

TRANSIZIONE ENERGETICA

FONTI RINNOVABILI

COMUNITÀ ENERGETICHE

NEUTRALITÀ CARBONICA

4

I Quaderni per la Transizione Energetica: Comunità Energetiche e Autoconsumatori di energia rinnovabile

#4 - Indicazioni metodologiche per la redazione di studi di
fattibilità per la costituzione di CER

I Quaderni per la Transizione Energetica: Comunità Energetiche e Autoconsumatori di energia rinnovabile

#4 - Indicazioni metodologiche per la redazione di studi di fattibilità per la costituzione di CER

Versione 1.0 del 13.10.2024

Questo documento è da considerarsi in continuo aggiornamento: versioni rivedute e corrette saranno rilasciate nel corso del tempo, in considerazione dell'evolversi della normativa di settore. I contenuti sono liberamente riproducibili, con l'obbligo di citarne la fonte.

Il lavoro svolto è a cura di:

Supervisione

Enrico Cancila (Responsabile Area Sviluppo Sostenibile, ART-ER)
Fabrizio Tollari (Responsabile Unità Clima ed Energia, ART-ER)

Coordinamento

Francesco Giuseppe Tanzillo (Unità Clima ed Energia, ART-ER)

Redazione testi versione 1.0

Francesco Barbieri (ART-ER), Mauro Gaggiotti (ènostra), Annalisa Rizzo (ènostra), Francesco Giuseppe Tanzillo (ART-ER)

Si ringrazia per i preziosi contributi:

l'AREA ENERGIA ED ECONOMIA VERDE della Regione Emilia-Romagna: Giovanna Claudia Rosa Romano, Antonella Cataldi, Gabriele Cosentini, Letizia Zavatti;

Disclaimer: il presente documento è stato prodotto e sviluppato a solo scopo informativo. Esso non si sostituisce in nessun caso al corpus normativo emanato dai vari enti, unico ed ultimo riferimento valido, né i contenuti, pareri, i commenti ed i suggerimenti in esso contenuti possono costituire "giurisprudenza", né riferimenti validi in casi di contenzioso, né standard tecnico di riferimento.

ART-ER Attrattività Ricerca Territorio è la società Consortile dell'Emilia-Romagna per favorire la crescita sostenibile della regione attraverso lo sviluppo dell'innovazione e della conoscenza, l'attrattività e l'internalizzazione del territorio.

Sommario

Introduzione alla metodologia	6
1. Analisi del contesto	8
1.1 Caratteristiche geografiche e vincoli fisici	8
1.2 Caratteristiche demografiche e socioeconomiche	9
1.3 Caratteristiche urbanistiche	10
1.4 Mappatura stakeholder	11
2. Analisi tecnica ed energetica	13
2.1 Caratteristiche impianti di produzione per accesso al servizio di autoconsumo diffuso	13
2.2 Inserimento in configurazione di impianti di produzione esistenti e potenziamenti	18
2.3 Caratterizzare gli utenti finali	20
2.4 Considerazioni sui sistemi di accumulo	22
2.5 Definire il perimetro della CER	23
2.6 L'analisi dei flussi energetici	24
2.6.1 Determinare l'energia autoconsumata fisicamente	24
2.6.2 Determinare l'energia immessa in rete	25
2.6.3 Determinare l'energia condivisa autoconsumata e incentivata	26
3. Analisi economica	28
3.1 Variabili di contesto	28
3.2 Analisi dei costi	29
3.2.1 Costi di investimento in tecnologia e servizi tecnici	29
3.2.2 Costi di investimento per costituzione CER	29
3.2.3 Costi di gestione e amministrativi	31
3.2.4 Altri costi e oneri fiscali	32
3.3 Ricavi	33
3.3.1 Ricavi da vendita in rete	33
3.3.2 Ricavi da incentivo e corrispettivo ARERA	34
3.3.3 Ricavi da altre attività	35
3.3.4 Risparmio sui costi di fornitura energia elettrica	35
3.3.5 Incentivi e opzioni di finanziamento	36
3.4 L'importanza di attribuire ruoli funzionali e definire gli attori coinvolti	39
3.5 Analisi flussi economici	40
3.6 Regolamento e accordi con soggetti esterni alla CER	44
3.6.1 Destinazione del ricavo da incentivo: valore soglia e regole di ripartizione	44
3.6.2 Considerazioni sugli accordi tra membri e produttori	45
4. Valutazione di impatto socio economico e riduzione emissioni climalteranti	46
4.1 Perché valutare gli impatti socioeconomici	46
4.2 Il processo di valutazione degli impatti socioeconomici	47
4.2.1 Coinvolgimento degli stakeholder nella valutazione degli impatti socio economici	47
4.3 Alcuni esempi di indicatori di impatto socio economico	48
4.4 Analisi delle riduzione emissioni CO2	50

PREFAZIONE

Con il Piano triennale di attuazione 2022-2024 del Piano energetico regionale 2030, la Regione Emilia-Romagna ha recepito tutti i più recenti provvedimenti assunti dall'Unione europea e dal Governo che hanno progressivamente reso più ambiziosi gli obiettivi in materia di clima ed energia, al fine di aumentare l'efficienza energetica e coprire sempre di più i consumi con fonti rinnovabili.

È in questo contesto che si colloca la Legge Regionale n. 5/2022, nata per sostenere lo sviluppo delle Comunità energetiche rinnovabili e dell'autoconsumo collettivo: gruppi di persone fisiche, imprese, enti territoriali, di ricerca e formazione, di culto, dell'associazionismo e del Terzo settore che decidono di agire collettivamente per produrre, distribuire, scambiare, accumulare energia a impatto zero attraverso impianti di energia rinnovabile. L'obiettivo comune di questi nuovi modelli di produzione e consumo energetico è contribuire in maniera concreta al raggiungimento della piena decarbonizzazione, per la quale è necessario un maggiore sfruttamento del potenziale delle fonti di energia rinnovabile, promuovendo un sistema energetico di prossimità, decentrato e interconnesso, anche grazie ad un ruolo più attivo dei clienti finali.

Le comunità energetiche non solo permetteranno di incrementare la produzione, l'utilizzo e l'accumulo delle energie rinnovabili in Emilia-Romagna, ma consentiranno di farlo valorizzando progetti e azioni di coesione sociale, per ridurre i prelievi energetici dalla rete e per contrastare la povertà energetica. Cittadini, imprese, enti locali e associazioni sono al centro della transizione energetica, protagonisti di un cambiamento senza precedenti e in tale contesto la Regione ha inteso dedicare particolare attenzione alle iniziative a forte valenza sociale e territoriale che coinvolgano i soggetti svantaggiati, nonché alle opportunità che tali configurazioni offrono al mondo economico.

La Legge Regionale sulle comunità energetiche rinnovabili rappresenta un importante passo avanti verso il raggiungimento degli obiettivi individuati dal Patto per il Lavoro e per il Clima, sottoscritto dalla Regione a dicembre 2020, con il quale è stato previsto il raggiungimento della 'neutralità carbonica' entro il 2050 e il passaggio alle energie pulite e rinnovabili entro il 2035. A tal fine sono individuate le "azioni di sistema" e le misure di sostegno e promozione dell'autoconsumo collettivo e delle comunità energetiche, prevedendo anche l'erogazione di contributi e strumenti finanziari che accompagnino le comunità dalla costituzione e progettazione, fino all'installazione degli impianti di produzione e accumulo.

Ad inizio del 2024, inoltre, il MASE ha approvato il **decreto nazionale di incentivazione delle configurazioni di autoconsumo diffuso e delle CER** (il cosiddetto Decreto CACER) incentrato su due misure, disciplinate nel dettaglio nelle Regole operative GSE: una tariffa incentivante sull'energia rinnovabile prodotta e condivisa e un contributo a fondo perduto fino al 40% dell'investimento in impianti a fonti rinnovabili da parte di Comunità realizzate nei comuni sotto i 5.000 abitanti, (che in Emilia-Romagna sono 193 in totale, 24 dei quali già coinvolti nell'avvio di una CER, anche grazie alle misure regionali a supporto della fase di start up delle comunità stesse.

Con questa visione e in attuazione del PR FESR 2021-2027, **la Regione Emilia-Romagna ha infatti approvato un primo bando** per sostenere la nascita di Comunità energetiche rinnovabili (CER) attraverso la concessione di contributi economici a fondo perduto a copertura dei costi per la predisposizione degli studi di fattibilità e per la costituzione delle stesse per un massimo del 90% delle spese sostenute. Il bando ha registrato un ottimo successo, con **125 progetti finanziati** a famiglie, condomini, imprese, associazioni, enti locali, che intendono associarsi per produrre energia pulita e condividerla localmente per un totale di **circa 5mln di euro di contributo**. Inoltre, a maggio 2024, con un **secondo bando PR-FESR**, la Regione ha messo a disposizione delle Comunità energetiche rinnovabili ulteriori **6mln di euro a fondo perduto per sostenere gli investimenti per l'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile e sistemi di accumulo a servizio delle CER**. Queste risorse sono poi affiancate da quelle appositamente previste

all'interno del PNRR (Misura M2C2, investimento 1.2) per la promozione della costituzione di comunità energetiche nei comuni con popolazione inferiore ai 5.000 abitanti.

Ad oggi sono oltre 50 le Comunità energetiche già costituite grazie ai fondi messi a disposizione dalla Regione e numerose altre iniziative sono in fase di analisi e studio. Ragion per cui, la Regione intende continuare a supportare, non solo finanziariamente, sia le iniziative in corso, che quelle in via di sviluppo, fornendo approfondimenti qualificati su temi normativi, giuridici, fiscali e tecnici raggruppati all'interno della collana **"I Quaderni per la Transizione Energetica: Comunità Energetiche e Autoconsumatori di energia rinnovabile"** realizzata con la collaborazione di **ART-ER**. Il presente quarto Quaderno della Collana contiene indicazioni metodologiche per la redazione di Studi di Fattibilità delle CER, ossia il documento fondamentale per definire la sostenibilità economico-finanziaria dell'iniziativa e mettere a disposizione di tutti i soggetti coinvolti nella costituzione della comunità energetica le informazioni inerenti il perimetro dell'iniziativa, la stima dei benefici attesi negli anni di vita della CER e le criticità o i rischi a cui la CER stessa può andare incontro.

Nell'edizione 2025 di KEY-ENERGY, che si terrà a Rimini dal 5 al 7 marzo prossimo, saranno presentati alcuni modelli virtuosi di CER tra quelli finanziati con i nostri bandi FESR.

Morena Diazzi

Direttore Generale Conoscenza, Ricerca, Lavoro, Imprese - Regione Emilia-Romagna

INTRODUZIONE ALLA METODOLOGIA

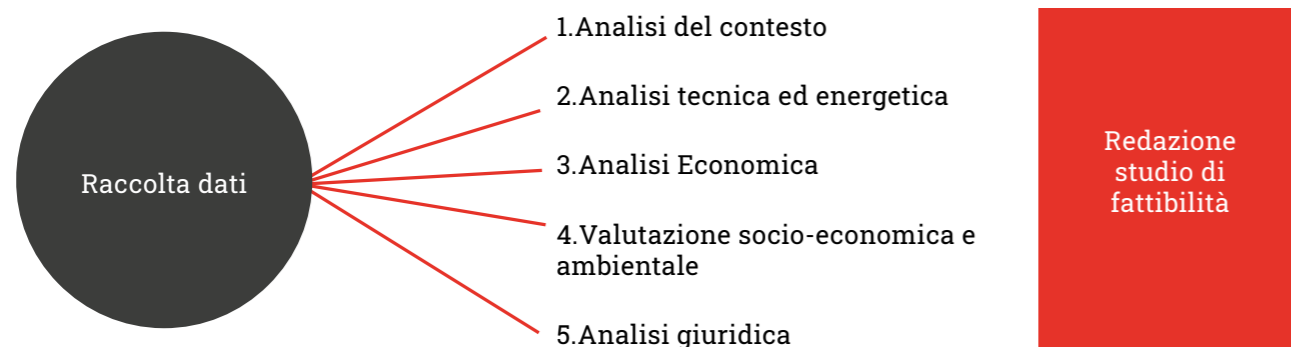
Il progetto di realizzazione di una comunità energetica rinnovabile deve poter essere valutato e discusso a valle di uno studio di fattibilità utile a raccogliere in maniera sistematica i dati di input disponibili e a definire la sostenibilità dell'iniziativa tenendo in debito conto i benefici economici, sociali ed ambientali sia sul breve termine che sul medio e lungo termine. Tale valutazione può raggiungere diversi gradi di approfondimento, anche in funzione degli obiettivi del committente e dei dati disponibili, ma occorre tenere presente al contempo che la natura aperta e modificabile delle comunità energetiche rinnovabili può generare scenari non sempre prevedibili.

Lo studio di fattibilità rappresenta il documento necessario per poter mettere a disposizione di tutti i soggetti coinvolti nella costituzione

della comunità energetica, le informazioni inerenti al perimetro dell'iniziativa, la stima dei benefici attesi negli anni di vita della CER e le criticità o i rischi a cui la CER stessa può andare incontro. Tale analisi, in ultima istanza, è lo strumento prioritario per poter permettere a tutti i soggetti coinvolti di scegliere consapevolmente di intraprendere questo cammino comune.

Il presente documento è strutturato in modo da guidare l'utente, per step consecutivi, nella raccolta dati e nell'elaborazione degli stessi per la stesura di uno studio di fattibilità preliminare utile a valutare i costi ed i benefici relativi alla costituzione, avvio e vita di una comunità energetica rinnovabile.

Lo schema di lavoro proposto è basato su uno schema logico come rappresentato nel diagramma seguente:



Premesso che in questo documento non si analizzeranno gli aspetti relativi alla scelta del modello giuridico della CER (punto 5 figura precedente) per i quali si rimanda ai Quaderni 2¹ e 3² già pubblicati, ogni capitolo sarà

corredato da schede sinottiche con i dati da raccogliere e la destinazione d'uso degli stessi funzionale alla relativa analisi secondo lo schema seguente:

SCHEMA RACCOLTA DATI			
DATO	UTILIZZO	FONTE	TIPOLOGIA
Nome del dato	Utilizzo del dato nei calcoli e nelle valutazioni inerenti lo studio di fattibilità	Riferimenti, link, enti, soggetti da cui è possibile ottenere il dato richiesto per lo studio di fattibilità	<ul style="list-style-type: none"> Misurato Statistico Da letteratura Stimato/parametrico Da normativa

Figura 1: Schema di scheda raccolta dati

Dove, con riferimento alla "tipologia" valgono le seguenti definizioni:

Misurato: dato rilevato tramite misuratori;

Statistico: dato ricavato da statistiche già elaborate da enti di riferimento;

Da letteratura: dato ottenuto da ricerche, articoli o da letteratura specifica;

Stimato/parametrico: dato ottenuto sulla base di esperienza pregressa o valori parametrici;

Da normativa: dato definito dalle normative vigenti.

Prima di procedere alle Analisi e valutazioni necessarie alla redazione dello Studio di Fattibilità, è imprescindibile avviare l'attività di **raccolta dati**. Tale attività è fondamentale per garantire un esito attendibile dello studio e deve essere tanto più accurata quanto più sfidante e complesso è l'obiettivo che i promotori dell'iniziativa si sono prefissi. Se, ad esempio, l'obiettivo è verificare la sostenibilità economica di una CER basata su una singola configurazione di autoconsumo composta da membri già identificati ed eventualmente legati da relazioni pregresse (familiari, commerciali, associative) e pertanto caratterizzata da una potenziale stabilità, sarà necessario collazionare dati rilevati, eventualmente con dettaglio orario, sia per i membri consumatori sia per i produttori. Nel caso di un progetto di CER orientato al coinvolgimento di soggetti su una porzione estesa di territorio, con un significativo processo di ampliamento di membri e di potenza di impianto prolungato nel tempo,

acquisiranno un ruolo predominante dati statistici e parametrici, e una strutturazione dello studio modulata nel tempo per verificare la sostenibilità nelle diverse fasi di ampliamento.

La raccolta dati è un processo iterativo che può essere schematizzato come nel diagramma seguente:

- contatto con il promotore della CER
- incontro con il promotore
- raccolta dati documentale (relazioni tecniche, anagrafiche, bollette, preventivi, statuti)
- analisi preliminare della documentazione
- sopralluogo per raccolta dati mancanti sul campo

I dati necessari per la redazione di uno studio di fattibilità completo possono essere raggruppati nelle seguenti categorie: **dati relativi ai membri consumatori** (es. numero POD, consumi), **dati relativi ai produttori** (es. caratteristiche tecnico energetiche degli impianti), **dati economici e finanziari** (es. costi e ricavi, modalità di finanziamento), **dati giuridici** (es. forma giuridica della CER e tipologia di membri). All'interno dei capitoli seguenti, nei quali si affronteranno i diversi aspetti da valutare per la redazione di uno studio di fattibilità, si inseriranno sezioni dedicate alle fonti ed alle risorse utili a facilitare il lavoro di raccolta e sistematizzazione dei dati relativi alla specifica sezione di analisi.

(¹) #2 - Principali modelli giuridici per la costituzione delle Comunità energetiche rinnovabili: <https://energia.regione.emilia-romagna.it/comunita-energetiche/materiali-e-pubblicazioni/transizione-energetica-2.pdf/@@download/file>

(²) #3 - La partecipazione dei soggetti pubblici alle comunità energetiche rinnovabili: https://energia.regione.emilia-romagna.it/comunita-energetiche/materiali-e-pubblicazioni/art-er-quaderno3_def_24_05_29_web.pdf/@@download/file

1. Analisi del contesto

Questo capitolo è dedicato all'analisi di contesto, intesa come puntuale ricognizione degli elementi caratterizzanti il territorio potenzialmente interessato dall'iniziativa, i quali possono determinare o condizionare l'identità e la struttura della CER. A partire dai vincoli, fisici e normativi, e dalle caratteristiche demografiche e produttive, è possibile tracciare un primo bilancio delle necessità e potenzialità del territorio in termini di consumo e generazione di energia. La mappatura di portatori di interesse contribuisce invece all'individuazione dell'ecosistema di soggetti che possono promuovere la costituzione e diffusione della CER, oltre a guidare nella definizione degli obiettivi specifici che la comunità si pone.

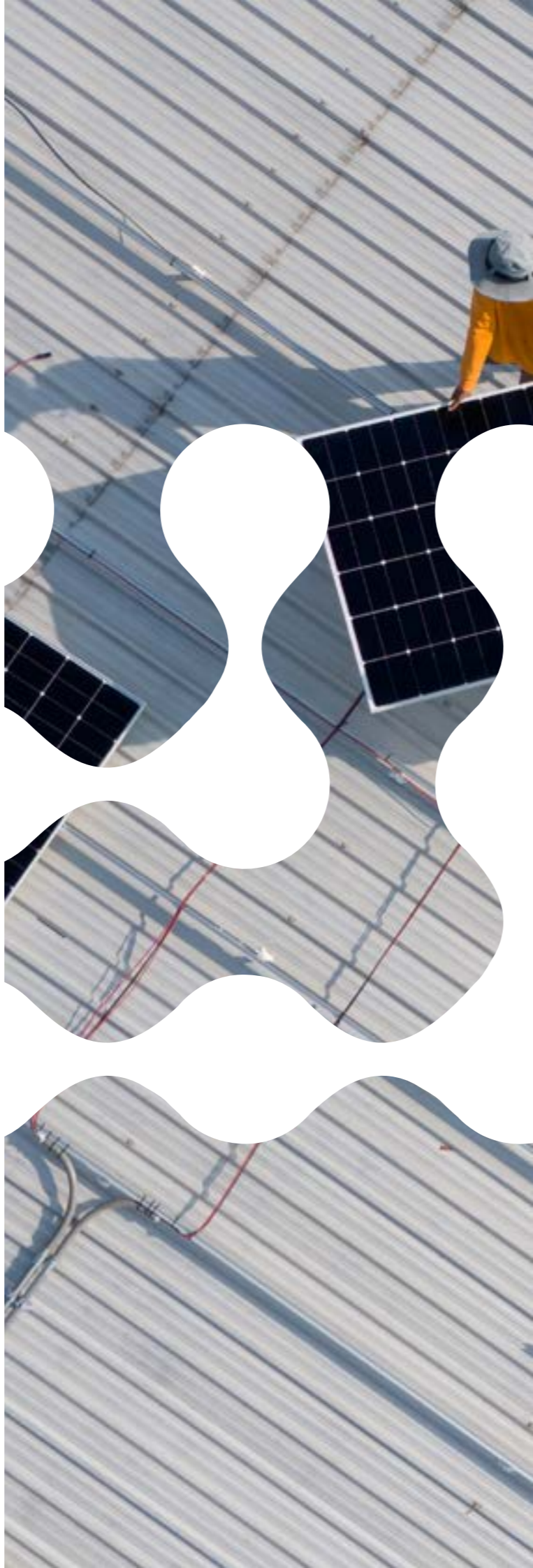
La descrizione del contesto, oltre che a definire il perimetro di intervento della comunità energetica rinnovabile, è utile per valutare possibili scenari di ampliamento della CER ed eventualmente individuare opportunità o criticità non riscontrabili in fase preliminare. Tale operazione deve indagare le seguenti caratteristiche:

- geografiche e vincoli fisici;
- demografiche e socioeconomiche;
- urbanistiche e vincoli normativi;
- mappatura stakeholder.

