

# Ricerca di Sistema elettrico



Analisi tecnico economica di tecnologie “power to heat to power” combinate ad accumulo termico per la decarbonizzazione del settore industriale

Antonio Pantaleo, Francesco Santoro



Titolo completo del report

Analisi tecnico economica di tecnologie "power-to heat -to power" combinate ad accumulo termico per la decarbonizzazione del settore industriale

Antonio.Pantaleo, Francesco.Santoro, Dipartimento DISSPA, Università degli Studi di Bari Aldo Moro Autore

Febbraio 2025

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica -ENEA Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo 1: Decarbonizzazione

Progetto: Tema di ricerca 1.2 – Progetto integrato Tecnologie di accumulo elettrochimico e termico.

Linea di attività: Numero LA 4.14

Responsabile del Progetto: Margherita Moreno, ENEA.

Responsabile del Work Package: Raffaele Liberatore, ENEA.

Responsabile Linea di Attività: Francesco Santoro

Mese inizio previsto: 01-2022

Mese inizio effettivo: 01-2022

Mese fine previsto: 12-2024

Mese fine effettivo: 12-2024

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione: Si ringrazia per la collaborazione alle attività svolte

## Indice

1	Risultati attesi .....	4
2	Risultati ottenuti .....	4
3	Prodotti attesi.....	4
4	Prodotti ottenuti .....	4
5	Analisi degli scostamenti su attività e risultati .....	5
6	Sintesi delle attività svolte .....	5
7	Dettaglio delle attività svolte .....	5
7.1	Analisi della domanda di calore .....	5
7.2	Motivazioni e metodologia di analisi costi-benefici .....	6
7.3	Analisi costi-benefici con impianto fotovoltaico .....	8
7.4	Analisi costi-benefici con ritiro elettricità dalla rete .....	11
7.5	Considerazioni finali e sviluppi successivi .....	13
8	Pubblicazioni scientifiche.....	14
9	Posizionamento della ricerca rispetto allo stato dell'arte internazionale .....	14

## Indice delle figure

Figura 1. Domanda energetica del caseificio. ....	6
Figura 2. Analisi della percentuale di copertura della domanda termica da parte dell'impianto PV collegato al sistema di accumulo termico al variare di capacità di accumulo e taglia di impianto PV.....	8
Figura 3. Beneficio annuo nel caso di accumulo ad alta T .....	9
Figura 4. Tempo di recupero investimento per il caso di accumulo ad alta T .....	9
Figura 5. Valore attuale netto per il caso di accumulo ad alta T .....	10
Figura 6. Beneficio annuo nel caso di accumulo a media T.....	10
Figura 7. Tempo di recupero investimento per il caso di accumulo a media T .....	11
Figura 8. Valore attuale netto per il caso di accumulo a media T .....	11
Figura 9. Beneficio annuo nel caso di accumulo ad alta T .....	12
Figura 10. Tempo di recupero investimento nel caso di accumulo ad alta T .....	12
Figura 11. Valore attuale netto dell'investimento con accumulo ad alta T .....	13

## Indice delle tabelle

Tabella 1. Principali parametri tecnico-economici per le analisi.....	7
---	---

## 1 Risultati attesi

Analisi costi-benefici e valutazione delle potenzialità commerciali del sistema di accumulo a media temperatura a livello industriale, con specifica analisi delle configurazioni impiantistiche ottimali per ciascuna tipologia di domanda energetica, relativo profilo di prelievo termico ed elettrico, scenario di costi orari di approvvigionamento dell'energia elettrica e termica e costi di investimento atteso per i vari componenti di sistema. Lo studio prevede la valutazione dei benefici energetici, ambientali ed economici derivanti da tali sistemi di accumulo in differenti configurazioni di impianto.

Report RT-1.02-4.14: Analisi tecnico-economica di tecnologie power-to heat -to power combinate ad accumulo termico per la decarbonizzazione del settore industriale.

Il report includerà una analisi dei principali indici economici dell'investimento nel sistema di accumulo termico ed analisi di sensibilità ai principali parametri tecnici ed economici

## 2 Risultati ottenuti

I risultati ottenuti sono in linea con quelli attesi, senza sostanziali scostamenti. In particolare è stata sviluppata una analisi costi-benefici relativa ad un caso di studio nel settore caseario, per la produzione di vapore ed acqua calda di processo, utilizzando dei sistemi di accumulo a media ed alta temperatura e studiando due configurazioni impiantistiche con ritiro di elettricità dalla rete o produzione di elettricità da impianto fotovoltaico, al fine di convertire questa elettricità in calore, accumularlo con due tecnologie a calore sensibile, e soddisfare la domanda energetica di calore dello stabilimento. A tal fine è stata sviluppata una analisi della tipologia di domanda di calore (profilo orario, livelli di temperatura), una analisi dei costi specifici di investimento per le tecnologie di conversione elettricità in calore e relativo accumulo, ed una analisi costi/benefici per valutare la convenienza economica, energetica ed ambientale in differenti configurazioni di impianto e con diversi scenari di costi dell'energia e dimensionamento di impianto, al fine di proporre l'analisi di sensibilità descritta nel progetto iniziale.

## 3 Prodotti attesi

Rapporto tecnico con dettaglio tecnico che riporti i principali indici economici per la fattibilità degli investimenti proposti con una analisi di sensibilità al variare dei principali parametri tecnici ed economici.

## 4 Prodotti ottenuti

Relazione tecnica sulla fattibilità economica e benefici ambientali nella integrazione di sistemi di accumulo termico a media temperatura per la decarbonizzazione dei consumi energetici e con riferimento ad un caso di studio nel settore agroindustriale, ed analisi della variazione degli indici di redditività economica al variare dei principali parametri tecnico-economici (taglia di impianto, rapporto tra costo del gas e costo elettricità, dimensionamento dell'accumulo termico).

## 5 Analisi degli scostamenti su attività e risultati

Non ci sono stati scostamenti tra attività previste ed effettivamente svolte

## 6 Sintesi delle attività svolte

Le attività hanno riguardato una prima fase di analisi dello stato dell'arte e delle tecnologie disponibili per accumulo termico a diversi livelli di temperatura e per applicazioni nel power to heat e nel power to heat to power (Ref.1). La seconda parte ha riguardato l'individuazione di un caso di studio di rilievo a partire dal lavoro sviluppato nelle precedenti annualità sulla potenziale domanda di accumulo termico. Lo studio si è focalizzato su di un impianto agroalimentare in provincia di Bari (un caseificio a Gioia del Colle) caratterizzato da domanda di calore costante durante l'anno (vapore a 240°C e 10 bar, 10 GWht per anno). Lo studio ha quindi ricostruito il profilo orario di domanda di calore per la successiva analisi costi/benefici.

