.



Integrazione ed automazione dei processi d'interrelazione esistenti tra tecnologie fotovoltaiche, produzione agricola dei terreni e tutela del paesaggio: il progetto GILDA (Gestione Integrata Low-zero code Domande Autorizzative)

✦ **Luca Buzzoni¹, Giampaolo Sarno², Silvia Beretta³, Riccardo Martinelli⁴**

1, 2, 3, 4 Area Agricoltura Sostenibile, Direzione Generale Agricoltura, Caccia e Pesca, **Regione Emilia-Romagna**, Bologna

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0016](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0016)

ABSTRACT

La trattazione illustra i preminenti esiti conseguiti, le analisi integrate effettuate e le procedure metodologico-applicative elaborate nell'ambito della costituzione e della gestione dell'articolato patrimonio informativo inerente alle domande afferenti alla disciplina delle procedure di controllo relative alla presenza di coltivazioni certificate in aree agricole (nella fattispecie le produzioni biologiche, le produzioni registrate presso il sistema di qualità nazionale produzione integrata, le produzioni a denominazione d'origine e ad indicazione geografica, i foraggi prodotti nella zona d'origine del formaggio DOP Parmigiano-Reggiano) della Regione Emilia-Romagna interessate da impianti fotovoltaici ai fini della localizzazione degli impianti stessi.

Tale fattivo conseguimento, ottenibile esclusivamente mediante l'effettuazione di oculte ed approfondite verifiche, controlli ed analisi, consta nella visione di fondo del progetto e necessita di uno strumento idoneo volto ad adempiere a tali processi.

L'estrema complessità ed onerosità di quanto innanzi riportato ha condotto allo sviluppo del progetto GILDA, acronimo di Gestione Integrata Low-zero code delle Domande Autorizzative, basantesi nella fattispecie sull'utilizzo delle Piattaforme Low-Code e di strumenti di intelligenza artificiale per l'integrazione e l'automatizzazione dei processi, al fine di garantire, in virtù del contributo apportato dall'innovazione organizzativa e tecnologica predisposta, una gestione efficace, tempestiva ed efficiente dei processi di istruttoria, archiviazione e valutazione delle istanze inerenti alle richieste di verifica della presenza di colture certificate su terreni agricoli interessati dalla realizzazione di impianti fotovoltaici e agrivoltaici, ai sensi della DGR 693/24.

INTRODUZIONE

Allo stato attuale il settore agricolo e rurale risulta marcatamente interessato dall'installazione d'impianti a fonti rinnovabili anche in territori a vocazione agricola, aspetto che deve essere vagliato - ed eventualmente attuato - con estrema cura ed attenzione al fine di non ledere in alcun modo la produzione agroalimentare, in particolar modo quella di eccellenza connotante la Regione Emilia-Romagna.

Nella fattispecie, per quanto attiene alla tecnologia fotovoltaica, si constata l'instaurazione di una convulsa quanto articolata fase di transizione, caratterizzata dalla sua verosimile fattibilità d'installazione o meno a terra, sui tetti oppure in coesistenza con le colture - sistemi agrivoltaici - prefiggendosi di contemperare in modo ottimale e contestuale le produzioni agricole ed energetiche relative al terreno su cui insiste l'impianto agrivoltaico nonché la tutela del paesaggio. (Fig. 1)

Il terreno agricolo riveste una rilevanza essenziale quanto imprescindibile, costituendo un patrimonio di valore inestimabile da preservare e tutelare dalle reiterate speculazioni in atto. Si rammenti, tra gli altri e a guisa di esempio del tutto non esaustivo, come la Soil Thematic Strategy abbia individuato nella perdita di sostanza organica dei suoli (principalmente agrari), e nella conseguente perdita di biodiversità, una grave minaccia atta ad innescare e condurre alla completa degradazione dei terreni, sino a giungere alla desertificazione degli stessi. Al suolo agrario in modo precipuo, infatti, sono correlati diversi servizi ecosistemici: la produzione di cibo e di biomasse; la purificazione delle acque; la regolazione del microclima, dei cicli biogeochimici, del deflusso superficiale e dell'infiltrazione dell'acqua, il controllo dell'erosione, la ricarica delle falde, la cattura e lo stoccaggio del carbonio e la conservazione della biodiversità.

Se da un lato si rivela imprescindibile il conseguimento di una confacente coniugazione del necessario quanto com-

piuto sviluppo delle energie rinnovabili, attuato mediante la realizzazione degli impianti ad esse correlati, con la preservazione e la tutela di quella risorsa fondamentale - peraltro vulnerabile, limitata e non rinnovabile - costituita dal suolo agricolo e dalle eccellenze agroalimentari caratterizzanti la Regione Emilia-Romagna, dall'altro non ci si deve parimenti esimere dall'operare una riflessione generale atta a comprendere le motivazioni economiche "radicalmente intrinseche e profonde" connesse alla produzione energetica afferente a tali ambiti, alle sue relazioni con la continuità delle attività ivi svolgentesi nelle loro molteplici connotazioni, con l'assetto delle localizzazioni produttive sul territorio, con i problemi di efficienza e di equità legati al consumo delle risorse ed al pagamento dei costi che la crescente domanda d'installazioni impiantistiche reca con sé.

Le gravi ed allarmanti problematiche ecologico-ambientali, innanzi, e quelle energetiche, susseguentemente, hanno condotto all'inequivocabile presa d'atto ed alla perspicua constatazione di una situazione corrente non più difendibile né assecondabile in alcun modo, alla necessità di un'articolazione razionalmente programmata e finalizzata dei vincoli, alla istituzione di normative organizzate non più per rigidi dettati apodittici bensì incentrate su prescrizioni alternative che consentano al fine di contemperare le necessità del controllo con quelle dell'adattamento a situazioni temporalmente e territorialmente diversificate.

Le dimensioni epocali ed universali odiernamente assunte dalle questioni e dalle tematiche innanzi richiamate sottendono imprescindibilmente una compiuta ed integrale riconsiderazione delle relazioni esistenti tra ecosistemi antropici, agricoli e naturali, in ragione del radicarsi dei preminenti dissesti ambientali ivi verificatisi nonché del raggiungimento di limiti, soglie e ritmi di sviluppo e di divaricazione cronologico-temporale tali da pregiudicarne l'incolumità stessa.

Il potenziale impiego di soluzioni tecnologiche innovative alternative a quelle usualmente adottate

L'adozione di soluzioni fotovoltaiche compatibili con la produzione agricola rappresenta una delle principali sfide per una reale integrazione tra esigenze agroalimentari e obiettivi di transizione energetica. In questo contesto, l'Area Agricoltura Sostenibile della Regione Emilia-Romagna non si limita alla mera disamina delle soluzioni convenzionalmente proposte in tale ambito, impegnandosi nel vagliare e porre particolare attenzione allo sviluppo d'innovativi sistemi modulari e scalabili, alle vevoli attività di sperimentazione in essere adattabili a differenti contesti agricoli e climatici, unitamente ai progetti di validazione scientifica maggiormente rilevanti ad essi afferenti, al fine di quantificare in modo oggettivo i benefici agronomici, energetici e ambientali legati all'impiego di tecnologie innovative nel settore primario.

A tal riguardo preme evidenziare come l'impiego di vetri fotovoltaici semitrasparenti installati in configurazione verticale interfilare si proponga come un'alternativa funzionale

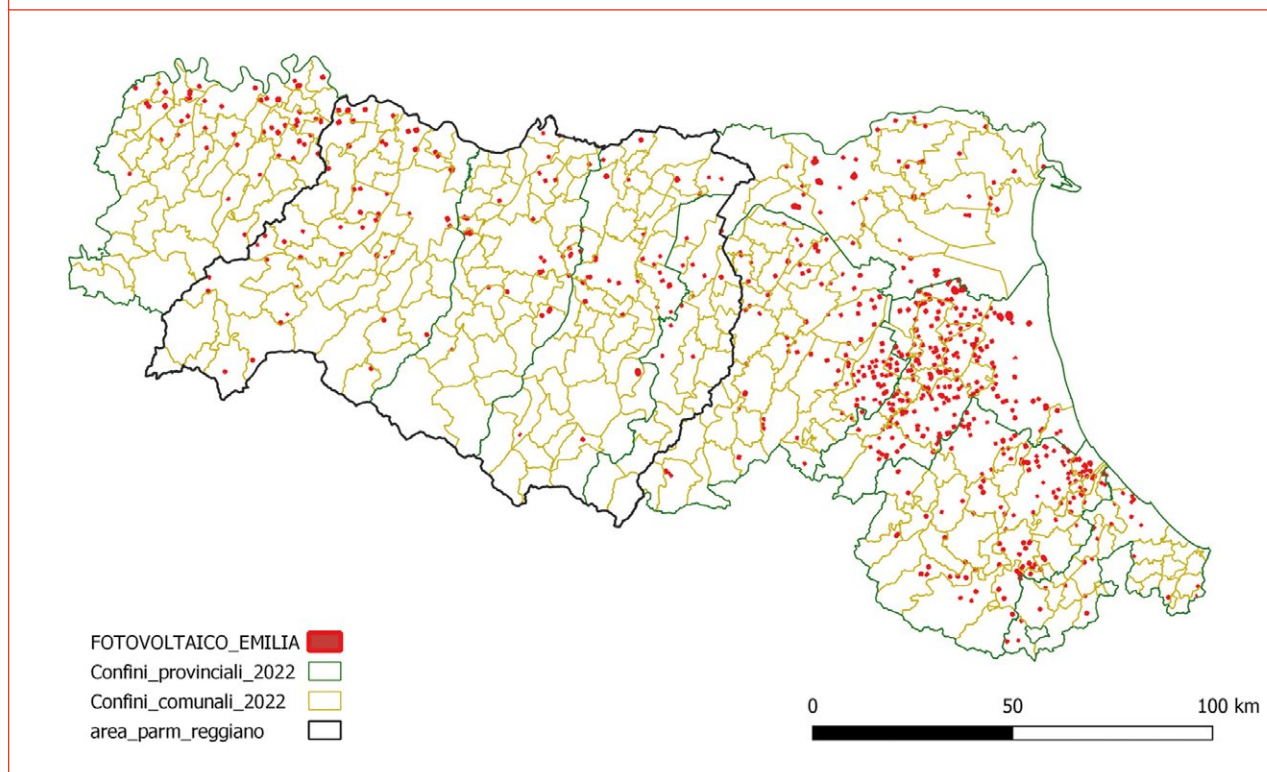
e scientificamente promettente rispetto agli impianti agrivoltaici convenzionali.

Tali moduli, basati su tecnologia thin-film integrata tra due lastre di vetro, garantiscono:

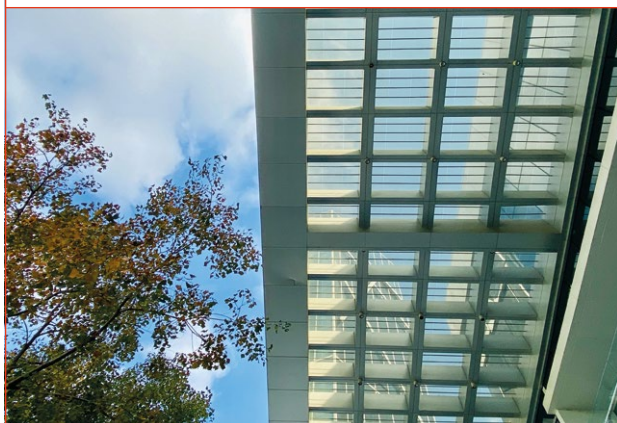
- una trasparenza uniforme e modulabile (in funzione della specie coltivata, latitudine, fotoperiodo richiesto);
- maggiore robustezza meccanica (grazie alla struttura vetro-vetro);
- comportamento energetico stabile anche in condizioni sub-ottimali (bassa angolazione solare, accumulo di polveri);
- una migliore compatibilità paesaggistica e ambientale grazie alla possibilità di colorazione senza che ciò implichi una riduzione della prestazione (tecnologia a colorazione post-attiva).

In configurazione verticale, allo stato attuale è possibile raggiungere densità di potenza tra 100 e 140 W/m² per singolo lato, con potenzialità d'installazione interfilare non comportante un decremento della superficie agricola attiva. Questo approccio consente un uso più razionale dello spazio coltivabile e riduce i vincoli strutturali e agronomici derivanti da impianti sospesi o inclinati.

◆ **FIGURA 1** Localizzazione dei campi fotovoltaici insistenti in area agricola nella Regione Emilia-Romagna



◆ **FIGURA 2** Vetro fotovoltaico trasparente



◆ **FIGURA 3** Vetro fotovoltaico semitrasparente recante tecnologia a colorazione post-attiva



◆ **FIGURA 4** Vetro fotovoltaico semitrasparente recante tecnologia a colorazione post-attiva



Un ulteriore elemento di precipuo valore è rappresentato dall'elevata flessibilità applicativa di tale soluzione, atta a consentire l'integrazione dei vetri fotovoltaici anche in serre agricole, tettoie per macchinari, sistemi di schermatura regolabile e protezione parziale delle colture. La trasparenza selettiva, calibrabile per specie orticole o floricole diverse, permette di ottimizzare il bilancio tra radiazione utile alla fotosintesi e produzione energetica, mantenendo elevati standard di qualità agricola.

L'evoluzione di questa tecnologia risulterà fortemente influenzata dall'integrazione di giunzioni fotovoltaiche avanzate, in particolare a base di Perovskite, una classe di materiali organici/inorganici in grado di offrire elevata efficienza di conversione e trasparenza selettiva. Le celle a giunzione singola in Perovskite hanno già odieramente raggiunto efficienze di laboratorio superiori al 31%, perseguendo una traiettoria in crescita traguardante nuovi scenari applicativi estremamente soddisfacenti in ambito agricolo ed edilizio. (Figg. 2, 3, 4)

Il quadro normativo regionale in essere ed in fieri

La Regione Emilia-Romagna, al fine di promuovere fattivamente le politiche di sviluppo e di massima diffusione degli impianti fotovoltaici sul proprio territorio, con Deliberazione di Assemblea Legislativa n. 125 del 23 maggio 2023 ha dettato nuovi criteri localizzativi degli impianti, prefiggendosi l'obiettivo di acclarare ed integrare l'assetto derivante dalla disciplina regionale vigente con le disposizioni in tema di aree idonee contenute nel D.Lgs. n. 199/2021, individuando nel contempo le confacenti tutele ambientali e paesaggistiche, preservando le colture di particolare pregio e rappresentative della produzione agricola di eccellenza della Regione Emilia-Romagna ed osteggiando il deleterio consumo di suolo.

Nell'ambito della vigente normativa concernente l'individuazione delle aree e dei siti idonei all'installazione di impianti di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo della fonte energetica rinnovabile solare fotovoltaica è stata altresì approvata la Delibera di Giunta Regionale n. 693/2024, la quale specifica i criteri per l'individuazione delle aree interessate da coltivazioni certificate e le procedure di controllo ai fini dell'installazione d'impianti fotovoltaici in area agricola.

I summenzionati atti normativi si correlano al D.M. 21/06/2024, c.d. "Aree Idonee", nel quale vengono definiti i criteri che le Regioni devono osservare nell'elaborazione di specifiche leggi atte a regolare l'individuazione delle aree e dei siti idonei all'installazione d'impianti a fonti rinnovabili, indicando altresì per ciascuna regione italiana il valore della potenza aggiuntiva, rispetto al valore accertato a gennaio 2021, derivante da fonti energetiche rinnovabili da produrre entro la fine del 2030, quest'ultimo consistente per la regione Emilia-Romagna in 6,33 GW. (Fig. 5)

A tal riguardo un precipuo contributo, ad ulteriore attestazione della precorrente ed innovativa inclinazione evolutiva permeante il novero dei molteplici e differenziati approcci organici agli spazi territoriali ed alle dinamiche interpretative delle componenti relazionali ad essi variamente afferenti posti in essere dalla Regione Emilia-Romagna, potrà derivare dalla risolutiva conversione del predisposto Progetto di Legge regionale “Localizzazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili nel territorio regionale”, approvato con Delibera di Giunta n. 717/2025, il quale si prefigge di disciplinare, tra gli

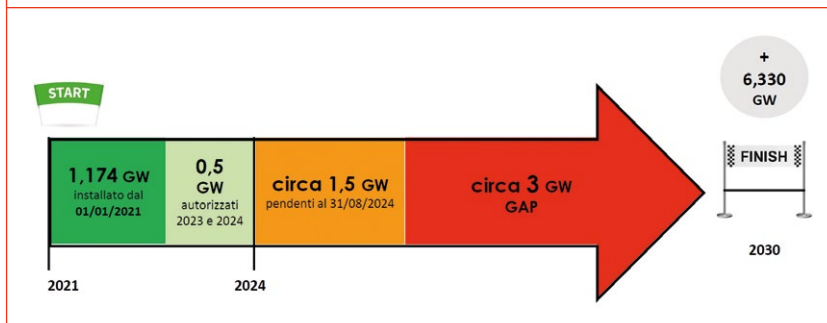
altri, le superfici e le aree idonee, non idonee e ordinarie atte alla localizzazione di impianti a fonti rinnovabili, garantendo nel contempo la minimizzazione degli impatti sul paesaggio, sull'ambiente, sul patrimonio culturale, sul territorio, sul settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali.

Tra gli ulteriori elementi di preminente rilievo del summenzionato Progetto di Legge risultano altresì annoverabili la disciplina della procedura d'installazione degli impianti agrivoltaici avanzati, contemplante la necessaria e preventiva presentazione di una relazione agronomica asseverata, la definizione del piano colturale previsionale che s'intende adottare relativamente ad un periodo pari alla durata di vita dell'impianto e recante colture adatte all'ombreggiamento coerenti con gli ordinamenti produttivi diffusi nell'area, la redazione della relazione agronomica di monitoraggio nonché la valutazione concernente il mantenimento della produttività agricola effettuata mediante un confronto tra le colture presenti nel sistema agrivoltaico avanzato e le medesime colture condotte in assenza di impianti fotovoltaici.

Il Progetto “GILDA (Gestione Integrata Low-zero code Domande Autorizzative)”, piattaforma strategica per l'accelerazione dei flussi di lavoro e delle procedure amministrative, l'ottimizzazione e l'automatizzazione dell'iter autorizzativo attraverso l'utilizzo di una piattaforma Low-Code e l'integrazione di strumenti di Intelligenza Artificiale

L'obiettivo preminente ad ampio spettro consta nel consentire all'amministrazione regionale - variamente coinvolta nella molteplicità di procedimenti contemplanti l'espressione di un

◆ FIGURA 5 Traiettoria di conseguimento dell'obiettivo di potenza complessiva da traguardare al 2030 assegnato alla Regione Emilia-Romagna



parere/esito istruttorio, di un'autorizzazione e/o di una concessione di contributo rilasciati a seguito della preventiva analisi istruttoria da espletarsi in tempistiche estremamente contingente e stringenti - l'espressione dell'esito procedimentale di che trattasi agli stakeholders interessati (cittadini, enti/amministrazioni, etc.) in modo coerente, efficace, tempestivo, efficiente nonché plausibilmente affine a istanze simili provenienti da mittenti diversi anche in periodi temporalmente differenziati.

Nella fattispecie, lo step iniziale di questo progetto di vasta portata consiste nello sviluppo dell'applicativo presiedente la gestione delle domande afferenti alla disciplina delle procedure di controllo relative alla presenza di coltivazioni certificate in aree agricole (nella fattispecie le produzioni biologiche ai sensi del Reg. (UE) n. 848/2018, le produzioni registrate presso il Sistema di Qualità Nazionale Produzione Integrata SQNPI - art. 2 della legge n. 4 del 2011, le produzioni a Denominazione d'Origine e ad Indicazione Geografica DO/IG, ai sensi del Reg. (UE) n. 1151/2012 e del Reg. (UE) n. 1308/2013, ottenute da produzioni vegetali realizzate nel territorio regionale e sottoposte al rispetto dei relativi disciplinari di produzione, i foraggi prodotti nella zona d'origine del formaggio DOP Parmigiano-Reggiano, individuati nel Disciplinare di produzione approvato con Regolamento (UE) n. 794/2011 e successive modifiche) della Regione Emilia-Romagna interessate da impianti fotovoltaici ai fini della localizzazione degli impianti stessi. (Figg. 6, 7, 8)

La sfida operativa e lo stato dell'arte: descrizione della situazione attuale (AS-IS)

Attualmente la procedura perseguita contempla un'articolata successione di fasi complesse costituenti un oneroso processo d'istruttoria, verifica, controllo e riscontro operato in via esclusivamente manuale, nell'ambito del quale a seguito

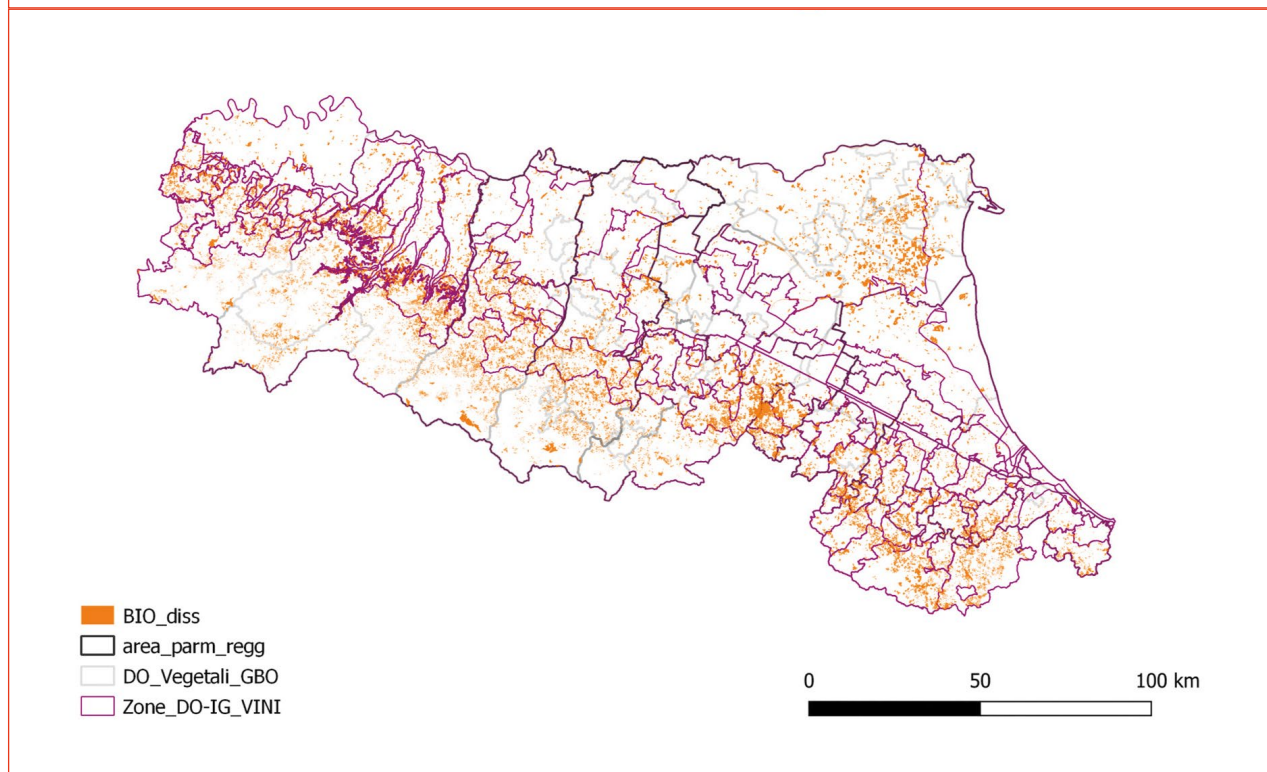
della ricezione delle richiedenti istanze in assegnazione dal protocollo tramite l'applicazione verticale AURIGA vengono interrogati oltre 5 database, profilandosi un elevato rischio di errore umano e tempi di elaborazione che si protraggono da 1 ora a 1 giorno per singola richiesta. (Tab. 1, Fig. 9) Le azioni espletate nell'ambito della procedura innanzi descritta prevedono:

- la consultazione di un cospicuo set di documenti progettuali archiviati dalle Autorità precedenti (Comuni, ARPAE, MASE, etc.) in vari formati (pdf, word, excel, shape, etc.) all'interno di cartelle ad accesso regolato su cloud o su server dedicati;
- il vaglio delle documentazioni (verbali, nullaosta, pareri, etc.) prodotte dai molteplici soggetti eventualmente coinvolti in sede di Conferenza dei Servizi;

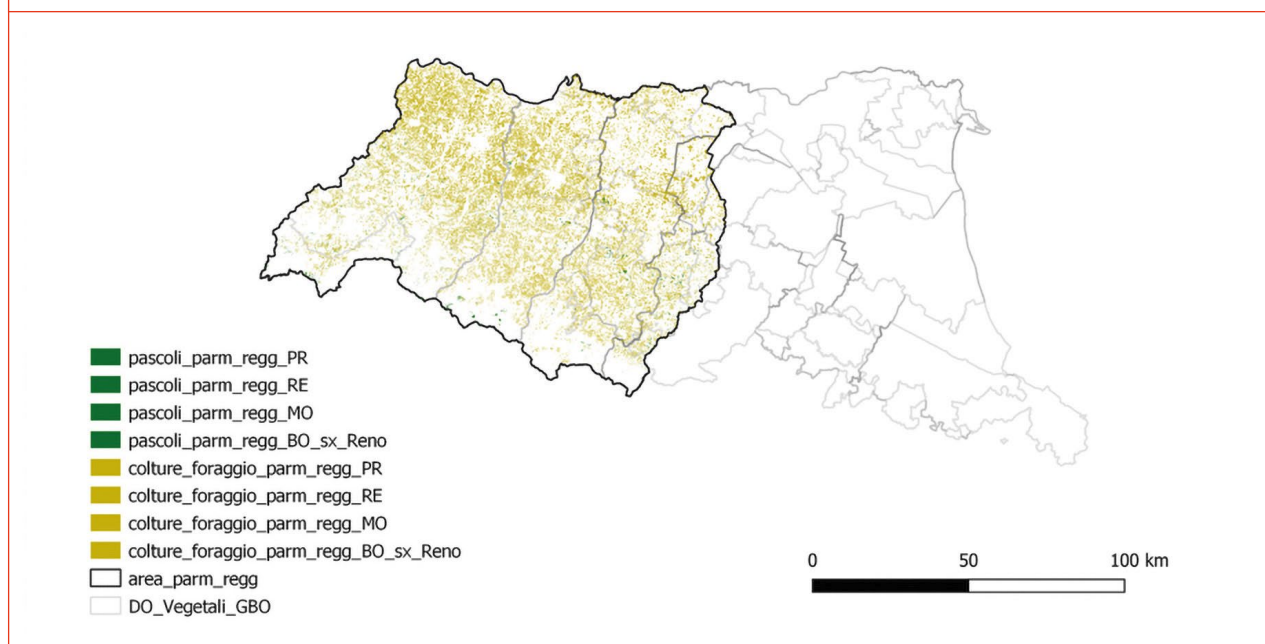
◆ **FIGURA 6** Mappatura delle produzioni DOP e IGP della Regione Emilia-Romagna



◆ **FIGURA 7** Colture biologiche e delimitazioni areali DO/IG vegetali e vitivinicole



◆ **FIGURA 8** Colture foraggere e pascoli areale formaggio DOP Parmigiano Reggiano



- l'invio al proponente di eventuali richieste d'integrazione documentale qualora occorra tale esigenza;
- l'interrogazione individuale di almeno 5 differenti database ad accesso qualificato, con un elevato rischio di errore umano e tempi di elaborazione conseguenti;
- l'elaborazione, la firma e l'inoltro via PEC al proponente o all'Autorità procedente delle comunicazioni conclusive di verifica, archiviate in un repository consultabile. (Figg. 10, 11)

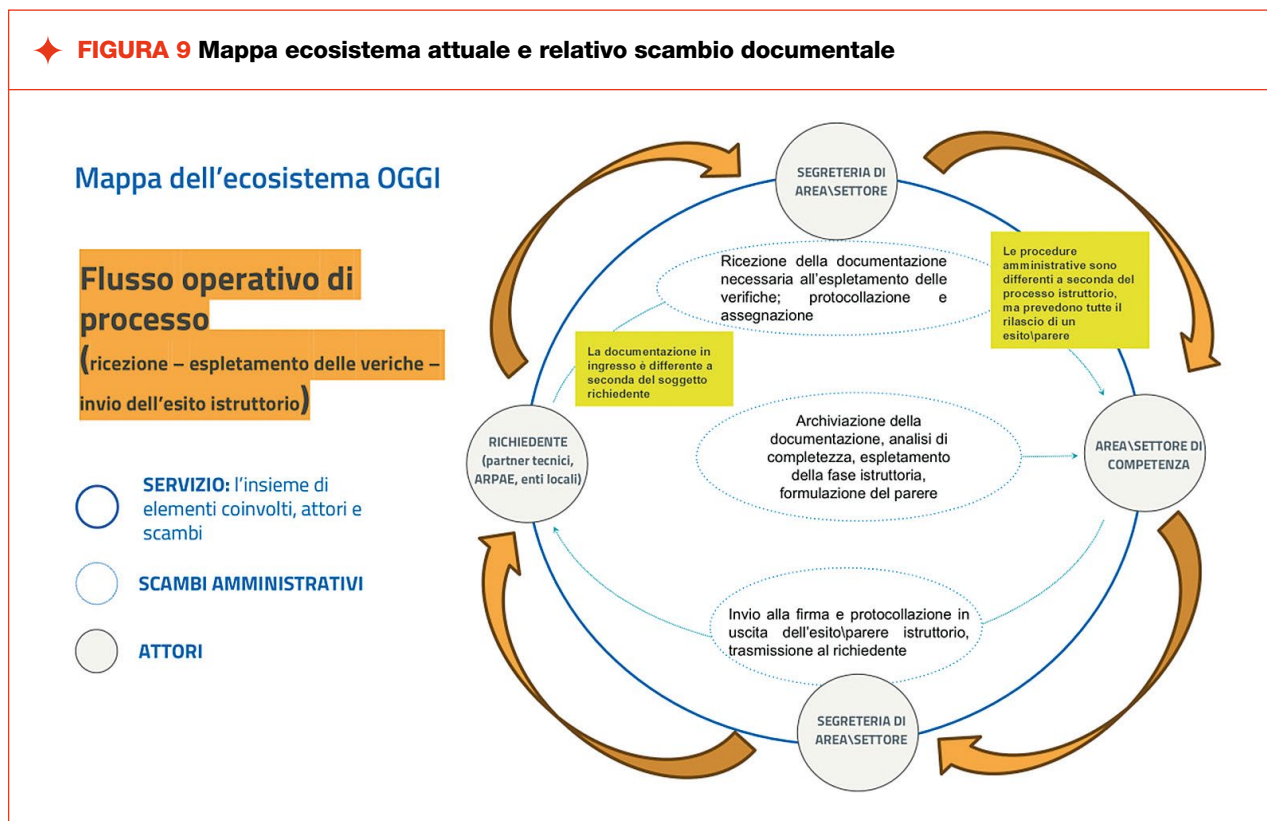
Al fine di ovviare l'instaurarsi del meccanismo di «approvazione tacita» per silenzio-assenso, alle summenzio-

nate istanze occorre imprescindibilmente fornire risposta entro 15 giorni, profilandosi un elevato rischio di errore umano in considerazione dell'ingentissimo numero di richieste PEC quotidianamente trasmesse all'Area Agricoltura Sostenibile - da maggio 2024 oltre 250 provenienti da soggetti privati e oltre 90 da enti pubblici, corrispondenti ad un totale complessivo di circa 350 insistenti su una superficie coltivata pari a circa 4.500 ettari di superficie (SAU = Superficie Agricola Utilizzata) e recanti una potenza aggiuntiva ottenibile dall'installazione dei relativi impianti stimabile nell'ordine dei 2,9 - 3,3 GW.

◆ **TABELLA 1** Banche dati consultate ai fini dell'espletamento delle procedure di verifica e controllo contemplate dalla DGR 693/2024

Denominazione banca dati	Ente gestore
Anagrafe Regionale Delle Aziende Agricole	SIAR (Sistema Informativo Agricolo Regionale)
Banca Dati Vigilanza	SIAN (Sistema Informativo Agricolo Nazionale)
Registro Esiti Adesione \ Controlli SQNPI	SIAN (Sistema Informativo Agricolo Nazionale)
Agribio	SIAN (Sistema Informativo Agricolo Nazionale)
Sitifarmer	AGREA

◆ FIGURA 9 Mappa ecosistema attuale e relativo scambio documentale



Genesi della soluzione abilitante TO-BE: l'ideazione e la progettazione di GILDA, piattaforma strategica finalizzata all'accelerazione dei flussi di lavoro e delle procedure amministrative, all'ottimizzazione ed all'automatizzazione dell'iter autorizzativo attraverso l'utilizzo di una piattaforma Low-Code/No Code e l'integrazione di strumenti d'Intelligenza Artificiale

La metodologia adottata per GILDA si fonda su un'analisi AS-IS del processo, seguita dalla definizione di un'architettura TO-BE basata su componenti Low-/No-Code e integrazione di agenti AI. Sono stati individuati i requisiti funzionali (categorizzazione, archiviazione, automazione dei flussi), i vincoli normativi e le opportunità d'interoperabilità con basi dati regionali e nazionali.

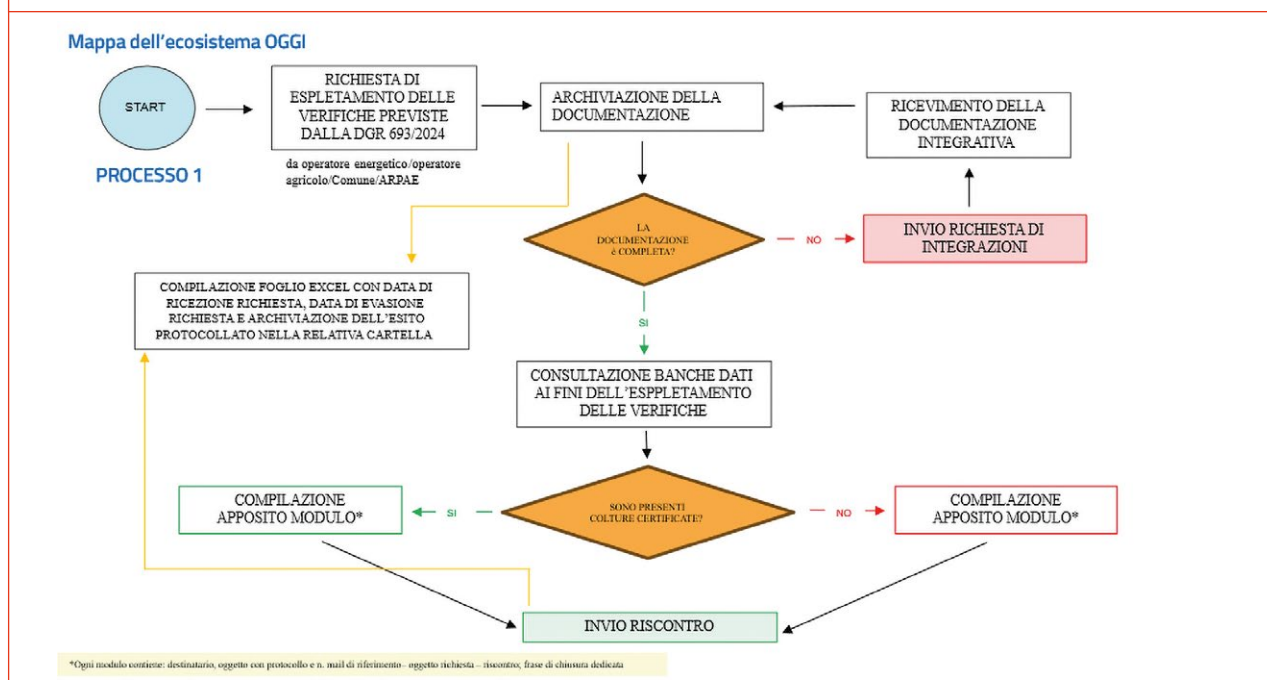
La soluzione ideata consentirà di digitalizzare ed automatizzare i processi manuali innanzi descritti, prevedendo la configurazione di un servizio di back-end realizzato mediante Power App e/o in tecnologia Low Code/No Code, opportunamente integrato con il sistema Auriga per la protocollazione

delle istanze. Il servizio istruttorio automatizzato agisce presiedendo la gestione delle e-mail, delle PEC e dei contenuti documentali ad esse correlate, effettuandone la verifica, l'archiviazione in Sharepoint (o in eventuali altri repository da valutare), gestendo la plausibile interrogazione delle diverse banche dati e fornendo un supporto all'esito istruttorio, avvalendosi di text analytics e reporting con strumenti di intelligenza artificiale. (Fig. 12)

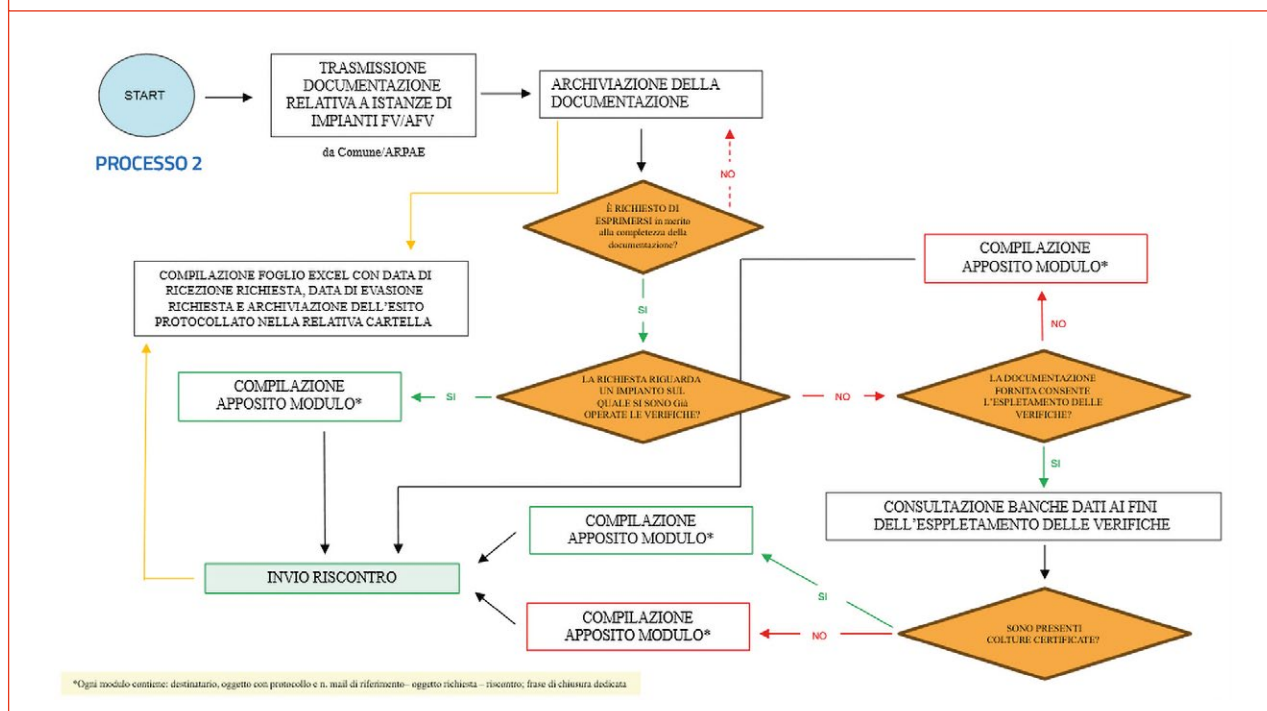
Le conseguenti evidenze sono agevolmente desumibili: non si tratta di operare una mera eliminazione di lavori, ma bensì di trasferire valore affrancando tecnici e decisori dalle attività ripetitive e ad "alto volume" al fine di consentire loro d'impegnarsi in quelle ad elevato valore, ponendoli così nella condizione ottimale inerente all'assunzione delle decisioni strategiche ad esse afferenti, migliorando l'efficienza e l'accuratezza del servizio e la scalabilità verso altri procedimenti.

L'evoluzione e la trasformazione digitale di quello che allo stato attuale consta in un processo manuale estremamente oneroso in termini di gravosità dei carichi di lavoro, d'impiego delle risorse, dell'occorrenza di errori, etc., consentirà altresì: di velocizzare enormemente le tempistiche - - 95% di riduzione dei tempi di verifica medi sussistenti in ragione della pre-validazione automatizzata - corrispondendo ap-

◆ **FIGURA 10** Flusso operativo di processo concernente soggetti richiedenti privati e pubblici



◆ **FIGURA 11** Flusso operativo di processo concernente soggetti richiedenti esclusivamente pubblici



pieno all'imprescindibile esigenza di rispettare le ineludibili scadenze prefissate, ovviando altresì all'instaurarsi di reiterati scambi documentali o di missive delucidative/esplicative e garantendo la tracciabilità end-to-end;

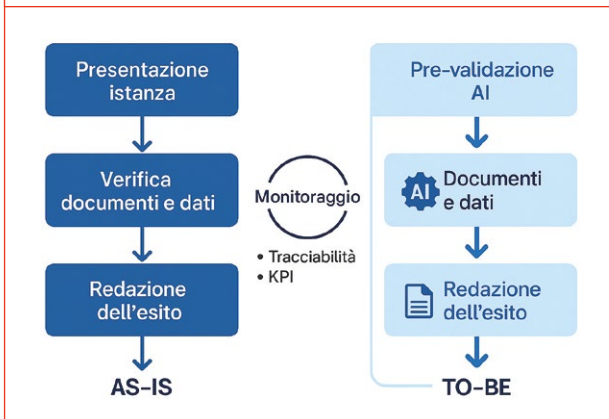
- di minimizzare il carico di lavoro degli utenti interni ottimizzandolo nella maggior misura e nel miglior modo conseguibili in relazione all'esiguità di risorse umane ivi dedicate;
- di conseguire le migliori performances qualitative nell'ambito del miglioramento dei processi organizzativi e procedurali aziendali.

La graduale evoluzione del percorso riguardante una PA digitale e Smart, incentrata sull'efficienza mirata, sulla realizzazione di un ecosistema completo basato sull'AI e sulla costruzione di una capacità sistemica e continuativa di sviluppo

L'evoluzione estensiva ad ampio spettro del progetto GILDA potrà consistere nell'implementazione di un prototipo volto all'automazione dei procedimenti amministrativi complessi in capo anche ad altri settori della struttura regionale, potenzialmente interoperabile con analoghi servizi esposti da altre Amministrazioni.

L'architettura proposta consta in una piattaforma scalabile progettata per fungere da unico punto di accesso delle procedure amministrative e il cui asset fondamentale si basa su una mappatura e categorizzazione complete dell'intero quadro amministrativo regionale, integrando un front-end headless e un knowledge hub centralizzato atto a creare un vasto patrimonio di dati interni unificato; quali ulteriori preci-

◆ **FIGURA 12 Confronto tra i flussi operativi AS-IS e TO BE**



pui elementi si annoverano altresì un motore di digitalizzazione dei flussi di lavoro amministrativi end-to-end unitamente ad agenti di intelligenza artificiale specializzati dedicati alla pre-validazione documentale, all'estrazione dei metadati e dei Codici Univoci di Azienda Agricola CUUA, all'interrogazione multi-database, all'esecuzione autonoma di verifiche complesse ed alla redazione automatica degli esiti istruttori, trasformando l'elaborazione manuale in automazione intelligente.

Il front-end si conetterà tramite API (Application Programming Interface) al back-end nonché a qualsiasi database (ad esempio, Dataverse/Oracle), risultando personalizzato, agnostico e disaccoppiato, rispettando la neutralità dei dati e soddisfacendo nel contempo il requisito fondamentale di

◆ **TABELLA 2 Vantaggi derivanti dall'implementazione di un portale headless personalizzato**

Vantaggio ARCHITETTURALE	Vantaggio STRATEGICO	Vantaggio ECONOMICO
Il front-end si connette tramite API al back-end e a qualsiasi database (ad esempio, Dataverse/Oracle)	Il frontend personalizzato si concentra sulla creazione di un'esperienza utente familiare e intuitiva, creando una libreria di componenti pre-approvati per tutti i servizi futuri	Le soluzioni di mercato spesso impongono costi di licenza per utente (cittadino/azienda). Questo crea un MODELLO OPEX insostenibile per un portale unificato rivolto al pubblico.
Agnostico e disaccoppiato	Sistema di progettazione standardizzato	Elimina la barriera dei costi per utente
Front-end personalizzato	Esperienza utente coerente e familiare	Garantisce la sostenibilità finanziaria a lungo termine
Back-end in LOWCODE	Creazione una volta, distribuzione multipla	Raggiunge la redditività svincolando i costi dalla crescita degli utenti
Neutralità dei dati	Accessibilità "by design"	

conservazione dei dati regionali su piattaforme non proprietarie, evitando il lock-in del fornitore. (Tab. 2)

Perseguendo la Roadmap delineata di graduale evoluzione del percorso riguardante una PA digitale, unificata, scalabile e Smart, incentrata sull'efficienza mirata, il target a cui tendere partendo dall'innanzi descritto MVP - Minimum Viable Product - consiste nella realizzazione di un ecosistema basato sull'AI nell'ambito del quale dati, piattaforme e persone lavorano in sinergia, dotandosi contestualmente di una capacità sistemica, strutturata e continuativa di sviluppo di soluzioni che riguardino ampie prospettive incentrate su una visione compiutamente strategica. (Fig. 13)

CONCLUSIONI

Da quanto innanzi esposto si desume agevolmente come la progettualità esposta non inerisca meramente alla digitalizzazione dei processi legacy, consistendo in un framework tecnologico espressamente progettato al fine di fornire valore pubblico su larga scala e supporto alle politiche di alto livello e di pianificazione strategica, costituendo altresì un modello replicabile per la digitalizzazione dei procedimenti; in ragione di tali peculiari connotazioni distintive, GILDA può a tutti gli effetti rappresentare un quadro strategico e una preziosa opportunità volta a trasformare i processi della pubblica amministrazione regionale.

Non esimendosi dal conferire il dovuto e confacente rilievo all'inderogabile necessità posta a fondamento di qualunque processo decisionale, consistente nell'esigenza di poter disporre, avvalendosene razionalmente ed efficientemente, d'informazioni strutturate ed organizzate, occorre altresì evitare di formulare l'erronea considerazione che l'attuale ragguardevole disponibilità di strumenti e metodologie avanzate

possa da sé consentire la sistematica individuazione, esplicitamente rigorosa e puntuale, delle soluzioni concernenti le più dissimili e svariate problematiche.

Il sistema in oggetto, unitamente alle procedure ed alle metodologie applicative elaborate, costituiscono preziosi strumenti atti a considerare contestualmente la molteplicità delle variabili e dei vincoli che occorre coordinare; l'approccio proposto favorisce la trasparenza, la riduzione dei tempi operativi, l'efficienza, la replicabilità dei processi, la gestione ottimale di procedimenti complessi, la riallocazione delle risorse verso attività a maggior valore e l'abilitazione di un knowledge hub a supporto della programmazione, ponendo le basi per una Pubblica Amministrazione maggiormente resiliente ed orientata alla transizione energetica, creando nel contempo le condizioni affinché l'intelligenza artificiale diventi parte integrante dei processi e delle decisioni aziendali. ♦

♦ FIGURA 13 Roadmap strategica riguardante una PA digitale, unificata, scalabile e Smart



RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. Regione Emilia-Romagna, DAL n. 28/2010, 2010.
2. Regione Emilia-Romagna, DAL n. 125/2023, 2023.
3. Regione Emilia-Romagna, DGR n. 693/2024, 2024.
4. L. Buzzoni, GILDA: Sfida per l'Innovazione, Documentazione interna, 2024.
5. L. Buzzoni, S. Beretta, GILDA: Analisi dei fabbisogni e delle esigenze (v1.2), Documentazione interna, 2025.
6. Regione Emilia-Romagna, DGR n. 717/2025, Progetto di Legge regionale "Localizzazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili nel territorio regionale", 2025.
7. L. Buzzoni, Integration and automation of existing interrelationship processes between photovoltaic technologies, agricultural land production and landscape protection: the GILDA project, Slides Oral Presentation IPV Conference 2025, 2025.
8. EU. Solar energy. Available online: energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en (accessed on 21 May 2024).
9. Bouckaert, S.; Pales, A. F.; McGlade, C.; Remme, U.; Wanner, B.; Varro, L.; Spencer, T. Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector, 2024.
10. EU. Solar energy. Available online: energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en (accessed on 21 May 2024).
11. L. Ding; Y. Zhu, L. Zheng, Q. Dai, Z. Zhang, What is the path of photovoltaic building (BIPV or BAPV) promotion? -The perspective of evolutionary games, Applied Energy 2023 340, 121033, 2023.
12. IEA PVPS, National Survey Report of PV Power Applications in Italy, 2021.
13. <https://heartproject.eu/>
14. <https://www.sottile.solar/>
15. IEA. PVPS: Trends in photovoltaic applications, 2023.
16. EU New European Bauhaus. Available online: https://new-european-bauhaus.europa.eu/index_en.
17. European Commission, "EU Reference Scenario 2020." Available: https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en
18. European Commission. Joint Research Centre. Institute for Energy and Transport., "Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050." Available: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/79a2ddb-d5ba1-4380-93af-2ce274a840fo/language-en>
19. M. Kabir, E. Sami, Energy-agriculture nexus: Exploring the future of artificial intelligence applications. Energy Nexus, 13, 2025.
20. D. Muhammed, E. Ahvar, S. Ahvar, et al., Artificial Intelligence of Things (AIoT) for Smart Agriculture: A Review of Architectures, Technologies, and Solutions. Journal of Network and Computer Applications, 228, 2024.



AI-Driven Solutions for Wind Turbine Blade Maintenance: Detection, Assessment, and Economic Optimization

◆ Irenie Karachaliou¹, Kevin Lind², Lucia Roca³

1 Perceptual Robotics, Athens; 2 Perceptual Robotics, Bristol; 3 Perceptual Robotics, Madrid

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0017](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0017)

ABSTRACT

Wind turbine asset owners face wind turbine blade maintenance challenges that undermine operational efficiency and profitability. This presentation demonstrates how AI can help address key analysis challenges.

Reliable detection across the fleet: A case study across over 3,000 images showed that AI-assisted blade experts achieved the best damage detection recall, consistently outperforming individual experts across all severity categories.

Consistent Fleet-scale severity assessment: Expert variability creates portfolio management problems, with average damage categories (CAT1-5 scores) ranging from 1.9 to 2.7 between reviewers using identical standards. Automated classification improves accuracy by 11% and reduces major deviations 3x, enabling consistent decision making.

Budget-based repair prioritization: Traditional severity categories (CAT1-5) cannot differentiate within categories. It's difficult to choose which of 100 Category 3 damages to repair without detailed analysis. Cost and impact estimation scoring reveals 152% economic variation within categories, enabling intelligent prioritization with significant budget allocation impact.

AI provides the detection reliability, assessment consistency, and economic intelligence required for data-driven maintenance decisions optimizing safety and financial performance.

1. INTRODUCTION

Wind energy continues its rapid expansion as a cornerstone of the global renewable energy transition. As wind farms scale up in size and number, effective blade maintenance becomes increasingly critical to operational efficiency and profitability. Blade damage, whether from erosion, environmental stress, or manufacturing defects, directly impacts turbine performance, energy production, and safety.

Asset owners managing portfolios of hundreds or thousands of turbines face mounting pressure to optimize maintenance operations. Every inspection generates vast amounts of data requiring expert analysis, damage classification, and repair prioritization decisions. Traditional approaches rely heavily on human expertise, which introduces variability, inefficiency, and difficulty scaling operations across large fleets.

This article presents an integrated research program addressing three fundamental challenges in wind turbine blade maintenance: inconsistent damage detection, variable severity assessment, and inadequate economic prioritization within traditional category systems. Through analysis of over 3,000 inspection images, 32,000 damage classifications, and 2,764 repair decisions, we demonstrate how artificial intelligence can augment human expertise to deliver more reliable, consistent, and economically optimized maintenance strategies.

The research comprises three complementary studies. First, we evaluate AI-assisted versus manual damage detection performance across multiple turbine types. Second, we examine automated classification tools for improving assessment consistency. Third, we introduce cost and impact estimation scoring to enable economic-based prioritization within severity categories. Together, these approaches create a comprehensive framework for data-driven blade maintenance that addresses real operational challenges faced by asset owners today.

2. THE OPERATIONAL CHALLENGES

2.1 Challenge 1: Inconsistent Damage Detection

Asset owners need comprehensive damage identification across their portfolios, but current expert-based approaches deliver inconsistent coverage. Analysis reveals dramatic variation in detection performance between reviewers assessing identical conditions. This expert-dependent detection creates blind spots in safety-critical areas and undermines confidence that significant damage isn't being overlooked.

The consequences extend throughout the maintenance decision chain. If initial detection is unreliable, downstream assessment and prioritization efforts operate on incomplete or inaccurate damage inventories. Asset owners cannot trust that their maintenance budgets target the most critical repairs when detection inconsistency leaves some damages entirely unidentified.

2.2 Challenge 2: Variable Severity Assessment

Even when damage is detected, severity classification shows substantial expert-to-expert variation. Despite industry standardization efforts through frameworks like Bladena, experts applying identical CAT1-5 standards produce significantly different assessment results. Average damage category scores range from 1.9 to 2.7 between reviewers evaluating the same datasets.

This variability prevents reliable fleet-wide comparison and resource allocation. Asset owners cannot meaningfully compare blade conditions across sites or make informed portfolio-level decisions when identical damages receive different severity ratings depending on which expert conducts the assessment. The inconsistency undermines strategic maintenance planning and budget optimization efforts.

2.3 Challenge 3: Economic Prioritization Gaps

Traditional severity categories provide valuable safety guidance but cannot differentiate within categories for economic decision-making. When facing hundreds of Category 3 damages across a fleet, asset owners lack systematic methods to determine which repairs deliver the highest return on investment.

The practical challenge is acute: with limited maintenance budgets, which of 100 Category 3 damages should be repaired this year versus deferred? Traditional CAT1-5 systems offer no economic intelligence to guide these decisions. Leading Edge Erosion damages causing significant energy production losses may receive identical priority to cosmetic issues, misaligning maintenance efforts with revenue protection objectives.

3. RESEARCH METHODOLOGY

3.1 Study 1: AI-Assisted Detection Performance

We analyzed 3,046 inspection images from 25 turbines spanning 13 OEM/model combinations. Four blade experts participated in the comparative study, with one expert (BE1) receiving AI-generated detection suggestions as a baseline for measuring performance improvements. All experts worked independently using Bladena standards as the classification framework.

The study design enabled direct comparison of detection recall, the ability to identify actual damage present in images, across AI-assisted and manual approaches. We measured recall performance by damage severity category (CAT1-5) and by damage type (leading edge erosion, cracks, paint damage, etc.). The AI-assisted baseline established optimal detection performance by combining machine learning predictions with expert validation.

3.2 Study 2: Automated Classification Consistency

Building on detection challenges, we examined 1,300 inspections encompassing approximately 32,000 individual damage classifications. The dataset was split into two groups: 460 inspections conducted with automated classification assistance, and 840 traditional manual assessments.

The automated tool implemented a deterministic decision matrix based on Bladena standards, processing damage parameters including depth, type, size, blade position, and blade type to generate consistent severity suggestions. We measured simple accuracy (exact agreement with tool), one-way accuracy (agreement within one severity category), and major deviations (differences of two or more categories).

Statistical analysis compared accuracy distributions between groups and tracked individual expert performance improvements. The approach enabled quantification of consistency gains while identifying remaining gaps between standardized frameworks and practical expert application.

3.3 Study 3: Economic Impact Modeling

The economic prioritization study analyzed 2,764 blade damage findings with complete cost, severity, and technical data from multiple wind farms. We developed cost and impact estimation scoring that integrates damage progression risk modeling with economic impact calculations.

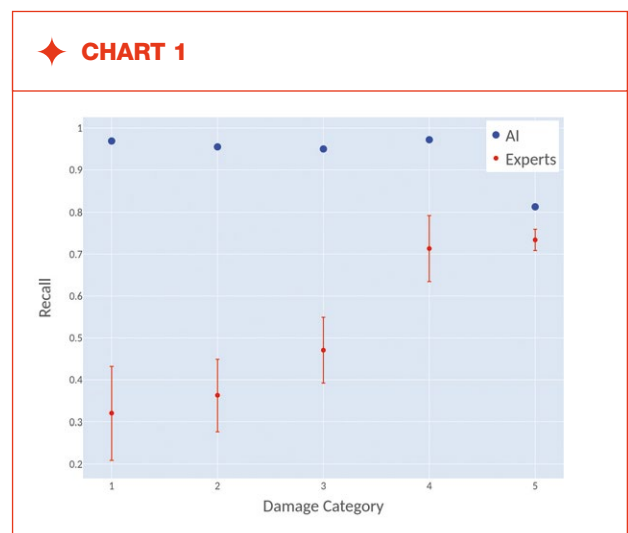
The methodology calculates projected additional costs from delaying repairs for one year versus immediate repair costs. The model incorporates damage progression probability based on damage type, size, location, and environmental factors. For Leading Edge Erosion damages specifically, Annual Energy Production (AEP) loss calculations quantify revenue impact from reduced turbine efficiency.

We examined economic variation among damages with identical severity categories using coefficient of variation metrics. This revealed the extent to which category-only approaches obscure economically significant differences among same-severity damages.

4. RESULTS AND ANALYSIS

4.1 AI-Assisted Detection Superiority

AI-assisted blade experts achieved the best damage detection recall, consistently outperforming individual experts across all severity categories. [See Chart 1] The collaborative AI-expert approach captured more total damage than either



◆ **IMAGE 1** Example of Damage missed by Blade Expert



AI alone or individual manual experts, with particularly strong performance in categories 1-4.

Individual expert recall increased with damage severity, reflecting natural human tendency to focus on more obvious, higher-severity defects. In contrast, AI maintained consistently high recall across categories 1-4, with only slight reduction for category 5 damages while still exceeding individual expert performance [see image 1].

[Chart 2] reveals detection performance varied by damage type. AI showed lower recall for high aspect ratio damages such as cracks and open trailing edge bond lines. These fine, linear damages proved challenging for AI models due to limited training examples and difficulty extracting features from thin damage patterns. However, AI excelled

at detecting erosion, paint damage, and other damage types where training data was more abundant.

The most important finding: combining AI detection with expert review delivered optimal results. The AI-assisted baseline captured critical high-severity damages that pure AI approaches missed, while maintaining superior overall detection rates compared to manual assessment alone. This demonstrates the value of collaborative human-AI workflows rather than full automation.

Expert inconsistency proved substantial even when applying identical standards. Assessment variability directly impacts repair decisions, with different experts identifying dramatically different numbers of high-severity damages requiring immediate attention from identical image sets.

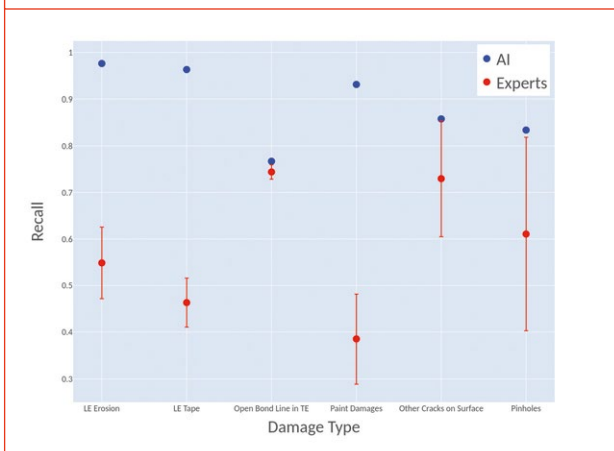
4.2 Improved Assessment Consistency

Automated classification tools significantly improved assessment consistency compared to purely manual approaches. [Chart 3] shows one-away accuracy improved from 0.85 to 0.96, representing 11% improvement in assessments falling within one severity category of the standardized tool suggestion.

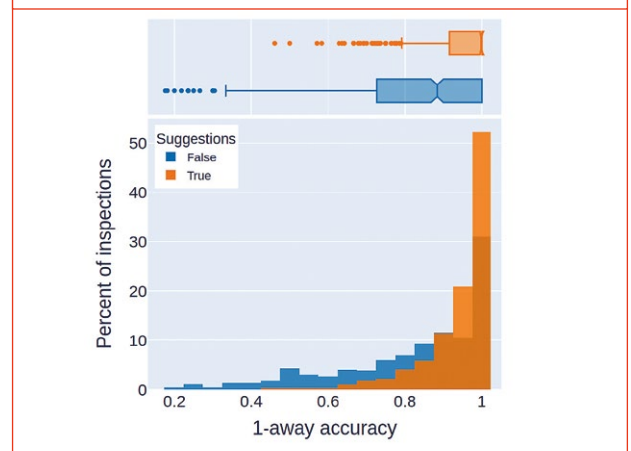
Major assessment deviations (differences of two or more categories) reduced three-fold from 15% to 4%. These major errors have the most significant operational impact, as they represent fundamental disagreements about damage severity that could lead to critical safety issues being under-prioritized or resources wasted on overestimated threats.

