



Economia Aziendale Online

# Economia Aziendale Online

Business and Management Sciences  
International Quarterly Review

Modelli realizzativi delle CER in PPP: la  
distribuzione di rischi e benefici tra i  
partecipanti all'operazione

Laura Martiniello, Leonzio Capparelli

Pavia, September 30, 2025  
Volume 16 – N. 3/2025

DOI: 10.13132/2038-5498/16.3.867-885

[www.ea2000.it](http://www.ea2000.it)  
[www.economiaaziendale.it](http://www.economiaaziendale.it)

  
PaviaUniversityPress

---

Electronic ISSN 2038-5498  
Reg. Trib. Pavia n. 685/2007 R.S.P.

# Modelli realizzativi delle CER in PPP: la distribuzione di rischi e benefici tra i partecipanti all'operazione

Laura Martiniello, PhD

Professore ordinario  
di Economia Aziendale  
Dipartimento Economia,  
Statistica e Impresa.  
Universitas Mercatorum .  
Roma, Italy.

Leonzio Capparelli

Dottorando di ricerca  
in Economia Aziendale  
Dipartimento di Diritto ed  
Economia dell'Impresa.  
Sapienza Università di Roma.  
Italy.

**Corresponding Author:**

Leonzio Capparelli

*leonzio.capparelli@uniroma1.it*

**Cite as:**

Martiniello, L., & Capparelli, L.  
(2025). Modelli realizzativi  
delle CER in PPP: la  
distribuzione di rischi e  
benefici tra i partecipanti  
all'operazione. *Economia  
Aziendale Online*, 16(3), 867-885.

**Section:**

*Refereed Paper*

**Received:** July 2025

**Published:** 30/09/2025

**ABSTRACT**

Questo studio si propone di analizzare i modelli di attuazione delle Comunità Energetiche Rinnovabili (REC) nell'ambito dei partenariati pubblico-privato (PPP). Il fenomeno delle REC in Italia è in pieno sviluppo e comprensione; pertanto, tendono ad esserci lacune significative, sia in termini pratici che teorici. Secondo l'approccio teorico, i seguenti aspetti sono particolarmente meritevoli di approfondimento e analisi: 1) comprendere il corretto equilibrio tra rischi e benefici per il concedente pubblico, il concessionario privato e la REC; 2) studiare possibili modelli di PPP con particolare riferimento al loro equilibrio economico-finanziario e alla loro sostenibilità; 3) quantificare i benefici economici residui, al netto dell'am-mortamento degli investimenti e dei costi di gestione. Al fine di fornire una panoramica delle lacune identificate, questo articolo analizza un caso di studio reale. Il caso analizzato riguarda uno dei pionieri nel campo della partecipazione alle REC in Italia e, essendo ancora in fase di attuazione, non possono essere divulgati dati diversi da quelli economico-finanziari a nostra disposizione. Lo studio risponde a quattro domande di ricerca, che sono descritte nella Sezione .2 dell'articolo. I principali risultati ottenuti indicano che gli incentivi previsti sono essenziali per l'equilibrio delle operazioni di REC in PPP; che entrambi i modelli PPP (lavoro a caldo e lavoro a freddo) siano sostenibili, sebbene il modello di lavoro a caldo sia preferibile; infine, vi sono molteplici benefici sociali e ambientali derivanti dall'attuazione delle REC nei PPP. Lo studio ha forti implicazioni pratiche e teoriche, tra cui, in primo luogo, il sostegno ai responsabili politici pertinenti, alle aziende interessate e ai singoli cittadini.

This document aims to analyse the implementation models of Renewable Energy Communities (REC) in public-private partnerships (PPP). The phenomenon of RECs in Italy is in full development and understanding; therefore, there tend to be significant gaps, both in practical and theoretical terms. According to the theoretical approach, the following aspects are particularly worthy of further study and analysis: 1) understanding the correct balance between risks and benefits for the public grantor, the private concessionaire and the REC; 2) studying possible PPP models with particular reference to their economic and financial balance and sustainability; 3) quantifying the residual economic benefits, net of investment amortisation and management costs. In order to provide an overview of the gaps identified, this paper analyses a real case study. The case analysed concerns one of the pioneers in the field of REC participation in Italy and, as it is still in the implementation phase, no data other than the economic and financial data available to us can be disclosed. The study answers four research questions,

which are outlined in section n.2 of the paper. The main results obtained indicate that the incentives designed are essential for the balance of REC operations in PPPs; that both PPP models (hot work and cold work) are sustainable, although the hot work model is preferable; finally, there are multiple social and environmental benefits arising from the implementation of RECs in PPPs. The study has strong practical and theoretical implications, including, primarily, support for relevant policy makers, interested companies and individual citizens.

---

**Keywords:** PPP, CER, Triple Bottom Line, risks, benefits .

---

## 1 – Introduzione. Background teorico delle CER in PPP

Il Governo italiano ha inteso puntare su uno sviluppo consistente delle CER sul territorio attraverso il Decreto Ministeriale n.436 del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica pubblicato il 14 febbraio 2024. Il Decreto nasce con la volontà di voler stimolare la nascita e lo sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili e dell'autoconsumo in Italia, disciplinando, ai sensi dell'articolo 8 del D.lgs. 199/2021, le modalità di incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e di definire i criteri e le modalità per la concessione dei contributi previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Il Provvedimento, nella sua stesura, cerca di fornire gli strumenti necessari al perseguimento degli obiettivi prefissati, per i quali vengono previste delle importanti misure volte allo sviluppo delle Comunità energetiche e dell'autoconsumo, nello specifico trattasi di:

1. Contributi in conto capitale erogati dalla Pubblica Amministrazione;
2. Tariffe incentivanti per la produzione di energia elettrica (TIP).

Per quanto attiene al primo punto, il Decreto prevede che per le CER i cui impianti siano ubicati in comuni con una popolazione inferiore ai 5.000 abitanti e la cui potenza non superi 1MW, venga riconosciuto un contributo in conto capitale pari al 40% dei costi ammissibili, quindi sul valore dell'investimento, a valere sulle risorse del PNRR. Tale contributo viene applicato all'importo delle spese sostenute per la realizzazione di impianti alimentati da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), nei limiti delle spese ammissibili e dei costi di investimento massimi stimati in funzione delle dimensioni degli impianti, ossia:

- a. 500€/KW, per impianti fino a 20 KW;
- b. 200 €/kW, per impianti di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW;
- c. 100 €/kW per potenza superiore a 200 kW e fino a 600 kW;
- d. .050 €/kW, per impianti di potenza superiore a 600 kW e fino a 1.000 kW.

Per quanto attiene, invece, le tariffe incentivanti per la produzione di energia elettrica di cui al punto due, il Decreto prevede che la tariffa complessiva calcolata sia costituita da una parte variabile ed una fissa. L'entità della parte variabile muta in funzione del prezzo di mercato dell'energia, il cui valore si aggira in un intervallo di valori compreso tra 0 e 40€/MWh. Per quanto riguarda la parte fissa della tariffa incentivante, essa varia in funzione della taglia dell'impianto, pertanto il Decreto MASE prevede che:

- a) Per impianti di potenza > a 600kW, il valore della TIP sia pari a:  $60 + \max(0; 180 - P_z)$ , dove  $P_z$  rappresenta la parte variabile del calcolo della tariffa, rappresentando, quindi, il prezzo

zonale dell'energia elettrica. Si specifica che la tariffa oraria, visti e considerati i diversi livelli di insolazione della penisola italiana, prevede l'applicazione di fattori di correzione per area geografica:

– per il centro Italia (Lazio, Marche, Toscana, Umbria e Abruzzo) il fattore di correzione è pari a + 4€/MWh;

– per il nord Italia (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta e Veneto) il fattore di correzione è pari a + 10€/MWh.

b) Per impianti di potenza  $> 200\text{kW}$  e  $\leq 600\text{kW}$ , il valore della TIP sia pari a:  $70 + \max(0; 180 - Pz)$ , dove  $Pz$  rappresenta la parte variabile del calcolo della tariffa, rappresentando, quindi, il prezzo zonale dell'energia elettrica.

c) Per impianti di potenza  $\leq 200\text{kW}$ , il valore della TIP sia pari a:  $80 + \max(0; 180 - Pz)$ , dove  $Pz$  rappresenta la parte variabile del calcolo della tariffa, rappresentando, quindi, il prezzo zonale dell'energia elettrica.