1.1 Caratteristiche geografiche e vincoli fisici

L'area di interesse della CER ovvero il perimetro di azione della configurazione o delle configurazioni facenti parte di una comunità energetica rinnovabile, definisce una zona geografica caratterizzata da peculiarità fisiche, come la montuosità, ventosità, irraggiamento, la presenza di zone boschive e di risorse naturali, ma anche da caratteristiche morfologico-insediative, come il grado di dispersività dei nuclei abitati, la presenza di aree industriali e attività agricole, intimamente connesse con la disponibilità di superfici idonee da un punto di vista fisico e normativo all'installazione di impianti di produzione.

Ad oggi, la tipologia di impianto di produzione più frequente nelle configurazioni CER è quella fotovoltaica, sia in aree urbane sia in aree agricole. Una zona con abbondanza di risorse



agroforestali può essere più adatta alla realizzazione di impianti di produzione di energia da biomassa così come un'area fortemente urbanizzata potrebbe soffrire la carenza di ampie superfici per la realizzazione di medi e grandi impianti fotovoltaici spostando l'interesse della CER verso la realizzazione di piccoli impianti distribuiti.

L'individuazione dei vincoli fisici e delle caratteristiche geografiche permette dunque di valutare il tipo di risorsa rinnovabile disponibile, la tecnologia più adatta per la produzione di energia e il potenziale di produzione.

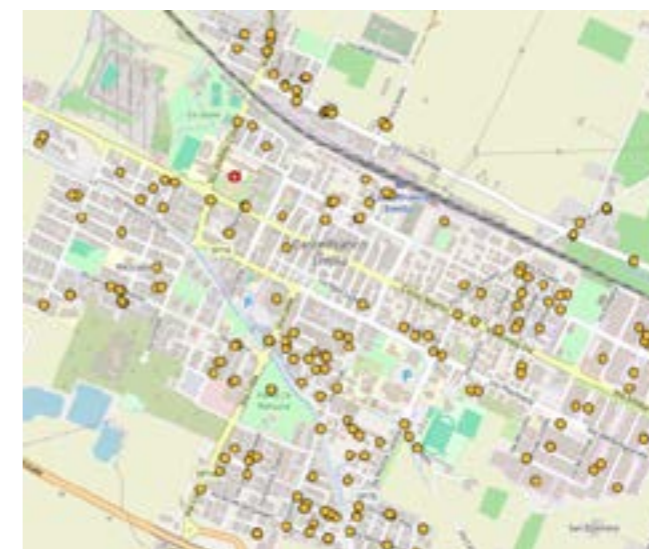


Figura 1: Rilevamento tramite database del GSE "ATLAIMPIANTI" (www.gse.it/dati-e-scenari/atlaimpanti) della quantità e taglia degli impianti FV realizzati in una zona urbanizzata.

L'analisi del contesto deve darsi il perimetro adatto alle intenzioni dei proponenti, potendo andare dalla scala micro del singolo compren-

sorio residenziale alla macro di aree comunali, zone industriali o multi cabina primaria.

1.2 Caratteristiche demografiche e socioeconomiche

Nelle intenzioni dei promotori di una comunità energetica può esserci l'obiettivo di aprire la partecipazione ad ulteriori soggetti oltre i promotori stessi, cosa che prevede un'azione di coinvolgimento del territorio e la capacità di orientare la comunicazione verso i soggetti e le realtà che meglio possano rispondere alla proposta.

La composizione demografica e socioeconomica compresa all'interno del perimetro della CER ed eventualmente nei territori ad essa limitrofi è funzionale alla valutazione del potenziale di crescita della comunità in termini di aggregazione di nuovi membri (popolazione, trend demografici, dimensione nuclei familiari etc.), tipologia delle utenze (complementarità o sovrapposizione dei profili orari di

consumo), eventuale potenziale di raccolta di finanziamenti per la realizzazione di impianti. L'attività è inoltre funzionale a calibrare l'azione di coinvolgimento. Per avere dati aggiornati si può far riferimento ai dati demografici elaborati dall'ISTAT "Principali statistiche geografiche sui comuni" (www.istat.it).

Molti comuni hanno un ufficio statistico comunale dove è possibile trovare dati relativi al censimento della popolazione, delle attività produttive e altre caratteristiche socioeconomiche del territorio. Per i dati relativi a collocazione, tipologia e numero di attività produttive è utile consultare i siti delle Camere di Commercio locali e visitare il sito Infocamere.it.

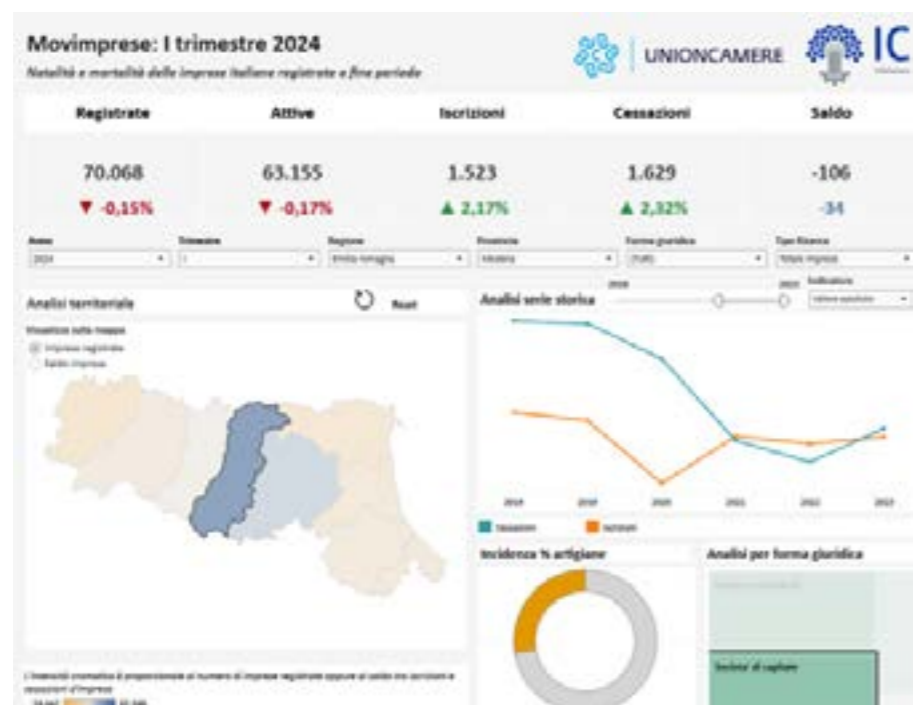


Figura 2: Dashboard presente sul sito di Infocamere www.infocamere.it/movimprese

1.3 Caratteristiche urbanistiche

L'analisi di fattibilità di una comunità energetica non può prescindere dall'analisi delle caratteristiche urbanistiche e dei vincoli normativi che, regolando realizzabilità, tempi e modalità autorizzative, possono essere determinanti per l'installazione degli impianti di produzione.

La prima verifica utile è l'eventuale **sussistenza di vincoli** che limitino attraverso divieti o prescrizioni la realizzazione di impianti di produzione di energia rinnovabile in determinate aree, come, ad esempio, le aree soggette a vincolo paesaggistico di cui al Decreto del Ministro dei lavori pubblici 2 aprile 1968, n. 1444, che comprende gli agglomerati urbani che rivestono carattere storico, artistico o di particolare pregio ambientale. Per la verifica preliminare della sussistenza di vincoli nell'area di interesse della configurazione, è possibile consultare la tavola dei vincoli o le mappe interattive del Regolamento Urbanistico sul sito del proprio Comune. Nell'ambito delle verifiche di fattibilità del singolo impianto si suggerisce di richiedere presso il Comune di competenza il certificato di destinazione urbanistica con vincoli, per la verifica di sussistenza di prescrizioni comunali e di tutte le normative di settore aventi incidenza sulla disciplina dell'attività edilizia (in particolare,

delle norme antisismiche, di sicurezza, antincendio, igienico-sanitarie, di quelle relative all'efficienza energetica, di tutela dal rischio idrogeologico, delle disposizioni contenute nel Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al D.lgs. n. 42 del 2004).

Questa verifica consente, a seconda delle caratteristiche dell'impianto (potenza, tipologia installazione, superficie etc.), dell'edificio e dell'area in cui è situato, di individuare il regime per l'installazione di un impianto, di formulare un cronoprogramma e un business plan che integrino i tempi e i costi dell'eventuale processo autorizzativo.

Nell'ambito delle verifiche dei vincoli, sarà necessario verificare le caratteristiche della superficie destinata ad ospitare l'impianto di produzione rispetto alle **aree idonee** per l'installazione di impianti di energia da fonti rinnovabili e il relativo regime autorizzativo previsto. Il Decreto del MASE del 21 giugno 2024, c.d. Decreto Aree idonee, emanato in attuazione del D.lgs. 8 novembre 2021, n. 199, stabilisce infatti i principi e i criteri che le Regioni devono adottare entro 180 giorni per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili.

Il provvedimento individua, inoltre, la ripartizione fra le Regioni e le Province autonome dell'obiettivo nazionale al 2030 di una potenza aggiuntiva pari a 80 GW da fonti rinnovabili rispetto al 31 dicembre 2020. Per la Regione Emilia-Romagna è previsto un obiettivo al 2030 di 6.330 MW di potenza aggiuntiva.

Ulteriore importante aspetto da valutare è la **capacità della rete elettrica locale** di accogliere la potenza generata ed immessa in rete rappresenta un elemento determinante che può pregiudicare l'effettiva connessione alla rete di nuovi impianti di produzione. Per agevolare l'individuazione dei punti critici di connessione di impianti da fonte rinnovabile elettrici sono state predisposte dai distributori di energia elettrica delle **mappe delle aree critiche**. Le mappe definiscono la criticità di ogni area in base ad un colore (ai sensi del comma 4.2 lettera c) del Testo integrato delle connessioni attive - TICA):

Colore	Criticità ³
Rosso	alta criticità
Arancione	media criticità
Giallo	bassa criticità
Bianco	bassissima criticità

1.4 Mappatura stakeholder

Mappare gli stakeholder sul territorio consente di analizzare il contesto in modo più dettagliato: permette di individuare bisogni e opportunità della realtà in cui si progetta, consente di allargare la discussione e rilanciare un confronto costruttivo tra le parti su temi importanti come l'energia e la comunità e infine, supporta nella definizione di ruoli e aspettative di ciascun portatore d'interesse individuati in un primo momento all'interno del progetto. Questa attività getta dunque le basi

Per e-distribuzione, la Regione Emilia-Romagna, ad oggi, è classificata per la quasi totalità con il colore arancione (media criticità). Si invita comunque a consultare la mappa aggiornata a questo [link](#) per definire nel dettaglio la classificazione dell'area oggetto di analisi. Infatti, per la provincia selezionata, sarà in questo modo possibile consultare: una lista dei comuni critici, una lista dei comuni non concessionari, un elenco delle sezioni AT/MT con inversione del flusso di energia, un elenco dei comuni sottesi all'area selezionata con il grado di saturazione.

Oltre e-distribuzione esistono altri due gestori di rete operanti nell'area di Parma (www.ireti.it) e di Modena ed Imola (www.inretedistribuzione.it). Per questi operatori e per le specifiche aree di competenza le mappe sono consultabili ai seguenti link:

- [Mappa Aree critiche zona Parma](#)
- [Mappa Aree critiche zona Modena](#)
- [Mappa aree critiche zona Imola](#)

per la costruzione di una nuova comunità determinata a perdurare nel lungo periodo. L'attività di mappatura si articola e sviluppa in due fasi complementari:

- la prima fase prevede un'attività di brainstorming con il nucleo ristretto di promotori della CER per definire gli obiettivi generali e per individuare potenziali nuovi portatori di interesse, definendo le proprie aspettative rispetto a ruoli e responsabilità dei vari attori in gioco;

⁽³⁾ La criticità delle aree è valutata considerando i valori della potenza di carico dell'area nel quarto d'ora in corrispondenza del picco minimo regionale (Pcmin), della somma delle potenze nominali dei trasformatori AT/MT installati nelle cabine primarie cui l'area è sottesa (Pn) e della somma delle potenze in immissione richieste corrispondenti ai preventivi inviati ai richiedenti (Pimm). Per cui:

- alta criticità corrisponde alle aree dove $Pimm - Pcmin > 0,9 * Pn$;
- media criticità corrisponde alle aree dove $Pimm > Pn$;
- bassa criticità corrisponde alle aree dove $Pimm > 0,5 * Pcmin$;
- bassissima criticità corrisponde alle altre aree;

- la seconda fase prevede un'attività di confronto e discussione con questi potenziali portatori di interesse rispetto agli obiettivi generali, e ai ruoli e responsabilità che potrebbero ricoprire all'interno del progetto. A valle di questa seconda fase, viene messo a punto un piano d'azione per il coinvolgimento a cascata dei potenziali membri della CER.

Di seguito si riporta un elenco, esemplificativo e non esaustivo, di categorie di potenziali stakeholder per una CER che potrebbero favorire la nascita e il rafforzamento della CER sul territorio di riferimento:

- Organizzazioni non governative ed enti di beneficenza
- Consulenti e professionisti
- Associazioni di categoria
- Organizzazioni del Terzo Settore
- Imprese del territorio
- Università ed enti di ricerca
- Finanziatori
- Opinion leaders
- Enti regolatori
- Enti comunali ed agenzie territoriali

In funzione del grado di coinvolgimento degli attori nel processo di costituzione e gestione della CER si possono individuare vari livelli come di seguito elencati dal più impattante al meno impattante:

- Attori responsabili: coloro che guidano il processo e assumono la responsabilità delle decisioni intraprese.
- Responsabili dell'approvazione: coloro ai quali è richiesta un'approvazione del processo in funzione di specifici criteri (sociali, economici, ambientali).
- Consulenti: soggetti che apportano le loro competenze per aiutare i decisori a scegliere le linee di indirizzo del processo.
- Attori informati: soggetti informati del processo.

A valle dell'attività di confronto e discussione con gli stakeholder coinvolti si può procedere a completare la mappatura stabilendo la funzione e l'impatto che ognuno degli attori coinvolti può avere nel processo di avvio della CER.

2. Analisi tecnica ed energetica

Per analisi tecnica ed energetica si intende la valutazione della fattibilità di realizzazione degli impianti di produzione, dato il contesto e le precondizioni, la valutazione del potenziale produttivo che la configurazione ha in progetto di realizzare, la valutazione della capacità di prelievo di energia dalla rete dei membri consumatori (ed eventualmente di flessibilità della stessa) ovvero dell'energia condivisa ed incentivabile.

Come riportato nell'introduzione alla sezione relativa allo studio di fattibilità, l'analisi tecnica può essere strutturata secondo i punti seguenti:

- Caratteristiche impianti di produzione
- Caratteristiche utenti finali
- Definizione perimetro della CER
- Analisi flussi energetici

L'analisi tecnica ed energetica non va confusa con la progettazione degli impianti di produzione.

La progettazione tecnica degli impianti è un'attività svolta dai professionisti abilitati all'esercizio della professione e rappresenta un elemento di input per l'analisi tecnica ed energetica. Il progettista degli impianti di produzione informa il promotore della CER delle potenzialità di generazione di energia di una specifica tecnologia (fotovoltaico, eolico, biomassa, idroelettrico, etc.) in funzione delle caratteristiche del sito di installazione. In assenza di dati progettuali, in fase di studio di fattibilità i dati possono essere stimati da professionisti qualificati.

1. SCHEDA RACCOLTA DATI		Analisi di contesto	
DATO	UTILIZZO	FONTE	TIPOLOGIA
Orografia e urbanizzazione	Tipologia e disposizioni fonti energetiche	mappe digitali online	stimato
Risorse rinnovabili locali	Valutazione prospettive di sviluppo	www.gse.it/dati-e-scenari/atlaimpianti	rilevato
Demografia area di interesse	Individuazione possibili stakeholder	www.istat.it	statistico
Attività produttive area di interesse	Individuazione possibili stakeholder	www.infocamere.it/movimprese	statistico
Autorizzazioni	Definizione tempistiche di costituzione	www.gse.it/normativa/autorizzazioni	statistico
Vincoli	Valutazione fattibilità impianti	Comune di competenza	normativo
Aree idonee	Valutazione fattibilità impianti	Decreto Aree idonee/Regioni	normativo
Aree critiche	Valutazione fattibilità impianti	Mappe aree critiche distributori	rilevato
Q.tà e tipologia soggetti interessati	Mappatura stakeholder	Promotore Reti sociali Associazioni di categoria Ente pubblico locale Enti religiosi Scuole	rilevato

Scheda raccolta dati n° 1: Raccolta dati analisi di contesto

2.1 Caratteristiche impianti di produzione per accesso al servizio di autoconsumo diffuso

Con riferimento alle Regole Operative GSE, i requisiti generali che devono rispettare gli impianti di produzione ai fini dell'accesso al servizio di autoconsumo diffuso e agli incentivi sono i seguenti:

- essere stati realizzati tramite intervento di **nuova costruzione** o di **potenziamento** di impianti esistenti;
- avere **potenza massima di 1 MW**;
- essere entrati in esercizio a partire dal giorno successivo alla data di entrata in vigore del D.Lgs. 199/2021 (ovvero **entrati in esercizio dal 16 dicembre 2021**);
- non essere finalizzati alla realizzazione di progetti relativi all'idrogeno che comportino emissioni di gas a effetto serra superiori a 3 tonnellate di CO2 equivalente per tonnellata di H2;
- rispettare i requisiti previsti dal principio DNSH;
- nel caso di impianti alimentati a biogas o biomassa rispettare i criteri definiti nell'Appendice D;
- essere realizzati esclusivamente con com-

ponenti di nuova costruzione, se fotovoltaici. Per gli impianti diversi dai fotovoltaici è previsto l'uso anche di componenti rigenerati;

Si ricorda che qualora la potenza di un impianto o delle UP, per cui venga richiesto l'inserimento nella configurazione, ecceda la soglia di 1 MW, verrà riconosciuto solamente il contributo di valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata, come definito al paragrafo 2.2.2.2 Parte II delle Regole Operative GSE.

Si riporta di seguito una check list di supporto alla verifica dei requisiti specifici di carattere tecnico per impianti fotovoltaici, fermo restando che l'elenco completo dei requisiti tecnici relativi all'impianto di produzione e delle sue componenti sono dettagliati nelle Regole Operative GSE (art. 1.2.1.2-1.2.1.3), anche con riferimento ad altre tecnologie (es, eolico). Per gli impianti i cui lavori non sono stati ancora affidati sarà opportuno integrare nel capitolato di appalto i requisiti tecnici di cui all'art. 1.2.1.3 delle Regole Operative GSE.

Check-list requisiti specifici di accesso agli incentivi per impianti fotovoltaici.