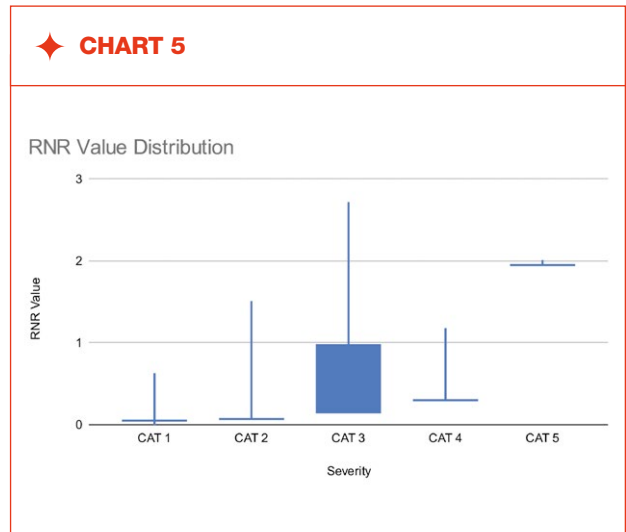
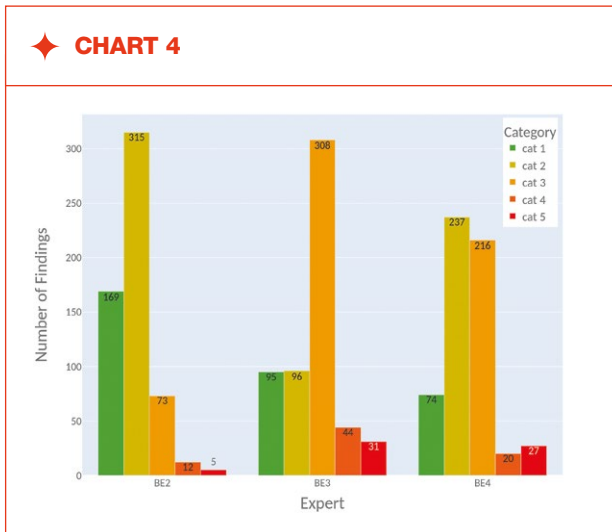
[Chart 4] illustrates the severity distribution problem. When three experts assessed identical datasets without automated assistance, their severity assignments showed sub-

◆ **CHART 2**



◆ **CHART 3**





stantial variation. Average damage category scores ranged from 1.9 to 2.7 between reviewers despite all using identical Bladena standards. One expert classified 5 defects as Category 5 (most severe), while another identified 31 defects- a six-fold difference in the most critical damage category.

This expert variability creates portfolio management problems. Asset owners cannot reliably compare blade conditions across sites or make informed resource allocation decisions when identical damages receive different severity ratings depending on which expert conducts the assessment. The inconsistency undermines strategic maintenance planning.

Benefits were particularly pronounced for less experienced experts. Individual case analysis showed median accuracy improvement from 0.50 to 0.72 when automation assisted newer assessors. This suggests automated tools can accelerate competency development and reduce the expertise gap between junior and senior blade inspectors.

However, moderate absolute accuracy (51%) reveals important gaps between established standards and expert practices. Even with standardized frameworks, significant interpretation variation exists. This indicates either that current standards require clearer implementation guidance, or that expert practices reflect legitimate contextual considerations not captured in deterministic rule sets.

4.3 Economic Differentiation Within Categories

Cost and impact estimation scoring revealed substantial economic variation within identical severity categories, addressing the fundamental limitation of category-only prioritization approaches. [Chart 5] demonstrates RNR (Repair

Now Ratio: the economic urgency metric) varies widely even among same-category damages.

Category 2 damages showed 152% coefficient of variation in economic impact, with individual RNR values ranging from 0.07 to 1.51. Category 3 damages exhibited similar patterns, with economic impacts ranging from 0.15 to 2.72.

This variation is driven primarily by damage type-specific factors. Leading Edge Erosion damages demonstrated elevated economic urgency through AEP loss modeling. Even moderate erosion can significantly reduce turbine efficiency, translating to measurable revenue losses over a one-year deferral period. In contrast, some structural damages within the same severity category may progress slowly with minimal near-term economic impact.

The practical implications are significant: intelligent prioritization based on economic intelligence enables substantial budget allocation optimization. Asset owners can identify which Category 3 damages require immediate attention due to high progression risk or revenue impact, versus which can be safely deferred without accumulating significant additional costs.

Analysis shows that while a majority of damages (82.6%) can be economically delayed without major cost penalty, the ability to distinguish high-urgency from low-urgency repairs within categories represents meaningful value. For large portfolios with constrained budgets, this intelligence enables targeting maintenance investments where they deliver maximum return.

The approach maintains compatibility with existing CAT1-5 frameworks while adding economic dimensionality. Asset owners don't abandon safety-focused severity assessment; rather, they augment it with business intelligence for practical decision-making within budget constraints.

◆ **IMAGE 2 & 3 A real example**



Example 1: CAT 3 Crack near root
Repair cost: €2,000

Additional Delayed Cost: €300 (minimal progression, no AEP loss)
RNR: 0.15 → Safe to defer



Example 2: Leading edge erosion, CAT 3
Repair cost: €2,000

Additional Delayed Cost: €2,192 (AEP losses + progression)
RNR: 1.1 → Repair now

Two CAT 3 Damages, One Clear Choice

5. PRACTICAL IMPLICATIONS

5.1 Implementation Benefits

The integrated AI-driven approach delivers three complementary benefits addressing core operational challenges:

- **Reliable Detection:** AI-assisted workflows ensure comprehensive damage identification across fleets. Asset owners gain confidence that safety-critical damages aren't overlooked due to expert-dependent detection variability. The collaborative approach leverages AI consistency while preserving human expertise for complex edge cases.
- **Consistent Assessment:** Automated classification suggestions reduce expert variability, enabling reliable portfolio-level comparison and strategic resource allocation. Fleet-wide consistency supports data-driven maintenance planning rather than expert-dependent, site-specific decision-making that prevents optimization.
- **Economic Intelligence:** Cost and impact estimation scoring provides systematic guidance for budget allocation decisions within severity categories. Asset owners can prioritize hundreds of same-category repairs based on actual economic urgency rather than arbitrary sequencing or incomplete analysis.

Together, these capabilities enable transition from reactive, category-only maintenance approaches toward proactive, economically optimized strategies that align technical decisions with business objectives.

5.2 Operational Integration

The proposed approaches integrate naturally with existing operational frameworks. AI-assisted detection enhances rather than replaces current inspection workflows. Blade experts remain essential contributors, providing structural knowledge, root cause analysis, and repair strategy recommendations that AI cannot deliver.

Automated classification tools implement established industry standards (Bladena) programmatically, supporting rather than competing with existing frameworks. Asset owners gain consistency benefits while maintaining alignment with recognized best practices. Economic modeling operates within traditional severity structures, adding decision intelligence without requiring wholesale process changes. Maintenance teams continue using familiar CAT1-5 systems while accessing additional guidance for prioritization within categories.

The scalable nature of AI-driven approaches addresses fleet-size challenges. Whether managing 50 or 5,000 turbines, automated tools process inspection data at consistent quality levels. This scalability is critical as wind portfolios expand and manual processing becomes increasingly impractical.

5.3 Industry Impact

This research demonstrates practical pathways for wind industry digitalization. Rather than theoretical AI applications, these approaches address real operational pain points with measurable value propositions:

- **Safety Enhancement:** More reliable detection prevents critical damages from going unidentified
- **Efficiency Gains:** Consistent assessment enables portfolio-level optimization previously impossible with expert variability
- **Financial Optimization:** Economic intelligence aligns maintenance investments with business outcomes

The transition from category-only to data-driven maintenance represents meaningful industry evolution. Asset owners gain tools to make sophisticated resource allocation decisions based on comprehensive technical and economic analysis rather than simplified severity buckets alone.

Broader adoption could accelerate industry standardization. Programmatic implementation of frameworks may reveal gaps or ambiguities requiring clarification, driving continuous improvement of classification standards themselves.

6. Limitations and Future Work

Several limitations warrant discussion. AI detection performance on long and thin damages (cracks, bond line issues) remains below human expert capabilities. These damage types require specialized detection models with expanded training datasets. Future work should prioritize crack detection algorithm development given the safety criticality of these damages.

Moderate absolute accuracy in automated classification (51%) indicates standardization gaps between theoretical frameworks and practical application. Future research should investigate root causes through detailed expert rationale analysis. Does expert deviation from standards reflect legitimate contextual considerations, or inadequate standard implementation guidance?

Economic modeling currently focuses primarily on damage progression and AEP losses for Leading Edge Erosion. Future iterations should integrate additional factors including regional cost variations, turbine age and warranty status, weather pattern impacts on progression rates, and portfolio-level scheduling constraints.

Industry-wide data sharing could accelerate improvement. Blade damage datasets remain largely proprietary,

limiting training data availability for AI development. Collaborative industry initiatives to share anonymized data could drive rapid advancement in detection and classification capabilities.

7. CONCLUSIONS

This research presents a comprehensive framework addressing three fundamental challenges in wind turbine blade maintenance: inconsistent detection, variable assessment, and inadequate economic prioritization.

Through analysis of over 3,000 inspection images, we demonstrated that AI-assisted blade experts achieve superior damage detection recall compared to individual manual experts. The collaborative approach combines AI consistency with human expertise, capturing critical damages while maintaining scalability across large portfolios.

Examination of 32,000 damage classifications revealed that automated tools significantly improve assessment consistency, reducing major deviations three-fold while delivering 11% accuracy improvement. Expert variability, with average damage scores ranging from 1.9 to 2.7, creates portfolio management challenges that systematic approaches can address.

Analysis of 2,764 repair decisions showed that cost and impact estimation scoring reveals 152% economic variation within identical severity categories. This enables intelligent prioritization that optimizes budget allocation based on actual business impact rather than category alone.

The integrated solution provides asset owners with practical tools for data-driven maintenance decision-making. Reliable detection ensures comprehensive damage inventories. Consistent assessment enables fleet-wide optimization. Economic intelligence aligns technical decisions with business objectives.

As wind energy continues expanding globally, scalable approaches for managing blade maintenance become increasingly critical. This demonstrates that AI augmentation of human expertise delivers measurable operational benefits while maintaining compatibility with existing industry frameworks and standards.

The path forward involves continued development of detection capabilities, particularly for challenging damage types like cracks; refinement of economic models to incorporate broader cost factors; and industry collaboration to share data and accelerate improvement. Asset owners adopting data-driven approaches position themselves to optimize both safety and financial performance in an increasingly competitive renewable energy landscape. ♦



AI-Driven Load Forecasting for Energy Optimization in Commercial Buildings

✦ **Muhammad Akram^{*1}, Chiara Martone¹, Maurizio Sasso¹, Giuseppe Ferrara²**

1 Department of Engineering, **University of Sannio**, Benevento, Italy; 2 **Koala**, Benevento, Italy

^{*}Corresponding author

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0018](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0018)

ABSTRACT

The building sector is a significant contributor to greenhouse gas emissions, primarily due to its high electricity consumption, which is sourced mainly from fossil fuels. As sustainability becomes increasingly essential, accurate forecasting of building electricity demand is critical for efficient energy management and demand response strategies. This study employs machine learning techniques, Random Forest and CatBoost, to forecast the hourly electrical load of a commercial user in Bucciano, Benevento, Italy. Historical electricity consumption and meteorological data were used to train the models. Model performance was assessed using Mean Squared Error (MSE), Mean Absolute Error (MAE), and the coefficient of determination (R^2).

The Random Forest model, with an R^2 value of 0.8670, outperformed CatBoost, with an R^2 value of 0.8593, demonstrating a superior ability to model complex energy consumption patterns. The forecasting results were further utilized to optimize load scheduling and enable proactive energy management decisions. These findings underscore the potential of data-driven forecasting to improve operational efficiency and facilitate the transition toward low-carbon, sustainable buildings.

INTRODUCTION

The construction industry is a significant global energy consumer, accounting for approximately 33% of total energy usage. Buildings alone consume 41.1% of the country's primary energy and 74% of its electricity [1]. With ongoing developments, reducing greenhouse gas emissions has become increasingly important, as buildings account for a significant portion of global carbon emissions. In this context, accurate Building Electricity Load Forecasting (BELF) is a crucial tool for energy conservation. BELF allows building managers to optimize daily operations, reduce costs, and implement demand response strategies [2]. Furthermore, incorporating renewable energy sources requires precise forecasting to maintain a balance between supply and demand.

BELF also facilitates compliance with regulations, such as the EU's Effort Sharing Regulation, which requires a 30% reduction in carbon emissions by 2030 [3]. In recent years, modern Building Energy Management Systems (BEMS) have increasingly adopted data-driven methods to monitor, control, and optimize energy consumption. Machine learning (ML) models, in particular, have gained significant attention due to their ability to detect complex, nonlinear patterns in load profiles influenced by human behavior and weather conditions [4]. While much research has focused on predicting energy loads in residential buildings, there is less focus on commercial buildings, which have more volatile load profiles.

The challenges of predicting energy demand in commercial buildings stem from factors such as regional weather fluctuations, variable operating schedules, and unpredictable occupancy patterns. To address these challenges, this study aims to develop and compare the performance of two machine learning models, Random Forest (RF) and CatBoost, in predicting hourly electrical demand in a commercial setting. Both models are trained and tested using historical energy consumption and weather data.

The key contributions of this study include:

- A comparative performance analysis of RF and CatBoost for BELF.
- Insights into the practical applicability of load forecasts for energy optimization and management.
- Support for low-carbon, sustainable, and data-driven building operations.

The remainder of this paper is structured as follows: Section 2 presents the related work; Section 3 presents the methodology; Section 4 details the results; Section 5 offers a discussion and implications; and Section 6 concludes the study.

Literature Review

Buildings' high emissions and consumption have made them a significant topic in global energy and climate issues. The building and construction industry is responsible for approximately 33% of the world's energy consumption and a substantial proportion of greenhouse gas (GHG) emissions, accounting for around 40% of carbon emissions [6]. These figures underscore the urgent need for sustainable building operations, particularly through improved energy management. In this situation, accurate load forecasting is essential for cost reduction, optimal load balancing, and the strategic integration of renewable energy sources. Understanding and forecasting demand patterns in commercial buildings, particularly when considering weather conditions, can result in energy savings of 15–30% [5].

Moreover, electricity load forecasting supports demand response strategies and is instrumental in achieving decarbonization goals [2]. Traditional forecasting techniques, such as ARIMA and linear regression, often fail to capture the nonlinear and dynamic behaviour of building loads. To address these challenges, recent studies have explored various machine learning (ML) approaches. Random Forest (RF), Gradient Boosted Trees (GBT), Support Vector Machines (SVM), Artificial Neural Networks (ANN), and Deep Neural Networks (DNN) were tested on a university office building. DNN achieved the highest prediction performance [5]. In the study [2], SVM and LSTM models were compared for short-term load forecasting in the commercial building, and it was found that LSTM performed better with sufficient data, while SVM was more effective under data-scarce conditions.

A hybrid ML/DL framework that combines FireNet and XGBoost was further developed in [4], showing improved accuracy for forecasting mid-term hourly load in a smart commercial building. The studies demonstrate that ad-

vanced machine learning techniques are effective in controlling complex consumption of electricity in buildings that fluctuate with the weather. However, several gaps remain in the study. During model training in [6], the insufficient application of engineering features was noted. Furthermore, [4] stated that many models are site-specific and do not generalise to different building kinds and temperature zones. Furthermore, commercial buildings and mid- to long-term forecasting have not received enough attention, despite most research focusing on residential [7] or short-term forecasts. This suggests that there is a significant need for scalable machine learning models that can address the specific issues associated with commercial building load profiles and have been proven effective in this area.

Methodology

This study explores a commercial user situated in Buciano, Benevento, Italy. Hourly electricity consumption data were collected for the entire year of 2023, spanning the period from January 1 to December 31. Meteorological data, including temperature, wind speed, solar irradiance, and sunshine duration, were obtained from the PVGIS database. To ensure data quality, missing values were addressed through imputation techniques, and outliers were identified and handled using the interquartile range method. To improve the models' ability to forecast the future, time-based and weather-related features were included. These included factors that reflected past consumption trends, smoothed averages, and temporal patterns. To minimize data loss and maintain model integrity, every feature was carefully selected and implemented with precision and accuracy. This study included two machine learning methods for electrical load forecasting: Random Forest and CatBoost.

Random Forest is an ensemble technique that constructs numerous decision trees and aggregates their outputs to enhance predictive accuracy. CatBoost, conversely, is a gradient boosting method specifically optimised for managing categorical data and demonstrates strong performance with minimal configuration. To maintain the temporal sequence, the dataset was split sequentially, with the first 80% being used for training and the remaining 20% for testing. Data preprocessing, time and weather feature extraction, and model training comprised the modelling workflow. Three standard metrics were used to assess performance: the coefficient of determination (R^2), which measures the percentage of variance explained by the model; mean squared error (MSE), which measures the squared prediction error; and mean absolute error (MAE), which measures the average absolute error.

Results

The comparative analysis of the two forecasting models demonstrates that Random Forest performs marginally better than CatBoost across all evaluation metrics. The performance of both models was evaluated using three key metrics: MSE, MAE, and R^2 . The results of this comparison are shown in *Table 1*, where Random Forest outperforms CatBoost in all three metrics, particularly in the R^2 value, indicating better overall accuracy. With an MSE of 0.1032 and an MAE of 0.2131, Random Forest delivers a slightly more accurate representation of the hourly electricity load, achieving an R^2 value of 0.8670, which indicates that the model successfully explains around 87% of the variance in the data. In comparison, CatBoost, although performing strongly, exhibits slightly higher errors, with an MSE of 0.1092, an MAE of 0.2290, and an R^2 of 0.8593. Both models exhibit efficient computational performance; however, Random Forest trains faster, while CatBoost demonstrates quicker prediction times.

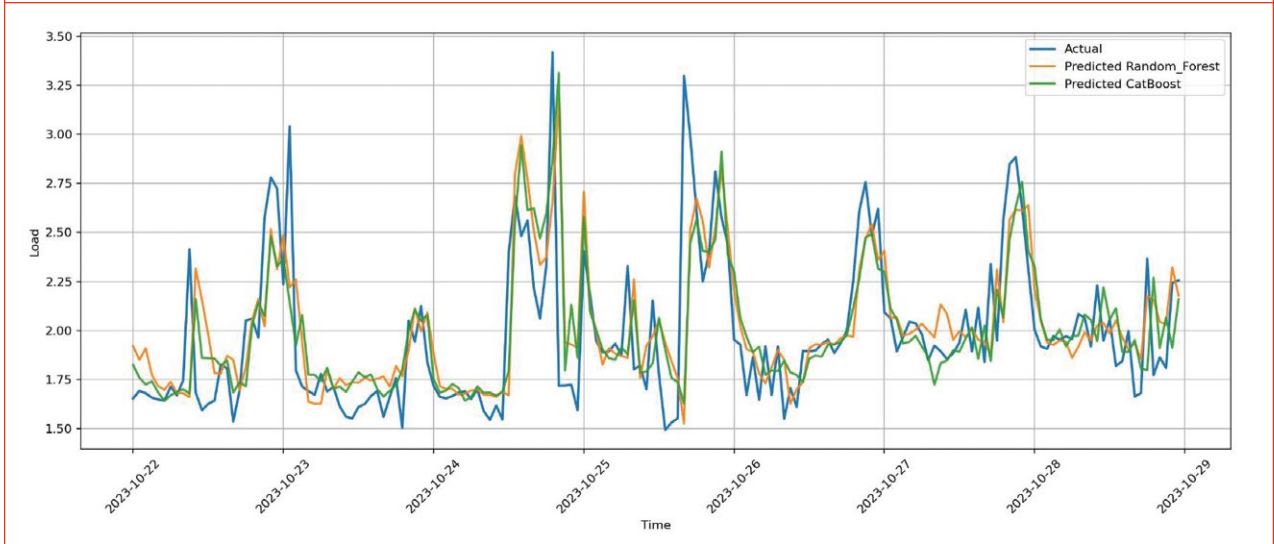
To further analyse model performance, first focus on a one-week zoomed comparison of actual vs predicted loads, shown in *Figure 1*. This plot provides a more detailed view of hourly predictions, highlighting the models' ability to track consumption during stable periods. Both Random Forest and CatBoost closely follow the general load pattern for commercial buildings, but slight underestimations of sharp peaks are evident, particularly when demand spikes occur. This discrepancy suggests that sudden surges in energy consumption, possibly caused by unpredictable user behaviour or abrupt changes in equipment operation, pose a challenge for both models. Additionally, seasonal transitions introduce further complexity: shifts in overall load, such as reductions during colder periods, are generally captured by the models, although minor deviations occur during sharp dips or recoveries in the load. These findings highlight that the models perform optimally during regular operational periods but struggle with irregular or extreme events.

Next, expand the analysis to the whole test period, as shown in *Figure 2*, where the regression plot illustrates a strong linear relationship between the actual and predicted values. This confirms the accuracy of both models in capturing the overall trend in load. The high R^2 values are consistent

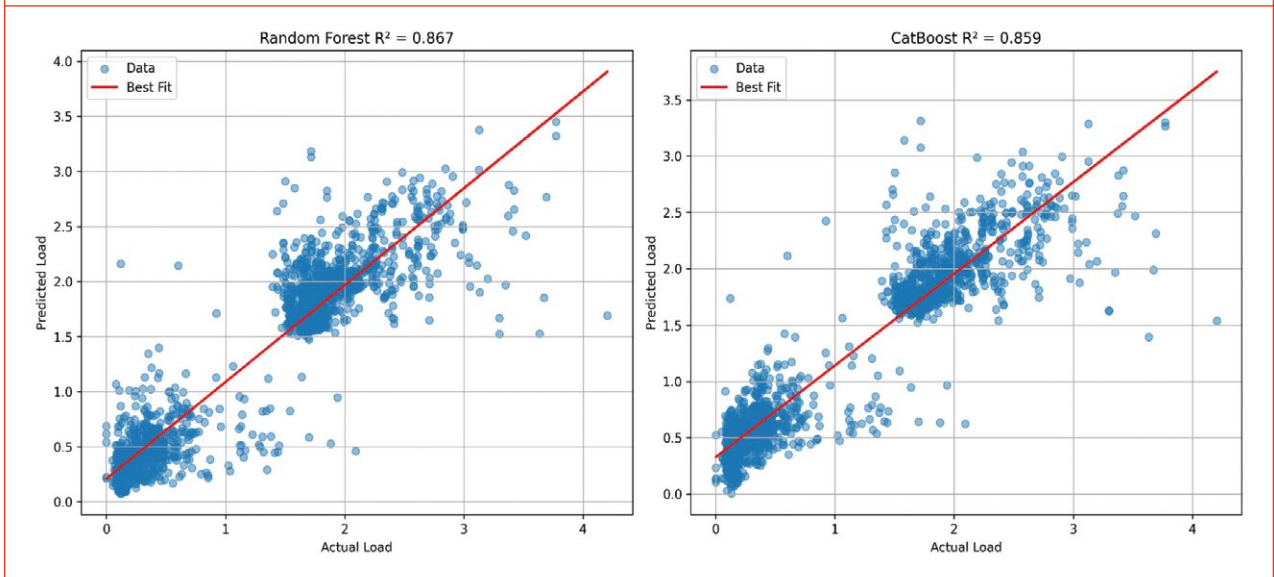
◆ **TABLE 1 Performance comparison between Random Forest and CatBoost**

Model	MSE	MAE	R^2
Random Forest	0.1033	0.2131	0.8670
CatBoost	0.1092	0.2290	0.8593

◆ **FIGURE 1** Actual vs. predicted load for a representative one-week period, highlighting short-term prediction accuracy and peak-load deviations



◆ **FIGURE 2** Regression plot comparing actual vs. predicted load values, illustrating the overall fit and predictive accuracy of the models



with the regression plot’s alignment, further validating their ability to predict load fluctuations. Despite occasional peak underestimations, both models generally perform well, confirming their potential for accurate short-term load forecasting in operational settings.

Feature importance analysis reveals that both models primarily rely on historical consumption behaviour, with lag values and rolling averages being the dominant predictors. Random Forest places overwhelming emphasis on smoothed consumption trends, whereas CatBoost distrib-

utes importance more evenly across different temporal and weather-related features. Time-based variables, such as the hour of the day and day of the week, also show meaningful contributions, reflecting regular operating patterns. Meanwhile, meteorological factors provide additional refinement but remain less influential compared to historical load. Collectively, these results confirm that while both models are effective for short-term load forecasting, Random Forest delivers slightly more stable and accurate predictions, especially under regular conditions, whereas CatBoost offers competitive performance with stronger sensitivity to complex feature interactions.

Discussion

The results indicate that Random Forest outperforms CatBoost, which can be attributed to its ensemble structure that averages multiple decision trees and captures short-term consumption patterns more effectively, especially when lagged and rolling features dominate the feature set. Since the dataset consists of hourly historical load values with strong temporal autocorrelation, Random Forest benefits from its ability to model nonlinear relationships without relying heavily on parameter tuning, allowing it to generalize well within the time-based 80/20 split.

The practical implications of these findings are highly relevant for real-world building energy management, where accurate short-term load prediction enables facility managers to anticipate consumption peaks, optimize equipment operation schedules, and reduce unnecessary energy use. Improved forecasting also supports demand-response strategies by allowing the buildings to strategically shift or curtail loads during high-tariff periods, thereby enhancing grid stability while reducing operational costs. This capability is significant for low-carbon building operations, where reliable predictions allow better integration of renewable sources, minimize reliance on carbon-intensive peak-time electricity, and facilitate data-driven planning toward decarbonization goals. Despite its strong performance, the study has limitations, including its dependence on a single commercial building, the use of only one year of data, and its focus on only two machine learning models. The time-based train-test split also means that model performance may vary if applied to years with different behavioural or weather trends.

The forecasting results offer practical value for load optimization by enabling building managers to make proactive operational decisions based on predicted demand patterns. With reliable short-term load forecasts, it becomes possible to anticipate periods of higher consumption in advance and adjust equipment schedules, shift flexible loads, or pre-condition the building to avoid drawing excessive energy during peak hours. For example, during expected afternoon load increases, non-critical systems can be rescheduled to earlier or later periods when forecasted demand is lower, helping to smooth the overall load profile and reduce strain on the system. This forecasting-driven scheduling approach also enhances participation in demand response programs, where accurate predictions allow the building to curtail or shift loads at times of high grid stress or elevated electricity tariffs. Such actions not only reduce operating costs but also support low-carbon building strategies, as lowering peak-time consumption typically leads to reduced reliance on carbon-intensive energy sources. By guiding smarter scheduling decisions, the forecasting models contribute to more efficient energy use, improved operational planning, and progress toward sustainability objectives.

CONCLUSION

This study presents a data-driven approach for hourly electricity load forecasting for a commercial user, utilizing Random Forest and CatBoost models, supported by a full year of consumption and meteorological data. The work contributed a complete forecasting pipeline, including pre-processing, feature engineering, and a time-based evaluation framework, demonstrating how machine learning can support real-world building energy management. Among the two models, Random Forest achieved the highest accuracy with an R^2 of 0.8670, providing slightly more reliable predictions than CatBoost and showing strong capability in capturing short-term load dynamics driven by historical consumption patterns. The practical value of these forecasts lies in their ability to enable proactive scheduling, load shifting, and improved operational planning, which can support cost reduction and facilitate more sustainable, low-carbon building operation. While the study shows promising results, it is limited to a single building and two machine learning models, indicating the need for future work to explore hybrid or deep learning approaches, incorporate additional forecasting horizons, and extend the analysis across multiple building types to enhance generalizability and robustness. ♦

REFERENCE

- [1]. Chen, W., Rong, F., & Lin, C. (2025). Short-term building electricity load forecasting with a hybrid deep learning method. *Energy and Buildings*, 330. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2025.115342>
- [2]. Pallonetto, F., Jin, C., & Mangina, E. (2022). Forecast electricity demand in commercial building with machine learning models to enable demand response programs. *Energy and AI*, 7. <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2021.100121>
- [3]. Steininger, K.W., Meyer, L.H., Schleicher, S., Riahi, K., Williges, K., & Maczek, F. (2020). *Effort Sharing among EU Member States: Green Deal Emission Reduction Targets for 2030 (Short Version)*. Wegener Center Research Briefs 2-2020. Wegener Center Verlag, University of Graz, Austria. [10.25364/23.2020.2](https://doi.org/10.25364/23.2020.2).
- [4]. Hussain, A., Franchini, G., Akram, M., Ehtsham, M., Hashim, M., Fenili, L., Messi, S., & Giangrande, P. (2025). Hybrid ML/DL Approach to Optimize Mid-Term Electrical Load Forecasting for Smart Buildings. *Applied Sciences*, 15(18). <https://doi.org/10.3390/app151810066>
- [5]. Lazos, D., Sproul, A. B., & Kay, M. (2014). Optimisation of energy management in commercial buildings with weather forecasting inputs: A review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, pp. 587–603). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.053>
- [6]. Yesilyurt, H., Dokuz, Y., & Dokuz, A. S. (2024). Data-driven energy consumption prediction of a university office building using machine learning algorithms. *Energy*, 310. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133242>
- [7]. Akram, M.; Martone, C.; Perugini, I.; Petruzzello, E.M. (2025) Energy Consumption Forecasting for Renewable Energy Communities: A Case Study of Loureiro, Portugal. *Eng. Proc.* 101, 7. <https://doi.org/10.3390/engproc2025101007>
- [8]. United Nations Environment Programme. Executive Summary 2022 Global Status Report for Buildings and Construction: Towards a Zero-Emission, Efficient and Resilient Buildings and Construction Sector. 2022. Available online: <https://www.unep.org/resources/publication/2022-global-status-report-buildings-and-construction> (accessed on 16 July 2025).



Paesaggi in trasformazione: l'archeologia preventiva nelle sfide della transizione energetica

◆ Sara Bonanno, Amedeo Brusco, Ornella Cannavò, Chiara Raimondo

Società Brettia Patrimonio Culturale Srl

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0019](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0019)

ABSTRACT

L'intensificarsi degli interventi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, in particolare attraverso impianti fotovoltaici ed eolici, ha reso sempre più centrale il ruolo dell'archeologia preventiva nella pianificazione e gestione del territorio. Questo contributo analizza il rapporto tra tutela del patrimonio archeologico e sviluppo sostenibile, con particolare attenzione agli strumenti normativi e metodologici impiegati nelle procedure di Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico e nelle attività di sorveglianza e scavo preliminare.

Attraverso l'esame di alcuni casi studio localizzati soprattutto nel Sud Italia (Lacedonia-AV – progettazione impianto eolico per Stratkraft Italia; Dragoni-CE – progettazione impianto fotovoltaico per Absolute Energy Srl; Trebisacce – realizzazione cavidotto E-distribuzione), vengono evidenziate le principali criticità archeo-

logiche riscontrate nelle fasi di progettazione e realizzazione degli impianti, insieme alle soluzioni adottate per conciliare esigenze di conservazione e obiettivi di sviluppo. L'esperienza mostra come un'adeguata fase preventiva, condotta in sede di progettazione, consenta di ridurre sensibilmente il rischio di imprevisti e rallentamenti in corso d'opera, garantendo così una più fluida esecuzione dei lavori.

I risultati dimostrano come le indagini preventive non solo permettano di salvaguardare il patrimonio culturale, ma contribuiscano anche ad arricchire la conoscenza storica e territoriale, restituendo dati inediti e consolidando quelli già noti sugli assetti insediativi e sulle dinamiche di sfruttamento del suolo. Tale processo si fonda sulla sinergia tra enti di tutela, progettisti e archeologi, capaci non solo di ridurre i conflitti tra conservazione e sviluppo, ma anche di favorire la riscoperta e la mappatura di ampie porzioni del paesaggio storico. In questa prospettiva, l'archeologia preventiva si configura come uno strumento indispensabile per una pianificazione energetica consapevole e rispettosa del patrimonio culturale e del paesaggio.

INTRODUZIONE

Negli ultimi anni, l'espansione dei progetti legati alla produzione di energia da fonti rinnovabili – in particolare parchi fotovoltaici, impianti eolici e reti di connessione in media e alta tensione – ha trasformato in modo profondo il modo di concepire e gestire il territorio. La diffusione di infrastrutture estese, spesso localizzate in aree agricole o collinari, ha posto l'attenzione sulla necessità di un dialogo costante tra innovazione energetica e tutela del paesaggio storico-archeologico, non più considerata come un vincolo, ma come una componente attiva della pianificazione territoriale.

In questo contesto, l'archeologia preventiva assume un ruolo tecnico e operativo, pienamente inserito nel ciclo progettuale delle opere. Essa fornisce strumenti conoscitivi indispensabili per comprendere la stratificazione dei territori e per prevenire interferenze con depositi archeologici non ancora noti, che potrebbero compromettere l'esecuzione dei lavori o generare ritardi in fase di cantierizzazione.

In altre parole, la prevenzione archeologica non agisce a posteriori del progetto, ma ne diventa parte integrante, contribuendo alla definizione di layout più sostenibili, alla localizzazione ottimale delle opere e alla riduzione dei rischi tecnici ed economici associati alle varianti in corso d'opera.

La coerenza tra progettazione e conoscenza del suolo rappresenta oggi una condizione imprescindibile per la qualità dei progetti energetici. L'integrazione dei dati archeologici nei modelli GIS e DTM utilizzati dai progettisti consente infatti di valutare, in tempo reale, la compatibilità tra le previsioni ingegneristiche e le potenziali evidenze sepolte, orientando le scelte verso soluzioni meno impattanti e più durature.

L'archeologia preventiva, grazie al suo approccio interdisciplinare, diventa così uno strumento di pianificazione consapevole, capace di coniugare esigenze di sviluppo infrastrutturale, tutela del patrimonio culturale e sostenibilità territoriale.

In tale prospettiva, la collaborazione tra società di servizi archeologici, progettisti, geologi e ingegneri non costituisce un adempimento formale, ma una sinergia metodologica: un dialogo tecnico che migliora la qualità della progettazione, semplifica i processi autorizzativi e contribuisce a ridurre l'incertezza gestionale delle opere complesse.

L'archeologia preventiva, dunque, non si limita a tutelare il passato, ma partecipa attivamente alla costruzione del futuro energetico del Paese, fornendo alle imprese e ai progettisti un vantaggio conoscitivo che si traduce in efficienza, prevedibilità e sostenibilità.

Inquadramento normativo e procedurale

Il quadro normativo che disciplina l'archeologia preventiva in Italia si fonda sul Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D.Lgs. 42/2004), che riconosce la tutela del patrimonio archeologico come parte integrante dell'interesse pubblico e come componente strutturale della pianificazione territoriale.

All'interno di questo sistema si colloca la Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico (VPIA), introdotta dall'art. 25 e successivamente regolamentata dalle procedure ministeriali attuative, che ha reso obbligatoria la valutazione del potenziale archeologico prima dell'esecuzione di opere a rilevante impatto sul territorio.

La VPIA è oggi parte integrante dei processi autorizzativi connessi alle infrastrutture per la produzione di energia rinnovabile, in coordinamento con la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e con il Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR).

In questo contesto, il procedimento non rappresenta un'ulteriore fase burocratica, ma una garanzia di efficienza gestionale: consente di identificare in anticipo le aree di maggiore sensibilità archeologica e di integrare i risultati delle

indagini preventive nei modelli progettuali, evitando così varianti o sospensioni durante le fasi esecutive.

L'obbligatorietà della VPIA per le opere a impatto territoriale ha consolidato un approccio operativo basato sui principi di proporzionalità e mitigazione del rischio, in linea con le direttive europee in materia di sostenibilità ambientale.

Ciò significa che l'intensità dell'indagine archeologica deve essere commisurata al grado di trasformazione previsto e al livello di vulnerabilità del contesto, in modo da garantire un equilibrio tra tutela e sviluppo.

Per i parchi fotovoltaici a terra, ad esempio, l'estensione planimetrica e le opere di scavo per la posa dei cavidotti MT/BT o per le fondazioni dei tracker rendono necessarie verifiche diffuse, ma non necessariamente invasive, mentre per i parchi eolici o le stazioni di trasformazione il controllo si concentra sulle aree localizzate dei plinti e delle cabine, dove l'intervento sul deposito stratigrafico è più profondo.

L'applicazione corretta delle procedure di archeologia preventiva consente dunque di armonizzare la tutela con la pianificazione infrastrutturale, rendendo la progettazione più solida, coerente e rispettosa delle dinamiche territoriali.

Le indagini archeologiche preventive, se integrate fin dalle fasi di fattibilità, permettono di costruire un quadro conoscitivo affidabile che diventa parte del bagaglio tecnico del progetto, al pari delle indagini geologiche, geotecniche e sismiche.

In questo senso, la normativa non impone un vincolo, ma offre un metodo: un percorso di conoscenza che consente di progettare con maggiore consapevolezza del contesto fisico e storico in cui l'opera si inserisce.

La sinergia tra progettazione, valutazione ambientale e indagine archeologica rappresenta oggi uno dei pilastri della sostenibilità applicata alle infrastrutture energetiche.

Laddove il processo viene condotto in modo coordinato e progressivo, i tempi di approvazione si riducono, la qualità progettuale aumenta e il margine di rischio per le imprese si riduce sensibilmente.

L'approccio metodologico dell'archeologia preventiva si articola in fasi conoscitive progressive, calibrate in funzione del grado di vulnerabilità del contesto e dell'intensità delle trasformazioni previste dal progetto.

Si parte da una fase di analisi storico-territoriale preliminare, finalizzata a ricostruire la storia d'uso e di trasformazione dell'area di intervento. Attraverso la consultazione di cartografia storica, documentazione d'archivio, Ortofoto d'epoca, immagini satellitari e dati LIDAR, viene elaborato un primo modello interpretativo del paesaggio antico, utile a riconoscere morfologie residuali, tracce di viabilità storica, sistemi di canalizzazione o aree di antica antropizzazione.

Queste informazioni vengono georeferenziate e integrate nei Sistemi Informativi Territoriali (GIS) di progetto, co-

struendo mappe di sensibilità archeologica che individuano le aree a maggiore potenziale.

La verifica di tali evidenze avviene sul campo, mediante ricognizioni sistematiche di superficie, rilievi aerofotogrammetrici da drone e indagini diagnostiche non invasive (come prospezioni geofisiche, magnetometriche o con georadar), che consentono di rilevare anomalie sepolte e pattern di distribuzione dei materiali.

Laddove i risultati suggeriscano la presenza effettiva di depositi archeologici, si procede con indagini stratigrafiche mirate, eseguite tramite indagini non invasive (georadar, geoelettrica, magnetometria), trincee esplorative o carotaggi archeologici localizzati in corrispondenza delle principali opere: plinti di aerogeneratori, tracciati di cavidotti, viabilità di cantiere, cabine di consegna.

Questa fase consente di verificare la reale consistenza stratigrafica del deposito, di definirne la cronologia e la natura funzionale, e di stabilire l'eventuale necessità di misure di tutela o di mitigazione.

Tutti i dati acquisiti vengono elaborati in ambiente GIS e restituiti in forma georeferenziata, così da poter essere integrati direttamente nel layout del progetto e nel modello digitale del terreno (DTM).

Questo metodo, basato su una logica di progressione e proporzionalità, permette di adattare l'intensità dell'indagine al livello di rischio effettivo, evitando interventi eccessivi ma assicurando una conoscenza sufficiente a gestire con consapevolezza ogni fase del progetto.

Casi studio: esperienze applicative nell'ambito delle energie rinnovabili

Per chiarire in modo concreto gli obiettivi e la prospettiva adottata in questo contributo, si è scelto di affiancare alla riflessione metodologica una selezione di casi studio tratti da esperienze dirette di archeologia preventiva condotte in contesti progettuali reali.

Non si tratta di esempi astratti o meramente dimostrativi, ma di interventi effettivamente eseguiti nell'ambito di procedimenti autorizzativi legati alla realizzazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, nei quali l'archeologia preventiva si è confrontata con vincoli morfologici, tempistiche serrate, complessità amministrative e specificità territoriali differenti.

Come società operante sull'intero territorio nazionale – con particolare attenzione alle regioni del Mezzogiorno, dove la densità archeologica e la pressione infrastrutturale si intrecciano in modo più marcato – abbiamo potuto osservare in numerose occasioni quanto una corretta impostazione della Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico possa incidere sull'esito complessivo del progetto.

Una pianificazione calibrata, costruita su basi conoscitive solide e condotta in stretto coordinamento con i progettisti e gli enti competenti, non solo riduce i tempi di approvazione e il rischio di interferenze in fase esecutiva, ma migliora la qualità e la coerenza territoriale dell'opera stessa.

Attraverso i casi che seguono si intende restituire una visione concreta delle modalità con cui il processo di valutazione archeologica si struttura nella pratica: come si adatta alle diverse morfologie territoriali, come dialoga con le esigenze tecniche dei progettisti e come reagisce alle evidenze – o talvolta alle assenze – restituite dal sottosuolo.

I tre esempi selezionati rappresentano contesti differenti ma complementari: un parco eolico in area collinare, dove le dinamiche orografiche e la distribuzione delle opere accessorie richiedono un'analisi estesa del paesaggio (Comune di Lacedonia-AV); un impianto fotovoltaico in ambito agricolo portato come esempio non per la presenza di evidenze archeologiche ma per il contrario – per mostrare come una pianificazione iniziale sovrastimata, basata su un modello predittivo troppo prudente, possa condurre a un eccesso di indagini e a un dispendio di risorse non proporzionato al rischio effettivo; (Comune di Dragoni-CE); e un caso di indagine con rinvenimento positivo, che dimostra come anche nel quadro procedurale della preventiva possano emergere dati di grande valore scientifico (Comune di Trebisacce-CS).

Progetto per la realizzazione di un impianto eolico costituito da 6 turbine denominato “Origlia” per una potenza complessiva di 30MW e relative opere di connessione da realizzarsi nei comuni di Lacedonia e Aquilonia (AV)

Il Parco Eolico di Lacedonia, progettato dalla società STATKRAFT Italia¹, costituisce un esempio significativo di applicazione strutturata dell'archeologia preventiva all'interno di un progetto energetico complesso. Il progetto, localizzato

◆ **FIGURA 1 Inquadramento territoriale del Parco Eolico di Lacedonia e localizzazione delle principali opere di progetto**
(Elab. Autori)



nei territori comunali di Lacedonia e Aquilonia (AV), prevedeva l'installazione di sei aerogeneratori da 5 MW ciascuno, con la realizzazione delle relative piazzole di montaggio, della viabilità di cantiere, dei tracciati di cavidotti interrati, di una stazione di trasformazione 150/30 kV e del collegamento alla rete nazionale di trasmissione (Fig. 1).

Si tratta di un'opera infrastrutturale diffusa, destinata a incidere in modo rilevante su un paesaggio collinare caratterizzato da una lunga e articolata stratificazione storica, inserito nel più ampio contesto della valle dell'Ofanto, area nota per la continuità insediativa dall'età preromana fino all'epoca romana e medievale.

L'attività di archeologia preventiva è stata avviata fin dalle prime fasi di impostazione progettuale, mediante la conduzione dell'intero iter di Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico (VPIA) secondo un approccio integrato e interdisciplinare. La fase preliminare ha previsto un'estesa analisi bibliografica e cartografica, comprendente lo studio delle fonti d'archivio, della cartografia storica e dei principali repertori e database archeologici regionali e nazionali, con particolare attenzione alla ricostruzione delle principali direttrici di popolamento e di percorrenza storica.

¹ Si ringrazia Statkraft Italia per averci consentito di esporre i dati relativi a questo intervento ancora in corso di approvazione. La società sviluppatrice del progetto è Solarites srl che si ringrazia a sua volta per la disponibilità dimostrata sia in fase di esecuzione dell'incarico che in questa occasione.

L'analisi territoriale è stata estesa a un ambito più ampio rispetto al solo sedime delle opere, includendo un buffer di circa 5 km complessivi lungo l'asse di sviluppo dell'impianto, al fine di inquadrare il progetto all'interno di un sistema territoriale coerente (Fig. 2).

Tale scelta metodologica ha consentito di mettere in relazione la distribuzione delle evidenze note con le caratteristiche geomorfologiche del territorio, evidenziando una maggiore concentrazione dei potenziali archeologici lungo i crinali e in prossimità dei principali assi di collegamento naturale tra fondovalle e aree sommitali.

Le successive ricognizioni archeologiche di superficie, condotte in corrispondenza delle opere previste in progetto (aerogeneratori, viabilità, cavidotti), entro un buffer di 150m coassiale all'opera, hanno restituito dati di notevole interesse. In diversi settori dell'area di intervento sono stati rinvenuti materiali ceramici sparsi (Fig. 3), tra cui frammenti di cerami-

ca a vernice nera, anfore e grandi contenitori acromi, associati a elementi litici e a resti di cippi, presumibilmente funerari, in posizione secondaria. Tali rinvenimenti risultano coerenti con un uso del territorio riconducibile a fasi comprese tra l'età ellenistica e l'età romana, in un contesto verosimilmente caratterizzato da frequentazioni rurali e da una rete viaria funzionale al controllo e allo sfruttamento agricolo del paesaggio.

Particolarmente rilevante è risultata l'individuazione di un basolo in situ (Fig. 4), interpretabile come residuo di un antico tracciato viario, coerente con le direttrici note della viabilità romana della valle dell'Ofanto. La presenza di tale elemento ha fornito un importante indicatore per la lettura diacronica del territorio e ha contribuito in modo determinante alla definizione delle aree a maggiore sensibilità archeologica.

Queste evidenze hanno permesso di costruire un modello di potenziale archeologico realistico, basato su una lettura integrata dei dati storici, geomorfologici e di campo. I risulta-

◆ **FIGURA 2** Area di studio per la Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico (buffer di 5 km) con indicazione delle principali evidenze archeologiche note (Elab. Autori)



◆ **FIGURA 3 Materiali archeologici rinvenuti in superficie durante le ricognizioni**
(Elab. Autori)



◆ **FIGURA 4 Basolo in situ riconducibile a un antico tracciato viario di età romana**
(Elab. Autori)



ti sono stati tradotti in mappe di sensibilità georeferenziate e condivisi con il team di progettazione, che ha potuto così ottimizzare il layout del parco eolico e ridefinire alcune opere accessorie in funzione della reale distribuzione del rischio archeologico (Fig. 5).

L'inserimento di tali dati nel modello progettuale ha consentito di evitare interferenze dirette con i contesti più sensibili e di ridurre al minimo la necessità di varianti in corso d'opera, migliorando la qualità complessiva del processo autorizzativo.

Il caso di Lacedonia costituisce un esempio lineare e compiuto di applicazione del processo di Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico, sviluppato in tutte le sue fasi – dalla ricognizione preliminare alla restituzione finale dei dati – in modo integrato e coerente con le esigenze progettuali. L'intervento rappresenta, per la nostra società, un modello operativo virtuoso, in cui la copertura completa dell'iter procedurale e la stretta collaborazione con la società appaltante, fondata su un rapporto di fiducia e sinergia professionale, hanno consentito di raggiungere un risultato di efficienza concreta: una rapida conclusione del processo autorizzativo, la risoluzione tempestiva delle criticità e la piena compatibilità tra tutela archeologica e sviluppo energetico.

Dragoni (CE): progetto di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, integrato con agricoltura sostenibile, di potenza circa 9,996 MWp e relative opere di connessione.

Il progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, integrato con agricoltura sostenibile, promosso da Absolute Energy srl nel territorio comunale di Dragonsi (CE), costituisce un caso di studio utile per evidenziare le criticità che possono emergere quando la valutazione del rischio archeologico non è supportata da un'adeguata integrazione interdisciplinare e da una lettura aggiornata del contesto geomorfologico e territoriale.

L'opera prevedeva la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di circa 9,996 MWp in località Scorpeto, con relativo sistema di connessione alla cabina primaria AT/MT di Piedimonte Matese mediante tracciati in media tensione interrati (Fig. 6). L'intervento interessava un'area estesa della media valle del Volturno, coinvolgendo anche i territori comunali di Alife e Piedimonte Matese, in un contesto pianeggiante caratterizzato da un uso del suolo prevalentemente agricolo e da una morfologia stabile, priva di evidenti elementi di discontinuità topografica.

In fase di pianificazione, la Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico (VPIA) era stata impostata prevalentemente su un'analisi di tipo documentale, basata su fonti bibliografiche e su segnalazioni di rinvenimenti archeologici noti nei centri limitrofi. In particolare, la prossimità a contesti di comprovata rilevanza archeologica – quali Alife (antica Allifae), Piedimonte Matese e Baia e Latina, caratterizzati dalla presenza di necropoli, tracciati viari e insediamenti rurali di età romana – aveva condotto all'attribuzione di un livello di rischio medio-alto esteso

◆ **FIGURA 5** Carta del rischio archeologico elaborata in ambiente GIS (Elab. Autori)



all'intera area progettuale. Tale valutazione risultava tuttavia fondata principalmente su criteri di contiguità territoriale, senza un'analisi geomorfologica di dettaglio né una verifica diretta delle condizioni stratigrafiche dei terreni interessati.

Prima dell'avvio delle attività di scavo, è stato effettuato, dalla nostra società, un sopralluogo preliminare volto a verificare sul campo le segnalazioni riportate nella documentazione di VPIA. Tale sopralluogo non ha restituito evidenze archeologiche riconoscibili in superficie, né dispersioni materiali chiaramente attribuibili a contesti antichi in posto, suggerendo una possibile sovrastima del rischio associato all'area di intervento.

A seguito delle prescrizioni impartite dalla Soprintendenza competente, si è quindi proceduto all'esecuzione dei saggi archeologici preventivi, finalizzati alla verifica diretta del potenziale archeologico e delle condizioni stratigrafiche dei terreni (Fig. 7).

La sequenza stratigrafica documentata nei saggi eseguiti si è mostrata pressoché omogenea, caratterizzata da depositi naturali indisturbati, privi di discontinuità stratigrafiche, inclusi diagnostici o indicatori di attività antropica. I livelli rilevati risultavano costanti sia per composizione – con matrice limoso-sabbiosa di colore bruno/rossiccio – sia per spessore, suggerendo una genesi alluvionale e un'evoluzione pedogenetica di origine naturale (Fig. 8). Senza alcuna traccia di frequentazioni antropiche antiche in posto.

Le dispersioni fittili precedentemente segnalate nella documentazione preliminare (UT1–UT3) non hanno trovato riscontro stratigrafico né topografico durante le indagini, risultando verosimilmente attribuibili a rimaneggiamenti agricoli superficiali e a processi post-deposizionali, privi di valore contestuale e interpretativo. L'esito negativo dei saggi ha pertanto consentito di ridimensionare in modo oggettivo e motivato il livello di rischio archeologico attribuibile all'area di progetto.

Il caso di Dragoni evidenzia come una sovrastima del rischio archeologico, basata esclusivamente sulla prossimità a siti noti e non supportata da un modello predittivo interdisciplinare, possa tradursi in prescrizioni sproporzionate rispetto alla reale vulnerabilità del contesto. In assenza di un'integrazione sistematica tra dati archeologici, geomorfologici e stratigrafici, il processo valutativo rischia infatti di generare un dispendio non necessario di risorse e tempi, senza un effettivo incremento delle conoscenze sul territorio.

L'esperienza di Dragoni offre pertanto una riflessione metodologica sull'importanza di un approccio proporzionato e calibrato all'archeologia preventiva. La VPIA, se costruita su basi conoscitive solide e interdisciplinari, non deve mirare a massimizzare le indagini, ma a ottimizzarle in funzione della reale sensibilità archeologica del contesto, mantenendo un equilibrio efficace tra tutela del patrimonio, sostenibilità tecnico-economica dell'opera e razionalità della pianificazione energetica.

Trebisacce (CS): l'archeologia preventiva come occasione di conoscenza scientifica

L'intervento di Trebisacce si colloca nell'ambito dei lavori di E-distribuzione per la realizzazione di una nuova linea elettrica in media tensione (MT 20 kV) in cavo interrato, lungo la Strada Provinciale 253, in località Chiusa, a breve distanza dalla fascia costiera ionica del territorio comunale di Trebisacce (Fig.9).

Le attività archeologiche sono state attivate in forma di sorveglianza archeologica continuativa, prescritta dalla Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio competente in considerazione della presenza, nelle aree limitrofe, di un vincolo diretto e di tutela indiretta, istituito a seguito dei rinvenimenti effettuati negli anni Ottanta del Novecento (cd. *cantiere Russo*). In tale contesto, la sorveglianza non si è configurata come mera attività accessoria, ma come strumento

◆ **FIGURA 6** Inquadramento territoriale dell'impianto fotovoltaico di Dragoni con sistema di connessione alla cabina primaria AT/MT di Piedimonte Matese (CE) (Elab. Autori)



operativo di prevenzione, finalizzato al controllo sistematico delle interferenze tra le opere infrastrutturali e il sottosuolo archeologico.

Durante le operazioni di scavo, appena sotto la posa del manto stradale, la sorveglianza ha consentito di individuare evidenze archeologiche significative, tra cui tratti di viabilità storica di età ottocentesca (Fig. 10) e, soprattutto, un deposito di anfore di età romana (Fig.11), parzialmente compromesso da precedenti interventi per la posa di sottoservizi. Il rinvenimento, avvenuto in corrispondenza delle trincee per l'alloggiamento dei cavi elettrici, ha imposto l'immediata attivazione delle procedure di tutela e la rimodulazione delle attività di scavo archeologico, trasformando la sorveglianza in un'indagine stratigrafica strutturata.

Nonostante le dimensioni limitate delle aree indagate, le evidenze emerse hanno restituito un contesto di notevole interesse scientifico, riferibile a un'area di deposito e stoccaggio anforico databile tra la fine del I secolo a.C. e gli inizi del I secolo d.C., in continuità funzionale e cronologica con quanto già noto nel settore (SPADOLINI 2023, pp.362-372).

Dal punto di vista metodologico, il caso di Trebisacce dimostra come la sorveglianza archeologica, se correttamente integrata nel cronoprogramma delle opere, costituisca uno strumento efficace per la gestione del rischio archeologico nelle opere lineari. In assenza di tale presidio, il rinvenimento avrebbe potuto determinare un'interruzione non programmata dei lavori, con ricadute significative su tempi e costi dell'intervento.

L'esperienza evidenzia inoltre come l'archeologia preventiva, anche quando attuata in forma di sorveglianza in corso d'opera, possa produrre risultati di rilievo, contribuendo all'ampliamento delle conoscenze sul territorio. In questo senso, la sorveglianza si configura non solo come misura di tutela, ma come strumento operativo capace di coniugare esigenze infrastrutturali e gestione del cantiere.

Il caso studio di Trebisacce completa il quadro proposto, mostrando come, accanto alla pianificazione preventiva e alla valutazione del rischio, la presenza dell'archeologo in fase esecutiva rappresenti un elemento chiave per garantire la compatibilità tra sviluppo energetico e patrimonio archeologico.

◆ **FIGURA 7** Saggi archeologici preventivi eseguiti nell'area di progetto: viste generali delle unità di scavo (Elab. Autori)



CONCLUSIONI

Il quadro che emerge dai casi studio analizzati evidenzia come l'archeologia preventiva rappresenti oggi una componente strutturale dei processi di pianificazione delle infrastrutture per la produzione di energia da fonti rinnovabili. In un contesto caratterizzato da una crescente pressione trasformativa sul territorio, l'integrazione tra progettazione energetica e conoscenza archeologica non può più essere letta come un mero adempimento procedurale, ma come una scelta metodologica consapevole, capace di incidere in modo concreto sulla qualità e sulla sostenibilità degli interventi.

Le esperienze presentate mostrano come la Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico, se impostata secondo criteri di proporzionalità, interdisciplinarietà e progressione delle indagini, consenta di governare il rischio archeologico in modo efficace, migliorando la qualità del progetto e riducendo l'incertezza nelle fasi esecutive. L'archeologia preventiva si configura così non come un elemento di freno allo sviluppo, ma come uno strumento capace di orientare le trasformazioni territoriali verso soluzioni più sostenibili e coerenti con la storia dei luoghi.

In questa prospettiva, il patrimonio archeologico non è una variabile estranea al processo di sviluppo, ma una componente integrante del paesaggio e dell'identità territoriale. La sua tutela non riguarda esclusivamente gli spe-

◆ **FIGURA 8** Sezione stratigrafica di uno dei saggi archeologici preventivi, con deposizione naturale omogenea (Elab. Autori)



◆ **FIGURA 10** Emergenza delle evidenze archeologiche intercettate nel corso della sorveglianza archeologica, strada basolata (Elab. Autori)



◆ **FIGURA 9** Inquadramento territoriale dell'area di intervento in località Chiusa (Trebisacce, CS) con indicazione del tracciato dei cavidotti ENEL-Distribuzione oggetto di sorveglianza archeologica (Elab. Autori)



◆ **FIGURA 11** Emergenza delle evidenze archeologiche intercettate nel corso della sorveglianza archeologica, deposito di anfore di età romana (Elab. Autori)



cialisti del settore, ma investe una responsabilità collettiva, che coinvolge progettisti, imprese, enti pubblici e comunità locali. Salvaguardare il patrimonio culturale significa infatti proteggere un bene comune, garantendo che il progresso tecnologico e la transizione energetica non producano una perdita irreversibile di memoria storica.

L'archeologia preventiva, dunque, non si limita a preservare il passato, ma partecipa attivamente alla costru-

zione del futuro, offrendo strumenti di conoscenza che rendono lo sviluppo infrastrutturale più consapevole, prevedibile e sostenibile. È in questo equilibrio tra tutela, innovazione e responsabilità condivisa che si misura oggi la qualità delle politiche energetiche e della pianificazione territoriale contemporanea, nonché la capacità dei territori di affrontare le sfide della transizione energetica senza rinunciare alla propria storia. ◆

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- Spadolini F., *Trebisacce (CS), località Chiusa. Scavi di archeologia preventiva*, in *Notizie degli Scavi di Antichità*, 2023.



Rivoli Veronese: un modello virtuoso di convivenza tra eolico, comunità e natura



◆ **Marco Giusti**, Direttore Ingegneria e Ricerca Gruppo Magis

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0020](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0020)

ABSTRACT

L'accettabilità sociale e ambientale rappresenta un fattore chiave per la diffusione delle energie rinnovabili. Il parco eolico di Rivoli Veronese (VR), realizzato e gestito dall'allora Agsm (ora Magis), costituisce un esempio virtuoso di come la costruzione di un'infrastruttura energetica possa nascere e generare valore da un processo di dialogo e co-progettazione con la comunità locale. La sua costruzione, infatti, è stata promossa inizialmente da Agsm e accolta fin da subito dal comune di Rivoli Veronese che ha assunto il ruolo di facilitatore e mediatore con i concittadini e cittadine, con le associazioni sociali e ambientali e gli stakeholder, favorendo così un consenso diffuso.

L'impianto è situato sul Monte Mesa, area di grande valore naturalistico inserita in un sito di Interesse Comunitario (SIC - ZPS) che ospita prati aridi con orchidee selvatiche e specie floristiche vulnerabili. Per ridurre l'impatto ambientale, Magis ha collaborato fin da subito con il circolo Legambiente "Il Tasso", il Centro Nazionale Carabinieri Biodiversità di Peri e altri esperti, attuando misure di preservazione, conservazione e ripristino ambientale. Tra le misure adottate è di particolare importanza il recupero e l'ampliamento dei prati

aridi esistenti oltre alla cultura in vitro e al trapianto delle orchidee autoctone. Un'altra misura compensativa ha riguardato la realizzazione di un percorso didattico ambientale, oggi frequentato da migliaia di studenti, cittadini e turisti. La stessa Magis organizza ogni anno visite guidate nel parco eolico del Monte Mesa, accompagnando centinaia di studenti, di ogni ordine e grado, e illustrando sia le peculiarità tecniche sia le importanti valenze ambientali di questo importante angolo di territorio.

La realizzazione del parco eolico ha visto il coinvolgimento di moltissime persone che, fin dalla fase progettuale, hanno partecipato ad assemblee pubbliche e consultazioni. Sono stati introdotti strumenti innovativi di condivisione dei benefici, come i "Rivoli bond", e tariffe energetiche agevolate per i residenti.

INTRODUZIONE

La transizione energetica rappresenta una delle principali sfide del nostro tempo e, per questo, richiede una trasformazione profonda dei modelli di produzione e consumo dell'energia. In questo scenario, lo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili è una condizione necessaria per il raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici nazionali, europei e mondiali. Tuttavia, la realizzazione di nuove centrali incontra spesso resistenze legate a timori ambientali, paesaggistici e sociali.

Negli ultimi anni è emerso con chiarezza come il successo dei progetti rinnovabili non dipenda esclusivamente dalla loro sostenibilità tecnica ed economica, ma anche dalla capacità di ottenere legittimazione sociale. L'accettabilità sociale e ambientale si configura, dunque, come una dimensione strategica della progettazione energetica, capace di influenzare tempi di realizzazione, costi e qualità complessiva degli interventi.

Il parco eolico di Rivoli Veronese rappresenta un esempio concreto di come un progetto energetico possa essere integrato in un territorio sensibile, trasformando potenziali conflitti in opportunità di collaborazione e creazione di valore condiviso.

Parallelamente, il dibattito nazionale sui grandi impianti eolici e fotovoltaici evidenzia come la percezione mediatica e le condizioni di mercato possano influenzare l'evoluzione delle rinnovabili in Italia. In molteplici articoli pubblicati si sottolineano criticità quali l'aumento dei prezzi dell'elettricità, la riduzione degli investimenti nei grandi impianti e le contestazioni legate all'uso del suolo, evidenziando le implicazioni sociali e politiche di un contesto in cui la diffusione delle FER è vista da alcuni come problematica.