Prevedere consistenti incentivi economici di natura pubblica alla realizzazione delle CER costituisce una scelta di politica pubblica delicata ed importante. Le esperienze passate su altre forme di incentivo (es. sull'edilizia cd. 110%) ci hanno insegnato che ci sono errori da non ripetere quando si affronta il delicato tema dell'incentivazione di progetti.

Nel caso di specie i progetti legati alla transizione energetica verso fonti rinnovabili necessitano di incentivi che permettano un equilibrato sviluppo di queste operazioni. Da qui l'interesse a valutare adeguatamente il complessivo equilibrio economico-finanziario di queste operazioni con l'obiettivo di evitare il rischio che incentivi sovrabbondanti comportino una distorsione del mercato. L'incentivo deve, infatti, produrre effetti positivi che non si sarebbero prodotti in sua assenza. Se, quindi, il mercato fosse in grado di sostenere da solo gli investimenti verso la transizione energetica non ci sarebbe alcun bisogno di incentivi pubblici.

Questo è tanto più vero quando il soggetto realizzatore/utilizzatore degli impianti è una pubblica amministrazione (Martiniello, 2012). La costituzione di una Comunità Energetica pubblica rappresenta, quindi, un'attività complessa, di cui è necessario studiare gli equilibri non solo economici ma anche in termini di rischi e benefici delineando modelli realizzativi efficienti ed efficaci. In questo contesto si innestano i meccanismi di Partenariato Pubblico Privato (PPP) per la realizzazione di CER che verranno analizzati a seguire.

## 1.1 – I modelli di CER in PPP

Il PPP può essere definito come un accordo in cui gli enti pubblici stipulano accordi contrattuali a lungo termine con soggetti del settore privato per la costruzione o la gestione dell'ente pubblico, o per la fornitura di servizi (utilizzando strutture infrastrutturali) da parte del soggetto privato alla comunità per conto dell'ente pubblico (Grimsey, Lewis, 2002). Secondo Sudic' et. Al. (2013), il Partenariato Pubblico Privato unisce il settore pubblico e il settore privato tramite contratti a lungo termine, comprendendo accordi e intese volontarie volti alla regolazione di erogazione di servizi, outsourcing e iniziative di finanza privata (Martiniello, 2011). Secondo (Iossa, Antellini Russo, 2008) l'impiego del Partenariato Pubblico Privato per la fornitura di servizi pubblici è stato reso organico dal governo britannico, il quale se ne è fatto promotore a livello mondiale a partire dal lancio della *Private Finance Initiative* (PFI) nel 1992.

Il PPP negli ultimi anni ha riscontrato un gradimento sempre maggiore e le sue caratteristiche essenziali fanno pensare che possa essere il modello operativo efficace per la

costituzione di una Comunità Energetica Rinnovabile di matrice pubblica, così come osservato da Carbonara, Pellegrino, (2018) e da Martiniello, et Al. (2020), secondo cui il PPP costituisce l'alternativa *win-win* per la realizzazione di opere ad oggetto l'efficienza energetica, in quanto garantisce, nel caso degli *Energy Performance Contracting* (EPC), una situazione vantaggiosa ed equilibrata per i protagonisti dei progetti di efficienza energetica.

La costituzione, e la successiva gestione, delle CER mediante operazione di Partenariato, può avvenire su iniziativa pubblica, questo non comporta impatti significativi sulla finalità più generica della Comunità, quanto sui ruoli ricoperti dai protagonisti principali. Infatti, secondo questa configurazione di CER, l'ente promotore risiede nella figura dell'ente pubblico, il quale promuove la realizzazione della Comunità mediante bandi e/o manifestazioni di interesse.

Il soggetto pubblico Concedente, oltre che a ricoprire il ruolo di soggetto promotore dell'iniziativa, potrà essere produttore e/o semplice consumatore dell'energia prodotta, mediante la messa disposizione dei terreni e delle superfici, di proprietà pubblica, sui cui sorgono gli impianti della CER.

Si possono, quindi, individuare diversi ruoli per gli attori coinvolti nell'organizzazione e funzionamento di una CER:

- consumatore (membro della CER);
- consumatore-produttore (membro della CER);
- produttore esterno o 'terzo' (non membro della CER);
- soggetto esterno che mette a disposizione impianti o superfici (spazi) a beneficio della CER (non membro della CER).

Il Concessionario quale soggetto esterno alla CER, potrà in ogni caso fornire servizi quali: i) l'installazione e la manutenzione degli impianti FER della CER; ii) la gestione e il monitoraggio della CER. Potrebbe, inoltre, verificarsi inoltre la situazione in cui il produttore di energia sia un soggetto terzo esterno al rapporto concessorio; in questo caso per la configurazione della CER gli impianti devono comunque essere nella disponibilità della Comunità. Il produttore terzo ha l'obbligo di immettere l'energia da lui prodotta a disposizione della CER e non di altri soggetti, ai fini dell'obiettivo di autoconsumo diffuso.

E' quindi possibile individuare due modelli realizzativi in PPP delle CER pubbliche, che saranno oggetto di analisi nel prosieguo in questo lavoro: i) il modello CER opera fredda; ii) il modello CER opera calda.

Il modello CER opera fredda prevede la realizzazione di una operazione di PPP dove il principale fruitore dei servizi energetici è la PA che riconosce al concessionario un canone di disponibilità che include l'ammortamento dei capitali investiti ed i servizi di manutenzione-gestione erogati dal Concessionario. La PA utilizza in modo diretto gli impianti FER realizzati dal concessionario sulle superfici pubbliche, con autoconsumo diretto a valere sul proprio POD. In questo modello il Concessionario resta un soggetto del tutto esterno alla CER e si qualifica come mero realizzatore e gestore del servizio energetico per conto dell'amministrazione.

Il modello CER opera calda è caratterizzato da un partenariato in cui il principale fruitore dell'energia è il concessionario che ripaga l'investimento realizzato tramite lo sfruttamento economico dell'opera ovvero la vendita dell'energia prodotta con gli impianti FER realizzati sulle superfici pubbliche. Lo sfruttamento economico degli impianti è, quindi, effettuato dal Concessionario in via diretta. In questo scenario il Concessionario paga al Concedente il diritto di superficie, si qualifica come titolare degli impianti (per il periodo concessorio salvo

retrocessione a fine contratto) e si impegna a mettere gli impianti realizzati in condivisione di una CER composta dall'amministrazione e dai cittadini. In questo modello il Concessionario potrebbe essere membro della CER in qualità di produttore dell'energia condivisa (ove ne ricorrano le condizioni normative) o restare un soggetto esterno alla stessa. In particolare, si ricorda che per le imprese la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale e che sono in ogni caso escluse dalla CER le grandi imprese.

Tuttavia, in questo caso le imprese possono anche essere coinvolte come produttori esterni (o produttori 'terzi') alla CER e/o fornitori di servizi per la CER: dall'installazione degli asset fisici (gli impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili e loro ausiliari), alla loro conduzione/manutenzione, agli strumenti hardware/software per la gestione (monitoraggio e contabilizzazione) dei flussi energetici e finanziari della CER.

È importante, infine, sottolineare che la CER, in entrambi i modelli descritti, non possiede gli impianti di produzione in proprietà, ma ne ha la disponibilità e il controllo, così che l'energia prodotta possa essere condivisa tra i suoi membri. Il ruolo di finanziatore, proprietario o produttore sarà infatti in capo al Concessionario sia che esso ricopra il ruolo di membro del CER sia che ne resti esterno. Si ricorda, infine, che la proprietà di un impianto FER non implica il ruolo di produttore. Quest'ultimo corrisponde con il titolare dell'officina elettrica.

Si approfondiscono a seguire i rischi e benefici e l'equilibrio – economico finanziario dei due modelli descritti.

## 2 – Rassegna della letteratura

L'industria energetica è oggetto, ormai da decenni, di studi economico aziendali, i quali, nel corso del tempo, hanno via via attenzionato principalmente gli effetti di carattere ambientale, sociale ed economico (ESG) del settore.

La transizione energetica occupa ormai una posizione dominante tra le tematiche maggiormente trattate. La transizione energetica è un processo fondamentale per ridurre le emissioni di gas serra e mitigare gli effetti del cambiamento climatico, per il quale risulta essere idonea l'adozione di un approccio interdisciplinare (De Curto et. Al., 2024).