Per effettuare la due-diligence degli impianti fotovoltaici ai fini dell'ammissibilità all'incentivo occorre acquisire la medesima documentazione da allegare all'istanza di richiesta di incentivo, e verificare la sussistenza di alcuni requisiti specifici sull'idoneità dei componenti degli impianti di produzione, ed in particolare:

- verbale di attivazione del contatore dell'energia elettrica immessa, del contatore di produzione (in caso di potenziamento) e del contatore relativo al sistema di accumulo (solo nel caso di installazione di sistemi di accumulo), rilasciati dal gestore di rete territorialmente competente (per ciascun impianto di produzione/potenziamento per il quale è stato richiesto l'incentivo e per cui non è stata presentata al Gestore di Rete una richiesta di connessione in iter semplificato – c.d. Modello Unico);
- verifica che l'impianto non sia entrato in esercizio prima della regolare costituzione della CER. La CER si intende regolarmente costituita laddove lo statuto/atto costitutivo della CER preveda un oggetto sociale conforme a quanto indicato alla lettera a) del paragrafo 1.2.2.2 Parte II delle Regole Operative;
- schema elettrico unifilare con indicazione degli eventuali accumuli e del posizionamento dei contatori (per ciascun impianto di produzione/potenziamento), firmato e timbrato dal tecnico abilitato;
- licenza/e di officina elettrica/codice ditta rilasciato dall'Agenzia delle Dogane, nel caso di impianti di potenza superiore a 20 kW, ovvero copia del regolamento di esercizio per impianti di potenza inferiore o uguale a 20 kW (per ciascun impianto di produzione/potenziamento per cui non è stata presentata al Gestore di Rete una richiesta di connessione in iter semplificato – c.d. Modello Unico);
- foto dell'etichetta del modulo fotovoltaico (una per ciascun modello), della targhetta dell'inverter (una per ciascun modello) ovvero, in caso di impianti diversi dai fotovoltaici, della targhetta dell'alternatore/generatore (una per ciascun modello) e dei sistemi di accumulo laddove presenti, apposta dal fabbricante sul componente che riporti i principali dati tecnici del medesimo (per ciascun impianto di produzione/potenziamento per cui è stato richiesto l'incentivo);
- i moduli fotovoltaici sono moduli immessi sul mercato da produttori di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (nel seguito, "AEE") aderenti a sistemi di gestione individuali o collettivi previsti dagli artt. 9 e 10 del D.Lgs. 49/2014. Il produttore dei moduli, così come esattamente riportato nella targa retrostante (etichetta), deve essere dunque presente nel sito <https://www.registroyee.it/RicercaProduttori>; in mancanza di ciò, è necessaria una dichiarazione da parte di un soggetto, la cui ragione sociale è presente nel Registro AEE, nella persona del Legale Rappresentante o di un suo Procuratore, rilasciata su carta intestata, debitamente datata e sottoscritta, in cui si attesta che tale soggetto è il "rappresentante autorizzato" ai sensi dell'art. 30 del D.Lgs. 49/2014 per il soggetto produttore riportato nella targa del modulo. Considerate le complesse strutture societarie dei produttori, si sottolinea la necessità di verificare la corrispondenza esatta fra il nome della società indicata nella targa e quello presente nel registro;
- i sistemi di accumulo sono installati in conformità alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 e nel rispetto di quanto previsto dalla regolazione di riferimento e contenuto nelle "Regole Operative per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale" (pubblicate dal GSE ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel e ss.mm.ii). Si rimanda a dette regole, tra l'altro in fase di aggiornamento, per quanto concerne le configurazioni installative ammissibili e il posizionamento dei contatori;
- elenco delle matricole dei moduli fotovoltaici (per ciascun impianto di produzione/potenziamento di tipo fotovoltaico per cui è stato richiesto l'incentivo);
- corrispondenza dei dati degli impianti con quelli presenti sul sistema GAUDI;
- check list DNSH (per le schede DSNH ex-ante ed ex-post rimandiamo alle rispettive pagine del portale GSE).
- provvedimento di concessione dei contributi in conto capitale e/o di altre forme di sostegno che prefigurano un regime di aiuto di Stato diverso dal conto capitale percepiti/e per la realizzazione dell'impianto/della sezione di impianto (per ciascun impianto di produzione/potenziamento per cui è stato richiesto l'incentivo e per cui siano stati assegnati eventuali contributi in conto capitale e/o altre forme di sostegno che prefigurano un regime di aiuto di Stato diverso dal conto capitale cumulabili).

2.1.1 Potenza dell'impianto e determinazione dell'energia prodotta

L'energia prodotta da un impianto alimentato da fonte rinnovabile dipende dalla potenza dell'impianto, e dalla utilizzabilità della fonte sia in termini di potenza che di disponibilità della Fonte stessa in termini di tempo e accesso.

Una pala eolica produce una quantità di energia in funzione della dimensione delle pale e del rotore (potenza dell'impianto), della veloci-

tà del vento (potenza della fonte) e del tempo durante il quale il vento agisce sulle pale (periodo di disponibilità). Un impianto fotovoltaico produce energia in funzione della quantità ed efficienza dei moduli fotovoltaici (efficienza del sistema), dell'irraggiamento solare (potenza della fonte) e del tempo durante il quale tale irraggiamento raggiunge i moduli fotovoltaici (periodo di disponibilità).

$$\text{Energia prodotta} = \text{Efficienza del sistema} \times \text{Potenza della fonte} \times \text{periodo di disponibilità}$$

Per una valutazione della producibilità di un sistema fotovoltaico di cui sia nota la potenza installata si possono usare stime in base alla posizione geografica del sito di installazione o software disponibili online.

Per poter stimare preliminarmente la producibilità di un impianto fotovoltaico installato in Italia si possono usare riferimenti parametrici di producibilità al kW di picco installato. L'ordine di grandezza di questi parametri in Italia può andare dai 900 kWh/anno per kW installato per le aree dell'arco alpino fino ai 1.500 kWh/anno per kW di picco installato per le aree del sud ed in particolare della Sicilia.

Per un calcolo speditivo della producibilità da fotovoltaico è molto usato il software mes-

so a disposizione dal centro di ricerca della Commissione europea (Joint Research Center - JRC): PVGIS. Tale strumento utilizza diversi database di irraggiamento solare e fornisce il dato di produzione di energia elettrica di un impianto fotovoltaico a partire dalla potenza installata.

Sul sito https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/ è possibile inserire il luogo e la potenza dell'impianto ed ottenere le curve di producibilità mensili e per i più esperti anche orari.

Nella figura sottostante si mostrano le principali azioni da eseguire per una stima della producibilità tramite PVGIS.

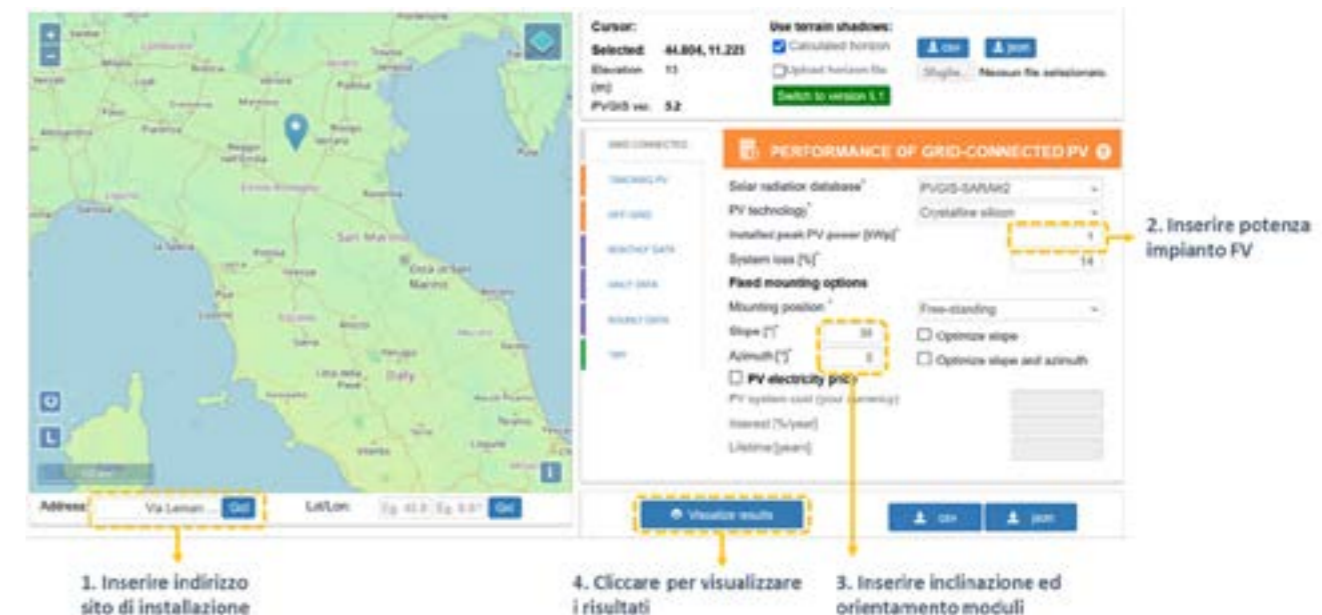


Figura 3: Indicazioni di base per eseguire una stima preliminare della producibilità di un impianto FV connesso alla rete tramite software PVGIS.

A. Potenza dell'impianto

La potenza dell'impianto di produzione è un dato che viene fornito dal progettista o deve essere stimato tramite software utilizzando i dati resi disponibili dal promotore della CER in funzione dello stato di avanzamento della progettazione.

In via preliminare ed in base alle tecnologie attuali si possono utilizzare alcuni riferimenti parametrici per dimensionare un impianto fotovoltaico:

1. Stima della potenza realizzabile in base alla superficie disponibile

I moduli fotovoltaici attualmente disponibili sul mercato hanno una potenza di picco per singolo modulo che va dai 400 W ai 500 W. Le dimensioni tipiche di un modulo fotovoltaico sono di circa 1 x 1,7 metri. Per installare 1 kW di picco, e considerando dei margini dovuti alle modalità installative, servirà quindi una superficie captante tra 4-10 mq in funzione delle caratteristiche della superficie di installazione. La superficie disponibile si intende libera da eventuali ingombri dovuti a impianti tecnici o altri manufatti (sfianti, comignoli). Più nello specifico:

- nel caso di **superficie inclinata** si può assumere che i moduli FV verranno installati in modo affiancato l'uno all'altro portando a far coincidere la superficie disponibile con quella captante. In sintesi, avendo a disposizione una superficie inclinata si può preliminarmente stimare la potenza dell'impianto assumendo che ogni 4-5 mq si potrà installare 1 kW;
- nel caso di **superfici piane** senza fenomeni di ombreggiamento, considerando un'inclinazione dei moduli di circa 30° rispetto al piano orizzontale, si dovrà evitare l'ombreggiamento reciproco dei moduli. Per questo motivo i moduli andranno distanziati. Questo porta ad aumentare la superficie necessaria per installare 1 kW di moduli fotovoltaici. Rispetto ai 4-5 mq per kW di picco si utilizza un fattore 2. Un kW di potenza fotovoltaica necessita quindi di 8-10 mq di superficie piana.

2. Stima della potenza realizzabile dell'impianto in base ai consumi

Un impianto fotovoltaico dimensionato per massimizzare il risparmio in bolletta dovrà avere una curva di producibilità mensile che, idealmente, sia uguale ai consumi diurni dell'utenza ad esso collegata. Una prima stima di riferimento può essere fatta a partire dal dato di consumo annuale in fascia F1, ossia la fascia di consumo che va dalle 08:00 alle 18:00 dei giorni feriali e può dunque essere associata in prima approssimazione ai consumi diurni, cioè i consumi contemporanei alla produzione fotovoltaica. Ad esempio, ipotizzando che i consumi annuali in fascia F1 dell'utenza considerata siano pari a 18.000 kWh/anno, dividendo tale valore per la producibilità stimata al kW, si ottiene una potenza dell'impianto fotovoltaico tra i 12 kW (regioni più a sud) e i 20 kW (per le regioni più a nord).

3. Stima della potenza realizzabile in base all'investimento disponibile

Il costo al kW di un impianto fotovoltaico chiavi in mano (fornitura, installazione, oneri professionali e iter autorizzativi) è molto variabile in base alla taglia dell'impianto e alle condizioni installative ed autorizzative, nonché dalla variabilità del costo delle materie prime. Esistono tuttavia dei benchmark di mercato che, nell'ottica di una stima molto preliminare, possono essere utilizzati per definire un costo di investimento al kW di picco installato. Attualmente i costi degli impianti fotovoltaici chiavi in mano, per un committente privato, possono variare tra i 1.000 €/kW e i 2.000 €/kW in funzione della potenza dell'impianto. Ipotizzando di avere la disponibilità di investire 60.000 € si può stimare la possibilità di realizzare un impianto di circa 40 kW.

B. Potenza della fonte

La disponibilità e l'intensità della fonte rinnovabile è un dato che può essere ricavato da database resi disponibili dalle organizzazioni referenti (mappe anemometriche, database di irraggiamento solare), da stime puntuali per

sito (quantità di biomassa forestale o agricole, presenza di falde acquifere a bassa entalpia) o da previsioni (precipitazioni annue per bacino idrografico).



Figura 4: Esempio carta idrogeotermica (a sinistra) ed eolica (a destra)

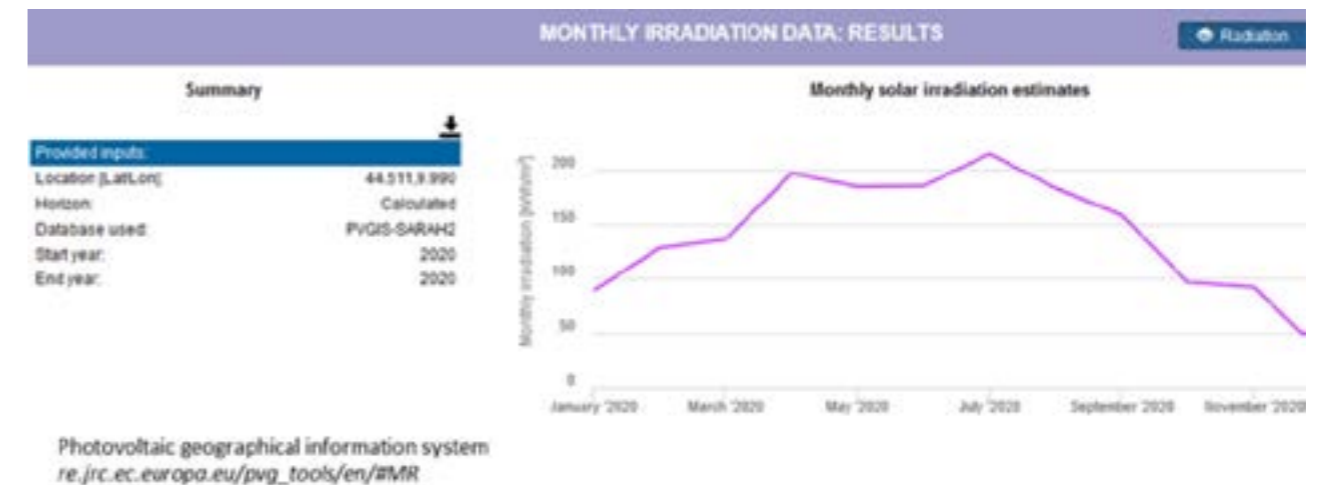


Figura 5: Andamento dell'irraggiamento solare proposto dal Joint Research Center (EU)

C. Periodo di disponibilità della fonte

Le fonti di energia rinnovabile hanno andamento intermittente in funzione delle condizioni meteorologiche e delle condizioni orografiche e ambientali nel sito di installazione. I profili orari delle ore di irraggiamento solare sono mappati tramite diversi database tra quelli citati nel paragrafo precedente. Possono eventualmente essere stimate tramite le curve

di prelievo tabellate dal GSE su base oraria. Per la risorsa eolica sono presenti come le ore di vento alle diverse altezze dal suolo. Per la biomassa, oltre alla verifica dei cicli di raccolta per tipologia di biomassa (gestioni aree forestali, scarti agricoli, reflui zootecnici), è utile accertare l'esistenza delle condizioni di approvvigionamento sul medio termine.

2. SCHEDA RACCOLTA DATI

Analisi tecnica ed energetica: impianti di produzione

DATO	UTILIZZO	FONTE	TIPOLOGIA
Potenza impianto	calcolo della producibilità verifica requisito potenza < 1 MW	progettista	stimato
Ore di funzionamento	calcolo della producibilità	progettista	stimato
Localizzazione sito	calcolo producibilità verifica perimento cabina primaria verifica vincoli	promotore CER	rilevato
Schema di impianto	verifica cessione totale o autoconsumo fisico verifica requisiti (p.es. contatore M2 per impianti con accumulo)	progettista	stimato
Marca e modello componenti	verifica se nuova costruzione, rigenerazione o ampliamento, RAEE	progettista	rilevato
Data di entrata in esercizio	verifica accesso tariffa premio; verifica ammissibilità alla configurazione	progettista	rilevato stimato
Titolarità impianto	verifica disponibilità e controllo energia immessa in rete	promotore CER	rilevato
Potenza e disponibilità fonte solare	Potenza dell'impianto e determinazione dell'energia prodotta	ENEA Dati di irraggiamento: mappe aree critiche distributori	rilevato
		EU Dati di irraggiamento: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/#MR	rilevato
Potenza e disponibilità fonte eolica	Potenza dell'impianto e determinazione dell'energia prodotta	Mappe anemometriche: https://atlanteoelico.rse-web.it/	rilevato
Potenza e disponibilità fonte idrica e geotermica	Potenza dell'impianto e determinazione dell'energia prodotta	Mappe idrogeotermiche: https://geothopica.igg.cnr.it/index.php/it	rilevato
		Mappe regionali	rilevato
Dati meteorologici	Potenza dell'impianto e determinazione dell'energia prodotta	Dati meteorologici generali: https://user.eumetsat.int/dashboard	rilevato

Scheda raccolta dati n° 2: Raccolta dati impianti di produzione per analisi tecnica ed energetica

2.2 Inserimento in configurazione di impianti di produzione esistenti e potenziamenti

Secondo quanto previsto dalla Regole Operative del GSE le configurazioni possono prevedere anche impianti "esistenti", ove per esistenti si intendono impianti entrati in esercizio fino alla data di entrata in vigore del D.Lgs. 199/21 (ovvero fino al 15 dicembre 2021), diversi da quelli già facenti parte di CER e di sistemi di autoconsumo collettivo ai sensi dell'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8.

Nel caso di CER, la potenza degli impianti esistenti non può superare il 30% della potenza complessiva degli impianti appartenenti alla configurazione. Tuttavia, la quota parte di

energia condivisa proveniente da questi impianti non viene valorizzata economicamente con l'applicazione della tariffa premio. A questa quota di energia viene applicato solo il valore del corrispettivo ARERA che viene annualmente stabilito dall'autorità e, per il 2024 è pari a 10,57 €/MWh.

Per fare un esempio, se in una configurazione CER sono inclusi due impianti di cui uno nuovo ed uno esistente, il GSE conteggerà come autoconsumo diffuso prioritariamente l'energia immessa in rete dall'impianto allacciato prima (quindi l'impianto esistente) e poi quella del nuovo impianto. Da questo ne scaturisce la considerazione che l'inclusione di impianti

esistenti nella configurazione deve essere valutata con attenzione e a valle di un puntuale studio di fattibilità, poiché potrebbe comportare una riduzione del ricavo associato alla tariffa premio.

Anche nel caso di impianti esistenti andrà richiesta tutta la documentazione tecnica disponibile per la verifica dei requisiti tecnici, economici e normativi al fine di valutare i flussi energetici complessivi afferenti alla configurazione CER prevista.

I potenziamenti sono definiti dalle Regole operative GSE come interventi che prevedono la *realizzazione di opere su un impianto allo scopo di ottenere un aumento di potenza. La parte di impianto installata a seguito del potenziamento (porzione aggiunta) deve essere sottesa al medesimo punto di connessione alla rete elettrica dell'impianto preesistente.*

È necessario che l'intervento di potenziamento sia registrato sul portale GAUDI' di Terna mediante la creazione di una nuova sezione d'impianto (SEZ) e di una unità di produzione dedicata (UP).

Nel caso di potenziamento, concorre alla definizione dell'energia elettrica incentivata e autoconsumata solo l'energia elettrica immessa riferita alla sezione potenziante e, ai fini della verifica dei requisiti relativi all'entrata in esercizio e alla potenza, viene presa a riferimento la data di entrata in esercizio e la potenza della sezione potenziante.

È necessario che la nuova sezione sia dotata di idonee apparecchiature di misura che permettano di rilevare, separatamente, l'energia elettrica prodotta dalla nuova sezione di impianto rispetto a quelle esistenti.

Non sono ammessi interventi di potenziamento che prevedano la sostituzione di moduli fotovoltaici o alternatori/generatori con altri di potenza superiore.

Con riferimento agli impianti fotovoltaici, di seguito nella Scheda 3, è presente un focus utile a stimare alcuni dei parametri essenziali all'analisi tecnica ed energetica in assenza di dati di progettazione già disponibili.