Un quadro più sistematico emerge dall'Executive Summary del Rapporto Rinnovabili 2025 di AGICI, che mette in evidenza come il rallentamento nello sviluppo delle fonti rinnovabili rispetto agli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) possa generare un gap di capacità di circa 17 GW entro il 2030. Tali ritardi sono attribuiti a barriere normative e burocratiche, saturazione delle infrastrutture di rete e opposizioni territoriali, con impatti sia economici sia ambientali per il Paese.

L'esperienza di Rivoli Veronese dimostra come processi partecipativi ben strutturati possano contribuire a superare tali ostacoli, favorendo una maggiore accettazione e sostenibilità dei progetti rinnovabili nel contesto locale e nazionale.

Accettabilità sociale e ambientale: quadro di riferimento

L'accettabilità sociale degli impianti energetici può essere definita come il grado di consenso, supporto o opposizione espresso dai diversi attori coinvolti rispetto a un progetto. La letteratura distingue generalmente tre livelli di accettabilità:

- quella socio-politica, legata al quadro normativo e alle politiche pubbliche;
- quella di mercato, connessa alla diffusione delle tecnologie e alla loro competitività;
- quella della comunità locale, che riguarda direttamente i territori interessati dagli impianti.

È proprio quest'ultimo livello a risultare determinante per la concreta realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili. Numerosi studi dimostrano infatti che i conflitti locali non derivano tanto da un rifiuto ideologico quanto piuttosto da processi decisionali percepiti come poco trasparenti, calati dall'alto o incapaci di riconoscere il valore dei territori coinvolti. In questo senso, il ricorso all'etichetta "Not In My Back Yard" (NIMBY) risulta spesso riduttivo e fuorviante.

L'accettabilità sociale è strettamente intrecciata con la dimensione ambientale. L'accettabilità ambientale non può essere limitata al rispetto formale delle prescrizioni autorizzative, ma richiede una valutazione sostanziale degli impatti sugli ecosistemi, sul paesaggio e sulla biodiversità, nonché l'adozione di misure di mitigazione e compensazione efficaci e monitorabili nel tempo. Nei territori ad alto valore naturalistico, questa dimensione assume un peso ancora maggiore, incidendo direttamente sulla percezione del progetto da parte della comunità.

Negli ultimi anni, il concetto di accettabilità si è progressivamente evoluto, fino a essere interpretato come una vera e propria infrastruttura immateriale della transizione energeti-

ca. Essa influisce sui tempi di realizzazione degli impianti, sui costi complessivi dei progetti e sulla loro resilienza nel lungo periodo. In questo quadro, il ruolo degli operatori energetici e delle utility pubbliche si amplia: da semplici sviluppatori di impianti a soggetti chiamati a facilitare processi complessi di governance territoriale, capaci di integrare interessi energetici, ambientali e sociali.

Il contesto territoriale di Rivoli Veronese

Rivoli Veronese è un piccolo comune situato in una posizione strategica all'imbocco della Val d'Adige, caratterizzato da una forte identità paesaggistica, storica e naturalistica. Il territorio comunale comprende anche il Monte Mesa, un rilievo inserito nell'Anfiteatro Morenico, che rappresenta un elemento di grande valore geomorfologico e ambientale.

L'area interessata dal parco eolico è ubicata proprio sul Monte Mesa, una piccola elevazione che rientra nella rete Natura 2000 ed è classificata come Sito di Interesse Comunitario (SIC) e Zona di Protezione Speciale (ZPS). Ospita habitat di particolare pregio, tra cui i prati aridi (SIC 6210), che sono ambienti rari e vulnerabili, caratterizzati da un'elevata biodiversità floristica e dalla presenza di specie protette, come le orchidee selvatiche.

Ma non è solo il contesto floristico ad essere importante, lo è anche tutto il mondo della fauna che, in questo habitat, vi trova un'importante dimora dove vivere e riprodursi.

Questo contesto rendeva la realizzazione di un impianto eolico particolarmente sfidante, richiedendo un elevato livello di attenzione nella progettazione sia tecnica sia ambientale, nonché un dialogo costante con la comunità locale, storicamente sensibile alle tematiche ambientali.

Il processo di co-progettazione e partecipazione

Uno degli elementi più distintivi dell'esperienza di Rivoli Veronese è rappresentato dal processo di co-progettazione che ha accompagnato l'intero sviluppo del parco eolico, dalle fasi preliminari fino alla realizzazione e alla gestione dell'impianto. A differenza di molti altri casi, l'iniziativa è stata promossa dall'allora Agsm ed è stata accolta con entusiasmo dal Comune, che ha assunto un ruolo attivo non solo come ente presente nell'iter autorizzativo regionale ma anche come facilitatore del dialogo tra i diversi attori coinvolti nelle varie fasi progettuali e realizzative dell'opera.

Il percorso partecipativo si è articolato attraverso una pluralità di strumenti: assemblee pubbliche, incontri tematici, momenti di confronto diretto con cittadini e portatori di interesse, nonché occasioni di approfondimento tecnico dedicate

agli aspetti ambientali e paesaggistici, realizzazione di lettere e brochure, coinvolgimento degli alunni delle scuole di ogni ordine e grado. Complessivamente, il processo ha coinvolto circa 1.000 persone, un numero particolarmente significativo se rapportato alla dimensione demografica del comune.

Questi momenti di confronto hanno consentito di condividere in modo trasparente le caratteristiche del progetto, le sue finalità e i potenziali impatti, ma anche di raccogliere osservazioni, proposte e criticità espresse dalla comunità. Il dialogo continuo ha permesso di modificare e affinare alcune scelte progettuali, rafforzando la qualità complessiva dell'intervento e riducendo il rischio di conflitti successivi.

Un aspetto centrale del processo è stato il coinvolgimento delle associazioni ambientaliste locali, in particolare del circolo Legambiente Baldo-Garda "Il Tasso", che hanno partecipato attivamente alla definizione delle misure di tutela e monitoraggio ambientale. Questo ha contribuito a costruire un clima di fiducia reciproca e a integrare competenze scientifiche e conoscenze puntuali del territorio, superando una logica di contrapposizione tra sviluppo energetico e tutela ambientale.

Tutela ambientale e biodiversità

La presenza sul Monte Mesa di habitat sensibili ha imposto l'adozione di misure avanzate di mitigazione e compensazione ambientale. L'allora Agsm ha avviato fin da subito una collaborazione strutturata con il circolo Legambiente Baldo-Garda "Il Tasso", il Centro Nazionale Carabinieri Biodiversità di Peri ed altri esperti di biodiversità, con l'unico obiettivo di salvaguardare le valenze ambientali presenti sul Monte Mesa. Sono state quindi unite le competenze tecniche e quelle ambientali, al fine di giungere a un progetto che non solo limitasse le interferenze con l'habitat del Monte Mesa, ma che le ampliasse e le rendesse fruibili a tutti.

Si riassumono di seguito le principali misure di salvaguardia che sono state messe in atto prima, durante e dopo il cantiere:

- uno studio paesaggistico molto minuzioso, volto a creare uno skyline ad arco che rendesse la percezione visiva più armoniosa;
- uno studio del layout di impianto molto dettagliato, al fine di evitare il più possibile le interferenze degli aerogeneratori con i prati aridi;
- un dettagliato rilievo topografico del Monte Mesa, che è risultato fondamentale per poter collocare le piazzole in modo da evitare il più possibile il disturbo ai prati aridi e un eccessivo movimento terra, in modo da agevolare anche il successivo ripristino dell'orografia dei versanti ad uno status ante opera;

- una serie di monitoraggi ambientali ante operam, grazie ai quali è stato possibile prevedere tutte le mitigazioni e compensazioni messe poi in atto al fine di salvaguardare l'habitat prioritario;
- la ricostruzione dei prati aridi mediante la raccolta del fiorume e la successiva semina dello stesso nelle aree ripristinate a fine cantiere;
- la coltura in vitro delle orchidee selvatiche, al fine di poter poi inseguire nei prati aridi i fiori autoctoni del Monte Mesa;
- il trapianto di zolle erbose contenenti specie floristiche di pregio, al fine di evitare che venissero coinvolte dalle lavorazioni di cantiere;
- la realizzazione di un percorso didattico ambientale, oggi frequentato da migliaia di persone, che, attraverso una serie di pannelli informativi, illustra sia le peculiarità tecniche dell'impianto eolico sia le importanti valenze ambientali di questo importante rilievo collinare.

La gestione ambientale è stata quindi concepita come un processo continuo, che prosegue anche nella fase di esercizio dell'impianto, attraverso attività di monitoraggio e manutenzione degli habitat che viene portata avanti con il prezioso aiuto del circolo Legambiente "Il Tasso". Grazie a queste azioni di tutela ambientale, ci sono stati degli importanti successi nel miglioramento e nell'ampliamento delle superfici oggi a prato arido, con il quasi totale ripristino delle aree interessate dai lavori. Questo approccio evidenzia come un impianto rinnovabile possa diventare un'occasione per rafforzare la tutela della biodiversità, anziché rappresentare esclusivamente una fonte di impatto.

Condivisione del valore con la comunità

Accanto agli aspetti ambientali e partecipativi, il progetto ha previsto strumenti innovativi di condivisione dei benefici economici e sociali. Tra questi, l'introduzione dei cosiddetti "Rivoli bond", che hanno consentito ai cittadini di partecipare indirettamente al progetto e di beneficiarne economicamente. Sono state inoltre previste tariffe energetiche agevolate per i residenti, rafforzando il legame tra produzione locale di energia rinnovabile e benefici concreti per la comunità. Que-



Parco eolico Rivoli

ste misure hanno contribuito a rendere più tangibile il valore generato dall'impianto, andando oltre una logica puramente compensativa. Un ulteriore elemento di valore è rappresentato dalla realizzazione di un percorso didattico-ambientale all'interno del parco eolico, oggi utilizzato da scuole, cittadini e turisti. L'infrastruttura energetica diventa così anche uno strumento di educazione ambientale e di promozione del territorio.

Replicabilità del modello

Il caso di Rivoli Veronese offre spunti di riflessione rilevanti in termini di replicabilità dei modelli di sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili. Pur trattandosi di un contesto territoriale specifico, caratterizzato da una forte sensibilità ambientale e da un'elevata coesione sociale, alcuni elementi emersi possono essere considerati fattori abilitanti anche in altri contesti.

Tra questi, assume particolare rilievo il ruolo attivo degli enti locali, non limitato alle funzioni autorizzative ma esteso alla facilitazione dei processi partecipativi e alla mediazione tra



Visite guidate agli impianti

interessi diversi. La presenza di un soggetto pubblico credibile e radicato nel territorio si è dimostrata fondamentale per costruire fiducia e legittimazione sociale attorno al progetto.

Un secondo elemento chiave riguarda il coinvolgimento attivo degli stakeholder. L'attivazione del dialogo nelle fasi iniziali consente di prevenire conflitti, ridurre le asimmetrie informative e integrare istanze locali nella progettazione. In questo senso, la partecipazione non rappresenta un rallentamento del processo decisionale, ma un investimento in termini di qualità e sostenibilità del progetto.

La collaborazione strutturata con associazioni ambientaliste ed esperti di biodiversità rappresenta un ulteriore fattore di replicabilità. Essa consente di elevare il livello delle misure

di tutela ambientale e di rafforzare la credibilità del progetto, magari migliorandolo, soprattutto in contesti ad alto valore naturalistico. Infine, la condivisione dei benefici economici e sociali con la comunità contribuisce a rendere tangibile il valore generato dall'impianto, rafforzando il legame tra produzione energetica e territorio.

È tuttavia necessario sottolineare che la replicabilità non implica una semplice trasposizione meccanica di strumenti o soluzioni. Ogni territorio presenta caratteristiche socio-culturali, ambientali e istituzionali specifiche, che richiedono un adattamento dei processi e degli strumenti adottati. In questo senso, l'esperienza di Rivoli Veronese può essere interpretata come un framework di riferimento flessibile, utile per orientare la progettazione di nuovi impianti rinnovabili in chiave partecipativa e sostenibile.

CONCLUSIONI

La transizione energetica richiede un approccio integrato, capace di coniugare obiettivi climatici, tutela ambientale e consenso sociale, soprattutto in un Paese come l'Italia che presenta, oltre a un'orografia sovente complessa, innumerevoli valenze ambientali, storiche e paesaggistiche.

Il parco eolico di Rivoli Veronese dimostra come un progetto di un impianto da fonti rinnovabili possa diventare un'opportunità di sviluppo sostenibile quando è accompagnato da processi di governance inclusivi e da una visione di lungo periodo.

L'esperienza, quindi, evidenzia come l'accettabilità sociale e ambientale non rappresenti un ostacolo, ma una condizione abilitante per la realizzazione di infrastrutture energetiche resilienti e radicate nei territori. ♦



La legge francese sull'accelerazione delle energie rinnovabili: interesse pubblico prevalente e pianificazione territoriale

★ **Francesca Romana D'Amico**, Dottoranda in diritto amministrativo, **Università degli Studi Roma Tre**

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0021](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0021)

ABSTRACT

Il contributo analizza la legge francese n. 175 del 10 marzo 2023 sull'accelerazione della produzione di energie rinnovabili, collocandola nel quadro delle politiche europee di transizione energetica e, in particolare, delle indicazioni contenute nel regolamento UE 2022/2577 (REPowerEU). Partendo dalla matrice europea, lo studio mette in luce le soluzioni peculiari adottate dall'ordinamento francese, con specifico riferimento alle procedure di localizzazione e autorizzazione degli impianti. L'attenzione è rivolta, da un lato, all'introduzione della nozione di *raison impérative d'intérêt public majeur* e ai suoi effetti sul bilanciamento tra tutela ambientale e sviluppo delle rinnovabili; dall'altro, al rafforzamento della pianificazione territoriale attraverso le zone di accelerazione, le zone di esclusione e l'integrazione delle energie rinnovabili nei documenti urbanistici. Il contributo esamina inoltre il ruolo attribuito agli enti locali, al referente prefettizio e agli attori pubblici e privati, nonché le misure di ottimizzazione fondiaria e di sviluppo dell'agrivoltaico. In conclusione, il lavoro

evidenza come la riforma, pur senza introdurre rotture radicali, miri a una riorganizzazione sistematica degli strumenti esistenti, sollevando tuttavia rilevanti questioni applicative e offrendo spunti di riflessione utili anche in prospettiva comparata, in particolare rispetto all'esperienza italiana.

INTRODUZIONE

La transizione energetica rappresenta uno dei pilastri centrali delle politiche contemporanee. Gran parte della normativa che indirizza questo processo è, come noto, di matrice europea. L'obiettivo del testo è analizzare come, pur partendo dalla medesima matrice di indicazioni europee, la Francia abbia adottato delle modalità peculiari rispetto all'Italia, in particolare riguardo alle procedure di insediamento degli impianti di energia rinnovabile. Verrà presa in esame la legge del 10 marzo 2023 n. 175 sull'accelerazione della produzione di energie rinnovabili. Da un punto di vista metodologico la normativa adotta un approccio trasversale, intervenendo direttamente su più aspetti della legislazione preesistente. In particolare, si occupa di modificare e integrare i codici dell'energia, dell'ambiente e dell'urbanistica introducendo i profili legati allo sviluppo delle energie rinnovabili. Questa legge non rappresenta una rottura radicale con gli approcci previgenti, ma prevede una riorganizzazione sistematica degli strumenti presenti, provando a rafforzarne l'efficacia.

La nozione di “raison impérative d'intérêt public majeur” (RIIPM)

La legge rappresenta l'operato francese nel venire incontro alle direttive e alle indicazioni europee in materia di transizione energetica. In particolare, è ispirata al regolamento UE 2022/2577 cd. REPowerEU. Il regolamento, volto a superare la crisi energetica conseguente alla guerra in Ucraina, mira a semplificare e ad accelerare le procedure inerenti all'installazione di impianti rinnovabili. L'articolo 3, paragrafo 1 del regolamento introduce la presunzione di interesse pubblico prevalente per la pianificazione e la costruzione di impianti di energia da fonti rinnovabili.

È uno dei principali snodi teorici della disciplina, sia a livello europeo sia rispetto agli Stati membri. Infatti, nell'ordinamento francese si introduce con l'articolo 411.2.1 all'interno del Codice dell'ambiente, il concetto di “raison impérative d'intérêt public majeur” (RIIPM). Questa presunzione consente agli Stati membri di derogare, in determinate condizioni, ad alcuni vincoli per favorire la diffusione degli impianti. In questo contesto, è quindi necessario procedere all'identificazione delle caratteristiche che permettono l'attribuzione della ragione imperativa.

La legge assegna la fissazione dei criteri di riconoscimento del RIIPM al potere regolamentare. In merito si richiama

un parere del settembre 2022 del Consiglio di Stato che ha precisato gli elementi identificativi di questo concetto: il tipo di fonte rinnovabile, la potenza totale prevista dell'impianto progettato e, soprattutto, il contributo globale in termini di potenza volto al raggiungimento degli obiettivi fissati dalla programmazione pluriennale dell'energia (PPE).

Si ritiene che i progetti debbano contribuire in modo “determinante” al fabbisogno locale e agli obiettivi nazionali e dipartimentali di produzione elettrica per poter beneficiare di RIIPM. Infatti, nonostante la presunzione introdotta dal legislatore, il riconoscimento della ragione imperativa non è automatico. In caso di apporto agli obiettivi energetici troppo esiguo per giustificare deroghe, il Consiglio di Stato non ha esitato a bloccare il progetto di installazione di nuovi impianti per difetto di ragione imperativa.

La principale conseguenza del riconoscimento di rilevante interesse pubblico è relativa al ruolo delle associazioni di difesa dell'ambiente che, in questo caso, perdono la possibilità di agire in tribunale per chiedere la sospensione o annullamento dell'insediamento di impianti di energia rinnovabile che ritengono essere dannosi e lesivi per gli ecosistemi protetti.

La pianificazione territoriale come leva dell'accelerazione

Uno degli aspetti più interessanti della disciplina, specie da una prospettiva italiana, riguarda il rafforzamento della pianificazione territoriale al fine di accelerare le procedure di insediamento degli impianti. Infatti, una delle questioni principali affrontata è quella del rapporto con le comunità locali e gli interessi che queste esprimono. Per superare questo nodo il legislatore è intervenuto in materia di urbanistica, mirando a pianificare al meglio lo sviluppo delle energie rinnovabili e a ottimizzare a tal fine il patrimonio fondiario esistente.

Come indicato dal legislatore europeo, anche la Francia ha provveduto a istituire le “zone di accelerazione per l'implementazione di impianti terrestri di produzione di energie rinnovabili e delle relative opere” (C. energia, art. 1. 141-5-3).

Rappresentano, quindi, aree nelle quali le procedure autorizzative sono semplificate e accelerate.

L'istituzione di queste zone non è priva di conseguenze per i promotori di progetti di insediamento di nuovi impianti. Infatti, i promotori di progetti, nel caso in cui desiderino rea-

lizzare un progetto di una certa soglia al di fuori di una zona di accelerazione, dovranno organizzare a proprie spese un “comitato di progetto” che includa “le diverse parti interessate dal progetto, in particolare i comuni e gli enti pubblici di cooperazione intercomunale (EPCI) di cui sono membri, nonché i rappresentanti dei comuni limitrofi” (C. energia, art. 211-9).

La procedura di individuazione delle zone di accelerazione

Istituite dagli enti territoriali, in stretta collaborazione con i servizi dello Stato, le zone di accelerazione hanno lo scopo di accogliere in via prioritaria gli impianti di produzione di energie rinnovabili.

A tal fine, lo Stato e i gestori delle reti di elettricità e gas devono mettere a disposizione, dei comuni e degli enti pubblici di cooperazione intercomunale (EPCI), le informazioni disponibili relative alla capacità di accoglienza di impianti sul territorio, alla capacità già pianificata e agli obiettivi nazionali definiti dalla programmazione pluriennale dell'energia.

Sulla base di queste informazioni, i Comuni devono identificare queste zone con delibera del consiglio comunale, previa consultazione pubblica. Tali zone devono essere rinnovate ogni cinque anni secondo una procedura identica.

I comuni, quindi, sono i soggetti chiamati a identificare le zone sulla base delle specificità territoriali locali, tenendo conto delle caratteristiche ambientali, paesaggistiche, agricole e socioeconomiche del proprio territorio. Inoltre, il processo di identificazione delle zone di accelerazione prevede una fase di consultazione pubblica, volta a garantire la partecipazione dei cittadini e degli attori locali.

A queste prime due fasi, condivisione delle informazioni e identificazione da parte dei Comuni, segue una terza fase. Per cui, una volta identificate le zone, i comuni devono comunicare tale identificazione in breve tempo (6 mesi dal ricevimento delle informazioni sopra citate) al referente prefettizio incaricato dei progetti di energia o all'EPCI di cui sono membri.

L'introduzione della di un referente prefettizio per l'istruzione dei progetti di energie rinnovabili e dei progetti industriali necessari alla transizione energetica è un importante aspetto da segnalare. Infatti, la legge intende sostenere l'azione degli enti locali attraverso un supporto decentrato tramite l'istituzione del nuovo referente prefettizio (cfr. art. l. 181-28-10). Nominato dal rappresentante dello Stato nel dipartimento tra i sottoprefetti, è incaricato, tra l'altro, di fornire sostegno e assistenza agli enti locali nelle loro iniziative di pianificazione della transizione energetica, in particolare nell'individuazione delle zone di accelerazione. Questa figura incarna la volontà del legislatore di rafforzare il coordinamento verticale tra Stato e collettività territoriali.

I limiti territoriali alle zone di accelerazione e le zone di esclusione

La legge stabilisce una serie di limiti alla localizzazione delle aree predisposte alla localizzazione degli impianti. Infatti, non possono essere ubicate in determinate aree caratterizzate dall'alto valore ambientale e naturale. Sono, quindi, automaticamente esclusi i parchi nazionali, le riserve naturali, e, nel caso degli impianti eolici, siti Natura 2000.

Inoltre, nella volontà di creare il giusto coordinamento tra pianificazione energetica e pianificazione territoriale, accanto alle zone di accelerazione, la legge prevede, come contrappeso, la possibilità di creare le “zone di esclusione”. Si tratta di aree in cui è vietata l'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile. Il legislatore ha previsto che, nei dipartimenti in cui è stata redatta una mappa delle zone di accelerazione e se il comitato regionale per l'energia ha ritenuto nel suo parere che tali zone fossero sufficienti per raggiungere gli obiettivi regionali, è possibile individuare settori in cui è esclusa l'installazione di impianti di produzione di energie rinnovabili. Le condizioni per definire un'area come zona d'esclusione sono: l'incompatibilità con il contesto abitato o la compromissione della salvaguardia degli spazi naturali e dei paesaggi, della qualità architettonica, urbanistica e paesaggistica.

L'esistenza di tali zone di esclusione potrebbe sorprendere, infatti pare in contrasto con l'obiettivo di accelerare la diffusione delle energie rinnovabili. Questa misura ha suscitato l'opposizione dei promotori dei progetti, per i quali si tratta di un “diritto di veto” delle collettività territoriali sulla possibilità di realizzare nuovi impianti. Tuttavia, la dialettica zona di accelerazione-zona di esclusione si inserisce in una prospettiva di migliore pianificazione territoriale, poiché consente di razionalizzare la distribuzione delle energie rinnovabili, tenendo conto delle dinamiche e delle volontà locali. Infatti, se è vero che il dispositivo può essere utilizzato come procedura di “opposizione” ai progetti, può anche costituire un procedimento volto a consentire una migliore localizzazione delle energie rinnovabili.

Qualora il parere del comitato regionale dell'energia concluda che le zone di accelerazione non sono sufficienti al raggiungimento degli obiettivi regionali, i referenti prefettizi chiedono ai comuni della regione l'identificazione di zone di accelerazione complementari. Si tratta quindi di un meccanismo di pressione istituzionale che mira a bilanciare l'autonomia locale con il conseguimento degli obiettivi energetici.

L'integrazione delle energie rinnovabili nei documenti urbanistici

Un altro asse della normativa è il potenziamento dei documenti di pianificazione urbanistica. Infatti, si prevede, oltre al ruolo attribuito in materia di zone di accelerazione e zone di esclusione, che i documenti di pianificazione siano integrati in materia di energie rinnovabili.

Gli schemi di coerenza territoriale (SCOT), i piani locali urbanistici (PLU), le mappe comunali e il regolamento nazionale di urbanistica (RNU) devono ora includere obiettivi espliciti di sviluppo delle rinnovabili.

Per esempio, lo SCOT¹ ora menziona esplicitamente il perseguimento di “un obiettivo di inserimento e di qualità paesaggistica delle diverse attività umane, in particolare degli impianti di produzione e di trasporto delle energie rinnovabili”. (c. urb. art. l. 141-4, 3°). In tal senso, deve definire gli orientamenti “in materia di inserimento e qualità paesaggistica delle attività economiche, agricole, forestali e di produzione e di impatto visivo” (c. urb. art. l. 141-10, 2°), nonché gli orientamenti per garantire “lo sviluppo delle energie rinnovabili” (c. urb. art. l. 141-10, 4°).

Inoltre, nel perimetro dei comuni non coperti da un PLU o da una mappa comunale, l'autorità dello SCOT è rafforzata (c. urb. art. l. 141-10).

Per quanto riguarda i PLU, il progetto di pianificazione deve definire gli orientamenti generali relativi allo “sviluppo delle energie rinnovabili” (c. urb. art. l. 151-5, 2°). Gli autori dei PLU hanno anche maggiori poteri attraverso il regolamento (c. urb. art. l. 151-42-1). Il regolamento può da un lato delimitare i settori in cui l'installazione di impianti di produzione di energie rinnovabili è soggetta a condizioni, dall'altro può anche autorizzare un superamento delle norme relative alle dimensioni per le costruzioni che “integrano processi di produzione di energia rinnovabile” nelle zone urbane o da urbanizzare (c. urb. art. l. 151-28, 3°).

Il coinvolgimento degli attori pubblici e privati

La legge ambiziosamente mira al coinvolgimento di una pluralità di attori tra soggetti pubblici e privati: Stato, imprese pubbliche e grandi società private sono tenuti a impiegare i propri terreni e patrimoni immobiliari per la produzione di energia rinnovabile.

In primis si legge che lo Stato è tenuto a un'attività di messa a disposizione dei propri terreni e delle proprie aree per lo sviluppo di impianti di produzione di energia

rinnovabile, coinvolgendo tutti i ministeri e gli operatori che gestiscono questo settore.

Lo stesso approccio si ritrova anche per altri soggetti: le imprese pubbliche e le società che impiegano più di 250 persone al 1° gennaio 2023 devono elaborare un piano di valorizzazione dei propri terreni al fine di produrre energia rinnovabile. Tale piano, che deve essere attuato entro due anni dalla promulgazione della legge, deve contenere obiettivi quantitativi per tipo di produzione di energia; esso è reso pubblico e accessibile per quanto riguarda le imprese pubbliche. (art. 4 della legge). Inoltre, anche gli organismi di edilizia popolare sono chiamati a valutare la fattibilità di impianti sui tetti e sulle superfici già urbanizzate.

Localizzazione degli impianti nei pressi delle infrastrutture di trasporto

La legge introduce misure che rientrano in un più generale processo definito di ottimizzazione fondiaria, volto a consentire l'installazione di energie rinnovabili su aree già impermeabilizzate, superfici a basso impatto ambientale e fondiario e su terreni suscettibili di una doppia destinazione d'uso.

Questo processo di ottimizzazione riguarda in particolare gli assi di trasporto. Infatti, gli spazi situati lungo gli assi stradali non sono, in linea di principio, utilizzabili per insediare costruzioni o altre installazioni. Ciò vale per una fascia di cento metri su entrambi i lati delle autostrade e delle superstrade, e per una fascia di settantacinque metri su entrambi i lati delle strade (c. urb. art. l. 111-6). Esistono tuttavia diverse eccezioni. Innanzitutto, i PLU (c. urb. art. l. 111-8) e le carte comunali (c. urb. art. l. 111-9) possono stabilire regole di insediamento differenziate in base a determinate condizioni. In secondo luogo, non sono interessati da questo divieto gli edifici o gli impianti collegati o necessari alle infrastrutture stradali, i servizi pubblici che richiedono l'immediata vicinanza di tali infrastrutture, gli edifici agricoli e le reti di interesse pubblico, nonché, a determinate condizioni, le infrastrutture per la produzione di energia solare (c. urb. art. l. 111-7). È proprio quest'ultima eccezione che la legge amplia: attualmente, non rientrano più nel campo di applicazione del divieto le “infrastrutture di produzione di energia solare o termica”. Così si semplifica lo sviluppo delle energie lungo questi assi stradali. Questa nuova formulazione non significa tuttavia che gli enti locali perdano poteri, come ha sottolineato il Consiglio di Stato, che non ha ravvisato alcun rischio per la gestione degli enti territoriali.

Un altro aspetto riguarda le ferrovie. Infatti, la protezione del demanio ferroviario è assicurata, in particolare, dall'inedificabilità in una fascia di due metri a partire dalla sede della

1 È il documento di pianificazione strategica a livello sovracomunale.

ferrovia (per i dettagli: C. transp., art. l. 2231-4 e s. e C. transp. art. r. 2231-4 e s.). Con le modifiche introdotte, non sono più interessati da questo divieto gli impianti di produzione di energie rinnovabili integrati nella linea o installati in prossimità della linea ferroviaria, a condizione che non siano compromessi “la sicurezza della circolazione ferroviaria, il buon funzionamento delle opere, dei sistemi e delle attrezzature di trasporto e la loro manutenibilità” (C. trasporti, art. l. 2231-4 e ss. e C. trasporti, art. r. 2231-4 e ss.).

Sviluppo dell'agrivoltaico

Gli spazi agricoli, naturali e forestali occupano un posto particolare nella legge, in quanto uno degli obiettivi della misura è lo sviluppo dell'agrivoltaico. Infatti, la politica energetica nazionale ha come obiettivo supplementare quello di “incoraggiare la produzione di energia elettrica da impianti agrivoltaici (...) “e conciliare “questa produzione con l'attività agricola, mantenendo la priorità alla produzione alimentare e assicurando l'assenza di effetti sui terreni e sui prezzi agricoli” (c. energia, art. 104, 1, 4°). Gli impianti possono essere autorizzati sui terreni degli spazi naturali, agricoli e forestali solo previo parere conforme della CDPENAF - Commission départementale de préservation des espaces naturels, agricoles et forestiers (c. urb. art. l. 111- 31). L'autorizzazione è concessa per un periodo limitato e a condizione che le opere presentino caratteristiche che garantiscano la reversibilità della loro installazione.

Il codice, inoltre, vieta le costruzioni e le installazioni nelle zone forestali che richiederebbero un disboscamento, con grande disappunto di molti promotori di progetti, ma questa disposizione entrerà in vigore solo entro un anno dalla promulgazione della legge (art. 54, II, VI).

Prospettive applicative della riforma e brevi spunti per il contesto italiano

La legge del 10 marzo 2023 rappresenta un tentativo ambizioso di riorganizzare il quadro giuridico e territoriale della produzione di energie rinnovabili in Francia. Nonostante l'ampiezza degli strumenti introdotti, che mirano a rivedere moltissime discipline, e l'ambizione delle misure introdotte, la legge n. 175 del 2023 ha sollevato nel dibattito francese numerose questioni applicative. Tra queste, si segnalano il rischio di disomogeneità territoriali nell'individuazione delle zone di accelerazione e la persistenza di conflitti locali legati all'accettabilità sociale dei progetti. Parallelamente a quanto avviene in Italia, grande centralità viene attribuita al ruolo del giudice amministrativo, chiamato a garantire il rispetto delle norme ambientali senza vanificare gli obiettivi di accelerazione perseguiti dal legislatore, che rimane l'elemento di perno per dirimere i nodi più critici. Sicuramente, però, il quadro normativo francese può essere preso a modello, nella modalità di coordinamento tra livelli di governo. Infatti, appare chiara la volontà di conseguire un procedimento autorizzatorio che coniuga livello statale e locale. Così, attuando delle procedure modellate sul territorio, e quindi improntate a una logica bottom-up, ma coniugate con una presenza governativa, espletata dal responsabile prefettizio, la legge sembra centrare il suo obiettivo di accelerazione.

Pur non introducendo innovazioni radicali, la riforma mobilita un insieme articolato di strumenti e di settori. Queste innovazioni, se attuata in modo coerente ed efficace, possono contribuire in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi energetici e climatici. La sfida principale resta, come in Italia, quella della concreta implementazione delle disposizioni adottate. ♦



The ESG Paradox in Crypto: Can Financialization Through Bitcoin ETFs Drive Environmental Reform?

◆ **Giorgio Chioin**, Vanderbilt University Law School, Nashville, USA

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0022](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0022)

ABSTRACT

Institutional interest in spotting Bitcoin ETFs has surged, with ESG-branded investors spearheading efforts to mainstream it. If sustainability-minded firms continue to back an energy-intensive, decentralized network, Bitcoin's environmental and social externalities may escalate, undermining broader ESG commitments. Spot ETF approvals can either furnish a governance lever for sustainability or facilitate reputational greenwashing. Legal scholarship acknowledges the rise of ESG-conscious investing but has yet to confront the unique complexities of Bitcoin's protocol. Current analyses overlook how fiduciary duties and disclosure requirements might—or might not—realign Bitcoin's code-based incentives with ESG priorities. Drawing on SEC and MiCA disclosure regimes and case studies of institutional involvement, this paper explores whether financialization can catalyze substantive

environmental oversight. Through a governance by infrastructure lens, it examines how code-driven decentralization complicates stewardship yet opens market-based channels for cleaner mining practices. The paper offers a framework for assessing the limits and possibilities of financial influence on decentralized networks, illustrating whether ESG-minded capital can reshape Bitcoin's carbon footprint, or merely legitimize it without reform.

INTRODUCTION

Bitcoin, the first and largest cryptocurrency, faces significant ESG criticism: its decentralized design and energy-intensive proof-of-work (PoW) mechanism generate a substantial carbon footprint, but the protocol operates outside traditional corporate governance and accountability frameworks.¹ Many argue it is incompatible with ESG principles, yet the same financial actors that promote sustainable investing are now advancing Bitcoin's mainstream adoption. In 2023, major asset management firms such as BlackRock and Fidelity, known for ESG commitments, helped launch spot Bitcoin exchange-traded funds (ETFs). Their involvement reignited a debate on the "ESG paradox": can the financialization of crypto-assets co-exist with sustainability goals, or might institutional capital become a lever to reform Bitcoin's environmental impact?

Bitcoin's Energy-Intensive Profile

Bitcoin's PoW mechanism deliberately expends significant computational energy to secure the network and maintain decentralized consensus.² Estimates put its annual electricity consumption at ~130 TWh, equivalent to 250% of the Czech Republic's energy use,³ with commensurate carbon impacts: crypto mining produces ~100–140 millions of

Mt CO₂ per year (~0.3% of global GHG emissions).⁴ Bitcoin mining hardware also generates considerable e-waste: as obsolete ASIC rigs are retired and replaced, discharged equipment produces ~30.7 kt yearly.⁵ Bitcoin also draws heavy social critiques. Crypto's pseudonymous transactions can protect privacy but facilitate illicit finance. Wallets linked to illicit activity received over \$24 billion in crypto in 2023, and a large share involves sanctioned or terrorist-linked entities.⁶ While illicit transactions are but a small percentage of overall Bitcoin use, the absolute dollar value of crypto linked to illicit activity is sufficient to pose real risks. As far as governance, Bitcoin lacks the traditional structures ESG investors look for to influence corporate behavior.⁷ It is an open-source peer-to-peer network maintained by economically incentivized miners, whose interactions are controlled by market dynamics and ideological commitments, not formal accountability mechanisms. This governance by infrastructure where code dictates outcomes noticeably limits transparency, responsiveness, and public oversight.⁸ Despite Bitcoin's ideological emphasis on being a decentralized community, economic and computational growth are highly concentrated: only 0.01% of Bitcoin addresses control ~26% of the supply, showing a sharp imbalance in wealth, and likely influence, in a small group.⁹ Similarly, mining power is dominated by a few industrial-scale oper-

-
- 1 Tom Richardson, *Bitcoin Application Shreds BlackRock's ESG Credibility*, FINANCIAL REVIEW (Dec. 12, 2023), <https://www.aft.com/wealth/personal-finance/bitcoin-application-shreds-blackrock-s-esg-credibility-20231205-p5ep7u>.
 - 2 Amy Kalnoki, *Explained: Proof-of-Work vs. Proof-of-Stake Carbon Footprint*, BITWAVE, <https://www.bitwave.io/blog/explained-proof-of-work-vs-proof-of-stake-carbon-footprint>.
 - 3 DIGICONOMIST, *Bitcoin Energy Consumption*, <https://digiconomist.net/bitcoin-energy-consumption>.
 - 4 CAMBRIDGE BITCOIN ELECTRICITY CONSUMPTION INDEX, CAMBRIDGE CTR. FOR ALT. FIN., <https://ccaf.io/cbnsi/cbeci>. In the U.S. alone, U.S.-based Bitcoin mining alone was responsible for 25–50 million Mt of CO₂ annually, ~0.5% of total U.S. emissions. See THE WHITE HOUSE, *Climate & Energy Implications of Crypto-Assets in the United States* (Sep. 2022), <https://bidenwhitehouse.archives.gov/wp-content/uploads/2022/09/09-2022-Crypto-Assets-and-Climate-Report.pdf>.
 - 5 Gujari Singh, *Bitcoin's E-Waste Problem Is Hiding in Plain Sight*, GREENPEACE (Apr. 22, 2024), <https://www.greenpeace.org/usa/bitcoins-e-waste-problem-is-hiding-in-plain-sight/>.
 - 6 Elizabeth Howcroft, *Illicit Crypto Addresses Received at Least \$24.2 Billion in 2023*, REUTERS (Jan. 18, 2024), <https://www.reuters.com/technology/illicit-crypto-addresses-received-least-242-bln-2023-report-2024-01-18/>.
 - 7 Fiammetta Piazza, *Bitcoin and the Blockchain as Possible Corporate Governance Tools: Strengths and Weaknesses*, PENN ST. J.L. & INT'L AFF. (2017).
 - 8 Kevin Werbach, *Trust, But Verify: Why The Blockchain Needs The Law*, 33 BERKELEY TECH. L.J. 487 (2018).
 - 9 Igor Makarov & Antoinette Schoar, *Blockchain Analysis of the Bitcoin Market* (2021), https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3942181.
-

ations: Before China's 2021 mining ban,¹⁰ over half the global hash rate originated from that single jurisdiction. Since then, it has reconsolidated in places like the U.S. and Kazakhstan, raising new concerns about geopolitical risks and concentrated control.¹¹ These features create a triple governance problem: opacity in the decision-making process, impossibility of stakeholder participation, and immutability. Bitcoin is hard to monitor, hard to change, and hard to hold accountable.¹² Even large investors who want to promote sustainability have no tools to do so.

The Institutional Embrace: ETFs, Financialization, and Reshaping Bitcoin's ESG Context

Institutional investors' entrance into crypto changed how Bitcoin is used and perceived, shifting from fringe to mainstream. The launch of Bitcoin ETFs propelled that shift.¹³ However, the financialization of Bitcoin comes with warnings. After initial regulatory resistance,¹⁴ litigation catalyzed approval of spot Bitcoin ETFs, accelerating institutional adoption.¹⁵ Nonetheless, Bitcoin remains volatile and speculative, and deeper institutional participation tightens links with traditional markets. Indeed, IMF research shows that as Bitcoin is more widely adopted, the correlation between its price and equities likewise grows, undermining its diversification and transmitting shocks between crypto and stock markets.¹⁶ The integration of Bitcoin into portfolios may therefore amplify

systemic risk rather than insulate against it,¹⁷ a consideration that goes beyond the scope of ESG but is crucial for institutional risk management.

Risks & Opportunities for Reform

Bitcoin's PoW is energy and carbon intensive, challenging decarbonization goals.¹⁸ Some argue financialization can accelerate decarbonization by steering miners to renewables, efficiency, or offsets. Marathon Digital Holdings, one of the largest U.S. mining firms, exemplifies this shift: it shifted from coal toward wind/solar at scale, targeting 100% neutrality and deploying 280 MW drawing on wind resources.¹⁹ Miners understand what is happening: to attract institutional capital and avoid regulatory pushback, they must decarbonize. Thus, financial products tried to bridge the ESG gap. In 2023, Jacobi Asset Management launched Europe's first spot Bitcoin ETF and marketed it as an ESG-compliant fund under Article 8 of the SFDR.²⁰ Absent fundamental change, rising prices and institutional inflows can expand mining and energy use, perhaps offsetting efficiency gains. Greenpeace has criticized "ESG Bitcoin ETF" as oxymoronic and flagged REC-based claims as inadequate. Campaigns urging a shift away from PoW have gained little traction.²¹ Absent fundamental change, rising prices and institutional inflows can expand mining and energy use, perhaps offsetting efficiency gains. Regulators are aware of these environmental externalities. EU's MiCA regulation explicitly acknowl-

-
- 10 Vidya Ranganathan & Summer Zhen, *Bruised by Stock Market, Chinese Rush into Banned Bitcoin*, REUTERS (Jan. 25, 2024), <https://www.reuters.com/technology/bruised-by-stock-market-chinese-rush-into-banned-bitcoin-2024-01-25/>.
- 11 Angela Walch, *The Path of the Blockchain Lexicon (and the Law)*, 38 B.U. REV. BANKING & FIN. L. 729 (2019).
- 12 Martin Walker, *Designed to Avoid Regulation – the Real Roots of Bitcoin*, LONDON SCH. ECON. BLOGS (2021), <https://blogs.lse.ac.uk/businessreview/2021/09/28/designed-to-avoid-regulation-the-real-roots-of-bitcoin/>.
- 13 OSL, *The Rise of Spot Bitcoin ETFs and Their Impact on the Cryptocurrency Market* (Apr. 15, 2025), <https://www.osl.com/hk-en/academy/article/the-rise-of-spot-bitcoin-etfs-and-their-impact-on-the-cryptocurrency-market>.
- 14 John McCrank, *U.S. SEC Rejects Carbon-Neutral Bitcoin ETF by One River*, REUTERS (May 27, 2022), <https://www.reuters.com/legal/government/us-sec-rejects-carbon-neutral-bitcoin-etf-by-one-river-2022-05-27/>.
- 15 David Krause, *The Rise of Spot Cryptocurrency ETFs: Implications for Institutional Investors* (2024), https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4868157.
- 16 Tobias Adrian, Tara Iyer & Mahvash S. Qureshi, *Crypto Prices Move More in Sync With Stocks, Posing New Risks, Int'l Monetary Fund* (2022) <https://www.imf.org/en/Blogs/Articles/2022/01/11/crypto-prices-move-more-in-sync-with-stocks-posing-new-risks>.
- 17 Nicolin Decker, *The Bitcoin Contagion: Institutionalization, Systemic Risk, and Financial Warfare* (2025), https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=5169788.
- 18 Gujari Singh, *Bitcoin ETF's False ESG Claims*, GREENPEACE (2023), <https://www.greenpeace.org/usa/bitcoin-etfs-false-esg-claims/>.
- 19 Karin Rives, *Crypto Mining Industry's Greening Campaign Raises New Questions*, S&P GLOBAL (2022), <https://www.spglobal.com/market-intelligence/en/news-insights/articles/2022/5/crypto-mining-industry-s-greening-campaign-raises-new-questions-69679254>.
- 20 Lisa Pham, *Crypto ETF Drags "ESG" Into Wildly Volatile World of Bitcoin*, BLOOMBERG (2023), <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-08-28/crypto-etf-drags-esg-label-into-wildly-volatile-world-of-bitcoin>.
- 21 CHANGE THE CODE, NOT THE CLIMATE, <https://cleanupbitcoin.com>.
-

es the adverse environmental impacts of certain consensus mechanisms (namely, PoW) in its preamble. MiCA introduced new disclosure requirements: crypto issuers and service providers are required to publish information on energy consumption and environmental footprint²² to encourage issuers and providers to deploy more environmentally friendly solutions and raise awareness within investors and consumers of their crypto holdings' climate impact. These rules mean an EU ETF or exchange offering Bitcoin must report data on Bitcoin's electricity usage and GHG emissions so ESG-minded investors can make informed decisions. In the U.S., while no crypto-specific environmental rules exist, the SEC has proposed climate-risk disclosure rules for public companies.²³ Industry associations are also urged to self-report sustainability metrics: the U.S. Office of Science and Technology Policy recommends that mining firms publicly disclose their energy usage and source mix, GHG emissions, and e-waste recycling practices, akin to ESG reporting in other industries. As Bitcoin is increasingly connected to traditional finance, institutions and regulators push for clarity on its environmental impact. Such transparency could either improve Bitcoin's practices or reveal that it does not suit ESG standards.

Social & Governance Dimensions of Institutional Bitcoin Adoption

Bitcoin's ties to inequality and illicit use are central social risks,²⁴ and its decentralization complicates alignment with oversight, accountability, and fiduciary frame-

works. Institutional involvement raises questions such as whether regulated actors can mitigate social harms or merely legitimize them, and whether external investors can influence protocol governance or, at a minimum, improve governance in the surrounding market infrastructure. From a social risk angle, Bitcoin is linked to money laundering, ransomware, and dark-market activity, but the share of transactions tied to illicit activity declined as the market matured.²⁵ Regulation has expanded KYC/AML requirements, particularly on fiat on/off-ramps. As more flow moves through such supervised venues, detection rises and monetization tightens for illicit actors.²⁶ Moreover, on-chain transactions are publicly traceable, supporting enforcement measures. Institutionalization can reduce certain risks by channeling activity into monitored frameworks, though distributional concerns remain.

Greenwashing vs. Genuine ESG Impact

Greenwashing risk is acute for Bitcoin products: ETFs or funds may tout offsets or sustainable sourcing while underlying emission persists.²⁷ Regulators are tightening scrutiny: the SEC has penalized misleading ESG branding²⁸ and expanded the "Names Rule," raising the bar for substantiation and label-portfolio alignment.²⁹ Credible claims require independently audited methodologies, transparent offset accounting, and granular disclosures on energy sourcing and "greener" Bitcoin procurement.³⁰ Legal risk is not trivial: ESG-related class actions alleging deceptive marketing are proliferating, leveraging consum-

22 Emily Julier, Bryony Widdup & Christina Wu, *The EU's Markets in Crypto-Assets (MiCA) Regulation – Sustainability Disclosures*, HOGAN LOVELLS (2024), <https://www.hoganlovells.com/en/publications/the-eus-markets-in-crypto-assets-mica-regulation-sustainability-disclosures>.

23 U.S. Security & Exchange Commission, Press Release, *SEC Adopts Rules to Enhance and Standardize Climate-Related Disclosures for Investors* (Mar. 6, 2024), <https://www.sec.gov/newsroom/press-releases/2024-31>.

24 CHAINALYSIS, *Money Laundering Activity Spread Across More Service Deposit Addresses in 2023, Plus New Tactics from Lazarus Group* (Feb. 15, 2024), <https://www.chainalysis.com/blog/2024-crypto-money-laundering/>.

25 Juliane Proelss, Stéphane Sévigny & Denis Schweizer, *Is Bitcoin ESG-Compliant? A Sober Look*, 30 EU FIN. MGMT. 680 (2023).

26 Brian Monroe, *Balancing the Risks and Rewards of Cryptocurrency Adoption: Can Growing Regulatory Rails, Fincrime Compliance Controls Bring Validity, Stability to Volatile, at-Times Vilified Virtual Asset Sector?* (Nov. 25, 2025), ASSOCIATION OF CERTIFIED FINANCIAL CRIME SPECIALISTS, <https://www.acfcs.org/acfcs-contributor-report-2024-balancing-the-risk-and-rewards-of-cryptocurrency>.

27 Leo Schwartz, *Newly Filed Bitcoin ETF Application Targets ESG Investors with Carbon Credits*, FORTUNE (Dec. 18, 2023), <https://fortune.com/crypto/2023/12/18/7tcc-bitcoin-etf-carbon-credits-esg/>.

28 See e.g., the WisdomTree fine.

29 Mark Segal, *SEC Fines WisdomTree \$4 Million for Investing in Fossil Fuels and Tobacco in ESG Funds*, ESG TODAY (Oct. 22, 2024), <https://www.esgtoday.com/sec-fines-wisdomtree-4-million-for-investing-in-fossil-fuels-and-tobacco-in-esg-funds/>.

30 Heather Paquette & Maura Hodge, *Blockchain and Climate Reporting*, KPMG (Sep. 2022), available at <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/pt/pdf/pt-websummit-blockchain-and-climate-reporting.pdf>.

er-protection and securities antifraud theories.³¹ Internally, perceived greenwashing can depress morale and impede talent attraction and retention for employees who prioritize ethical and sustainability commitments.³²

Influence or Illusion?

Institutional participation has mainstreamed Bitcoin, adding liquidity, scrutiny, and compliance expectations to an asset long viewed peripheral. Institutions can channel market pressure toward cleaner sourcing, stronger controls, and better disclosure, but risks remain if claims outpace underlying impact. Because the protocol lacks shareholder control, financialization may improve off-chain practices without changing PoW or fully internalizing externalities. The next phase, characterized by ETF adoption, deeper scrutiny, and evolving ESG disclosure regimes, will test whether institutional engagement derives measurable environmental and social outcomes or merely new optics for old problems.

Governance possibilities: Can ESG concerns influence decentralized networks?

Bitcoin lacks corporate levers—it is not legal entity, and has no board, fiduciary duties, or shareholder votes—and rules emerge from open-source development and miner/node consensus, not centralized authority.³³ By contrast, investors can influence publicly listed mining companies on labor, governance, or disclosure practices through standard engagement mechanisms, but that leverage stops at the protocol boundary. Empirically, decentralization is not absolute—leading to a “decentralization paradox”: permissionless networks

can exhibit meaningful concentrations of power in practice, including in mining and development influence. In Bitcoin, scale economies and cost differentials tend toward concentration, yielding oligopolistic structures in mining where a limited number of actors control significant hash power. Wealth distribution analysis similarly finds heavy address concentration, underscoring the presence of large holders.³⁴ While such concentrations challenge the ideal of diffuse control, they also create identifiable pressure points. Major pools, operators, and holders may help external norms³⁵ obtain some traction, albeit indirectly and unevenly. Given the protocol’s resistance to top-down mandates, any ESG influence is likely to be exerted indirectly, through off-chain mechanisms targeting the network’s participants and its surrounding financial infrastructure.

The Ambiguous and Shifting Role of State Regulation

Regulation shapes Bitcoin indirectly. In 2024, the SEC adopted climate-disclosure rules that, if operative, would capture listed miners and firms with material Bitcoin exposure for climate-risk and energy-use reporting³⁶; in 2025, the agency voted to rescind or materially narrow them.³⁷ Federal requirements thus remain uncertain in scope and timing.³⁸ However, the significant legal challenges and the potential for these rules to be rescinded or significantly altered under new administrations highlight the politically contingent nature of such regulatory pressure in the U.S. context. Institutions should prepare for multiple outcomes and track adjacent regimes like EU sustainability disclosures and ISSB baselines³⁹ that may shape market expectations even if U.S. rules stall.

31 Liz Goldberg, Franco Corrado & Molly M. Lane, *Navigating the threat of ESG class actions: strategies for retail owners and operators*, REUTERS (May 22, 2024), <https://www.reuters.com/legal/legalindustry/navigating-threat-esg-class-actions-strategies-retail-owners-operators-2024-05-22/>.

32 Jennifer L. Robertson, Wren A. Montgomery & Timur Ozbilir, *Employees’ Response to Corporate Greenwashing*, 32 BUS. STRATEGY & ENV. 4015 (2023).

33 John O. McGinnis, *Bitcoin: Order Without Law in the Digital Age*, 94 IND. L.J. 1497 (2019).

34 Nick Arnosti & Matt Weinberg, *Bitcoin: A Natural Oligopoly*, https://nickarnosti.com/ResearchPapers/Arnosti-Weinberg_BitcoinNaturalOligopoly.pdf. See also Ashish R. Sai, Jim Buckley & Andrew Le Gear, *Characterizing Wealth Inequality in Cryptocurrencies*, FRONTIERS (2021), <https://www.frontiersin.org/journals/blockchain/articles/10.3389/fbloc.2021.730122/full>.

35 Including ESG priorities.

36 U.S. SEC, Press Release, *SEC Adopts Rules*, *supra* note 23.

37 U.S. SEC, Press Release, *SEC Votes to End Defense of Climate Disclosure Rules* (Mar. 27, 2025), <https://www.sec.gov/newsroom/press-releases/2025-58>.

38 Ethan C. Rouen, *The SEC Eliminated Climate Rules. Other Governments Are Doing the Opposite*, HARV. BUS. SCH. (2025), <https://www.hbs.edu/big/federal-climate-rules>.

39 E.g., IFRS S1/S2.

Normative Tensions and the Enduring Limits of Indirect Governance

ESG influence over Bitcoin is structurally limited by its market-based governance: miners, nodes, and users can block code changes by refusing to adopt them, so legitimacy resides with decentralized participants rather than any external authority. This resistance is strongest for PoW,⁴⁰ making protocol-level reform via external pressure improbable. At the same time, PoW's environmental footprint collides with climate policy imperatives: the ECB has noted that, as of mid-2022, estimated annual emissions from Bitcoin and Ethereum materially offset portions of the EU's GHG savings, underscoring a basic normative clash between legacy crypto design and sustainability goals.⁴¹

ESG Influence: A Modest, Contested, and Indirect Force

Bitcoin's core protocol remains largely insulated from direct ESG-driven change due to decentralized, ideology-inflected governance, so ESG operates primarily as an indirect, contested, and soft influence on off-chain actors. Its impact is evolutionary rather than revolutionary, nudging practices toward risk mitigation and transparency where incentives align or regulatory threats loom. Structural limits persist: globally distributed mining, verification challenges for "green" practices at scale, resistance to protocol alteration, and regulatory flux all constrain depth and breadth of change. Financialization via ETFs may amplify scrutiny and disclosure but does not alter Bitcoin's decentralized governance reality. Achieving materially greater ESG alignment would likely require more coordinated and durable external pressures, or unexpected technological/economic shifts within the ecosystem itself.

Legal Perspectives: ESG Disclosures, Fiduciary Duties, and Greenwashing Risks

Institutional exposure to Bitcoin, especially via ETFs and other pooled vehicles, raises a distinct set of legal and regulatory issues at the intersection of ESG and an asset that resists traditional categorization. As capital flows in, stakeholders seek decision-useful information on environmental and social impacts, while regulators test how far existing frameworks can

stretch to cover decentralized networks and their surrounding market infrastructure. While transparency is foundational to accountability, jurisdictions diverge markedly on whether and how to mandate ESG reporting for crypto assets, leaving institutions to navigate a patchwork of obligations and expectations.

The EU's Comprehensive Approach

The EU has taken a leading role in binding ESG disclosure for crypto-assets through MiCA. The regulation requires crypto-asset issuers and Crypto-Asset Service Providers (CASPs) to disclose the environmental impact of each asset's consensus mechanism. Whitepaper issuers must report energy consumption with methodology and other adverse climate impacts, while CASPs must prominently display key indicators for tradable assets, including energy use by consensus mechanism. Under developing Regulatory Technical Standards, PoW assets exceeding specified annual energy thresholds (e.g., 500,000 kWh/year) must provide enhanced metrics such as renewable share and GHG emissions. These rules, phased in from mid-late 2024, aim to improve consumer awareness and steer market participants toward more environmentally friendly solutions.⁴² For EU financial institutions—banks, trading venues, and asset managers offering crypto exchange-traded products (ETPs)—MiCA's framework effectively mandates disclosure of the climate impact of offerings and underlying assets, dovetailing with the broader EU sustainable finance architecture (e.g., SFDR) to create a comprehensive ESG transparency regime for crypto markets.

The U.S. Patchwork

By contrast, the U.S. approach to ESG disclosure for crypto-assets is more fragmented and largely influenced by broader, often contested, climate-risk rules. While the SEC adopted rules in 2024 requiring public companies to report material climate-related risks and GHG emissions, these rules faced immediate legal challenges. By March 2025, the SEC ceased its court defense of these rules, casting significant doubt on their implementation and future. Critically, the SEC has not established a crypto-specific climate disclosure mandate, as Bitcoin itself, often viewed as a decen-

40 Primarily because it is widely regarded within the community as core to security and value.

41 Ingrid Gschossmann et al., *Mining the Environment: Is Climate Risk Priced into Crypto-Assets?*, EUR. CENTRAL BANK (2022), https://www.ecb.europa.eu/press/financial-stability-publications/macprudential-bulletin/html/ecb.mpbu202207_3~d9614ea8e6.en.html.

42 ERNST & YOUNG, *Implications of MiCA for Sustainability Disclosure* (2024), https://info.ey.com/rs/520-RXP-003/images/GSA-DE-FSO-EYP_Implications_of_MICA.pdf.

tralized commodity, generally falls outside the SEC's direct authority for such issuer-like disclosures. While some public interest groups have advocated for the SEC to explicitly include crypto holdings in climate rule metrics (e.g., via Scope 3 emissions disclosures), no such requirements are currently in force. At the federal level, guidance has remained largely voluntary. A 2022 White House Office of Science and Technology Policy (OSTP) report highlighted the lack of detailed energy usage disclosure from crypto mining companies and recommended that the industry be encouraged to publicly report crypto-asset mining locations, annual electricity usage, GHG emissions, and e-waste recycling performance. This, however, constitutes non-binding guidance. While some states, like New York, have considered or implemented measures such as temporary moratoria on certain types of crypto mining due to environmental concerns, the U.S. has no consistent national ESG disclosure mandate for crypto-assets or their miners.⁴³ This leaves transparency largely dependent on voluntary initiatives and investor pressure, a stark contrast to the EU's binding MiCA framework.

Financial Prudence & the Bitcoin Dilemma

The advent of crypto-assets like Bitcoin introduces new complexities. The prevailing interpretation suggests that a fiduciary could only include Bitcoin or a Bitcoin ETF in a portfolio if there is a reasonable expectation of comparable risk-adjusted returns, accounting for all relevant factors, including any material climate-related risks associated with Bitcoin. Conversely, an outright exclusion based solely on its carbon footprint, without a financial prudence analysis, might be questioned. While no U.S. court has yet squarely addressed crypto within this context, recent ERISA litigation underscores the imperative for fiduciaries to rigorously document the financial rationale for any investment strategy, including ESG-themed ones, and avoid misleading participants.⁴⁴ Fiduciaries are not required to pursue ESG investments, but they must not ignore financially material ESG risks.

The EU's Explicit Integration

The EU's Sustainable Finance Disclosure Regulation (SFDR) takes a more direct approach by explicitly integrating ESG considerations into fund disclosure and managerial duties.⁴⁵ SFDR requires asset managers to disclose how they consider sustainability risks, and the Principal Adverse Impacts (PAIs) of their investments on environmental and social factors. Funds are classified under SFDR Articles⁴⁶ based on their ESG ambition. If a European fund holds crypto-assets like a Bitcoin ETP, the manager must explain how the fund's sustainability strategy addresses Bitcoin's significant environmental profile, including how it evaluates Bitcoin's energy use as a PAI. An Article 8 or Article 9 fund investing in Bitcoin faces heightened expectations to detail its carbon mitigation measures, often controversially relying on mechanisms like carbon offsets. Investor preferences are increasingly shaped by these classifications, with some ESG-conscious investors like university endowments maintaining policies that exclude PoW crypto assets due to their carbon footprint, and others seeking mitigation strategies within the SFDR framework.⁴⁷

Greenwashing: Regulatory Scrutiny and the Imperative of Substantiation

The intersection of high investor interest in ESG and the opacity surrounding many crypto-asset environmental claims creates fertile ground for greenwashing, misleadingly marketing products as more ESG-friendly than they are.

Greenwashing in the context of Bitcoin ETFs involves issuers making unsubstantiated claims about the sustainability of their Bitcoin holdings, perhaps by purchasing low-quality carbon offsets, relying on unaudited or selective data about miners' energy use, or using vague and undefined ESG terminology in marketing materials. The issue is a disconnect between the ESG branding of a financial product and the actual environmental or social impact of its underlying assets or strategies. Regulatory bodies are increasingly addressing these concerns. In 2024, the SEC fined WisdomTree Asset

43 Senate Bill S6486D, *The New York State Senate*.

44 Max M. Schanzenbach, *ESG Investing After the DOL Rule on 'Prudence and Loyalty in Selecting Plan Investments and Exercising Shareholder Rights'*, HARVARD LAW SCHOOL FORUM ON CORPORATE GOVERNANCE (Feb. 2, 2023), <https://corpgov.law.harvard.edu/2023/02/02/esg-investing-after-the-dol-rule-on-prudence-and-loyalty-in-selecting-plan-investments-and-exercising-shareholder-rights/>.

45 European Commission, *Sustainability-Related Disclosure in the Financial Services Sector*, https://finance.ec.europa.eu/sustainable-finance/disclosures/sustainability-related-disclosure-financial-services-sector_en.

46 E.g., Articles 6, 8, or 9.

47 MiCA CRYPTO ALLIANCE, *Bitcoin ESG Data Sheet: A Comprehensive Overview of Bitcoin's Environmental Impact* (Mar. 21, 2025), <https://www.micacryptoalliance.com/news/bitcoin-esg-data-sheet-a-comprehensive-overview-of-bitcoins-environmental-impact>.

Management \$4 million for misrepresenting the ESG credentials of some ETFs. The SEC found that these funds invested in companies linked to fossil fuels and tobacco, contrary to their stated ESG criteria.⁴⁸

Similarly, Greenpeace criticized Jacobi Asset Management's Bitcoin ETF for claiming carbon neutrality through the purchase of RECs, arguing that such measures do not equate actual reductions in carbon emissions. In the U.S., the Federal Trade Commission (FTC) published Green Guides, guidance documents that aim to prevent deceptive environmental marketing claims. The FTC emphasizes that claims like carbon neutral must be backed by competent and reliable scientific evidence.⁴⁹ These developments underscore the importance for crypto asset managers to ensure that ESG claims are accurate, verifiable, and reflective of actual practices. Failure to do so not only risks regulatory penalties but also damages investor trust and the integrity of sustainable finance initiatives. The risk of greenwashing is acute, fueled by the inherent ESG challenges of Bitcoin and the temptation for issuers to overstate the sustainability of their products. However, increasing regulatory scrutiny and impactful enforcement actions signal that unsupported ESG claims carry important legal and reputational penalties. For affirmed institutions, offering Bitcoin ETFs while upholding their ESG commitments requires more than superficial gestures: it demands transparent acknowledgment of Bitcoin's environmental impact, robust and verifiable mitigation strategies for any sustainability claims made, and careful

adherence to evolving disclosure obligations and anti-fraud provisions. Existing regulatory gaps, especially in the U.S., create opportunities for misleading practices, making institutional integrity and rigorous due diligence paramount for both issuers and investors.

Limits & Prospects of Financial Influence on Decentralized Protocols

Bitcoin's financialization via institutional investors and ETFs brings liquidity, scrutiny, and policy attention, but its ESG leverage remains largely off-chain through disclosure, procurement standards, and investor pressure, because the PoW protocol is structurally resistant to change. Institutional engagement can improve transparency and nudge miners toward lower-carbon power, yet it also risks greenwashing if claims rely on weak offsets or vague sustainability rhetoric. The meaningful test is empirical: whether disclosure and enforcement regimes drive measurable shifts in miner energy mix and network emissions intensity, rather than merely rebranding persistent externalities. For ESG-minded institutions, the opportunity is to use mainstream influence to improve energy outcomes; the obligation is to do so with credible methodologies, candid disclosures, and a clear acknowledgment of limits. Ultimately, finance can shape behaviors around Bitcoin but proving real sustainability gains will determine whether this influence reforms the ecosystem or just repackages its impacts. ♦

48 David Blass & Rajib Chanda, *SEC Charges Adviser for Failing to Adhere to Its Own Investment Criteria for ESG Funds (Registered Funds Regulatory Update)*, SIMPSON THACHER (Jan. 6, 2025), <https://www.stblaw.com/about-us/publications/view/2025/01/06/sec-charges-wisdomtree-for-failing-to-adhere-to-its-own-investment-criteria-for-esg-funds-%28registered-funds-regulatory-update%29>.

49 Andy Kriha et al., *FTC Proposes to Clarify Green Guides for Climate Claims Based on Carbon Offsets*, HOLLAND & KNIGHT (2023), <https://www.hklaw.com/en/insights/publications/2023/06/ftc-proposes-to-clarify-green-guides-fo>.



Ricerca e istituzioni insieme per la transizione energetica: scenari di neutralità climatica in Piemonte

✦ **Valentina D'Alonzo¹, Matteo Giacomo Prina¹, Filippo Beltrami¹, Giovanni Dalle Nogare¹, Claudio Zandonella Callegher¹, Samuele Zilio¹, Daniele Vettorato¹, Wolfram Sparber¹, Elisa Guiot², Filippo Baretto², Silvio De Nigris², Giovanni Nuvoli², David Moser³**

1 Eurac Research, Istituto per Energie Rinnovabili, Bolzano, Italia

2 Regione Piemonte, Settore Sviluppo Energetico Sostenibile, Torino

3 Becquerel Institute, Becquerel Italia, Trento

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0023](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0023)

ABSTRACT

La transizione energetica richiede strumenti sempre più precisi per orientare le decisioni, ma spesso i risultati della modellizzazione rimangono lontani dalla pratica. In Piemonte è stato sperimentato un approccio innovativo, che ha permesso a ricercatori e funzionari pubblici di lavorare insieme e trasformare i modelli energetici in scenari concreti e attuabili.

Grazie al modello EPLANopt (sviluppato da Eurac partendo da EnergyPLAN), sono stati sviluppati scenari di decarbonizzazione del sistema energetico piemontese al 2030, 2040 e 2050. Lo studio ha considerato tutti i

principali settori energetici (elettricità, riscaldamento, trasporti e industria) e ha valutato diverse tecnologie (fotovoltaico, eolico, idrogeno, accumulo, efficienza). L'analisi territoriale tramite strumenti GIS ha permesso di mappare il potenziale delle fonti rinnovabili, rispettando vincoli ambientali e paesaggistici.

Il dialogo continuo con la Regione ha reso gli scenari più realistici e aderenti alle priorità locali. Tra le azioni chiave emerse: l'espansione del fotovoltaico su tetto, regole dedicate per l'agrivoltaico, il risanamento energetico degli edifici, lo sviluppo di sistemi di accumulo e flessibilità, la decarbonizzazione dell'industria e il sostegno alle filiere locali. Questo approccio dimostra che, quando ricerca e istituzioni collaborano in modo strutturato, è possibile costruire strategie di decarbonizzazione attuabili, capaci di guidare la transizione verso un futuro a basse emissioni.

1. INTRODUZIONE

La crisi climatica e la transizione energetica rappresentano oggi due dimensioni inseparabili della più ampia trasformazione economica e sociale che l'Unione Europea sta promuovendo attraverso il Green Deal europeo. L'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 costituisce il fulcro delle politiche europee in materia di energia e ambiente e si traduce in una serie di strategie integrate – dal pacchetto Fit-for-55 al piano REPowerEU, fino alla nuova Direttiva sull'efficienza energetica (EED 2023/1791) – volte a ridurre le emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990, e a garantire una piena decarbonizzazione nel lungo termine.

Tale transizione non si limita a un cambiamento tecnologico, ma richiede una profonda riconfigurazione dei sistemi territoriali e produttivi. Gli scenari di neutralità climatica delineati dalla Commissione Europea e dall'Agenzia Internazionale dell'Energia [1] [2] indicano che il successo della decarbonizzazione dipende non solo dall'espansione delle fonti rinnovabili, ma anche da una riduzione strutturale della domanda energetica, dall'integrazione dei settori elettrico e termico e da un'evoluzione delle infrastrutture in chiave digitale e distribuita.

All'interno di questa cornice, le regioni giocano un ruolo strategico. La transizione energetica europea è infatti caratterizzata da un approccio di governance multi-livello, in cui le politiche nazionali definiscono obiettivi e strumenti di coordinamento, mentre le regioni traducono tali obiettivi in strategie adattate alle caratteristiche fisiche, economiche e sociali dei propri territori. Questo approccio, ormai riconosciuto anche dalla letteratura internazionale [3] [4] sottolinea la necessità di modelli capaci di combinare la dimensione tecnico-energetica con quella spaziale e socio-istituzionale.

La transizione, infatti, si manifesta e si concretizza a livello locale. Le regioni e le città sono i luoghi in cui si pianificano gli impianti rinnovabili, si ristrutturano gli edifici, si svilup-

pano le reti di mobilità sostenibile e si costruisce il consenso sociale attorno ai cambiamenti strutturali richiesti. Di conseguenza, la pianificazione energetica regionale non può più limitarsi a un esercizio di bilancio energetico, ma deve integrarsi con la pianificazione territoriale e ambientale, adottando strumenti analitici capaci di rappresentare le interdipendenze tra usi del suolo, infrastrutture e domanda di energia.

In questo quadro si inserisce l'esperienza della Regione Piemonte, territorio caratterizzato da una significativa varietà morfologica e da una struttura economica complessa, che combina un comparto industriale ad alta intensità energetica con aree rurali e montane a bassa densità. Il Piemonte è al tempo stesso una delle regioni italiane con maggiore potenziale di sviluppo del fotovoltaico e una delle più esposte agli impatti del cambiamento climatico, come evidenziato dagli eventi estremi che negli ultimi anni hanno interessato il bacino padano e le aree alpine [5].

In tale contesto, la Regione ha intrapreso un percorso di pianificazione della transizione energetica di lungo periodo, in linea con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [6] e con il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) [7], che individua obiettivi di riduzione delle emissioni e di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030 e al 2050. Tuttavia, per tradurre questi obiettivi in strategie operative, è necessario disporre di strumenti in grado di simulare l'evoluzione del sistema energetico regionale in modo integrato, quantificando gli effetti delle diverse opzioni tecnologiche e territoriali.

Lo studio qui presentato è stato realizzato dall'Istituto per le Energie Rinnovabili di Eurac Research (centro di ricerca con sede a Bolzano) in collaborazione con il Settore Sviluppo Energetico Sostenibile della Regione Piemonte. Il lavoro ha avuto l'obiettivo di definire e analizzare scenari di transizione energetica per il Piemonte al 2030, 2040 e 2050, esplorando traiettorie compatibili con gli obiettivi di neutralità climatica e con le specificità territoriali e infrastrutturali della regione.

L'approccio si basa sull'uso integrato di modellazione energetica, ottimizzazione multi-obiettivo e analisi spaziale, al fine di rappresentare non solo il bilancio complessivo del sistema energetico regionale, ma anche la sua distribuzione territoriale e il grado di sostenibilità economica e ambientale dei diversi scenari di transizione. La stretta collaborazione tra il centro di ricerca e l'amministrazione pubblica, sviluppata attraverso un processo iterativo di scambio di conoscenza e sviluppo congiunto del quadro di riferimento e dell'interpretazioni dei risultati, ha permesso di costruire scenari tecnicamente solidi e politicamente rilevanti.

2. METODI

2.1 Approccio di modellazione energetica

Nella prima fase del lavoro è stato delineato un insieme di driver che dovrebbero orientare la trasformazione del sistema energetico piemontese. Questi includono sia fattori macroeconomici e tecnologici di scala europea, come l'andamento dei costi delle tecnologie rinnovabili e dei sistemi di accumulo, sia elementi specifici del contesto regionale, tra cui la struttura dei consumi energetici nei diversi settori, la caratterizzazione del patrimonio edilizio e il potenziale locale delle fonti rinnovabili. Il risultato è un quadro di riferimento coerente che permette di tradurre gli obiettivi climatici di lungo periodo in ipotesi operative plausibili e territorialmente sensibili. A partire da questo quadro è stato implementato un modello di simulazione e ottimizzazione energetica.

Il modello EPLANopt [8], sviluppato da Eurac Research, integra il software di simulazione EnergyPLAN [9], elaborato dall'Università di Aalborg, con un algoritmo genetico multi-obiettivo per l'ottimizzazione delle capacità installate. EnergyPLAN consente di simulare, con risoluzione oraria, i flussi energetici che interessano il sistema elettrico, termico e dei trasporti, descrivendo in modo dettagliato le interazioni tra domanda, produzione da fonti rinnovabili, sistemi di accumulo e processi di conversione energetica. La componente di ottimizzazione fornita da EPLANopt permette di esplorare migliaia di configurazioni tecnologiche alternative attraverso un algoritmo genetico multi-obiettivo, che ricerca il miglior compromesso tra minimizzazione dei costi complessivi del sistema e riduzione delle emissioni di CO₂. Le soluzioni più efficienti emerse dall'ottimizzazione hanno costituito la base quantitativa degli scenari regionali di decarbonizzazione per il Piemonte al 2030, 2040 e 2050.

La modellazione è partita dall'anno di riferimento 2021 e ha generato migliaia di combinazioni tecnologiche sub-ottimali. Da queste sono stati selezionati tre scenari rappre-

sentativi per gli orizzonti temporali 2030, 2040 e 2050, corrispondenti a diverse configurazioni di decarbonizzazione del sistema energetico regionale.

2.2 Analisi spaziali con strumenti GIS

Un elemento fondamentale del processo metodologico riguarda l'integrazione tra modellazione energetica e analisi spaziale. Per garantire che gli scenari fossero realistici e coerenti con le specificità territoriali piemontesi, sono state condotte analisi dettagliate con strumenti GIS (Geographic Information System), che hanno portato alla stima del potenziale massimo installabile riferito, per esempio, al fotovoltaico. In questo caso sono state calcolate le superfici dei tetti residenziali e non residenziali (edifici industriali, commerciali e pubblici), le superfici agricole idonee all'agrivoltaico e le aree a terra potenzialmente disponibili, tenendo conto sia delle normative nazionali sia dei vincoli paesaggistici e ambientali. Per questa analisi sono stati utilizzati dati cartografici regionali (da Geoportale Piemonte e PEAR 2022-2030) e si è fatto riferimento al Decreto Aree Idonee (D.M. 21/06/2024), distinguendo il potenziale di produzione elettrica in quattro tipologie di impianti fotovoltaici: su tetto residenziale (potenza installata < 20 kW), su tetto non residenziale (potenza installata tra 20 kW e 1 MW), a terra con tracker mono-assiale (potenza installata > 1 MW) e agrivoltaico elevato.

Un'altra parte importante dell'analisi spaziale ha riguardato la stima della domanda energetica del settore residenziale, effettuata attraverso un'ampia elaborazione di mappe catastali, informazioni sugli Attestati di Prestazione Energetica (APE), dati demografici e censuari, e applicando tecniche di machine learning per stimare anno di costruzione e tipologia edilizia del parco edilizio residenziale dell'intera regione. Tale ricostruzione ha permesso di stimare i consumi termici medi al metro quadro e le relative necessità di riqualificazione del patrimonio edilizio, nonché di elaborare una curva dei costi degli interventi di efficienza energetica, inserita nel modello di ottimizzazione.

2.3 Variabili decisionali e principali assunzioni

L'applicazione di questo approccio integrato tra modellazione energetica e analisi spaziali, ha permesso di territorializzare le principali variabili decisionali, ovvero le tecnologie riconosciute strategiche per la decarbonizzazione del sistema energetico regionale. La definizione delle variabili decisionali rappresenta il cuore della costruzione degli scenari di transizione energetica. Nel caso del Piemonte, la selezione delle tecnologie e delle opzioni di intervento è avvenuta in stretta

collaborazione con la Regione, con l'obiettivo di individuare un insieme di variabili realistiche e coerenti con il contesto territoriale e con le prospettive di evoluzione tecnologica al 2030, 2040 e 2050. Insieme alle variabili decisionali sono state anche definite le principali assunzioni.

Per il fotovoltaico, le assunzioni riguardano la disponibilità di superfici idonee e l'evoluzione dei costi:

- i tetti residenziali e non residenziali sono stati considerati completamente sfruttabili laddove idonei, assumendo una crescente convenienza economica dovuta alla riduzione dei costi dei moduli;
- per il fotovoltaico a terra e l'agrivoltaico è stata posta particolare attenzione all'uso del suolo: sono stati considerati due utilizzi alternativi: uno più prudente (scenari S1), in cui si prevede l'utilizzo delle aree impermeabilizzate e di alcune aree agricole in cui si possono installare solo impianti agrivoltaici; e uno più estensivo (scenari S2), nel quale si prevede l'utilizzo delle aree impermeabilizzate e di tutte le aree agricole ma esclusivamente per impianti agrivoltaici.

Per l'eolico, il potenziale è stato assunto come limitato da disponibilità di siti idonei e richieste di connessione attualmente presentate, in linea con i vincoli paesaggistici regionali. Il potenziale massimo stimato riflette invece scenari di maggiore penetrazione resi possibili da un'evoluzione delle autorizzazioni e della pianificazione.

Le batterie al litio sono state considerate come elemento chiave per la flessibilità del sistema elettrico. L'assunzione principale riguarda il trend di riduzione dei costi, che nel modello segue i valori comunemente riportati in letteratura.

Anche lo storage termico nel teleriscaldamento è inserito come tecnologia abilitante per la gestione di una domanda termica più elettrificata e variabile nel tempo, con potenziali di crescita gradualmente.

Per il biometano, l'assunzione centrale riguarda il potenziale tecnico a livello nazionale e la quota attribuibile al Piemonte sulla base della produzione attuale di biogas. Questo metodo permette di stimare valori consistenti con le risorse regionali senza ricorrere a scenari speculativi.

Per l'e-methane, a causa dell'incertezza tecnologica, è stato adottato un approccio prudente: la tecnologia è inclusa nel modello, ma si ipotizza che i costi rimangano costanti nel tempo, in assenza di serie storiche affidabili. Le reazioni di idrogenazione e metanazione che lo generano vengono considerate mature sul piano teorico, ma non su quello industriale.

Nel settore del riscaldamento, la diffusione delle pompe di calore individuali è vincolata a interventi di efficientamento degli edifici, assumendo che queste tecnologie possano operare efficacemente solo su involucri edilizi migliorati.

Il teleriscaldamento vede un ruolo crescente delle pompe di calore dedicate, in combinazione con accumuli termici; anche in questo caso, la scalabilità dell'intervento è valutata come progressiva nel tempo.

Nel settore industriale, si assume una suddivisione dei processi in base alla temperatura: sotto i 100°C, i processi sono elettrificabili mediante pompe di calore industriali; sopra i 100°C, sono considerate fornaci elettriche e idrogeno. L'assunzione chiave riguarda la quota di consumi termici progressivamente sostituibili da tecnologie elettriche o a idrogeno, coerente con le traiettorie europee di decarbonizzazione industriale.

Per la mobilità, si ipotizza una progressiva elettrificazione del parco veicoli e l'adozione di strategie di ricarica intelligente, basandosi su profili di guida e di disponibilità alla ricarica derivati da studi italiani precedenti. Anche qui, la principale assunzione riguarda la capacità dei veicoli elettrici di contribuire alla flessibilità del sistema elettrico regionale.

Per l'efficientamento energetico del settore residenziale, è stato assunto che gli interventi di efficientamento abbiano un potenziale significativo e differenziato in base a tipologia edilizia ed epoca di costruzione. Le opzioni considerate includono isolamento dell'involucro e sostituzione degli infissi. I trend di costo provengono da studi consolidati. Per l'industria, si è ipotizzato un miglioramento dell'efficienza del 15% al 2050 rispetto al 2015, in linea con trend storici europei.

Sono state incorporate ulteriori assunzioni per descrivere elementi di crescente rilievo nella transizione energetica:

- un aumento significativo della domanda di raffrescamento, stimato sulla base dei trend storici IEA, con un incremento del 5% annuo;
- considerazioni sul sistema energetico italiano in ottica multi-nodo, assumendo che la Regione non sia isolata ma interconnessa con il resto del Paese.

2.4 Scenari selezionati e analizzati

Sulla base del contesto tecnologico, economico e territoriale così definito, sono stati quindi sviluppati gli scenari di transizione del sistema energetico piemontese. Il sistema

energetico regionale è stato ottimizzato perseguendo due obiettivi simultanei: ridurre i costi complessivi e minimizzare le emissioni di CO₂. La modellazione ha portato alla creazione di migliaia di scenari alternativi, tra cui ne sono stati selezionati tre (uno per ogni orizzonte temporale), scelti lungo la frontiera di Pareto, ossia l'insieme delle configurazioni che consentono di raggiungere la neutralità climatica al 2050 al costo minimo possibile.

Poiché in Italia era, ed è tuttora, in corso un dibattito sull'utilizzo delle aree agricole per l'installazione di impianti fotovoltaici, sono stati sviluppati anche scenari alternativi dedicati a questo aspetto. Come menzionato sopra, sono state considerate due ipotesi di utilizzo del suolo agricolo per l'installazione di agrivoltaico. Combinando questi due approcci con due diversi livelli di ambizione climatica, sono state definite quattro casistiche: S1-A, S1-B, S2-A e S2-B. Nel caso A si trovano gli scenari che rispettano i target di emissione al minor costo, mentre nel caso B si riducono ulteriormente le emissioni di CO₂ a fronte di costi maggiori. Tra queste casistiche, ne vengono di seguito descritte due: lo scenario S2 - caso A e lo scenario S2 - caso B.

Gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ per i tre orizzonti temporali sono stati definiti come segue:

- 2030: avvio della transizione, riduzione del 55% delle emissioni rispetto al 1990;
- 2040: consolidamento della decarbonizzazione (riduzione del 90% delle emissioni);
- 2050: raggiungimento della neutralità climatica.

3. RISULTATI

La valutazione finale degli scenari è avvenuta combinando considerazioni energetiche, economiche e ambientali. L'approccio multidimensionale adottato ha così consentito non solo di individuare scenari tecnologicamente realistici, ma anche di mettere in evidenza le implicazioni politiche, territoriali ed economiche delle scelte energetiche di lungo periodo per il Piemonte.

3.1 Potenziale tecnologico e territoriale

L'analisi ha stimato un potenziale fotovoltaico complessivo superiore a 90 GW (scenario S2), distribuito tra tetti residenziali, non residenziali e superfici agricole idonee all'agrivoltaico. Le superfici agricole, opportunamente selezionate considerando specifici vincoli paesaggistici e ambientali, rappresentano la principale risorsa disponibile per la generazione solare nel lungo periodo. Il potenziale eolico varia invece da 500 a 1000 MW, valori compatibili con i vincoli paesaggistici e morfologici del territorio piemontese.

Nel campo dei biocombustibili, la produzione potenziale di biometano per il Piemonte, derivata dal contributo nazionale (8,2% della produzione italiana), raggiunge circa 4,5 TWh al 2030 e oltre 10 TWh al 2050. È stata inoltre valutata la produzione di e-methane come opzione emergente per la decarbonizzazione del settore del gas, sebbene con costi ancora elevati e tecnologie in via di maturazione.

Le batterie al litio stazionarie e lo storage termico nel teleriscaldamento risultano variabili cruciali per garantire la flessibilità del sistema, favorendo l'integrazione delle fonti rinnovabili e la stabilità della rete.

Le pompe di calore, sia individuali che centralizzate, assumono un ruolo crescente nella decarbonizzazione dei consumi termici, mentre l'elettrificazione dei trasporti contribuisce a ottimizzare l'uso della produzione elettrica rinnovabile.

3.2 Confronto tra gli scenari S2-A e S2-B

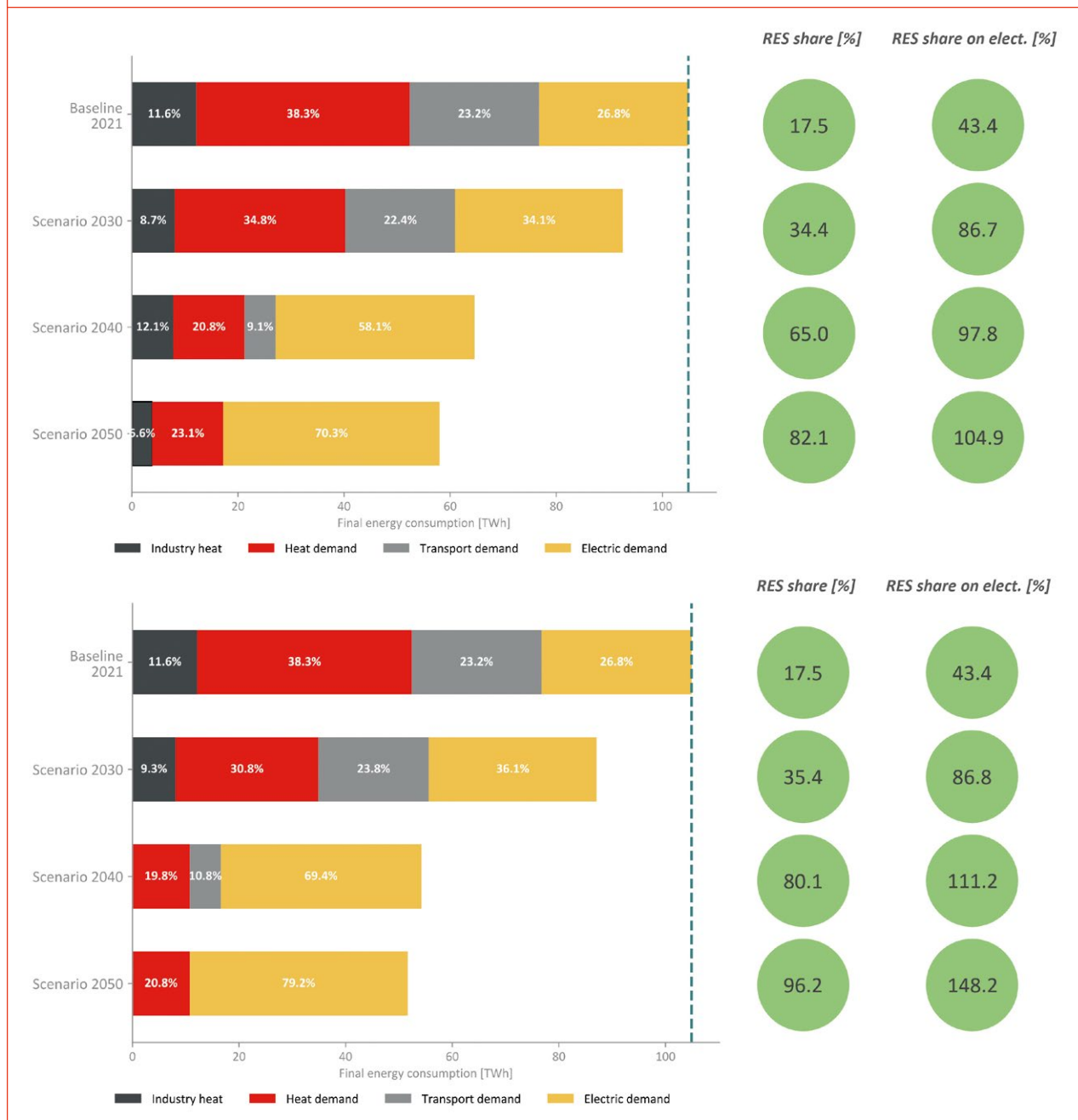
Il confronto tra i due scenari S2 - caso A e S2 - caso B, offre una prospettiva chiara sui compromessi tra costi economici e obiettivi climatici nel processo di decarbonizzazione regionale.

Nel caso A, il sistema energetico piemontese evolve verso un equilibrio tra efficienza economica e riduzione delle emissioni, privilegiando l'uso di tecnologie consolidate e meno costose. In questo scenario, la quota di generazione elettrica da fonti rinnovabili raggiunge circa l'85% entro il 2050, con un contributo predominante del fotovoltaico e una limitata espansione dell'eolico. Il consumo di gas metano residuo, destinato prevalentemente ai settori industriali e termici non elettrificabili, si riduce del 70% rispetto al 2021.

Nel caso B, invece, si privilegia la neutralità climatica, con un abbattimento quasi totale delle emissioni di CO₂ al 2050. L'elettrificazione dei consumi è più spinta: le pompe di calore coprono oltre il 60% della domanda termica, mentre la produzione elettrica da rinnovabili supera il 95% della generazione totale. L'espansione del fotovoltaico a terra e dell'agrivoltaico è più estesa (+25% rispetto al caso A), così come la capacità di accumulo tramite batterie e idrogeno. Tuttavia, i costi di sistema aumentano di circa il 20%, soprattutto a causa dell'investimento in tecnologie emergenti e infrastrutture di stoccaggio.

Le differenze tra i due scenari si riflettono anche sul consumo finale di energia: nel caso B, l'efficientamento e la sostituzione dei combustibili fossili riducono la domanda complessiva del 45% rispetto al 2021, contro il 38% del caso A. In termini di bilancio economico, il caso A risulta più

◆ **FIGURA 1** Consumo finale di energia per gli scenari S2-A (sopra) e S2-B (sotto), con % di energia rinnovabile sul consumo totale e sul consumo di energia elettrica. Fonte: D'Alonzo et al. 2025 [10]



sostenibile nel breve-medio termine, ma il caso B garantisce benefici ambientali e di sicurezza energetica superiori nel lungo periodo, avvicinandosi pienamente al target di neutralità climatica del 2050. (Fig. 1)

Questo confronto mostra che la scelta strategica tra i due percorsi non è meramente tecnica, ma dipende dalle priorità politiche e strategiche regionali: un approccio orientato al contenimento dei costi consente una transizione più graduale e

socialmente sostenibile, mentre un approccio orientato alla riduzione drastica delle emissioni richiede maggiori investimenti ma assicura coerenza con gli obiettivi europei di lungo termine.

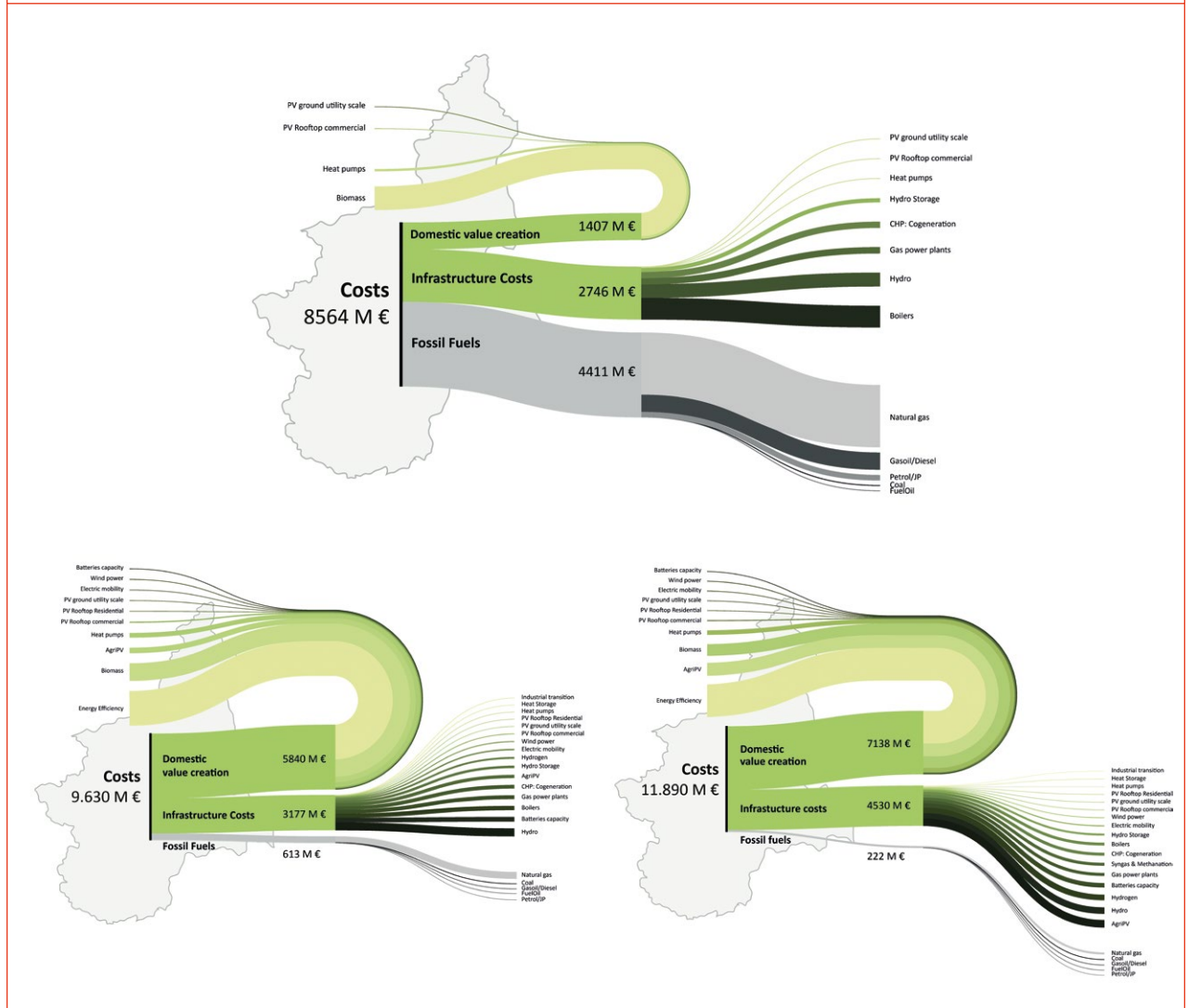
3.3 Analisi di impatto economico e ambientale

L'analisi di impatto economico mostra come la diffusione delle tecnologie rinnovabili e dell'efficienza energetica possa generare un valore aggiunto significativo per la

filiera piemontese. La re-internalizzazione di fasi produttive della catena del valore (installazione, manutenzione, componentistica) rappresenta un'opportunità per l'industria regionale, in linea con le strategie europee di reshoring delle tecnologie pulite. (Fig. 2)

Sul piano ambientale, la valutazione tramite indicatori di ciclo di vita (Life Cycle Assessment - LCA) evidenzia una riduzione sostanziale delle emissioni di gas serra e degli inquinanti atmosferici (PM_{2,5}), nonché un miglioramento dell'indice di qualità del suolo (Soil Quality Index). Questi

◆ **FIGURA 2** Potenziale internalizzazione della filiera delle rinnovabili in Piemonte per gli scenari S2-A (sotto a sinistra) e S2-B (sotto a destra), a confronto con l'anno base di riferimento (sopra).
Fonte: D'Alonzo et al. 2025 [10]



risultati confermano che la transizione energetica, se pianificata con criteri di sostenibilità territoriale, può produrre co-benefici ambientali e sanitari significativi oltre alla riduzione delle emissioni climalteranti.

4. CONCLUSIONI

Lo studio condotto da Eurac Research e Regione Piemonte delinea una visione integrata della transizione energetica regionale, basata su modelli quantitativi, analisi territoriali e valutazioni economico-ambientali. Gli scenari elaborati mostrano che la neutralità climatica entro il 2050 è tecnicamente raggiungibile, purché accompagnata da politiche di sostegno coerenti, investimenti mirati e un forte coordinamento tra livelli istituzionali.

L'approccio multi-obiettivo e spaziale adottato ha consentito di tradurre gli obiettivi europei in percorsi operativi concreti, fornendo alla Regione uno strumento di supporto decisionale per la revisione del Piano Energetico Ambien-

tale Regionale (PEAR) e per l'attuazione di strategie di decarbonizzazione adeguate al contesto locale.

Un elemento centrale emerso da questo lavoro è il valore della collaborazione strutturata tra ricerca e pubblica amministrazione. Il dialogo continuo tra i ricercatori e i funzionari regionali ha permesso di costruire scenari realistici, verificabili e coerenti con le priorità territoriali. Questo processo di co-produzione della conoscenza rappresenta un modello efficace per altre regioni che intendono integrare la ricerca scientifica nei processi di pianificazione energetica.

La transizione verso un sistema a basse emissioni non può essere affidata a strumenti tecnici isolati, ma richiede cooperazione istituzionale capace di unire competenze scientifiche, visione politica e conoscenza del territorio. L'esperienza piemontese dimostra che, quando ricerca e istituzioni collaborano in modo strutturato, è possibile trasformare gli obiettivi climatici in strategie attuabili, capaci di guidare la società verso un futuro sostenibile e resiliente. ♦

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] 2030 Climate Target Plan n.d. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-green-deal/2030-climate-target-plan_en
- [2] 2050 long-term strategy n.d. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en
- [3] Pfenninger S., Hawkes A., Keirstead J. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Review*. 2014. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>
- [4] Fodstad M., Crespo del Granado P., Hellemo L., Knudsen B.R., Pisciella P., Silvast A., Bordin C., Schmidt S., Straus J. Next frontiers in energy system modelling: A review on challenges and the state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Review*. 2022; 160:112246. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2022.112246>
- [5] European Energy Agency. European Climate Risk Assessment. Report 01/2024, published 11 Mar 2024. doi:10.2800/8671471. Available at: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/european-climate-risk-assessment>
- [6] National energy and climate plans n.d. https://commission.europa.eu/energy-climate-changeenvironment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/nationalenergy-and-climate-plans_en
- [7] Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR). Regione Piemonte n.d. <https://www.regione.piemonte.it/web/temi/sviluppo/sviluppo-energetico-sostenibile/piano-energeticoambientale-regionale-pear>
- [8] Prina M.G., Cozzini M., Garegnani G., Manzolini G., Moser D., Filippi Oberegger U., Perneti R., Vaccaro R., Sparber W. Multi-objective optimization algorithm coupled to EnergyPLAN software: The EPLANopt model. *Energy*. 2018; 149:213–21. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.050>
- [9] Lund H., Thellufsen J.Z., Østergaard P.A., Sorknæs P., Skov I.R., Mathiesen B.V. EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems. *Smart Energy*. 2021; 1:100007. <https://doi.org/10.1016/J.SEGY.2021.100007>
- [10] D'Alonzo V., Prina M.G., Guiot E., Baretta F., De Nigris S., Nuvoli G., Beltrami F., Dalle Nogare G., Zandonella Callegger C., Zilio S., Vettorato D., Sparber W. Enhancing the impact of energy system modeling on regional policy: a case study of knowledge exchange in Piemonte Region, Italy. *Environmental Research: Energy*. 2025; 2:035009. <https://doi.org/10.1088/2753-3751/adfb7f>



Il contributo di ISPRA al percorso autorizzativo del primo progetto italiano di stoccaggio geologico della CO₂: esperienze e prospettive emerse nel quadriennio 2022-2025

★ **Francesco Astorri, Ornella Nonnis, Claudia Virno Lamberti, Silvia Ceracchi, Daniela Berto, Valerio Commerci, Stefano Calcaterra, Pio Di Manna, Romualdo Marrazzo, Raffaella Piermarini, Federica Moricci**

ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, Roma

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0024](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0024)

ABSTRACT

Nel quadriennio 2022-2025, ISPRA ha fornito supporto tecnico-scientifico alla Segreteria Nazionale CCS, per l'autorizzazione del primo progetto sperimentale di stoccaggio geologico della CO₂ in Italia. Lo stoccaggio è stato autorizzato per un quantitativo massimo di 50.000 t il 26/01/2023, mediante la procedura semplificata prevista dal D.Lgs. n. 162/2011 per progetti sperimentali con volumi inferiori a 100.000 t. Il progetto ha previsto la cattura di CO₂ dai fumi del camino a servizio di un turbo-compressore di un impianto onshore, il trasporto tramite una condotta sottomarina e l'iniezione permanente in un giacimento di gas depleto, situato nel Mare Adriatico settentrionale. Il Gestore ha svolto una valutazione di sicurezza sui potenziali rischi per la salute umana e l'ambiente implementando un sistema di controllo che include il monitoraggio microsismico, la stima delle deformazioni

del suolo, la verifica dell'integrità di pozzi e condotte e il monitoraggio ambientale marino. ISPRA ha contribuito alla valutazione tecnico-scientifica di tali attività, supportando la Segreteria tecnica CCS nell'analisi degli esiti del monitoraggio offshore e onshore e nella verifica degli impatti potenziali sull'uomo e sull'ambiente marino. L'esperienza acquisita costituisce un riferimento nazionale per la valutazione di futuri progetti CCS e un supporto operativo per il nuovo Comitato CCS, e la relativa Segreteria Tecnica, insediati nell'ottobre 2025.

1. IL CONTESTO NORMATIVO E IL RUOLO DEL COMITATO ETS E DELLA SEGRETERIA TECNICA CCS

Il recepimento della Direttiva 2009/31/CE [1] nel D.Lgs. 162/2011 [2] ha definito il quadro normativo per l'autorizzazione allo stoccaggio geologico della CO₂ in Italia, assegnando al Comitato ETS [3] un ruolo tecnico-consultivo di supporto al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE).

Per garantire una valutazione tecnico-scientifica indipendente, il Comitato ETS si è avvalso della Segreteria tecnica del Comitato ETS per lo Stoccaggio geologico della CO₂, che nel quadriennio 2022-2025 ha operato con il supporto di ISPRA e di INGV (Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia), per le rispettive competenze, nell'istruttoria autorizzativa del programma sperimentale di stoccaggio geologico di anidride carbonica - denominato "PCMW CCS" presentato da ENI S.p.A. Il progetto era finalizzato all'iniezione di un volume complessivo di 50.000 t di CO₂ (25.000 t/anno per due anni) nel livello, ormai esaurito, PL2-C del campo di estrazione di gas Porto Corsini Mare Ovest (PCMW, a largo della costa di Ravenna), individuato come idoneo allo stoccaggio.

Va sottolineato che, all'epoca della presentazione dell'istanza, trovava applicazione il regime semplificato di cui al D.lgs. 162/2011, che non recava, per i programmi sperimentali, espliciti richiami all'obbligo di predisposizione del piano di monitoraggio ai sensi della disciplina tecnica vigente. Il successivo D.L. 9/12/2023, n. 181 [4] ha rafforzato e sistematizzato il quadro regolatorio in materia di monitoraggio e controllo, estendendo tali obblighi in modo più strutturato anche ai programmi sperimentali, indipendentemente dai quantitativi di CO₂. Il progetto è stato pertanto istruito secondo la normativa previgente, pur includendo valutazioni e attività di controllo coerenti con il nuovo assetto regolatorio.

Nel 2024, per effetto delle modifiche introdotte all'art. 4 del sopracitato D.Lgs. 162/2011 dall'art. 8, co. 2, del D.L. 89 del 29/06/2024 [5], e con la successiva pubblicazione dei relativi decreti attuativi, nell'ottobre 2025 le funzioni del Comitato ETS sono state trasferite ad un nuovo Comitato CCS e alla relativa Segreteria Tecnica CCS, a cui è attribuito il compito di istruire i progetti e fornire i pareri sulle istanze per il rilascio delle licenze di esplorazione e di autorizzazione allo stoccaggio di CO₂ per il prossimo quinquennio.

2. IL PROGETTO SPERIMENTALE DI CATTURA E STOCCAGGIO GEOLOGICO DI CO₂ AL LARGO DI RAVENNA

Il progetto sperimentale *Ravenna CCS Fase 1*, promosso da Eni nell'ambito della concessione mineraria "A.C26.EA", rappresenta il primo caso in Italia di applicazione integrata delle tecnologie di cattura, trasporto e stoccaggio geologico della CO₂ (*Carbon Capture and Storage - CCS*) in condizioni operative reali.

L'iniziativa nasce con l'obiettivo di verificare la fattibilità tecnica, la sicurezza e la sostenibilità ambientale dell'iniezione di anidride carbonica in un giacimento di gas naturale esaurito, al fine di validare i modelli previsionali e acquisire dati utili allo sviluppo di futuri progetti su scala industriale.

Nello specifico, è stata prevista l'iniezione della CO₂ in condizioni controllate, per un quantitativo complessivo di 50.000 t (25.000 t/anno per due anni) con l'obiettivo di validare le capacità di confinamento del serbatoio e la risposta del sistema geologico in presenza di CO₂ in fase densa (supercritica).

La cattura della CO₂ è stata effettuata presso la centrale di Casalborsetti, situata a nord di Ravenna, che già tratta e comprime il gas proveniente da diversi giacimenti offshore dell'area nord-adriatica. Presso questo impianto, Eni ha realizzato un'unità di cattura di CO₂ basata su una tecnologia di assorbimento chimico con solventi amminici. Il flusso dei fumi di scarico, proveniente da uno dei turbocompressori della centrale, viene convogliato verso il sistema di cattura, dove la CO₂ viene separata, purificata, compressa e deidratata fino al raggiungimento delle condizioni idonee al trasporto in condotta. Il trasporto offshore della CO₂ trattata è stato effettuato mediante condotte preesistenti, già utilizzate per il trasporto del gas di estrazione, il cui riutilizzo, a seguito di una specifica riqualificazione, ha minimizzato la realizzazione di nuove infrastrutture e i conseguenti, potenziali, impatti ambientali. Nello specifico sono state riutilizzate la condotta da 20" che collega la centrale di Casalborsetti con la piattaforma offshore *Porto Corsini Mare Ovest-T* (PCW-T) e la condotta da 14" tra le piattaforme PCW-T e PCW-B. Da quest'ultima, tramite brevi collegamenti di nuova realizzazione, la CO₂ raggiunge

la piattaforma PCW-C, situata a circa 8 km dalla costa ravennate, su un fondale profondo circa 15 m sotto il livello del mare, dove è ubicato il pozzo di iniezione “Porto Corsini Mare Ovest 30 dir B” (PCMW 30 dir B).

Il pozzo, realizzato come *sidetrack* di un vecchio pozzo produttivo, raggiunge il livello geologico denominato PL2-C della formazione *Porto Garibaldi* (di età Pliocene medio-superiore), un giacimento ormai chiuso alla produzione e valutato idoneo alla iniezione di CO₂.

Le piattaforme e le condotte sono state oggetto di verifiche strutturali e di integrità da parte enti terzi indipendenti, mentre la piattaforma PCW-C è stata adattata per ospitare le nuove apparecchiature di misura, controllo e sicurezza necessarie alla gestione del flusso in pressione. In particolare, è stata effettuata l’installazione di una testa pozzo dedicata all’iniezione, oltre che di valvole automatiche di intercettazione, di sistemi di rilevazione di CO₂ e di allarme nonché ridondanze per la gestione in emergenza.

Il sistema di automazione garantisce la possibilità di interrompere immediatamente le operazioni in caso di anomalie di pressione, temperatura e composizione dello *stream* di CO₂ dalla centrale di Casalborgsetti, localmente o da remoto.

Un elemento qualificante del progetto è rappresentato dal monitoraggio integrato degli aspetti geofisici e geo-meccanici e di quelli ambientali. Infatti, oltre al monitoraggio di pozzo e alla misura della pressione di iniezione, sono stati realizzati una rete microsismica dedicata a rilevare eventuali micro-eventi indotti, una rete GNSS in continuo, a cui si affianca l’uso di assestimetri e di un sistema di monitoraggio tramite interferometria satellitare InSAR per il controllo delle deformazioni del suolo e un sistema di monitoraggio ambientale onshore ed offshore.

3. PRINCIPALI FASI ISTRUTTORIE E APPROCCIO METODOLOGICO

Nel periodo 2022-2025, ISPRA ha garantito supporto tecnico-scientifico a tutte le principali fasi dell’istruttoria del progetto, fornendo analisi tecniche e proponendo prescrizioni e raccomandazioni operative da sottoporre al Comitato ETS per il tramite della Segreteria Tecnica CCS. Di seguito si riportano alcune delle principali fasi alle quali il gruppo di lavoro ISPRA-CCS ha preso parte:

- predisposizione dei pareri tecnici propedeutici al rilascio dell’autorizzazione al progetto con Decreto Ministeriale del 26/01/2023[6] rilasciato dall’Autorità competente (MASE), comprendente prescrizioni di natura tecnica ed ambientale;

- valutazione delle istanze di riesame di n. 2 prescrizioni presentate dal Gestore relative alla richiesta di aumento della pressione massima a fondo pozzo da 120 a 240 bar e alla revisione della rete di monitoraggio GNSS offshore;
- analisi dello stato di attuazione delle prescrizioni relative alla sicurezza impiantistica e gestionale, al rischio tsunami e al monitoraggio microsismico;
- riesame tecnico dei comparti ambientali marini da sottoporre a monitoraggio, nonché della modellistica numerica e della strumentazione di rilevazione in continuo dei parametri pertinenti; introduzione di misure compensative e armonizzazione dei cronoprogrammi delle campagne di monitoraggio *ante operam*, *in opera* e *post-operam*;
- valutazione del rapporto annuale del Gestore, analisi del nuovo cronoprogramma a seguito della richiesta di estensione del periodo di iniezione fino al 31 agosto 2025 e analisi dei *Work Package* su modellistica idrodinamica (WP6) e valutazione del rischio ambientale (WP8).

4. LE PRESCRIZIONI TECNICHE DEL COMITATO ETS AL PROGETTO SPERIMENTALE DI STOCCAGGIO GEOLOGICO DI CO₂ A RAVENNA

Il programma “Ravenna CCS - Fase 1” ha ricevuto valutazione positiva, da parte del Comitato nazionale per la gestione della direttiva ETS subordinata al rispetto di specifiche prescrizioni tecniche e ambientali, indicate nel D.M. 26/01/2023 di autorizzazione del *Programma sperimentale di stoccaggio geologico di anidride carbonica CCS Ravenna Fase 1* da parte dell’Autorità Competente (MASE).

Tali prescrizioni, sinteticamente riassunte in Tabella 1, riguardano l’intero ciclo operativo - dalla composizione del fluido iniettato alle fasi di monitoraggio, esercizio e post-chiusura - e mirano a garantire la sicurezza dell’iniezione, la protezione ambientale e la tracciabilità dei dati.

4.1 Monitoraggio operativo e controllo dei parametri di iniezione

4.1.1 Controllo della composizione e della qualità del flusso (stream) di CO₂ iniettata

La prima serie di prescrizioni riguarda il controllo della composizione chimica della CO₂ destinata all’iniezione.

Il gas deve presentare una purezza elevata, superiore al 95%, e un contenuto minimo di impurità, in modo da evitare reazioni indesiderate con i materiali delle condotte e con la

◆ **TABELLA 1 Sintesi dei macro-argomenti del progetto oggetto di prescrizione** (fonte Ispra)

Macro argomento	Topics	Prescrizioni DM 26/01/2023
Monitoraggio operativo e controllo dei parametri di iniezione	Controllo della composizione del fluido iniettato	1
	Controllo delle pressioni, temperature e portate di iniezione monitoraggio di pozzo	2, 6
Monitoraggio geofisico e stabilità del sottosuolo	Piano di monitoraggio microsismico	6
	Piano di monitoraggio deformazioni suolo	7
Monitoraggio ambientale e controllo degli impatti sulle matrici ambientali	Piano di monitoraggio ambientale marino offshore	8, 10, 12
	Piano di monitoraggio ambientale onshore	9, 10, 11
Sicurezza operativa, prevenzione dei rischi e gestione della tutela ambientale	Valutazione dei rischi, Sistemi di Gestione Ambientale-SGA, sicurezza operativa, gestione delle emergenze e della tutela ambientale.	3, 4, 5, 8, 13, 14, 15
Fase di chiusura e sorveglianza post-operativa	Monitoraggio post-operativo	16
Comunicazione	Comunicazioni ex art.6 del D.Lgs. n.162/2011	17

matrice rocciosa del serbatoio, ma soprattutto evitare l'immissione e/o il trascinarsi nella roccia serbatoio di componenti indesiderati.

Il Gestore è tenuto ad adottare un sistema di monitoraggio in continuo delle caratteristiche chimico-fisiche del flusso, con archiviazione automatica dei dati e ad effettuare monitoraggi discontinui trimestrali. Di particolare rilievo è stata l'introduzione della prescrizione che comporta lo *shut down* dell'iniezione se il tenore di CO₂ dovesse abbassarsi al di sotto della soglia del 95% e la misura in continuo del monossido di carbonio, dell'ossigeno e dell'acqua per evitare il superamento di determinate soglie imposte dal decreto autorizzativo.

4.1.2 Gestione delle pressioni, temperature a portata di iniezione

Un secondo gruppo di prescrizioni disciplina la gestione della pressione di iniezione e il mantenimento dell'integrità del sistema di confinamento geologico.

La pressione non potrà in alcun momento superare i valori di soglia (240 bar) individuati nel progetto, calcolati sulla base delle caratteristiche meccaniche della formazione e del *cap-rock*.

È previsto l'utilizzo di sistemi automatici di controllo e di arresto immediato in caso di superamento dei limiti, insieme a un monitoraggio continuo dei parametri di pressione e temperatura nel pozzo.

Eventuali anomalie dovranno essere segnalate tempestivamente al MASE e agli organi di controllo, corredate da analisi diagnostiche e valutazioni sull'eventuale necessità di modifiche operative.

4.2 Monitoraggio geofisico e monitoraggio ambientale offshore e onshore

4.2.1 Monitoraggio Geofisico

Per quanto riguarda il monitoraggio microsismico (Prescrizione n. 6), il progetto ha previsto l'installazione di una rete dedicata. L'attività è stata impostata in conformità agli ILG [7] emanati dal MiSE nel 2014, e ha compreso anche una componente di sperimentazione grazie all'integrazione di sensori in fibra ottica di tipo DAS (*Distributed Acoustic Sensing*). Il monitoraggio *ante operam* riveste un ruolo fondamentale, poiché consente di definire con precisione le condizioni microsismiche non perturbate che costituiranno il riferimento per la fase operativa.

La prescrizione n. 7, dedicata al monitoraggio delle deformazioni del suolo, è relativa a un sistema integrato di tecniche geodetiche che combina nuove stazioni GNSS (*Global Navigation Satellite Systems*) installate sulle piattaforme offshore con due ulteriori stazioni GNSS posizionate onshore. In totale il sistema prevede 14 stazioni CGPS (di cui 5 onshore e 9 offshore) a cui si affiancano, oltre all'analisi dei dati InSAR, campagne di livellazione geometrica di alta precisione.

4.2.2 Monitoraggio ambientale offshore

Tra tutte le prescrizioni approvate, la n. 8, relativa alla definizione e all'attuazione del Piano di Monitoraggio Ambientale marino (PMA), riveste un ruolo particolarmente rilevante considerando che lo stoccaggio avviene in un giacimento offshore posto a 3.000 metri di profondità dal fondale marino.

L'obiettivo del piano è duplice: da un lato, verificare l'efficacia del confinamento geologico della CO₂ e la stabilità del sistema di stoccaggio; dall'altro, monitorare l'eventuale risposta dell'ambiente marino alle attività di iniezione, assicurando che non si verificano impatti significativi sulle componenti fisico-chimiche e biologiche dell'ecosistema interessato dal progetto.

Il PMA ha previsto una combinazione di indagini di geofisiche, geochemiche e biologiche, articolate in 8 Work Package (WP), ciascuno suddiviso in specifiche attività operative, da svolgere in un arco temporale pluriennale.

Nel dettaglio, le attività comprendono:

- monitoraggio della colonna d'acqua, con analisi dei parametri fisico-chimici e dei principali indicatori biologici;
- monitoraggio delle caratteristiche fisiche, chimiche ed ecotossicologiche dei sedimenti marini;
- monitoraggio dei popolamenti bentonici, per valutare eventuali modifiche nella composizione delle comunità biologiche e nella distribuzione delle specie sensibili alla variazione di CO₂;
- misure atmosferiche e di flusso di gas al confine mare-aria, utili a verificare l'assenza di rilasci anomali di CO₂ in superficie.

L'impianto metodologico del monitoraggio offshore, si basa sul principio della confrontabilità temporale e spaziale, prevedendo l'esecuzione di tutte le attività prima dell'avvio dell'iniezione (*fase di baseline o ante-operam*), in fase di iniezione (*fase in opera*) e nel periodo post-operativo (*post-operam*), in modo da individuare eventuali variazioni attribuibili all'attività di stoccaggio.

Le indagini saranno accompagnate da una modellistica geochemica e di dispersione per stimare i potenziali percorsi di migrazione della CO₂ e per valutare l'evoluzione delle concentrazioni nel caso di fughe localizzate.

Per le attività offshore è stato previsto, infine, un insieme di misure (prescrizioni n. 10 e n.12) orientate alla riduzione dell'impatto ambientale delle operazioni in mare.

4.2.3 Monitoraggio ambientale onshore

Il monitoraggio di tutte le matrici ambientali della centrale di Casalborsetti è stato condotto in conformità al Decreto AIA approvato [8] recependo le raccomandazioni del Comitato ETS, con particolare riferimento ai controlli sui fumi del camino CCS (incluso il monitoraggio delle ammine speciate e dei VOC), sugli scarichi idrici e sulle emissioni fuggitive. Per le altre attività onshore, il monitoraggio ambientale ha previsto misure in fase di cantiere mirate alla riduzione delle polveri – dalla bagnatura delle piste ai teli coprenti, dal lavaggio ruote alla limitazione della velocità –

con l'indicazione di sospendere le movimentazioni in caso di vento forte e di utilizzare mezzi a basse emissioni sottoposti a manutenzione regolare.

4.3 Sicurezza operativa, emergenze e tutela ambientale

La valutazione del rischio è stata condotta secondo un approccio integrato che considera tutte le fasi del ciclo operativo, dal trasporto della CO₂ compressa alla sua iniezione nel serbatoio geologico, fino alla gestione delle emergenze e alla chiusura post-operativa del sito.

L'analisi di sicurezza sviluppata da Eni e valutata dalla Segreteria tecnica CCS ha preso in esame diversi scenari di rilascio potenziale di CO₂ che includono:

1. il rilascio localizzato dalla candela di sfiato durante le operazioni di shut-down dell'impianto;
2. il rilascio localizzato lungo la condotta di trasporto (per corrosione, guasto meccanico o evento accidentale) e presso gli impianti onshore/offshore;
3. la migrazione anomala della CO₂ nel sottosuolo con risalita verso livelli più superficiali o verso il fondale marino.

Per ciascuno di questi scenari sono stati individuati modelli di dispersione e valutati gli effetti potenziali sulla sicurezza del personale, sull'ambiente e sulle infrastrutture.

Poiché la CO₂ è un gas asfissiante, in caso di rilascio massivo può determinare zone a rischio di anossia nonché effetti criogenici locali sulle persone e sulle superfici dei materiali circostanti, provocando ustioni da freddo e, nei casi estremi, danneggiamenti strutturali alle apparecchiature poste nelle immediate vicinanze per sovrappressione. Nel caso di rilasci offshore, invece, gli effetti principali riguardano la possibile acidificazione locale dell'acqua e l'eventuale impatto sugli organismi marini.

A partire da tali valutazioni, le prescrizioni del Comitato hanno imposto una serie di misure preventive e correttive obbligatorie:

- monitoraggio continuo delle variabili di processo (pressione e portata) lungo la condotta di trasporto, con sistemi automatici di allarme e blocco in caso di variazioni anomale;
- procedure di isolamento e depressurizzazione manuale dell'intera condotta in caso di guasto o perdita significativa;
- aggiornamento dei piani di emergenza prima dell'avvio delle attività, integrando le nuove *facilities* e le possibili interazioni tra piattaforme, pozzi e impianti costieri;
- studio CFD (*Computational Fluid Dynamics*) specifico per la piattaforma offshore, volto a simulare la dispersione di

CO₂ in caso di rilascio improvviso e a individuare le necessarie protezioni termiche o schermature delle sezioni di impianto esposte;

- installazione di sistemi di rilevazione gas in continuo nelle aree operative e nei punti sensibili, con soglie di allarme calibrate sui livelli di concentrazione potenzialmente pericolosi per l'uomo e per l'ambiente.

Per tali scenari, con riferimento, ad esempio, a quanto indicato nella prescrizione n. 3, viene imposta l'adozione di protezioni fisiche e schermature dedicate, basate proprio sui risultati dello studio CFD, e l'esecuzione di simulazioni di emergenza reale di secondo livello che coinvolgano tutto il personale operativo.

Tutte le procedure di sicurezza sono coordinate con i due piani generali di emergenza aziendali, già predisposti per le attività offshore e onshore, ma adattati al nuovo contesto sperimentale del progetto CCS.

4.4 Monitoraggio post-operativo e comunicazione dei risultati

Dopo la conclusione della fase sperimentale, il Gestore dovrà assicurare un periodo di monitoraggio post-operativo fino alla stabilizzazione dei parametri di pressione, temperatura e composizione dei fluidi di formazione.

Solo a valle di tale stabilizzazione sarà possibile procedere alla chiusura mineraria dei pozzi a meno di un loro riutilizzo per l'eventuale fase successiva su scala industriale e al ripristino ambientale delle aree interessate.

I dati raccolti durante tutto il ciclo di vita del progetto potranno costituire una base conoscitiva per la definizione dei futuri standard nazionali in materia di CCS.

5. ESITI DEI MONITORAGGI IN OPERA ESEGUITI NEL 2024

Durante la fase *in opera*, vale a dire dall'inizio dell'iniezione, avvenuta ad agosto 2024, fino a dicembre 2024 erano state iniettate circa 4.770 t di CO₂ con un'efficienza di cattura media del 91,8%, salita ad oltre 94% dopo l'ottimizzazione del sistema di trattamento dei gas con ammine. Il flusso in ingresso si è mantenuto stabile e con un'elevata purezza, oltre il 99%, mentre il trasporto in condotta non ha mostrato criticità grazie all'uso di un compressore installato in mare che ha permesso di evitare fenomeni di condensazione nelle stagioni più fredde. Dal punto di vista geologico, il comportamento del serbatoio è apparso stabile.

Le pressioni di iniezione si sono mantenute al di sotto del limite di sicurezza (240 bar) e le prove di iniettività – cioè la capacità della roccia di accogliere il fluido – non hanno mostrato variazioni della pressione significative nel tempo. Particolarmente innovativo si è rivelato il monitoraggio realizzato attraverso fibre ottiche installate nel pozzo, che permettono di monitorare in tempo reale vibrazioni e temperature (rispettivamente con le tecniche DAS e DTS, *Distributed Acoustic/Temperature Sensing*). I risultati aggiornati a dicembre 2024 confermano l'assenza di perdite e la stabilità meccanica della struttura. La rete microsismica dedicata, composta da 8 stazioni (5 offshore e 3 onshore), ha registrato nel 2024 solo 3 eventi sismici, tutti nel Dominio Esteso, di magnitudo massima 0,7, mentre nel Dominio Interno¹ non sono stati rilevati eventi sismici. Il monitoraggio tramite tecnica inSAR, utilizzato per monitorare le deformazioni del suolo indotte dall'iniezione su base decennale, ha evidenziato nel periodo 2015 - dicembre 2024, un tasso di subsidenza nell'area onshore ricadente nel Dominio Esteso, di circa 6 mm l'anno, un valore coerente con i trend storici della costa ravennate, come era prevedibile aspettarsi, visto il breve periodo di iniezione monitorato e i relativamente piccoli volumi di CO₂ iniettati. Per approfondire il comportamento del sistema e raccogliere ulteriori dati, ENI ha chiesto una proroga del periodo di iniezione fino ad agosto 2025. L'obiettivo è consolidare la modellazione predittiva del giacimento e verificare gli effetti cumulativi della permanenza della CO₂ nel sottosuolo e soprattutto verificare la diffusione della CO₂ nel giacimento monitorando il suo arrivo tramite due pozzi spia dedicati.

Per quanto concerne i monitoraggi ambientali finora condotti sul comparto marino (offshore), i risultati parziali, indicano che lo stato dell'ambiente, in riferimento agli aspetti fisici, chimici, biologici ed ecotossicologici, rientra nella normale variabilità naturale del sistema. I valori osservati non hanno evidenziato, dopo 4 mesi dall'inizio dell'iniezione, segnali anomali né cambiamenti che possano essere collegati alle attività di stoccaggio.

È tuttavia importante sottolineare che tali risultati rappresentano solo una parte del quadro complessivo. Per avere una valutazione completa e affidabile, sarà necessario aspettare gli esiti dei monitoraggi condotti nei mesi successivi durante l'iniezione (gennaio-agosto 2025) e quelli della fase *post operam*, che copriranno il periodo agosto 2025- agosto 2026, quando l'attività sarà conclusa e si potrà osservare l'eventuale ritorno alle condizioni *ante operam*.

1 Secondo gli Indirizzi e Linee Guida del MISE [7], il Dominio Interno viene definito convenzionalmente come la zona di rispetto di 5 Km costruita attorno ai limiti del giacimento mentre il Dominio Esteso è la zona di rispetto di ulteriori 5 Km a partire dai limiti del Dominio Interno.

6. PROSPETTIVE E SFIDE FUTURE

Il progetto di Porto Corsini rappresenta un caso pilota di rilievo nazionale per la dimostrazione della fattibilità tecnica, ambientale e regolatoria della iniezione e stoccaggio geologico di CO₂ in Italia.

Il programma sperimentale costituisce al tempo stesso un esercizio e un passaggio chiave per la validazione delle tecnologie CCS in Italia, volto ad acquisire dati e competenze operative utili alla realizzazione dei prossimi progetti su scala industriale e a porre le basi per la creazione, in prospettiva, di un “hub” nazionale per la decarbonizzazione dei settori industriali ad elevata emissione di CO₂, in coerenza con le strategie europee per la neutralità climatica e con le iniziative di cooperazione internazionale nel campo del CCS.

Il supporto tecnico-scientifico fornito da ISPRA in merito agli aspetti del monitoraggio e del controllo ha permesso di assicurare la solidità delle basi conoscitive e la coerenza metodologica del primo progetto italiano di stoccaggio geolo-

gico della CO₂, rafforzando la capacità del Paese di affrontare in modo consapevole le sfide della transizione energetica.

L'approccio seguito costituisce inoltre un modello replicabile per la valutazione di questa tecnologia di decarbonizzazione e il rilascio dei pareri da parte del nuovo Comitato CCS e della relativa Segreteria Tecnica costituiti ad hoc. Inoltre, l'esperienza maturata si potrà rivelare utile nel prossimo futuro per supportare il Comitato CCS nei compiti ad esso assegnati, quali la gestione e l'aggiornamento del Registro per il confinamento e lo stoccaggio della CO₂, l'individuazione delle zone all'interno delle quali potranno essere selezionati i siti di stoccaggio, la valutazione della capacità di stoccaggio disponibile nelle formazioni geologiche di sottosuolo del territorio nazionale, l'esame delle istanze ai fini dell'assegnazione delle licenze di esplorazione e del rilascio delle autorizzazioni, l'approvazione del piano di monitoraggio, le prescrizioni relative alla tutela dell'ambiente e della salute pubblica e l'esame del piano relativo alla fase di post chiusura del sito di stoccaggio. ♦

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] *Direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio e recante modifica della direttiva 85/337/CEE del Consiglio, delle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del regolamento (CE) n. 1013/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio.*
- [2] *Decreto Legislativo 14 settembre 2011, n. 162 Attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, nonché modifica delle direttive 85/337/CEE, 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del Regolamento (CE) n. 1013/2006. (11G0207).*
- [3] *Comitato ETS - Autorità nazionale competente per l'attuazione del sistema di scambio delle quote di emissioni dei gas ad effetto serra (Emissions Trading System) previsto dalla direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003-<https://www.mase.gov.it/portale/web/guest/emission-trading>.*
- [4] *D.L. 9 dicembre 2023, n. 181, Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023. (23G00195).*
- [5] *Decreto-legge n. 89 del 29 giugno 2024, Disposizioni urgenti per le infrastrutture e gli investimenti di interesse strategico, per il processo penale e in materia di sport.*
- [6] *Decreto ministeriale 26 gennaio 2023, Approvazione programma sperimentale di stoccaggio di anidride carbonica «CCS RAVENNA FASE 1» della Società ENI S.p.A, pubblicato sul Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse -BUIG Anno LXVII n.1 (pdf)- 31 gennaio 2023.*
- [7] *Indirizzi e Linee Guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche emanati dal MiSE nel 2014 (Capitolo 9).*
- [8] *Determina Dirigenziale n. DET-AMB-2024-2574 (AIA).*



Sistemi agrivoltaici avanzati per frutteti, vigneti e oliveti

◆ **Simone Fungipane**, Founder & Chairman iGreen System

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0025](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0025)

ABSTRACT

iGreen System è un EPC contractor nato dalla collaborazione sinergica tra Romagna Impianti, azienda leader a livello nazionale nell'ingegneria dei sistemi agricoli, ed Eco Energia, dal 2007 tra i principali player del mercato italiano delle energie rinnovabili: un gruppo di lavoro specializzato nella progettazione e costruzione chiavi in mano di Sistemi Agrivoltaici Avanzati, innovativi e ad alte prestazioni, privilegiando le esigenze agronomiche delle colture presenti. Il DSS iGreen System, proprietario e personalizzabile in base al progetto, racchiude e unisce le tre piattaforme di secondo livello (fotovoltaica, agronomica, agricola), rendendo efficace ed efficiente la gestione globale del Sistema. Il DSS gestisce autonomamente la posizione dei pannelli durante l'arco della giornata, garantendo costantemente la miglior condizione necessaria alla crescita della pianta. Una gestione che spazia dal massimo ombreggiamento fino al massimo irraggiamento, funzionali alla continuità

dell'attività agricola e al relativo miglioramento qualitativo negli anni successivi. Al tempo stesso, il DSS è on grado di proteggere le colture da eventi atmosferici avversi (grandine, pioggia, neve, scottature).

I progetti realizzati rappresentano un esempio concreto di come produzione alimentare e di energia solare fotovoltaica possano realmente convivere in un unico ambiente, valorizzando reciprocamente i benefici e valori aggiunti a disposizione del settore agroalimentare italiano.

L'agricoltura italiana in fase di transizione: sfide sistemiche e il ruolo di frutteti, vigneti e oliveti

L'agricoltura italiana sta attraversando una fase storica di profonda trasformazione, probabilmente una delle più complesse dal secondo dopoguerra a oggi. Un settore tradizionalmente fondato su equilibri lenti, cicli naturali e saperi stratificati nel tempo si trova oggi a confrontarsi con cambiamenti rapidi e spesso discontinui, che ne stanno ridefinendo il ruolo economico, ambientale e sociale all'interno del Paese.

Le pressioni che agiscono sul sistema agricolo sono molteplici e interconnesse. Il cambiamento climatico ha introdotto un livello di incertezza strutturale che incide direttamente sulla capacità di programmare le produzioni. Eventi estremi sempre più frequenti, alterazioni dei cicli stagionali e stress idrici mettono in discussione modelli produttivi consolidati. A questo si sommano l'aumento dei costi di produzione, la volatilità dei mercati, la crescente complessità normativa e una crisi demografica che vede l'età media degli agricoltori aumentare mentre il ricambio generazionale procede con difficoltà.

In questo contesto, l'agricoltura italiana non è più chiamata soltanto a produrre cibo, ma a svolgere una funzione strategica più ampia: tutela del territorio, sicurezza alimentare, mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici, presidio delle aree rurali. Le politiche europee e nazionali stanno orientando il settore verso una transizione che richiede maggiore sostenibilità ambientale, innovazione tecnologica e capacità di integrazione tra attività diverse.

All'interno di questo quadro generale, i comparti dei frutteti, dei vigneti e degli oliveti assumono un valore simbolico e strutturale. Si tratta di colture perenni che incarnano l'identità agricola italiana e che, al tempo stesso, rendono evidente la vulnerabilità del settore di fronte alle trasformazioni in atto. Investimenti di lungo periodo, elevata specializzazione e forte legame con il territorio rendono questi sistemi particolarmente esposti all'instabilità climatica ed economica.

Frutteti, vigneti e oliveti sono tra i comparti più colpiti dagli effetti del cambiamento climatico. Gelate tardive, ondate di calore, siccità e nuovi fitoparassiti incidono direttamente su resa, qualità e continuità produttiva. La natura pluriennale degli impianti amplifica il rischio: errori di scelta varietale

o eventi climatici estremi possono compromettere anni di lavoro e investimenti difficilmente recuperabili. Allo stesso tempo, questi comparti affrontano una crescente pressione sui costi di gestione e una forte competizione sui mercati internazionali.

Eppure, proprio nei frutteti, nei vigneti e negli oliveti si concentrano alcune delle principali traiettorie di innovazione dell'agricoltura italiana. L'adozione di tecniche di agricoltura di precisione, l'introduzione di varietà più resilienti, la gestione avanzata del suolo e dell'acqua e l'uso di strumenti digitali stanno diventando leve fondamentali per aumentare la resilienza dei sistemi produttivi. Parallelamente, il valore della qualità, delle denominazioni d'origine e del legame con il territorio rappresenta un fattore distintivo capace di generare competitività anche in contesti difficili.

Il momento storico che l'agricoltura italiana sta vivendo è dunque caratterizzato da una tensione evidente tra fragilità e opportunità. Da un lato, emergono i limiti di modelli produttivi costruiti in un contesto climatico ed economico profondamente diverso; dall'altro, si rafforza la consapevolezza che il settore agricolo è una componente centrale delle grandi transizioni contemporanee. In questo scenario, frutteti, vigneti e oliveti diventano un laboratorio avanzato in cui si misurano le possibilità di adattamento dell'intero sistema agricolo nazionale.

Agrivoltaico e agricoltura: un modello integrato per la transizione ecologica

In questo quadro di trasformazione profonda, l'agrivoltaico si inserisce come uno degli strumenti più emblematici e, al tempo stesso, più dibattuti del nuovo corso dell'agricoltura italiana. Non si tratta semplicemente di una tecnologia energetica applicata ai campi, ma di un modello che incrocia alcune delle principali sfide strutturali del settore: redditività, resilienza climatica, transizione ecologica e uso efficiente del suolo.

L'agrivoltaico nasce dall'esigenza di superare il tradizionale conflitto tra produzione agricola e produzione energetica. In un Paese come l'Italia, caratterizzato da una forte pressione sul territorio e da un patrimonio agricolo e paesaggistico di valore elevato, l'idea di sottrarre suolo coltivabile per installare

impianti fotovoltaici ha generato resistenze diffuse. Il modello agrivoltaico, almeno nella sua concezione più evoluta, prova a ribaltare questa logica: non più “energia contro agricoltura”, ma energia integrata all’attività agricola.

Dal punto di vista economico, l’agrivoltaico risponde a una delle fragilità centrali delle imprese agricole contemporanee: l’instabilità del reddito. La produzione di energia rinnovabile rappresenta una fonte di entrate aggiuntive e relativamente stabile, capace di compensare le fluttuazioni dei mercati agricoli e i rischi legati agli eventi climatici estremi. In questo senso, l’agrivoltaico si inserisce nel processo di multifunzionalità dell’azienda agricola, rafforzandone la sostenibilità economica e la capacità di investimento nel medio-lungo periodo.

Sul piano ambientale e climatico, il contributo è duplice. Da un lato, l’agrivoltaico sostiene la transizione energetica nazionale, aumentando la produzione di energia rinnovabile e riducendo la dipendenza da fonti fossili. Dall’altro, se progettato correttamente, può migliorare le condizioni microclimatiche delle colture. L’ombreggiamento parziale riduce lo stress idrico e termico, limita l’evaporazione e protegge le piante da eventi estremi come grandinate e ondate di calore. In un contesto segnato dal cambiamento climatico, questi effetti assumono un valore strategico crescente, soprattutto per alcune colture e in determinate aree del Paese.

L’agrivoltaico si colloca anche all’interno del dibattito sulle politiche agricole ed energetiche europee e nazionali. I fondi del PNRR e le linee guida più recenti puntano a promuovere impianti che garantiscano la continuità dell’attività agricola, l’innovazione tecnologica e il monitoraggio delle rese. Questo approccio riflette una visione più ampia dell’agricoltura come alleata della transizione ecologica, non come settore sacrificabile in nome degli obiettivi energetici.

Tuttavia, l’inserimento dell’agrivoltaico nel sistema agricolo italiano non è privo di criticità. Il rischio di derive speculative, di impianti solo formalmente “agricoli” o di una marginalizzazione dell’attività produttiva reale è al centro delle preoccupazioni di agricoltori, associazioni di categoria e amministrazioni locali. La questione non è tecnologica, ma di governance: servono regole chiare, controlli efficaci e una progettazione che parta dalle esigenze agronomiche, non solo da quelle energetiche.

In definitiva, l’agrivoltaico rappresenta una cartina di tornasole del momento storico che l’agricoltura italiana sta vivendo. È un’opportunità concreta di integrazione tra produzione, innovazione e sostenibilità, ma anche una sfida culturale e politica. La sua riuscita dipenderà dalla capacità di mantenere l’agricoltura al centro del modello, evitando che diventi un semplice pretesto per l’occupazione del suolo. Se ben governato, l’agrivoltaico può contribuire a ridisegnare il ruolo dell’agricoltore come protagonista della transizione

ecologica; se mal gestito, rischia di accentuare le fragilità che oggi il settore sta cercando di superare.

iGreen System al fianco delle Aziende Agricole

In questo contesto si inserisce iGreen System, un player italiano emergente nel mercato dell’Agrivoltaico Avanzato e ad oggi tra i principali operatori italiani nel segmento, grazie ad un approccio orientato non solo alla produzione energetica ma anche e soprattutto alla integrazione con il sistema agricolo e alle esigenze agronomiche dei produttori.

Principali soluzioni:

- Elevato per frutteti: strutture a tracker mono assiale idonee e adattabili a tutte le principali forme di allevamento utilizzate in frutticoltura: una sinergia perfetta in grado di ottimizzare e migliorare la produzione. Particolarmente indicato per actinidia, agrumi, pomacee, drupacee e piccoli frutti



- Elevato per impianti a spalliera: strutture a tracker mono assiale progettate per tutte le forme di allevamento a spalliera; grazie alla loro conformazione, tali Sistemi non precludono la meccanizzazione delle principali operazioni, sia di gestione che di raccolta. Particolarmente indicato per vigneti e mandorleti



- Monofilare orientabile per impianti a spalliera: strutture a tracker mono assiale interfilari e molto versatili, che si possono perfettamente adattare sia alle principali forme a spalliera, sia alle colture estensive. Un ottimo compromesso tra sostenibilità e produzione



DSS – Decision Support System iGreen System®

Il DSS iGreen System®, proprietario e personalizzabile in base al progetto, racchiude e unisce al proprio interno le tre piattaforme di secondo livello, rendendo efficace ed efficiente la gestione globale del Sistema.

Il DSS gestisce autonomamente la posizione dei pannelli durante l’arco della giornata, in modo da favorire costantemente la miglior condizione necessaria alla crescita della pianta, spaziando dal massimo ombreggiamento fino al massimo irraggiamento.

L’azienda è impegnata in diversi progetti su colture arboree ad alto reddito, quali kiwi, ulivi e agrumi, con progetti di taglia significativa, da 1 a 10 MWp, che prevedono strutture elevate poste al di sopra delle piante ad altezze tali da preservare e migliorare la resa agronomica e consentire la continuità delle pratiche colturali meccanizzate e non, dimostrando un’applicazione concreta del modello agrivoltaico avanzato in ambito arboreo.

Actinidia e agrivoltaico

Il kiwi si presta in modo particolarmente efficace all’agrivoltaico per una combinazione di caratteristiche agrono-

miche, strutturali e gestionali che lo rendono naturalmente compatibile con sistemi di ombreggiamento controllato e con infrastrutture sopraelevate.

1. Coltura già strutturalmente “coperta”: il kiwi è una coltura che, nella pratica agricola moderna, viene quasi sempre coltivata sotto strutture di protezione: pergole, pali alti, fili portanti e coperture antigrandine o antipioggia. Questo significa che l’introduzione di una struttura agrivoltaica non rappresenta una rottura del modello colturale, ma piuttosto un’evoluzione di sistemi già presenti. Dal punto di vista operativo, l’agricoltore è abituato a gestire coltivazioni sotto copertura e a lavorare in spazi strutturati.
2. Beneficio diretto dall’ombreggiamento parziale: il kiwi è una coltura sensibile agli stress termici e all’eccessiva radiazione solare. Le alte temperature estive possono causare scottature dei frutti, riduzione della pezzatura e peggioramento della qualità commerciale. L’ombreggiamento modulato tipico dell’agrivoltaico avanzato consente di ridurre la temperatura dell’aria e della chioma, limitare i danni da insolazione diretta, migliorare la regolarità della maturazione. A differenza di altre colture arboree che richiedono piena esposizione solare, il kiwi tollera e spesso beneficia di una riduzione controllata della radiazione.
3. Migliore gestione dello stress idrico: il kiwi è una coltura ad elevato fabbisogno idrico e soffre in modo significativo la carenza d’acqua. L’ombreggiamento fornito dai



moduli fotovoltaici riduce l'evapotraspirazione e mantiene più a lungo l'umidità del suolo. Questo si traduce in maggiore efficienza dell'irrigazione, riduzione dei consumi idrici, minore stress fisiologico della pianta nei periodi critici.

4. Compatibilità con strutture alte e distanziate: il sistema di allevamento del kiwi richiede strutture elevate (generalmente oltre i 4-5 metri), che coincidono con le altezze tipiche degli impianti agrivoltaici avanzati. Ciò consente il passaggio dei mezzi agricoli, la continuità delle operazioni colturali (potatura, raccolta, trattamenti), una chiara separazione funzionale tra area produttiva agricola e area energetica. Dal punto di vista tecnico, il kiwi permette quindi un'integrazione pulita e ordinata tra agricoltura ed energia.
5. Coltura ad alto valore economico e rischio elevato: il kiwi è una coltura ad alto valore aggiunto, ma anche ad alto rischio: richiede investimenti iniziali importanti e ha tempi lunghi di ritorno economico. L'agrivoltaico, in questo contesto, offre una stabilizzazione del reddito grazie alla produzione energetica, riducendo l'esposizione dell'azienda agricola alla volatilità climatica e di mercato. Questo equilibrio tra reddito agricolo e reddito energetico è particolarmente rilevante per colture intensive e capital-intensive come il kiwi.
6. Integrazione con sistemi di monitoraggio e gestione avanzata: gli actinidiati sono spesso già dotati di sistemi di irrigazione di precisione e sensori climatici. L'agrivoltaico avanzato si integra bene con questa impostazione, consentendo monitoraggio microclimatico continuo, regolazione dinamica dell'ombreggiamento, ottimizzazione congiunta delle performance agricole ed energetiche.

In sintesi, il kiwi è una delle colture che meglio incarnano la logica dell'agrivoltaico: non una semplice coesistenza tra pannelli e piante, ma una integrazione funzionale in cui la produzione energetica rafforza la resilienza agronomica ed economica del sistema produttivo. Proprio per queste caratteristiche, l'actinidicoltura rappresenta oggi uno dei contesti



più credibili e promettenti per dimostrare che l'agrivoltaico può essere realmente "agricolo" e non solo energetico.

Agrumi e agrivoltaico

Gli agrumi presentano caratteristiche agronomiche e strutturali che li rendono particolarmente compatibili con l'agrivoltaico, soprattutto nei contesti mediterranei più esposti agli effetti del cambiamento climatico. Come nel caso del kiwi, non si tratta di una compatibilità teorica, ma di una convergenza concreta tra esigenze colturali e funzionalità dei sistemi agrivoltaici avanzati.

1. Sensibilità agli stress termici e beneficio dall'ombreggiamento controllato: gli agrumi, pur essendo colture tipicamente mediterranee, soffrono sempre più frequentemente gli eccessi termici e la radiazione solare intensa. Le ondate di calore estive possono causare scottature dei frutti, cascola anticipata e riduzione della qualità commerciale. L'agrivoltaico, attraverso un ombreggia-

mento parziale e ben distribuito, contribuisce a ridurre la temperatura superficiale dei frutti, limitare i danni da insolazione diretta, migliorare la regolarità della crescita e della maturazione. In molte aree agrumicole del Sud Italia, l'ombreggiamento non è più un fattore penalizzante, ma una leva di adattamento climatico.

2. Migliore efficienza nell'uso della risorsa idrica: gli agrumi hanno fabbisogni idrici elevati e sono particolarmente vulnerabili alla siccità prolungata. La riduzione dell'evapotraspirazione indotta dall'ombreggiamento agrivoltaico consente di trattenere più a lungo l'umidità del suolo, migliorare l'efficienza dell'irrigazione a goccia, ridurre lo stress idrico nelle fasi più critiche del ciclo produttivo. In contesti dove l'acqua è una risorsa sempre più limitata e costosa, questo aspetto assume un valore strategico.
3. Protezione dagli eventi climatici estremi: negli ultimi anni, le aree agrumicole sono state colpite da eventi estremi sempre più frequenti: piogge intense, grandinate improvvise, venti forti. Le strutture agrivoltaiche, se progettate con criteri agricoli, possono svolgere anche una funzione di protezione fisica della coltura, riducendo i danni diretti ai frutti e alle chiome e aumentando la continuità produttiva.
4. Compatibilità con sesti di impianto e operazioni colturali: gli agrumeti presentano sesti di impianto ampi e una gestione della chioma che consente una buona integrazione con strutture sopraelevate. Gli impianti agrivoltaici avanzati permettono il passaggio dei mezzi agricoli, la continuità delle operazioni di potatura, trattamenti e raccolta, una chiara separazione tra spazio produttivo e infrastruttura energetica. Questo rende l'agrivoltaico tecnicamente compatibile con la gestione ordinaria dell'agrumeto.
5. Valorizzazione economica di sistemi a redditività fragile: molti agrumeti italiani, soprattutto nelle aree tradizionali, soffrono di una redditività strutturalmente debole, aggravata dalla concorrenza internazionale e dall'aumento dei costi di produzione. L'agrivoltaico introduce una fonte di reddito complementare e relativamente stabile, che riduce l'esposizione al rischio di mercato, consente investimenti nella gestione agronomica, contribuisce a contrastare l'abbandono degli impianti. In questo senso, l'energia diventa uno strumento di sostegno alla continuità agricola.
6. Adattabilità a sistemi agrivoltaici evoluti e monitorati: gli agrumeti si prestano all'integrazione con sistemi di monitoraggio microclimatico e di gestione intelligente dell'ombreggiamento. La possibilità di regolare esposizione solare e ventilazione consente di ottimizzare il rapporto tra resa agricola e produzione energetica, adattando

il sistema alle diverse fasi fenologiche e alle condizioni climatiche stagionali.

In sintesi, gli agrumi rappresentano una delle colture mediterranee più coerenti con il modello agrivoltaico avanzato. La loro sensibilità agli stress climatici, l'elevato fabbisogno idrico e la necessità di protezione rendono l'ombreggiamento non solo compatibile, ma sempre più funzionale. Se progettato a partire dalle esigenze agronomiche, l'agrivoltaico può diventare uno strumento concreto di resilienza produttiva ed economica per l'agrumicoltura italiana, rafforzando la sostenibilità di un comparto storicamente strategico ma oggi particolarmente esposto alle sfide del cambiamento climatico.

Uliveti e agrivoltaico

Gli uliveti super intensivi e meccanizzati presentano caratteristiche che li rendono particolarmente adatti all'agrivoltaico avanzato, soprattutto se progettato tenendo conto delle esigenze colturali e operative di queste strutture agricole. Rispetto agli uliveti tradizionali, i super intensivi combinano alta densità di impianto, lavorazioni meccanizzate e irrigazione controllata, tutti elementi che facilitano l'integrazione con moduli fotovoltaici sopraelevati.

1. Altezza e uniformità degli impianti: gli ulivi super intensivi sono piantati con sesti stretti e con portinnesti che mantengono le piante relativamente basse (2-3 m), uniformi e facilmente accessibili. Questo permette il passaggio agevole di macchine per raccolta e potatura sotto le strutture agrivoltaiche, un posizionamento dei pannelli a un'altezza sufficiente da non ostacolare le operazioni colturali, una gestione ordinata dello spazio tra fila di piante e moduli fotovoltaici.
2. Gestione meccanizzata delle operazioni colturali: l'intero ciclo produttivo negli uliveti super intensivi è progettato per la meccanizzazione: potatura, irrigazione, trattamenti fitosanitari e raccolta sono effettuati con macchinari specializzati. Le strutture agrivoltaiche possono essere dimensionate per non interferire con queste operazioni, rendendo possibile una coesistenza funzionale tra agricoltura ed energia.
3. Fabbisogno idrico e gestione dello stress climatico: anche se più resilienti degli agrumi, gli ulivi super intensivi sono spesso irrigati con sistemi di precisione e richiedono un controllo accurato dell'acqua, soprattutto in contesti aridi. L'ombreggiamento parziale fornito dai pannelli: riduce l'evapotraspirazione, abbassa la temperatura della chioma e del suolo, migliora l'efficienza dell'irrigazione, consentendo di ottimizzare le risorse idriche e ridurre stress termici durante le fasi più critiche.

4. Ombreggiamento modulato e qualità produttiva: negli oliveti super intensivi, la produzione è fortemente legata alla quantità e alla qualità dell'olio. L'ombreggiamento controllato dei moduli fotovoltaici può limitare l'eccesso di insolazione che potrebbe accelerare troppo la maturazione delle olive, preservare la qualità organolettica e il contenuto di polifenoli nell'olio, stabilizzare la resa durante le annate più calde.
5. Sinergia economica: gli uliveti super intensivi richiedono investimenti significativi in impianti, macchinari e gestione agronomica. L'agrivoltaico rappresenta una fonte di reddito aggiuntivo stabile, che riduce l'esposizione economica della coltura ai prezzi dell'olio e ai rischi climatici, aumenta la redditività complessiva dell'azienda, sostiene il rinnovo e la manutenzione delle strutture e delle piante.
6. Compatibilità con sistemi di monitoraggio avanzati: gli uliveti super intensivi sono già spesso dotati di sensori per gestione dell'acqua, controllo nutrizionale e monitoraggio delle malattie. L'agrivoltaico avanzato può integrarsi con questi sistemi per ottimizzare in tempo reale l'ombreggiamento e l'uso delle risorse, massimizzando sia la produzione agricola sia quella energetica.

In sintesi, gli uliveti super intensivi e meccanizzati rappresentano uno dei contesti più favorevoli per l'agrivoltaico avanzato in Italia. La combinazione di altezza uniforme, lavorazioni meccanizzate, irrigazione controllata e alta densità produttiva permette un'integrazione efficace tra pannelli fotovoltaici e coltura, generando benefici agronomici (riduzione stress termico e idrico), economici (reddito aggiuntivo stabile) e gestionali (compatibilità con macchine e operazioni colturali). In questo modo, l'agrivoltaico può diventare uno strumento concreto di resilienza e sostenibilità per l'olivicoltura moderna.

CONCLUSIONI

Nel complesso, quanto emerso delineando il momento storico dell'agricoltura italiana e l'inserimento dell'agrivoltaico nei diversi comparti produttivi restituisce un quadro chiaro: il settore si trova in una fase di passaggio strutturale,

in cui la semplice continuità dei modelli tradizionali non è più sufficiente a garantire sostenibilità economica, produttiva e ambientale.

In questo scenario, la resilienza non è più un obiettivo accessorio, ma una condizione di sopravvivenza.

L'agrivoltaico si inserisce in questo contesto non come una soluzione universale, ma come uno strumento potenzialmente strategico, a patto che venga progettato e governato partendo dalle esigenze agronomiche. Nei casi analizzati – kiwi, agrumi e oliveti super intensivi – emerge un filo conduttore evidente: le colture che meglio si prestano all'agrivoltaico sono quelle in cui l'ombreggiamento controllato, la protezione dagli stress climatici e la gestione efficiente dell'acqua rappresentano un vantaggio agronomico reale, non un compromesso.

Allo stesso tempo, l'agrivoltaico risponde a una fragilità economica strutturale delle aziende agricole, offrendo una fonte di reddito complementare e più stabile, capace di sostenere investimenti, innovazione e continuità produttiva. In questo senso, l'energia non sostituisce l'agricoltura, ma ne diventa un fattore di supporto, rafforzando la multifunzionalità dell'impresa agricola moderna.

La vera discriminante non è quindi la presenza dei pannelli, ma la qualità del progetto e della governance. Un agrivoltaico concepito come semplice operazione energetica rischia di compromettere la produzione agricola, il paesaggio e la credibilità del modello. Al contrario, un agrivoltaico avanzato, integrato, monitorato e adattato alle specificità colturali può diventare uno degli strumenti più efficaci per accompagnare l'agricoltura italiana nella transizione climatica ed economica in corso.

In definitiva, il percorso che si delinea è quello di un'agricoltura chiamata a evolversi senza perdere la propria centralità. Nei campi, nei filari, negli agrumeti e negli oliveti si gioca una sfida che riguarda il futuro del territorio, del paesaggio e della produzione alimentare del Paese. L'agrivoltaico, se mantenuto saldamente ancorato alla funzione agricola, può rappresentare non una forzatura, ma una delle leve più concrete per trasformare una fase di crisi in un'opportunità di rilancio strutturale. ♦



Agrivoltaico e fotovoltaico su infrastrutture idriche: la strategia di Gruppo CAP per la transizione energetica

◆ **Bianca Principe¹, Marco Andrea Muzzatti¹**
1 Gruppo CAP, Milano

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0026](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0026)

ABSTRACT

La rapida diffusione degli impianti fotovoltaici pone il problema del consumo di suolo quale fattore critico per la sostenibilità delle fonti rinnovabili. Il recente quadro normativo europeo promuove soluzioni orientate all'efficienza territoriale e all'integrazione delle rinnovabili in contesti già antropizzati. In tale scenario, configurazioni innovative quali sistemi agrivoltaici e impianti fotovoltaici integrati in infrastrutture idriche (vasche di trattamento, vasche volano e strutture accessorie dei depuratori) rappresentano alternative tecnicamente ed ambientalmente sostenibili. Il presente lavoro analizza la strategia adottata da Gruppo CAP, gestore del servizio idrico integrato della Città Metropolitana di Milano, valutando la fattibilità tecnica, le prestazioni energetiche, gli aspetti strutturali e i benefici ambientali delle soluzioni implementate. I risultati mostrano

come l'integrazione del fotovoltaico negli asset idrici consenta di incrementare l'autoproduzione energetica, ridurre le emissioni climalteranti e minimizzare il consumo di suolo, in coerenza con gli obiettivi di neutralità energetica introdotti dalla Direttiva (UE) 2024/3019.

INTRODUZIONE

Il servizio idrico integrato è un settore infrastrutturale caratterizzato da consumi energetici elevati, continui e difficilmente riducibili, in quanto strettamente legati alla necessità di garantire continuità operativa, sicurezza e qualità del servizio.

Se da un lato risulta imprescindibile garantire il mantenimento di elevati livelli di qualità del servizio, dall'altro emerge con crescente urgenza la necessità di allinearsi agli obiettivi europei di decarbonizzazione e di transizione energetica. In questo contesto si inserisce la Direttiva (UE) 2024/3019 sul trattamento delle acque reflue urbane, che traduce questi obiettivi in traguardi stringenti di incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili e di miglioramento dell'efficienza energetica, imponendo al settore target obiettivi progressivi fino al raggiungimento della copertura del 100% del fabbisogno energetico annuo da fonti rinnovabili entro il 2045.

Gruppo CAP gestisce il servizio idrico integrato per un bacino di utenza di circa 2,4 milioni di abitanti residenti serviti per la depurazione e circa 1,9 milioni di abitanti per l'acquedotto e la fognatura. Cap Evolution, società del gruppo, agisce prevalentemente quale società operativa di Gruppo CAP nel segmento della depurazione delle acque reflue, e nello sviluppo delle politiche e energetiche e di trattamento dei rifiuti. Nel 2024 il Gruppo ha coperto circa l'87,7% del fabbisogno energetico con fonti rinnovabili, producendo internamente circa 38 GWh. In accordo a quanto previsto dal metodo Tariffario, dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima e più in generale dall'agenda 2030 dell'UE, Gruppo CAP ha pianificato (Figura 1) una nuova serie di azioni e interventi finalizzati

all'incremento dell'efficienza energetica e della produzione da fonti rinnovabili, oltre che alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti. Tra gli interventi figura il Master Plan Fotovoltaico, che prevede l'installazione di impianti fotovoltaici ed agrivoltaici presso impianti in gestione ed aree adiacenti nonché l'installazione di impianti fotovoltaici in aree esterne al Servizio Idrico Integrato allo scopo di generare energia per l'autoconsumo diretto o a distanza per gli impianti del servizio idrico e la messa a disposizione di energia per le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER).

Il master plan fotovoltaico nasce da uno studio condotto da Gruppo CAP nel 2020 su 22 impianti di depurazione e acquedotto che aveva lo scopo di individuare le potenzialità delle aree degli impianti di trattamento e delle principali centrali di acquedotto in termini di installazione di fotovoltaici, considerando tutte le tipologie di aree presenti all'intero dell'impianto e classificandole in:

- aree idonee all'installazione senza necessità di particolari interventi strutturali;
- aree idonee all'installazione a terra;
- aree e/o vasche idonee solo a seguito della realizzazione di una struttura di copertura;
- Aree non idonee o la cui idoneità comporterebbe importanti interventi di dismissione/o demolizione

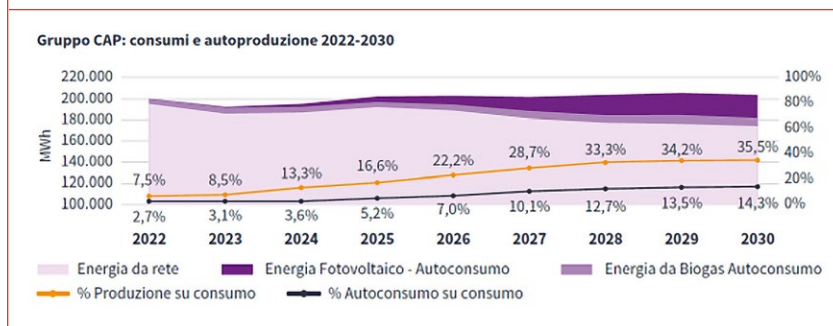
Lo studio ha previsto un censimento degli asset, analisi di idoneità, studi di fattibilità tecnico-strutturale e valutazione economica pervenendo alla certezza che se da un lato le installazioni su coperture già esistenti (principalmente locali tecnici e vasche interrato di acquedotto) o a terra (aree non

oggetto di futuri ampliamenti degli impianti o non utilizzate nelle operazioni manutentive) sono le più immediate per facilità degli iter autorizzativi, tempi di realizzazione, costi e pay-back time, dall'altro esse non sono sufficienti per il raggiungimento degli obiettivi di neutralità energetica.

Si rende, pertanto, necessario adottare un approccio più ampio, articolato su due principali linee di intervento.

La prima linea di azione riguarda l'installazione di impianti fotovoltaici in aree esterne ai processi di tratta-

◆ **FIGURA 1 Gruppo CAP: consumi e piano delle produzioni 2022-2030** (pag. 75 PIANO INDUSTRIALE 2025)



mento, evitando tuttavia il consumo di nuovo suolo. A tal proposito Rapporto ISPRA-SNPA 2025 evidenzia come lo sviluppo del fotovoltaico a terra contribuisca in modo significativo alla perdita di suolo, rendendo prioritarie soluzioni che evitino nuove occupazioni territoriali. In tale prospettiva assumono particolare rilevanza soluzioni quali sistemi agrivoltaici, pensiline fotovoltaiche e altre configurazioni in grado di integrare la produzione di energia con la funzione attuale dell'area, consentendo la coesistenza tra uso produttivo del territorio e generazione da fonti rinnovabili.

La seconda linea di intervento è invece focalizzata sulla valorizzazione delle superfici tecniche interne agli impianti, in particolare mediante lo sfruttamento delle vasche di trattamento attraverso la realizzazione di nuove strutture di copertura. Tali soluzioni presentano un significativo potenziale in termini di superficie installabile, ma richiedono un'attenta progettazione ingegneristica al fine di non interferire con le attività di esercizio e manutenzione dei processi di depurazione e di garantire, al contempo, la sostenibilità tecnico-economica dell'investimento.

In merito a quest'ultima linea di intervento Gruppo CAP ha indetto nel corso del 2025 una consultazione preliminare di mercato, ai sensi dell'art. 77 del D.Lgs. 36/2023, avente come obiettivo la definizione di studi di prefattibilità tecnico-economica per l'integrazione di impianti fotovoltaici mediante strutture portanti di copertura delle vasche di trattamento degli impianti di depurazione. L'attività ha previsto l'analisi delle caratteristiche geometriche, strutturali e funzionali di alcune vasche di depurazione rappresentative degli impianti di trattamenti di Gruppo CAP, sulla base dei dati tecnici e degli elaborati messi a disposizione dalla stazione appaltante, al fine di individuare soluzioni ingegneristiche idonee alla realizzazione di coperture integrabili con sistemi fotovoltaici e economicamente sostenibili. Particolare attenzione è stata rivolta alla compatibilità delle soluzioni proposte con i vincoli operativi degli impianti, garantendo la continuità dei processi di trattamento, l'accessibilità per le attività di esercizio e manutenzione e l'assenza di interferenze con le prestazioni depurative.

Si entrerà ora nel dettaglio di alcuni casi studio realizzati o in corso di realizzazione da parte di Gruppo CAP.

APPLICAZIONI E CASI STUDIO

Impianto di Depurazione di Robecco Sul Naviglio

Il depuratore di Robecco di Naviglio è posizionato nel Parco del Ticino, è tra i maggiori depuratori gestiti da Gruppo CAP e consuma all'incirca 7,5 GWh annui di energia elettrica. In sito viene autoconsumata l'energia prodotta da tramite due

cogeneratori alimentati con il biogas prodotto dai processi di depurazione e che sopperisce a circa il 7% del consumo dell'impianto. Nell'ambito del Master Plan Fotovoltaico l'energia prodotta da fonte rinnovabile è stata ampliata grazie all'installazione di impianti fotovoltaici installati su coperture già esistenti interne all'area del depuratore e all'installazione di un impianto agrivoltaico in area agricola adiacente al depuratore, impianti connessi all'impianto elettrico del depuratore per autoconsumo dell'energia.

Gli impianti fotovoltaici di potenze 131,66 kWp (impianto interno) e 238,08 kWp (impianto agrivoltaico) forniscono oltre 0,5 GWh di energia elettrica completamente autoconsumati dal depuratore corrispondendo un risparmio annuo di oltre 100.000 €.

L'impianto fotovoltaico (Figura 2) interno si estende su 6 coperture di locali tecnici elencate in Tabella 1.

L'impianto agrivoltaico (Figura 3; Figura 4, Figura 5) connesso al depuratore di Robecco Sul Naviglio è stato ultimato nel 2025. Il progetto si è articolato in diverse fasi che hanno ricompreso, l'ottenimento di un'autorizzazione paesaggistica, l'acquisizione dell'area e la sottoscrizione di un contratto di affitto per il mantenimento dell'attività agricola. L'autorizzazione paesaggistica ha incluso importanti prescrizioni che hanno determinato una netta riduzione in termini di potenza installata, ad oggi pari a 238 kWp. Il sistema Agrivoltaico (REMTEC) è composto da inseguitori solari biassiali di lunghezza pari a 14 m, sul quale possono essere installati 24 moduli FV. Ogni tracker è dotato di 8 porta pannelli connessi a 4 assi di rotazione sui quali possono essere montati 6 moduli FV ciascuno. L'impianto Agrivoltaico è costituito da 2 serie di trackers disposti su file parallele, distanziate fra di loro di 16 m. Detti trackers, a 5 metri di altezza, poggiano attraverso delle speciali selle sulla sommità di una serie di colonne di supporto, collegate fra loro in sommità da un reticolo di tiranti orizzontali che determinano la tensostruttura tipica del sistema Agrivoltaico. La struttura è in acciaio e il sistema di fondazione è composto da pali a vite in acciaio di profondità variabile tra i 5 e i 6 metri. La scelta delle fondazioni così come la completa struttura risponde anche ad una delle prescrizioni contenute nel parere per il rilascio dell'autorizzazione paesaggistica relative alla richiesta di impegno al ripristino dei luoghi tramite scomposizione e smaltimento dell'intero impianto nel rispetto delle norme, da eseguirsi con la previsione di durabilità/fine vita della funzionalità dell'impianto, dei materiali e dell'efficienza, la ricostituzione futura dell'area coerentemente con la propria configurazione originaria. Un'altra prescrizione ha determinato l'installazione di un pozzo piezometrico che consentirà il monitoraggio della falda. La movimentazione dei trackers avviene mediante una serie di attuatori rotativi lungo le file ed azionati da motori in

◆ **FIGURA 2** Robecco Sul Naviglio - Impianto fotovoltaico interno



◆ **TABELLA 1** Robecco Sul Naviglio - Fotovoltaici in copertura

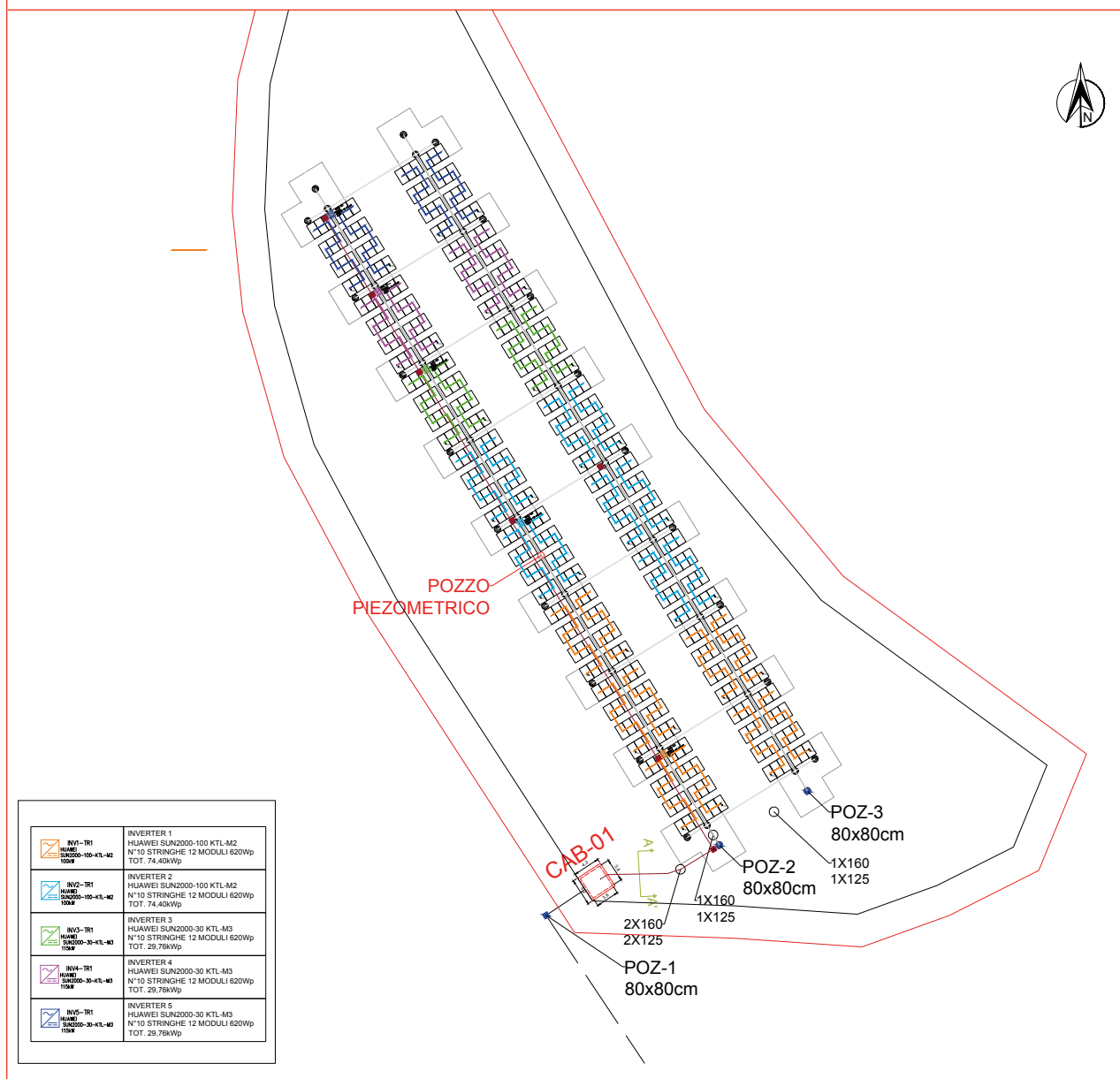
Impianto	area	Posizionamento	kWp
Robecco	A1	Copertura esistente	27,135
Robecco	A2	Copertura esistente	21,105
Robecco	A4	Copertura esistente	17,42
Robecco	A5	Copertura esistente	11,055
Robecco	A7	Copertura esistente	41,54
Robecco	A8	Copertura esistente	13,4

corrente continua a basso consumo. Tali motori vengono comandati dal Sistema di Controllo Tracker mediante PLC. Nel Sistema di Controllo vengono caricate e memorizzate tutte le posizioni che il tracker deve assumere durante i diversi giorni dell'anno ad intervalli di 10 minuti. Tali posizioni sono predeterminate mediante il calendario solare e caricate sul PLC in fase di avviamento dell'impianto, tenendo conto dei parametri principali dell'impianto, quali l'orientamento dei trackers, la distanza delle file e ovviamente la latitudine del sito. Noti i

parametri dell'impianto le posizioni relative all'inseguimento dei tracks vengono predeterminate sfruttando sia la funzione di "tracking" che quella di "backtracking" la fine di evitare gli ombreggiamenti fra le file all'alba e al tramonto. Il sistema Agrovoltaico effettua l'inseguimento solare con condizioni di vento non superiori ai 12 m/s. Grazie al sensore del vento presente, oltre tale limite il sistema va automaticamente in protezione, posizionandosi a 0° sull'asse di rotazione, tale posizione è definita "posizione di sicurezza". Il sistema è dotato di diversi sensori per il corretto funzionamento, tra cui sensore neve.

Nel caso dell'impianto agrivoltaico di Robecco sul Naviglio, l'efficienza complessiva nell'uso del suolo è stata valutata attraverso uno studio LCA e indicatori di tipo Land Equivalent Ratio (LER). Lo studio Life Cycle Assessment (LCA) del sistema agrivoltaico CAP, sviluppato da RSE secondo gli standard ISO 14040/14044 del sistema agrivoltaico CAP, evidenzia una riduzione dell'uso del suolo fino al 95% rispetto a soluzioni fotovoltaiche tradizionali di riferimento. La riduzione della resa agricola (circa -15% per la coltura di riferimento) ipotizzata da valori di letteratura e da verificare al termine del primo periodo di osservazione, risulterebbe

◆ FIGURA 3 Robecco Sul Naviglio - Estratto elaborato tavola stringhe impianto agrivoltaico



compensata dalla produzione energetica, determinando un LER complessivo superiore all'unità. Il progetto rispetta i requisiti delle Linee Guida nazionali sugli impianti agrivoltaici (giugno 2022) emesse quasi contestualmente all'avvio della progettazione dell'impianto, quindi i requisiti sulla superficie minima coltivata, LAOR (percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli), nonché i requisiti legati alla continuità dell'attività agricola e la producibilità elet-

trica minima, con l'idea fondante di garantire nel corso della vita utile dell'impianto la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli.

I risultati ottenuti ci permettono di ritenere l'approccio agrivoltaico valido per la transizione energetica del servizio idrico integra, soprattutto in considerazione del contesto agricolo nel quale sono stati spesso realizzati gli impianti di depurazione.

◆ **FIGURA 4** Impianto Agrivoltaico di Robecco Sul Naviglio – vista dall’alto



◆ **FIGURA 5** Impianto Agrivoltaico di Robecco Sul Naviglio in funzione



Impianto di Depurazione di Assago

Il depuratore di Assago è sito in Via Di Vittorio, è uno dei depuratori principali di Gruppo CAP e consuma tra i 9 e i 10 GWh annui di energia elettrica.

Nell’ambito del Master Plan Fotovoltaico sono stati installati impianti fotovoltaici su aree interne all’area di trattamento per 832, 53 kWp ricoprendo coperture già esistenti e aree a terra ed è in fase di realizzazione un impianto fotovoltaico di 4 MW esteso su diverse aree di proprietà comunale concesse a Gruppo CAP in virtù di un accordo siglato dal gruppo C- con l’amministrazione comunale che prevede, da un lato la riqualificazione di aree urbane soggette ad allagamenti e dall’altro la realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia a servizio del depuratore di Assago. Dei 4MWp è attualmente in realizzazione un impianto

di 789,48 kWp (Tabella 2) su pensilina presso il parcheggio C nelle vicinanze del depuratore.

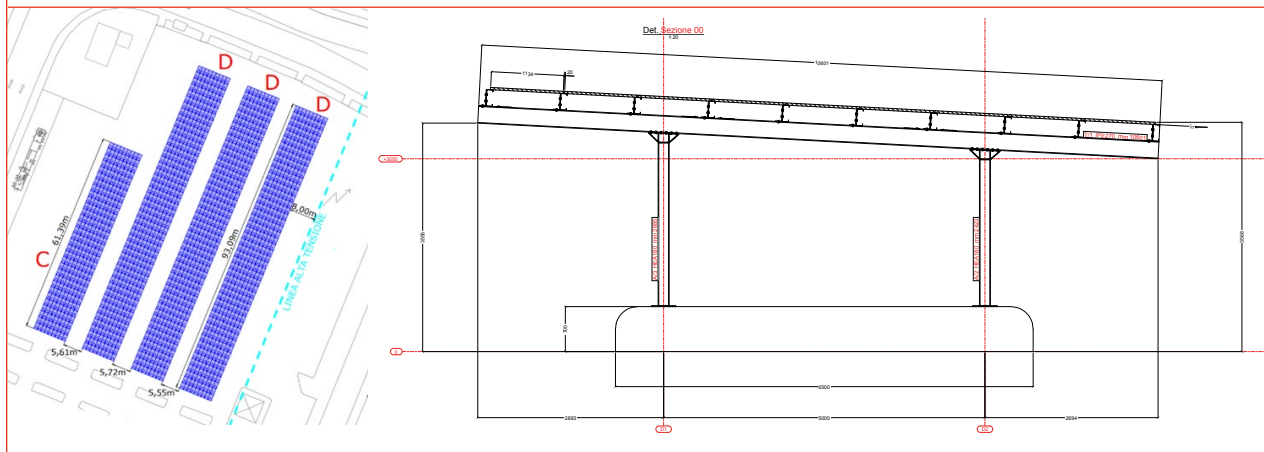
Gli impianti fotovoltaici realizzati o in fase di completamento nel 2025, per un totale di 1622 kWp, forniranno circa 1,9 GWh di energia elettrica auto consumati dal depuratore corrispondendo un risparmio annuo di oltre 370.000 €.

L’impianto fotovoltaico interno si compone di 4 impianti in copertura e 2 impianti a terra per un totale di 1206 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino marca DAHSOLAR modello DHN-78X16/DG 630 di potenza di picco di 630 Wp per le porzioni a terra; 330 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino marca SOLARDAY modello SDY-BPM60-335W di potenza di picco di 335 Wp per l’impianto fotovoltaico su copertura; 7 gruppi di conversione dell’energia elettrica (inverter) marca HUAWEI modello SUN2000-100KTL-M2, di potenza lato AC pari a 100 kW trifase; 1 gruppo di conversione dell’energia elettrica (inverter) marca HUAWEI modello SUN2000-30KTL-M3, di potenza lato AC pari a 30 kW; 1 gruppo di conversione dell’energia elettrica (inverter) marca HUAWEI modello SUN2000-25KTL-M5, di potenza lato AC pari a 25 kW; 1 gruppo di conversione dell’energia elettrica (inverter) marca HUAWEI modello SUN2000-50KTL-M2, di potenza lato AC pari a 50 kW. Le strutture di supporto per gli impianti a terra sono miste (tracker monoassiali, fisse su pali e fisse su zavorra), pensate per ottimizzare la producibilità energetica bilanciando le caratteristiche e conformazione dell’area nonché le esigenze operative dell’impianto di depurazione.

◆ **TABELLA 2** Assago - Fotovoltaici Aree interne

Impianto	area	Posizionamento	kWp
Assago	A1	Copertura esistente	55,61
Assago	A2	Copertura esistente	29,48
Assago	A4	Copertura esistente	7,37
Assago	A5	Copertura esistente	18,09
Assago	A Terra B1	A Terra	551,88
Assago	A terra B2	A Terra	170,1

◆ **FIGURA 6** Estratto degli elaborati di Progetto – Assago pensilina fotovoltaica



L'impianto fotovoltaico su pensilina (Figura 6) è costituito da 1548 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino marca TRINA SOLAR modello TSM-NEG18R.28 510 Wp di potenza di picco di 510 Wp, 2 gruppi di conversione dell'energia elettrica (inverter) marca HUAWEI modello SUN2000-225KTL, di potenza lato AC pari a 225 kW; 1 gruppo di conversione dell'energia elettrica (inverter) marca HUAWEI modello SUN2000-330KTL, di potenza lato AC pari a 300 kW. Le pensiline sono in acciaio su zavorre in cemento armato, poggianti sulla pavimentazione in asfalto esistente del parcheggio. Le pensiline saranno di due differenti tipologie: tipologia "C", con una lunghezza complessiva di 61,40 metri; tipologia "D", con una lunghezza complessiva di 93 metri. Entrambe le tipologie hanno una sezione di 10,60 metri (proiezione a terra) in grado di garantire la copertura di 2 posti auto. Le zavorre in cemento armato avranno un interasse di 8,20 metri, la copertura metallica è a singola falda.

Vasche Volano e altre aree

Nel 2022 Gruppo CAP ha pubblicato un avviso per una consultazione di mercato finalizzata a valutare l'interesse nella valorizzazione di aree di proprietà di Gruppo CAP per la realizzazione di nuovi impianti fotovoltaici destinati alla produzione e vendita di energia elettrica, attraverso il coinvolgimento di partner industriali qualificati. L'attività prevede un approccio integrato che comprende le fasi di progettazione, ottenimento delle autorizzazioni, finanziamento, costruzione e gestione operativa degli impianti da realizzare prevalentemente su aree già disponibili, con particolare riferimento alle vasche volano – interrate o a cielo aperto – a servizio delle reti fognarie gestite da Gruppo CAP, compatibilmente con i requisiti di operabilità e manutenzione delle infrastrutture esistenti.

Le vasche volano, che generalmente entrano a supporto della rete durante importanti eventi meteorici, non hanno consumi energetici continui nel corso dell'anno; pertanto, il progetto prevede che l'energia prodotta sarà in parte auto consumata localmente, mentre l'eccedenza verrà valorizzata secondo modelli economici definiti dai soggetti coinvolti, includendo soluzioni quali Autoconsumo Individuale a Distanza o costituzione di Comunità Energetiche Rinnovabili, estese anche alle amministrazioni comunali, finalizzate alla produzione e condivisione di energia rinnovabile a scala locale, con eventuali meccanismi di profit sharing legati agli incentivi per l'energia condivisa.

L'iniziativa configuratasi nell'ambito di un Partenariato Pubblico-Privato (PPP), ai sensi dell'art. 183 del D.lgs. 50/2016 e poi estesa tramite altre forme contrattuali prevede che l'operatore economico sia responsabile dell'intero ciclo di vita dell'opera, fino alla consegna degli impianti al termine della concessione.

Di seguito si riportano alcuni degli impianti (Tabella 3) in fase di progettazione o in corso di realizzazione previsti all'interno di vasche volano e presso una discarica bonificata e per i quali nell'ammontare complessivo dei ricavi (vendita in rete e incentivi CER/AID su energia condivisa) si evidenziano quelli derivanti dall'energia autoconsumata tramite AID previsti per circa 500.000 € annui.

Impianto di depurazione di Peschiera Borromeo

Il depuratore di Peschiera Borromeo, posizionato all'interno del Parco Agricolo Sud Milano, è il principale depuratore gestito da Gruppo CAP per consumo energetico con i suoi

◆ **TABELLA 3** Impianti su vasche volano ed ex discarica

COMUNE	INDIRIZZO	TIPOLOGIA	RICAVI	PROPRIETA'	POTENZA FV INSTALLATO (AID)	POTENZA FV INSTALLATO (CER)	Energia Prodotta AID kWh	Energia Prodotta CER kWh	% En. Condivisa virtualmente con impianti CAP	% En. Condivisa virtualmente con impianti Comune (CER)
Inveruno	Via Puecher	Ex discarica bonificata	Vendita in rete;	Proprietà Comunale	500	499	555.000	553890	89%	33%
			Incentivi da CER / AID sull'energia condivisa virtualmente.							
Vimodrone	Via Pio La Torre	Vasca volano coperta	Vendita in rete;	Proprietà CAP/ Concessione servizio Idrico Integrato	600		666.000		82%	
			Incentivi da CER / AID sull'energia condivisa virtualmente.							
Segrate	Via Rugacesio	Vasca Volano scoperta	Vendita in rete;	Proprietà CAP/ Concessione servizio Idrico Integrato	910		1.010.100		41%	
			Incentivi da CER / AID sull'energia condivisa virtualmente.							
Solaro	Corso Italia	Vasca Volano scoperta	Vendita in rete;	Proprietà CAP/ Concessione servizio Idrico Integrato	999		1.108.890		49%	
			Incentivi da CER / AID sull'energia condivisa virtualmente.							
Pregnana Milanese	Via dei Rovedi	Vasca Volano scoperta	Vendita in rete;	Proprietà CAP/ Concessione servizio Idrico Integrato	570		632.700		76%	
			Incentivi da CER / AID sull'energia condivisa virtualmente.							

circa 18 GWh annui di energia elettrica (da rete + autoprodotta). In sito viene autoconsumata l'energia prodotta da due cogeneratori alimentati con il biogas prodotto dai processi di depurazione e che sofferisce a circa il 25% del consumo dell'impianto. Nell'ambito del Master Plan Fotovoltaico l'energia prodotta da fonte rinnovabile è stata ampliata in una FASE 1 (Figg. 7, 8) dell'intervento che ha visto l'installazione di impianti fotovoltaici realizzati su coperture già esistenti,

elencate in Tabella 4, interne all'area del depuratore per un totale di 197,98 kWp; nella FASE 2, attualmente in fase autorizzativa, si prevede lo sfruttamento di nuove aree interne all'area di trattamento.

Complessivamente il totale di 1223 kWp di potenza fotovoltaica prevista produrrà circa 1,5 GWh di energia elettrica autoconsumati dal depuratore, che corrisponderanno ad un risparmio annuo di oltre 290.000 €.

Il nuovo impianto fotovoltaico (FASE 2 – estratto planimetrico in Figura 9), della potenza complessiva di 1.025,540 kWp, conterà 2.182 pannelli fotovoltaici posizionati in 15 localizzazioni (Figura 10) differenti tutte interne all’impianto di depurazione di Peschiera Borromeo, ovvero:

- n°6 aree a terra (T1- 6) per il posizionamento di moduli fotovoltaici a terra;
- n°4 installazioni su facciate (F1-4) di edifici esistenti (utilizzati per grigliatura grossolana, denitrificazione, oltre a due tratti di canale per il trasporto dei reflui), con posi-

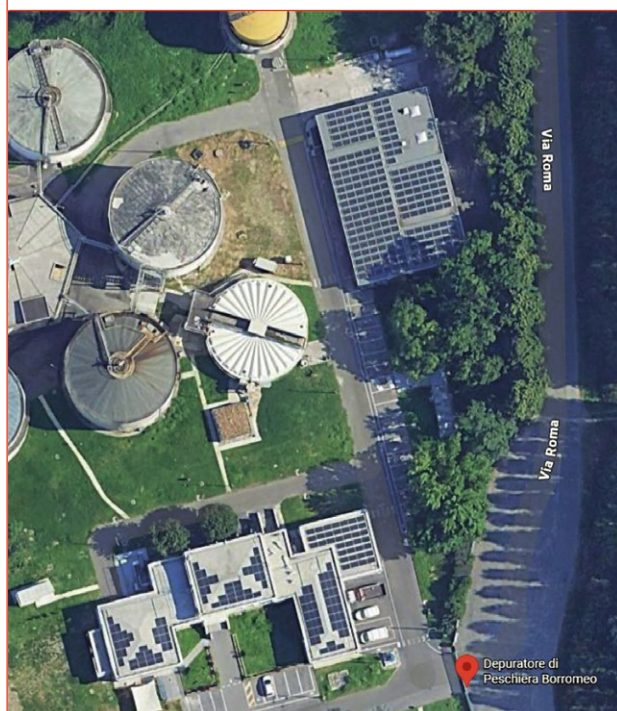
zionamento dei moduli in verticale ed in aderenza alle stesse;

- n°1 installazione su copertura (C) di un edificio esistente utilizzato per grigliatura dei fanghi primari;
- n°1 installazione su canale (A) a quota terreno di acque reflue interne all’impianto;
- n°1 installazione su una vasca di trattamento (S) delle acque reflue (vasca di disinfezione);
- n°2 installazioni di moduli fotovoltaici su pensiline di copertura di posti auto interni (P1 – P2).

◆ **TABELLA 4 Peschiera Borromeo – Impianti fotovoltaici FASE 1**

Denominazione	area	Tipo impianto	Potenza [kW] PE
Peschiera Borromeo	A1	Copertura esistente	72,36
Peschiera Borromeo	A3	Copertura esistente	18,76
Peschiera Borromeo	A4	Copertura esistente	13,4
Peschiera Borromeo	A5	Copertura esistente	42,545
Peschiera Borromeo	A2 - zavorre	Copertura esistente	12,395
Peschiera Borromeo	A2 - no zavorre	Copertura esistente	38,525

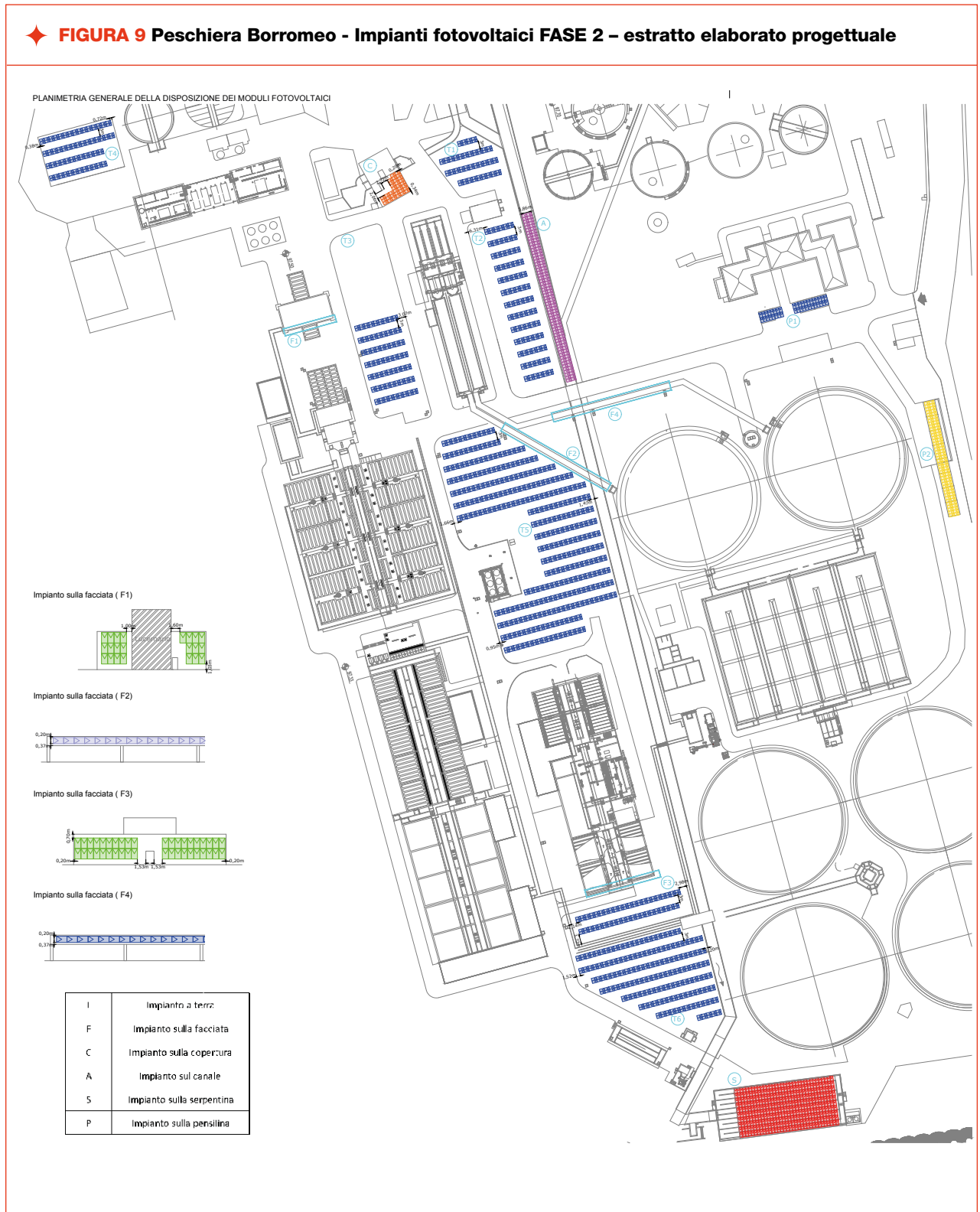
◆ **FIGURA 7 Peschiera Borromeo - Impianti fotovoltaici FASE 1 – Vista dall’alto 1**



◆ **FIGURA 8 Peschiera Borromeo - Impianti fotovoltaici FASE 1 – Vista dall’alto 2**



◆ **FIGURA 9** Peschiera Borromeo - Impianti fotovoltaici FASE 2 - estratto elaborato progettuale



◆ **FIGURA 10** Peschiera Borromeo Impianti fotovoltaici FASE 2 – elenco superfici

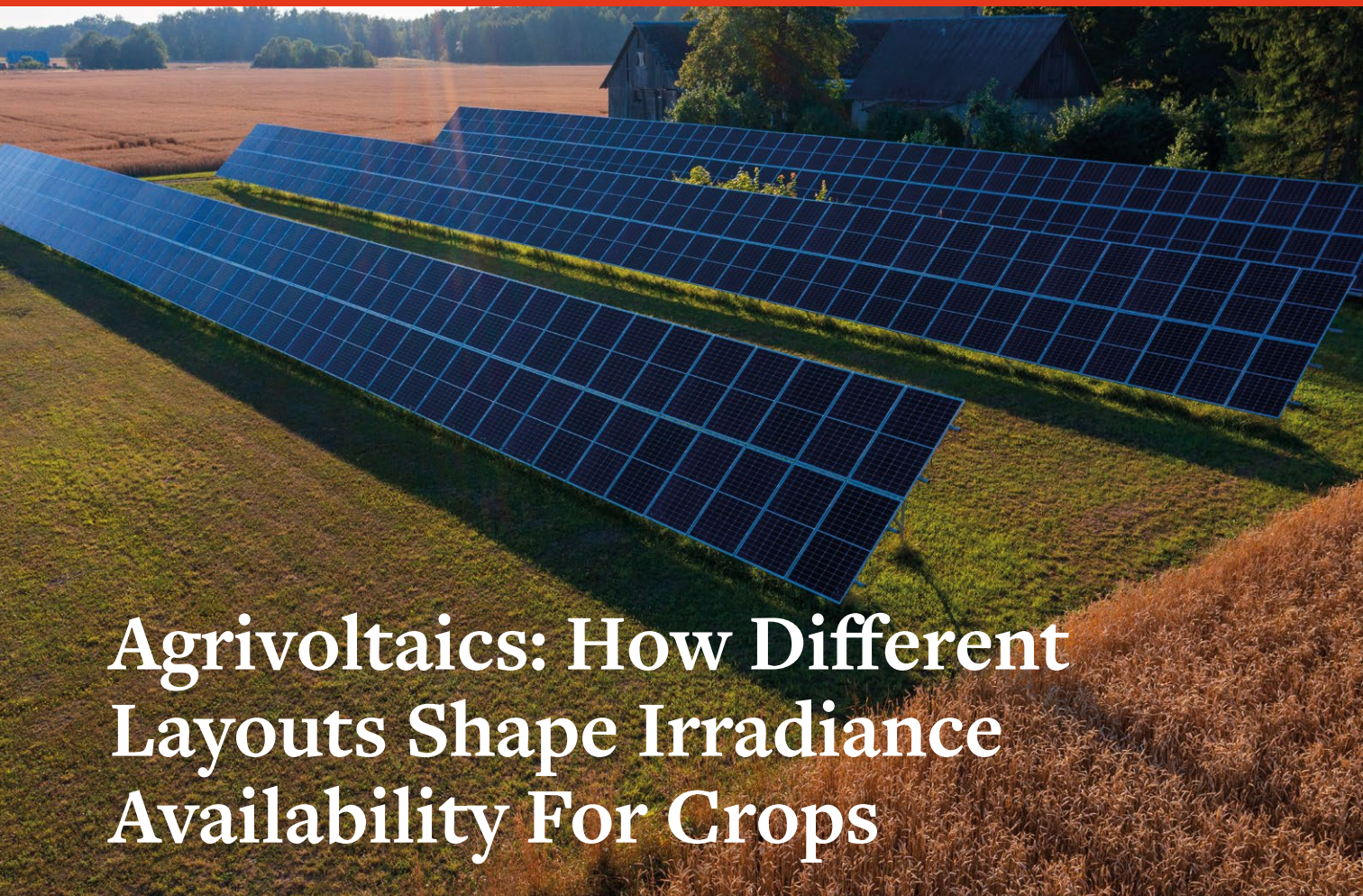
Impianto	Numero moduli	Potenza nominale DC (KWp)
T1	70	32,9
T2	156	73,32
T3	126	59,22
T4	108	50,76
T5	626	294,22
T6	382	179,54
F1	22	10,34
F2	21	9,87
F3	40	18,8
F4	21	9,87
C	32	15,04
A	118	55,46
S	340	159,8
P1	40	18,8
P2	80	37,6

CONCLUSIONI

L'analisi dei casi studio presentati dimostra come l'integrazione sistematica di impianti fotovoltaici e agrivoltaici e in prossimità delle infrastrutture del servizio idrico integrato rappresenti una strategia tecnicamente solida ed efficiente per il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione e autosufficienza energetica imposti dal quadro normativo europeo. L'esperienza di Gruppo CAP evidenzia che, attraverso un approccio pianificato e multilivello – basato sulla valorizzazione delle superfici esistenti, sull'uso sinergico del suolo e su modelli innovativi di autoconsumo e condivisione dell'energia – è possibile incrementare significativamente la produzione da fonti rinnovabili senza compromettere la continuità operativa degli impianti né generare nuovo consumo di territorio. In particolare, le soluzioni agrivoltaiche e le coperture fotovoltaiche di vasche e strutture tecniche mostrano un elevato potenziale in termini di efficienza d'uso del suolo e benefici ambientali. Nel complesso, i risultati ottenuti configurano il servizio idrico integrato non solo come settore energivoro da rendere più efficiente, ma come attore attivo della transizione energetica, capace di contribuire in modo concreto agli obiettivi di neutralità climatica e di generare valore ambientale, economico e territoriale nel medio-lungo periodo. ◆

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- Gruppo CAP, Bilancio Consolidato 2024
- Parlamento Europeo, Direttiva (UE) 2024/3019
- ISPRA-SNPA, Consumo di suolo – Edizione 2025.
- PIANO INDUSTRIALE 2025-2029 - Gruppo CAP



Agrivoltaics: How Different Layouts Shape Irradiance Availability For Crops

◆ **Guido Giuseppe Pace¹, Manuele Gatti²**

1 **Innovo Renewables S.p.A.**, Milano

2 **Politecnico di Milano**

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0027](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0027)

ABSTRACT

Agrivoltaics is the co-location of agricultural activities within a solar array. This new type of renewable power solution is attracting growing attention from the scientific community and stakeholders, due to its capability to address both renewable energy and food security challenges. A key feature of Agrivoltaics is the shading caused by solar modules, which can affect crop yields. Given the limited number of operational Agrivoltaics, field measurements on irradiance are still scarce. Therefore, simulation tools are essential for studying systems' behavior before construction.

This study presents a new simulation method for quantifying irradiance in Agrivoltaics layouts, with single-axis trackers. The analysis is performed using *bifacial_radiance* software. It generates relative irradiance

maps, revealing spatial variations in light distribution across the corridors of trackers, both vertically and horizontally. The results highlight that irradiance at ground level is highly dependent on horizontal position: areas directly beneath the photovoltaic modules received only 11% of full irradiance, while central areas received up to 67%. Moreover, the results provide novel evidence that vertical position strongly influences light availability: inter-row irradiance approached 100% at 3.5 m above ground, indicating that taller crops can access substantially higher irradiance levels. These findings can be used for data-driven decisions about crops placement inside Agrivoltaics systems, depending on the shape and light requirements of different species.

Keywords: Agrivoltaics, Modelling, Raytracing, Single-axis trackers

1. INTRODUCTION

In the next ten years, the energy generation from solar source is forecast to become the leading component in the global electricity mix [1]. According to the International Energy Agency (IEA), by 2035, Solar Photovoltaic (PV) will overtake coal-fired and gas-fired generation to become the main source of electricity, providing between 25% and 35% of total generation [1]. This transition will be driven by increasingly higher capacity installations, making Solar PV the fastest-growing electricity source in the next decade [1].

A particular type of Solar PV is the so-called Agrivoltaics (AV). AV is an innovative approach to renewable energy sources that integrates the photovoltaic arrays with agricultural activities, such as crop cultivation and husbandry. The first mention of such systems goes back to 1982 [2], but the academic interest in AV has grown significantly only since 2020, as evidenced by the increase in scientific publications on the topic in the last four years [3].

AV can locally modify the microclimate, leading to lower evapotranspiration of water and lower surface temperatures of the photovoltaics modules [4]. These effects can enhance both the water use efficiency of crops [5] and increase the efficiency of solar modules, in particular in dryland ecosystems, which are projected to expand, as a consequence of global warming [6]. AV can also have a positive impact on public perception of solar energy systems on agricultural land, increasing the social acceptability of the renewable energy transition [7].

List of abbreviations

AV	Agrivoltaics
EPW	EnergyPlus Weather Files
GCR	Ground Cover Ratio
IEA	International Energy Agency
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PV	Photovoltaics
RES	Renewable Energy Sources

Essential classification of AV systems

AV systems can be ground or roof-mounted; this study considers only ground-mounted configurations. If the panels are perpendicular to the ground, the system is called vertical AV. Conversely, if the panels are tilted, the system is considered a tilted AV. The tilt can be either fixed or equipped with solar tracking (mono-axis or bi-axis), allowing the panels to follow the sun's path throughout the day. This is performed by motors and torque tubes on which a single or double row of modules is installed. The modules themselves can be mounted in landscape (L) or portrait (P) orientation, and they can be monofacial or bifacial, depending on whether they capture light on one or both sides.

Structurally, the primary parameter is the pitch, which defines the distance between adjacent rows of panels. Furthermore, height is typically referenced either as the hub height, corresponding to the distance between the ground and the axis of rotation in tracking systems, or as the clearance between the ground and the lower edge of the modules.

In terms of agricultural use, the ground under an AV system may be used for arable crops (e.g., cereals, legumes, or horticultural species), permanent orchards planted between photovoltaic rows, or permanent pastures for cattle and sheep grazing.

Light inside AV systems

To get profitable agricultural activities inside AV systems, essential inputs as water, nutrients, and light must be supplied to the crops. Among these, light is a critical factor, as the presence of photovoltaic modules inherently reduces the amount of available solar radiation. Irradiance is directly correlated to plants' photosynthesis and biomass accumulation [8], so to get optimal yields, it is important to keep irradiance levels into an optimal range [9]. If irradiance is too low (light starvation), it becomes a limiting factor, and the biomass accumulation

is lower than the plant's potential. On the contrary, excessive irradiance can damage the photosynthetic structures on the cell membranes, leading to photoinhibition effect, with suboptimal biomass accumulation [8].

Additionally, irradiance is a key factor in defining the final quality of many fruit crops. Excessive solar exposure can lead to production losses due to sunburn brown lesions on fruits [10] [8], whereas proper light exposure during the ripening period significantly enhances the quality features of the final product [8].

For these reasons, it is crucial to assess the amount of light available across different spots of AV systems to assess the optimal areas for crops cultivation.

Outline on AV research streams and simulation software

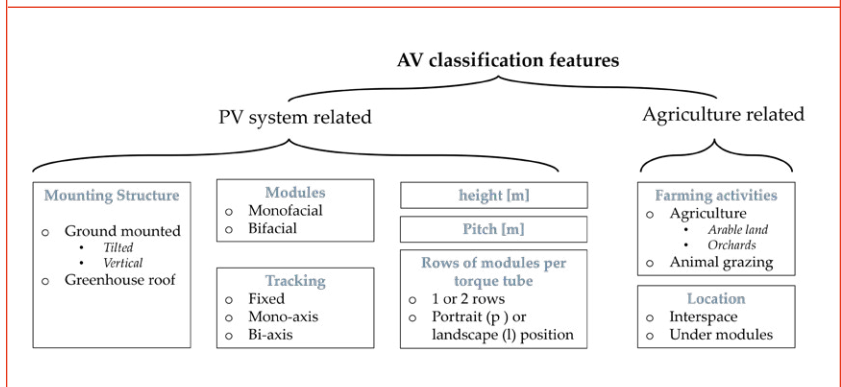
Due to the limited amount of operational AV plants, current studies focus on modelling, simulation, and optimization of AV. Their aim is to assess the coexistence of electricity and biomass production before the construction of the AV plants. These research streams have been comprehensively categorized and reviewed by a recent article by Sebastian Zainali et al., published in early 2025 [3].

Regarding the simulation of electrical producibility, numerous tools have been developed to facilitate the design and optimization of new PV systems. Free platforms like PVGIS provide an estimate of solar radiation and PV performance, based on geographical position, meteorological data, and preliminary project data. Additionally, several commercial packages (like Pvsyst®, SAM®, Aurora®) enable detailed analyses and simulations, offering a comprehensive assessment of the system, which can also be used for bankability purposes.

These tools are fit for the standard PV systems, but they lack crucial features when they need to study the agricultural part of AV systems.

In AV plants it is important to assess the amount of light available for crops, that is a critical input for biomass accumulation [8]. Unfortunately, most conventional tools listed before do not guarantee this feature, so different research groups developed algorithms and software to fill this gap, using mainly two different approaches [11]. The first one is the so called view factor model, it is based on algorithms that use basic geometry of the system, and it is computationally inexpensive [11].

◆ **FIGURE 1** Main features for Agrivoltaics classification



The second one is the raytracing model, which enables simulations of complex geometries and large-scale systems, also considering the influence of mounting structures. It requires higher computational availability [11]. The main software using this second method is RADIANCE [12], that is based on backward raytracing algorithm. It traces the light rays from the observer's viewpoint (the eye) backward toward the illumination sources, accounting for all relevant physical interactions, such as reflection and refraction with the surfaces of the objects within the scene.

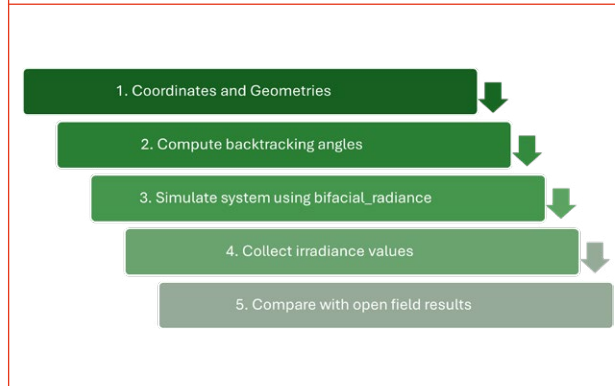
Starting from RADIANCE, the NREL developed an open-source tool called bifacial_radiance [13], [14], [15]. It was originally created to assess the rear irradiance of solar modules, but this tool can be easily adapted to assess the irradiance available for plants in the corridors of AV systems.

Another similar tool under development is APyD, led by the Fraunhofer Institute. It follows a similar approach to bifacial-radiance but includes specific capabilities for AV systems and optimized simulation models. However, APyD is not open source, and no public user version has yet been released [16].

Objectives and structure of the article

The primary objective of this study is to characterize irradiance distribution and shading pattern across two AV configurations. In addition, this work evaluates irradiance penetration at multiple heights above ground, an aspect that is still underexplored in the current literature. This vertical assessment is relevant for estimating the growth potential of plant species that exceed a few centimetres in height, such as shrubs and trees.

◆ **FIGURE 2** The five main steps of the methodology



The study addresses three research questions:

- How is the irradiance affected by AV systems?
- Is the light pattern stable across different seasons?
- Which parameters most strongly influence irradiance availability?

To answer to these questions, several simulations are performed, based on the `bifacial_radiance` software.

The collected data can lead to informed-based decisions about crop placement in AV systems, based on species-specific light requirements and mature canopy height. Moreover, all the documentation and codes can be shared, for the replication, optimization, and further development of the method.

The paper is organized as follows: First, the methodological framework is presented. Then, the results section details the collected data. Finally, the concluding section discusses the findings' implications, addresses the research questions, and highlights the current research limitations that will guide future work.

2. METHODOLOGY

The methodology used in this paper is a pipeline of five main steps (*Figure 2*). First, the desired AV geometries and their coordinates are chosen. Second, the monoaxial tracking angles for each hour of the year are computed, based on the layout parameters. Third, the AV systems are simulated using `bifacial_radiance` software. Fourth, hourly irradiance data are collected inside the simulated AV layout, at various heights from the ground. Fifth, these data are compared to open-field results.

Coordinates and geometries

This method is versatile in terms of layout and location, so it can be adapted worldwide, under the constraints of weather data availability.

In this work, the simulation is conducted in Northern Italy, next to the city of Novara, a significant hotspot for solar photovoltaic development. As of April 2025, 430 MW of PV and AV projects are under development in this province [17]. Two different layouts are evaluated in the same location, both are composed of monoaxial trackers with 90° Azimuth. This means that the modules can follow the sun from East to West during the day.

The first layout is made of 2p one-axis trackers, while the second has 1p one-axis trackers. The complete list of layout parameters is available in *Table 1*.

Backtracking angles

Tilt angles for the photovoltaic modules are computed with the Python library `pvl` [18], using a modified version of the backtracking example provided in the `pvl` repository [19].

The primary input parameters for the backtracking algorithm are the ratio between the modules' width and pitch (ground cover ratio, GCR) and the project's geographical coordinates. Backtracking angles are obtained at an hourly resolution (60-minute intervals) over the entire year, and then used as input for the irradiance simulations.

◆ **TABLE 1** Main geometrical parameters for AV simulation

2p agrivoltaics parameters	
Coordinates	45.4433 N 8.7094 E
Pitch	10 [m]
Width	5 [m]
Hub height	2.27 [m]
Tracking	Monoaxial backtracking $\pm 45^\circ$
Azimuth angle	90°
1p agrivoltaics parameters	
Coordinates	45.4433 N 8.7094 E
Pitch	6 [m]
Width	2.384 [m]
Hub height	2.95 [m]
Tracking	Monoaxial backtracking $\pm 45^\circ$
Azimuth angle	90°

Simulate the system using bifacial_radiance

In the third step, the geometry of the two AV layouts is simulated in a 3D scene, using the software `bifacial_radiance`. For each kind of layout, 7 rows of trackers are inserted into the scene (Figure 3). Each row is 20 meters long. In this way, it is possible to analyze the irradiance in the central corridors of the AV array, without the interference of edge effects. The complete code for this part is available upon request.

Collect irradiance values

Once the geometries are defined in `bifacial_radiance`, simulations are run for all daylight hours of the year, with the corresponding backtracking angles of the modules. During each timestep, a network of sensors is deployed in the 3D model to measure irradiance values within the AV system corridors, at various heights (Figure 4). The network of sensors is allocated between the trackers n°4 and n°5, in the corridor between them, 4 meters northward from the center (Figure 3).

For weather data, `bifacial_radiance` automatically selects the nearest available EnergyPlus weather file (EPW). In this case, the dataset originates from the Malpensa Airport meteorological station, located approximately 19 km from the simulation site.

Compare with open field results

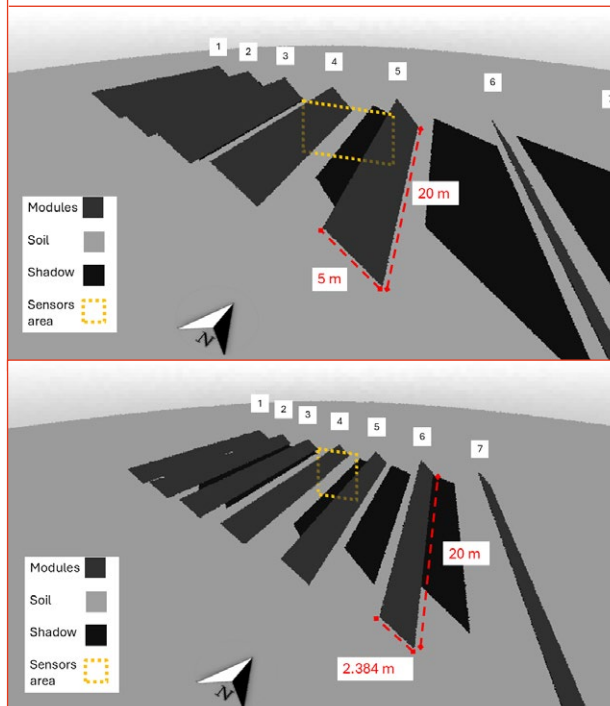
Finally, the collected irradiance data are compared to reference values measured by sensors located in open field conditions, outside the AV array. Two different procedures are employed: the first one quantifies the yearly relative irradiance collected by each sensor, while the second investigates the seasonal variability of irradiance inside the AV corridor.

In the first procedure, the cumulative annual irradiance (in Wh) is computed for each sensor. Then, this value is divided by the cumulative yearly irradiance obtained by the reference sensor located in open field. This produces, for each sensor, the percentage of available irradiance with respect to open-field conditions, providing a quantitative indicator of irradiance reduction at various positions in the AV corridor (eq. 1).

In the second procedure, the dataset is segmented into four seasons (Spring from 20th March to 20th June; Summer from 21st June to 21st September; Autumn from 22nd September to 20th December; Winter from 21st December to 19th March). For each season, the cumulative irradiance is computed for every sensor.

These seasonal values are then divided by the corresponding seasonal irradiance from the open-field reference sensor. To conclude, the obtained percentage value is subtracted by the relative annual irradiance obtained in the first procedure (eq. 2). In this way, it is possible to visualize the seasonal changes from the yearly results.

◆ **FIGURE 3** 3D scenes exported from `bifacial_radiance`. The North symbol, the legend, the red notes, and the tracker number are added during post-production. a) 2p layout. b) 1p layout



eq. 1 relative annual irradiance computation for each sensor of the network

$$\text{relative annual irradiance} = \frac{\text{sensor annual irradiance}}{\text{reference annual irradiance}} \cdot 100 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{\sum_{i=1}^n y_i} \cdot 100$$

eq. 2 difference between seasonal and annual relative irradiance for each sensor of the network

$$\text{difference between seasonal and annual relative irradiance} = \left(\frac{\sum_{s=1}^j x_s}{\sum_{i=1}^n y_i} - \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{\sum_{i=1}^n y_i} \right) \cdot 100$$

Where:

n = number of light hours simulated in one year

x_i = irradiance collected by the sensor during the hour i [Wh], inside the AV array

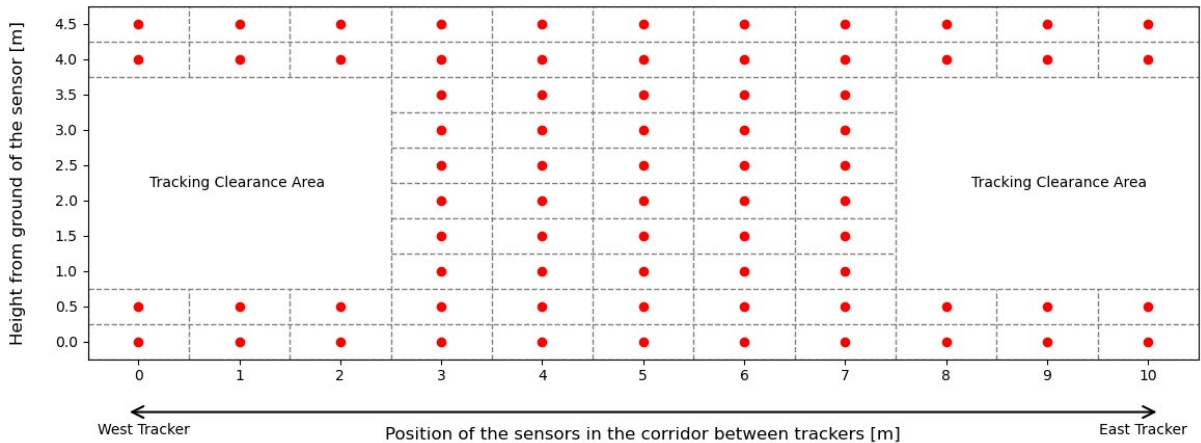
y_i = irradiance collected by the reference sensor during the hour i [Wh], outside the AV array

j = number of light hours simulated in the selected season

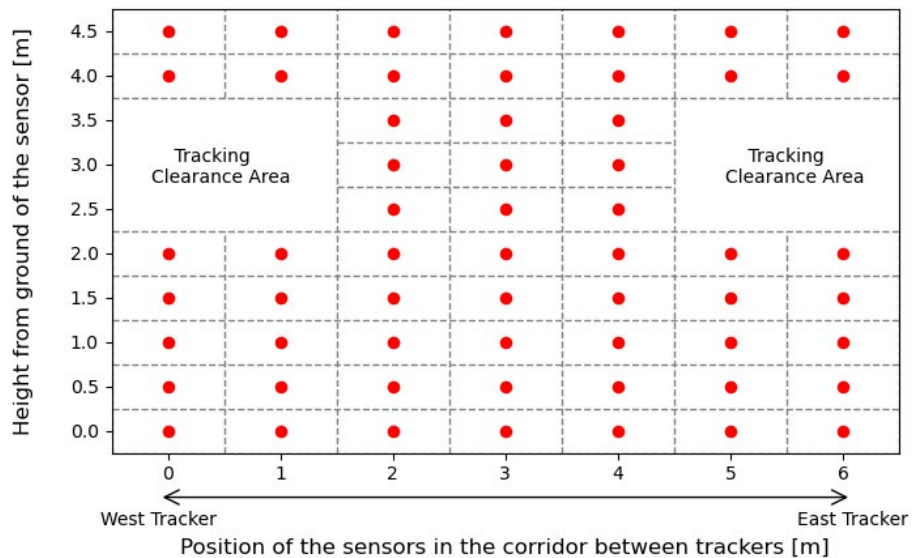
x_s = irradiance collected by the sensor during the hour s [Wh], inside the AV array, in the selected season

y_s = irradiance collected by the reference sensor during the hour s [Wh], outside the AV array, in the selected season

◆ **FIGURE 4** The sensors scheme, used for each AV layout. The sensors are represented by the red dots. The distance between neighbour sensors is 1 meter on the x-axis and 0.5 m on the y-axis of the graph. No sensors were placed in the areas affected by the movement of PV modules (tracking clearance area). (a) The sensors grid located in the corridor of 2p layout



(b) The sensors grid located in corridor of 1p layout



3. RESULTS

Annual relative irradiance, compared to open field conditions

The method adopted in this study enabled a spatial resolution of 0.5 m², allowing for a detailed spatial analysis of rel-

ative irradiance: in the 2p layout (Figure 5a), at ground level, the irradiance ranged between 11% of the outermost sensors to 67% of the central sensor. At different heights, the highest relative irradiance values were consistently recorded by the central sensors (column 5), which lay directly at the center of the corridor of the AV system. The lowest values were recorded by the sensors located under the AV modules. In this

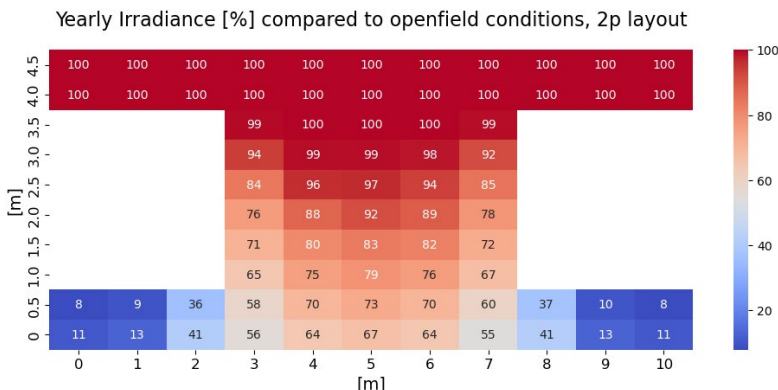
area, values below 41% were observed across the sensors, with the minimum value of 8% recorded at 50 cm height, directly beneath the panel’s axis of rotation (columns 0 and 10).

Regarding the difference between the sensors located in the West part of the corridor and the ones located in the East part, irradiance values displayed a high degree of symmetry. The difference in irradiance was no more than 2%. To conclude, above 3.5 m height, irradiance ratios reached 100 % across all measurement points, establishing this height as the upper boundary of the system’s shading effect.

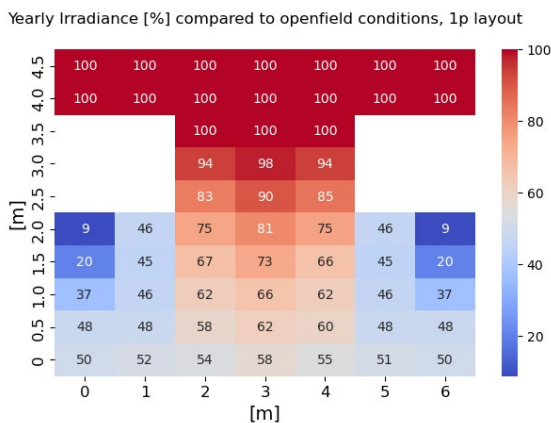
In the 1p simulation (Figure 5b), at ground level, the irradiance ranged between 50% of the outermost sensors to 58% of the central sensor. At different heights, the greatest irradiance values were always recorded by the central sensors (column 3), which lay directly at the center of the inter-row distance between the trackers of the AV system. The lowest irradiance values (9%) were recorded at 2 m height on the outermost west and east sensors (columns 0 and 6), under the central axis of rotation of the solar modules. Also in this case, relative irradiance values displayed a high degree of symmetry: the difference between the west-located and east-located sensor columns was no more than 2%.

◆ **FIGURE 5 Annual relative irradiance [%], of the network of sensors in AV corridor.**

a) 2p layout



b) 1p layout



Seasonal variability in relative irradiance

The 1-hour temporal resolution of the method allowed the assessment of differences between seasonal and annual relative irradiance for each sensor (eq. 2), (Figure 6-Figure 7). In this way, it was possible to reveal how light penetration changes across all seasons of the year, inside the corridors of 2p and 1p AV systems.

These maps showed only minor shifts from the annual results, most likely driven by the cyclical change of solar zenith angle. These variations were limited in magnitude: among the 528 simulated sensor points, only one reported a difference of +7% between seasonal and yearly values. All the other measurements fell within the range -4% and +5%.

In detail, the following are the main insights for each season: In the 2p layout (Figure 6), during spring, a 1% and 2% increase in relative irradiance was observed in the Center-West part of the corridor; mainly in columns 3, 4, and 5. In summer, a decrease in relative irradiance was observed in the lower areas of the corridor, specifically in columns 0, 1, 2, and 8, 9, 10 under the solar modules, with reductions up to -4%. In contrast, these lower areas showed the highest increment in relative irradiance during autumn (up to +3%), particularly on the East side. Winter showed the greatest change, with one sensor on the ground and at 0.5 m on the corridor sides receiving up to +7% relative irradiance, compared to yearly results. These comparisons highlight how relative irradiance varied seasonally across the corridor and among different columns.

Regarding the 1p layout (Figure 7), the results replicated the pattern seen in the 2p seasonal analysis. In spring, relative irradiance increased in the western part of the corridor (maximum +2%), especially at sensors in columns 3 and 4. In autumn, relative irradiance increased (maximum +2%) in the lower outermost sensors (columns 0,1,2 and 8,9,10), particularly in the eastern area. During winter, sensors under photovoltaic modules recorded up to 4% higher relative irradiance than the yearly average, especially in the eastern section. In contrast, during summer, a reduction in relative irradiance was measured in the lowest sensors at the center and in the outermost sensors under the photovoltaic modules.

4. DISCUSSION

In the introduction of this paper, three main questions were presented, which are now discussed on the basis of the results:

How is the irradiance affected inside the simulated AV systems:

In both 2p and 1p configurations, the central parts of the AV corridors allow for higher irradiance penetration. In these areas, a positive gradient is observed as the height of the sensors increases. In contrast, the areas underneath the solar modules are the ones that receive the major amount of shadowing during the course of the year. In these areas, as the height of the sensors increases, the relative irradiance decreases due to the screen effect of the solar module above the sensors.

Compared to previous research in the literature [20], [21], the results presented in this study are consistent in terms of magnitude and pattern of relative annual irradiance on the ground, in monoaxial AV trackers. Specifically, the results confirm a bell-shaped irradiance profile across the AV corridor, with the lowest annual irradiance available under the modules and the maximum in the center of the corridor.

These findings can be practically used to guide the selection and placement of crops during the design of AV orchards: By comparing the map of annual irradiance inside AV corridor to the light requirement of a arboreous species, the agricultural specialists can assess if the specific cultivar's light needs are met inside the AV corridor, depending on the design, total annual irradiance of the site and the position in the corridor of the plants.

Consistency of light pattern across different seasons:

The results showed that the relative irradiance map undergoes only minor changes across the seasons. So, the light penetration pattern is almost stable during the year. The re-

sults can nonetheless be taken into account when growing seasonal crops, such as horticultural species, with life cycles confined to specific periods of the year.

Parameters of AV that most strongly influence irradiance availability:

In both 2p and 1p configurations, the results consolidate the hypothesis that the two critical parameters affecting the irradiance availability for crops inside monoaxial AV are the height from the ground and the width of the corridor between solar modules. Module transparency may represent an additional influential parameter; however, in this study, only fully opaque modules were considered, suggesting future investigations on the modules' transparency topic.

Main limitations of the study and future directions

The main limitations of this study are related to the weather input data and the model validation. First, the simulations are based on EPW weather files, collected in the Malpensa airport, located approximately 19 km from the simulated site. However, the influence of this geographical offset is expected to be limited because the analysis focuses on relative irradiance patterns, rather than absolute energy yields.

Second, while *bifacial_radiance* has been benchmarked against other photovoltaic simulation tools and empirical data[14], the present study lacks direct field validation using data from operational AV facilities.

For these reasons, the future work will focus on validating the model with site-specific irradiance measurements, and local weather files will be integrated into the simulations.

Finally, it is worth noting that the scientific literature still provides limited information on plant physiological responses to varying degrees of irradiance reduction. This knowledge gap remains a bottleneck for the broader applicability of the findings presented in this study.

5. CONCLUSION

This article improves the understanding on AV shading and irradiance distribution. Comparing two distinct AV layouts, it provides quantitative results that help specialists make data-driven decisions about the selection of the AV design, the orchard configuration, and the plant species suitable for each area of the AV corridors, based on irradiance availability.

These findings can be particularly valuable for agronomists, plant breeders, and farmers, as they provide ir-

radiance data at multiple heights, seasons, and positions throughout the AV corridor, supporting the selection, planting, and management of arboreal and herbaceous crops.

Although the simulations are located in northern Italy, the code developed for this study is highly adaptable and can be applied globally, with flexible customization options for different AV layouts.

Future work will enhance model precision and applicability through several key developments: first, proprietary weather data will be implemented into the simulations; second, different layouts, pitch, and photovoltaic modules will be explored. Third, the albedo effect provided by crops and mulching films will be assessed as well, to study the energy yield of the bifacial modules.

Most importantly, infield activities in experimental AV systems will be performed to validate the model with empirical data.

6. ACKNOWLEDGMENTS

This work originates from a thesis funded by Innovo Renewables S.p.A. in 2024. The authors acknowledge the financial and technical support provided by Innovo Renewables S.p.A., which contributed to the development of this research.

7. ADDITIONAL MATERIAL

All source code and the experiment's database are available upon request to the authors of the paper. ♦

REFERENCES

- [1] “world energy outlook 2024,” IEA, Paris, 2024. [Online]. Available : <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- [2] A. Goetzberger and A. Zastrow, “On the Coexistence of Solar-Energy Conversion and Plant Cultivation,” *Int. J. Sol. Energy*, vol. 1, no. 1, pp. 55–69, Jan. 1982, doi: 10.1080/01425918208909875.
- [3] S. Zainali *et al.*, “Modelling, simulation, and optimisation of agrivoltaic systems: a comprehensive review,” *Appl. Energy*, vol. 386, p. 125558, May 2025, doi: 10.1016/j.apenergy.2025.125558.
- [4] G. A. Barron-Gafford *et al.*, “Agrivoltaics provide mutual benefits across the food–energy–water nexus in drylands,” *Nat. Sustain.*, vol. 2, no. 9, pp. 848–855, Sep. 2019, doi: 10.1038/s41893-019-0364-5.
- [5] V. Hernández *et al.*, “Agrivoltaic in a Semi-Aride Climate: Co-Existence of Agricultural Activities in Utility-Scale Plants of EGP for Multiple and Sustainable Land Use: A Case Study of Pepper, Aloe Vera and Thyme,” *AgriVoltaics Conf. Proc.*, vol. 1, Feb. 2024, doi: 10.52825/agripv.vii.607.
- [6] A. G. Koutroulis, “Dryland changes under different levels of global warming,” *Sci. Total Environ.*, vol. 655, pp. 482–511, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.11.215.
- [7] H. H. Zeddies, M. C. Parlasca, and M. Qaim, “Agrivoltaics increases public acceptance of solar energy production on agricultural land,” 2025. doi: 10.2139/ssrn.5140877.
- [8] L. Taiz and E. Zeiger, *Plant Physiology*, 3rd ed. 2002.
- [9] A. V. Ruban, “Plants in light,” *Commun. Integr. Biol.*, vol. 2, no. 1, pp. 50–55, Jan. 2009, doi: 10.4161/cib.2.1.7504.
- [10] N. Lal and N. Sahu, “Management Strategies of Sun Burn in Fruit Crops-A Review,” *Int. J. Curr. Microbiol. Appl. Sci.*, vol. 6, no. 6, pp. 1126–1138, Jun. 2017, doi: 10.20546/ijcmas.2017.606.131.
- [11] J. Kang, “Practical Comparison between View Factor Method and Ray-Tracing Method for Bifacial PV System Yield Prediction,” 2019.
- [12] G. Ward Larson and R. Shakespeare, *Rendering with Radiance: The Art and Science of Lighting Visualization*. (1998). Morgan Kaufmann Publishers, Inc., San Francisco.
- [13] S. A. Pealez and C. Deline, *bifacial_radiance: a python package for modeling bifacial solar photovoltaic systems*. *Journal of Open-Source Software*, 5(50), 1865. (2020). python, C. [Online]. Available: <https://doi.org/10.21105/joss.01865>
- [14] S. A. Pelaez, C. Deline, S. M. MacAlpine, B. Marion, J. S. Stein, and R. K. Kostuk, “Comparison of Bifacial Solar Irradiance Model Predictions with Field Validation,” *IEEE J. Photovolt.*, vol. 9, no. 1, pp. 82–88, Jan. 2019, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2877000.
- [15] “Bifacial radiance examples.” Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://bifacial-radiance.readthedocs.io/en/latest/examples.html>
- [16] M. Bruno, L. J. Gfüllner, and M. F. Berwind, “Enhancing agrivoltaic synergies through optimized tracking strategies,” *J. Photonics Energy*, vol. 15, no. 03, Jan. 2025, doi: 10.1117/1.JPE.15.032703.
- [17] “Italian Map of grid connection requests for renewable energy sources.” Accessed: Apr. 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/programmazione-territoriale-efficiente/econnexion>
- [18] Anderson, Hansen, Holmgren, Jensen, Mikofski, and Driesse, “pvlib python: 2023 project update,” *Journal of Open-Source Software*, 2023, doi: DOI: 10.21105/joss.05994.
- [19] “pvlib backtracking example.” Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available : https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/gallery/solar-tracking/plot_single_axis_tracking.html#sphx-glr-gallery-solar-tracking-plot-single-axis-tracking-py
- [20] S. Zainali *et al.*, “Direct and diffuse shading factors modelling for the most representative agrivoltaic system layouts,” *Appl. Energy*, vol. 339, p. 120981, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.120981.
- [21] T. E. K. Zidane, “Economic evaluation of one-axis, vertical, and elevated agrivoltaic systems across Europe: a Monte Carlo Analysis,” *Appl. Energy*, 2025.
-



Modular Multilevel Converters For Photovoltaics

✦ **Carlo Cecati*, Concettina Buccella, Amir Ghasemian, Sobhan Mohamadian**

University of L'Aquila and DigiPower srl, L'Aquila

*Corresponding author

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0028](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0028)

ABSTRACT

Modular multilevel converters are becoming increasingly popular for use in high-power applications. They offer several advantages, including modularity, performance, efficiency, reliability, fault tolerance, and the ability to operate at medium voltages. For these reasons, they can replace conventional two-level inverters in many fields, including photovoltaics. This paper quickly reviews the fundamentals of multilevel converter technology and introduces its application in photovoltaics, presenting some achievable results.

1. INTRODUCTION

Modular multilevel converters (MMCs) are an attractive option for high-power applications and are essential for the energy transition. They offer modularity, high efficiency, and superior output waveform quality. Regardless of the semiconductor material used - silicon (Si), gallium nitride (GaN) or silicon carbide (SiC) - they enable high-performance operation at low and medium voltages with a power rating exceeding megawatt. The basic concept of MMC is to connect different active components in series (such as IGBTs, MOSFETs, SCRs and GTOs) in order to overcome their voltage limits. This enables either high-voltage converters to be realised, or components with lower voltage ratings to be used. Both options are relevant. If the converter has to be connected to a medium-voltage grid (e.g., 11 or 20 kV), a multilevel inverter using power devices

designed for industrial voltage applications enables direct connection, eliminating the need for an electromagnetic transformer. Similarly, if the converter’s voltage rating is within the standard range (e.g., 400 or 440 V), a multilevel inverter can be realised using low-voltage, high-current components. For instance, it is possible to successful use 100 V MOSFET rated 500 A or even more amperes. It is important to highlight that, in high-power converters, the switching elements are not single devices, but power modules that embed a number of parallel devices (IGBTs or MOSFETs) in the same package. While this solution allows for high current ratings, it is inherently risky because the switches are not identical and are prone to potential failures due to imbalances in the current among the individual switches. Multilevel converters use power devices with low conduction losses moreover, they operate at

low frequencies (compared to conventional PWM inverters), which reduces the converter’s temperature, thereby reducing heatsink requirements or eventually enabling fanless operation. The low dv/dt and di/dt are additional advantages of MLC, which increases the efficiency and reliability of the converter and the load. In addition to a hardware design, a specific modulation algorithm is necessary to synthesise the numerous and coordinated gate signals to be applied to the converter’s power transistors, to shape the output voltage and to practically implement the output control signals calculated by the control algorithm. Additional functions of the modulation algorithm are to implement power sharing strategies, useful to further enhance operations and to provide real time reconfiguration, in case of failures. Therefore, modulation has a very high impact on converter performance, with the primary objective being to produce sinusoidal output voltages/currents.

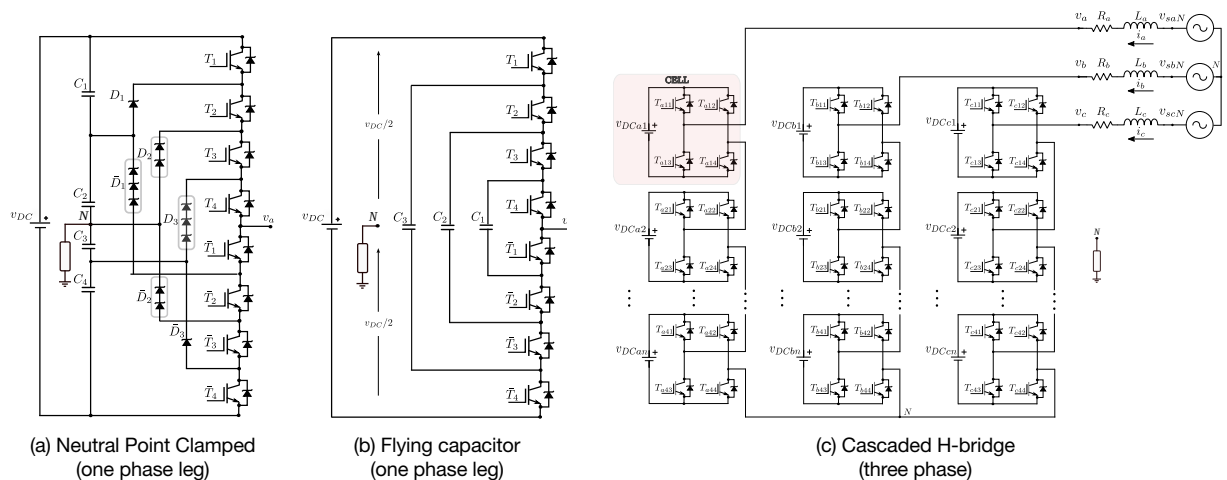
2. HARDWARE ARCHITECTURES

Based on well-established literature, multilevel converters can be classified in:

- Neutral Point Clamped
- Flying Capacitor
- Cascaded H-bridge
- Reduced count multilevel configurations

Figure 1 illustrates the key topological differences among the main categories. The first two categories require only one power source, which is clearly advantageous for supplying a load via the standard grid. This makes them suitable for supplying high-power industrial loads such as drives. However, despite

◆ **FIGURE 1** Basic multilevel topologies



their architecture and operations are well known, because of their complexity usually they are used with a limited number of levels only. Cascaded H-bridge (CHB) topology is useful when multiple DC sources are available, as is the case in photovoltaic plants. This is because the photovoltaic panels can be easily arranged in many independent arrays that act as power sources for the multilevel inverter cells. From figures' analysis, it can be observed that all topologies have repetitive hardware architecture, but only CHBs can be considered naturally modular. In fact, increasing the number of levels in NPC and FC require a certain level of customization. Reduced-count multilevel topologies attempt to produce output waveforms with multiple levels despite having a limited number of switches. These are often supplied by asymmetric power sources. While different combinations of the switches provided many different paths to currents, they can produce staircases with a high number of levels at a fraction of the cost of standard topologies. However, they are inflexible and require a high level of design customization. Many multilevel converters are reversible and can be used as active rectifiers, which is an interesting feature for wind energy conversion systems.

3. MODULATION OF MULTILEVEL INVERTERS

As mentioned in the previous section, in order to shape the voltage so that it resembles the desired waveform (usually a sine wave), the switches must be activated in the correct sequence by a modulation algorithm. In standard MLC, the achievable voltage outputs are proportional to the number of cascaded switches. Modulation algorithms are usually categorised by their switching frequency as follows:

- High-frequency modulation (pulse width modulation): these require a smaller output filter since the harmonics are around the carrier frequency. This is

far from the fundamental waveform and therefore at a high frequency, although lower than in conventional pulse width modulation (PWM) inverters. This makes them highly reactive and dynamic. However, this comes at the cost of high switching losses, which are proportional to the adopted switching frequency.

- Fundamental frequency modulation (selective harmonic elimination or mitigation): this algorithm eliminates or mitigates several unwanted low-order harmonics, resulting in low output filter requirements, very low switching losses, and high efficiency. However, this comes at the cost of dynamics.

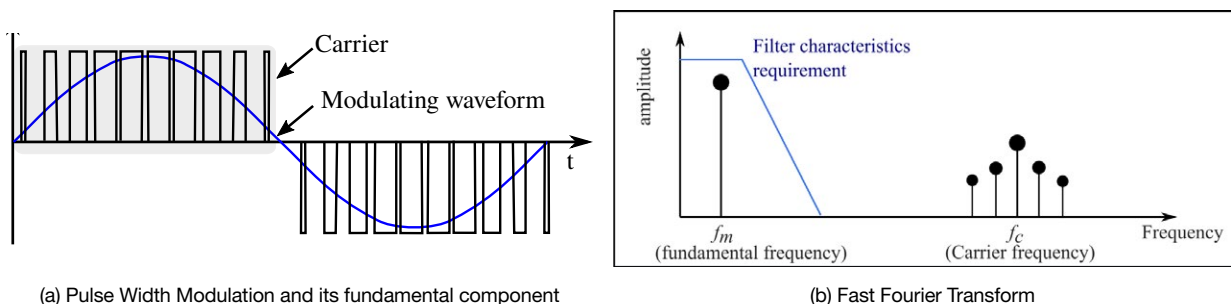
The following subsections introduce and analyse the main approaches.

3.1 High frequency PWM

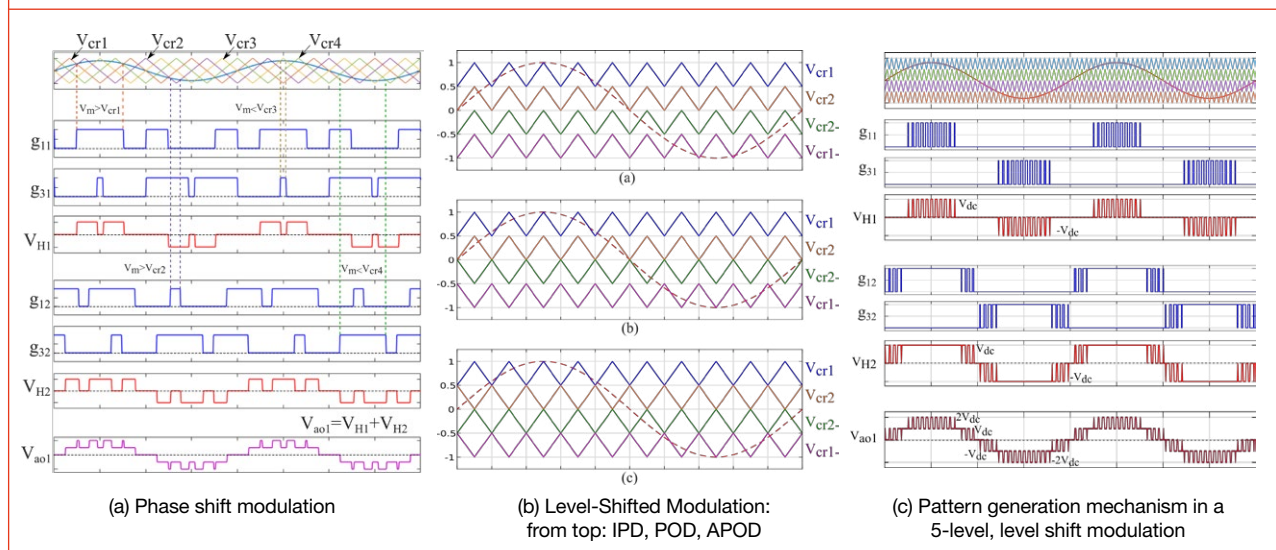
High-frequency schemes produce switching commands at high frequencies, resulting in harmonic content concentrated at these frequencies. At low frequencies, where the energy content is concentrated, the harmonic content is negligible. This makes the low-pass filter lightweight and inexpensive, while reducing losses and improving overall efficiency.

Figure 2 shows a typical pulse width modulation (PWM) signal alongside its fundamental component and the corresponding fast Fourier transform (FFT). These figures confirm that the harmonic content is concentrated around the carrier frequency, which is usually 100–200 times higher than the fundamental frequency and sometimes even higher. This has significant advantages in terms of smooth operation, filtering requirements and low noise levels. However, the main disadvantage is that losses are proportional to the switching frequency, which strongly impacts overall efficiency.

◆ **FIGURE 2** PWM and corresponding harmonic spectrum



◆ **FIGURE 3** High frequency multilevel modulations



High frequency multilevel PWM can be categorised broadly in:

- phase shift modulation (PS-PWM)
- level shift modulation (LS-PWM)
- space vector pulse width modulation (SV-PWM).

The first two categories are multicarrier. In phase-shift modulation (PS-PWM), as illustrated in Fig. 3a, a high-frequency triangular carrier signal undergoes two shifts of $2\pi/3$ before intersecting the modulating signal, typically a sine wave. The modulation index m_i , i.e., the ratio of the carrier to the modulating wave, regulates the output voltage. Performance depends on the carrier frequency and the modulation index. Higher values of m_i result in better performance. In level-shifted multicarrier pulse width modulation (LS-PWM), there are several options. In the in-phase disposition (IPD), all carrier waves are in phase and intersect the modulating waveform at different points, determining the generation of the switching patterns. In Phase-Opposite Disposition (POD),

all the carriers above the zero reference are in phase with each other but out of phase with those below the zero reference. Finally, in Alternative Phase-Opposite Disposition (APOD), the carriers are alternately in and out of phase with each other.

In terms of complexity, phase-shifted approaches are slightly simpler than level-shifted ones; neither requires complex mathematics. However, the performance of inverters differs, and a comparative analysis reveals the main differences, summarised in the following Table 1.

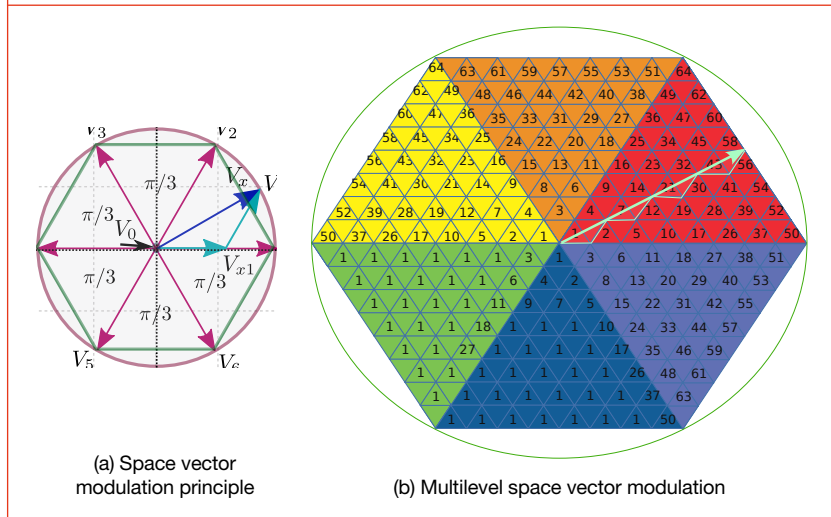
In Space Vector Modulation (SVM), a three-phase inverter can be divided into six sextants, with 2^3 possible switching states. Two of these states (“000” and “111”) correspond to the application of zero voltage V_o , while the remaining states correspond to the six voltage vectors shifted by $\pi/3$ in Fig. 4a. Two of these six voltage vectors are applied for a set period, each for a fraction of the sampling period, so that their vectorial sum $V_{x1} + V_{x2}$ corresponds to the control vector V_x , which

is calculated at each control interval by the control algorithm. This results in a rotating vector V_x that, in steady-state conditions, traces circles at the desired frequency, or helical patterns during transients. This modulation strategy can be implemented very effectively in conventional PWM inverters that employ modern microcontrollers, as the switching frequency is fixed and the

◆ **TABLE 1** Comparison among high frequency modulations

	Phase shifted modulation	Level shifted modulation
Device switching frequency	Same for all devices	Different
Device conduction period	Same for all devices	Different
Rotation of switching pattern	Not required	Required
Line to line voltage THD	Good	Better

◆ **FIGURE 4 Space vector modulation**



precision is high, resulting in an excellent response with low harmonic content. However, as Fig. 4a shows, the number of possible vector combinations is very high for a multilevel inverter, making SVM challenging to implement in real time.

It is difficult to reach a definitive conclusion. Although a simulation study suggests that an SVM would offer the best overall performance, its complexity in multilevel inverters makes it impractical. The PS and LS carrier-based methods are similarly complex, yet much simpler to implement. LS-PWM offers better total harmonic distortion, but the switching frequency and device conduction period are variable, which is a drawback. Therefore, the right choice must be evaluated on a case-by-case basis. As shown in Fig. 5, it is worth noting that performance improves at high modulation indexes and that the reduction in THD is more significant in the region of lower modulation indexes in LS-PWM than in PS-PWM.

Furthermore, although a sinusoidal wave was used as the modulating wave in all the above discussions, zero-sequence injection into the three-phase reference voltages creates a degree of freedom that allows performance to be optimised without affecting the fundamental output, which could effectively enhance the utilization of the DC bus here.