L'obiettivo della transizione energetica sostenibile è oggi al centro delle agende dei policy makers di tutto il mondo. (Albanese e Varlese, 2023).

Il settore energetico è oggetto di grande attenzione da parte dell'Unione Europea, con notevoli risorse destinate alla formulazione di politiche energetiche coordinate e all'implementazione di misure per affrontare sfide ed opportunità del settore. Pilastro fondamentale della normativa di settore è il "*Clean Energy for all Europeans*", ossia un pacchetto di leggi proposto dalla Commissione Europea nel 2016 volto a promuovere l'energia rinnovabile e l'efficienza energetica in tutta l'Unione Europea, il cui obiettivo generale risiede nella volontà di voler creare un sistema energetico più sostenibile, competitivo e sicuro per tutti i cittadini europei. Secondo Wierling et Al. (2023) i cittadini si impegnano in vari modi in progetti energetici rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, contribuendo così alla transizione energetica sostenibile. Nell'ambito del predetto complesso normativo ricopre una notevole importanza la Direttiva RED II (*Renewable Energy Directive II* – Direttiva sulle Energie Rinnovabili II), la quale stabilisce obiettivi vincolanti per la quota di energia rinnovabile nell'Unione Europea entro il 2030 e si fa promotrice di misure volte alla facilitazione dell'autoconsumo di energia prodotta da fonti rinnovabili e dello sviluppo delle Comunità

Energetiche. In Italia la Direttiva RED II viene completamente recepita dal D.lgs. 162/2019 – il cui obiettivo è quello di promuovere l'uso delle energie rinnovabili e di favorire l'efficienza energetica, seguendo le linee guida stabilite a livello europeo – e dal D.lgs. 199/2021 – il cui obiettivo è quello di promuovere ulteriormente l'uso delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica, oltre a favorire lo sviluppo dell'autoconsumo e delle comunità energetiche – diventati successivamente le principali fonti di riferimento in ambito energia (La Rosa, 2022).

L'Italia negli ultimi anni ha visto un notevole impegno ed interesse del legislatore nel supportare la nascita di Comunità Energetiche Rinnovabili (d'ora in avanti CER). Ad oggi sono già presenti alcune comunità attive, circa 198, e molte altre in fase di sviluppo. L'“*Electricity Market Report*”, pubblicato dal Politecnico di Milano, prevede che nei prossimi 5 anni saranno implementate e messe in funzione circa 10 mila CER. Nonostante un interesse crescente da parte dei cittadini, delle imprese e dello Stato riguardo le CER, e nonostante delle stime incoraggianti, tendono ad essere ancora modesti i numeri che emergono dalle indagini sulla popolazione e sulle imprese, i quali rilevano che solo il 13% dei cittadini ed il 32% delle imprese conoscono e comprendono la tematica relativa alle CER, nonostante circa il 60% dei cittadini e circa il 56% delle imprese siano disposti ad aderirvi quali protagonisti principali (Rapporto Symbola, Gennaio 2023). Molte sono le indagini condotte da istituzioni tra cui Legambiente e Unioncamere, che riscontrano un'informazione insufficiente dei cittadini, e non solo, rispetto ai rischi e ai benefici nonché all' iter costitutivo delle Comunità Energetiche; generalmente una maggiore informativa riguardo i benefici, ed in particolar modo riguardo i rischi incontro ai quali potrebbero incorrere i protagonisti dell'operazione, potrebbe giovare non solo ai cittadini, ma la stessa iniziativa in termini di valore (Paolone et Al., 2021). Una delle problematiche più rilevanti per la diffusione delle CER è, quindi, quella relativa alla maggiore informazione, dei potenziali membri delle Comunità, in merito alle modalità di attuazione, ai tempi di realizzazione, all'entità degli investimenti previsti e agli aspetti giuridici e soprattutto di convenienza economica della partecipazione ad una comunità energetica (Berardi, 2023), (De Vidovich et. Al., 2021).

Altra fattispecie rappresentativa delle problematiche per la diffusione delle CER in Italia è quella relativa all'identificazione e alla successiva allocazione dei rischi. Infatti, dalla letteratura esistente si evince che i rischi legati alla costituzione della CER in PPP siano riconducibili al rischio di costruzione, al rischio di disponibilità, al rischio di monitoraggio, al rischio domanda e al rischio CER (Martiniello et. Al, 2025). La presenza dei rischi viene fronteggiata, oltre che con idonei termini legali, anche con la suddivisione degli stessi tra le parti in funzione della promissione e delle relative competenze di gestione del rischio stesso (Cuocolo et. Al, 2023). I rischi legati alla CER, possono anche venire ad esistenza non solo come rischi operativi derivanti dalle fasi di costituzione e gestione dell'infrastruttura, ma come rischi più generici legati alla vita stessa della Comunità. Infatti, secondo Bernardoni et. Al (2022), le CER in Italia, rischiano di essere disperse nel caso in cui la loro promozione segua esclusivamente un approccio di tipo Top-down da parte dei grandi player energetici, i quali sono in grado di vedere nelle CER esclusivamente uno mero strumento di marketing.

La Comunità Energetica è un soggetto giuridico caratterizzato dall'assenza dello scopo di lucro, i cui obiettivi generali si fondano sulla volontà di voler garantire alla comunità, e non solo, benefici a carattere ambientale, economico e sociale ma non prevalentemente finanziario. Secondo Persico (2021) il modello delle comunità di energia rinnovabile si discosta significativamente dagli schemi pregressi legati alla produzione e alla vendita dell'energia (...) la disciplina delle CER si limita a richiedere la disponibilità degli impianti di produzione in capo

alla comunità, mentre l'imputazione formale dell'energia alla CER, soggetto di diritto privato, sembra essere una *factio iuris* del tutto strumentale alla fruizione collettiva dei benefici associati alla sua produzione e al suo consumo locale, secondo criteri di riparto concordati.

Gli aspetti giuridico-procedurali relativi alla costituzione e alla gestione delle Comunità Energetiche vengono ripresi dal D.lgs. 199/2021, precisamente all' art. 31, nel quale vengono stabiliti gli stringenti e specifici requisiti di operatività delle CER, riconoscendo, inoltre, il diritto dei clienti finali di associarsi in comunità energetiche a condizione che la loro aggregazione non veda come unico e principale obiettivo quello del realizzo di profitti finanziari, ma quello dell'autoconsumo. Nonostante i presupposti di "accesso" siano chiari e dettagliati, la normativa relativa alla costituzione delle CER o dei Gruppi di Autoconsumo è di gran lunga meno specifica è dettagliata. Le Comunità Energetiche Rinnovabili, viste le loro molteplici finalità in campo economico, sociale ed ambientale, mostrano una perfetta attinenza con quanto previsto dal *framework* "Triple Bottom Line" (TBL), introdotto da Jonh Elkington, mosso dalla volontà di voler trattare il concetto relativo alla sostenibilità secondo aspetti e ambiti differenti. Secondo Elkington la TBL nella sua nuova connotazione si concentra su aspetti economici, ambientali e sociali, a differenza di quanto veniva interpretato in periodi precedenti, la cui attenzione era principalmente rivolta agli aspetti finanziari e in via residuale a quelli ambientali, mentre l'aspetto sociale era stato ignorato (Elkington, J., 2001). Studi precedenti dimostrano che i sistemi di energia rinnovabili enfatizzano notevolmente gli aspetti economici e ambientali della TBL (Lerman et. Al., 2021). L'allineamento delle azioni umane volte al soddisfacimento ed al miglioramento delle condizioni ambientali, sociali e ed economiche, rispetto la TBL, viene riscontrata in molteplici iniziative, tra cui le catene di fornitura sostenibile (Klassen e Vereecke, 2012). Il quadro concettuale appena citato, si fonda su tre pilastri fondamentali, ossia:

(1) PROFITTO, profilo economico, in base al quale viene posta l'attenzione sulla valutazione della sostenibilità economica dell'azienda, quindi sulla sua crescita sostenibile crescente e duratura nel tempo;

(2) PERSONE, profilo sociale, in base al quale vengono considerati i diversi impatti sociali a seguito dell'esercizio delle attività dell'organizzazione, avendo attenzione ad aspetti fondamentali quali il benessere dei dipendenti, la parità di genere e le condizioni di lavoro;

(3) PIANETA, profilo ambientale, in base al quale vengono valutati gli impatti ambientali venuti ad esistenza a seguito delle attività dell'organizzazione.