Stima potenza impianto	<ul style="list-style-type: none"> Stima superficie disponibile: misura da immagine satellitare (p.es. Google earth) Realizzazione layout disposizione moduli: software dedicati Scelta tipologia e potenza singolo modulo FV: datasheet moduli, richiesta e fornitori; 	
Stima ore di funzionamento	<ul style="list-style-type: none"> Utilizzo database di insolazione Utilizzo curve di immissione 	PVGIS (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/) GSE: www.gse.it
Stima localizzazione sito	<ul style="list-style-type: none"> Indagine sul territorio: Indagine sul territorio: Indagine sul territorio: 	sopralluogo e incontro con promotori immagini satellitari, mappe con vincoli raccolta materiale fotografico
Stima localizzazione schema di impianto	<ul style="list-style-type: none"> Verifica autoconsumo fisico: Verifica necessità di sistemi di accumulo: Indagine presso il sito: 	incontro con proprietari superfici disponibili incontro con proprietari superfici disponibili sopralluogo per verifica eventuali criticità installative
Stima marca e modello componenti	<ul style="list-style-type: none"> Requisiti moduli FV: Requisiti sistemi di accumulo: 	produttori aderenti a sistemi di gestione previsti dagli artt. 9 e 10 del D.Lgs. 49/2014 (www.registroaee.it/ricercaproduttori) norme CEI 0-16 e CEI 0-21; Regole Operative GSE per l'integrazione di sistemi di accumulo (delib.ne.574/2014/R/eel e ss.mm.it)
Stima data di entrata in esercizio	<ul style="list-style-type: none"> Verifica condizioni per l'installazione: Tempistiche per la connessione in rete: 	incontro con promotori confronto con impianti simili realizzati nella stessa area

Tab. 1: Raccolta dei dati per il dimensionamento tecnico ed economico di un impianto fotovoltaico in assenza dati progettuali.

2.3 Caratterizzare gli utenti finali

L'utente finale è il soggetto che tramite il suo contatore identificato dal codice del punto di consegna (Point Of Delivery - POD) preleva energia elettrica dalla rete. In altre parole, l'utente finale è il consumatore di energia elettrica o consumer. L'individuazione e la caratterizzazione del consumer avvengono tramite il numero di POD ad esso assegnato ed in base alle caratteristiche di fornitura di energia elettrica.

I dati utili alla caratterizzazione dell'utente finale sono:

- Tensione di alimentazione
- Potenza impegnata
- Potenza disponibile
- Tipologia cliente (domestico, altri usi)
- Consumo annuo

La raccolta di questi dati può avvenire tramite l'analisi dei contratti di fornitura/bollette, tramite misure dirette dei consumi e degli assorbimenti, oppure stimato tramite dati statistici o dati ricavati da ricerche e studi (cfr. scheda raccolta dati).



Figura 7: Homepage del portale Consumi ARERA - www.consumienergia.it/portaleConsumi/

In alternativa ai consumi specifici dei singoli consumatori, è possibile caratterizzare i clienti domestici tramite i dati statistici messi a disposizione da ARERA nella pagina web "**Analisi dei consumi dei clienti domestici**" (fig. 7). In questo modo gli output dello studio di fattibilità saranno aderenti alla configurazione prospettata con un basso margine di incertezza.

Come mostrato, l'uso di profili standard dei consumi domestici può rappresentare un valido supporto per la definizione dei comportamenti energetici dei soci domestici di una

DATI DI FORNITURA	
POD:	IT002EXXXXXXXA
Indirizzo di fornitura:	Via Lemann Darias, 1 - Reggio Emilia
Tensione di alimentazione:	BT 380 V
Potenza impegnata:	35,00 kW
Potenza disponibile:	50,00 kW
Tipologia cliente:	Bassa tensione altri usi
Consumo annuo (kWh):	F1 50.941 - F2 15.243 - F3 22.274

Figura 6: Esempio di dati di fornitura cliente finale come indicati in bolletta

Il Portale Consumi dell'ARERA (fig. 7) è il sito istituzionale dove i consumatori possono accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari, compresi i propri dati di consumo storici e le principali informazioni tecniche e contrattuali con modalità semplice, sicura e gratuita.

Il portale raccoglie i dati di consumo mensili, giornalieri, orari e quattorari di tutti i clienti finali dotati di contatore 2G. Tali dati, oltre ad essere utili per caratterizzare la configurazione proposta, possono essere dei validi strumenti di conoscenza dei propri consumi e comportamenti energetici.

comunità energetica senza dover necessariamente accedere ai dati di bolletta. Invece la caratterizzazione degli utenti finali diversi dagli utenti domestici (altri usi) è difficilmente standardizzabile ed è importante poter accedere a dati di prelievo reali tramite bolletta o accesso al portale consumi ARERA o tramite i profili proposti dal GSE "Modalità di profilazione dei dati di misura profili standard GSE 2023 in prelievo e immissione", nel quale il GSE ricostruisce per l'anno 2023 le curve orarie di misura dell'energia elettrica immessa o prelevata.

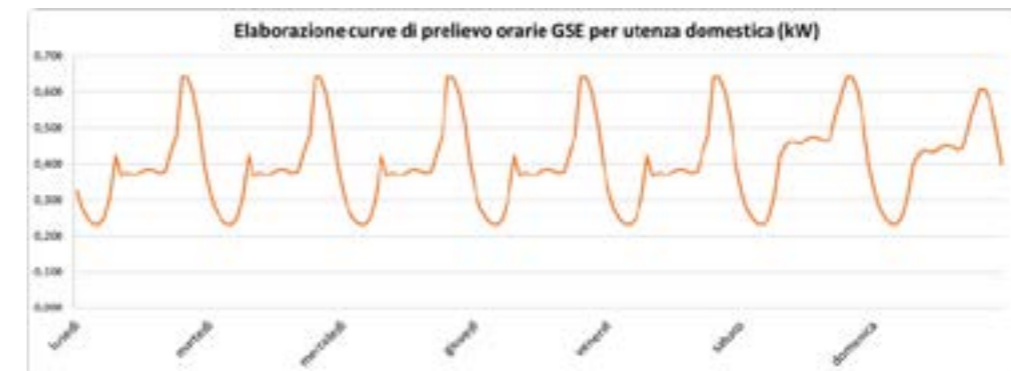


Figura 8: Elaborazione del dato di misura standard GSE 2023 in prelievo.

Nei box seguenti si riportano le definizioni formali di utente finale come esposte dal GSE e dall'ARERA.

Regole operative GSE

Il cliente finale è il soggetto che preleva l'energia elettrica dalla rete, per la quota di proprio uso finale, al fine di alimentare i carichi sottesi all'unità di consumo di cui ha la disponibilità. Coincide pertanto con il titolare del punto di connessione che alimenta l'unità di consumo ed è l'intestatario della bolletta elettrica. Per la verifica della titolarità del punto di connessione si fa riferimento ai dati anagrafici riportati nel Registro Centrale Ufficiale (RCU) del Sistema Informativo Integrato (SII) di Acquirente Unico S.p.A.

Testi Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) ARERA

Il cliente finale è una persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione di energia elettrica e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso sistemi di distribuzione chiusi o linee private. Il cliente finale è altresì il titolare del punto di connessione dell'unità di consumo individuata secondo le disposizioni di cui al TISSPC e dal medesimo gestita

3. SCHEDA RACCOLTA DATI		Analisi tecnica ed energetica: caratteristiche utenti finali	
DATO	UTILIZZO	FONTE	TIPOLOGIA
Potenza impianto	Calcolo autoconsumo diffuso	Bollette	rilevato
		Misure dirette tramite strumenti	rilevato
		Portale Consumi ARERA - www.consumienergia.it/portaleConsumi/	rilevato
		ARERA https://www.arera.it/dati-e-statistiche	statistico
		Tracciato curve profili standard GSE in prelievo e immissione https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/documenti	statistico
		ENEA - Report efficienza energetica www.energiaenergetica.enea.it/pubblicazioni.html	letteratura
		Ricerca Sistema Elettrico (RSE) Report e analisi dei comportamenti energetici www.rse-web.it	letteratura
POD Tensione di alimentazione Indirizzo di fornitura Tipologia utente	Ammissibilità utente nella configurazione CER	Bollette Contratti di fornitura energia elettrica	rilevato rilevato

Scheda raccolta dati n° 3: Raccolta dati utenti finali per analisi tecnica ed energetica

2.4 Considerazioni sui sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo, integrati o meno con impianti di produzione, sono dispositivi funzionali ad assorbire e rilasciare energia elettrica, in parallelo con la rete, oppure in connessione con la rete con una conseguente alterazione dei profili di scambio in immissione e prelievo. Dal punto di vista dell'utenza di consumo connessa al sistema di accumulo, il vantaggio principale risiede nella possibilità di programmare i consumi indipendentemente dalla variabilità della fonte di energia. Questa caratteristica permette di individuare e dimensionare il sistema di accumulo in funzione dei profili di consumo di una specifica utenza così da massimizzare i benefici economici.

Dal punto di vista sistemico, i dispositivi di accumulo possono contribuire al bilanciamento dei carichi della rete di distribuzione, partecipando al mercato della flessibilità locale, in sperimentazione in alcune città d'Italia⁴.

Per quanto riguarda l'impatto dei sistemi di accumulo sulla performance di una CER, esso dipende dalla tipologia di installazione Nel caso di sistema di accumulo integrato lato produzione monodirezionale, questo contribuisce ad incrementare l'autoconsumo fisico dell'utenza connessa all'impianto e riduce l'energia immessa in rete ai fini dell'autoconsumo della CER, diminuendo pertanto l'incentivo che la comunità può maturare grazie a quel determinato impianto.

Nel caso di accumulo bidirezionale, ovvero in grado di prelevare dalla rete oltre che eventualmente accumulare l'energia prodotta da un impianto integrato, l'energia prelevata moltiplicata per il rendimento medio del ciclo di carica/scarica del dispositivo contribuisce all'energia considerata dal GSE per il calcolo della condivisione. In tal caso, l'accumulo incrementa, in fase di prelievo dalla rete, la capacità della CER di maturare incentivo.

Va sottolineato che, ad oggi, l'interesse verso impianti di accumulo al fine di prelevare e re-immettere energia in rete è limitato ad impianti stand-alone di taglia industriale. In

ambito domestico, nella maggior parte dei casi, anche gli accumuli bidirezionali sono utilizzati in modalità monodirezionale, grazie ai settaggi degli inverter connessi, al fine di stoccare l'energia prodotta dall'impianto integrato per consentire un consumo della stessa in orari di produzione inferiore alle necessità di consumo.

I sistemi di accumulo a servizio di utenze comprese nella CER, devono attenersi a quanto stabilito dalle "Regole Tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale", pubblicate dal GSE ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel e ss.mm.ii, **in via di aggiornamento**.

Le Regole forniscono indicazioni riguardo le configurazioni installative ammissibili e il posizionamento dei contatori, in quanto, nel caso di accumulo bidirezionale, è sempre necessario rilevare l'energia prelevata ai fini della successiva immissione in rete. Nel caso di "Configurazione 2: sistema di accumulo integrato lato produzione bidirezionale" oppure "Configurazione 3: sistema di accumulo integrato post produzione", l'eventuale assenza di un contatore relativo all'accumulo, impedisce l'ammissione agli incentivi dell'impianto connesso.

Inoltre, le Regole stabiliscono le modalità di trattamento dell'energia elettrica prelevata, assorbita e reimpressa dai sistemi di accumulo ai fini della determinazione dell'energia elettrica condivisa.

Installare un sistema di accumulo ha dei costi aggiuntivi rispetto al solo sistema di produzione di energia e necessita di una accorta valutazione dei profili di consumo a cui sarà connesso. Per un'adeguata valutazione dei benefici economici derivanti dall'installazione di un sistema di accumulo a servizio di una CER si suggerisce di attendere la pubblicazione delle nuove Regole.

2.5 Definire il perimetro della CER e il numero di configurazioni

Una comunità energetica è un soggetto giuridico che può accogliere soci e membri distribuiti su un territorio che non deve necessariamente coincidere con il perimetro della cabina primaria, sebbene gli scambi energetici "incentivati" siano quelli che avvengono all'interno della medesima cabina primaria. Di fatto una stessa comunità può costituire diverse configurazioni, ciascuna corrispondente ad una cabina primaria, fermo restando che per ogni configurazione dovrà essere inviata una richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso.

Pertanto, in fase di studio al fine di quantificare le entrate da tariffa premio e da corrispettivo di valorizzazione ARERA, occorre individuare puntualmente le cabine primarie all'interno delle quali ricadono i punti di connessione dei clienti finali e degli impianti di produzione.

A tal fine il GSE, in collaborazione con le imprese distributrici, ha messo a disposizione la mapa interattiva delle aree convenzionali sottese alle cabine primarie presenti sul territorio nazionale. Attraverso il Servizio Aree Convenzionali, tramite Area Clienti sul Portale GSE, è possibile verificare le cabine primarie

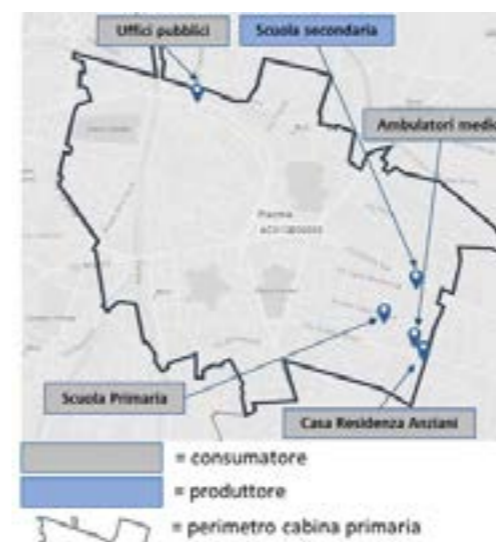


Figura 9: Esempio di perimetro cabina primaria

in maniera massiva, con un elenco POD in formato CSV.

Per ogni configurazione, quindi, lo studio di fattibilità deve individuare ed analizzare i flussi energetici ed economici generati dai punti di prelievo ed immissione che rilevano ai fini del calcolo dell'autoconsumo diffuso e per quella specifica configurazione.

Il perimetro della comunità energetica, ai fini dello studio di fattibilità, sarà dunque definito dall'insieme delle configurazioni che la CER si propone di attivare. Sarà compito dello studio di fattibilità verificare l'equilibrio tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata all'interno di ogni configurazione aderente alla CER.

In figura 9 un esempio di comunità energetica rinnovabile il cui perimetro coincide con il perimetro di un'unica cabina primaria.

In figura 10 un esempio di comunità energetica rinnovabile con perimetro coincidente con il territorio amministrato dal Comune di Piacenza che comprende più cabine primarie confinanti (in numero di 4).



Figura 10: Esempio di comunità energetica rinnovabile con perimetro esteso a quattro configurazioni.

(⁴) A titolo esemplificativo: progetto RomeFlex (Reshaping Operational MEthods to run grid FLEXibility) di Areti e GME a Roma, Delibere 372/2023 e 121/2024/R/eel dell'ARERA; progetto MiNDFlex di Unareti a Milano, approvato da ARERA con Delibera 117/2024/R/eel.

4. SCHEDA RACCOLTA DATI

Analisi tecnica ed energetica: definizione perimetro CER

DATO	UTILIZZO	FONTE	TIPOLOGIA
Perimetro cabina primaria	Verifica autoconsumo diffuso locale	Mappa Cabine primarie GSE www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/mappa-interattiva-delle-cabine-primarie	rilevato

Scheda raccolta dati n° 4: Fase Analisi tecnica ed energetica. Raccolta dati per definizione perimetro CER

2.6 L'analisi dei flussi energetici

L'analisi dei flussi energetici rappresenta la base di riferimento per le successive analisi economiche.

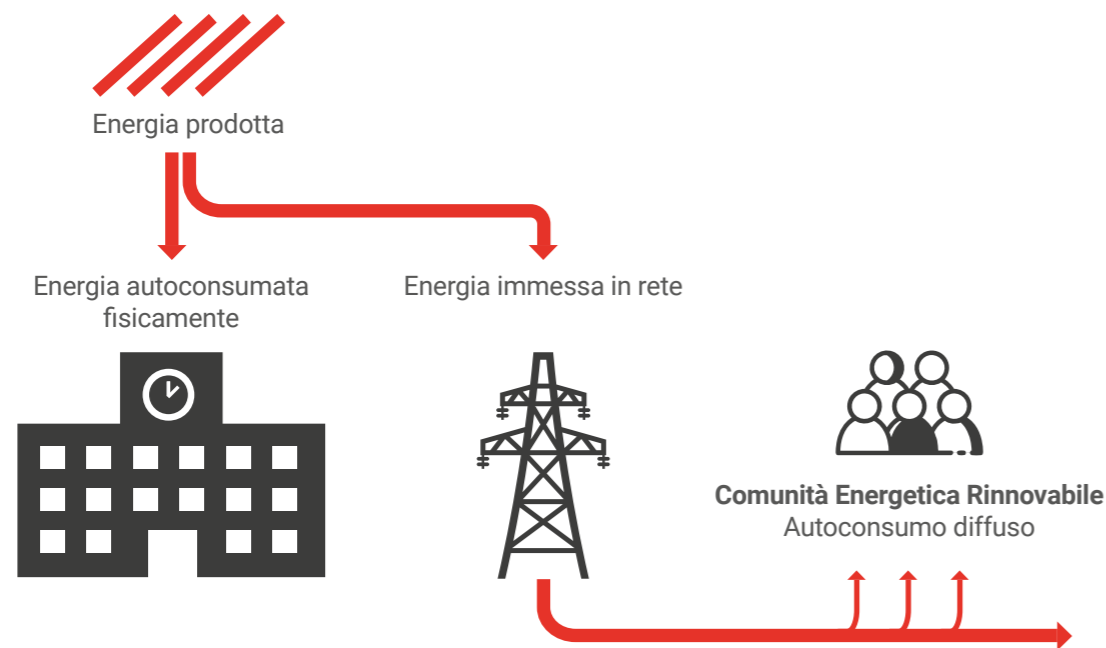


Figura 11: Schema flussi energetici associati ad una configurazione in autoconsumo diffuso

A partire dai dati raccolti, l'analisi dovrà confrontare ora per ora e per 365 giorni all'anno i flussi di energia immessi in rete dagli impianti di produzione incentivabili con i flussi di energia prelevati dalla rete dai consumatori appartenenti alla singola configurazione. Il valore minimo, determinato ora per ora, tra

questi due flussi rappresenta l'energia che può accedere all'incentivo previsto dal D.M. 414 del 07/12/2023.

Si precisa che esistono simulatori semplificati dei flussi energetici di una CER messi a disposizione gratuitamente del GSE ([simulatore GSE](#)) e dell'ENEA ([RECON](#)).

2.6.1 Determinare l'energia autoconsumata fisicamente

L'energia autoconsumata fisicamente corrisponde istante per istante al consumo elettrico soddisfatto dalla produzione di energia da

fonte rinnovabile a servizio di una specifica utenza contraddistinta tramite un codice POD. Per la determinazione dell'autoconsumo fisico

va confrontato l'andamento del flusso energetico dell'energia prodotta e l'andamento dei consumi della specifica utenza. Il valore minimo tra questi due flussi rappresenta l'energia

autoconsumata fisicamente nel periodo temporale di riferimento scelto (orario, giornaliero, mensile, annuale).

$$\text{Energia autoconsumata} = \min(\text{energia prodotta}; \text{energia consumata})$$



Figura 12: Confronto energia prodotta ed energia autoconsumata fisicamente

L'esempio rappresentato in figura mostra che l'energia prodotta in ogni periodo dell'anno è maggiore dell'autoconsumo fisico. L'impianto può quindi immettere in rete e rendere disponibile per la CER mese per mese, la quantità di energia elettrica compresa tra le due curve indicate.

Il valore dell'energia consumata può essere ricavato come già mostrato nei paragrafi precedenti da dati rilevati, statistici o di letteratura (cfr. capitolo "Caratterizzazione utenti finali").

2.6.2 Determinare l'energia immessa in rete

Gli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile possono essere connessi ad una utenza preesistente oppure essere connessi direttamente in rete tramite contatore dedicato.

Nel primo caso, quando viene prodotta energia dell'impianto parte di questa energia può essere utilizzata dalle utenze connesse allo stesso punto di prelievo (POD), si parla in que-

sto caso di autoconsumo fisico o autoconsumo diretto. L'energia autoconsumata fisicamente non sarà immessa in rete. Quest'ultima sarà quindi pari all'energia prodotta meno l'energia autoconsumata fisicamente. Nel caso di impianto connesso direttamente in rete invece tutta l'energia prodotta sarà immessa in rete al netto dei consumi dei sistemi di controllo e conversione che possono essere considerati trascurabili.