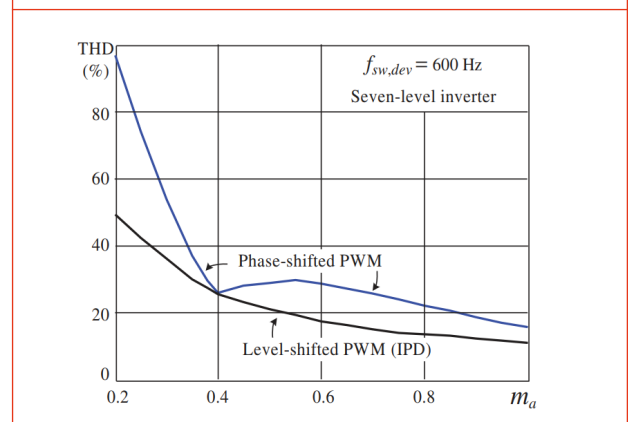
3.2 Fundamental frequency modulations

Low frequency modulations are known as Selective Harmonics Elimination (SHE) or Mitigation (SHM) methods and operate at the fundamental frequency of the modulating signal

to mathematically eliminate or reduce unwanted low-order harmonics without the use of passive filters. The positive impact in term of hardware complexity and cost is significant, particularly in grid-connected applications such as photovoltaic inverters, because of the strict constraints imposed by standards such as EN 50160, CIGRE WG 36-05, IEC 61000-3-6, IEC 61000-2-12 to harmonic pollution. Compared with high-frequency modulation, switching losses are negligible. Furthermore, the low-order harmonics either disappear or are significantly reduced, resulting in excellent overall efficiency, eliminating the need for an output passive filter and its associated costs, encumbrances and potential problems. Typically, SHE/SHM algorithms necessitate solving a

mathematical system comprising transcendental equations, confined within the full range of modulation indices or operating points, and yielding a set of switching angles to be applied to multilevel power devices. However, most of the methods proposed in the literature are computationally cumbersome and subject to convergence problems when iterative techniques such as Newton-Raphson, sequential quadratic programming and gradient optimization are used, particularly when the number of variables increases. Moreover, they usually consist of off-line computations of the switching angles stored in look-up tables scanned in real time by the controller. Examples of these techniques include the elimination theory

◆ **FIGURE 5 Total harmonic distortion vs. modulation index m_a**



and the concept of resultants, the Particle Swarm Optimization (PSO) theory and the Homotopy and gradient-based methods [1]. Alternatively, a suitable set of analytic equations can be defined to impose the harmonics to be eliminated and executed in real time. The values of the switching angles $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$ within the interval $[0, \pi/2]$ are calculated, in order to obtain the unmodified fundamental signal and eliminate or mitigate the predefined set of low-frequency harmonics. These methods involve identifying polynomials that, once solved, provide the values of the switching angles. Figure 6 illustrates the rationale behind pattern generation in a 7-level inverter.

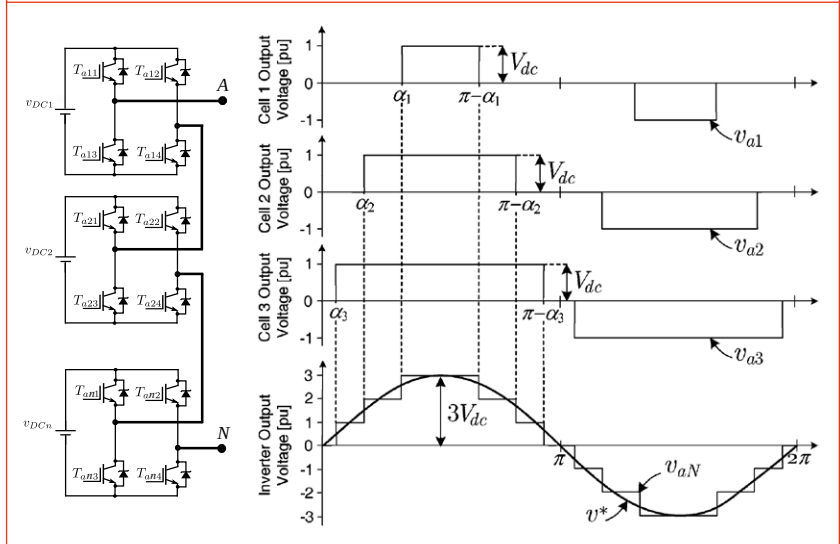
To increase the degree of freedom and improve results, it is possible to use DC sources with

fixed, different, or variable amplitudes. This is known as Pulse Amplitude Modulation (PAM)[2].

3.3 General considerations on modulations

Conventional PWM inverters operate at a high switching frequency (e.g., 20 kHz or more) in order to produce almost sinusoidal currents. However, the voltage changes between the limit values at the chosen frequency. This results in high switching losses, which increase proportionally to the frequency. Multilevel inverters, on the other hand, shape the voltage output according to the modulating signal. This enables them to operate at much lower frequencies (below 2 kHz, for example) using high-frequency modulation, or at the fundamental frequency modulation. Consequently, they experience limited or negligible switching losses. Currents are naturally smoothed, resulting in low harmonic content for both voltages and currents. These advantages extend to the loads: the multilevel staircase output voltage improves their behavior of the loads thanks to the low harmonic content and limited dv/dt achieved. Stress on the converter and load components is reduced by distributing the dv/dt across n power devices. Temperature and harmonic pollution are also reduced, and grid connection is improved for grid-connected applications. Although a multilevel inverter contains more power components than a conventional inverter, each component is subjected to only a fraction of the operating voltage. Consequently, it is much cheaper and faster. Reduced losses

◆ **FIGURE 6** Pattern generation with fundamental frequency modulation in a 7-level inverter



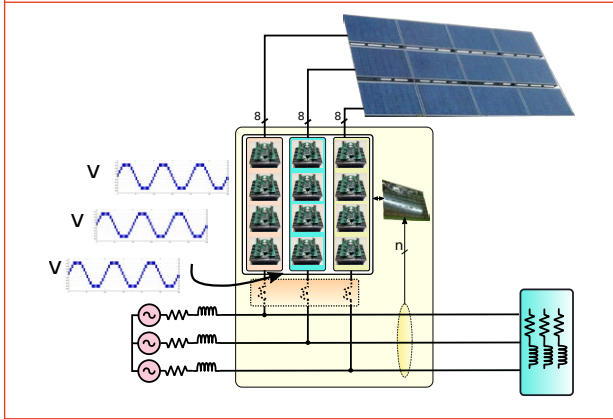
also mitigate heat dissipation issues and associated costs, thereby extending the inverter's lifetime. Due to their characteristics, MLIs can sustain a proportionally higher current than converters using devices with a full voltage rating. In the case of medium voltage operations, MLIs eliminate the need for a step-up power transformer, significantly impacting the overall budget. Further analysis shows that, when produced on a large scale, multilevel inverters are appealing in terms of both performance and cost compared with conventional PWM [3]. Once a circuit topology has been selected or developed, a control algorithm is required to calculate the output signal based on feedback signals derived from physical quantity measurements such as current, voltage, frequency and phase. MLIs typically do not require specific algorithms in this regard, except in special circumstances that are beyond the scope of this note.

4. MODULAR MULTILEVEL INVERTERS FOR PHOTOVOLTAICS

As discussed in previous sections, cascaded H-bridge inverters are a highly effective solution for developing a new type of photovoltaic inverter. Although the first studies date back over fifteen years [4], the technology has yet to be adopted by the industry.

Figure 7 shows a photovoltaic (PV) inverter scheme incorporating a multilevel inverter (MLI). The photovoltaic panels are arranged in $n \times m$ independent arrays and connected to

◆ **FIGURE 7 Multilevel inverter for photovoltaic plant**



the available H-bridges. Here, n corresponds to the number of H-bridge cells in each phase, while m represents the number of phases. In the figure the number of arrays per phase is $n = 4$, leading to: $l = 2n + 1 = 9$ levels. There are 12 PV arrays in total. As many high-power PV inverters on the market have 12 maximum power point tracking (MPPT) [5] subsystems, a 9-level, three-phase multilevel inverter (MLI) can serve as a plug-and-play replacement. Maximum power point tracking (MPPT) can be achieved using independent DC/DC converters, thereby decoupling the MPPT function from the inverter's operation. Alternatively, MPPT can be assigned to each cell, albeit at the cost of reduced flexibility and potential efficiency loss. Increasing the number of levels and the amplitude of each cell eliminates the need for a step-up transformer, enabling a direct medium-voltage connection. For instance, using 17 cells operating at 650 V per phase enables connection to a 11 kV line. The 650 V voltage has been chosen to enable the use of standard industrial IGBTs. Changing the voltage rating of power devices and/or the number of H-bridges, results in an inverter's rating.

◆ **FIGURE 8 Typical multilevel waveforms**

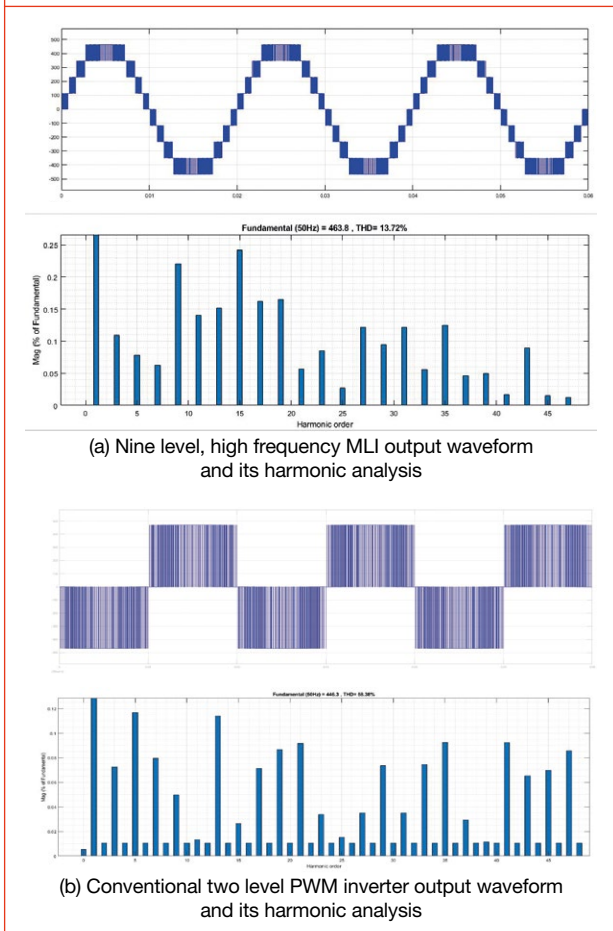
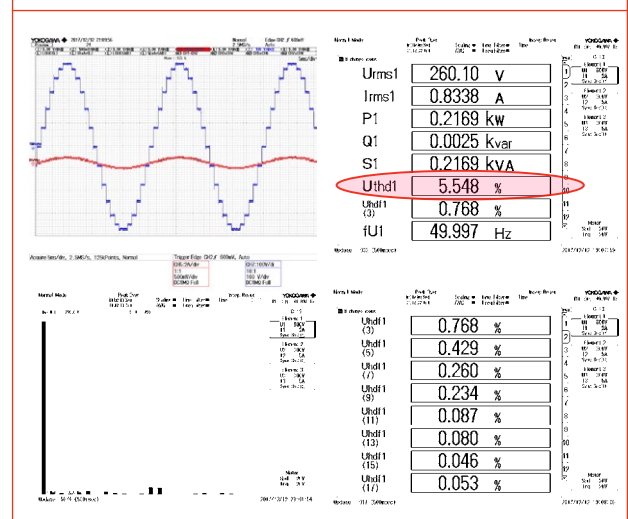
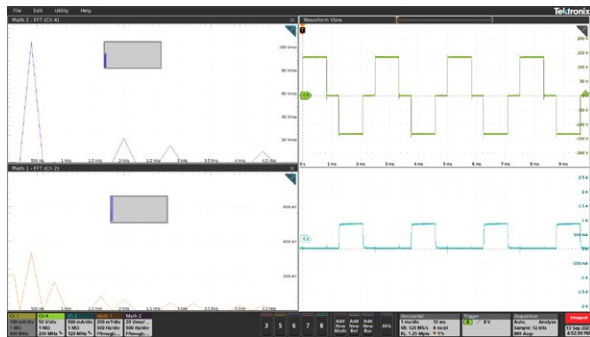


Figure 8 illustrates the difference between a 9-level pulse width modulation (PWM) inverter and a conventional 2-level PWM inverter. Harmonic analysis shows that the THD at the output of the MLI without a filter decreases by up to 13.72%, compared to 58.38% for the conventional PWM inverter. This means that a simple inductive (L) or inductive-capacitive (LC) output filter would suffice to satisfy grid standards. It is worth noting that MLIs can be asymmetric; that is to say, the $n \times m$ separated sources could

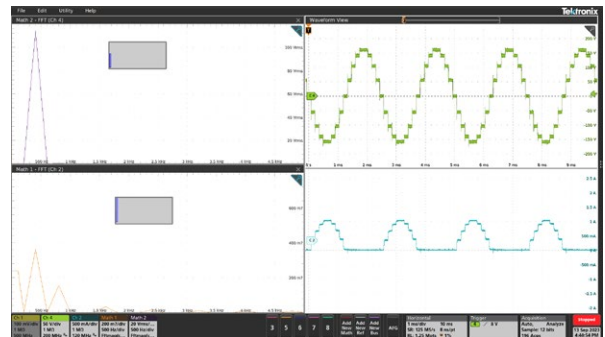
◆ **FIGURE 9 13-level multilevel asymmetric modulation (PAWM)**



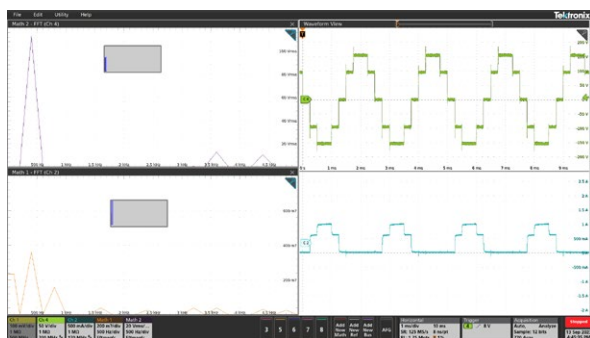
◆ **FIGURE 10** Behaviours of MLIs with a different number of levels and PAWM



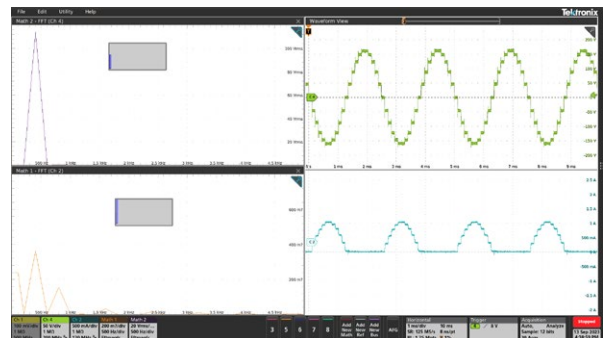
(a) Three level



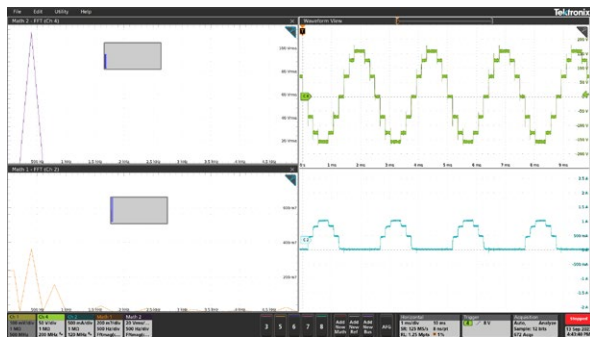
(d) Nine level



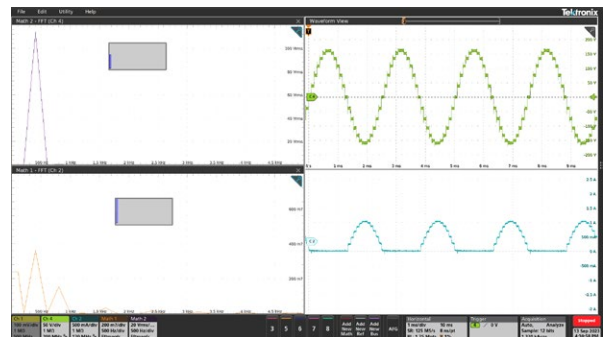
(b) Five level



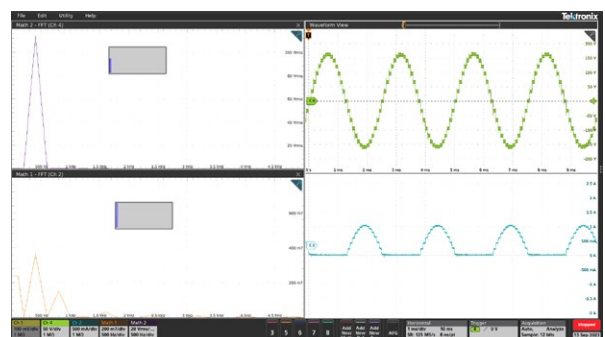
(e) Eleventh level



(c) Seven level



(f) Thirteen level



(g) Fifteen level

operate at different fixed or variable voltage amplitudes. Using a suitable modulation algorithm, such as pulse amplitude width modulation (PAWM) [2], can improve the overall total harmonic distortion at practically no cost. This is evident in the following figure, which was obtained using six cells supplied at different amplitudes and at the fundamental frequency. The output voltage closely respects grid standards, and the current is almost sinusoidal. Figure 9 shows 13-level pulse amplitude width modulation (PAWM) and the corresponding total harmonic distortion and individual percentage harmonic content. In this modulation, each power source (V_{DC}) applies its own voltage, resulting in a more accurate representation of the reference waveform. Notably, this result was achieved without passive filters, which highlights the potential of this approach.

The following Figures 10 show and compare the outputs of MLI modulated at a fundamental frequency of 400 Hz with a different number of levels. The FFT signals of the outputs are displayed on the left, the output on the right.

5. DIGIPOWER MODULAR MULTILEVEL CONVERTER

DigiPower Srl, an innovative PMI based in L'Aquila, Italy, has designed and prototyped a complex, flexible and effective modular multilevel architecture [6]. This comprises up to 48 intelligent cells, each with local digital signal processor (DSP), as well as a central board incorporating two field programmable gate arrays, and a DSP. This is shown in Fig. 11a.

Figure 11b shows a single H-bridge cell, which has a rating of 20 kW and can accommodate either MOSFETs or IGBTs with TO-247 case. With minor modifications it can also use silicon carbide MOSFETs (SiC). To exploit full modularity, it has been designed with two half-bridge boards, each with its own driver board, and one DSP board with a TMS320F28377S.

Figure 12a shows the block diagram of the control board shown in Fig. 12b, which is the core of the modular multilevel converter. The control board employs an Intel CYCLONE V 5CEBA9F31 FPGA, an Intel MAX10 10M16DAF484 FPGA and a TMS320F28379D DSP and can generate up to 192 gate signals. The MAX10 can be configured as either a bus extender for the CYCLONE V or as an independent FPGA. Compared

◆ **FIGURE 11 DigiPower Modular Multilevel Converter**



(a) 48 cell modular multilevel converter

(b) H-Bridge cell

with a single, more complex FPGA with a higher pin count than the adopted Cyclone V, this solution offers unparalleled flexibility and performance at a low cost. The board offers excellent computational capability and flexibility when it comes to implementing software. Moreover, it has a full set of I/O channels: 52 bidirectional channels for point-to-point communication with up to 48 H-bridges or other SPI-capable devices such as ADC/DAC boards. It also includes multiple general-purpose I/O channels, as well as USB, UART, RS232-C and Ethernet.

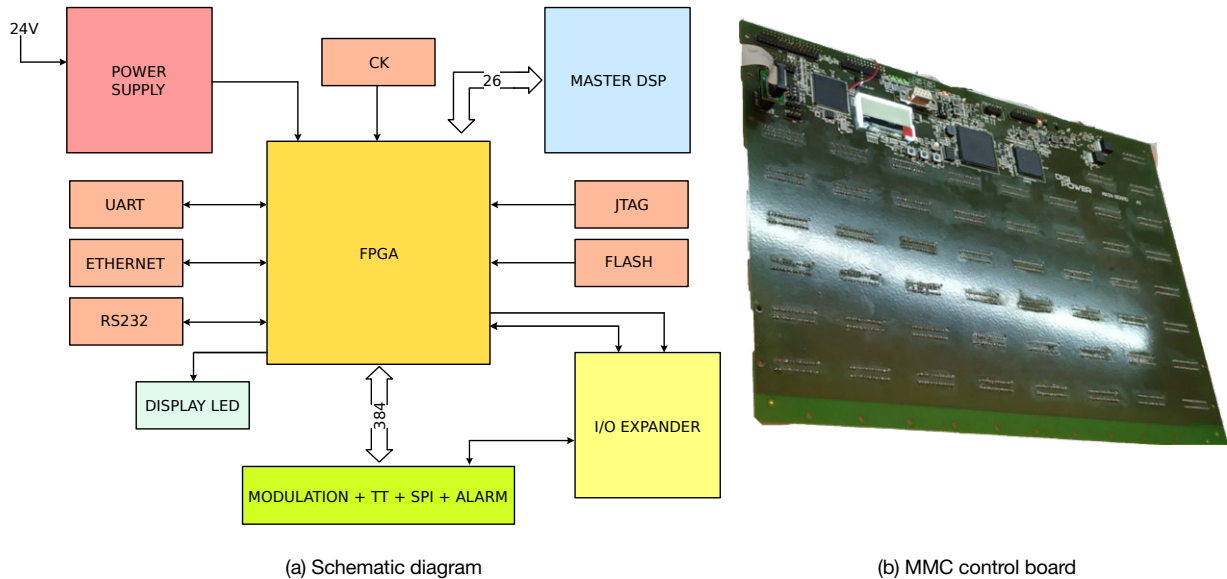
The DigiPower modular multilevel converter is highly versatile and can be used for a wide range of applications, including motor drives, active filters, static compensators (STATCOMs), ultra-fast recharging stations and smart transformers. It is also ideal for developing a new generation of high-power photovoltaic inverters and offers numerous advantages, including modularity, performance, scalability and power ratings exceeding one megawatt.

6. SOME EXPERIMENTAL RESULTS

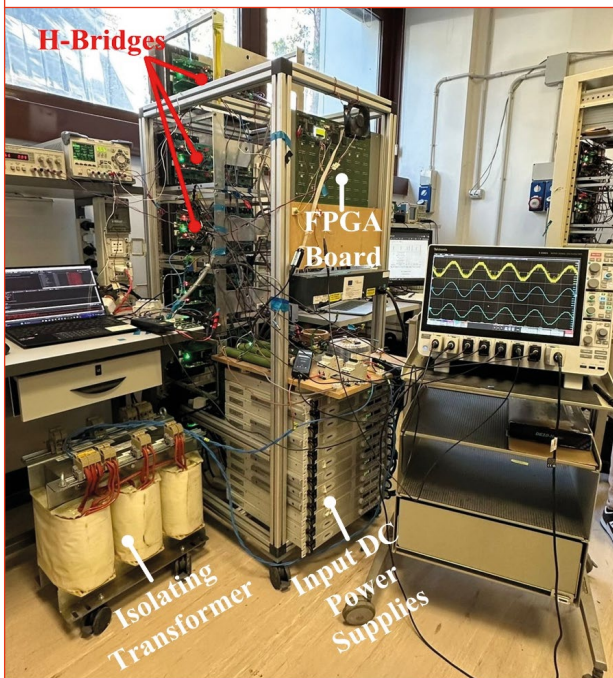
By using a DigiPower MMC platform, an experimental setup of the modular multilevel converter has been assembled at the ICT for Energy lab at the University of L'Aquila. The test rig consists of 12 H-bridges that can easily be configured as a nine-level, three-phase system; a 25-level, single-phase, CHB system; or an asymmetric cascaded H-bridge (ACHB) converter with up to 256 levels.

To demonstrate the practical feasibility of a modular CHB multilevel converter in photovoltaic applications, the test rig has been connected to a 230 V single-phase grid via an LCL

◆ **FIGURE 12 DigiPower control board**



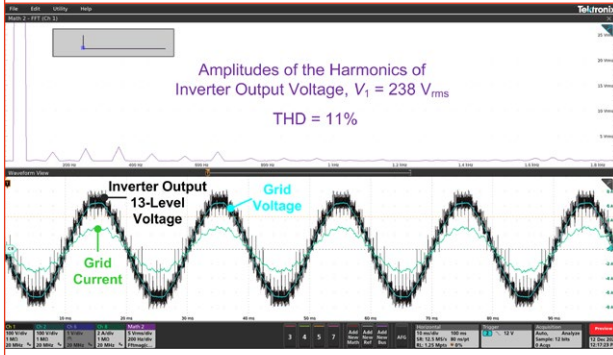
◆ **FIGURE 13 13-level single phase configuration of the DigiPower modular multilevel inverter**



filter. Figure 13 shows the laboratory test rig. Three-phase inverters can be easily assembled using the appropriate number of cells. The control algorithm, synchronization and modulation strategies can remain unchanged. Initially, the DC-link voltage for each of the six H-bridges is supplied by DC power supplies set to 60 V.

Grid voltage is measured using a DigiPower analogue-to-digital converter (ADC) board and transmitted to the DigiPower main control board via a serial peripheral interface (SPI) for processing by a phase-locked loop (PLL) routine based on a second-order generalised integrator (SOGI) [7]. The sinusoidal output of the SOGI-based phase-locked loop (PLL) is multiplied by the reference current amplitude. This product is then compared with the feedback current, which is measured by a current sensor and acquired by the digital signal processor (DSP) via an analogue-to-digital converter (ADC). The resulting error signal is processed by a number of parallel proportional-resonant (PR) controllers up to the ninth harmonic, which are implemented in the DSP. The output of the controller, i.e., the reference voltage waveform for the modulator, is sent to the Cyclone V on the DigiPower control board via the SPI. Here, a triangular carrier signal is used to generate a switching frequency of 1.667 kHz per H-bridge, resulting in an effective switching frequency of 10 kHz. A sinusoidal reference is compared

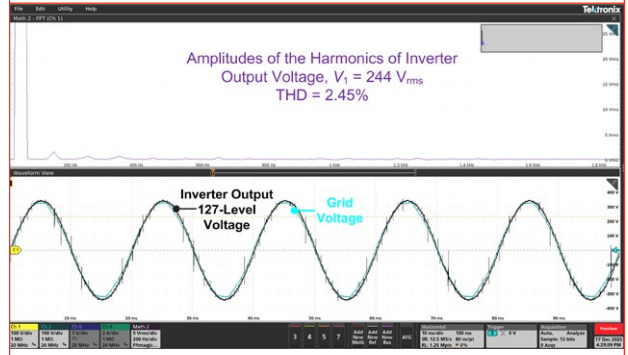
◆ **FIGURE 14** 13-level output waveform acquired from the ACHB converter with six cascaded H-bridges



with six phase-shifted carrier signals, each of which operates at a switching frequency of 10 kHz and has a uniform phase shift of $\pi/6$ between adjacent carriers. The resulting 13-level output voltage waveform is shown in the following figure. The phase-shifted carriers distribute the switching events among the H-bridges, while maintaining an identical switching frequency and duty-cycle pattern across all cells.

The same hardware configuration can be used to obtain a 127-level output waveform by choosing six different input voltages (V_{DC} , $2V_{DC}$, $4V_{DC}$, $8V_{DC}$, $16V_{DC}$, $32V_{DC}$). This solution can be easily obtained by arranging the PV modules according to the modulation strategy or by controlling the amplitude of the various V_{DC} sources. It can also be generated by converting a desired instantaneous level command ($0, \dots, 63$ in each quarter cycle) into the binary states of the six cascaded H-bridges using simple Boolean logic (XOR/OR). This “digital” modulation naturally distributes commutation activity across the cells: lower-voltage H-bridges commute more frequently, while higher-voltage H-bridges only switch when the reference crosses the corresponding binary thresholds. For an ideal uniform 127-level staircase at 50 Hz, the effective number of commutations per half-cycle for the k -th H-bridge is given by $N_{k, half} = 2^{7-k}$ ($k = 1, \dots, 6$) yielding effective commutation frequencies of $2^{7-k} \times 50 = 3.2$ kHz (V_{DC}), 1.6 kHz ($2V_{DC}$), 0.8 kHz ($4V_{DC}$), 0.4 kHz ($8V_{DC}$), 0.2 kHz ($16V_{DC}$), and 0.1 kHz ($32V_{DC}$). This behavior can be interpreted directly from the binary structure of the modulation. The H-bridge lowest-voltage represents the least significant bit and therefore toggles between ON and OFF at every increment of the output level, being ON

◆ **FIGURE 15** 127-level output waveform acquired from the ACHB converter with six cascaded H-bridges



for all odd levels and OFF for all even levels. Conversely, the highest-voltage H-bridge ($32V_{DC}$), which correspond to the most significant bit, remains OFF for all output levels below $31V_{DC}$, turns ON for levels between $32V_{DC}$ and $63V_{DC}$, and commutates only when the waveform crosses the $31/33V_{DC}$ transition. Intermediate H-bridges follow the same pattern at progressively lower thresholds, consistent with their binary weights. The timing constraint is set by the minimum dwell time between successive level changes, which is approximately $5 \text{ ms}/63 \approx 79 \mu\text{s}$ for an ideal uniform staircase in a quarter cycle. In the experimental implementation, the FPGA update period ($100 \mu\text{s}$) quantises switching instants such that the converter retains full 127-level capability.

However, some intermediate level transitions may be merged or skipped due to the discrete timing resolution. The resulting waveform for this modulation is shown in the following Figure 15. It is worth noting that the adopted DigiPower system is highly flexible allowing for quick implementation of various configurations, control strategies and modulation techniques. As can be seen in the figures, the MMC output voltage is synchronised with the grid voltage, and the measured voltage total harmonic distortion (THD) is approximately 2.5%, yielding a nearly sinusoidal waveform. By way of comparison, a more conventional symmetric configuration would exhibit a voltage THD of around 11%, while requiring a DC-link voltage of $350/6 \approx 58.3$ V per H-bridge. The results using fundamental frequency modulation are shown in Fig. 9. In this case the THD is 5.548%. Work is currently in progress in order to extended experimental verifications and to implement, compare and improve different modulation strategies.

7. CONCLUSION

Modular multilevel inverters are a highly innovative and flexible solution that offers significant advantages in terms of efficiency, performance and reliability for high-power photovoltaic plants. They can replace conventional two-level

inverters and offer several advantages in terms of efficiency, performance, reliability and cost. This paper begins with a brief overview of MMC technology before introducing the DigiPower MMC and demonstrating its feasibility as a grid-connected inverter for photovoltaics using a six-cell system. ♦

REFERENCES

- [1] A. Ghasemian, S. Mohamadian, C. Buccella and C. Cecati, "Gradient-Based Search Algorithm for Selective Harmonic Elimination in Cascaded H-Bridge Multilevel Converters," in *IEEE Trans. on Ind. Electron.*, vol. 72, no. 5, pp. 4877-4888, May 2025, doi: 10.1109/TIE.2024.3476956.
- [2] C. Buccella, M.G. Cimatorini, M. Tinari, C. Cecati, "A new pulse active width modulation (PAWM) for multilevel converters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 34, no. 8, pp. 7221- 7229, Aug. 2019.
- [3] A. M. Saif, C. Buccella, V. Patel, M. Tinari and C. Cecati, "Design and Cost Analysis for STATCOM in Low and Medium Voltage Systems," *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Washington, DC, USA, 2018, pp. 3938-3943, doi: 10.1109/IECON.2018.8591502.
- [4] C. Cecati, F. Ciancetta and P. Siano, "A Multilevel Inverter for Photovoltaic Systems With Fuzzy Logic Control," in *IEEE Trans. on Ind. Electron.*, vol. 57, no. 12, pp. 4115-4125, Dec. 2010, doi: 10.1109/TIE.2010.20441.
- [5] <https://us.sungrowpower.com/productDetail/2683/string-inverters-sg200hx-us>.
- [6] DigiPower. "DigiPower Website". (2023) [Accessed: November 25, 2025]. [Online]. Available: <https://digipower.it>
- [7] S. Mohamadian, H. Pairo and A. Ghasemian, "A Straightforward Quadrature Signal Generator for Single-Phase SOGI-PLL With Low Susceptibility to Grid Harmonics," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 69, no. 7, pp. 6997-7007, July 2022, doi: 10.1109/TIE.2021.3095813.



ONE UP: Biomimetic Photocatalytic Nanostructures for Self-Cleaning and Enhanced Efficiency of Solar Panels

◆ **Norberto Roveri¹, Giuseppe Versari², Matteo Giovanni Pichierri³**

1 Department of Chemistry “G. Ciamician”, **University of Bologna**

2 Production Chemist, **Taleta S.r.l.**, Granarolo dell’Emilia (BO)

3 Commercial Marketing Specialist, **Taleta S.r.l.**, Granarolo dell’Emilia (BO)

Taleta S.r.l. – Granarolo dell’Emilia (BO). Owner of the patented One-Up technology.

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0029](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0029)

ABSTRACT

Photovoltaic panels require periodic cleaning to maintain high energy performance, as the accumulation of dust, atmospheric pollutants, and biological contaminants causes irregular and hardly predictable efficiency losses. Currently available market solutions are mainly based on conventional detergents or hydrophobic coatings which, although capable of reducing dirt adhesion, introduce an additional surface layer that can limit light transmission.

This work describes an innovative biomimetic approach based on a hydroalcoholic suspension of zinc-

doped titanium dioxide nanocrystals in the anatase phase, characterized by high photocatalytic activity. The treatment, applied by spraying at a dosage of 0.6 mL m^{-2} , does not generate a continuous surface film but instead reproduces a functional nanostructure inspired by lotus leaves, characterized by a reversible alternation between hydrophilic and hydrophobic states.

Under solar UV irradiation, the treated surface becomes strongly hydrophilic, promoting uniform water spreading and pollutant solubilization; in the absence of light, the surface reverts to a hydrophobic state, allowing spherical water droplets to roll off and remove residues according to the so-called “lotus effect”. Simultaneously, the photocatalytic reaction generates radical species capable of degrading organic contaminants, inactivating microorganisms, and transforming NO_x , SO_x , CO_x , and VOCs into easily removable compounds.

Thanks to a chemically stable adhesion mechanism to the silica-based surface of the panel, the treatment maintains its effectiveness for many years without the need for reapplication, drastically reducing maintenance costs and water consumption while ensuring long-term energy efficiency. The material was synthesized according to patent no. 102025000001332.

1. INTRODUCTION

The progressive deployment of photovoltaic systems at industrial and utility scale has made the long-term preservation of energy performance an increasingly critical issue. Although technological advances in module design have led to significant improvements in nominal efficiencies and initial electrical parameters, these performances are strongly dependent on the surface condition of the cover glass, which represents the primary interface between the module and the external environment.

In particular, the phenomenon known as soiling (1)—namely the progressive accumulation of mineral dust, atmospheric particulate matter, organic residues, industrial contaminants, and biological colonization—represents one of the main causes of efficiency loss in photovoltaic systems. The deposition of such contaminants reduces the optical transmittance of the glass, thereby decreasing the amount of solar radiation effectively reaching the cells, with direct and cumulative effects on energy production.

Numerous studies reported in the literature show that production losses associated with soiling may vary significantly depending on geographical, climatic, and environmental conditions, with reductions that, in the absence of adequate mitigation strategies, may exceed 10–15% per year. In arid or semi-arid regions, or in areas characterized by high concentrations of mineral dust, sand, or industrial aerosols, these losses can occur over very short time scales. Furthermore, the highly non-linear and poorly predictable nature of the phenomenon—strongly influenced by sporadic meteorological events, seasonal cycles, and local specificities—complicates the optimization of maintenance schedules and the accurate evaluation of cost–benefit ratios.

The most widely adopted practice to restore performance consists of periodic panel washing, typically performed two to three times per year using water, sometimes supplemented with detergents or surfactants. While this approach allows temporary recovery of efficiency, it presents several technical, economic, and environmental drawbacks. From an operational perspective, washing requires specialized labor, dedicated equipment, plant downtime, and complex logistics, particularly for large utility-scale installations or sites with limited accessibility.

From an environmental and ethical standpoint, intensive water use represents an increasingly critical issue. The water demand associated with cleaning operations can reach substantial annual volumes, becoming particularly problematic in regions affected by water stress, resource scarcity, or competition with agricultural and civil uses. In such contexts, the use of water for photovoltaic maintenance raises concerns regarding the overall sustainability of the process and the true environmental balance of renewable energy production.

In recent years, alternative solutions based on hydrophobic surface coatings or materials marketed as nanotechnological have been proposed, aiming to reduce dirt adhesion and limit washing frequency. However, many of these solutions rely on continuous coatings that introduce an additional layer on the glass surface, with intrinsic limitations in terms of mechanical durability, chemical stability, and resistance to environmental stressors (2). In several cases, such coatings also modify the surface refractive index, leading to undesired effects on light transmission and, consequently, on overall energy performance.

Within this framework, One UP represents an innovative treatment developed according to a biomimetic approach. It does not behave as a conventional coating, but rather as a

nanostructured functionalization of the panel surface. The treatment exploits the photocatalytic properties of zinc-doped titanium dioxide nanocrystals in the anatase phase, applied in a manner that enables direct interaction with the silica-based glass surface without forming continuous films.

Through this approach, One UP imparts persistent self-cleaning, antibacterial, and anti-pollution properties to the glass, promoting the degradation of organic substances and reducing contaminant adhesion. This leads to a significant decrease in the need for washing operations, with positive impacts both on operating costs and, more importantly, on environmental and ethical sustainability through a drastic reduction in water consumption. Moreover, the treatment operates without penalizing light transmission, preserving the optical performance of the module and contributing to the stable maintenance of energy production over time.

2. STATE OF THE ART

Current strategies adopted to control soiling and maintain photovoltaic panel efficiency can be broadly classified into three main categories: mechanical or chemical cleaning interventions, functional surface coatings, and materials claimed to be nanotechnology-based (3).

Conventional detergents, generally formulated to remove dust and organic residues, provide immediate but transient benefits. The lack of any subsequent protective action necessitates repeated washing, resulting in high cumulative costs. Additionally, detergent use may pose risks of surface abrasion and release of chemical residues potentially harmful to the environment.

Hydrophobic or superhydrophobic coatings aim to reduce dirt adhesion by modifying surface wettability. While such solutions may be effective in the short term, the forma-

tion of a continuous layer on the glass inevitably alters the refractive index and partially reduces optical transmittance. Furthermore, many of these coatings undergo progressive degradation under the combined effects of UV radiation, thermal cycling, and atmospheric agents.

A further category includes materials marketed as nanotechnological, employing nanoparticles of mineral or synthetic origin. However, simple dimensional reduction is not sufficient to ensure high photocatalytic activity. Parameters such as crystalline phase, degree of crystallinity, morphology, specific surface area, and chemical composition are crucial. In many cases, these requirements are not met, resulting in limited effectiveness and poor durability.

In light of these considerations, there is a clear need for alternative solutions capable of combining high self-cleaning efficiency, long-term stability, and the absence of negative effects on the optical performance of photovoltaic panels. One UP addresses these requirements through a biomimetic and photocatalytic approach that overcomes the limitations of currently available technologies.

3. ONE UP TECHNOLOGY

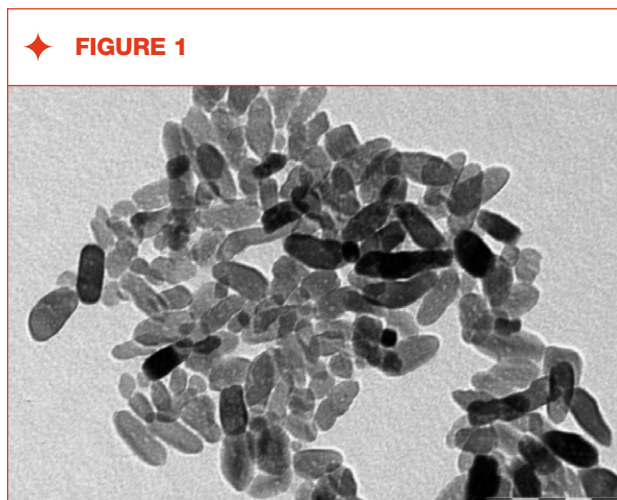
One UP consists of a hydroalcoholic suspension containing zinc-doped titanium dioxide nanocrystals in the anatase phase, synthesized through a patented process. The selection of the anatase phase (4) is deliberate: among the TiO_2 polymorphs (rutile, anatase, and brookite), anatase exhibits the highest photocatalytic activity due to its metastable crystal structure, higher oxidation potential of photogenerated holes, and greater density of reactive surface sites.

The obtained nanoparticles have an average size of approximately 20 nm, a lamellar morphology, and a high specific surface area ($\sim 220 \text{ m}^2 \text{ g}^{-1}$). These characteristics are essential for maximizing interactions between the photocatalytic material and chemical species present on the panel surface (Figure 1).

The treatment is applied by uniform spraying onto the glass surface of the photovoltaic panel at a dosage of 0.6 mL m^{-2} . During deposition, evaporation of the alcoholic component promotes nanoparticle proximity to the silica substrate and the establishment of electrostatic and chemical interactions, leading to stable surface functionalization.

3.1 Photocatalytic and Biomimetic Mechanism of Action

The performance of the One UP treatment relies on a dual synergistic mechanism: the photocatalytic activity of Zn-doped TiO_2 nanocrystals and a biomimetic behavior inspired by natural self-cleaning surfaces, particularly lotus leaves.



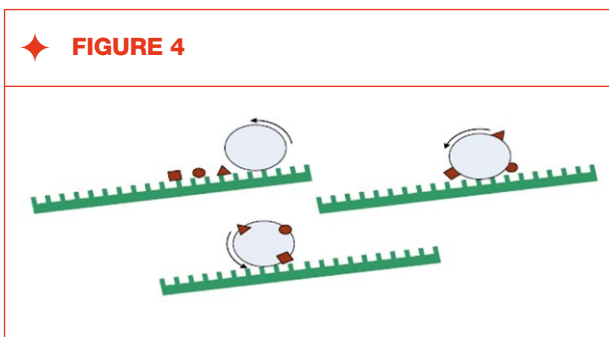
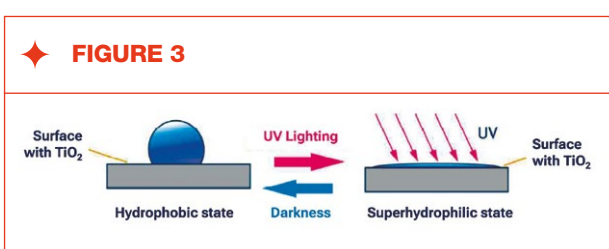
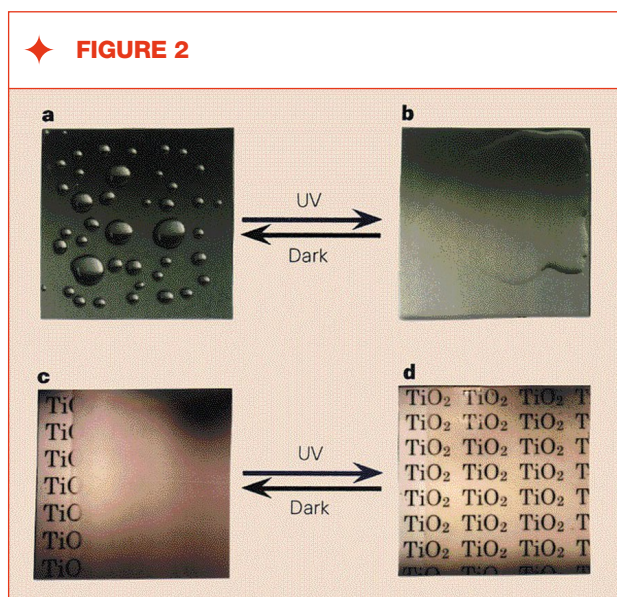
From a photocatalytic standpoint, UV radiation present in the solar spectrum provides sufficient energy to promote electrons from the valence band to the conduction band of the semiconductor, generating electron-hole pairs. The holes oxidize adsorbed water molecules to form highly reactive hydroxyl radicals, while electrons reduce molecular oxygen, producing anionic radical species (5).

These reactive species are responsible for the oxidative degradation of organic contaminants deposited on the panel surface, including carbonaceous residues, volatile organic compounds, and biological materials. Simultaneously, the generated radicals irreversibly damage the cell membranes of bacteria, molds, and algae, inhibiting their proliferation and biofilm formation.

Zinc doping extends photocatalytic activity toward longer wavelengths compared to pure TiO₂, improving system efficiency even under suboptimal irradiation conditions.

In parallel with photocatalysis, the treatment induces a reversible modification of surface wettability. Under UV irradiation, the treated surface becomes superhydrophilic: rain-water or condensation spreads uniformly, forming a continuous film that promotes solubilization and removal of degraded pollutants. In the absence of light, the surface reverts to a hydrophobic state, with water droplets assuming a spherical shape and rolling off the surface, removing solid residues according to the so-called “lotus effect” (Figure 2).

The cyclic alternation of these two states during day-night cycles ensures continuous self-cleaning without the need for external intervention or reapplication (Figures 3 and 4).



3.2 Stability and Durability of the Treatment

One of the most relevant features of the One UP treatment is its high long-term stability, which clearly differentiates it from conventional surface coatings. Durability is associated with the specific adhesion mechanism of Zn-doped TiO₂ nanoparticles to the silica-based glass surface of the photovoltaic panel.

Within a pH range of 3 to 7, the nanoparticles exhibit a positive zeta potential, while the silica substrate of the glass is characterized by a negative zeta potential (6). This marked surface charge difference promotes an electrocoagulation process, resulting in strong electrostatic attraction and the formation of particularly stable chemical bonds between particles and substrate.

Unlike many traditional coatings, One UP nanoparticles are not embedded in a polymeric matrix nor subjected to high-temperature densification processes. Their partially amorphous nature allows, over time, the formation of additional covalent bonds through condensation reactions between surface hydroxyl groups on the particles and those present on the silica glass. This leads to progressive consolidation of surface functionalization.

Durability tests conducted five years after application demonstrated not only preservation of the bond between the treatment and the substrate, but further strengthening of adhesion, confirming the suitability of the system for long-term applications under real environmental conditions.

4. ENVIRONMENTAL AND ENERGY IMPACT

The impact of the One UP treatment should be assessed not only in terms of surface effectiveness, but also considering its energy, environmental, and operational implications throughout the life cycle of a photovoltaic installation. Soiling is one of the main non-structural causes of yield loss, directly affecting annual energy production and, consequently, plant profitability.

The continuous self-cleaning action induced by the treatment drastically reduces the frequency of manual washing operations. In medium- and large-scale plants, this translates into significant reductions in operational expenditures (OPEX), associated not only with water consumption, but also with labor, mechanical equipment, and production downtime. In water-stressed regions or under stringent environmental regulations, the reduced water demand for module cleaning represents an additional strategic advantage in terms of sustainability.

From an energy perspective, maintaining a clean and optically transparent surface stabilizes electrical output over time, limiting seasonal fluctuations unrelated to meteorological or irradiation factors. Furthermore, the ability of the treatment to partially reflect infrared radiation helps to mitigate surface temperature increases of the modules, reducing efficiency losses associated with the negative temperature coefficient typical of photovoltaic panels (Table 1).

The photocatalytic activity of Zn-doped TiO₂ also exerts an active anti-pollution effect on the surrounding environ-

ment. The degradation of nitrogen oxides (NO_x), sulfur oxides (SO_x), volatile organic compounds (VOCs), and other atmospheric pollutants contributes, albeit locally, to improved air quality, enhancing the overall environmental value of the photovoltaic installation and its role within sustainable energy transition strategies.

Another relevant aspect concerns long-term module durability. Reduced accumulation of persistent surface contaminants and decreased need for mechanical cleaning indirectly contribute to extending the service life of photovoltaic panels. Frequent traditional cleaning cycles can induce micro-abrasion of the glass, mechanical stress on frames, and surface wear, potentially affecting optical transmittance and structural integrity. The preventive and continuous action of One UP limits these stresses, favoring preservation of the optical and functional properties of the cover glass.

Regarding safety and material compatibility, the treatment has undergone independent laboratory testing conducted by TÜV-certified third-party institutions, confirming the absence of harmful effects on photovoltaic modules. Tests demonstrated that One UP application does not alter glass properties, compromise material integrity, or induce electrical or structural degradation, confirming its suitability for use on operational photovoltaic installations under both controlled and prolonged environmental exposure conditions.

5. CONCLUSION

The One UP treatment represents an advanced nanotechnological solution for the long-term maintenance of photovoltaic panel efficiency, clearly distinguishing itself from conventional technologies currently adopted for soiling mitigation. Unlike traditional polymeric coatings, which introduce continuous surface layers with potential adverse effects on optical properties and durability, One UP operates as a stable surface functionalization based on photocatalytic nanocrystals chemically anchored to the silica substrate, without altering light transmission.

Comparison with existing strategies highlights that scheduled cleaning systems provide immediate but intrinsically temporary effectiveness, failing to address the physicochemical mechanisms responsible for dirt adhesion and often relying on empirical optimization. Similarly, conventional hydrophobic coatings, while improving water runoff initially, are prone to degradation induced by UV radiation, thermal cycling, and atmospheric agents, leading to loss of uniformity, reduced optical performance, and frequent reapplication requirements.

The biomimetic approach adopted by One UP enables a dynamic system capable of alternating hydrophilic and hydrophobic states as a function of irradiation conditions, en-

◆ **TABLE 1**

Time (min)	ONE UP	Whithout
0	20,0	20,0
2	22,5	23,0
5	24,0	25,5
10	29,0	30,0
18	31,5	33,0
25	33,0	34,0
30	34,0	35,5
40	37,0	38,5
50	39,0	41,0
60	42,5	43,5
200	47,0	49,0
220	46,5	48,0
Temperature (°C)		

sureing continuous and autonomous self-cleaning. The high photocatalytic activity of Zn-doped anatase TiO₂ nanocrystals promotes degradation of organic contaminants, inhibition of microbial proliferation, and transformation of atmospheric pollutants into easily removable species, proving particularly effective in urban and industrial environments characterized by complex contamination profiles.

Although photocatalytic efficiency is inherently correlated with UV availability, Zn doping extends activity toward the visible spectrum; moreover, even under reduced irradiation, the hydrophilic–hydrophobic alternation mechanism continues to support physical residue removal. The demonstrated

long-term stability of the treatment, combined with reductions in maintenance costs, water consumption, and yield losses, makes One UP particularly suitable for large-scale industrial applications, both in newly installed plants and in retrofit interventions.

Within the context of energy transition and increasing attention to sustainability in power generation systems, One UP represents a significant advancement over existing technologies, enabling a shift from reactive to preventive soiling management, with measurable benefits in terms of energy performance, environmental impact reduction, and operational cost optimization of photovoltaic installations. ♦

REFERENCES

- Ilse, K. K., Figgis, B. W., Naumann, V., Hagendorf, C., & Bagdahn, J. (2018). Fundamentals of soiling processes on photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 98, 239–254. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.015>
- Oehler, G. C., Lisco, F., Bukhari, F., Uličná, S., Strauss, B., Barth, K. L., & Walls, J. M. (2020). Testing the durability of anti-soiling coatings for solar cover glass by outdoor exposure in Denmark. *Energies*, 13(2), 299. <https://doi.org/10.3390/en13020299>
- Hassan, S., & Dhimish, M. (2022). Review of current state-of-the-art research on photovoltaic soiling, anti-reflective coating, and solar roads deployment supported by a pilot experiment on a PV road. *Energies*, 15(24), 9620. <https://doi.org/10.3390/en15249620>
- Zhang, J., Zhou, P., Liu, J., & Yu, J. (2014). New understanding of the difference of photocatalytic activity among anatase, rutile and brookite TiO₂. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 16, 20382–20386. <https://doi.org/10.1039/C4CP02201G>
- Liu, J., Chen, Y., Zhang, X., Li, H., & Wang, Q. (2021). Photocatalytic reactive oxygen species generation activity of TiO₂ improved by the modification of persistent free radicals. *Environmental Science: Nano*, 8, 3846–3854. <https://doi.org/10.1039/D1EN00832C>
- Kralchevsky, P., Miller, R., & Ravera, F. (2013). *Colloid and Interface Chemistry for Nanotechnology*. CRC Press.



Agrivoltaico sostenibile tra pratica e sperimentazione: evidenze dal sito di Scalea

◆ **Andrea Blason¹, Carmine Cancro², Antonio Lancellotta³, Angelo Pignatelli⁴,
Alessandra Scognamiglio⁵**

1, 4 EF Solare-Sorgenja Group; 2, 5 ENEA; 3 Le Greenhouse

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0030](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0030)

ABSTRACT

Oggetto del presente lavoro è la presentazione del modello di agrivoltaico sviluppato da EF Solare Italia, Le Greenhouse e SET Energie, che integra agricoltura e produzione di energia rinnovabile attraverso strutture elevate e sistemi ad inseguimento solare. Il sito sperimentale di Scalea (CS) rappresenta una best practice per lo sviluppo di sistemi agrivoltaici, oggetto di studio nell'ambito del progetto di ricerca "Fotovoltaico ad alta Efficienza" del piano triennale di realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico nazionale – Accordo di Programma MASE-ENEA.

Il confronto tra prototipi con tracker e struttura fissa, rispetto a quelli in campo aperto, mostrano risultati agronomici promettenti: le piante sotto i pannelli presentano una superficie fogliare più estesa, stomi più

grandi e un potenziale idrico superiore, con efficienza fotosintetica simile al pieno campo. Inoltre, si evidenzia come l'ombreggiamento parziale riduca lo stress da iper-irraggiamento e il fabbisogno idrico, grazie anche a sistemi di sub-irrigazione.

Lo studio presenta dati inediti su monitoraggio e sviluppo delle colture comparato tra fisso e tracker. Inoltre, evidenzia i benefici ambientali ed agronomici dell'agrivoltaico. Questo sistema integrato si conferma soluzione strategica per la transizione energetica, grazie ad un approccio di sviluppo condiviso e che valorizza il territorio e le comunità locali.

INTRODUZIONE

Da oltre 10 anni, EF Solare, Le Greenhouse e SET Energie operano nel settore agrivoltaico, con 32 MW di serre fotovoltaiche in tre regioni italiane. Da questa partnership è nato un modello di agrivoltaico che, grazie a strutture elevate e sistemi ad inseguimento solare, garantisce l'uso duale del terreno e supporta l'agricoltura di precisione, replicando le interazioni positive proprie delle tradizionali pratiche di coltivazione consociata. L'hub agrivoltaico di Scalea (CS) rappresenta una best practice di co-progettazione, nonché un modello scalabile di sviluppo di nuovi impianti agrivoltaici utility scale. Il sito riveste un ruolo centrale in un'importante iniziativa di ricerca sviluppata in collaborazione con ENEA nell'ambito del Progetto Integrato "Fotovoltaico ad Alta Efficienza" (Accordo di Programma MASE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico), con l'obiettivo di comparare colture sviluppate sotto impianti agrivoltaici di tipo fisso e a inseguimento con colture di controllo in pieno campo.

I primi impianti agrivoltaici di EF Solare Italia nascono dalla collaborazione con le società Le Greenhouse e Set Energie. L'idea di realizzare sistemi integrati per la produzione agricola ed elettrica nasce dall'osservazione delle metodologie di coltivazione consociata, tipiche di alcuni areali della Regione Calabria. Queste consistono nella conduzione agricola di diverse specie vegetali sulla stessa area di impianto, sfruttando le interazioni positive dovute alle diverse altezze delle piante in una "coltivazione a piani" in cui le piante più basse, in prossimità delle specie arbustive più alte, beneficiano dell'effetto ombra e della luce diffusa.

EF Solare Italia e il Consorzio Le Greenhouse applicano l'esperienza maturata nelle serre agrivoltaiche, sviluppate a partire dal 2011 nell'area di Cosenza, per la gestione di due sistemi agrivoltaici prototipali, uno con inseguimento mono-assiale e uno con struttura fissa, presso il sito di Scalea (CS). Il prototipo con tracker, realizzato nel 2021, è costituito da 4 file parallele di strutture portanti ognuna 8 moduli; ogni fila ha uno sviluppo lineare di circa 10 m, con una distanza interfilare di 5 m. Le strutture sono disposte in direzione Nord-Sud. Il prototipo impiega un sistema a inseguimento solare mono-assiale in direzione Est-Ovest.

Il prototipo fisso, realizzato nel 2024 in collaborazione con ENEA nell'ambito del Programma MASE "Ricerca di Sistema Elettrico - progetto Integrato Fotovoltaico ad Alta Efficienza", presenta una configurazione analoga. Le strutture sono disposte linearmente in direzione Est-Ovest, con moduli fotovoltaici fissi esposti a Sud. In continuità con il sesto di impianto utilizzato per i prototipi, sono state installate due file di agrumi di controllo in pieno campo.

In entrambi i casi, al di sotto dei moduli fotovoltaici, sono state messe a dimora 32 piante di limone Zagara bianca, innestate su portainnesti nanizzanti quale Citrus volkameriana. L'apporto idrico viene garantito tramite due sistemi: uno di sub-irrigazione a bassa portata, ed uno di nebulizzazione aerea, posto sopra la chioma delle piante. I due impianti agrivoltaici ed il pieno campo presentano linee di irrigazione distinte e separate, per differenziare i volumi di acqua da apportare, in quanto i sistemi agrivoltaici godono dell'ombra data dalla proiezione del modulo a terra, e quindi richiedono volumi di acqua inferiori rispetto al pieno campo. La gestione avviene tramite una centralina multilinea (DREAM 2), che consente di programmare e controllare l'irrigazione, la filtrazione e la fertirrigazione. Un sistema di monitoraggio rileva la produzione elettrica e monitora la crescita delle piante tramite sensori di campo, che misurano e registrano i dati a una frequenza stabilita. È presente anche una stazione meteo, che contribuisce al monitoraggio climatico locale.

L'HUB AGRIVOLTAICO DI SCALEA: CARATTERISTICHE DEI PROTOTIPI E RISULTATI DELL'ANALISI DEI DATI DI MONITORAGGIO ELETTRICO COMPARATO

1. Caratteristiche del sistema prototipale

La presenza nello stesso sito di due impianti fotovoltaici, di cui uno fisso orientato a Sud ed inclinato di 24 gradi rispetto all'orizzontale ed uno ad inseguimento mono-assiale, ha fornito l'occasione per confrontare le performance energeti-

◆ **FIGURA 1** Nuovo impianto agrivoltaico fisso realizzato presso il sito di Scalea (CS)



◆ **FIGURA 2** Impianto agrivoltaico ad inseguimento: dettaglio dei nuovi moduli fotovoltaici



◆ **FIGURA 3** Dettaglio inverter e batterie di accumulo



◆ **FIGURA 4** Sistema dissalatore installato presso il sito sperimentale



che di queste due tecnologie. A tal proposito, le due strutture sono state equipaggiate con lo stesso generatore elettrico, costituito da 2 stringhe da 16 moduli bifacciali aventi una potenza complessiva in corrente continua pari a 17,44kWp. Ogni campo è dotato di un inverter ibrido di potenza nominale pari a 15kW e di una batteria di accumulo da 5,12kWh.

Nella Figura 1 è riportato l'impianto con strutture fisse, dotato di piante arboree al suolo e della sensoristica necessaria al monitoraggio.

Nella Figura 2 è riportato un dettaglio dell'Impianto agrivoltaico ad inseguimento che mostra i moduli fotovoltaici bifacciali installati che sono perfettamente uguali a quelli utilizzati per l'impianto fisso.

Nella Figura 3 si vedono l'inverter da 15kW e il pacco batteria da 5,12kWh utilizzato per ognuno degli impianti (fisso ed a inseguimento).

Oltre che ai sistemi di accumulo, gli inverter sono collegati ad un sistema (Figura 4) per desalinizzare l'acqua di un pozzo locale, che, data la vicinanza al mare ha una salinità rilevante.

Esso lavora mediante delle membrane ad osmosi inversa e può trattare circa 600 litri all'ora: l'acqua desalinizzata viene utilizzata per l'irrigazione delle specie arboree coltivate nelle serre presenti sullo stesso sito limitando notevolmente l'utilizzo di acqua dolce per usi agricoli.

Una centralina meteo misura i principali dati ambientali come la temperatura dell'aria, l'umidità, le precipitazioni piovose, la direzione e l'intensità del vento. La radiazione solare è misurata mediante due piranometri installati uno a bordo della struttura fissa e l'altro a bordo del tracker.

2. Performance elettrica

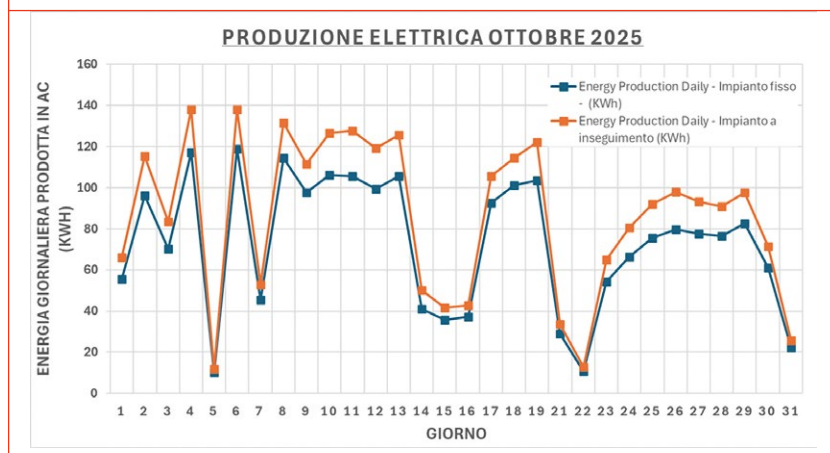
Il periodo interessato dalla sperimentazione va da settembre 2024 a novembre 2025; nella Figura 5 si riporta a titolo di esempio il confronto dell'energia giornaliera prodotta nel mese di ottobre 2025. Il confronto tra i dati trasmessi dai due sistemi rivela che la produzione del tracker è sempre maggiore rispetto a quella dell'impianto fisso e la differenza è tanto più marcata quanto più alto è il valore medio di irraggiamento.