In letteratura alcuni autori affiancano la tematica relativa alla transizione energetica al *framework* TBL, tra cui Li et. Al. (2024), Liao (2023), secondo cui la teoria relativa alla TBL è comunemente promossa come metodo per valutare lo sviluppo sostenibile in modo giusto e veritiero. L'autore nel suo studio riesce a dimostrare, secondo un modello basato sull'approccio del triplice risultato finale, gli impatti e gli effetti prodotti dalla scelta di produzione e consumo di energia rinnovabile rispetto i profili economico, ambientale e sociale, determinando una correlazione positiva per tutti e tre i campi considerati.

Il presente lavoro si pone l'obiettivo di analizzare il fenomeno della creazione, e successiva gestione, delle CER in PPP, attenzionando la distribuzione dei rischi e dei benefici tra i partecipanti all'operazione e la sostenibilità economico finanziaria dell'iniziativa. Secondo tale ottica, infatti, vengono attenzionate quattro differenti domande di ricerca, ossia:

**H1:** Qual è la distribuzione di rischi e benefici tra Concedente pubblico, Concessionario privato e Comunità energetica (CER) nei diversi modelli di CER in PPP?

**H2):** *I modelli di CER in PPP sono sostenibili ed in equilibrio economico-finanziario dopo la fruizione degli incentivi energetici in termini di Tariffa Incentivamene premio (TIP) e contributi Arera e a che tassi di redditività pervengono?*

**H3):** *Quali e quanti sono i benefici economici residui, dopo l'ammortamento degli investimenti e l'assorbimento dei costi di gestione, ovvero i vantaggi economici destinabili alla collettività di riferimento ed alla riduzione della povertà energetica?*

**H4):** *Il modello relativo alla costruzione e alla gestione delle CER in PPP rispecchia i tratti fondamentali del framework Triple Bottom Line?*

### 3 – Approccio metodologico

Il presente lavoro utilizza un approccio metodologico di tipo qualitativo, attraverso l'analisi di un caso di studio. Un approccio di tipo qualitativo viene generalmente adottato al fine delle comprensioni delle possibili relazioni esistenti in processi complessi (Shah e Corely, 2006). Il metodo del caso studio è solitamente adottato per esaminare gli avvenimenti correnti della vita reale e per investigare un fenomeno contemporaneo nel suo contesto quando le relazioni tra il fenomeno ed il suo stesso contesto non sono ben definite (Scapens, 2004). Il caso studio rappresenta il metodo di ricerca preferito per rispondere alle domande "come" e "perché" (Yin, 2014). L'adozione di tale metodologia è risultata preferibile per la novità della tematica trattata ed in relazione alla necessità di esaminare prime esperienze concrete. Secondo Tricarico e Billi (2021) nel caso delle CER la scelta di metodologie qualitative è legata alla necessità di dettagliare le caratteristiche chiave dei processi di coinvolgimento in due contesti comunitari italiani, nel tentativo di validare e descrivere i driver specifici che potrebbero dipendere da fattori socioculturali e contestuali associati a dinamiche di interazione tra stakeholder locali. Nel corso del lavoro si procederà ad una analisi desk di dati di primo livello quali articoli, contratti già stipulati, documenti pubblici e altre informative. Attraverso la raccolta di tali informazioni e dati si mira a comprendere quali sono i principali rischi e benefici di queste operazioni, focalizzando l'attenzione sulla possibilità di un equo temperamento degli interessi sia del soggetto privato realizzatore e gestore della CER sia dell'amministrazione pubblica concedente che dei cittadini partecipanti alla CER.

Nella seconda parte del lavoro, attraverso il meccanismo delle simulazioni economico-finanziarie basate sui dati di un caso reale quello della Comunità Energetica Delta (nome di fantasia per motivi di privacy), sarà approfondito l'equilibrio economico-finanziario di una operazione tipo di PPP avente ad oggetto la realizzazione e la gestione di una CER, al fine di quantificare i benefici economici residui destinabili alla Comunità dopo l'equa remunerazione degli investimenti e dei costi di gestione.

### 4 – Metodologia

La "chiamata green" in ambito energetico è in questi giorni più attuale che mai con lo sviluppo di numerosi progetti di comunità energetiche sia a trazione pubblica, tra amministrazioni locali e cittadini, che di natura totalmente privatistica. Come visto, secondo gli impegni presi nell'Agenda Europea 2030 l'Italia dovrà portare al 65% la quota di energia rinnovabile sulla domanda di elettricità. L'obiettivo appare ancora piuttosto distante, sebbene in forte crescita rispetto al passato, con una percentuale di energia elettrica da fonti rinnovabili pari al 36,8% nel 2023 (Martiniello et. Al., 2025).

Per un corretto equilibrio degli interessi delle parti, bisogna delineare chiaramente quali sono i rischi e benefici attesi da ogni partecipante all'operazione:

(A) – PUBBLICA AMMINISTRAZIONE:

- i) *contribuire alla transizione energetica* modificando i suoi fondi di approvvigionamento energetico da fonti tradizionali e fonti rinnovabili;
- ii) *ottenere un risparmio in bolletta*. Questo secondo beneficio dovrebbe essere secondario rispetto al primo in quanto non costituisce la finalità principale dell'intervento ma produce comunque un beneficio per le finanze pubbliche e potrebbe coprire il costo dell'investimento.

B) – CONCESSIONARIO: *ottenere un'equa remunerazione del capitale investito*.

C) – CER:

- i) *contribuire alla lotta alla povertà energetica* con interventi mirati;
- ii) *contribuire ad una maggiore democratizzazione nel consumo dell'energia*,
- iii) *beneficiare della tariffa incentivante premio (TIP) e redistribuire tale valore alla collettività*.

A fronte di questi benefici le parti si accollano, a seconda del modello realizzativo utilizzato, i seguenti rischi:

1 – *Rischio di costruzione/realizzazione*, ossia il rischio che risiede nel rispetto delle tempistiche e dei costi previsti dal contratto per la realizzazione dell'intervento, per i quali è prevista l'applicazione di specifiche penali;

2 – *Rischio domanda*, ossia il rischio derivante dagli andamenti macroeconomici nel mercato dell'energia, ovvero di possibili variazioni di prezzi per la quantità di energia immessa in rete e/o condivisa;

3 – *Rischio disponibilità*, ovvero il rischio che a seguito di una mancata o ritardata manutenzione degli impianti si riduca o interrompa la quantità di energia prodotta. In tal caso il concessionario, in caso di opera fredda, vedrebbe l'applicazione automatica di penali a riduzione del canone percepito dalla P.A., con riferimento alla componente relativa ai servizi;

4 – *Rischio monitoraggio e rendicontazione*, ovvero il rischio derivante dall'errata gestione e rendicontazione dei valori energetici, che potrebbe tradursi in una mancata erogazione di incentivi e contributi;

5 – *Rischio CER*, cioè il rischio che nasce dalla possibilità data ai protagonisti della CER di poter recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo come previsto dal punto b), co.1, art. 32, D.lgs. 199/2021 con conseguente riduzione della condivisione di energia e quindi dell'incentivo prodotto.

Secondo quanto riportato in studi precedenti (Russo, 2008) il trasferimento del rischio avviene quando contemporaneamente il partner privato si assume non solo il rischio di costruzione, ma anche uno (almeno) dei due rischi tra quello di disponibilità e quello di domanda.