Impianto connesso a utenza esistente

$$\text{Energia immessa in rete} = \text{Energia prodotta} - \text{Energia autoconsumata fisicamente}$$

Impianto connesso direttamente in rete

$$\text{Energia immessa in rete} = \text{Energia prodotta}$$

2.6.3 Determinare l'energia condivisa autoconsumata e incentivata

Determinati i flussi di energia in ingresso alla rete ed i flussi di energia prelevati dalla rete dai soci o membri della CER, si può stabilire la quantità di energia condivisa all'interno di

ogni configurazione (perimetro cabina primaria) e determinare così il valore dell'autoconsumo diffuso ovvero dell'energia incentivata.

Energia condivisa autoconsumata per cabina primaria = min (energia immessa in rete; energia prelevata dalla rete)

Ai fini del riconoscimento degli incentivi e del corrispettivo di valorizzazione questo confronto viene fatto dal GSE **su base oraria**. Nell'analisi di fattibilità, in base ai dati resi disponibili si opterà per un confronto su base oraria, giornaliera, mensile o annuale anche in funzione del grado di dettaglio che si decide di raggiungere. Inoltre, si ricorda che in una configurazione possono coesistere impianti incentivati e non incentivati, pertanto, qualora ci si trovi in questa condizione, ai fini

dell'analisi dei flussi energetici occorre tenere in debita considerazione che agli impianti non incentivati spetta solo il contributo di valorizzazione ARERA e che nel calcolo dell'energia condivisa autoconsumata e incentivata il GSE adotta un principio cronologico, secondo la data di entrata in esercizio. Qualora i primi impianti per data di entrata in esercizio non fossero incentivati, la configurazione potrebbe risultare penalizzata in termini di ricavi complessivi.

L'energia condivisa autoconsumata dalla CER può essere espressa in forma percentuale rispetto all'energia immessa in rete. Un autoconsumo diffuso del 100% indica che i prelievi dei membri consumatori sono pari o superiori all'energia che gli impianti della CER immettono in rete. Nelle configurazioni nelle quali i prelievi annuali delle utenze di consumo risultano superiori, in valore

assoluto, rispetto all'energia immessa in rete, è possibile che l'analisi indichi percentuali molto contenute di autoconsumo diffuso per una mancata corrispondenza dei profili energetici orari. Questa situazione è frequente nelle configurazioni con impianti in immissione parziale e membri consumatori di tipologia omogenea (es. domestica) con profili di consumo simili fra loro.

5. SCHEDA RACCOLTA DATI

Analisi tecnica ed energetica: analisi flussi energetici

DATO	UTILIZZO	FONTE	TIPOLOGIA
Energia prodotta	Calcolo autoconsumo fisico	Analisi tecnica ed energetica: impianti di produzione	rilevato stimato
	Calcolo energia immessa in rete		
	Calcolo energia condivisa		
Energia consumata	Calcolo autoconsumo fisico	Analisi tecnica ed energetica: caratteristiche utenti finali	rilevato stimato
	Calcolo energia immessa in rete		
	Calcolo energia condivisa		

Scheda raccolta dati n° 5: Fase Analisi tecnica ed energetica. Analisi flussi energetici

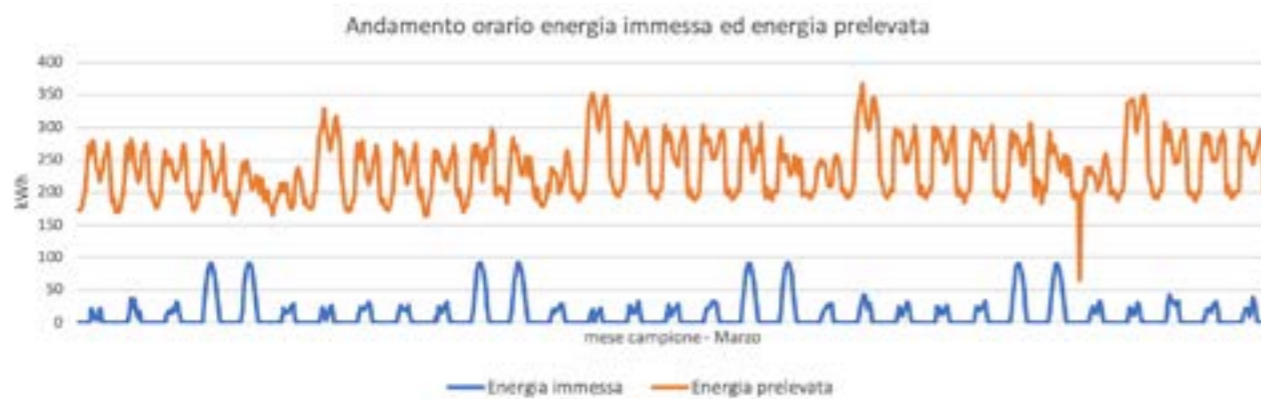


Figura 13: Andamento orario per un mese campione dell'energia immessa e prelevata dai soci di una CER

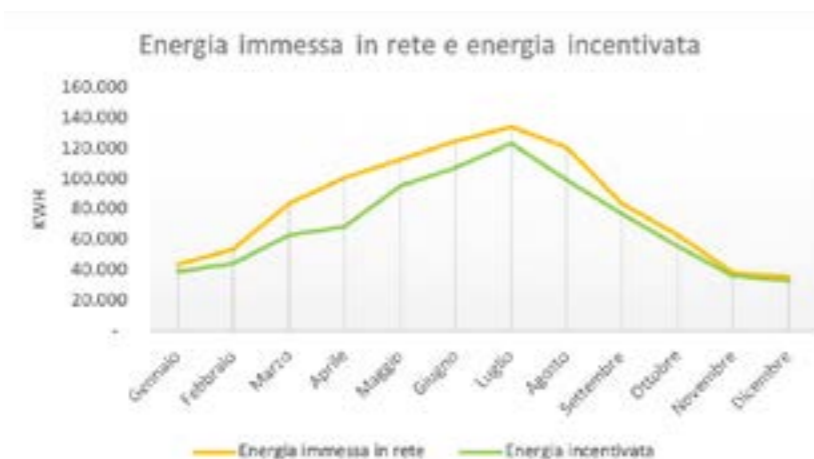


Figura 14: Andamento mensile dell'energia immessa in rete e prelevata da una CER



3. Analisi economica

L'analisi economica ha l'obiettivo di definire i costi ed i ricavi maturati dalla CER ai fini di stabilire la sostenibilità economica dell'iniziativa.

Per poter redigere un'analisi economica è necessario costruire il modello di CER attraverso la definizione delle seguenti dimensioni:

- variabili di contesto
- costi (es. di investimento, operativi, gestionali)
- ricavi
- ruoli funzionali degli attori in gioco

3.1 Variabili di contesto

Il primo passo è la definizione delle variabili che influiscono sul modello, condividendo delle assunzioni di base con i soggetti interessati e dettagliandole all'interno dello studio di fattibilità.

I flussi economici di una CER sono infatti dipendenti direttamente o indirettamente da variabili di contesto che richiedono di ipotiz-

zare un determinato andamento, dinamico nel tempo o statico. In particolare, è consigliabile descrivere il valore medio o l'andamento atteso del Prezzo Zonale Orario, il costo dell'energia, ed eventuali dimensioni energetiche non specificate nella relativa analisi, come un decadimento di produzione atteso, o il profilo statistico utilizzato nel caso di utenze di consumo non note. Inoltre, è necessario definire il riferimento temporale dell'analisi come, ad esempio, un periodo di 20 anni corrispondenti alla durata dell'incentivo, con uno scenario di crescita incrementale, oppure analizzare i valori di un anno "tipo" della CER, ipotizzando degli scenari del tipo *worst-best case*. A titolo esemplificativo, nel caso si acceda a contributi a fondo perduto, l'erogazione degli stessi potrebbe avvenire negli anni successivi a quello di entrata in esercizio degli impianti. In questi casi, si suggerisce un'analisi economica pluriennale, la quale consente di evidenziare e collocare temporalmente il contributo di voci di ricavo, sia in forma di contributo a fondo perduto sia in conto esercizio, e di costo, come gli oneri finanziari, per un'adeguata valutazione della sostenibilità del progetto.

DEFINIZIONE DELLE VARIABILI DI CONTESTO		
VARIABILE	VALORI DI RIFERIMENTO	NOTE E RIFERIMENTI
Vita utile della CER	20 anni	Si possono scegliere intervalli diversi in funzione di confronto con altre tipologie di Investimento.
Frequenza di analisi	Annuale	Può essere utilizzata una frequenza mensile per i primi anni per tener conto di modifiche importanti nella prima fase di attività della CER.
Costo della materia energia	<ul style="list-style-type: none"> • assunzione di un valore medio statistico • utilizzo di dati storici; • utilizzo di previsioni di mercato; 	Per il 2022 il prezzo medio della materia energia è stato pari a 303 €/MWh; per il 2023 è stato pari a 127 €/MWh; per i primi 10 mesi del 2024 è pari a 103 €/MWh

Figura 15: Variabili di contesto

Per quanto riguarda la fonte di dati storici di mercato su base oraria è possibile utilizzare il sito del Gestore Mercati Energetici (GME).

3.2 Analisi dei costi

In questo paragrafo si approfondiscono le componenti di costo, di investimento e operative, stimate per la comunità energetica rinnovabile, al fine di redigere un quadro economico di progetto preliminare.

Oltre ai costi sostenuti una tantum per la realizzazione delle infrastrutture di produzione, i **costi di investimento** includono tutti i costi di consulenza, pubblicità, spese notarili che i promotori della CER, prima della costituzione, o la CER stessa si trovano ad affrontare per l'avvio della comunità.

I **costi operativi** sono le spese che occorrono in maniera continuativa per tutta la vita utile degli impianti di produzione e per il tempo di esercizio della comunità energetica, con riferimento alle attività legate alla condivisione locale dell'energia.

Si possono individuare le seguenti categorie di costi operativi:

- Costi di gestione del soggetto giuridico
- Costi di gestione della configurazione
- Costi di gestione e manutenzione impianto
- Costi amministrativi GSE
- Altri costi e oneri fiscali.

3.2.1 Costi di investimento in tecnologia e servizi tecnici

I costi di investimento legati alla realizzazione dell'impianto per la produzione di energia da fonte rinnovabile sono determinati da diverse macro-voci:

- Costo dei materiali
- Costi della manodopera
- Oneri professionali (progettazione, direzione lavori, collaudo)
- Iter autorizzativi
- Oneri per la sicurezza

Per la realizzazione di impianti fotovoltaici il costo di investimento è influenzato soprattutto dal prezzo dei materiali (variabile in fun-

zione del costo delle materie prime). La taglia dell'impianto condiziona il costo specifico (al kW) delle altre macro-voci in elenco.

La fascia di prezzo che attualmente il mercato propone per un impianto "chiavi in mano" va dai 2.000 €/kW per impianti domestici con potenza minore di 20 kW, scende a 1.500 €/kW per impianti dai 20 kW ai 100 kW per arrivare ai circa 1.000 €/kW per impianti con potenza maggiori. Tali costi sono tuttavia indicativi e possono subire rilevanti incrementi a seconda delle caratteristiche della superficie che ospita l'impianto o delle tecnologie (es. impianti su pensilina, agrivoltaici, eventuale necessità di opere di adeguamento strutturale).

Per impianti superiori ai 200 kW si ricorda che è necessario considerare il costo di realizzazione della cabina di trasformazione MT/BT che può incidere in modo consistente sul costo complessivo dell'impianto.

3.2.2 Costi di investimento per costituzione CER

La costituzione di una comunità energetica rinnovabile prevede la scelta di una determinata forma giuridica da parte dei soggetti promotori e dei membri della CER. La tipologia di forma giuridica, la dimensione della stessa e le caratteristiche dei soggetti aderenti possono determinare oneri di costituzione molto diversi.

Le caratteristiche dei membri possono determinare la necessità di verifiche ed approfondimenti di natura legale, fiscale e amministrativa che verifichino la rispondenza dello statuto e della forma giuridica alle esigenze dei potenziali membri. In particolare, la presenza di enti pubblici tra i soci membri può far emergere elementi di incompatibilità di alcune forme giuridiche con il carattere pubblico ed istituzionale dei potenziali membri. Per una trattazione più approfondita delle forme giuridiche per le Comunità Energetiche Rinnovabili si rimanda al Quaderno regionale n.2⁵.

⁽⁵⁾ #2 - Principali modelli giuridici per la costituzione delle Comunità energetiche rinnovabili: https://drive.google.com/file/d/1vFduh0UUNUUStrazRxt_RN5QzQxAXpb8/view

Nella tabella seguente si riassumono le voci di costo e le figure professionali di supporto più idonee per le tre forme giuridiche più comuni: associazione, cooperativa, fondazione.

Forma giuridica	Voce di costo	Figure professionali di supporto	Costo indicativo
Associazione	Statuto Atto costitutivo	Consulente esperto CER Associazioni di categoria	€ 100 - € 1.000
	Regolamento per la destinazione dei ricavi da incentivo	Facilitatore Fiscalista/commercialista Consulente esperto CER	€ 100 - € 1.000
	Registrazione presso Agenzia delle Entrate	--	€ 300 - € 500
Cooperativa	Statuto Atto costitutivo	Avvocato Associazioni di categoria Consulente esperto CER	€ 1.000 - € 10.000
	Regolamento per la destinazione dei ricavi da incentivo e da vendita energia	Facilitatore Commercialista Consulente esperto CER	€ 1.000 - € 10.000
	Atto notarile per costituzione	Notaio	€ 2.000 - € 5.000
	Quota sociale minima per socio	Notaio	€ 25
Fondazione	Statuto Atto costitutivo	Avvocato Associazioni di categoria Consulente esperto CER Esperto di diritto amministrativo	€ 2.000 - € 20.000
	Regolamento per la destinazione dei ricavi da incentivo e da vendita energia	Facilitatore Esperto di diritto amministrativo Consulente esperto CER	€ 1.000 - € 10.000
	Atto notarile per costituzione	Notaio	€ 2.000 - € 10.000
	Fondo di dotazione	Notaio	€ 50.000 - € 100.000

Tab. 2: Voci di costo e figure professionali di supporto per le tre forme giuridiche più comuni

Si precisa che la tabella esposta vuole essere uno strumento puramente orientativo e che la definizione dei costi effettivi andrà confermata da professionisti competenti.

3.2.3 Costi di gestione e amministrativi

3.2.3.1 Costi di gestione e manutenzione impianto

Tra le principali voci di gestione degli impianti vanno considerati:

- Manutenzione ordinaria per singolo impianto;
- Sistema di protezione di interfaccia (SPI) check ogni 5 anni dove previsto;
- Accantonamento per sostituzione inverter 10° anno;
- Costi assicurativi

In Italia il costo delle attività di gestione e manutenzione può essere fissato in un range dell'1%-2% all'anno dell'importo totale dell'investimento per gli impianti con potenza di picco inferiore a 1 MW.

3.2.3.2 Costi di gestione del soggetto giuridico

I costi di gestione del soggetto giuridico sono i costi tipici di gestione societaria applicati alle forme giuridiche esistenti nel panorama italiano. Come tali, i costi sono condizionati dalla forma giuridica scelta, dalla governance, e dalla dimensione in termini di numero di soci e di attività principali svolte dal soggetto.

Nel caso in cui si costituisse una associazione riconosciuta, i costi operativi per la gestione del soggetto giuridico da parte di consulenti esterni sono stati ipotizzati pari a 4 euro/membro oltre ad un costo pari 2.000 €/anno per il primo anno per le seguenti attività:

- Tenuta delle scritture contabili e relativi adempimenti mensili;
- Assistenza societaria;
- Tenuta e aggiornamento dei libri sociali;
- Assistenza fiscale;
- Consulenza ordinaria su problematiche fiscali, contabili e associative.

Nei costi di gestione rientrano i costi eventuali derivanti dalla presenza di dipendenti, dall'istituzione di un emolumento per cariche all'interno della comunità (presidente, segretario), o gettoni di presenza per consiglieri. Nella fase di start-up potrebbe essere necessario prevedere spese di comunicazione e promozione per ampliare il numero di membri e stimolare il coinvolgimento.

3.2.3.3 Costi di gestione della configurazione

Tra i costi legati alla gestione tecnica della Comunità Energetica Rinnovabile vanno considerati i costi di gestione annuale della configurazione indicativi come riportati di seguito:

- Raccolta dati orari da GSE;
- Report periodico con stima ripartizione incentivi a consuntivo;
- Gestione ordinaria ingresso/uscita membri e impianti;
- Rapporti ordinari con il GSE;

I costi di gestione della configurazione sono variabili in funzione del numero dei soci, dalla frequenza delle attività di monitoraggio e reportistica, della quantità di energia in gioco e delle regole di ripartizione stabilite tra i membri della CER.

Attualmente sul mercato l'offerta di servizi di gestione di questo tipo non ha raggiunto una quantità tale da poter definire dei valori parametrici di riferimento.

Nella fase di start-up della comunità, le spese di gestione sia del soggetto giuridico sia della configurazione possono incidere significativamente (oltre il 50%) sui ricavi da incentivo.

3.2.3.4 Costi amministrativi GSE

Tra gli altri costi considerati va considerata la tariffa per la copertura dei costi amministrativi sostenuti dallo stesso GSE, come definito dal Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 15 marzo 2024 n. 106 (c.d. Decreto Corrispettivi).

La tariffa annua è composta da un corrispettivo fisso e da un corrispettivo variabile sulla base della potenza del singolo impianto facente parte della configurazione, richiesto ai soggetti ammessi alle tariffe incentivanti, come riportato di seguito:

- Nessun corrispettivo in caso di potenza fino a 3 kW;
- 15 euro/anno in caso di potenza superiore a 3 kW e fino a 20 kW;
- 15 euro/anno per impianti di potenza superiore a 20 kW + un corrispettivo variabile di 1 euro/kW/anno per ogni kW aggiuntivo oltre i primi 20 kW.

Per impianti che accedono ai contributi in conto capitale previsti dalla misura del PNRR introdotta dal DM 414/2023 al Titolo III, sono da considerare dei costi amministrativi da corrispondere al GSE, anch'essi definiti dal Decreto Corrispettivi, che risultano pari a:

- 50 euro per impianti fino a 20 kW;
- 450 euro per impianti di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW;
- 1.300 euro per impianti di potenza superiore a 200 kW e fino a 600 kW;
- 2.300 euro per impianti di potenza superiore a 600 kW e fino a 1.000 kW.

SINTESI COSTI DI GESTIONE E AMMINISTRATIVI	
VOCE DI COSTO	STIMA PRELIMINARE
Costi di gestione del soggetto giuridico	1.000 - 2.000 €/anno per associazioni; 10.000 - 50.000 €/anno per Imprese cooperative, fondazioni, consorzi;
Costi di gestione della configurazione	2 - 10 €/anno per socio
Costi di gestione e manutenzione impianto	1% - 2% del costo totale dell'impianto FV
Costi amministrativi GSE	0 €/anno per impianti fino a 3 kW; 15 €/anno per impianti oltre 3 kW e fino a 20 kW; 15 €/anno per impianti di potenza superiore a 20 kW + 1 €/kW/anno per ogni kW aggiuntivo; Impianti PNRR 50€ per impianti fino a 20 kW; 450 € per impianti oltre i 20 kW e fino a 200 kW; 1.300 € per impianti oltre i 200 kW e fino a 600 kW; 2.300 € per impianti oltre i 600 kW e fino a 1.000 kW

Tab. 3: Sintesi costi di gestione e amministrativi

Si precisa che la tabella 2 vuole essere uno strumento puramente orientativo e che la definizione dei costi effettivi andrà confermata dalle figure competenti.

3.2.4 Altri costi e oneri fiscali

In questo capitolo sono descritti i costi derivanti da voci diverse da quelle già analizzate come, ad esempio, eventuali oneri finanziari dovuti a finanziamenti o prestiti, oneri fiscali ascrivibili alle attività della CER, versamenti dovuti alla costituzione di fondi di dotazione ad hoc, acquisto di particolari dotazioni tecnologiche per la misura e gestione dei dati. Tali costi vanno definiti in sede di studio di fattibilità da professionisti qualificati sulla base del progetto di CER e su dati acquisiti puntualmente.