Il primo caso di studio assume lo scenario di utilizzo di un impianto fotovoltaico presso lo stabilimento per la produzione di elettricità e copertura del fabbisogno di calore, attraverso un sistema di power to heat ed accumulo a calore sensibile a media temperatura. Il secondo caso assume ritiro di elettricità dalla rete per un sistema di power to heat, accumulare calore sensibile ad alta temperatura e soddisfare la domanda termica dello stabilimento. L'analisi si è focalizzata sulla quantificazione dei benefici energetici, ambientali ed economici al variare della taglia dell'impianto fotovoltaico, del rapporto tra costo dell'elettricità e costo del gas naturale, e della taglia del sistema di accumulo termico.

## 7 Dettaglio delle attività svolte

### 7.1 Analisi della domanda di calore

In questo studio viene analizzata un'azienda agricola situata nella provincia di Bari (Italia). Ha una superficie totale di 16000 m<sup>2</sup>, di cui 4500 m<sup>2</sup> sono occupati dall'impianto di produzione lattiero-casearia. L'azienda agricola presenta due tipologie di domanda termica, che vengono fornite da vapore e acqua calda. Il vapore a 240 C e 10 bar viene utilizzato come fluido termovettore per la lavorazione dei prodotti lattiero-caseari, mentre l'acqua calda viene erogata a 70 C per altri processi a bassa temperatura nell'azienda agricola. Un generatore di vapore alimentato a gas naturale viene utilizzato per soddisfare la domanda termica e il vapore viene distribuito in tutto l'impianto in un circuito chiuso con scambiatori di calore a piastre e sistemi di recupero del vapore. L'elettricità di rete viene utilizzata per soddisfare la domanda elettrica. L'azienda agricola consuma 1.081.000 Nm<sup>3</sup> di gas naturale all'anno, che equivalgono a circa 10 GWh di calore. La domanda elettrica annuale è di circa 3500 MWh. I prezzi dell'elettricità e del gas naturale per l'azienda agricola sono rispettivamente 0,17 Eur/kWh e 0,0494 Eur/kWh (o 0,538 Eur/Nm<sup>3</sup>). La bolletta energetica annuale è di circa 1,5 MEur.

Sono stati acquisiti dati orari per il consumo di elettricità da parte dell'azienda lattiero-casearia, poi aggregati su base annua e in una settimana di esempio, come mostrato in Fig. 1 (a) e (b). Sono stati elaborati anche i dati sulla domanda mensile di gas naturale, che sono stati poi convertiti in dati di domanda termica oraria (Figura 1 (c) e (d)) utilizzando il potere calorifico del gas naturale, l'efficienza della caldaia a gas (82%) e il profilo dei carichi termici derivante dallo specifico processo produttivo adottato. L'allocazione delle porzioni ad alta e bassa temperatura della domanda termica è assunta come rispettivamente il 60% e il 40%. Per una

descrizione più dettagliata della modellazione dei carichi termici dello stabilimento e della ricostruzione del profilo orario di consumo termico ed elettrico si rimanda alla pubblicazione (10.1016/j.renene.2020.05.120).

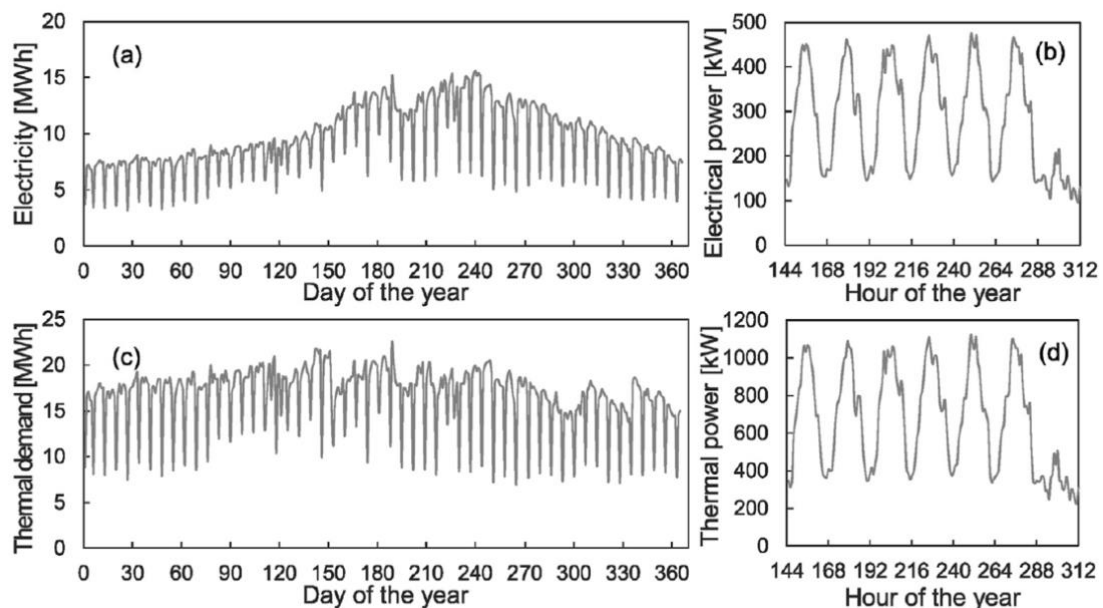


Figura 1. Domanda energetica del caseificio.

(a) profilo orario di consumo di elettricità; (b) profilo orario di consumo di elettricità in giorni rappresentativi (una settimana in gennaio); (c) profilo orario di consumo di calore; (d) profilo orario di consumo di calore in giorni rappresentativi (una settimana in gennaio)

## 7.2 Motivazioni e metodologia di analisi costi-benefici

Le motivazioni per l'analisi costi-benefici proposta risiedono nella considerazione che un sistema di accumulo termico alimentato con elettricità diventa redditizio in determinate condizioni di rapporto tra costo elettricità e costo del gas. Inoltre, una elevata variazione su base oraria dei prezzi dell'elettricità (caratterizzata ad esempio da mercati elettrici con elevata penetrazione di fonti rinnovabili intermittenti e congestioni di rete) giustifica maggiori investimenti in sistemi di accumulo di taglia maggiore, che siano in grado di ritirare ed accumulare energia in breve tempo (quando il costo dell'elettricità è più basso) per poi coprire la domanda termica con tempi di scarica dell'accumulo più lunghi, e con ciò ovviamente sostenendo costi di investimento maggiori.

Una buona parte di attività sono state dedicate alla analisi dei costi dei vari componenti di impianto, al fine di predisporre l'analisi tecnico-economica, e in considerazione anche di economie di scala e variazione dei costi specifici di investimento al variare della taglia dei componenti. Questa analisi è stata condotta in collaborazione con le aziende produttrici dei sistemi di accumulo e di conversione di elettricità in calore, ivi incluse le analisi dei non trascurabili costi per le infrastrutture elettriche. In aggiunta, lo studio si è focalizzato anche sulla scelta delle tecnologie ottimali per accumulo termico, alla luce della accurata analisi dello stato dell'arte, di interazioni con diversi produttori e varie start up attive nel settore, ed in considerazione delle specifiche caratteristiche tecniche dello stabilimento industriale analizzato. La parte di analisi dei costi dei vettori energetici (gas ed elettricità) e dei benefici economici derivanti dalle emissioni evitate di CO<sub>2</sub> (in particolare quantificazione del prezzo di vendita della CO<sub>2</sub> evitata) è stata sviluppata a partire dalle informazioni raccolte presso l'azienda e da valori di mercato nello scenario italiano. Tuttavia, in vista della elevata variabilità dei costi dell'elettricità e per fornire un supporto alle decisioni di investimento, la redditività

delle soluzioni proposte è stata valutata in funzione del rapporto tra costo elettricità e costo del gas. La metodologia può essere utilizzata per altre configurazioni impiantistiche, per esempio nella integrazione di pompe di calore o sistemi ibridi elettrico e a gas, o per studiare la convenienza economica di un accumulo termico integrato a reti di teleriscaldamento nel settore residenziale e terziario.

Sono state confrontate due tecnologie di accumulo termico rispettivamente a media (350-400°C) ed alta (fino a 1300°C) temperatura, entrambe basate su calore sensibile e descritte in dettaglio nella pubblicazione Ref.1. La prima tecnologia (proposta dalla azienda norvegese EnergyNest) si focalizza essenzialmente nel settore industriale e nella produzione di calore di processo, con impianti di accumulo modulari della taglia di circa 2 MWht ciascuno e composti da un materiale cementizio ad alta conducibilità e capacità termiche per accumulo di calore sensibile tra i 200 e 400 C (Heatcrete®), combinato ad acciaio, a sistema di isolamento termico ed a un sistema in circuito chiuso per scambio termico con la sorgente di calore (ad esempio sistemi solari a concentrazione, caldaie a biomassa, o impianti di conversione power to heat come nel caso proposto). La seconda tecnologia (proposta dalla azienda tedesca Kraftblock) propone un sistema di accumulo a calore sensibile con pellet o bricks di materiale ceramico con opportuni leganti e varia granulometria, per il raggiungimento di temperature di accumulo molto più elevate (fino a 1300 C), e sistema di scambio termico con aria o fumi caldi direttamente convogliati verso il o dal serbatoio con il pellet, rispettivamente per carica e scarica. La capacità di accumulo termico è in questo caso particolarmente elevata, fino a 1.2 MWh/m<sup>3</sup>, mentre l'utilizzo di materiale a basso costo e in parte riciclato (fino all'86%) assicura bassi costi di investimento, a fronte di un potenziale costo di esercizio non trascurabile, per i consumi del sistema di ventilazione aria. Una peculiarità di questa tecnologia è la possibilità di trasportare il calore, accumulato ad elevata densità energetica, dal luogo di produzione a quello di consumo finale, con camion ad esempio.

Tabella 1. Principali parametri tecnico-economici per le analisi

<b>Parametro</b>	<b>Valore</b>	<b>Unità di misura</b>
Costo acquisto gas naturale	105	Eur/MWht
Costo acquisto elettricità da rete	80	Eur/MWe
Valore emissioni CO2 evitate	90	Eur/t CO2
Coefficiente di emissione CO2	0,25	t CO2/MWht
Costo power to heat	160	kEur/MWe
Costo balance of plant accumulo media T	200	kEur/MWe
Costo balance of plant accumulo alta T	150	kEur/MWe
Rendimento complessivo Power to heat e round trip efficiency storage - accumulo media T	0.95	
Rendimento complessivo Power to heat e round trip efficiency storage - accumulo alta T	0.90	

Costo accumulo termico media T	22	kEur/MWht
Costo accumulo termico alta T	20	kEur/MWht
Costo impianto PV	800	kEur/MWp
Vita utile	15	anni
Tasso di sconto	0.05	

Per entrambe le tecnologie, sono stati considerati i due scenari di ritiro elettricità dalla rete e di produzione di elettricità da impianto fotovoltaico installato presso l'azienda. Si tratta in entrambi i casi di conversione di elettricità in calore, ed accumulo a due diversi livelli di temperatura e con varie capacità di accumulo, per consentire una flessibilità di bilanciamento tra domanda di energia termica del processo e generazione intermittente fotovoltaica, o fluttuazione dei prezzi di ritiro dell'energia elettrica. Le ipotesi tecnico-economiche assunte per i due scenari di integrazione di accumulo termico con fotovoltaico e con ritiro di elettricità dalla rete sono riportate in Tabella 1.

### 7.3 Analisi costi-benefici con impianto fotovoltaico

Questa sezione illustra i risultati dell'analisi costi-benefici con riferimento alla produzione di energia da impianto fotovoltaico ed utilizzo per soddisfare la domanda di calore con accumulo termico. Il profilo di generazione dell'impianto fotovoltaico è stato simulato considerando la località di Gioia del Colle, dove lo stabilimento è localizzato, e a partire dal profilo di consumo di calore riportato in Figura 1.

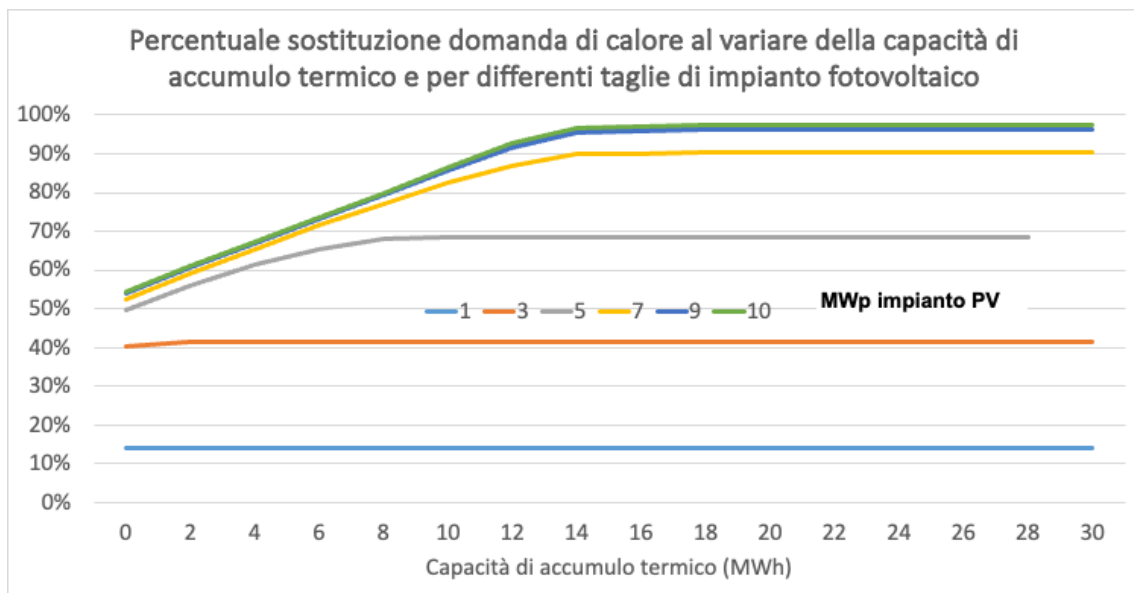


Figura 2. Analisi della percentuale di copertura della domanda termica da parte dell'impianto PV collegato al sistema di accumulo termico al variare di capacità di accumulo e taglia di impianto PV

Attraverso l'analisi di generazione e consumo, è stato possibile calcolare la percentuale di domanda termica soddisfatta dal sistema fotovoltaico per power to heat + accumulo termico al variare della taglia di impianto e della capacità di accumulo termico, come riportato in Figura 2 (che si riferisce al caso di accumulo ad alta T). Dalla Figura 2 si evince che la capacità di accumulo deve essere commisurata alla taglia dell'impianto fotovoltaico e, mentre per taglie

fino a 3 MWp quasi tutta l'energia elettrica prodotta è utilizzata per la produzione di calore senza necessità di accumulo, per taglia di PV dai 5 MWp in su esiste una dimensione ottimale di capacità di accumulo oltre la quale la percentuale di decarbonizzazione della domanda termica non aumenta in modo apprezzabile.

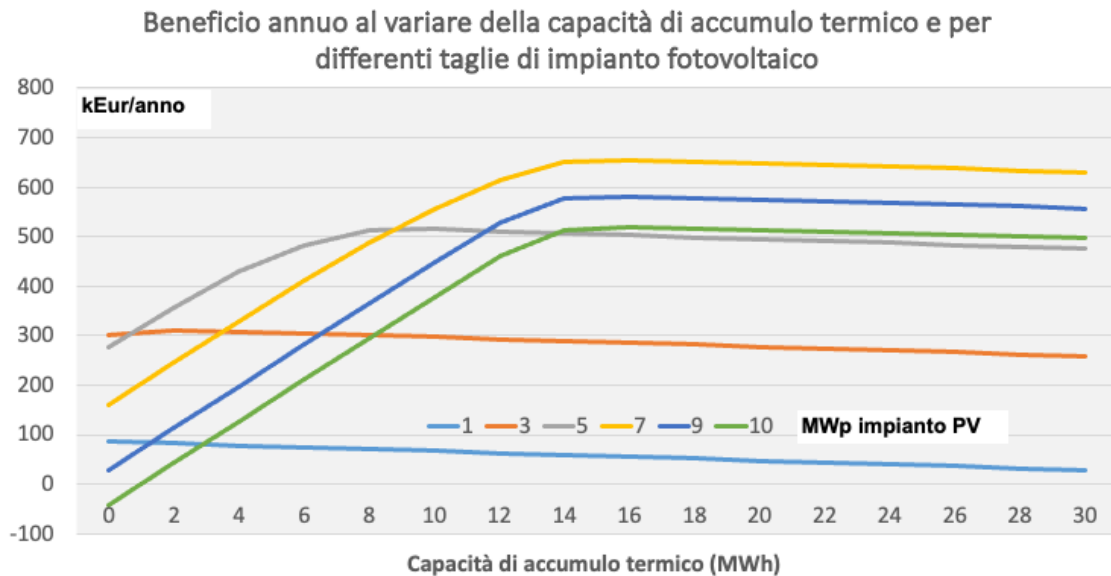


Figura 3. Beneficio annuo nel caso di accumulo ad alta T

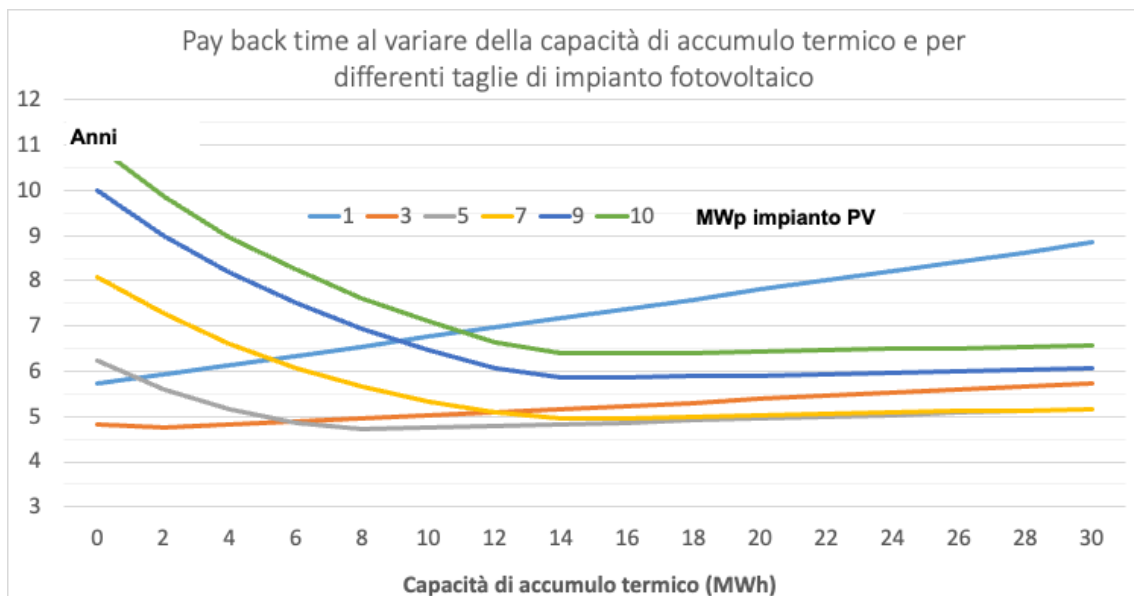


Figura 4. Tempo di recupero investimento per il caso di accumulo ad alta T

Queste considerazioni sui benefici energetici ed ambientali del sistema di accumulo, quando associate agli investimenti necessari per conseguirle, portano alla analisi dei benefici economici al variare di taglia di impianto PV e di capacità di accumulo termico di cui alla Figura 3, anch'essa relativa al caso di studio di accumulo ad alta T. Il beneficio annuo tiene conto dei costi evitati per acquisto di gas naturale e della quota annua dei costi di investimento. Si evince un valore massimo del beneficio annuo di circa 650 kEur/anno, corrispondente ad una taglia di impianto fotovoltaico di 7 MWp, con capacità di accumulo di circa 14 MWh. La figura 4 riporta il tempo di recupero dell'investimento, che risulta di poco inferiore ai 5 anni nel caso di impianto PV da 3 MWp e accumulo di 2 MWh o impianto da 5 MWp e accumulo di 8-10 MWh. Il Valore Attuale Netto dell'Investimento, riportato in Figura 5, ripropone un andamento molto simile al

beneficio annuo della Figura 3, come è ovvio che sia, e risulta massimo con taglia di impianto PV di 7 MWp ed accumulo di circa 14 MWh.

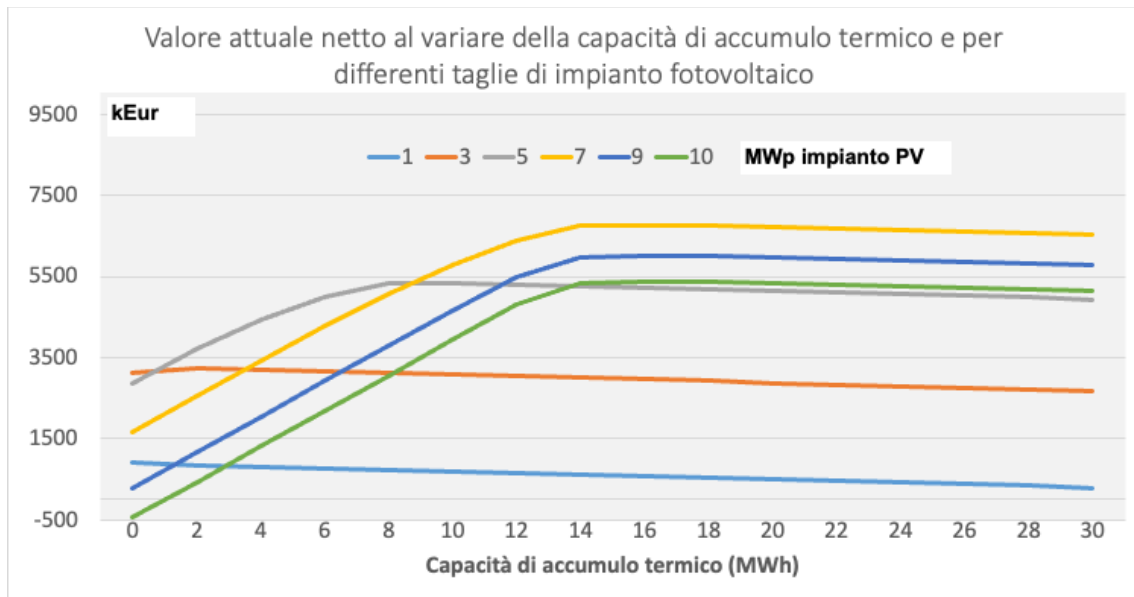


Figura 5. Valore attuale netto per il caso di accumulo ad alta T

Simili analisi di convenienza economica sono state prodotte nel caso di accumulo termico a media temperatura, caratterizzate da costi di investimento e rendimenti di conversione (power to heat ed accumulo) anch'essi più alti, per via delle minori perdite energetiche (a temperatura più bassa) e dei ridotti consumi di esercizio (assenza di sistemi di ventilazione per lo scambio termico di aria calda con i pellet, e dei conseguenti consumi energetici). Di contro, i costi di investimento sono più alti per le opere civili di maggiori dimensioni e per i sistemi di scambio termico con fluidi di lavoro in circuito chiuso.

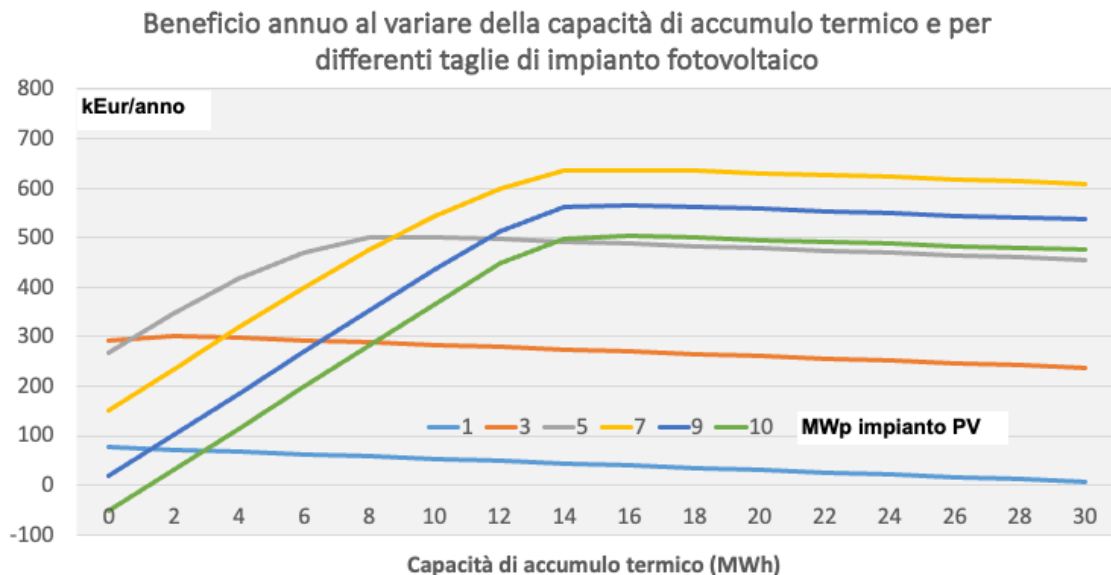


Figura 6. Beneficio annuo nel caso di accumulo a media T

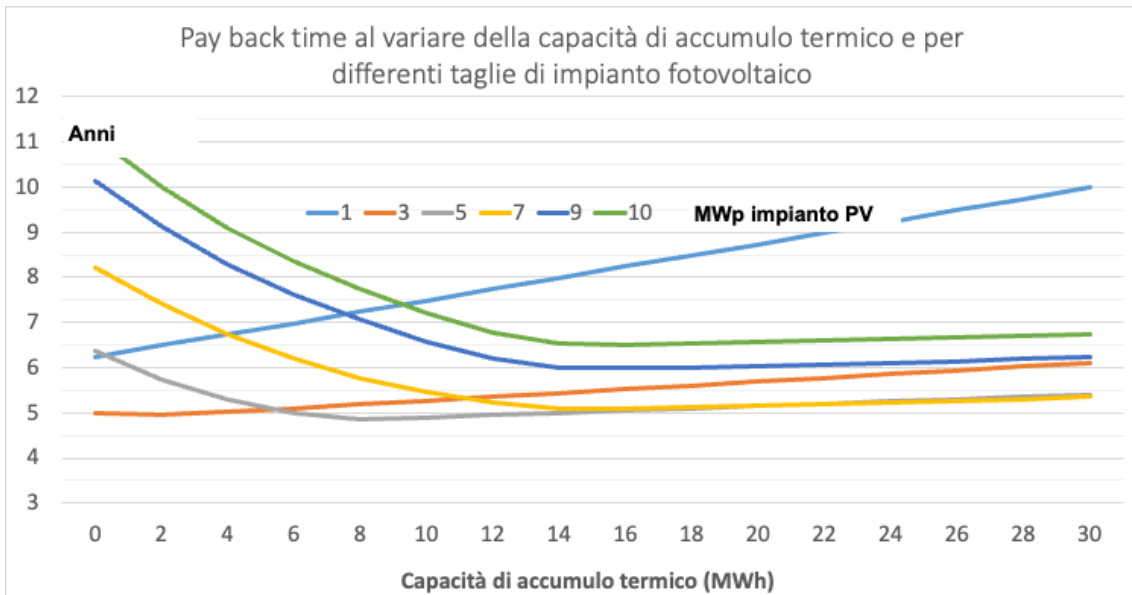


Figura 7. Tempo di recupero investimento per il caso di accumulo a media T

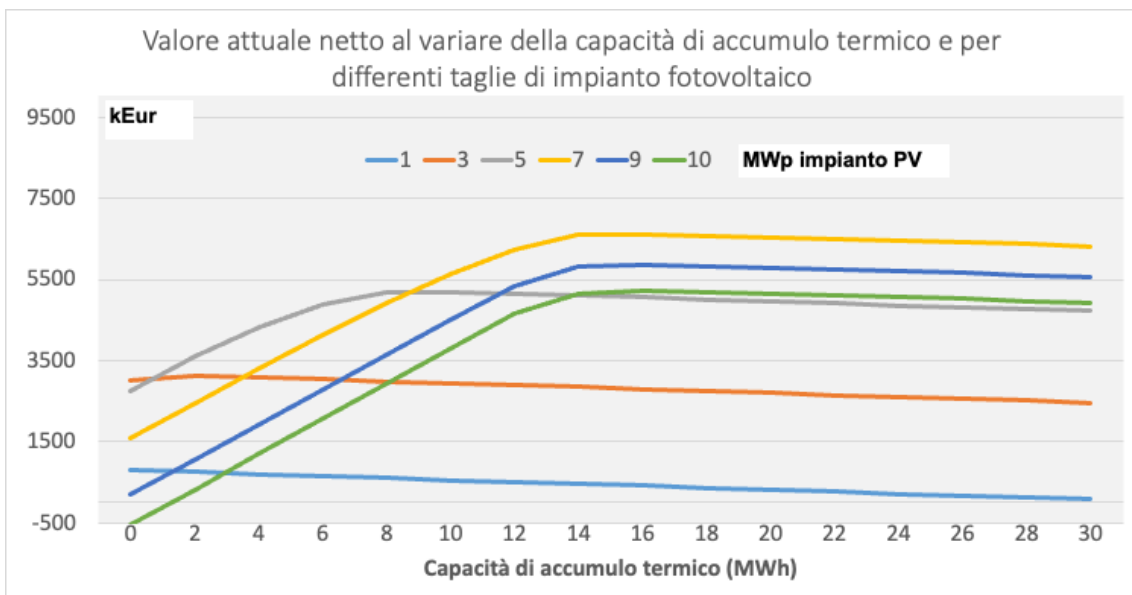


Figura 8. Valore attuale netto per il caso di accumulo a media T

#### 7.4 Analisi costi-benefici con ritiro elettricità dalla rete

Il secondo caso di studio si riferisce allo scenario di acquisto elettricità dalla rete piuttosto che produzione con impianto fotovoltaico. In questo caso il parametro che assume la maggiore importanza è il rapporto tra costo dell'elettricità e costo del gas naturale, e la sua variabilità durante il giorno. La Figura 9 riporta il beneficio annuo dell'investimento (considerando i costi di investimento attualizzati per accumulo e costo annuo evitato per acquisto di energia) al variare del rapporto (espresso in Eur/kWh) tra i costi di elettricità e gas, e con differenti taglie di impianto power to heat. Si osserva che al crescere della taglia del sistema power to heat aumenta anche la capacità di accumulo termico, e la possibilità di aumentare la flessibilità di esercizio (durata del periodo di carica dell'accumulo termico ridotta rispetto al periodo di scarica per coprire la domanda termica). Il dimensionamento ottimale della capacità di accumulo e della infrastruttura elettrica per prelievo di energia dalla rete dipende non solo dal rapporto tra costo di elettricità e costo del gas, ma anche dalla variabilità oraria di questi costi. Nel caso di rapporto costante durante il giorno (prezzi sostanzialmente fissi), la convenienza

economica maggiore si ha con capacità di accumulo termico minima e power to heat di 2 MWe, perché in tal modo il costo di investimento è il più basso. Se però si riscontra una variazione del prezzo di ritiro dell'elettricità durante il giorno, e la necessità di acquistare elettricità a basso costo per poterla accumulare in calore e soddisfare la domanda termica in altri intervalli temporali, allora la scelta di investimento migliore potrebbe essere quella di una maggiore capacità di accumulo. In particolare, lo stesso beneficio annuo di 500 kEur si potrebbe ottenere con rapporto tra costi dei vettori energetici di 0,55 e taglia di power to heat 8 MWe (capacità di accumulo di circa 21 MWh, durata prelievo energia dalla rete di circa 4,5 ore/giorno), o di rapporto tra costi dei vettori energetici di 0,75 e taglia di power to heat di 2 MWe (capacità di accumulo di circa 6 MWh, prelievo energia dalla rete pressochè costante per circa 18 ore/giorno). Altre soluzioni con integrazione con caldaia a gas esistente ed utilizzo solo quando i prezzi dell'energia elettrica sono molto alti potrebbero privilegiare le configurazioni di accumulo termico di taglia più piccola (e conseguente minore potenza installata per il power to heat).

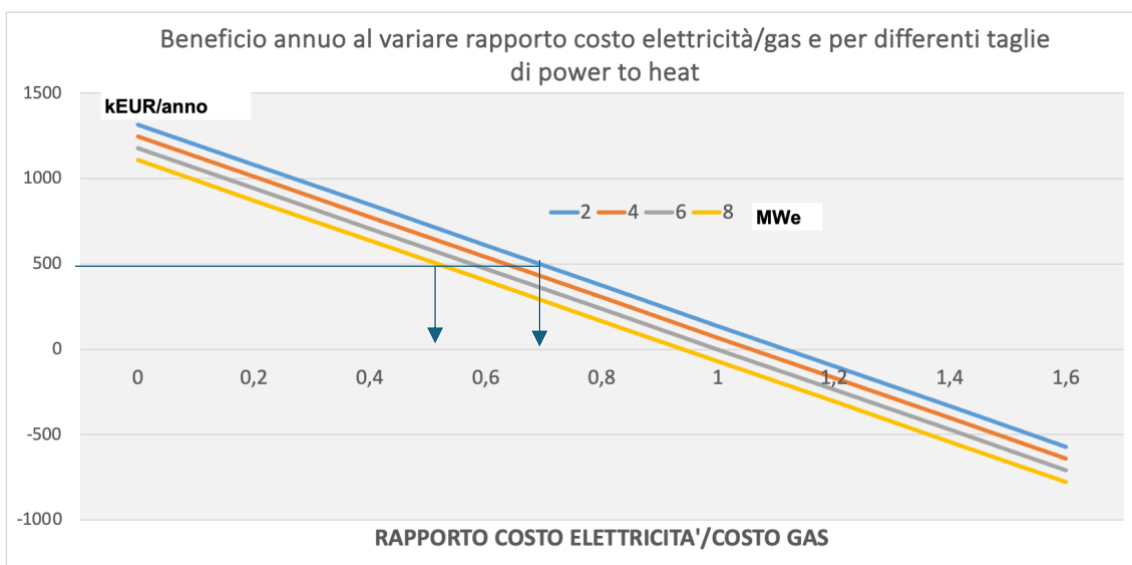


Figura 9. Beneficio annuo nel caso di accumulo ad alta T

Le Figure 10 ed 11 riportano i risultati delle analisi di convenienza economica con riferimento al ritiro di elettricità dalla rete ed allo scenario di accumulo ad alta temperatura.

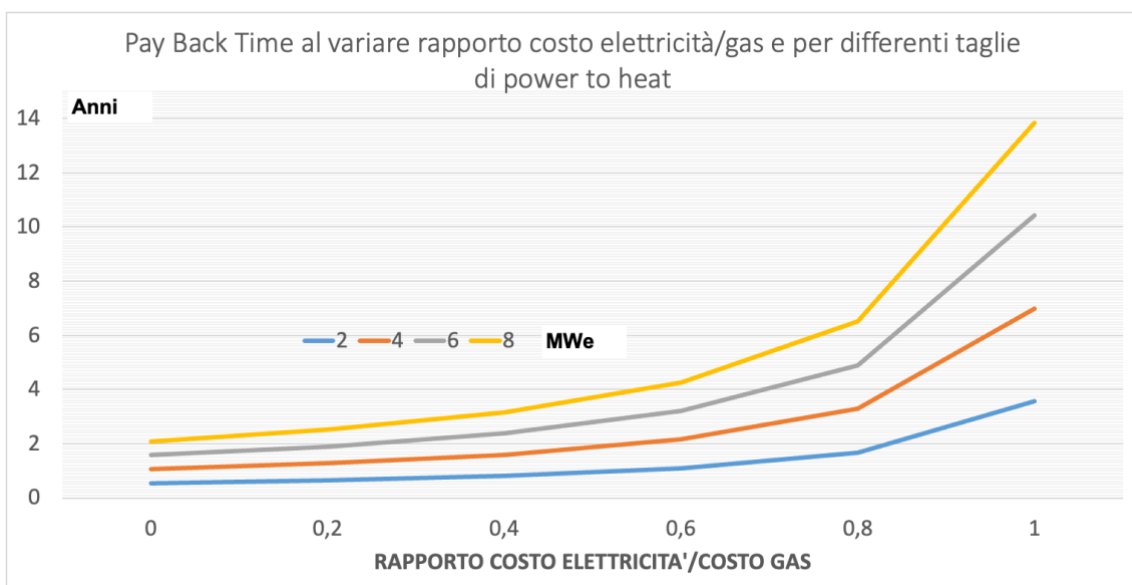


Figura 10. Tempo di recupero investimento nel caso di accumulo ad alta T

Il tempo di recupero dell'investimento (Figura 10) risulta il più basso per taglie inferiori di power to heat ed accumulo, per le ragioni di cui sopra (bassi costi di investimento) anche se la fluttuazione nei prezzi di acquisto dell'elettricità (riflessa in un favorevole rapporto tra costi dell'energia valido per solo una breve durata temporale) può portare a dimensionamento di accumulo differente, a favore di una maggiore flessibilità nei tempi di ritiro di elettricità dalla rete.

Stesse considerazioni si possono fare per il valore Attuale Netto dell'investimento di cui alla Figura 11, che risulta in generale più interessante rispetto allo scenario della produzione di energia da impianto fotovoltaico, avendo assunto in tutti i casi che l'energia elettrica utilizzata sia da fonte rinnovabile e dia diritto all'ottenimento dei crediti di carbonio.

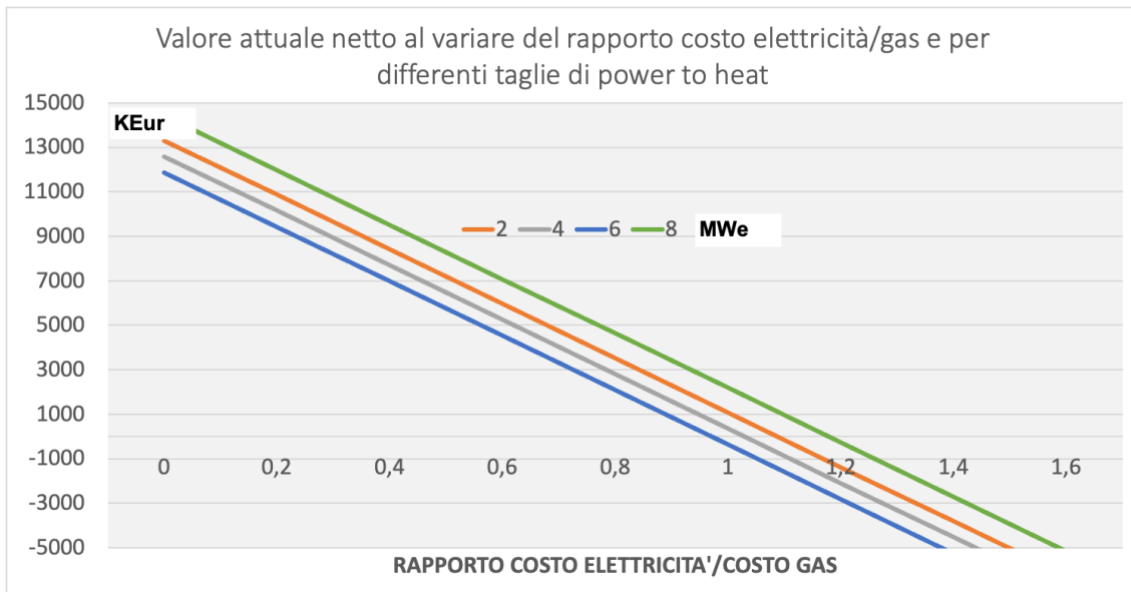


Figura 11. Valore attuale netto dell'investimento con accumulo ad alta T

## 7.5 Considerazioni finali e sviluppi successivi

I risultati mostrano una convenienza economica per gli interventi proposti negli attuali scenari di costi del gas, costo dell'elettricità e costi di investimento ipotizzati. In particolare, assumendo una domanda termica di circa 10 GWh con potenza installata di 2.3 MWt, la realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di elettricità e la conversione in calore è conveniente e presenta tempi di recupero dell'investimento di circa 5 anni nel caso di taglia impianto PV di 5 o 7 MWp e la capacità di accumulo termico che massimizza il Valore Attuale Netto è di circa 14 MWht. Il ritiro della elettricità dalla rete per la conversione in calore risulta conveniente quando il costo dell'elettricità non supera l'80% del costo del gas, mentre maggiori investimenti in potenza elettrica assorbita e conseguente capacità di accumulo si giustificano se possono consentire una maggiore flessibilità nel ritiro di elettricità, nei periodi in cui il costo è più basso, come evidenziato nelle analisi di dettaglio.

Ulteriori sviluppi della ricerca riguardano le possibilità di integrazione con caldaie a gas e sistemi esistenti per la produzione di calore di processo, integrazione con altre tecnologie quali il solare termico e le pompe di calore. Si potrebbe ad esempio, in alternativa allo scenario del fotovoltaico, valutare la possibilità di installare pompe di calore a compressione di vapore per la produzione di acqua calda e vapore, accoppiate a impianti solari ibridi termico e fotovoltaico. In questo caso le possibilità di accumulo energetico sarebbero anche maggiori, nella forma di calore a diversi livelli di temperature ed anche elettricità.

## 8 Pubblicazioni scientifiche

1. Pantaleo A.M., Trevisan S., Matteucci F., Cabeza L.F., Innovation trends on high-temperature thermal energy storage to defossilize energy systems (2024) *Journal of Energy Storage*, 103, art. no. 114261, DOI: 10.1016/j.est.2024.114261
2. Pantaleo A.M., Matteucci F., Cabeza L.F. Research funded by EU in thermal energy storage: Outcomes from the Eurotherm Seminar #116 and role of the European Innovation Council (2024) *Journal of Energy Storage*, 81, art. no. 110271, DOI: 10.1016/j.est.2023.110271
3. Datas A, Bondavalli P, Pantaleo A.M., Embracing Thermophotovoltaic Electricity: Pathways to Market Adoption. (2025) Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=4981703> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4981703>

## 9 Posizionamento della ricerca rispetto allo stato dell'arte internazionale

Le ricerche nel settore dell'accumulo termico hanno ricevuto un forte impulso negli ultimi anni, essenzialmente dettate dalla necessità di integrare le fonti energetiche rinnovabili e bilanciare a livello temporale e spaziale la domanda e l'offerta di energia. In particolare, il grande sviluppo di fotovoltaico ed eolico, e la necessità di decarbonizzare la produzione di calore, hanno reso necessario ottimizzare nuovi processi e nuove tecnologie per la conversione di elettricità in vettori energetici che possano essere accumulati e trasportati per la copertura della domanda termica. In questo contesto, la ricerca proposta ha l'obiettivo di individuare e quantificare le principali variabili tecnico-economiche che influenzano la convenienza economica di sistemi di accumulo termico da elettricità rinnovabile per la copertura della domanda di calore a media ed alta temperatura nel settore industriale ed agro-alimentare. Il problema di ricerca del dimensionamento ottimale dei sistemi di accumulo energetico è stato affrontato ampiamente in letteratura, con riferimento però alla modellazione e simulazione di tecnologie di accumulo di tipo elettrochimico per elettricità, o di tipo termico a bassa temperatura ed a partire da input termici. Di contro, mancano delle analisi specifiche sulle nuove tecnologie di accumulo termico a media ed alta temperatura e a partire da elettricità in ingresso, che possano fornire strumenti di supporto alla scelta della taglia ottimale dei sistemi di accumulo e delle più redditizie strategie di carica e scarica. La ragione di ciò risiede proprio nelle profonde modifiche alle tecnologie di generazione, trasmissione ed utilizzazione finale dell'energia a cui stiamo assistendo negli ultimi decenni, che portano alla necessità di rivalutare in ottica moderna vecchie tecnologie (elettricità per calore ad esempio) o a studiare nuovi materiali funzionalizzati (leghe metalliche per accumulo di calore latente con sistemi attivi di scambio termico che possano modulare la temperatura di scambio termico ecc) o nuovi processi di produzione (stampa di scambiatori di calore in 3D con geometrie complesse e materiali ad alte prestazioni termofisiche e meccaniche ad esempio).

Futuri sviluppi della ricerca riguardano le possibilità di integrazione con caldaie a gas e con sistemi esistenti per la produzione di calore di processo, o integrazione con altre tecnologie quali il solare termico e le pompe di calore. In alternativa allo scenario del fotovoltaico, è interessante valutare la possibilità di integrare pompe di calore a compressione di vapore per la produzione di acqua calda e vapore, accoppiate a impianti solari ibridi termo-fotovoltaici. In questo caso è possibile realizzare accumuli energetici nella forma sia di elettricità che di calore a vari livelli di temperatura, con maggiori gradi di libertà nella ottimizzazione di sistema.