La Tabella 1 a seguire attribuisce benefici e rischi ad ognuno dei soggetti coinvolti differenziandoli a seconda del modello utilizzato fornendo una rappresentazione immediata dell'attribuzione di rischi e benefici alle parti:

Tabella 1 – Benefici e Rischi per i soggetti coinvolti

RISCHI		Modello opera fredda			Modello opera calda		
		PA	Concessionario	CER	PA	Concessionario	CER
Rischio di costruzione	Applicazione di penali per il mancato rispetto delle tempistiche e dei costi previsti		✓			✓	
Rischio di monitoraggio e rendicontazione	Assenza di contributi ed incentivi a seguito di un'errata gestione e rendicontazione		✓			✓	
Rischio di disponibilità	Riduzione del canone percepito dalla P.A. a seguito di una mancata manutenzione degli impianti		✓			✓	
Rischio di domanda	Rischio legato all'evoluzione delle dinamiche di mercato	✓				✓	
Rischio CER	Rischio legato al recesso dei protagonisti della Comunità Energetica dalla stessa	✓		✓		✓	✓
<b>BENEFICI</b>							
Transizione energetica	Gli impianti FER promuovono la riduzione delle quote di CO <sub>2</sub> , la lotta al cambiamento climatico e una migliore qualità dell'aria	✓			✓		
Lotta alla povertà energetica	Ridurre le disparità sociali causate dai bassi redditi e dagli elevati costi di bolletta	✓			✓		
Risparmio in bolletta	Il consumo di energia autoprodotta favorisce la riduzione dei costi delle bollette energetiche	✓			✓ (tariffa garantita)		
Tariffa incentivante premio	Gli incentivi finanziari supportano la produzione e l'autoconsumo di energia rinnovabile	✓	✓	✓		✓	✓

L'analisi effettuata mostra come in entrambi gli scenari si trasferiscano i rischi tipici delle operazioni di PPP, ovvero i rischi di costruzione, monitoraggio e rendicontazione con la conseguente possibilità di contabilizzazione off-balance dell'operazione. Inversa è invece l'attribuzione del rischio di domanda nei due modelli in quanto nel modello *opera calda* il concessionario sopporta sia il rischio di disponibilità (relativo all'erogazione del servizio) che il rischio di domanda relativo alla vendita dell'energia prodotto dagli impianti CER. Nel modello *opera fredda*, invece, il rischio di domanda resta in capo all'amministrazione che in qualità di proprietario del POD e dell'energia prodotta direttamente immessa in rete sopporta anche il rischio relativo alle oscillazioni del prezzo di vendita della stessa ad Arera (c.d. Ritiro dedicato).

Nel modello *opera fredda* il rischio CER viene invece condiviso tra concedente e CER con un rapporto diretto tra questi due soggetti dato che una parte degli incentivi prodotti dalla CER devono essere retrocessi al Concedente per ripagare il canone di disponibilità al Concessionario.

Viceversa, nel modello *opera calda* il rischio CER è condiviso tra Concessionario e CER dato che la CER retrocede direttamente a quest'ultimo la quota di Tariffa premio concordata contrattualmente e finalizzata a supportare la sostenibilità dell'operazione.

Con riferimento ai benefici si osserva, invece, che essi sono principalmente in capo alla PA che ottiene in entrambi i modelli il cambiamento della fonte di approvvigionamento di energia (rinnovabili vs. fonti tradizionali), un risparmio in bolletta e/o la possibilità di ottenere redditi, per quanto residuali rispetto al ripagamento dell'investimento, finalizzati a combattere la povertà energetica.

In tal senso molteplici possono poi essere le scelte di attribuzione dell'incentivo (TIP) tra Concedente, Concessionario e CER fermo restando che una quota dell'incentivo, pari ad un minimo del 45%, dovrà per legge restare in capo alla CER ed essere destinata a finalità sociali e lotta alla povertà energetica.

## 5 – H2: “L'equilibrio economico – finanziario nel modello *opera fredda* e *opera calda*”

### 5.1– Il modello “CER *opera fredda*”

### 5.1.1 – Le caratteristiche ed i rischi dell'operazione

Come già detto, nel modello in oggetto la PA realizza gli impianti FER sui suoi immobili e sfrutta direttamente l'energia prodotta tramite il proprio "POD" ovvero il collegamento alla rete elettrica. Il partner privato ha il ruolo di realizzatore e gestore degli impianti che sono realizzati per conto dell'amministrazione e ripagati nell'ambito della vita utile della concessione attraverso, un canone di disponibilità che include la quota servizi (Martiniello, 2025).

Contestualmente la PA si fa promotrice della realizzazione di una CER a cui trasferisce la disponibilità degli impianti per l'effettuazione del consumo condiviso con la collettività (cittadini/imprese che decidono di aderire alla CER prevalentemente in qualità di consumatori) dell'energia non auto-consumata direttamente dall'ente.

In particolare, l'amministrazione concedente ottiene i seguenti benefici economici in termini di flussi da cassa:

- a) risparmio diretto in bolletta per effetto dell'autoconsumo;
- b) vendita di energia non auto consumata all'Arera mediante Ritiro dedicato "RID" al prezzo di mercato;
- c) possibile condivisione con la CER di una parte del beneficio da Tariffa Incentivante premio "TIP", al fine di assicurare l'ammortamento dell'investimento senza spese per la PA.

Nello scenario in oggetto il CONCEDENTE, oltre ad assumere l'obbligo di pagamento di un canone di disponibilità, sopporta i seguenti rischi:

- rischio CER, ovvero il rischio che la CER sia efficiente nei processi di consumo condiviso permettendo la maturazione di un incentivo consistente (attraverso il consumo contestuale si ipotizza di circa il 90% dell'energia condivisa)
- rischio di domanda di energia, ovvero il rischio che il prezzo di vendita all'Arera (RID) dell'energia non auto consumata si riduca in seguito ad oscillazioni di mercato.

Il CONCESSIONARIO si assume, invece, i seguenti rischi:

- rischio di costruzione, legato ad un efficiente ed efficace realizzazione degli impianti FER con tempi e ai costi concordati con l'amministrazione in sede di gara/affidamento della concessione;
- rischi di monitoraggio e rendicontazione, legati agli obblighi contrattuali di gestione e rendicontazione dell'energia prodotta e consumata a beneficio dell'amministrazione e della CER, soprattutto al fine della necessaria rendicontazione ad Arera funzionale all'ottenimento dei benefici tariffari "TIP" e all'ottimizzazione dei consumi da parte di PA e CER.
- rischio di disponibilità, legato alla corretta manutenzione e gestione degli impianti realizzati pena l'applicazione di penali significative e automatiche a decurtazione dei canoni pagati dall'amministrazione in caso di indisponibilità (o sottoperformance) degli impianti.

### 5.1.2 – L'equilibrio economico- finanziario

L'analisi economico – finanziaria a seguire è basata sui dati di un caso reale ed è finalizzata a comprendere se:

- 1) sussistano le condizioni di equilibrio economico – finanziario e sostenibilità dell'operazione in assenza di contributi pubblici ex ante;

2) quale sia l'entità della tariffa incentivante premio "TIP" che la CER dovrebbe retrocedere all'amministrazione per assicurare l'equilibrio economico – finanziario dell'operazione per un operatore privato (Concessionario).

Per semplicità come parametro di valutazione della sostenibilità dell'operazione si considera un valore soglia del Tir di progetto pari almeno al 6% ritenuto il valore minimo accettabile di "equa" remunerazione per un investitore privato.

Le principali variabili di input sono le seguenti:

a – Durata della concessione 20 anni, in coerenza con la durata degli incentivi.

b– Investimento, quantificato in euro 208,11 mila (euro 1.500 per impianti < 20 KW ed euro 1.200 per KW per impianti tra 20 e 200 KW) come da prezziario massimo ammesso ai sensi del decreto MASE (allegato 2 spese ammissibili).

c – Costi di gestione pari a circa il 5% circa del valore dell'investimento per euro 10.933 per anno (base anno 2024) e scomponibili nelle seguenti categorie: Manutenzione impianti; Assicurazione impianti; Consumi ausiliari impianti, Diritto di superficie, Costi amministrativi.

d – Struttura finanziaria debito/equity pari a 50-50 e tasso d'interesse sul debito pari al 5%.

e – Retrocessione da parte della CER all'amministrazione di una parte dell'incentivo TIP prodotto ogni anno, al fine di assicurare la sostenibilità dell'operazione per l'amministrazione senza extra costi a carico del bilancio della PA.

f – Efficienza della CER del 90% nell'effettuazione di autoconsumo condiviso.

g – Sono inoltre assunti i prezzi dell'energia riepilogati in Tabella 2, ed in particolare un prezzo zonale medio di euro 120,00 per MWh:

**Tabella 2 – Prezzi dell'energia**

FATTORE DI PRODUZIONE	1,20	MWh/anno per kW	TARIFFA ENERGIA	300,00	€/MWh
ENERGIA PRODOTTA	190,40	MWh/anno	TARIFFA AGEVOLATA	220,00	€/MWh
AUC DIRETTO	0%	autoconsumata/prodotta	PREZZO ZONALE MEDIO	120,00	€/MWh
ENERGIA AUC DIRETTAMENTE	0,00	MWh/anno	TARIFFA PREMIO	124,00	€/MWh
ENERGIA IMMESSA	190,40	MWh/anno	TIP CONCESSIONARIO	55%	su efficienza 100%
EFFICIENZA CER	90%	condivisa/impressa	RIPARTIZIONE INCENTIVI RESIDUI	45%	tra concessionarie e cer
ENERGIA CONDIVISA	137,09	MWh/anno	CONTRIBUTO ARERA	10,57	€/MWh

### 5.1.3 – I principali risultati del Modello CER opera fredda

Le simulazioni economico-finanziarie condotte mostrano che per assicurare l'equilibrio economico -finanziario dell'operazione, convenzionalmente identificata in un TIR di progetto superiore al 6%, è necessario il pagamento di un canone annuo di circa euro 32.500.