Sebbene il presente documento non sia finalizzato ad approfondire il regime fiscale delle comunità energetiche si vuole comunque evidenziare come esso sia in primo luogo de-

terminato dalla natura giuridica della CER, dall'eventuale qualifica come ETS e dalle attività effettivamente svolte ovvero dal "modello di business". Inoltre, si precisa come gli oneri fiscali derivanti da entrate di membri o altri soggetti con cui la Comunità ha rapporti economici dipendono dalla natura e dal regime fiscale del membro stesso e non sono da considerare nei flussi di cassa della CER.

Quest'ultima infatti dovrà stimare ed inserire nei flussi di cassa solo gli oneri fiscali relativi alle attività ad essa ascrivibili. Per la corretta valutazione dell'incidenza degli oneri fiscali si consiglia consultare un consulente commercialista già dalla fase di studio di fattibilità.

6. SCHEDA RACCOLTA DATI		Analisi economica: analisi dei costi	
DATO	UTILIZZO	FONTE	TIPOLOGIA
Forma giuridica	Costo di investimento Costo di gestione della CER Oneri fiscali	Preventivo consulenza Norme di riferimento	stimato normativa
Governance	costo di gestione della CER	Statuto, Regolamento Norme di riferimento	normativa
Numero dipendenti Consulenze di gestione/ promozione	costo di gestione della CER	Regolamento Promotore della CER	stimato
Potenza impianti a servizio della configurazione	costi amministrativi GSE	Decreto del Ministro n° 106 del 15 marzo 2024	normativa
Numero membri	costo di gestione della configurazione	Libro soci Promotore della CER	rilevato stimato
Potenza dell'impianto	costo di investimento costo di manutenzione	Computo metrico; Progetto;	rilevato stimato
Schema di impianto	costo di investimento costo di manutenzione	Computo metrico; Progetto;	rilevato stimato
Costi di riferimento per tecnologia	costo di investimento costo di manutenzione	Esperti; siti web di riferimento	letteratura
		Prezzari regionali e DEI	normativa
		Tabelle massimali per agevolazioni	normativa
		Decreto parametri (D.M. 17/06/2016)	normativa
Altre attività svolte dalla CER	oneri fiscali dovuti ad altre attività	Statuto, regolamenti	normativa
Fonti di finanziamento	oneri finanziari	Normativa di riferimento strumenti incentivanti Istituti di credito Tassi di riferimento di mercato	normativa
			rilevato
			letteratura

Scheda raccolta dati n° 6: Fase Analisi economica. Raccolta dati per analisi economica

3.3 Ricavi

Le principali voci di ricavo che possono concorrere ai flussi economici di una CER sono:

- Ricavi da vendita in rete
- Ricavi da incentivo CACER e corrispettivo ARERA
- Ricavi da altre attività
- Risparmio sui costi di fornitura energia elettrica
- Ricavi da altri incentivi e opzioni di finanziamento

3.3.1 Ricavi da vendita in rete

Il ricavo derivante dall'energia immessa in rete è proporzionale al Prezzo Zonale Orario (PZO o PO) come formato dalle contrattazioni del mercato e che varia in base all'ora nella quale l'energia viene immessa in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto.

Questa voce di ricavo è regolata tramite contratto di vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, stipulato dal titolare dell'impianto con il GSE, nel caso di

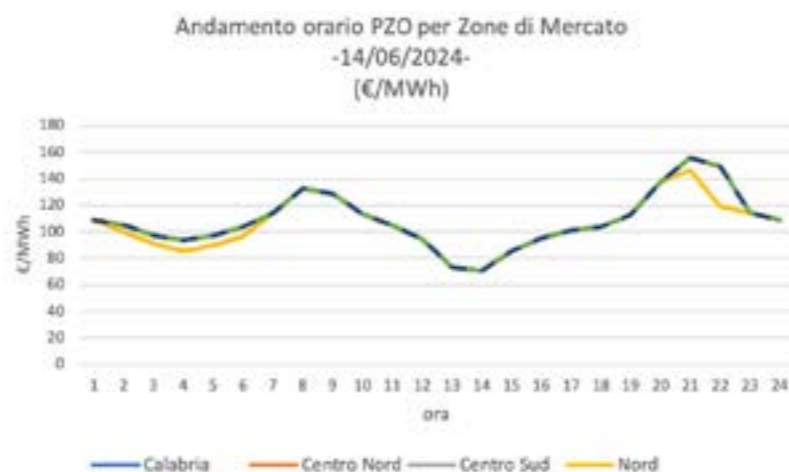


Figura 16: Zone del mercato elettrico in vigore dal 1° gennaio 2021 e andamento del PZO nell'arco delle 24 ore del 14 giugno 2024

Ritiro Dedicato, oppure con un operatore del libero mercato.

I ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica immessa in rete si sommano a quelli conseguiti dai meccanismi di incentivazione e corrispettivo di valorizzazione ARERA.

3.3.2 Ricavi da incentivo e corrispettivo ARERA

La tariffa premio, derivante dall'incentivo introdotto dal Decreto MASE 414/23, e il corrispettivo di valorizzazione, individuato da

ARERA con deliberazione 727/2022/R/EEL (pari a 10,57 €/MWh per il 2024), calcolati sui kWh autoconsumati dai membri della CER vengono corrisposti dal GSE alla Comunità Energetica Rinnovabile tramite mandato al referente.

La tariffa premio spettante da applicare all'energia condivisa incentivabile è determinata, in base alla potenza di impianto, sulla base delle seguenti formule. In sostanza la tariffa premio decresce all'aumentare della potenza dell'impianto e del Prezzo zonale orario (PZO).

Potenza impianti (P)	Tariffa premio	Valore massimo TIP
$P \leq 200$ kW	$TIP = 80 + \max(0; 180 - PZO)$	120 €/MWh
200 kW < $P \leq 600$ kW	$TIP = 70 + \max(0; 180 - PZO)$	110 €/MWh
600 kW < $P \leq 1$ MW	$TIP = 60 + \max(0; 180 - PZO)$	100 €/MWh

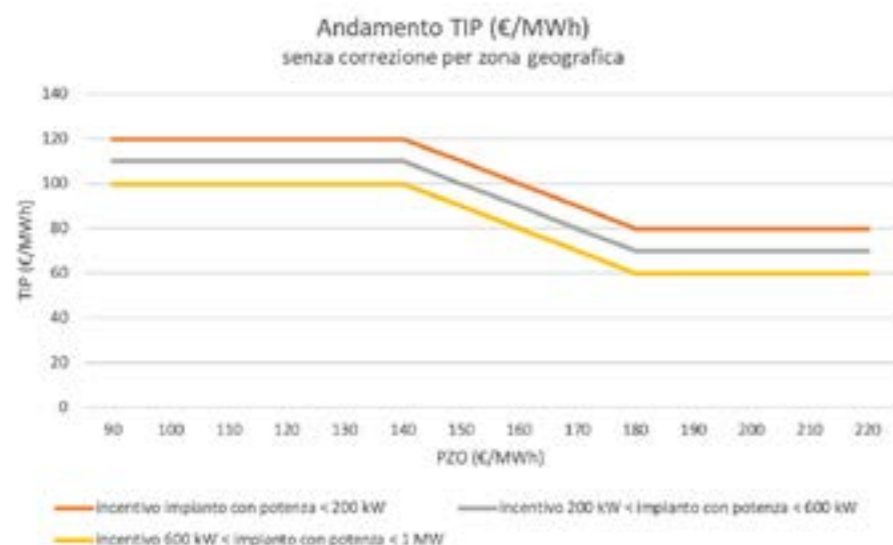


Figura 17: Andamento della tariffa premio in funzione del PZO e della taglia dell'impianto

Per gli **impianti fotovoltaici** è inoltre previsto un correttivo per tenere conto dei diversi livelli di insolazione presenti sul territorio italiano. Tale correttivo varia su base regionale e prevede + 4€/MWh per le regioni del Centro Italia e + 10€/MWh per le regioni del Nord Italia (tra cui la Regione Emilia-Romagna).

Si ricorda inoltre che nell'analisi dei ricavi da incentivi occorre tenere in debita considerazione la disciplina in tema di cumulabilità della tariffa incentivante, precisata al paragrafo 1.2.1.6 delle Regole operative GSE, alla quale si fa integrale rinvio e che, comunque, la cumulabilità della tariffa incentivante con contributi in conto capitale è consentita nella misura massima del 40 %, nel rispetto del principio di divieto di doppio finanziamento di cui all'art. 9 del Reg. (UE) 241/2021 e delle regole di decurtazione previste dal Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica 7 dicembre 2023, n. 414 (Decreto CACER).

3.3.3 Ricavi da altre attività

In base a quanto previsto all'art. 31 del D.lgs 199/21 la CER può anche "offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri e assumere il ruolo di società di vendita al det-

taglio e può offrire servizi ancillari e di flessibilità".

Queste attività stanno assumendo un ruolo sempre più significativo in quelle comunità energetiche non esclusivamente legate alla raccolta dell'incentivo, ma che ambiscono a proporre modelli di gestione locale dell'energia e dell'insieme di servizi ad essa associati. Altra voce di ricavo potrebbe essere costituita dal versamento da parte dei soci di eventuali quote associative una tantum o periodiche.

3.3.4 Risparmio sui costi di fornitura energia elettrica

Il risparmio in bolletta è un ricavo da calcolare e considerare nell'analisi economica solo se il POD a cui è collegato l'impianto è un POD in immissione e prelievo intestato alla Comunità. In tale ipotesi il risparmio conseguibile è proporzionale al mancato prelievo di energia elettrica dalla rete (autoconsumo fisico dell'energia prodotta dall'impianto) espresso in kWh e dunque va riferito alle componenti variabili (quota energia) indicate nel contratto di fornitura come esplicitate nella bolletta energetica e sinteticamente rappresentate nella tabella seguente.

Voce di spesa	Descrizione del prezzo
Spesa per la materia energia	<p>Il prezzo può essere aggiornato ogni trimestre ed è composto da:</p> <ul style="list-style-type: none"> una quota fissa (euro/anno) una quota energia (euro/kWh)
Spesa per il trasporto e la gestione del contatore	<p>Il prezzo può essere aggiornato ogni trimestre ed è composto da:</p> <ul style="list-style-type: none"> una quota fissa (euro/anno) una quota potenza (euro/kW/anno) una quota energia (euro/kWh)
Spesa per oneri di sistema	<p>le tariffe possono variare in corrispondenza del fabbisogno per la copertura degli oneri; di norma vengono riviste ogni trimestre e per i clienti domestici sono composte da:</p> <ul style="list-style-type: none"> una quota fissa (euro/anno) una quota energia (euro/kWh)

Figura 18: Schema di ripartizione delle voci di spesa per fornitura di energia elettrica come riportato in bolletta

3.3.5 Incentivi e opzioni di finanziamento

In questo paragrafo si approfondiranno i principali strumenti incentivanti e alcune delle opzioni di finanziamento non bancari che una CER ha a disposizione per: **a) Realizzazione impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili;** **b) Costituzione e avvio soggetto giuridico.**

L'analisi e la conoscenza dei meccanismi di funzionamento di questi strumenti consentono di evidenziare e collocare temporalmente i ricavi da incentivi e definire il modello di business della Comunità. In questi casi, come già anticipato, si suggerisce un'analisi economica pluriennale, la quale consente di evidenziare e

collocare temporalmente il contributo sia delle entrate (erogazione del finanziamento) che dei costi (capitale, interessi, canoni). Proponiamo di seguito ed in modo schematico una descrizione degli strumenti di sostegno ed incentivazione che possano agevolare una CER sia per la costituzione, sia per realizzare investimenti. Infatti, poiché le CER, vista la loro recente diffusione, sono soggetti ad oggi difficilmente bancabili, risulta determinante per il loro sviluppo combinare gli strumenti finanziari sviluppati ad hoc dalla Pubblica Amministrazione con i finanziamenti bancari o tramite terzi (es. Esco).

Strumento	Tipo strumento	Riferimento normativo	Descrizione sintetica	Per approfondire
Decreto CACER/PNRR	Sostegno agli investimenti	D.M. 7 dicembre 2023, n. 414	Dà la possibilità di usufruire di un contributo a fondo perduto fino al 40% del costo di realizzazione di impianti a fonti rinnovabili che siano realizzati in comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti da membri delle comunità energetiche e messi nelle disponibilità della stessa CER. Sarà possibile presentare domanda fino al 31 marzo 2025 alle ore 18:00, fatto salvo il preventivo esaurimento delle risorse disponibili pari a 2.200.000.000 euro che verrà comunicato sul sito del GSE.	Sito web GSE
Bando Regione Emilia-Romagna per il Sostegno agli investimenti delle Comunità energetiche rinnovabili	Sostegno agli investimenti	Delibera di Giunta regionale n. 805 del 14 maggio 2024	"Contributi economici a fondo perduto alle CER dell'Emilia-Romagna a copertura del 25%-30% dei costi di realizzazione degli impianti di produzione e accumulo di energia da fonti rinnovabili a servizio delle CER per un massimo di 150.000€ a impianto. La domanda di contributo dovrà essere trasmessa alla Regione tramite applicativo web Sfinge 2020, entro il 31/03/2025.	Portale istituzionale Regione Emilia-Romagna Area tematica energia
Bonus Casa	Sostegno agli investimenti	L. 31.12.2021 n.310	Detrazione fiscale decennale per l'installazione di impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo per un importo pari al 36% (50% fino a dicembre 2024, salvo proroghe) della spesa sostenuta, con un massimale di spesa di 96.000 euro per unità immobiliare. La detrazione è compatibile con gli incentivi CER ma non con il contributo a fondo perduto PNRR.	Sito web enea

Strumento	Tipo strumento	Riferimento normativo	Descrizione sintetica	Per approfondire
ON - Oltre Nuove imprese a tasso zero	Sostegno alla costituzione di CER/Sostegno agli investimenti delle CER	Decreto interministeriale 4 dicembre 2020	ON rappresenta un'opportunità di finanziamento agevolato, finalizzata a sostenere la creazione e lo sviluppo di nuove imprese, in particolare femminili e giovanili (18-35 anni) su tutto il territorio nazionale. L'agevolazione prevede la possibilità di finanziamento a tasso zero e contributo a fondo perduto fino al 90% delle spese ammissibili e fino a 3 milioni di euro per progetti d'impresa. La misura è a sportello e le domande possono essere presentate fino ad esaurimento fondi.	Sito web Invitalia
Italia Economia Sociale	Sostegno agli investimenti delle CER	Decreto MiSE 11 giugno 2020	Italia Economia sociale è un incentivo del Ministero delle Imprese e del Made in Italy rivolto alle imprese che svolgono attività di utilità sociale e di interesse generale. I programmi ammissibili devono presentare spese, al netto dell'iva, non inferiori a euro 100.000 e non superiori a euro 10.000.000. L'agevolazione consiste in un mix di finanziamento agevolato e di contributi non rimborsabile per realizzazione di investimenti produttivi o incremento occupazionale di lavoratori con disabilità.	Sito web Invitalia

Tab. 4: Elenco principali strumenti incentivanti

Oltre agli strumenti riportati in tabella tra le opzioni di finanziamento disponibili si annovera il **crowdinvesting**.

Tale strumento prevede la raccolta di risorse finanziarie da parte di una società a fronte di una remunerazione del capitale per l'investitore, attraverso l'intermediazione di una piattaforma online autorizzata dalla Consob.

Esistono due modalità di crowdinvesting:

equity crowdfunding: l'investimento avviene attraverso la sottoscrizione di capitale di rischio da parte dell'investitore, il quale diventa a tutti gli effetti socio dell'impresa;

lending crowdfunding: l'investimento avviene attraverso la concessione di un prestito verso un'impresa, con un contratto di mutuo o un'obbligazione che prevede le modalità di rimborso e remunerazione del capitale attraverso un tasso di interesse;

Nell'ambito italiano sono presenti due piattaforme online che offrono la possibilità di raccogliere capitale ai fini dell'attivazione di una CER, ovvero Ecomill (www.ecomill.it) ed Ener2crowd (www.ener2crowd.com).

Crowdfunding & CER: Pro e contro

PRO	CONTRO
Permette una raccolta di capitale agevole per il finanziamento di progetti su larga scala (>150 kwp ⁶)	Presenta commissioni di raccolta del capitale considerevoli che potrebbero erodere i benefici destinati ai partecipanti
Il lending crowdfunding risulta un valido strumento per reperire risorse laddove non siano sufficientemente disponibili in un certo contesto locale	Un ricorso estensivo al lending crowdfunding potrebbe indebolire la natura locale dell'iniziativa
Possibilità di usufruire di vantaggi fiscali per l'investitore	Durante la fase di progettazione e realizzazione della CER, i poteri di controllo del gruppo promotore potrebbero essere limitati dallo sviluppatore del progetto e/o dalle condizioni imposte dalla piattaforma

Infine, si segnala che, di pari passo con l'evoluzione del movimento delle CER in Italia, diverse **fondazioni private** hanno pubblicato una serie di bandi di finanziamento dedicati, volti a promuovere principalmente la fase di avvio di queste progettualità, attraverso il rimborso delle spese di consulenza e costituzione.

A livello nazionale, è presente la **Fondazione Banco dell'Energia**, che supporta le iniziative che abbiano come scopo la mitigazione della povertà energetica a livello locale e in generale il miglioramento delle condizioni economiche delle fasce vulnerabili della popolazione.

3.4 L'importanza di attribuire ruoli funzionali e definire gli attori coinvolti

L'attribuzione dei ruoli funzionali ai soggetti coinvolti nel progetto concorre a definire il modello di CER e le voci di costo e ricavo che entrano nei flussi di cassa. I ruoli funzionali prevedibili sono:

- Titolare dell'impianto/Produttore
- Prosumer/titolare dell'utenza di consumo connessa all'impianto
- Consumer/titolare dell'utenza di consumo

Gli attori coinvolti sono:

- soggetto giuridico CER
- membro CER
- soggetti terzi (es. consulente, imprenditore, ecc ecc.)

Ciascun attore può rivestire molteplici ruoli, ad esempio un soggetto terzo può assumere il ruolo di produttore esterno alla CER e così via.

Il **titolare dell'impianto/Produttore** è generalmente, salvo accordi differenti, il beneficiario dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia immessa in rete, per quanto possa dare mandato, se membro della CER, al referente della Comunità di stipulare il contratto di ritiro dedicato a suo nome. Il titolare di impianto può essere qualsiasi attore: nel caso di un membro CER si definisce un membro prosumer, mentre se rimane esterno al soggetto giuridico è definito produttore terzo. Le grandi imprese o le imprese con codice ATECO prevalente 35.11.00 e 35.14.00 possono rivestire solamente il ruolo di produttore terzo.

Il titolare dell'impianto è, comunemente, colui che sostiene il costo di investimento relativo all'infrastruttura di produzione e le spese di manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto. Pertanto, in tale ipotesi:

- se il titolare dell'impianto è la CER il costo di investimento va incluso nei flussi di cassa del piano economico finanziario;
- se il titolare dell'impianto non coincide con il soggetto giuridico CER il costo di investimento non è da includere nei flussi di cassa. Tuttavia, il titolare dell'impianto, potrebbe concordare con la CER un canone per la messa a disposizione dell'impianto. In tal caso tra i costi della CER vanno previsti tali esborsi.

Il **titolare dell'utenza connessa all'impianto** beneficia del ricavo derivante dal risparmio in bolletta. Spesso coincide con il titolare dell'impianto ed entrambi sono ruoli che la CER può rivestire. La CER percepisce il beneficio economico del risparmio in bolletta solo se titolare, come soggetto giuridico, dell'utenza.

Se chi sostiene l'investimento per realizzare l'impianto non è la CER titolare dell'utenza potrebbe essere necessario stipulare degli accordi per regolare il beneficio derivante dal risparmio e i ricavi derivanti dalla vendita in rete. Nei casi sopra descritti ricavi e costi sono da inserire tra i flussi di cassa della CER in quanto riconducibili al soggetto giuridico comunità. Andrebbe inoltre valutato se tra gli accordi tra titolare dell'utenza connessa all'impianto e soggetto che sostiene l'investimento sono previsti ulteriori partite economiche quali ad esempio canoni per diritti di superficie o canoni per la remunerazione dell'investimento.

I **titolari delle utenze di consumo** possono beneficiare di una parte del ricavo da incentivo qualora sia previsto dal regolamento di ripartizione. Per percepire tale beneficio devono necessariamente essere membri della CER. I titolari di utenza sostengono la spesa per l'acquisto di tutta l'energia prelevata dalla rete secondo le condizioni contrattuali del fornitore prescelto, a prescindere dalla quantità di energia condivisa all'interno della CER.