Nei giorni caratterizzati da bassa insolazione, i moduli lavorano principalmente sfruttando la radiazione diffusa e l'utilizzo del tracker non rappresenta un rilevante vantaggio.

Al contrario, si registra una marcata differenza nei giorni caratterizzati da elevato irraggiamento, poiché l'inseguimento consente di sfruttare la meglio la rilevante componente diretta della radiazione solare. Pertanto, l'impianto con i tracker risulta significativamente più performante nei mesi estivi, rispetto ad i mesi invernali.

In media l'incremento di produzione legato all'utilizzo del tracker è intorno al 17,5%. Questo in parte è dovuto alla maggiore quantità di luce raccolta rispetto a quello fisso, ed in parte al miglior funzionamento delle facce posteriori dei moduli che, nell'impianto ad inseguimento, riescono a captare una maggior quantità di luce rispetto a quelle sull'impianto fisso, che invece sono rivolte costantemente verso il basso. Questo fenomeno si rispecchia anche nel calcolo del Performance Ratio, l'indice che rappresenta il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta dai sistemi e quella teoricamente producibile in assenza di perdite. Su base annua, esso vale 83,8% per l'impianto fisso e 85,7% per l'impianto ad inseguimento. (Fig. 6)

◆ **FIGURA 5** Confronto tra le produzioni elettriche giornaliere dell'impianto ad inseguimento (arancione) e fisso (blu) nel mese di ottobre 2025



Esperienze dal campo

La gestione agricola prevede lo svolgimento annuale delle operazioni colturali. Le piante dei tre campi oggetto di osservazione sono ben curate e si sviluppano in maniera regolare.

A partire dalla messa a dimora, le principali operazioni svolte sulle piante sono state quelle di impostazione e contenimento della chioma mediante potature mirate, atte a favorire lo sviluppo della chioma a "globo", contenuta soprattutto in altezza per evitare il contatto con i moduli fotovoltaici posizionati al di sopra.

Annualmente le chiome delle piante sono interessate da un intervento di potatura a legno e più interventi di potatura verde; con la potatura a legno, praticata nel mese di marzo-aprile, vengono asportate quelle parti di chioma scariche, quali rami vecchi e legnosi, per favorire la crescita di nuovi getti, oppure rami che si ripiegano verso la parte interna della chioma; le potature verdi, volte a favorire lo sviluppo laterale e a contenere in altezza il volume della chioma, prevedono invece l'asportazione di succhioni e polloni emessi dai tagli di potatura a legno e tagli di raccorciamento volti a controllare il volume della chioma e a favorire l'emissione di rami anticipati.

La gestione del suolo non prevede lavorazioni superficiali, in quanto un suolo lavorato presenta una superficie non uniforme, e ciò rappresenterebbe un ostacolo per il passaggio delle piattaforme elevatrici semoventi, utilizzate per i controlli dei moduli e lo svolgimento dei controlli elettrici.

Sul suolo è stata praticata la semina di specie quali trifoglio bianco (*Trifolium repens*) e loietto perenne (*Lolium perenne*) che vengono contenute mediante trinciature periodiche; il materia-

le residuo viene lasciato sul suolo e va a costituire una pacciamatura naturale, oltre che una riserva di sostanza organica.

L'apporto irriguo avviene mediante un sistema di irrigazione a microportata con ala gocciolante autocompensante interrata a 20cm di profondità, e un impianto per aspersione sopra chioma. La gestione dell'irrigazione è automatizzata e l'intervento irriguo è programmato in base ai livelli di umidità del suolo misurati tramite le sonde di umidità e le sonde di potenziale matriciale del suolo.

L'automazione, tramite la macchina Dream 2, attiva il programma di irrigazione quando i livelli di umidità del suolo scendono a valori bassi per la pianta, e si arresta quando i sensori misurano livelli di umidità idonei al fabbisogno della coltura presente in campo.

◆ **FIGURA 6** Sistema agrivoltaico ad inseguimento con evidenza delle piante di lavanda messe a dimora



◆ **FIGURA 7** Stato vegetativo piante di limone



Gli interventi di controllo delle principali avversità biotiche vengono condotti secondo i principi di difesa integrata, attuando gli interventi solo dopo attento monitoraggio dei livelli d'infestazione dannosa, con valutazione del livello di soglia d'intervento, del tipo di mezzo di controllo (con priorità per quello meccanico, agronomico, e biologico) e momento di controllo (stadio più sensibile, salvaguardando il ruolo degli antagonisti naturali), nonché ricorso a prodotti autorizzati, (con preferenza di quelli selettivi e poco persistenti) distribuiti secondo i criteri di massima sicurezza per l'operatore con irroratrici a basso volume e a minimo dosaggio di molecola attiva, nel rispetto dei principi ecologici e biologici.

Va considerato che l'irroramento di prodotti sulle foglie è effettuato con macchinari che passano senza problemi tra le

file delle strutture e i liquidi arrivano alle piante senza ostacoli. Inoltre, trovandosi ad un'altezza più alta rispetto alle piante, i moduli FV e le cassette di stringa non vengono bagnati dall'acqua o dai prodotti chimici irrorati sulle piante.

Nel mese di novembre 2024, nei due prototipi agrivoltaici e nel pieno campo, sono state messe a dimora delle piante di lavanda del tipo *Angustifolia*, a intervalli regolari sui 10 filari (8 piantine a filare per un totale di 80 piante)

Le piante di lavanda saranno anch'esse oggetto di ricerca, in quanto il cono d'ombra creato dai moduli fotovoltaici elevati potrebbe allungare il periodo di fioritura della specie e creare un contenuto maggiore di oli essenziali estraibili.

Inoltre, la lavanda è una specie mellifera, in grado di attrarre api e altri insetti, e quindi rappresenta anche un indicatore biologico di salubrità dell'ambiente.

Allo stato attuale, tutte le piante hanno superato la fase di attecchimento e si attende la primavera per la ripresa vegetativa e la fioritura.

CONFRONTO TRA GLI IMPIANTI AGRIVOLTAICI DAL PUNTO DI VISTA AGRONOMICO E CON LA COLTURA IN CAMPO APERTO

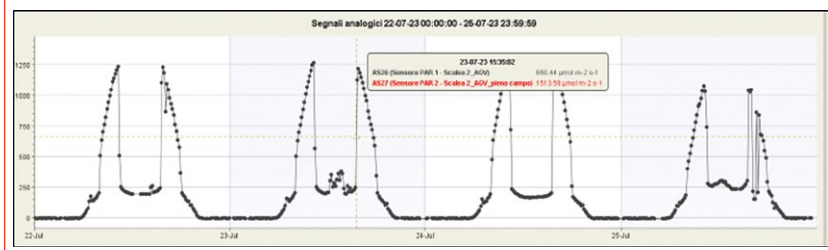
Paragonando le piante in corrispondenza dei tracker con le piante nel pieno campo si riscontra che presentano un aspetto vegetativo molto simile ed omogeneo. (Fig. 7)

Non è ancora possibile paragonare le piante dell'impianto agrivoltaico fisso con le altre presenti nei due differenti impianti (tracker e campo libero) poiché hanno da poco superato la fase di trapianto.

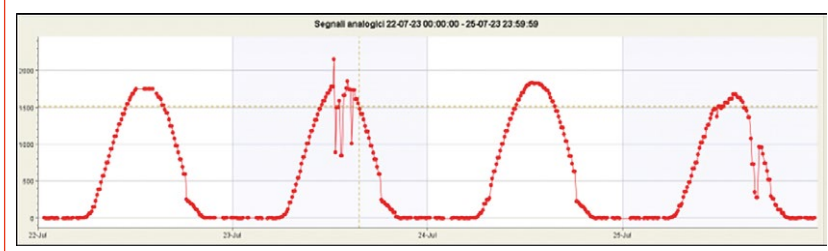
Benché i dati dei sensori agronomici e ambientali saranno oggetto di futuri approfondimenti da parte del gruppo di studio, si possono già fare delle prime considerazioni rispetto ad uno dei parametri agronomici più importanti della sperimentazione: il PAR (*Photosynthetically Active Radiation*) misurato dai sensori che rilevano la radiazione solare necessaria alla fotosintesi.

Il sensore PAR, registra il numero di fotoni fotosintetici emessi dal sole, espressi in $\mu\text{mol m}^{-2} \text{s}^{-1}$ (PPFD) e fornisce la misura della quantità di luce utile fornita e assorbita dalla pianta nell'intervallo da 400 nm a 700 nm. Ogni sezione (tracker, fisso e campo aperto) è dotata di un sensore PAR posto sulla sommità del fusto di una delle piante. Dall'analisi dei grafici PAR, scelti su quattro giorni di riferimento, è evidente come il flusso luminoso, in condizione di assenza di nuvole, sia percepito direttamente dal sensore posto in corrispondenza del tracker nelle ore del mattino ed in quelle pomeridiane, esattamente come avviene con il sensore di pieno campo. Il flusso luminoso risulta essere invece meno intenso nelle ore centrali della giornata

◆ **FIGURA 8 Sensore PAR1 posto in corrispondenza di uno dei Tracker del prototipo di Scalea. Valori espressi in $\text{nmol m}^{-2} \text{s}^{-1}$.**



◆ **FIGURA 9 Sensore PAR2 posto in pieno campo nelle immediate vicinanze del prototipo. Valori espressi in $\text{nmol m}^{-2} \text{s}^{-1}$.**



in corrispondenza del tracker. In ogni caso durante tutto l'arco della giornata la radiazione è sufficiente per attivare la fotosintesi nelle piante in esame¹. (Figg. 8, 9)

Se si fa riferimento alla propagazione della luce, i moduli posti sui tracker elevati da terra formano una vela in direzione nord-sud garantendo un'illuminazione diretta durante alcune ore del giorno e, a partire dal terzo/quarto anno di età della pianta arborea, con l'aumento del volume della chioma unito ad un'adeguata potatura di impostazione, le piante beneficeranno durante tutto il giorno di un irraggiamento diretto sulla parte periferica delle branche. Le file di tracker distanziate ad una distanza di 5,20 metri, garantiscono una buona penetralità della luce.

In considerazione del cambiamento climatico in atto, che determina un'estremizzazione dell'intensità delle perturbazioni, come anche il verificarsi di prolungati periodi di grande calore, la copertura alle piante fornita dai moduli ha il

potenziale di mitigare gli effetti sulla vegetazione di fenomeni climatici estremi (grandine, gelo, forti piogge, eccessi di calore) limitando anche l'erosione del terreno. Inoltre, le strutture fotovoltaiche mitigano gli effetti dei venti intensi sulle colture.

Le piante sotto il sistema agrivoltaico ad inseguimento e quelle a pieno campo, visivamente non presentano particolari differenze di crescita; se si osserva da vicino, però, le piante presenti nel sistema agrivoltaico, presentano una superficie fogliare più grande, con un colore verde più intenso e rami con internodi più lunghi a causa dalla minor presenza di luce in alcune ore della giornata. Tale osservazione visiva di campo, è stata confermata dalle misurazioni scientifiche condotte in campo con l'Università degli Studi di Bari². (Figg. 9, 10)

In particolare, le misurazioni rilevano che il numero di foglie sul germoglio in accrescimento è simile tra le piante dei due impianti, mentre

significativamente differente è la superficie fogliare media, che risulta essere maggiore nelle piante sotto pannelli. Le foglie in ombra hanno sviluppato stomi di maggiore dimensione grazie anche alle migliori condizioni idriche presenti sotto i pannelli. Inoltre, il potenziale idrico fogliare (parametro indicativo della capacità della pianta di assorbire acqua dal suolo - e quindi indirettamente della disponibilità idrica delle foglie) in piena estate è risultato significativamente inferiore nelle piante in pieno sole, così come anche la conduttanza stomatica (che misura la permeabilità delle foglie al passaggio di gas - come H₂O e CO₂), mentre simile è risultata l'efficienza fotosintetica. Ciò conferma che la riduzione della radiazione incidente non genera necessariamente un effetto dannoso sulle colture le quali, spesso, possono adattarsi alla minore quantità di radiazione diretta, migliorando l'efficienza dell'intercettazione. (Tab. 1)

¹ il valore della radiazione non scende mai sotto le 100 micro-moli/m² al sec, valore di soglia per attivare la fotosintesi. Allo stesso modo, la radiazione sotto il tracker non supera mai il valore di 1250 micro-moli per m² al sec, oltre il quale risulta dannosa per i limoni. Si veda: Cancro, Lancellotta, Pignatelli, Scognamiglio.

Agrivoltaico sostenibile a beneficio dell'ambiente e del paesaggio. In "L'Energia Elettrica" 3, 2026.

² <https://www.ricercasistemaelettrico.enea.it/archiviodocumenti.html?task=download.send&id=5419:sistemi-agrivoltaici-selezione-delle-colture-idonee-e-valutazione-delle-prestazioni-vegeto-produttive-dimensione-agricoltura-laz-6&catid=585>

◆ **TABELLA 1** Parametri misurati in piena estate nel limoneto. Si può notare come i limoni sotto copertura presentino migliori valori di superficie fogliare e conduttanza stomatica, e soprattutto è degno di nota il potenziale idrico meno negativo delle foglie, indice di un migliore stato idrico.

Trattamento	Foglie (n.)	Superficie fogliare (cm ²)	Conduttanza stomatica (mmol m ⁻² s ⁻¹)	Potenziale idrico fogliare (MPa)	Fv/Fm ¹
Sotto i Moduli	21	45	266	-1,3	0,77
Pieno sole	21	32	149	-1,8	0,76
Significatività	ns	0,04	0,007	0,001	ns

¹ Indicatore di efficienza fotosintetica

◆ **FIGURA 10 e 10B** Confronto tra le piante in agrivoltaico e le piante in pieno campo



È stato osservato inoltre che l'inerbimento controllato o spontaneo degli impianti rappresenta una soluzione sostenibile su più fronti:

- limita l'evaporazione dal suolo e di conseguenza ha un'azione positiva sui consumi idrici;
- riduzione del sollevamento di polveri dal suolo che andrebbero a depositarsi sui moduli e abbattimento dei consumi d'acqua per il lavaggio dei moduli;
- la presenza di specie spontanee crea un ambiente ricco di biodiversità.

Il grafico mette in evidenza per il periodo ottobre – dicembre 2024, le precipitazioni che si sono verificate (mm) e il livello di umidità del suolo a 20 cm (%) nei due sistemi agrivoltaici e nel pieno campo; grazie alla presenza dell'inerbimento e dei moduli (per i due prototipi), il solo apporto delle precipitazioni, ha permesso di mantenere livelli di umidità del suolo costanti e idonei alla coltura, evitando così consumi idrici mediante irrigazioni. (Figg. 11, 12)

Prendendo una settimana di riferimento del mese di dicembre, si osserva che nel pieno campo (linea magenta) i livelli di umidità del suolo a 20 cm seguono l'andamento delle precipitazioni, con forti aumenti durante le piogge, e diminuzioni nel periodo senza piogge; i valori di umidità del suolo nei prototipi agrivoltaici (linee blu e verde) invece, sono costanti e non sono influenzati dalle precipitazioni, in quanto il modulo rappresenta una protezione dalla radiazione diretta e porta a ridurre l'evaporazione del suolo.

Proprio in corrispondenza dei periodi prolungati di grande calore nell'impianto agrivoltaico si verifica la riduzione dell'evapotraspirato anche grazie all'effetto mitigativo dei moduli fotovoltaici. Al di sotto delle strutture agrivoltaiche si crea un microclima favorevole al mantenimento della giusta umidità per la crescita delle piante, evitando bruschi sbalzi di temperatura tra il giorno e la notte e smorzando l'attività del vento. La stessa umidità, poi, contribuisce a migliorare la performance produttiva dei moduli fotovoltaici.

ci, permettendone il raffreddamento e scongiurandone il surriscaldamento, responsabile di una sensibile perdita di resa da parte dell'impianto.

Sul prototipo agrivoltaico fisso, data la posizione vincolata dei moduli esposti a sud, si osserva che le acque di pioggia raggiungono il suolo sempre nella stessa area dell'interfila con la possibilità del verificarsi di ristagni idrici che ostacolerebbero il passaggio delle macchine per la gestione del sistema agrivoltaico, nei mesi più piovosi.

Analisi di dettaglio dei dati di monitoraggio agricolo, comparati fisso vs tracker

Dopo aver introdotto nel precedente paragrafo le principali differenze osservate tra le colture in campo aperto e quelle sotto i moduli, in questo paragrafo si analizzano i dati di dettaglio relativi al monitoraggio agronomico comparato, tra l'impianto agrivoltaico fisso, l'impianto con tracker (entrambi elevati), ed il campo aperto, nel periodo tra aprile e novembre 2025.

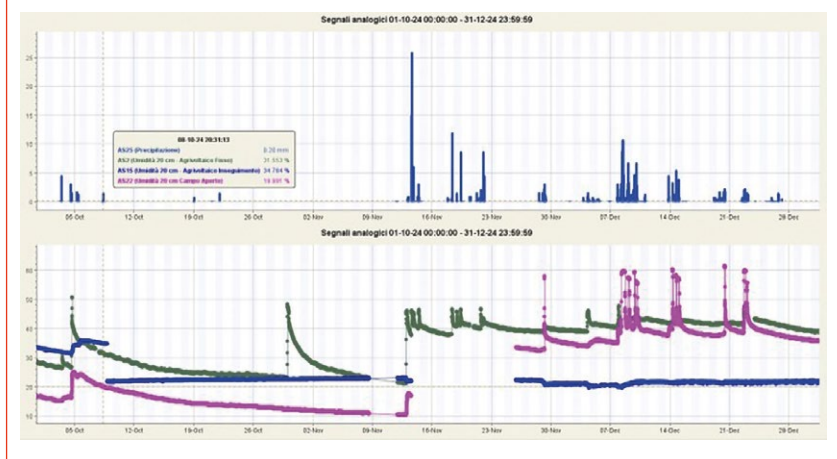
I dati processati sono relativi alle misure di radiazione PAR, di umidità a terra a -10cm e -40cm, e temperatura al suolo.

Posizionamento e tipi di sensori (Fig. 13 e 14):

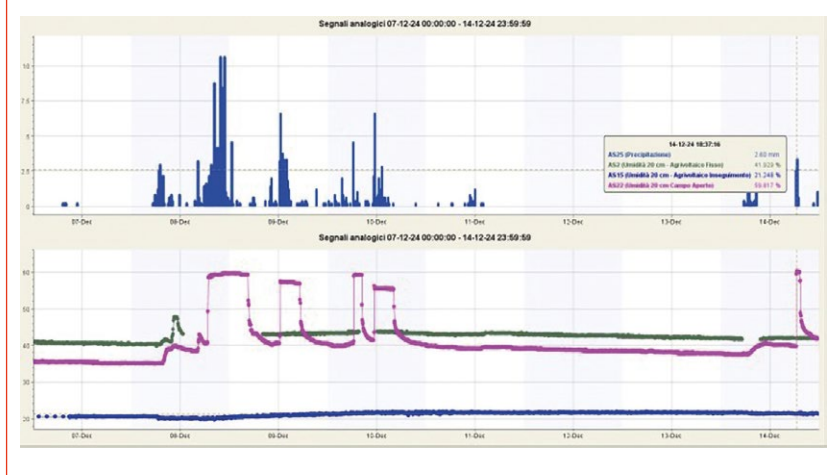
- i sensori di PAR ($\mu\text{mol}/\text{m}^2/\text{sec}$) ad altezza di 1,5 m (i.e. altezza di riferimento della specie arborea considerata), nel punto centrale dei pannelli fotovoltaici (quindi in corrispondenza della posizione del fusto arboreo) sia per il fisso che per il tracker, e quello in campo aperto in posizione tale da minimizzare gli effetti di ombreggiamenti locali;
- i sensori di umidità (% di acqua) sono posti a -10cm e -40 cm rispetto al suolo, sotto i pannelli o in campo aperto;
- i sensori di temperatura ($^{\circ}\text{C}$) sono posti al suolo, sotto i pannelli o in campo aperto.

Per tutti i sensori, le misure sono campionate (lette e archiviate) con periodo di 10'.

◆ **FIGURA 11** Precipitazioni e livelli di umidità del suolo a -20 cm nei tre sistemi (periodo ottobre – dicembre 2024)

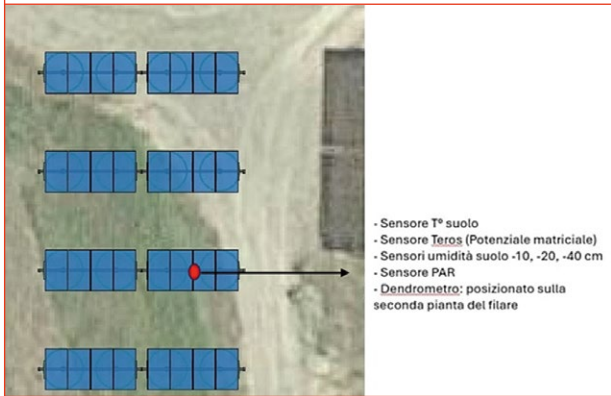


◆ **FIGURA 12** Precipitazioni e livelli di umidità del suolo a -20 cm nei tre sistemi (periodo 7- 14 dicembre 2024)

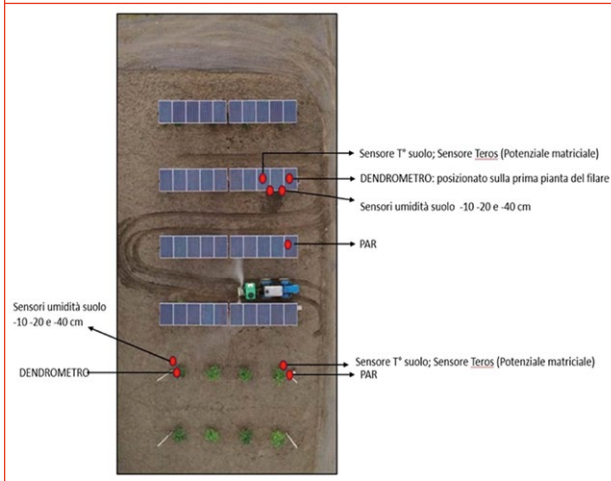


Nel periodo di monitoraggio compreso tra aprile e novembre 2025, i valori di PAR misurati nelle tre sezioni mostrano differenze sistematiche riconducibili alla configurazione degli impianti agrivoltaici (Fig. 15). Il campo aperto presenta, come atteso, i valori di PAR più elevati e variabili, con massimi primaverili ed estivi dell'ordine di $45\text{--}55 \text{ mol m}^{-2} \text{ giorno}^{-1}$ e una progressiva riduzione verso l'autunno, riflettendo l'andamento stagionale della radiazione solare e la variabilità meteorologica. Al di sotto delle strutture agrivoltaiche, la disponibilità di PAR risulta sensibilmente ridotta: l'impianto a strutture fisse mostra valori medi generalmente compresi tra

◆ **FIGURA 13** Posizione dei sensori agronomici nella sezione fissa

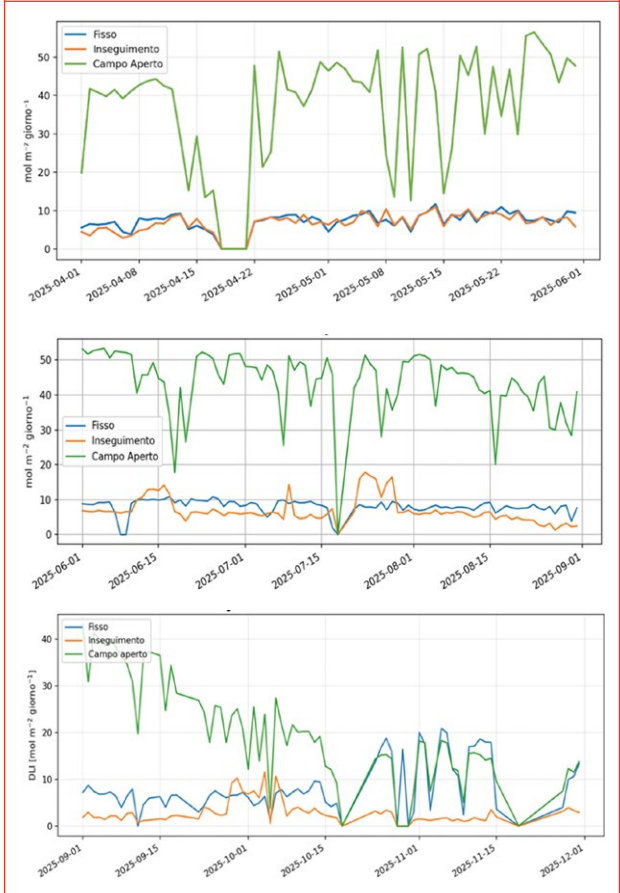


◆ **FIGURA 14** Posizione dei sensori agronomici nella sezione tracker e campo aperto



6 e 10 mol m⁻² giorno⁻¹, mentre il sistema a inseguimento evidenzia valori medi leggermente inferiori, tipicamente tra 4 e 8 mol m⁻² giorno⁻¹, con una maggiore variabilità giornaliera. Tale comportamento è attribuibile al movimento dei moduli tracker, che determina fasi di ombreggiamento più marcate nelle ore di maggiore altezza solare. Nonostante la riduzione rispetto al campo aperto, i livelli di PAR sotto entrambe le configurazioni agrivoltaiche risultano compatibili con le esigenze fotosintetiche del limone (*Citrus limon* L., cv. Zagaria bianca), specie moderatamente amante della luce ma sensibile a stress da eccesso radiativo, tipici degli ambienti mediterranei estivi. In particolare, la parziale ombreggiatura

◆ **FIGURA 15** PAR (mol/m²/day) nelle sezioni fissa, tracker e campo aperto, da aprile a novembre 2025

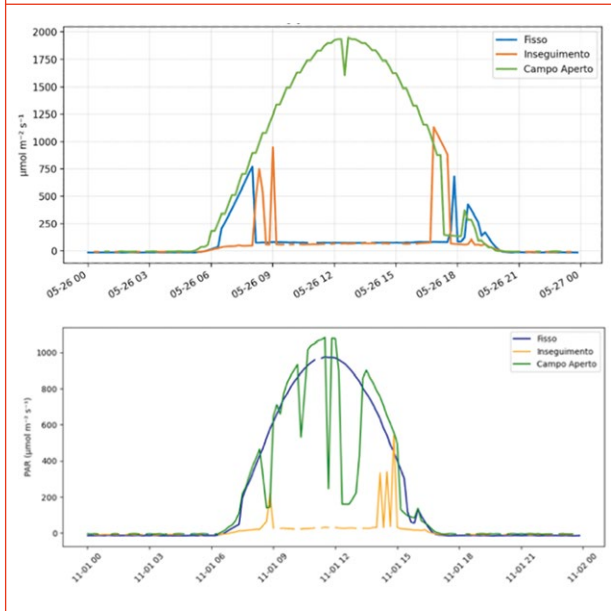


fornita dalle strutture può contribuire a mitigare fenomeni di fotoinibizione e stress termico nei mesi più caldi, suggerendo un potenziale beneficio agronomico, a fronte di una riduzione controllata della radiazione disponibile per la fotosintesi.

Si nota una modesta riduzione dei valori di PAR giornalieri nell'agriPV tracker nei mesi invernali, mentre i valori di PAR nell'agriPV fisso aumentano significativamente; ciò è determinato dalla geometria dei generatori e dalle dinamiche solari e tracker, come meglio rilevabili dai seguenti grafici (Fig. 16).

Nel primo giorno terso analizzato (26 maggio - Fig. 16), il campo aperto ha registrato curve campaniformi regolari con picchi di 1.7-1.9 μmol m⁻² s⁻¹ nelle ore centrali. Per gli APV a strutture fissa e tracker, il PAR è risultato attenuato ma continuo lungo tutto il fotoperiodo, con valori medi inferiori ma distribuzione uniforme, condizione che preserva la fotosintesi pur riducendo i picchi radiativi.

◆ **FIGURA 16 PAR giornaliera ($\mu\text{mol}/\text{m}^2/\text{sec}$) nelle sezioni fisso, tracker e campo aperto, in due giorni tersi rappresentativi (26 Maggio e 1° novembre 2025)**

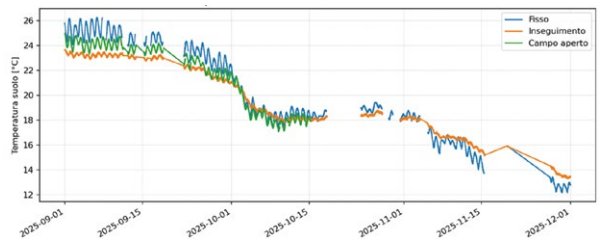


Nel secondo giorno terso analizzato (1° Novembre – Fig. 16), si rileva una modesta riduzione della radiazione nel APV tracker, e al contempo un consistente aumento della radiazione nel APV fisso (che tende a essere paritetica al campo aperto – come anche rilevabile in Fig. 15 nel grafico in basso – N.B. in Fig. 16 si notano dei gap di radiazione del PAR in campo aperto, dovute a ombreggiamenti locali, che si presentano nella traiettoria solare invernale).

Tale incremento della radiazione in ATP fisso nei mesi invernali è dovuto alla bassa altezza del Sole, dall'altezza del modulo PV (con altezza minima 2,6m), pitch 5m, altezza sensore PAR 1,5m, per cui nei mesi invernali il sensore PAR del APV fisso non è mai ombreggiato dai pannelli. Diversamente, essendo l'asse di rotazione del APV tracker posto lungo la retta Nord-Sud, il sensore PAR posto sotto di essa risulta ombreggiato nella maggior parte delle ore centrali (ad esclusione delle prime e ultime ore di luce). Questo spiega il differenziale più marcato di PAR tra fisso e tracker nei mesi invernali.

Da considerare l'azione di mascheratura, sia ATP fisso che tracker, nelle ore centrali in tutte le stagioni, che contribuisce a mitigare fenomeni di fotoinibizione e stress termico nei mesi più caldi, suggerendo un potenziale beneficio agronomico. Ciò è rilevabile anche da una maggiore crescita dei

◆ **FIGURA 17 Temperatura a suolo ($^{\circ}\text{C}$) nelle sezioni fisso, tracker e campo aperto, da Settembre a Novembre 2025**



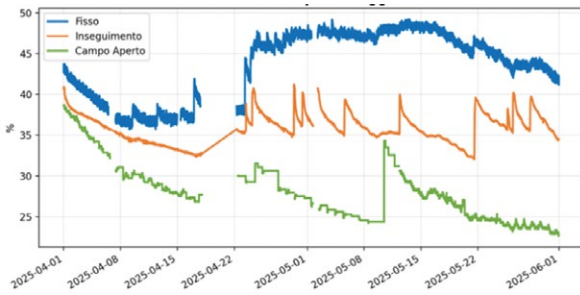
getti apicali e da una ridotta pigmentazione foliare, rispetto alle piante in campo aperto.

Tra settembre e novembre 2025, le tre sezioni hanno mostrato andamenti distinti (Fig. 17). Nel mese di settembre la sezione APV fisso ha registrato picchi di temperatura al suolo superiori ($\approx 25\text{--}26^{\circ}\text{C}$) e la massima escursione diurna, mentre l'APV tracker ha mantenuto valori più bassi e regolari; la sezione in campo aperto registra temperature mediali. Con il calo stagionale (fine settembre–ottobre) le serie sono convergenti ($\sim 20\text{--}21^{\circ}\text{C}$) e l'oscillazione si attenua. In novembre emerge una differenza nei minimi notturni: la sezione tracker tende a rimanere leggermente più calda del APV fisso, che mostra talvolta i minimi più bassi. Questo comportamento è coerente con la modulazione radiativa delle strutture a inseguimento, che riducono l'irraggiamento diurno al suolo ma schermano anche la perdita dell'infrarosso notturno.

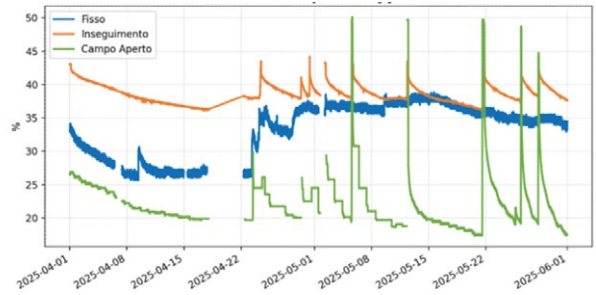
Nel periodo aprile – novembre 2025, i profili di umidità a -10 cm e -40 cm evidenziano differenze significative tra le tre sezioni (Figg. 18, 19 e 20, 21, 22, 23). Sotto la struttura fissa, l'umidità si mantiene più elevata e stabile ($30\text{--}40\%$ a -10 cm , quasi costante a -40 cm), indicando una riduzione dell'evaporazione e una maggiore conservazione idrica. La sezione tracker mostra valori intermedi, con oscillazioni più marcate, soprattutto superficiali, dovute alla variabilità dell'ombreggiamento. Il campo aperto presenta i valori più bassi e le fluttuazioni più accentuate, con cali rapidi dopo eventi irrigui/piovosi, segno di elevata evaporazione e drenaggio. Queste evidenze confermano il ruolo dell'APV nel mitigare lo stress idrico e la significativa contribuzione nella riduzione del consumo idrico per irrigazione.

L'analisi dei dati di irrigazione raccolti nei mesi estivi, tra luglio e settembre 2025 (Fig. 24), presso l'impianto di Scalea (CS, Calabria) evidenzia differenze significative nei consumi idrici tra le tre configurazioni considerate: campo aperto, AgriPV con strutture fisse e AgriPV con inseguitori (tracker). I

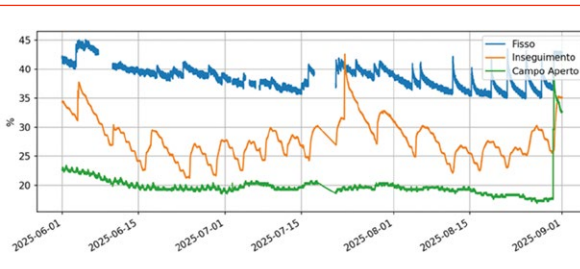
◆ **FIGURA 18** Umidità al suolo (%) nelle sezioni fisso, tracker e campo aperto, a -10cm, da Aprile a Maggio 2025



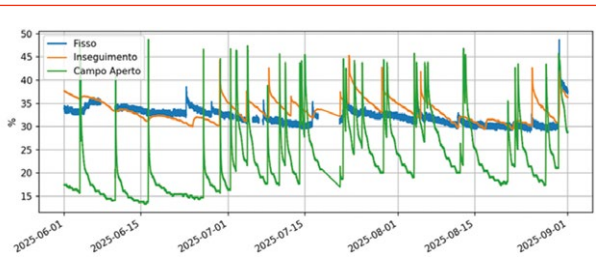
◆ **FIGURA 19** Umidità al suolo (%) nelle sezioni fisso, tracker e campo aperto, a -40cm, da Aprile a Maggio 2025



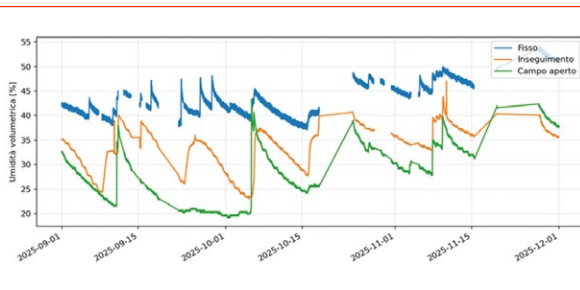
◆ **FIGURA 20** Umidità al suolo (%) nelle sezioni fisso, tracker e campo aperto, a -10cm, da Giugno ad Agosto 2025



◆ **FIGURA 21** Umidità al suolo (%) nelle sezioni fisso, tracker e campo aperto, a -40cm, da Giugno ad Agosto 2025



◆ **FIGURA 22** Umidità al suolo (%) nelle sezioni fisso, tracker e campo aperto, a -10cm, da Settembre a Novembre 2025



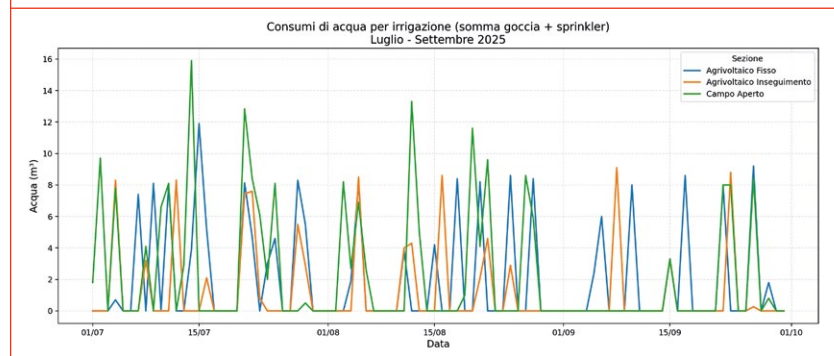
◆ **FIGURA 23** Umidità al suolo (%) nelle sezioni fisso, tracker e campo aperto, a -40cm, da Settembre a Novembre 2025



consumi totali nel trimestre sono risultati pari a circa 202,9 m³ per il campo aperto, 178,4 m³ per l'AgriPV fisso e 102,6 m³ per l'AgriPV tracker, corrispondenti a un risparmio idrico del 12% per il sistema fisso e del 49,4% per il sistema tracker rispetto al campo aperto. La riduzione dei fabbisogni irrigui nei sistemi

AgriPV è attribuibile principalmente alla mitigazione dell'evapotraspirazione, conseguente all'ombreggiamento parziale fornito dai moduli fotovoltaici, che limita la radiazione diretta e riduce la temperatura fogliare e del suolo. Tale effetto è particolarmente marcato nel sistema con inseguitori, dove l'om-

◆ **FIGURA 24 Consumi idrici per irrigazione (m³) nelle sezioni fisso, tracker e campo aperto da luglio a settembre 2025**



breggiamento dinamico distribuisce la radiazione in modo più uniforme, riducendo lo stress termico e la traspirazione rispetto alle strutture fisse. Inoltre, la maggiore radiazione diffusa sotto i tracker favorisce un bilancio energetico più equilibrato per la pianta, con conseguente minore richiesta idrica. Questi risultati confermano il potenziale degli impianti AgriPV non solo per la produzione agricola ed energetica, ma anche come strategia di adattamento in contesti mediterranei caratterizzati da elevata radiazione e scarsità idrica, migliorando l'efficienza nell'uso dell'acqua e la resilienza delle colture arboree.

CONCLUSIONI

La sperimentazione presso l'hub agrivoltaico di Scalea conferma che l'integrazione tra fotovoltaico e colture

arboree può migliorare la resilienza agronomica senza compromettere la produttività.

Le piante collocate al di sotto dei moduli hanno mostrato una superficie fogliare più ampia, stomi di maggiori dimensioni e un potenziale idrico migliore rispetto al pieno campo, con efficienza fotosintetica simile alle colture in pieno sole. La parziale ombreggiatura ha contribuito a mitigare fenomeni di fotoinibizione e stress termico, favorendo condizioni idriche più stabili. Dal punto di vista energetico, il confronto tra le due configurazioni evidenzia che l'impianto con tracker

ha garantito un incremento medio di produzione elettrica del 17,5% rispetto al fisso, pur mantenendo livelli di PAR compatibili con le esigenze fotosintetiche. Interessante notare come, in particolare nei mesi invernali, l'impianto a struttura fissa assicuri un PAR sensibilmente più elevato rispetto a quello a inseguimento, a beneficio delle colture sottostanti. Questo risultato suggerisce uno spazio per ulteriori sperimentazioni con l'obiettivo di verificare l'effetto dei sistemi fissi ed a inseguimento su diverse tipologie di colture in condizioni di basso irraggiamento.

In entrambe le configurazioni, i risultati dello studio ribadiscono l'efficacia dei sistemi agrivoltaici per affrontare le sfide del cambiamento climatico ed ottimizzare l'uso delle risorse. ◆

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- Marrou, H., Wery, J., Dufour, L., & Dupraz, C. (2013). *Productivity and radiation use efficiency of lettuces grown under photovoltaic panels*. *European Journal of Agronomy*, 44, 54-66.
- Valle, B., Simonneau, T., Sourd, F., et al. (2017). *Increasing the total productivity of a land by combining mobile photovoltaic panels and food crops*. *Applied Energy*, 206, 1495-1507.
- Amaducci, S., Yin, X., & Colauzzi, M. (2018). *Agrivoltaic systems to optimize land use for electric energy production*. *Applied Energy*, 220, 545-561.
- Campana, P.E., Macknick, J., Croci, M. et al. *Scientific frontiers of agrivoltaic cropping systems*. *Nat. Rev. Clean Technol.* 1, 801-821 (2025). <https://doi.org/10.1038/s44359-025-00110-9>



Più energia, stessa potenza: regolamentare gli impianti ibridi per accelerare la transizione energetica

✦ **Gianluca Cipolletta¹, Stefano Tizzoni²**

1 Country Head of Development – Italy, **Nadara SpA**

2 Head of Engineering & Grid – Italy, **Nadara SpA**

DOI: [10.63111/QES-2026.1.0031](https://doi.org/10.63111/QES-2026.1.0031)

ABSTRACT

Gli impianti FER (eolici e fotovoltaici), per la non presenza costante e continuativa della fonte primaria (vento e sole) sul sito, hanno, come noto, un numero di ore di funzionamento limitato da 1500 fino a 3000 annui.

Vista la situazione della rete elettrica nazionale, in relazione al tema della saturazione (virtuale e non), per aumentare l'energia prodotta da FER in punti di connessione già esistenti, si rende necessario individuare soluzioni tecnologiche che permettano la valorizzazione delle infrastrutture di connessione già esistenti.

Una possibile soluzione è quella che prevede l'“ibridizzazione” degli impianti eolici esistenti integrandoli con impianti fotovoltaici collegati al medesimo punto di connessione, al fine di diversificare la fonte primaria di approvvigionamento energetico e aumentare l'energia immessa in rete, a parità di potenza allocata e senza apportare modifiche alle infrastrutture di rete già in esercizio.

Nadara ha già avviato la costruzione del suo primo progetto di ibridizzazione in Spagna, denominato “Madrid Co-location Project”, che prevede l'integrazione dell'esistente impianto eolico da 28 MW con un impianto FV di pari potenza, che permetterà di ottenere il doppio dell'energia immessa in rete senza aumentare la potenza al punto di connessione.

Parimenti, Nadara sta avviando lo sviluppo di progetti di ibridizzazione anche in Italia sui propri asset eolici in esercizio. Secondo uno studio preliminare svolto per un progetto eolico in esercizio in Sicilia, installando un impianto fotovoltaico di pari potenza, si otterrebbe un aumento di produzione complessiva fino al 110% rispetto a quanto mediamente prodotto in oltre 10 anni di esercizio dell'impianto eolico.

Visto lo scenario nazionale, con un grande potenziale di impianti eolici in esercizio con ore equivalenti relativamente modeste, un quadro regolatorio e normativo che promuova lo sviluppo di soluzioni ibride darebbe l'opportunità di richiamare nuovi investimenti maggiormente sostenibili per la transizione energetica.

Oltre alla volatilità e non programmabilità della fonte di energia primaria, gli impianti eolici, rispetto ad altre fonti di produzione di energia elettrica, hanno il limite di avere un numero circoscritto di ore equivalenti di funzionamento, ovvero il numero di ore in cui un impianto eolico dovrebbe funzionare alla potenza nominale per produrre la stessa quantità di energia che effettivamente genera in un anno, che viene calcolato quindi come rapporto tra produzione di energia annua espressa in MWh e potenza nominale dell'impianto in MW.

In Italia, ad oggi, le installazioni di eolico onshore permettono di ottenere un esercizio degli impianti tra 1500 ore (impianti più obsoleti e/o in siti meno produttivi) fino a 3000 ore equivalente per i siti più ventosi e con le tecnologie più moderne. L'infrastruttura di rete messa a disposizione dal gestore della rete di trasmissione nazionale (TERNA), al punto di connessione, al fine di permettere il dispacciamento dell'energia prodotta, viene comunque dimensionata per la potenza nominale dell'impianto e quindi risulta in parte sottoutilizzata. Riuscire ad aumentare le ore equivalenti dell'impianto eolico in esercizio senza aumentare la potenza al punto di connessione, permetterebbe quindi una migliore valorizzazione dell'infrastruttura di rete già esistente con un maggiore dispacciamento di energia da fonte rinnovabile.

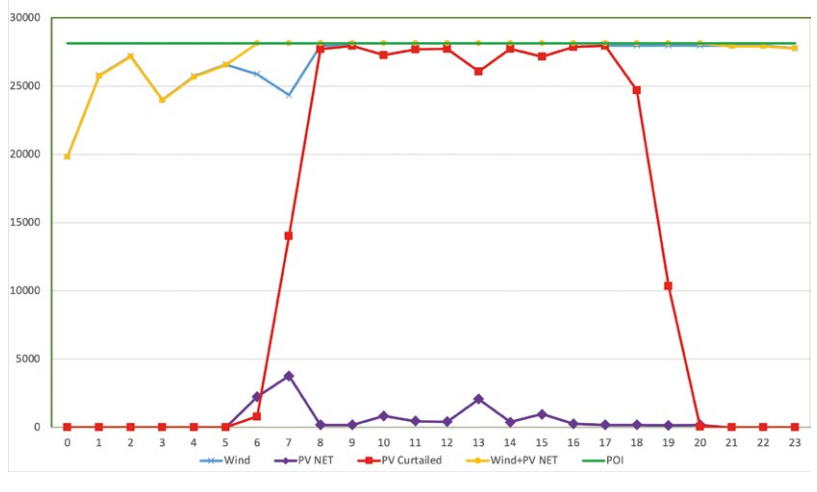
Diversi investimenti sono già stati in tal senso anche in Italia, come il repowering con la sostituzione delle turbine eoliche (con modelli di ultima generazione che aumentano l'efficienza complessiva) senza aumento della potenza complessiva e utilizzando lo stesso impianto di interconnessione alla rete

(Balance of Plant); il reblading che prevede la sostituzione del solo rotore con pale di maggior lunghezza e miglior efficienza aerodinamica; e altre soluzioni di minor impatto.

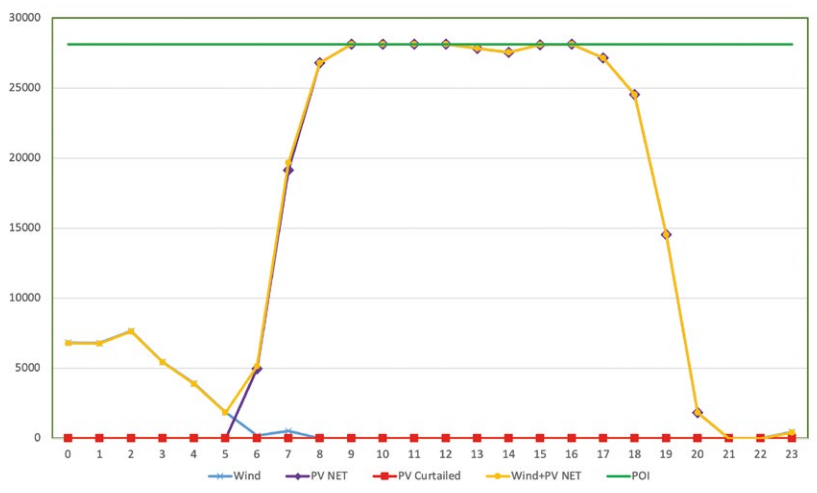
Differentemente dai progetti sopra menzionati, l'ibridizzazione dell'impianto, prevede la realizzazione di impianti fotovoltaici (o agrivoltaici) a terra in prossimità dell'impianto eolico esistente o della sua stazione di trasformazione, e la connessione dello stesso terminando la rete di media tensione dell'impianto FV sul quadro esistente MT della stazione di trasformazione funzionale all'impianto eolico, utilizzando quindi lo stesso trasformatore MT/AT di collegamento alla rete di trasmissione nazionale per dispacciare sia l'energia prodotta dall'impianto eolico esistente che quella del nuovo impianto fotovoltaico. L'impianto integrato Eolico + Fotovoltaico deve essere esercito in maniera tale da non immettere al punto di connessione una potenza superiore a quella preesistente, ovvero a quella dell'impianto eolico in esercizio. Quindi si renderanno necessari dei “curtailment” (taglio dell'energia prodotta oltre delle soglie predeterminate) all'impianto fotovoltaico quando questo, con la sua potenza aggiuntiva, oltrepassa la soglia della potenza massima che l'impianto eolico può immettere in rete.

Questa soluzione è già stata sviluppata da Nadara che ha già avviato la costruzione del suo primo progetto di ibridizzazione in Spagna, denominato “Madrid Co-location Project”, che prevede l'integrazione dell'esistente impianto Eolico da 28 MW con un impianto FV da 27,6 MWac che permetterà il raddoppio dell'energia immessa in rete senza aumentare la potenza al punto di connessione.

◆ **FIGURA 1 Worst scenario for hybridisation 17/05/2023**



◆ **FIGURA 2 Best scenario for hybridisation 15/06/2023**



Sono state effettuate delle simulazioni e stime sull’esercizio combinato del futuro impianto fotovoltaico integrato combinando dati reali regressi di produzione dell’impianto eolico, col le previsioni giornaliere dell’impianto Fotovoltaico.

Con riferimento alla Fig. 1, si può verificare il caso peggiore (“Worst scenario for hybridisation 17/05/2023”), giornata nella quale il solo impianto eolico saturava la potenza al punto di connessione, con una limitazione quasi totale della produzione da fonte solare, essendo la fonte eolica privilegiata rispetto a quella solare.

continuità operativa anche in caso di guasti. L’interfaccia HMI consente agli operatori di visualizzare lo stato dell’impianto, intervenire manualmente e ricevere notifiche in tempo reale, favorendo una gestione flessibile, efficiente e conforme alle normative. Nella Fig. 4 si vede un tipico schema di controllo di un impianto ibrido.

L’ibridizzazione può essere molto conveniente in paesi come l’Italia meridionale, dove si trovano non raramente congiuntamente condizioni di vento medio/basso e un buon irraggiamento; in questo caso, vista la scarsa

Con riferimento invece alla Fig. 2, si può apprezzare il caso migliore (“Best scenario for hybridisation 15/06/2023”), giornata senza vento e con alto irraggiamento, dove nella fascia oraria 9 – 17 l’impianto FV raggiungeva la massima produzione, senza limitazioni.

Infine, nella Fig. 3 si possono verificare le produzioni orare, intese come medie mensili, dove in giallo si ha la somma delle produzioni di eolico e fotovoltaico, mentre i tagli sul FV sono rappresentati in rosso. Normalmente, viene considerato un curtailment della fonte solare compreso tra il 5 e il 15% della produzione teorica complessiva; la scelta di questo valore viene presa sulla base dei risultati del modello finanziario in relazione anche a una diversa valorizzazione economica delle produzioni delle due fonti.

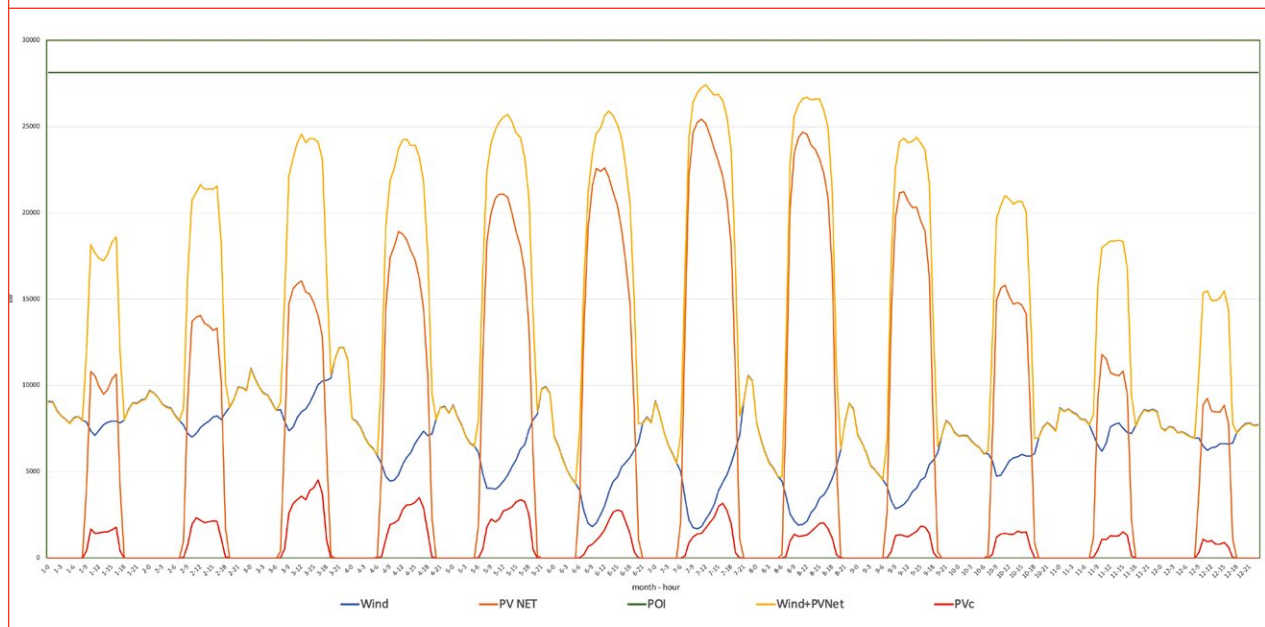
A livello di gestione dei due impianti integrati+, il sistema SCADA integra il controllo e il monitoraggio centralizzato di tutte le apparecchiature (inverter, turbine, sottostazione, sensori ambientali) tramite PLC industriali e protocolli standard (Modbus, IEC104, OPC). L’ibridizzazione consente di gestire in modo coordinato la produzione di energia da fonti diverse, ottimizzando i setpoint di potenza attiva/reattiva, frequenza e tensione secondo le richieste della rete. Tutti i dati operativi e gli allarmi vengono acquisiti e storicizzati in un database centralizzato, permettendo analisi, diagnostica e manutenzione predittiva. Il sistema garantisce ridondanza, sicurezza informatica e accesso remoto sicuro, assicurando la

contemporaneità delle due risorse (con vento più intenso nei periodi notturni e invernali, e irraggiamento maggiore nei mesi primaverili/estivi), si ottengono ottimi risultati in termini di MW installati e riduzioni di produzione contenute. In caso di limitazioni maggiori, si potrebbe valutare

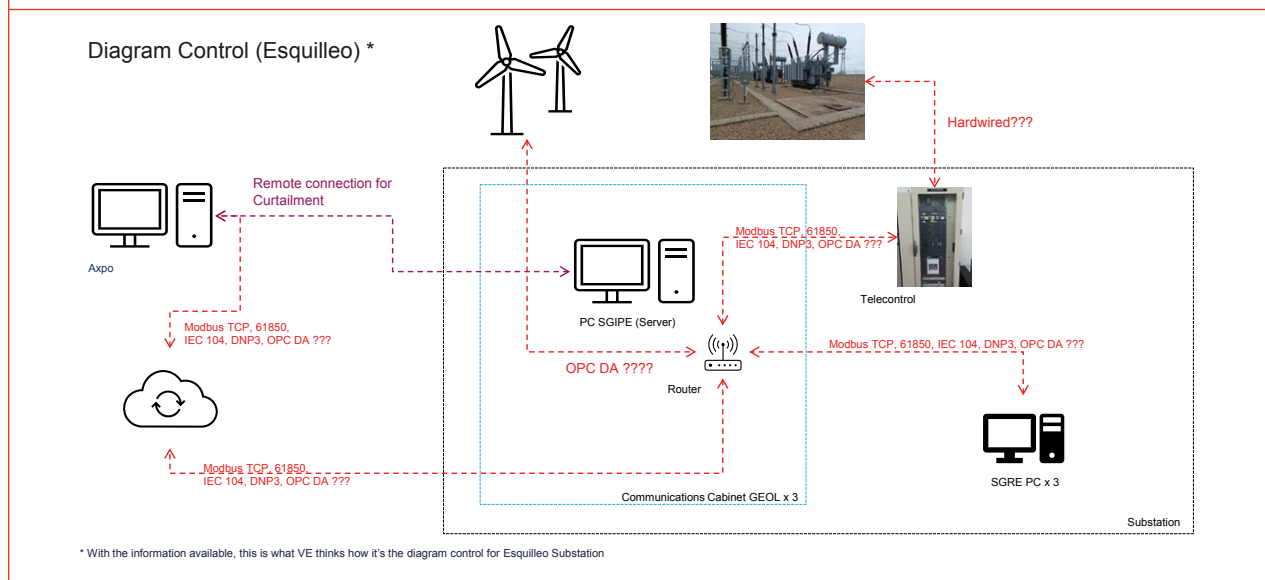
l'installazione di un sistema BESS al fine di compensare i picchi di produzione che vanno a superare la massima potenza ammessa in immissione.

Sotto il profilo dell'investimento, è da evidenziare che a fronte di una mancata valorizzazione economica dell'energia

◆ FIGURA 3 San Lorenzo hybridisation hourly production (monthly average)



◆ FIGURA 4



persa per il curtailment (nel caso del progetto Nadara di Madrid è inferiore al 10%), i costi di investimento (capex), rispetto a un impianto fotovoltaico convenzionale, si riducono notevolmente per la non necessità di realizzare una nuova sottostazione di trasformazione per la connessione alla rete elettrica. L'impatto sui capex è relativo alla parte di costi fissi non variabili con la potenza di impianto e quindi è tanto maggiore (sempre rispetto a un progetto Fotovoltaico convenzionale) quanto minore è la potenza di impianto. Inoltre, la possibilità di sviluppare l'impianto in prossimità di una sottostazione esistente permette di ridurre la lunghezza dei cavidotti per l'interconnessione e i costi relativi di fornitura e di posa (scavi e TOC). Un ultimo costo da tener comunque in considerazione nella redazione del piano finanziario è ovviamente il fermo impianto della sezione eolica esistente, per approntare i lavori di upgrade in sottostazione necessari per il collegamento del nuovo impianto fotovoltaico. Anche, i costi di esercizio (opex) beneficiano ovviamente delle sinergie possibili tra due impianti localizzati in prossimità e che condividono la medesima sottostazione di trasformazione.

Un ultimo elemento (non secondario!) da tenere in considerazione nella pianificazione di un investimento di ibridizzazione, sono le condizioni limitanti per impianti eolici ancora in regime di incentivo (regole del GSE) e con project financing che potrebbero limitare la possibilità di interventi come quelli sopra esposti.

Anche in Italia, Nadara sta avviando lo sviluppo di progetti di ibridizzazione sui propri asset eolici in esercizio. Secondo uno studio preliminare svolto per un progetto eolico in esercizio in comune di Petralia Sottana in Sicilia, installando un impianto fotovoltaico di pari potenza, si otterrebbe un aumento di produzione complessiva fino al 110% rispetto a quanto mediamente prodotto in oltre 10 anni di esercizio dell'impianto eolico e con un curtailment dell'impianto fotovoltaico di poco superiore al 5%. Studi sugli altri impianti eolici Nadara esistenti in Sardegna, Puglia e Calabria hanno evidenziato risultati analoghi.

È quindi evidente la grande opportunità per i numerosi investitori che hanno già impianti eolici esistenti in Italia con ore equivalenti relativamente modeste di ibridizzare tali impianti per aumentarne la produzione.

Il quadro regolatorio in tal senso ha avuto importanti aggiornamenti negli ultimi mesi. Il più importante è stato il chiarimento pubblicato dall'ARERA lo scorso 10 Aprile 2025 avente ad oggetto "Testo Integrato Connessioni Attive (TICA) - Chiarimenti in materia di connessione alla rete pubblica tramite il medesimo punto di più impianti di produzione". Nel documento l'Autorità ha chiarito che "non è possibile negare la connessione nel caso in cui la somma delle potenze nominali degli impianti che insistono sullo stesso punto di connessione sia superiore alla potenza richiesta in immissione" (cosa che era invece avvenuta da parte di TERNA in passato, ndr) ma che piuttosto, attraverso l'utilizzo di "dispositivi di limitazione della potenza che intervengano per limitare l'immissione in rete evitando il superamento della potenza in immissione" è possibile utilizzare uno stesso punto di connessione regolando il funzionamento dei due impianti nell'ambito del regolamento di esercizio che deve essere necessariamente aggiornato rispetto a quello preesistente.

In direzione opposta, invece si è mosso il legislatore nei confronti delle aree idonee. Se infatti nella definizione delle aree idonee ex Decreto Legislativo 199/2021, venivano, tra le altre, individuate come aree idonee i siti entro in un raggio di 500m dalle aree industriali, ed essendo le turbine eoliche degli opifici industriali, nell'intorno di 500m dalle stesse progetti fotovoltaici potevano beneficiare delle semplificazioni riservate alle aree idonee, Il recente Decreto Legge 175/2025, ha invece eliminato questa previsione di semplificazione, rendendo un'area "ordinaria" (ovvero che non beneficia di alcuna semplificazione autorizzativa) i terreni in prossimità delle turbine eoliche.

In conclusione, vista l'enorme opportunità offerta da questa soluzione di ottimizzazione tecnologica, e visto lo scenario nazionale, che vede oggi diversi impianti eolici in esercizio con ore equivalenti relativamente modeste, un quadro regolatorio e normativo che promuova lo sviluppo di soluzioni ibride, darebbe l'opportunità di richiamare nuovi investimenti maggiormente sostenibili per la transizione energetica. ♦

ISSN 2035-482X
400294530E21
X284-5E0E NSSI
P