La condizioni di equilibrio economico – finanziario senza spese a carico del bilancio pubblico è raggiunta, a condizione delle variabili di prezzo sopra esposte, laddove questa trasferisca al concessionario:

- il 100% del valore dell'energia venduta in rete;
- il 55% circa della tariffa incentivante premio TIP a sua volta ricevuta dalla CER;
- il 100% del contributo Arera
- il 30% circa del beneficio energetico (risparmio) prodottosi con l'operazione in capo alla PA.

La Tabella 3 Si riporta i flussi di cassa e dei vantaggi economici per ognuno dei partecipanti all'operazione:

**Tabella 3 – flussi di cassa e dei vantaggi economici dei partecipanti all'operazione:**

	1) TOTALE_€/anno	2) CONCESSIONARIO_€/anno	3) ALTRI_€/anno
A) RISPARMIO BOLLETTA	11.424	3.427	7.997
B) RITIRO DEDICATO	18.279	18.279	0
C) TARIFFA PREMIO	16.999	9.350	7.650
D) CONTRIBUTO ARERA	1.449	1.449	0
	<b>48.151</b>	<b>32.505</b>	<b>15.647</b>

La Tabella 3 mostra che su ricavi complessi attesi di euro 48,1 mila per anno il concessionario ne assorbe circa euro 32,5 mila, ossia circa il 67,5% dei flussi economici prodotti, per coprire i costi di realizzazione e manutenzione degli impianti sotto forma di canone di disponibilità.

Le restanti somme saranno condivise tra Concedente e CER. A titolo esemplificativo il concedente ottiene il vantaggio economico del risparmio in bolletta pari a circa euro 7,9 mila mentre la CER ottiene la tariffa premio (TIP) per circa euro 7,6 mila.

Assumendo, inoltre un costo del capitale pari a circa 5,15%, il progetto presenterebbe i seguenti indicatori di redditività – indicati in Tabella 4 – dimostrandosi sostenibile su di un orizzonte di concessione di 20 anni.

**Tabella 4 – Indicatori di redditività**

<b>Indici di redditività</b>	
TIR di progetto unlevered netto	6,4%
WACC	5,2%
VAN di Progetto unlevered netto	22.010
TIR azionisti netto	10,8%
Ke levered	6,5%
VAN Azionisti netto	68.363

## 5.2 – Il modello “CER Opera calda”

### 5.2.1 – Le caratteristiche ed i rischi dell'operazione

Nel modello in oggetto il concessionario realizza gli impianti FER su immobili pubblici riconoscendo alla PA un diritto di superficie. Sfrutta direttamente l'energia prodotta tramite il proprio “POD” ovvero il collegamento alla rete elettrica. Il concessionario vende pertanto l'energia al prezzo zonale medio per la quantità di energia prodotta soggetta al decadimento per perdita di efficienza (Martiniello, 2025).

In particolare, il concessionario si assume tutti i rischi, precedentemente illustrati anche nello scenario “opera fredda”, oltre al rischio di domanda di energia, ovvero il rischio che il prezzo di vendita dell'energia si riduca in seguito ad oscillazioni di mercato.

L'analisi economico – finanziaria a seguire è basata sugli stessi dati di Input utilizzati per illustrare lo scenario opera fredda.

## 5.2.2 – I principali risultati del Modello CER *opera calda*

La condizione di equilibrio economico – finanziario senza spese a carico del bilancio pubblico è raggiunta, a condizione delle variabili di prezzo sopra esposte, laddove questa trasferisca al concessionario:

- il 100% del valore dell'energia venduta in rete che include tutta l'energia prodotta non essendo previsto autoconsumo da parte della PA.
- il 55% circa della tariffa incentivante premio TIP a sua volta ricevuta dalla CER.
- il 100% del contributo Arera.

Si riportano in Tabella 5 i flussi di cassa e i vantaggi economici per il concessionario ed i benefici residuali gli altri soggetti partecipanti all'operazione:

**Tabella 5 – flussi di cassa e dei vantaggi economici dei partecipanti all'operazione:**

	1) TOTALE_€/anno	2) CONCESSIONARIO_€/anno	3) ALTRI_€/anno
A) RISPARMIO BOLLETTA	0,00	0,00	0,00
B) RITIRO DEDICATO	20.944,44	20.944,44	0,00
C) TARIFFA PREMIO	21.249,09	11.687,00	9.562,09
D) CONTRIBUTO ARERA	1.811,31	1.811,31	0,00
	<b>44.004,84</b>	<b>34.442,75</b>	<b>9.562,09</b>

La tabella mostra che su ricavi complessivi attesi di euro 44,0 mila per anno, (che rispetto allo scenario precedente non includono il risparmio in bolletta) ma l'intera cessione a prezzo di mercato mediante RID, il concessionario ne assorbe euro 34 mila, ossia circa il 78,3% dei flussi economici prodotti, per coprire i costi di realizzazione e manutenzione degli impianti sotto forma di canone di disponibilità.

I flussi di cassa di questo modello sono leggermente diversi dal modello precedente in quanto: 1) non è previsto autoconsumo ed il prezzo dell'energia venduta all'Arera potrebbe generare un flusso inferiore a quello di risparmio per autoconsumo; 2) la produzione di energia è influenzata dal decadimento di efficienza degli impianti stimato pari allo 0,5% all'anno che in un orizzonte di 20 anni di gestione comportando una riduzione di circa il 9,5% del valore dell'energia prodotta e venduta attraverso il Ritiro Dedicato. Infatti, a differenza del ricavo da canone che è fisso, in questo scenario il ricavo dipende dall'efficienza energetica degli impianti con l'incentivo per il Concessionario a gestirli e mantenerli in modo ottimale pena la perdita immediata di ricavi.

Le restanti somme generatisi da tariffe premio e contributi saranno condivise tra Concedente e CER.

Assumendo, inoltre un costo del capitale pari a circa 5,15%, il progetto presenterebbe gli indicatori di redditività esposti in Tabella 6, che dimostrano la sostenibilità dell'operazione:

L'analisi dell'equilibrio economico-finanziario nei due scenari mostra che il modello opera fredda raggiunge meglio l'equilibrio economico-finanziario ma sconta maggiori rischi e costi in capo alla PA che si obbliga a pagare un canone di disponibilità indipendente dal prezzo dell'energia sul mercato (rischio domanda) e dal decadimento di efficienza degli impianti negli anni. Inoltre, tale canone sarà soggetto ad IVA a cui applicare un'aliquota ordinaria del 22%. Ciò significa che il beneficio economico ottenuto dalla PA sarà quasi completamente eroso dall'applicazione dell'imposta che per l'amministrazione costituisce un costo.

**Tabella 6 – Indicatori di redditività**

<b>Indici di redditività</b>	
TIR di progetto unlevered netto	6,4%
WACC	5,2%
VAN di Progetto unlevered netto	21.096
TIR azionisti netto	10,2%
Ke levered	6,50%
VAN Azionisti netto	67.653

Il modello opera calda, invece, assorbe maggiori flussi di cassa per raggiungere l'equilibrio economico-finanziario lasciando minori benefici ma anche minori rischi in capo alla PA. Al Concessionario è trasferita la completa produzione e gestione energetica e lo sfruttamento economico del bene assicura il ripagamento dell'investimento. In questo scenario si riduce anche l'impatto della fiscalità transitando i flussi finanziari dalla CER, che avrà una forma giuridica di tipo privatistico, al Concessionario, in genere una società, senza passare per l'amministrazione. L'IVA in questo scenario può essere compensata nelle sue componenti di credito e debito.