Il **soggetto giuridico CER**, in linea di massima, è il titolare dei costi operativi di gestione del soggetto giuridico e della gestione tecnica, è anche il beneficiario del ricavo da incentivo e da corrispettivo Arera tramite il Referente, che è l'effettiva controparte del contratto con il GSE per l'ottenimento dei benefici previsti dal servizio. Spesso la comunità è, inoltre, il soggetto che sostiene le spese di investimento per la costituzione e l'avvio della stessa.

Infine, la CER dovrà definire gli eventuali scambi economici con gli altri attori coinvolti nel rispetto degli obiettivi indicati nello statuto e delle regole in esso definite, stabilendo puntualmente i costi ed i ricavi in capo alla CER.

In sostanza, in funzione del modello di Comunità, i flussi economici della CER assumeranno un diverso andamento determinando differenti performance economiche.

7. SCHEDA RACCOLTA DATI

Analisi economica: analisi dei ricavi

DATO	UTILIZZO	FONTE	TIPOLOGIA
Prezzo zonale orario	ricavo da vendita in rete	www.mercatoelettrico.org	rilevato statistico
	ricavo da energia incentivata		
Localizzazione sito	ricavo da energia incentivata	analisi tecnica ed energetica: impianti di produzione	rilevato stimato
PUN	risparmio costi di fornitura (bolletta)	www.mercatoelettrico.org bolletta	normativo
Potenza impianto	ricavo da energia incentivata	Analisi tecnica ed energetica: impianti di produzione	rilevato stimato
Tariffa premio	ricavo da energia incentivata	D.M. 414 del 07/12/2023	normativo
Costi fornitura E.E	risparmio costi di fornitura (bolletta)	Contratti di fornitura; bollette	rilevato
Incentivi economici	ricavi da altri incentivi	Normativa di riferimento strumenti incentivanti (bonus casa, fondi regionali...)	normativo

Scheda raccolta dati n° 7: Fase Analisi economica. Raccolta dati per analisi ricavi

⁽⁶⁾ Stima elaborata dopo una mappatura dei progetti finanziati dalla piattaforma Ener2crowd.

3.5 Analisi flussi economici

Nel capitolo precedente è stato mostrato come costruire la struttura dei costi e dei ricavi legati ai flussi energetici generati da una comunità energetica e sono stati associati i costi ed i benefici ai diversi ruoli funzionali ed attori.

Si precisa che lo studio di fattibilità, per una Comunità Energetica Rinnovabile, deve assumere il punto di vista di quest'ultima andando ad esplicitare i costi ed i ricavi di competenza della CER stessa. Pertanto, l'analisi costi/benefici associata, ad esempio, ad un produttore terzo non è di interesse della CER se non per gli aspetti legati agli accordi privatistici tra produttore e CER.

Nei modelli attualmente più diffusi il ricavo da incentivo maturato dalla CER grazie alla tariffa premio e al corrispettivo ARERA rappresenta la principale voce di ricavo delle Comunità. Nell'analisi dei flussi economici questo ricavo dovrà essere confrontato con la somma di tutti

i costi prevedibili a cui la Comunità andrà incontro quali quelli di costituzione, di gestione annuali, di investimento (ad esempio nel caso di impianti realizzati dalla CER) e con quelli per acquisire la disponibilità di impianti a servizio della configurazione. Questi flussi economici specifici della CER, si aggiungono ai flussi economici tipici dell'investimento per la realizzazione di un impianto da fonte rinnovabile.

In figura 18 per semplicità è rappresentato un sistema fotovoltaico realizzato e mantenuto dal produttore e connesso ad una utenza specifica. L'energia prodotta ed autoconsumata fisicamente dall'utenza connessa all'impianto genererà un risparmio in bolletta di cui beneficerà l'utenza stessa che potrà corrispondere un controvalore economico al produttore. La parte di energia che verrà immessa in rete potrà essere venduta e generare un ricavo per il produttore.

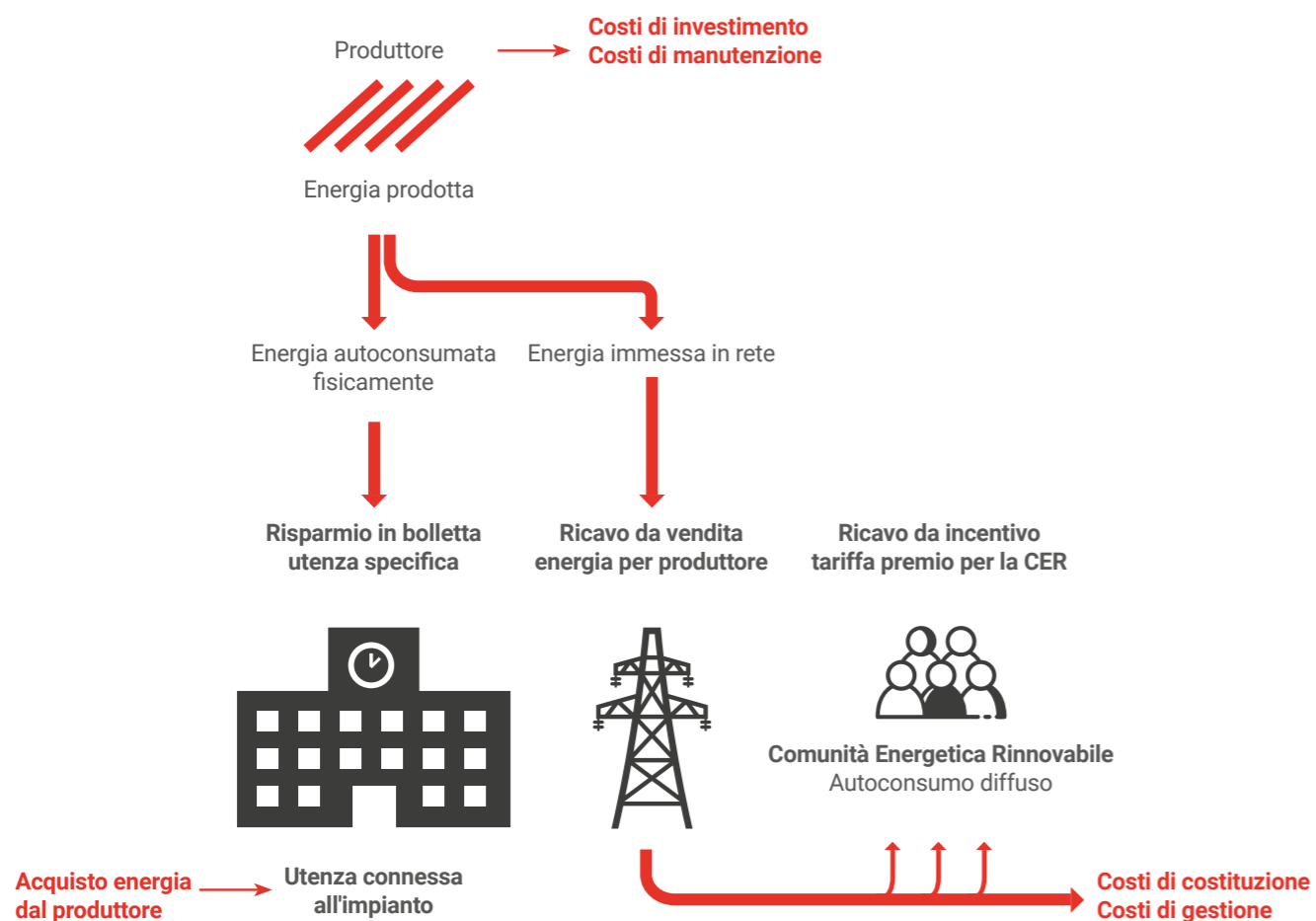


Figura 18: Esempio di flussi economici associati ai flussi energetici di una CER

Di seguito si propongono due esempi di analisi dei flussi economici.

Caso A - CER non sostiene investimenti per impianti

In questo caso la CER avrà un ruolo definito dalla sua esclusiva capacità di generare autoconsumo diffuso. Questa capacità sarà l'elemento qualitativo e quantitativo che sosterrà la definizione di un eventuale accordo di scambio con il produttore.

Per valutare i flussi economici associati alla CER possiamo partire dalla seguente confi-

gurazione di riferimento: impianto da 120 kW realizzato nella provincia di Ferrara installato da produttore terzo sul tetto di una scuola con consumo annuale in fascia F1 pari al 20% dell'energia prodotta. La configurazione proposta permette un autoconsumo diffuso pari al 70% dell'energia immessa in rete. Non dovendo gestire asset tecnologici la CER si costituisce in forma di associazione con un numero di soci pari a 100. L'accordo con il produttore prevede la cessione al produttore del 10% del ricavo da incentivo.

Flussi energetici		
Energia prodotta		132.000 kWh/anno
Energia autoconsumata fisicamente		26.400 kWh/anno
Energia immessa in rete		105.600 kWh/anno
Energia autoconsumo diffuso		73.920 kWh/anno
% energia condivisa su energia immessa		70% kWh/anno
Flussi economici		
Costi di investimento	Costo di costituzione associazione	2000 €
	TOT	2000 €
Costi di gestione	Costo di gestione a ssociazione	1000 € /anno
	Costo di gestione della configurazione	500 € /anno
	Costi amministrativi GSE	115 € /anno
	Cessione 10% incentivo al produttore	961 € /anno
	TOT	2576 € /anno
Ricavi	Ricavo da Incentivo per autoconsumo diffuso	9610 € /anno
	Ricavo da corrispettivo ARERA	781 € /anno
	TOT	10391 € /anno
Flusso di cassa annuale (ricavi - costi di gestione)		7815 € /anno
Tempo di rientro dell'investimento		0,3 anni
Parametri economici utilizzati		
Costo delle componenti variabili della bolletta della scuola		0,20 €/kWh
Costo della materia energia		0,10 €/kWh
Incentivo autoconsumo diffuso		0,13 €/kWh
Corrispettivo ARERA		0,01057 €/kWh

La tabella ha una funzione puramente indicativa ed ha lo scopo di elencare le principali voci da considerare e le modalità di calcolo per l'analisi dei flussi economici annuali. In questa sede non sono stati valutati gli oneri fiscali relativi alle attività ascrivibili alla CER.

La tabella è composta da due sezioni, la prima nella quale si sintetizzano i risultati annuali dei flussi energetici e la seconda nella quale si riportano i risultati dell'analisi costi/benefici della CER proposta. L'esempio riportato è stato analizzato considerando un anno campione.

Si ricorda che i flussi energetici possono variare di anno in anno in funzione della tipologia di fonte rinnovabile e delle modifiche del

% DI ENERGIA CONDIVISA	FLUSSO DI CASSA ANNUALE (€/ANNO)
0%	-1.615
10%	-268
20%	1.079
30%	2.426
40%	3.774
50%	5.121
60%	6.468
70%	7.815
80%	9.162
90%	10.509
100%	11.856

numero e tipologia di membri della CER, ovvero dell'energia autoconsumata diffusamente (energia condivisa) come mostrato di seguito:



Nel caso in esame, la sostenibilità economica dell'investimento per la realizzazione dell'impianto non rientra nell'analisi di fattibilità della Comunità Energetica, in quanto il costo è stato sostenuto da un soggetto esterno. Allo stesso tempo, nei flussi della CER non figurano i ricavi da vendita di energia e il risparmio in bolletta.

Caso B - CER sostiene investimenti per impianti

In questo caso la CER dovrà investire per la realizzazione dell'impianto e avrà l'onere della manutenzione dello stesso.

Anche in questo caso per valutare i flussi economici associati alla CER possiamo partire dall'esempio utilizzato nel paragrafo precedente: impianto da 120 kW realizzato dalla CER nella provincia di Ferrara installato sul tetto di una scuola con consumo annuale in fascia F1 pari al 20% dell'energia prodotta. La configurazione proposta permette un autoconsumo dif-

fuso pari al 70% dell'energia immessa in rete.

La CER, in cambio dell'utilizzo del tetto della scuola per la realizzazione dell'impianto, non chiederà nessun controvalore economico per l'energia autoconsumata fisicamente dalla scuola.

In questo esempio si è scelto di lasciare inalterati i costi di costituzione e di gestione della CER. Tali costi potrebbero essere maggiori in considerazione del fatto che la titolarità di asset tecnologici, potrebbe far preferire una forma giuridica diversa dall'associazione (per esempio una forma cooperativa).

In questa sede non sono stati valutati gli oneri fiscali relativi alle attività ascrivibili alla CER. I valori economici possono modificarsi anche in funzione di variabili esterne come il prezzo di vendita dell'energia, per questa ragione è consigliabile effettuare più scenari comparativi.

Flussi energetici	
Energia prodotta	132.000 kWh/anno
Energia autoconsumata fisicamente	26.400 kWh/anno
Energia immessa in rete	105.600 kWh/anno
Energia autoconsumo diffuso	73.920 kWh/anno
% energia condivisa su energia immessa	70%

Flussi economici		
Costi di investimento	Costo di realizzazione dell'impianto	136000 €
	Costo di costituzione associazione	2000 €
	TOT	138000 €

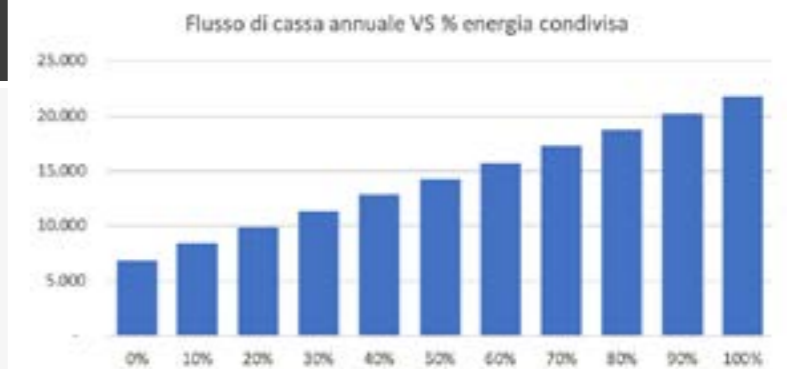
Costi di gestione	Costo di gestione impianto	2040 € /anno
	Costo di gestione associazione	1000 € /anno
	Costo di gestione della configurazione	500 € /anno
	Costi amministrativi GSE	115 € /anno
	TOT	3655 € /anno

Ricavi	Ricavo da vendita in rete	10560 € /anno
	Ricavo da Incentivo per autoconsumo diffuso	9610 € /anno
	Ricavo da corrispettivo ARERA	781 € /anno
	TOT	20951 € /anno

Flusso di cassa annuale (ricavi - costi di gestione)	17296 € /anno
Tempo di rientro dell'investimento	8,0 anni

Parametri economici utilizzati	
Costo delle componenti variabili della bolletta della scuola	0,20 €/kWh
Costo della materia energia	0,10 €/kWh
Incentivo autoconsumo diffuso	0,13 €/kWh
Corrispettivo ARERA	0,01057 €/kWh

% DI ENERGIA CONDIVISA	FLUSSO DI CASSA ANNUALE (€/ANNO)
0%	6.905
10%	8.389
20%	9.874
30%	11.358
40%	12.843
50%	14.327
60%	15.812
70%	17.296
80%	18.780
90%	20.265
100%	21.749



3.6 Regolamento e accordi con soggetti esterni alla CER

3.6.1 Destinazione del ricavo da incentivo: valore soglia e regole di ripartizione

Il regolamento è il documento che la CER assume come accordo tra i soci per la ripartizione dei benefici economici e per l'utilizzo degli stessi per i fini sociali e ambientali che la comunità si prefigge. Essendo un documento modificabile tramite decisioni assembleari e che non prevede una modifica dello statuto si presta ad adattarsi alle mutevoli esigenze di un organismo, come la comunità energetica rinnovabile, strettamente correlato al contesto territoriale di riferimento.

Individuate le figure e le funzioni dei diversi attori in campo (produttori, soci prosumer, soci consumer, eventuali altri stakeholder e soggetti terzi) la CER dovrà definire le seguenti relazioni:

- regolamento per la destinazione e/o la ripartizione dei benefici all'interno della CER;
- accordi verso soggetti terzi (p.es produttori terzi, proprietari di superfici per ospitare impianti) per regolare gli scambi economici verso l'esterno;

Essendo il regolamento espressione delle specificità che caratterizzano la CER, non è possibile individuare un regolamento universale. Si possono però individuare tre aspetti generali che contribuiscono a definire la destinazione degli incentivi o di altri ricavi generati dalla CER:

Aspetti sociali: la propensione dei soci della CER ad attuare progetti sul territorio che rispondano ad esigenze sociali come la lotta alla povertà energetica, sostegno a particolari situazioni di disagio economico, ed in generale al coinvolgimento e all'empowerment della comunità locale.

Aspetti ambientali: propensione dei soci della CER a supportare azioni di sensibilizzazione alla sostenibilità energetica ed ambientale, rafforzamento di attività volte alla decarboniz-

zazione dei consumi ed in generale ad azioni che coinvolgano i soci e la comunità locale in processi di partecipazioni per la gestione comunitaria delle risorse energetiche

Aspetti economici: propensione dei soci alla redistribuzione dei ricavi tra i soci della CER per la restituzione di capitali investiti dai soci e in generale per il miglioramento delle condizioni economiche dei soci aderenti.

La definizione degli equilibri tra questi aspetti aiuta a stabilire quanta parte dei ricavi economici si vorrà e si potrà destinare ai soci o a progetti sul territorio di riferimento della CER. Come primo riferimento si propone il vincolo normato nelle regole operative del GSE che stabilisce che:

"l'eventuale importo della tariffa premio cedentario, rispetto a quello determinato in applicazione del valore soglia di energia condivisa espresso in percentuale, sarà destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione".

Il valore soglia stabilito nell'Appendice B delle regole operative è posto pari a:

- a. nei casi di accesso alla sola tariffa premio: 55%;
- b. nei casi di cumulo della tariffa premio con un contributo in conto capitale (p.es. contributi PNRR): 45%;

La verifica del superamento del valore soglia è effettuata dal GSE su base annuale.

A valle di questo vincolo normativo si possono individuare delle destinazioni per l'utilizzo del beneficio derivante dall'applicazione della tariffa incentivante, come sintetizzato nella figura seguente.

Energia condivisa (incentivata)

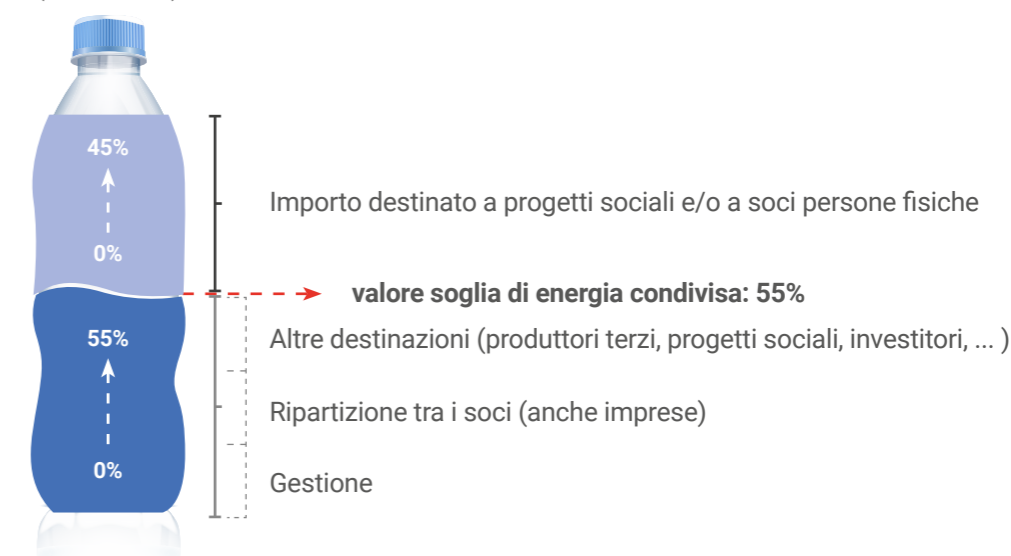


Figura 19. Sintesi soglie di ripartizione benefici economici dovuti alla valorizzazione economica dell'energia incentivata

Le regole di utilizzo dei benefici prodotti dalla CER, in funzione del soggetto giuridico scelto, possono determinare differenti profili fiscali che devono essere sottoposti alle valutazioni di esperti fiscalisti.