### **5.3 – H3: “I benefici economico residuali dopo l'ammortamento degli investimenti e la copertura dei costi di gestione”**

L'analisi condotta permette di osservare che, nello scenario di mercato ipotizzato, una CER di piccole dimensioni riesce ad ammortizzare gli investimenti e coprire i costi di gestione, su un orizzonte di 20 anni, anche in assenza di contributi in c/capitale ma beneficiando esclusivamente della Tariffa incentivante premio “TIP” prevista dalla normativa vigente.

Il ripagamento degli investimenti e la gestione assorbono però, quasi integralmente, i flussi di cassa generati dagli incentivi e dalla vendita dell'energia. Il particolare, il Concessionario privato necessiterà per assicurare l'equilibrio economico – finanziario dell'operazione, quindi di una percentuale tra il 78,3% (nel modello opera calda) ed il 67,5% (nel modello opera fredda) del flusso di cassa prodotto dalla vendita/autoconsumo di energia e dagli incentivi previsti.

Il beneficio economico residuale in capo alla CER oscillerà quindi tra il 21,7% (nello scenario opera calda) ed il 16% (nello scenario opera fredda), prevedendo in quest'ultimo caso, che il risparmio in bolletta spetti all'amministrazione concedente.

Benefici maggiori potrebbero ottenersi in caso di investimenti completamente/parzialmente finanziati dalla PA o realizzati con forme di appalto piuttosto che di PPP.

La realizzazione delle CER in PPP consente quindi la realizzazione degli investimenti senza costi per la PA e senza impatto sulla contabilizzazione on balance dell'opera, assicurando il ripagamento degli investimenti ed una redditività equa, anche se piuttosto contenuta, dell'investimento in un orizzonte di circa 20 anni di concessione.

In tema di benefici residuali per i cittadini in povertà energetica è opportuno osservare che solo una minima parte del flusso di cassa prodotto potrà essere destinato alla collettività.

L'investimento appare quindi maggiormente finalizzato a contribuire (senza nessun costo) alla transazione energetica del proprio Comune e all'avvio di piccole iniziative mirate che impegnino in modo puntuale i limitati flussi di cassa maturati in capo alla CER che non all'effettiva lotta della povertà energetica.

#### **5.4 – H4: Il modello relativo alla costruzione e alla gestione delle CER in PPP rispecchia i tratti fondamentali del framework Triple Bottom Line?**

La ricerca condotta dimostra che il modello di costruzione e gestione delle CER in PPP sia allineato al framework Triple Bottom Line. Come anticipato nel corso del lavoro la TBL è costituita da tre punti cardine, ossia: profitto, persone e pianate (le 3 P).

Studi precedenti dimostrano come all'aumentare delle predisposizione e adozione di sistemi ad energia rinnovabile (RES) vi sia una forte presenza di dimensioni del framework TBL nelle aree interessate (Lerman et. Al., 2021). Ancora, secondo Gimenez et. Al. (2012), le operazioni sostenibili, declinate come programmi ambientali e sociali hanno un impatto positivo sui tre pilastri cardini del framework TBL.

I tratti del modello CER analizzato ad ora prevedono un pieno allineamento alla triplice composizione del framework analizzato, in quanto:

(1) PROFITTO, profilo economico, le CER pubbliche in PPP si dimostrano sostenibili, grazie agli incentivi previsti dalla normativa, dal punto di vista economico, con la possibilità di replicare questi investimenti ed ottenere un rendimento equo (anche se molto contenuto) per i capitali privati investiti in queste operazioni;

(2) PERSONE, profilo sociale, in base al quale le CER producono un impatto sociale potendo destinare i redditi prodotti a progetti ed attività di carattere sociale principalmente diretti a combattere la povertà energetica;

(3) PIANETA, profilo ambientale, in base al quale ci sono importantissimi vantaggi ambientali che vengono ad esistenza a seguito della realizzazione di tali progetti.

## **6 – Conclusioni**

La ricerca ha approfondito la realizzazione delle CER pubbliche, attraverso strumenti di Partenariato Pubblico Privato, focalizzando l'attenzione sull'importanza di investimenti pubblici e privati nel settore dell'energia rinnovabile che vedono la necessità di politiche pubbliche d'incentivazione correttamente implementate e non soggette a continui cambiamenti.

In termini generali il lavoro mette in evidenza alcune considerazioni che possono essere di supporto per il legislatore nella definizione degli incentivi pubblici necessari e sufficienti alla strutturazione di operazioni che vedano ben bilanciati interessi e rischi tra soggetto pubblico e privato.

In particolare, rispetto alla necessità di equilibrio economico-finanziario delle CER, le analisi effettuate mostrano come gli incentivi previsti dalla norma (TIP e contributo Arera) non siano sovradimensionati ed anzi risultino indispensabili all'equilibrio delle operazioni analizzate rendendo possibile per la PA, laddove si utilizzi lo strumento del PPP, realizzare tali investimenti senza costi per il bilancio pubblico e con un piccolo beneficio residuale per i componenti della CER.

Più puntualmente, la ricerca attraverso simulazioni numeriche, effettuate sui dati di un caso reale, ha dimostrato che in assenza contributi in c/capitale ed in presenza di un investimento finanziato totalmente con capitali privati, si riesce a garantire la sostenibilità dell'operazione ovvero la capacità di ammortizzare gli investimenti e garantire la gestione, attraverso la fruizione dei ricavi da energia e degli incentivi energetici "TIP".

Entrambi i modelli raggiungono l'equilibrio economico – finanziario degli investimenti con rendimenti piuttosto contenuti per l'operatore privato che aumenterebbero solo laddove il Concessionario presentasse un livello di efficienza nella realizzazione e gestione degli impianti tale da contenere ulteriormente i costi d'investimento o di gestione previsti nella presente simulazione, che però si presentano già piuttosto contenuti.

Da un confronto tra i due modelli emerge essere più sostenibile dal punto di vista economico – finanziario il modello opera calda che trasferisce maggiori rischi al Concessionario e potrebbe rivelarsi d'interesse per PA che sono particolarmente avverse al rischio o non possono gravare il proprio bilancio con canoni in c/gestione per vincoli alla spesa corrente. Inoltre, il Modello opera calda evita che il beneficio per la PA sia eroso dal costo della fiscalità, attraverso il pagamento dell'IVA sui canoni previsti in caso di opera fredda.

Nel complesso attraverso queste operazioni:

1. Il Concedente ottiene vantaggi molto contenuti ma partecipa alla chiamata green del nostro paese contribuendo al processo di transizione energetica verso fonti rinnovabili.

2. Esiste un beneficio sociale ritraibile dalla comunità di riferimento che però tende ad essere ridotto dato che gli incentivi devono essere in gran parte essere destinati a ripagare la realizzazione e gestione degli impianti. In particolare: i) nello scenario Opera fredda, la CER beneficia di una redditività residuale di circa il 16%, leggermente incrementabile nel caso in cui l'amministrazione decida di non trattenere per sé alcun beneficio; ii) nello scenario Opera calda, la CER beneficia di una redditività residuale di circa il 21,7% dei flussi di cassa dell'operazione, nel caso l'amministrazione decida di non trattenere per sé alcun beneficio. Con riferimento a quest'ultimo aspetto i dati mostrano che, dalla redistribuzione di tali incentivi tra i partecipanti alla CER ognuno beneficerebbe di pochi euro/anno e appare quindi più interessante immaginare specifiche attività d'impiego dei redditi prodotti in capo alla CER, per esempio, per combattere la povertà energetica di specifici soggetti.

Infine, in considerazione della quarta ed ultima domanda di ricerca, il presente lavoro stabilisce una piena corrispondenza del modello CER implementato tramite l'operazione di Partenariato Pubblico Privato con il framework della Triple Bottom Line. Infatti, le CER in PPP si dimostrano sostenibili sotto un aspetto economico grazie agli incentivi prevista dalla normativa vigente (Profitto); le CER in PPP sono socialmente sostenibili in quanto perseguono principalmente, quale obiettivo sociale, la riduzione della povertà energetica (Persone); infine, secondo l'aspetto ambientale molteplici possono essere i vantaggi in grado di ridurre gli attuali livelli di inquinamento grazie all'implementazione di nuovi sistemi energetici alimentati da fonti rinnovabili (Pianeta).

Sulla base delle nostre conoscenze in letteratura non esistono contributi che si occupano di attenzionare il fenomeno della costruzione e della successiva gestione delle CER mediante la forma del PPP, in particolare con riferimento ai temi relativi ai rischi ed ai benefici per i partecipanti all'operazione e la sostenibilità finanziaria dell'operazione stessa.

Il lavoro presenta delle limitazioni, in particolare relativamente al numero dei casi studio analizzati, che in questo caso si attesta nel numero di uno.

Il presente lavoro mira a produrre un impatto in termini di sviluppo più consapevole di CER in PPP, obiettivo da ritenersi strategico per il nostro paese. Un nuovo mercato è, infatti, ai blocchi di partenza con i delicati equilibri tra norme, incentivi, mercato e sostenibilità in via di composizione mediante contratti e piani finanziari che devono orientarsi verso modelli che

riescano a contemperare in modo equilibrato gli interessi dei diversi stakeholders per supportare in modo sostenibile e duraturo lo sviluppo di comunità energetiche su tutto il territorio nazionale.

Pertanto, riteniamo che questa ricerca offra importanti implicazioni sia da un punto di vista teorico che pratico. Secondo una declinazione prettamente teorica, lo studio, oltre a fornire nuove evidenze della tematica relativa alla CER in PPP in Italia, permette di iniziare un nuovo sotto filone di ricerca per quanto attiene l'energia rinnovabile ed i suoi risvolti ambientali, economici e sociali. Per quanto attiene, invece, la declinazione pratica, il lavoro è in grado di supportare il policy maker nella definizione di incentivi e modalità di implementazione delle CER in Italia; le aziende interessate a beneficiare degli innumerevoli vantaggi derivanti dall'adozione delle Comunità e, infine, i singoli cittadini, che decidano di costituire le CER tra singoli privati.

## 7 – Bibliografia

- Albanese, M., & Varlese, M. (2023). Sviluppo sostenibile e transizione energetica: una roadmap per l'Italia. In *Lo Sviluppo Sostenibile E La Transizione Ecologica* (pp. 4-40). EDICAMPUS.
- Berardi, L. (2023). Le comunità energetiche rinnovabili, Ambiente e Territorio. Maggioli, Ed., 2023.
- Bernardoni, A., Borzaga, C., & Sforzi, J. (2022). Comunità energetiche rinnovabili. *Una Sfida Per Le Imprese Sociali E Di Comunità. Impresa Soc*, 2, 77-82.
- Billi, A., & Tricarico, L. (2021). Come organizzare le comunità energetiche?: un'ipotesi di prospettiva metodologica osservando due casi studio. *Rivista geografica italiana: CXXVIII, 3, 2021*, 105-137.
- Carbonara, N., & Pellegrino, R. (2018). Public-private partnerships for energy efficiency projects: A win-win model to choose the energy performance contracting structure. *Journal of Cleaner Production*, 170, 1064-1075.
- Cuocolo, L., Giampellegrini, P. P., & Granato, O. (2023). *Le comunità energetiche rinnovabili: Modelli, regole, profili applicativi*. EGEA, Milano
- Cuocolo, L., Giampellegrini, P. P., & Granato, O. (2023). *Le comunità energetiche rinnovabili: Modelli, regole, profili applicativi*. EGEA, Milano.
- De Vidovich, L., Tricarico, L., & Zulianello, M. (2021). Community Energy Map: Una ricognizione delle prime esperienze di comunità energetiche rinnovabili. Franco Angeli, Milano.
- Del Curto, D., Garzulino, A., & Turrina, A. (2024). SOSTENIBILITÀ E TRANSIZIONE ENERGETICA: Prospettive per un approccio integrato al Patrimonio costruito. *Agathon: International Journal of Architecture, Art & Design*, 15, 114,123.
- Elkington, J. (2001). The triple bottom line for 21st century business. *The Earthscan reader in business and sustainable development*, 136, 20-43.
- Gimenez, C., Sierra, V., & Rodon, J. (2012). Sustainable operations: Their impact on the triple bottom line. *International journal of production economics*, 140(1), 149-159.
- Grimsey, D., & Lewis, M. K. (2002). Evaluating the risks of public private partnerships for infrastructure projects. *International journal of project management*, 20(2), 107-118.
- International Energy Agency. (2022). *Electricity Market Report – July 2022*. Parigi: International Energy Agency.
- Klassen, R. D., & Vereecke, A. (2012). Social issues in supply chains: Capabilities link responsibility, risk (opportunity), and performance. *International Journal of production economics*, 140(1), 103-115.

- La Rosa, G. (2022). Le comunità Energetiche Rinnovabili: riflessioni sull'affidabilità del sistema di incentivazioni di cui al Decreto RED II. *Rivista Giuridica AmbienteDiritto. it*, 1, 1-17.
- Lerman, L. V., Benitez, G. B., Gerstlberger, W., Rodrigues, V. P., & Frank, A. G. (2021). Sustainable conditions for the development of renewable energy systems: A triple bottom line perspective. *Sustainable Cities and Society*, 75, 103362.
- Li, Y., Nassani, A. A., Al-Aiban, K. M., Rahman, S. U., Naseem, I., & Zaman, K. (2024). Beyond the numbers: Unveiling the environmental impacts of international tourism and the role of renewable energy transition. *Current Issues in Tourism*, 27(22), 3908-3923.
- Liao, Z. (2023). Assessing sustainable impacts of green energy projects for the development of renewable energy technologies: A triple bottom line approach. *Processes*, 11(8), 2228.
- Martiniello, L. (2011). Gestione, valutazione e rappresentazione contabile delle operazioni di Project Financing nella prassi italiana ad internazionale. *Luiss University Press*, Roma.
- Martiniello, L. (2012). *Business Planning for Project Finance*. Lambert Academic Publishing.
- Martiniello, L. (2025). PPP e transizione energetica: possibili modelli per le Comunità Energetiche. *Partenariato pubblico privato: nuovi orizzonti: scritti in onore di Pasquale Marasco*, 77-86.
- Martiniello, L., Giliberti, B., & Presciutti, A. (2025). Partenariato Pubblico Privato e Comunità Energetiche a trazione pubblica. In *Partenariato Pubblico Privato e Comunità Energetiche a trazione pubblica* (pp. 104-120). FrancoAngeli, Milano.
- Martiniello, L., Morea, D., Paolone, F., & Tiscini, R. (2020). Energy performance contracting and public-private partnership: How to share risks and balance benefits. *Energies*, 13(14), 3625.
- Paolone, F., Granà, F., Martiniello, L., & Tiscini, R. (2021). Environmental risk indicators disclosure and value relevance: An empirical analysis of Italian listed companies after the implementation of the Legislative Decree 254/2016. *Corporate Social Responsibility and Environmental Management*, 28(5), 1471-1482.
- Persico, A. (2021). Le comunità energetiche e il ruolo sussidiario delle pubbliche amministrazioni territoriali. *Rivista Giuridica Ambiente Diritto*, (2), 1-18.
- Russo, E. I. F. A. (2008). Potenzialità e criticità del Partenariato pubblico privato in Italia. *Rivista di politica economica*. SIPI Spa, 98(3), 125-158.
- Scapens, R. W. (2004). Doing case study research. In *The real life guide to accounting research* (pp. 257-279). Elsevier.
- Shah, S. K., & Corley, K. G. (2006). Building better theory by bridging the quantitative–qualitative divide. *Journal of management studies*, 43(8), 1821-1835.
- Sudić, S., Ćirović, G., & Mitrović, S. (2013). Risk analysis and management on public private partnership projects (PPP) in Serbia. *Organization, technology & management in construction: an international journal*, 5(1), 696-701.
- Wierling, A., Schwanitz, V. J., Zeiss, J. P., von Beck, C., Paudler, H. A., Koren, I. K., ... & Zoubin, N. (2023). A Europe-wide inventory of citizen-led energy action with data from 29 countries and over 10000 initiatives. *Scientific data*, 10(1), 9.
- Yin, R. K. (2009). *Case study research: Design and methods* (Vol. 5). SAGE.