3.6.2 Considerazioni sugli accordi tra membri e produttori

Il ricavo da vendita di energia è un beneficio maturato dal produttore. Si propongono tre scenari utili a rappresentare le possibili sinergie tra la CER ed i soggetti investitori.

- a. Caso di produttore privato
- b. Caso di produttore CER
- c. Caso di produttore ente pubblico

a. Caso di produttore privato

Per il produttore privato il ricavo da vendita di energia rappresenta una partita economica utile a ripagare l'investimento per la realizzazione dell'impianto. Questa forma di rientro del capitale investito è esposta al rischio di fluttuazioni del prezzo di vendita dell'energia elettrica. Per ridurre il rischio di investimento, il produttore terzo può negoziare un accordo con la CER per la corresponsione di un importo per la messa a disposizione dell'impianto, fisso o parametrato sull'energia autoconsumata. Tale accordo può differire tra più produttori terzi la cui energia immessa rileva nella configurazione. Nel caso di produttore membro della CER, ovvero prosumer, gli accordi economici sono esplicitati dal regolamento.

b. Caso di produttore CER

Nel caso in cui la CER sia il soggetto investitore il ricavo da vendita contribuisce direttamente al bilancio del soggetto giuridico. A differenza dell'incentivo, non essendo oggetto di un mandato da parte dei membri, l'eventuale redistribuzione del ricavo da vendita deve essere gestita tramite apposito regolamento. Va sottolineato che alcune forme giuridiche, come l'associazione, non consentono questa redistribuzione.

c. Caso di produttore ente pubblico

Ulteriore casistica riguarda la situazione in cui il capitale per la realizzazione dell'impianto è erogato da enti pubblici locali (Comuni, Regioni) a valere sui fondi propri. In questo caso. Il ricavo da vendita in rete può essere destinato alla CER per finanziare i progetti sociali o ambientali previsti dallo statuto. Tali progetti dovranno auspicabilmente contribuire a supportare le politiche sociali e ambientali promosse dall'ente pubblico. In questo caso tali accordi dovranno essere definiti tramite apposite convenzioni o con altri strumenti compatibili con il carattere pubblico dell'istituzione locale.

4. Valutazione di impatto socioeconomico e riduzione emissioni climalteranti

Nel caso di CER di dimensioni significative, in grado di produrre incentivi ad elevato potenziale di impatto sui territori, o nel caso in cui i promotori di una CER vogliano valorizzarne i risultati per ottenere finanziamenti o per promuovere politiche territoriali in ambito energetico, può essere utile, oltre alla valutazione di fattibilità tecnico economica illustrata nei capitoli precedenti, una Valutazione di impatto socio economico, dove la parola economico non si riferisce tanto alla redditività o alla sostenibilità della CER, quanto alla sua capacità di produrre risultati in ambito economico (es. creazione di posti di lavoro, riduzione della povertà energetica dei membri della CER).

Gli impatti sono potenziali cambiamenti causati – direttamente o indirettamente, in tutto o in parte, nel bene e nel male – dalle attività umane; nella fattispecie dalla realizzazione di una CER e dal conseguente reinvestimento dei benefici economici derivanti dalla vendita dell'energia e dagli incentivi derivanti dall'autoconsumo virtuale.

La valutazione dell'impatto socioeconomico (VISE) può identificare e distinguere numerosi impatti misurabili, ma non tutti gli impat-

4.1 Perché valutare gli impatti socioeconomici

La misurazione e la successiva valutazione degli impatti sociali di una CER può essere utile o addirittura necessaria per varie ragioni.

Innanzitutto, permette di identificare, misurare e valutare le ricadute sociali della CER, prima che questa venga realizzata (ex ante) per poter:

- intervenire sulle attività progettuali previste al fine di mitigare gli impatti negativi (es. esclusione di un particolare gruppo umano presente nel territorio interessato dalla CER) e/o massimizzare gli impatti positivi (es. riduzione della povertà energetica, servizi sociali di comunità erogati, risparmio delle spese energetiche);
- comunicare e valorizzare gli impatti positivi al fine di ottenere finanziamenti per la realizzazione della CER (es. crowdfunding, accesso a bandi di finanziamento pubblico, finanziamenti privati o da parte di fondazioni);

ti possono essere significativi. È utile che le persone che ne sono coinvolte, direttamente o indirettamente, abbiano voce in capitolo nel decidere se gli impatti sulle componenti socioeconomiche di valore sono significative.

La valutazione dell'impatto socioeconomico (VISE) è uno strumento utile per aiutare a comprendere la potenziale gamma di impatti socioeconomici di un progetto (ad esempio una CER) sulla vita delle persone, delle loro famiglie e delle loro comunità. Questa comprensione può aiutare a progettare strategie di mitigazione dell'impatto per ridurre al minimo gli impatti negativi e massimizzare gli impatti positivi di qualsiasi cambiamento.

In ambito normativo, la Legge 106/2016 sulla riforma del Terzo Settore, dell'impresa sociale e per la disciplina del servizio civile universale definisce la valutazione di impatto sociale, e comunque non definisce una valutazione di impatto socio economico come:

“la valutazione qualitativa e quantitativa, sul breve, medio e lungo periodo degli effetti delle attività svolte sulla comunità di riferimento rispetto all'obiettivo individuato”.

- incrementare il coinvolgimento degli stakeholder locali e della cittadinanza in generale rafforzando la progettualità (es. incremento dei POD a disposizione per massimizzare gli incentivi associati all'autoconsumo virtuale).

Inoltre, la valutazione di impatto ex post consente di:

- identificare le buone pratiche, vale a dire le attività che sono state maggiormente generative a livello sociale, per promuoverle e replicarle/rafforzarle in futuro;
- identificare le attività che sono state inefficaci, per modificarle o rimuoverle in futuro;
- condividere con tutte le comunità coinvolte, in modo trasparente ed affidabile, i benefici generati concretamente dalla CER.

Da un punto di vista più generale, la valutazione degli impatti sociali (ex ante e, in particolare, ex post) permette di comunicare e valorizzare gli impatti positivi al fine di orientare le politiche pubbliche locali e nazionali volte a facilitare la nascita delle CER, attraverso semplificazioni o adeguamenti normativi, stanziamenti di fondi o attivazioni di collaborazioni pubblico/privato/cittadini, avvio di processi partecipativi, integrazione di progettualità sociali previste dalle CER con interventi previsti da parte della Pubblica Amministrazione locale.

4.2 Il processo di valutazione degli impatti socioeconomici

Sebbene nella VISE possa essere utilizzata un'ampia gamma di metodologie, la cui selezione e applicazione sono in genere personalizzate per soddisfare requisiti particolari (es. contesto, committenza, obiettivi), in genere sono previsti i seguenti passaggi, sviluppati con maggiore o minore approfondimento in virtù delle caratteristiche del progetto (es. dimensione della CER, dimensione degli impianti):

- I. definizione dell'ambito e dei confini della valutazione di impatto (es. area territoriale di interesse, stakeholder coinvolti);
- II. profilazione delle condizioni di base, inclusa l'analisi del contesto storico, sociale ed economico del territorio di riferimento. Questa è la fase in cui vengono definiti gli impatti attesi (positivi o negativi), gli indicatori per misurarli e la baseline (vale a dire i valori iniziali – prima della nascita della CER);
- III. definizione di possibili scenari di impatto, associati a differenti scelte progettuali (es. differenti configurazioni definite nell'ambito della fattibilità tecnica);
- IV. stima degli impatti attesi associati ai diversi scenari (valutazione ex ante);
- V. monitoraggio degli impatti effettivi;
- VI. mitigazione e gestione degli impatti;
- VII. valutazione del processo di valutazione di impatto.

4.2.1 Coinvolgimento degli stakeholder nella valutazione degli impatti socioeconomici

Il processo di valutazione dell'impatto socioeconomico non può prescindere dal coinvolgimento degli stakeholder (portatori di interesse) associati al progetto di CER sia nella identificazione degli impatti, sia nella valutazione di significatività degli indicatori (non tutte le misurazioni sono di interesse per la comunità) sia nella misurazione ex ante ed ex post degli indicatori di impatto.

Alcuni possibili stakeholder possono essere:

- i membri della CER (siano essi cittadini/e, imprese, ecc.);
- i cittadini e le cittadine del territorio di riferimento;
- aziende locali;
- associazioni locali;
- pubbliche amministrazioni locali;
- partecipate pubbliche;
- finanziatori pubblici o privati;
- distributori di energia.

Le modalità di coinvolgimento possono variare significativamente a seconda del livello di “engagement” auspicato: da un livello puramente informativo, ad un coinvolgimento mediante survey a distanza (es. questionario), all'organizzazione di momenti partecipativi collettivi (es. “World Café”) o in gruppi ristretti (es. focus group), fino all'istituzione di tavoli di consultazione o osservatori stabili.

4.3 Alcuni esempi di indicatori di impatto socioeconomico

Gli indicatori di impatto socioeconomico sono molteplici e possono appartenere a svariati ambiti. Alcuni esempi, associati a specifici ambiti (economici, ambientali, partecipazione ed impegno civico) sono riportati nei seguenti paragrafi. In tali esempi il tempo T è il momento in cui viene avviato il progetto. X invece sta per un numero variabile di anni a seconda di quando si svolge la misurazione.

4.3.1 Riduzione della povertà energetica⁷

L'indicatore descrive la riduzione % del numero dei nuclei familiari in Povertà Energetica (PE)⁸ facenti parte della CER⁹.

Modalità di calcolo	
$\frac{[(nr. \text{ nuclei familiari in PE al tempo } T+X \text{ anni}) - (nr. \text{ nuclei familiari in PE al tempo } T)]}{(nr. \text{ nuclei familiari in PE al tempo } T)}$	
Modalità di misurazione	
<p>La misurazione viene fatta raccogliendo i dati dai membri della CER o sul campione relativo al territorio di riferimento. In particolare, una famiglia è in povertà energetica se:</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. la sua spesa energetica equivalente è superiore al doppio della spesa media e, simultaneamente, la sua spesa totale, al netto della spesa energetica, è inferiore alla soglia della povertà relativa, come identificata dall'Istat; 2. in alternativa, ha spesa totale equivalente inferiore alla mediana e spesa per riscaldamento nulla.¹⁰

4.3.2 Riduzione dei consumi energetici

L'indicatore descrive la riduzione % dei consumi energetici (c.e.) dei membri della CER rispetto all'anno precedente.

Modalità di calcolo	
$\frac{[(c.e. \text{ annuali calcolati al tempo } T+X \text{ anni}) - (c.e. \text{ annuali calcolati al tempo } T)]}{(c.e. \text{ annuali calcolati al tempo } T)}$	
Modalità di misurazione	
<p>La misurazione viene fatta raccogliendo i consumi energetici riportati nelle bollette dei membri della CER o acquisendolo attraverso piattaforme dedicate.</p>	
Note	
<p>Considerando le fluttuazioni del consumo energetico derivanti dalla variazione delle condizioni meteorologiche stagionali, è importante calcolare il consumo su 12 mesi.</p>	

⁽⁷⁾ Analogo indicatore può essere definito per i nuclei familiari in vulnerabilità energetica.

⁽⁸⁾ In Italia la povertà energetica è definita come difficoltà di acquistare un paniere minimo di beni e servizi energetici o, in alternativa, un accesso ai servizi energetici che implica una distrazione di risorse, in termini di spesa o di reddito, superiore a un "valore normale" (fonte Strategia energetica nazionale, 2017 e Piano nazionale integrato energia e clima, 2019).

⁽⁹⁾ Nel caso in cui la CER reimpieghi i benefici economici derivanti dalla vendita dell'energia e/o dall'autoconsumo virtuale ("condivisione") per progetti sociali di comunità a beneficio anche di persone non socie della CER, il calcolo può essere fatto su tutti i nuclei familiari della comunità (es. Riduzione % del numero dei nuclei familiari in Povertà Energetica facenti parte della comunità di riferimento della CER)

⁽¹⁰⁾ Fonte: Osservatorio Italiano sulla Povertà Energetica - OIPE (https://oipeosservatorio.it/poverta_energetica/).

4.3.3 Riduzione dei consumi energetici da fonti fossili

L'indicatore esprime la riduzione % dei consumi energetici (c.e.) da fonti fossili dei membri della CER rispetto all'anno precedente.

Modalità di calcolo	
$\frac{[(c.e. \text{ annuali da fonti fossili al tempo } T+1 \text{ anno}) - (c.e. \text{ annuali da fonti fossili al tempo } T)]}{(c.e. \text{ annuali da fonti fossili calcolati al tempo } T)}$	
Modalità di misurazione	
<p>La misurazione viene fatta raccogliendo i consumi energetici da fonti fossili riportati nelle bollette dei membri della CER o acquisendolo attraverso piattaforme dedicate.</p>	
Note	
<p>Considerando le fluttuazioni del consumo energetico derivanti dalla variazione delle condizioni meteorologiche stagionali, è importante calcolare il consumo su 12 mesi.</p>	

4.3.4 Livello di partecipazione ad incontri pubblici organizzati dalla CER

L'indicatore descrive il numero di cittadini/e residenti nel territorio di riferimento della CER che partecipano ad eventi organizzati dalla CER, parametrizzato sul numero di cittadini/e totali residenti nel territorio.

Modalità di calcolo	
$\frac{(nr. \text{ cittadini/e partecipanti ad eventi organizzati dalla CER})}{(nr. \text{ cittadini/e del territorio di riferimento della CER})}$	
Modalità di misurazione	
<p>La misurazione viene fatta raccogliendo i dati di partecipazione agli eventi (ciascuna persona partecipante viene conteggiata una volta anche se partecipa a più eventi) e confrontandoli con quelli del censimento del Comune di riferimento.</p>	
Note	
<p>Eventualmente, l'indicatore può essere misurato sulla partecipazione ad eventi non organizzati dalla CER, ma a cui la CER ha partecipato o comunque organizzati sul tema dell'energia. La presenza di una CER su un territorio può, infatti, aumentare l'interesse della cittadinanza sul tema dell'energia e della cittadinanza energetica.</p>	

4.3.5 Livello di partecipazione a processi partecipativi non direttamente connessi alla CER

L'indicatore descrive il numero di cittadini/e residenti nel territorio di riferimento della CER che partecipano a processi partecipativi organizzati dalla Pubblica Amministrazione di riferimento della CER, parametrizzato sul numero di cittadini/e totali residenti nel territorio di riferimento della CER.

Modalità di calcolo
$\frac{\text{(nr. cittadini/e partecipanti a processi partecipativi della PA)}}{\text{(nr. cittadini/e del territorio di riferimento della CER)}}$
Modalità di misurazione
<p>La misurazione viene fatta raccogliendo i dati di partecipazione censiti dalla PA che gestisce il processo partecipativo (ciascuna persona partecipante viene conteggiata una volta anche se partecipa a più eventi) e confrontandoli con quelli del censimento del Comune di riferimento.</p>

Eventualmente, l'indicatore può essere confrontato con i dati di altri territori del Comune di riferimento della CER o con altri Comuni per attivare processi partecipativi senza avere CER attive sul proprio territorio. La presenza di una CER su un territorio può, infatti, incrementare la partecipazione della cittadinanza ai processi politici e la cittadinanza attiva in generale.

4.4 Analisi della riduzione emissioni CO2

Come noto, la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica a fonti rinnovabili contribuisce alla riduzione delle emissioni climalteranti. Inoltre, condividere l'energia a livello locale consente di ottimizzare l'uso della rete elettrica: ricercando una produzione contestuale al consumo e, restando sulla rete di bassa/media tensione, si evitano e/o riducono i salti di tensione e le lunghe percorrenze che generano perdite di energia.

Ciò premesso per calcolare la riduzione delle emissioni CO2 associata agli impianti di produzione nella disponibilità della CER si può assumere, come prima approssimazione, che la riduzione delle emissioni climalteranti sia corrispondente alla mancata produzione di energia secondo il mix elettrico nazionale.

Pertanto, la riduzione di emissioni associate al progetto di CER può essere calcolata con la seguente formula:

$$E * FEe$$

dove:

E = energia elettrica prodotta annualmente da FER dalla Comunità, [kWh/anno]

FEe = fattore di emissione per la produzione di energia elettrica mix nazionale, [gr CO2/kWh].

Tali fattori sono calcolati e messi a disposizione annualmente da ISPRA (fig 20).

Con riferimento alla tabella precedente e per l'anno 2022 (ultimo anno in cui sono disponibili dati non preliminari), per ogni kWh di energia elettrico prodotto da FER si evita l'immissione in atmosfera di 307,4 gr di CO2.

Così ad esempio se l'energia prodotta dal parco impianti fotovoltaici della CER ammonta a 100.000 kWh/anno le emissioni di CO2 evitate ammontano a 100.000 kWh/anno x 307,4 gr di CO2/kWh = 30,74 tCO2/anno. Analisi più dettagliate possono essere condotte a partire dall'analisi dei flussi energetici della CER e applicando all'energia condivisa, immessa in rete e autoconsumata fisicamente i corrispondenti fattori di emissione.

A scopo comunicativo e simbolico è inoltre possibile completare l'analisi stimando:

a. i barili di petrolio non consumati. A tal fine occorre trasformare l'energia elettrica prodotta dalla CER in tonnellate equivalenti di petrolio utilizzato il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria (0,187 x 10⁻³ tep/kWh) e per un risultato approssimativo, moltiplicare il valore in tep per 6,844. Così, ad esempio, se l'energia

Table 1.14 – Emissions factors in the power sector (g CO₂/kWh).

Year	Gross thermo-electricity production (only fossils)	Gross thermo-electricity production ¹	Gross electricity production ²	Electricity consumption ¹	Grid losses ⁴	Gross thermo-electricity and heat production ^{1,3}	Gross electricity and heat production ^{2,3}	Heat production ³
1990	709.2	709.0	593.0	577.8	505.6	709.0	593.0	
1995	681.5	681.7	562.2	548.1	481.6	681.7	562.2	
2000	638.1	636.0	517.6	500.2	440.7	636.0	517.6	
2005	583.1	574.5	487.6	467.2	415.1	516.5	450.4	244.4
2010	548.7	528.1	407.4	392.8	352.9	473.3	382.3	249.0
2015	547.6	493.8	335.8	318.2	286.7	429.5	316.0	221.7
2016	521.7	472.4	326.0	317.6	287.6	413.9	308.1	223.6
2017	496.1	451.6	320.8	312.4	283.0	398.9	303.2	218.8
2018	499.3	450.9	300.8	285.5	259.7	394.7	285.8	213.4
2019	467.3	422.0	281.9	272.8	248.3	373.5	270.7	216.4
2020	454.4	406.3	263.7	258.8	235.5	359.1	255.2	215.0
2021	456.8	412.1	271.6	259.0	235.3	365.7	261.9	213.7
2022	477.4	436.8	307.4	293.1	265.4	389.5	293.4	223.9
2023*	460.0	416.3	256.6	235.6	213.4	369.4	250.3	217.4

¹ Included electricity by bioenergy.

² Included renewable electricity, without production from pumped storage units.

³ Included grid losses and imported electricity share.

⁴ Emissions factor for electricity grid losses applied to the share of national production.

⁵ Included CO₂ emissions for heat production.

* Preliminary data.

Figura 20. Estratto da Efficiency and decarbonization indicators in Italy and in the biggest European Countries Edition 2024 - ISPRA

elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico ammonta a 35.000 kWh/anno, i barili di petrolio evitati ammonterebbero a circa 45.

b. il numero di alberi necessari ad assorbire la stessa quantità di CO2 evitata con gli impianti FER. A tal fine occorre considerare che "un albero (di specie arborea, ad alto fusto) in clima temperato situato in città (quindi un contesto di stress ambientali più elevati rispetto ad un contesto naturale) possa mediamente assorbire tra i 10 ed i 30 kg CO2/anno, dentro un ciclo

di accrescimento in cui l'albero raggiunge la sua maturità in un range temporale mediamente compreso tra i 20 ed i 40 anni. Quindi un albero dentro un filare urbano può ampiamente superare i 1.000 kg CO2 (in termini di stock di carbonio, a maturità vegetale)".¹¹ Così, ad esempio, ipotizzando un assorbimento medio di 20 kg CO2/anno per assorbire 1 tonnellata di CO2 evitate da impianti fotovoltaici, occorrerebbero circa 50 alberi in un anno. Lo stesso risultato sarebbe raggiunto da 5 alberi in 10 anni.

(¹¹) Fonte: <https://www.reteclima.it/1-albero-mangia-la-co2/>

WWW.ART-ER.IT

INFO@ART-ER.IT



In collaborazione con:

