

# Dalle Rinnovabili alle Comunità Energetiche: opportunità e limiti

Stefano Clò e Gianluca Stefani

**Sommario:** 1. Le ragioni della transizione energetica. – 2. La sfida della transizione energetica. – 3. La transizione energetica e le riforme dei mercati energetici. – 4. Il disallineamento tra investimenti e obiettivi della transizione energetica. – 5. Le barriere alla diffusione delle rinnovabili. – 5.1. Gli impianti *utility-scale*. – 5.2. Impianti per autoconsumo. – 6. Il potenziale contributo delle Comunità Energetiche Rinnovabili. – 7. L’assetto istituzionale delle CER: un’occasione persa? – 8. CER: Processi costitutivi e modelli organizzativi. – 8.1. Modelli proprietari ed organizzativi. – 9. Considerazioni conclusive.

## 1. Le ragioni della transizione energetica

Nell’ambito della crisi climatica, l’Unione Europea vede contrapporsi significative responsabilità storiche a una responsabilità contemporanea piuttosto limitata<sup>1</sup>. La neutralità carbonica europea – obiettivo che l’UE ha l’ambizione di perseguire entro il 2050 – non rappresenta un’azione risolutiva per la mitigazione dei cambiamenti climatici, ma può avere implicazioni di primo ordine per l’Europa, in termini di riduzione dell’inquinamento atmosferico, sicurezza energetica e stabilizzazione delle dinamiche dei prezzi energetici.

A causa del rilascio di diversi agenti inquinanti (polveri sottili, particolati,

---

<sup>1</sup>Le emissioni di gas a effetto serra sono caratterizzate da un basso tasso di decadimento e da una lunga persistenza nell’atmosfera. la crisi climatica risulta pertanto legata, non tanto al flusso annuale delle emissioni (quante emissioni vengono prodotte ogni anno), ma allo stock delle emissioni prodotte nel corso della storia fino ad oggi (la cumulata dei flussi annuali di emissioni, ossia la sommatoria delle emissioni prodotte ogni anno, al netto della quota di emissioni che decadono o che vengono assorbite dagli ecosistemi, quali le foreste e gli oceani). L’EU 27 risulta responsabile del 7,4% del flusso emissivo prodotto nel 2022, ma è responsabile del 17% dello stock emissivo prodotto fino al 2022 (fonte: Global Carbon Budget 2023).

biossido di azoto, ozono), la combustione di combustibili fossili risulta una delle principali cause a livello mondiale di decessi prematuri e di gravi malattie croniche cardiovascolari e respiratorie (IHME, *Global Burden of Disease* 2024). Si stima che l'esposizione cronica ad inquinanti atmosferici al di sopra dei livelli raccomandati dall'Organizzazione Mondiale della Sanità causi ogni anno in Europa più di 320.000 decessi prematuri (EEA, 2023).

In merito alla sicurezza energetica, lo sviluppo di tecnologie rinnovabili ridurrebbe la nostra dipendenza da fonti fossili che devono essere importate da Regioni non democratiche, non rispettose dei diritti universali della persona e, nel peggiore dei casi, apertamente anti-occidentali che sfruttano la disponibilità interna di risorse come strumento ricattatorio nello scacchiere geopolitico internazionale. Molti analisti sottolineano come le rinnovabili non siano esenti da questi problemi, giacché le tecnologie rinnovabili dipendono da materie prime e terre rare non disponibili nel sottosuolo europeo<sup>2</sup>. Un fattore che richiede di ponderare i rischi della dipendenza tecnologica rinnovabile con quelli associati alla dipendenza di combustibili necessari al funzionamento di tecnologie fossili.

Infine, diversamente dagli input rinnovabili, i prezzi dei combustibili fossili sono caratterizzati da incertezza e volatilità, con picchi di prezzo che negli ultimi anni hanno avuto ripercussioni strutturali sulle nostre economie, con implicazioni in termini di spinte inflazionistiche, riduzione della competitività industriale, aumento della povertà energetica.

## 2. La sfida della transizione energetica

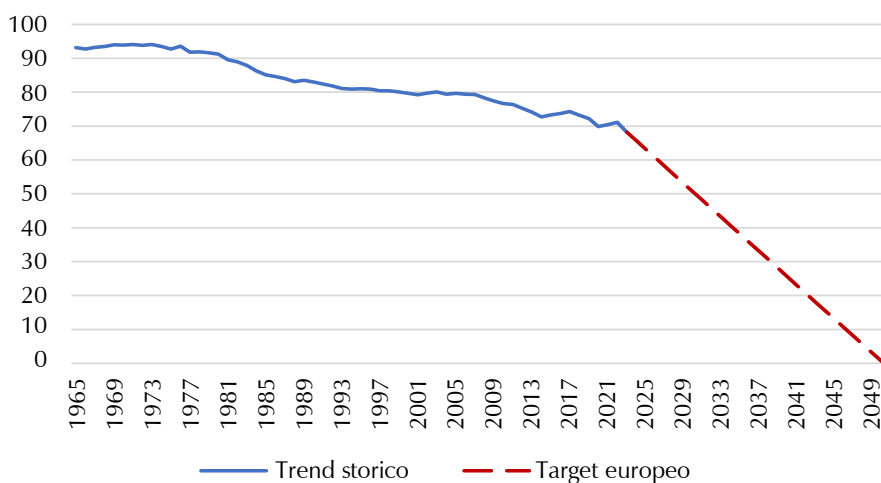
L'obiettivo europeo di raggiungere la *carbon neutrality* entro la metà del secolo rappresenta una sfida epocale, senza precedenti nella storia dell'uomo. Per coglierne l'ambizione, basti considerare che in Europa, dagli anni '60 ad oggi (in un arco temporale di oltre mezzo secolo), il ruolo delle fonti fossili nel mix energetico è diminuito di «appena» 25 punti percentuali: dal 93% nel 1965 al 68% nel 2023 (80% nel caso italiano). Per decarbonizzare l'Europa, il peso delle fossili nel mix energetico dovrà (dovrebbe) invece diminuire di quasi 70 punti percentuali nei prossimi 25 anni (Figura 1). Oltre il triplo della riduzione in meno di metà del tempo.

---

<sup>2</sup> Un problema di politica industriale che, purtroppo, non è confinato al settore delle rinnovabili e che oggi, a causa dell'ampio processo di deindustrializzazione che ha investito l'Europa negli ultimi decenni, riguarda diverse tecnologie (microelettronica e semiconduttori, intelligenza artificiale e cloud computing, farmaceutica e biotecnologie, batterie e veicoli elettrici).

Le ricerche di Vaclav Smil sulla storia delle innovazioni tecnologiche ci ricordano come, a causa di diverse rigidità strutturali, le transizioni energetiche – dalla legna al carbone, al petrolio, fino al gas naturale – siano avvenute in archi temporali ben più lunghi di quelli previsti dal piano europeo di transizione.

**Figura 1. Consumo di energia primaria da combustibili fossili in Unione Europea Unione: trend storico vs target europeo (%)**



Fonte: Energy Institute – Statistical Review of World Energy 2024.

### 3. La transizione energetica e le riforme dei mercati energetici

Esistono alcune eccezioni al principio delle transizioni energetiche lente formulato da Smil. In Francia, in risposta alla crisi energetica del '73 il nucleare passò in meno di quindici anni da una quota inferiore al 10% ad una superiore al 70% del mix elettrico. Il modello organizzativo dei mercati energetici che permise di raggiungere questo risultato così eccezionale fu però profondamente diverso da quello con cui le rinnovabili sono tenute a confrontarsi oggi.

Nel caso del nucleare francese, fu il paradigma del monopolio pubblico integrato a garantire un sostanziale allineamento tra la volontà politica del governo e gli investimenti dell'impresa pubblica da esso controllata. Da un lato, il regime monopolistico garantiva certezza, favorendo investimenti con ritorni incerti e differiti nel tempo difficilmente compatibili con un modello concorrenziale. Dall'altro, gli obiettivi che l'impresa pubblica era chiamata a perseguire si distanziavano

da quelli di massimizzazione del profitto tipici dell'impresa privata, permettendo così la realizzazione di progetti non necessariamente redditizi nel breve termine e con risvolti positivi non strettamente economici che il settore privato difficilmente avrebbe intrapreso con la stessa intensità.

Anche la volontà politica di elettrificare aree rurali o montane al fine di garantire l'universalità dei servizi portò ad effettuare investimenti che il privato non avrebbe ritenuto conveniente in un contesto concorrenziale.

Da allora, l'assetto organizzativo dei mercati energetici è stato profondamente riformato con la finalità principale di favorire l'efficienza e trasferirne i relativi benefici ai consumatori<sup>3</sup>.

È quindi opportuno chiedersi quale sia l'assetto organizzativo dei mercati energetici più idoneo al raggiungimento dell'obiettivo politico della decarbonizzazione e quali criticità derivino dalla sostanziale incompatibilità tra le riforme dei mercati energetici – orientate a promuovere concorrenza ed efficienza economica – e la volontà di perseguire obiettivi non economici, ma politici, ambientali e sociali.

Se da un lato, infatti, il regime concorrenziale risulta coerente con un nuovo modello di generazione distribuita, dall'altro risulta legittimo interrogarsi sull'effettiva capacità del modello concorrenziale tra imprese private orientate ad un legittimo obiettivo di profitto di promuovere ingenti investimenti in rinnovabili che, a dispetto dei loro benefici esterni in termini di minore intensità carbonica e maggiore sicurezza, sono caratterizzate da una minore densità energetica, risultando meno efficienti, meno affidabili, più costose e meno redditizie rispetto alle alternative fossili.

---

<sup>3</sup> La riorganizzazione dei mercati energetici è avvenuta grazie alle seguenti riforme: i) liberalizzazione dei mercati e superamento del regime monopolistico a favore di quello concorrenziale nei segmenti della generazione e del retail della filiera elettrica; ii) privatizzazione delle imprese pubbliche; iii) *unbundling* e separazione verticale tra i segmenti della filiera caratterizzati da condizioni di monopolio naturale e quelli concorrenziali al fine di assicurare un accesso non discriminato alla rete; iv) istituzione di autorità indipendenti per la regolazione dei mercati energetici; v) scoraggiamento dei contratti di lungo termine in favore del consolidamento di transazioni spot e, nel caso elettrico, istituzione di una borsa elettrica oraria, e del meccanismo del *system marginal price*, al fine di garantire un'allocazione efficiente della produzione secondo il principio del merito economico alle imprese capaci di fornire l'elettricità al prezzo inferiore. Tali riforme sono state adottate in tutti i paesi europei, seppur con una certa eterogeneità nell'intensità e nelle tempistiche. Un'analisi degli indicatori elaborati dall'OCSE per monitorare l'evoluzione delle riforme nei principali servizi di interesse generale (*Energy, Transport, Communication Regulatory Index*) mostra chiaramente come l'Italia abbia riformato il mercato elettrico più intensamente della media europea.

## 4. Il disallineamento tra investimenti e obiettivi della transizione energetica

Dalla ratifica del protocollo di Kyoto in avanti, i governi europei hanno sottoscritto obiettivi di decarbonizzazione sempre più stringenti ma, essendo usciti dalla gestione diretta dei mercati, rimangono orfane del principale strumento per perseguirli. Spetta infatti alle imprese private decidere quanto, dove, in quale tecnologia investire, e in quali tempi farlo. Tali decisioni sono orientate alla massimizzazione dei profitti, un obiettivo non necessariamente coincidente con quello della *carbon neutrality*.

Al difficile dialogo tra gli obiettivi privatistici del mercato e quelli politici della decarbonizzazione, si aggiunge poi una seconda criticità: la difficile compatibilità tra le tecnologie rinnovabili, caratterizzate da costi marginali nulli, e il funzionamento della borsa elettrica, in cui le offerte di generazione sono remunerate in funzione dei costi marginali della tecnologia che chiude il mercato (ordine di merito e *system marginal price*).

Come vedremo, gli strumenti economici adottati dai governi hanno saputo (in parte) indirizzare la prima criticità, ma non la seconda. Per favorire un riallineamento tra target politici ed investimenti di mercato, i governi hanno fatto un ampio ricorso a diversi strumenti di regolamentazione, non sempre garantendone un adeguato coordinamento.

L'istituzione di un *carbon price* attraverso l'*European Emissions Trading Scheme* ha permesso la monetizzazione del costo ambientale delle emissioni di gas climalteranti, con conseguente aumento dei costi e relativa perdita di competitività delle tecnologie fossili. D'altro lato, l'elargizione di incentivi economici alle rinnovabili, sotto forma di sussidi diretti o di certificati verdi, ha contribuito a ridurne i costi. La penetrazione delle rinnovabili è stata fortemente sostenuta da questi incentivi, ma ha subito un forte rallentamento a seguito della loro interruzione.

Anche grazie a numerosi schemi di sostegno alle rinnovabili, il settore delle rinnovabili ha conosciuto negli ultimi venti anni significative economie di scala e di apprendimento, con seguente aumento dei rendimenti. Quindici anni fa, generare elettricità con il fotovoltaico risultava, in media, quattro volte più costoso rispetto agli impianti a ciclo combinato a gas. In soli dieci anni, il costo dei pannelli fotovoltaici è diminuito di quasi il 90% (IRENA 2022, Lazard 2021).

Sebbene oggi diverse analisi mostrino che le rinnovabili rappresentano una opzione più conveniente all'alternativa fossile (IEA 2020, Timilsina 2020), i relativi investimenti appaiono significativamente sottodimensionati rispetto ai target 2030 fissati dal piano *REPowerEU*. Per raggiungerli, si stima che nel presente

decennio in Europa dovranno essere installati circa 50 GW di capacità solare fotovoltaica all'anno, quasi il quadruplo di quanto mediamente installato nel periodo 2013-2022, 14 GW all'anno<sup>4</sup>.

## 5. Le barriere alla diffusione delle rinnovabili

Per spiegare i ritardi nella diffusione delle rinnovabili è utile distinguere gli impianti in funzione della relativa taglia: a dimensioni diverse corrispondono infatti investitori diversi con finalità differenti. Gli impianti di piccole dimensioni sono tipicamente installati da *prosumer* energetici: principalmente famiglie e PMI, che li adottano con l'obiettivo di autoprodurre e autoconsumare energia. Al contrario, gli impianti *utility-scale* vengono tipicamente installati da produttori di energia: operatori industriali, il cui *core business* è la generazione e vendita di energia.

### 5.1. Gli impianti *utility-scale*

A fine 2023, secondo i dati pubblicati dal GSE nel report statistico annuale, in Italia gli impianti con una potenza inferiore ai 20 Kw, e quelli superiori a 200 Kw, rappresentavano rispettivamente il 28% e il 52% della potenza totalmente installata. Il mercato risulta quindi maggiormente orientato verso un modello *utility-scale*.

Una scala che, tuttavia, riscontra diverse problematiche. La prima è nota come *effetto cannibalizzazione* derivante dal *merit-order effect* (Clò et al. 2015b; Lopez Prol et al. 2020). Nelle aste orarie della borsa elettrica, ogni operatore energetico presenta un'offerta in cui specifica quanta energia elettrica può generare e il

---

<sup>4</sup>Per maggiori dettagli sull'obiettivo dell'UE per il 2030, si consulti: [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en).

I dati storici sugli impianti solari annuali sono disponibili all'indirizzo: [https://ec.europa.eu/energy-rostat/databrowser/view/nrg\\_inf\\_epcrw/default/table?lang=en&category=nrg.nrg\\_quant.nrg\\_quant.nrg\\_inf](https://ec.europa.eu/energy-rostat/databrowser/view/nrg_inf_epcrw/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quant.nrg_inf).

In Italia, per rispettare gli obiettivi definiti nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), da oggi al 2030 si dovranno installare oltre 55 GW di nuova potenza fotovoltaica: quasi 8 GW all'anno per 7 anni. Al contrario, nel periodo 2014-2020, nel periodo successivo alla fine del Conto Energia, si sono mediamente investiti 0,4 GW all'anno. In altre parole, gli investimenti annui nel periodo 2024-2030 dovranno essere quasi 20 volte superiori a quelli osservati nel periodo 2014-2020. Nemmeno la ripresa degli investimenti successiva alla crisi energetica risulta compatibile con l'andamento definito dal piano energetico nazionale (+5,2 GW di potenza fotovoltaica installata nel 2023).

prezzo minimo richiesto per produrla. Nei mercati concorrenziali, il prezzo presentato riflette i costi marginali di produzione.

Le offerte vengono quindi classificate in ordine crescente di prezzo (*merit order*). Secondo la regola del *system marginal price*, tutte le offerte accettate vengono remunerate al prezzo richiesto dalla tecnologia marginale che chiude il mercato. Questo meccanismo favorisce una allocazione efficiente delle risorse ed una minimizzazione dei prezzi (la domanda viene infatti coperta dalle offerte più convenienti) ma genera un problema quando quote consistenti dei consumi energetici vengono coperti da tecnologie rinnovabili caratterizzate da costi marginali tendenzialmente nulli. Non dovendo sostenere costi per l'acquisto di input, le rinnovabili offrono energia in borsa a prezzi molto bassi. Entrando alla base della funzione di offerta, sostituiscono le tecnologie fossili più costose (*merit-order effect*) e causano una riduzione dei prezzi di borsa. In svariate ore dei mesi primaverili del 2024, in diverse borse elettriche europee, dalla Spagna alla Scandinavia, le rinnovabili hanno interamente coperto la domanda elettrica, causando un azzeramento dei prezzi elettrici di borsa.

Una buona notizia per i consumatori, meno per gli investitori. Questa dinamica causa, infatti, un effetto cannibalizzazione per cui, al crescere della penetrazione fotovoltaica, i prezzi elettrici diminuiscono, causando una riduzione dei ritorni economici delle rinnovabili stesse che va a disincentivare ulteriori investimenti (Clò et al., 2015). L'effetto cannibalizzazione causa uno scostamento delle rinnovabili dalla condizione teorica di *grid parity*, minandone la attrattività.

La causa sottostante questo primo ostacolo alla diffusione delle rinnovabili è la scarsa compatibilità tra il meccanismo di formazione dei prezzi nella borsa elettrica – meccanismo fondato sulla remunerazione del costo marginale – e una tecnologia, quella fotovoltaica, caratterizzata da costi marginali tendenzialmente nulli. Per superare questa impasse è necessario disaccoppiare le rinnovabili dalle logiche del mercato spot e legarne la remunerazione a schemi contrattuali di lungo periodo che garantiscano una adeguata copertura dei costi fissi di investimento (*power purchasing agreement* o *contracts for difference*).

Un secondo problema allo sviluppo delle rinnovabili è il basso consenso sociale da parte delle comunità locali, riconducibile alla diversa distribuzione geografica dei costi e benefici associati a questa tecnologia. I benefici (minore dipendenza energetica, riduzione delle emissioni) tendono ad avere una dimensione nazionale o internazionale, i costi delle rinnovabili ricadono invece sulle comunità locali (Meyerhoff et al., 2010; Groth e Vogt, 2014). I relativi disagi visivi e acustici causano una riduzione del valore della proprietà situate in prossimità degli impianti (Gibbons, 2015; Jensen et al., 2018; Parson e Heintzelman, 2022; Grosso, 2020; Droes e Koster, 2021). Inoltre, a causa della minore densità energetica, le

rinnovabili sono *land-intensive* e la loro rapida espansione ha sollevato preoccupazioni per i potenziali effetti negativi sui valori dei terreni, sulla produzione agricola e sui prezzi dei prodotti alimentari (Owley e Morris, 2019). Le rinnovabili hanno anche implicazioni negative in termini di perdita di biodiversità e deterioramento degli ecosistemi<sup>5</sup>.

I costi sociali associati alle tecnologie rinnovabili possono spiegare la significativa opposizione delle comunità locali alla loro installazione in prossimità di aree residenziali, particolarmente quando, come insegna la recente opposizione sarda ai nuovi parchi eolici, le infrastrutture rinnovabili sono percepite come progetti estrattivi, che sottraggono risorse al territorio e non garantiscono un giusto ritorno alle comunità locali.

Infine, la lunghezza dell'iter autorizzativo viene indicato dagli investitori come il principale ostacolo allo sviluppo delle rinnovabili. La normativa nazionale prevede per gli impianti di piccola taglia (<20 KW) una procedura autorizzativa semplificata (PAS), equivalente ad una Comunicazione di Inizio Lavori (CILIA) da depositare presso gli uffici comunali, mentre gli impianti di dimensioni superiori ai 20 Kw sono soggetti a un procedimento più oneroso, l'Autorizzazione Unica (AU)<sup>6</sup>.

La complessità autorizzativa è acuita dalla sostanziale difformità dell'iter e delle competenze tra le Regioni italiane. Elemento che aggiunge incertezza legislativa ai già elevati tempi e costi procedurali. Secondo alcune stime, il tempo medio per ottenere l'autorizzazione per un impianto eolico in Italia è di 43 mesi, mentre per un impianto fotovoltaico è di 22 mesi. Inoltre, solo l'8% dei progetti eolici e il 16% dei progetti fotovoltaici presentati ottengono l'autorizzazione<sup>7</sup>.

L'*European Solar Energy Strategy*, pubblicata nel 2022 dalla Commissione Europea si prefigge di ridurre la lunghezza e complessità dell'iter autorizzativo delle tecnologie rinnovabili, alle quali si riconosce un interesse pubblico prevalente<sup>8</sup>. La definizione delle aree idonee e di quelle non idonee all'installazione di

---

<sup>5</sup> Ciò è particolarmente rilevante per le turbine eoliche, che di solito sono posizionate in aree naturali ventose. Le turbine eoliche possono peggiorare la qualità degli ecosistemi forestali e mettere a repentaglio la biodiversità a causa del rischio di collisione con specie di uccelli e perdita o deterioramento dell'habitat (Kati et al., 2021; Rehbein et al., 2020; Scholl e Nopp-Mayr, 2021; Voigt et al., 2019).

<sup>6</sup> Il richiedente è chiamato ad allegare alla domanda una lunga lista di documenti, alcuni dei quali necessitano del ricorso a consulenze terze, esaminati poi in sede di conferenza di servizi da una pluralità di enti territoriali e istituzioni competenti.

<sup>7</sup> Osservatorio Regions2030, Rinnovabili all'italiana. La morsa degli stop and go. Disponibile al link: <https://regions2030.it/news/rinnovabili-allitaliana-la-morsa-degli-stop-and-go/>.

<sup>8</sup> Nel documento si auspica a "*most favourable procedure available in their planning and*

rinnovabili è stata indicata dalla Commissione come un fattore importante per accrescere la certezza legislativa e ridurre i tempi di approvazione.

## 5.2. Impianti per autoconsumo

Le barriere identificate sono rilevanti principalmente per gli impianti *utility-scale*: impianti di grandi dimensioni installati da società energetiche con lo scopo principale di vendere energia nei mercati all'ingrosso. I loro rendimenti sono esposti agli effetti di cannibalizzazione; sono soggetti a lunghe procedure autorizzative e, a causa delle loro dimensioni, hanno maggiori probabilità di incontrare opposizione sociale.

Al contrario, questi fattori non rappresentano un ostacolo rilevante per gli impianti di piccole-medie dimensioni. Questi impianti sono per lo più installati su edifici esistenti, hanno minori impatti paesaggistici, causano un minore consumo del suolo, con conseguente minore sottrazione dei terreni ad usi agricoli, e frangono una minore opposizione sociale. Sono inoltre soggetti a procedure di autorizzazione più snelle e meno costose.

Una terza importante differenza rispetto agli impianti *utility-scale* riguarda la diversa finalità dei rispettivi investitori, che li adottano con il principale scopo di autoprodurre e autoconsumare energia elettrica. Come illustra la figura seguente, il profilo orario di generazione e consumo del *prosumer* può essere scomposto in tre aree:

1. si consuma ma non si produce energia (figura 2, area viola 2). In queste ore, il *prosumer* deve acquistare energia dalla rete alle condizioni definite nel contratto energetico stipulato con il proprio fornitore;
2. si consuma e si produce energia (figura 2, area verde). Per la quota di consumi coperti dalla generazione fotovoltaica, il *prosumer* non deve acquistare energia dalla rete;
3. si produce ma non si consuma energia (figura 2, area gialla). In questo caso, l'energia prodotta viene immessa in rete e remunerata o al prezzo di vendita nei mercati o secondo le condizioni stabilite nel regime di Ritiro Dedicato<sup>9</sup>.

---

*permit-granting procedures as renewable energy projects are of overriding public interest and serving public health and safety*". Ciò richiede "defined, accelerated and as short as possible deadlines for all the steps required for the granting of permits (...) Member States should establish binding maximum deadlines for all relevant stages of the environmental impact assessment procedure".

<sup>9</sup> Il Ritiro Dedicato è una modalità semplificata per la commercializzazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, alternativa al libero mercato. Consiste nella cessione al GSE del-

I prosumer ottengono quindi due tipologie di benefici economici: il primo è un ricavo derivante dalla vendita di energia prodotta ma non autoconsumata; il secondo è un risparmio derivante dal fatto che l'energia autoconsumata non deve essere acquistata dal proprio fornitore. Poiché il prezzo di vendita è inferiore del prezzo di acquisto, autoconsumare energia risulta più conveniente di venderla.

L'autoconsumo di energia genera poi un secondo beneficio. Il prosumer non paga la quota di energia autoconsumata, ma questo non significa che questa energia sia gratuita. Il suo prezzo implicito corrisponde al *Levelized Cost of Energy* della tecnologia fotovoltaica (costo iniziale dell'impianto rapportato alla quantità di energia che l'impianto produrrà).

Dal momento che la struttura dei costi del fotovoltaico è dominata dai costi fissi (i costi marginali sono tendenzialmente nulli), per l'energia autoconsumata il prosumer paga un prezzo implicito che è fisso.

Nel valutare se dotarsi di un impianto fotovoltaico, il prosumer si trova quindi a comparare un prezzo fisso che pagherebbe per la quota di energia autoconsumata con un prezzo variabile che invece dovrebbe sostenere nel caso in cui questa energia venisse acquistata alle condizioni di mercato. In quest'ottica risulta chiaro come l'adozione del fotovoltaico costituisca una strategia di *self-insurance*: un investimento che garantisce una assicurazione parziale contro la volatilità dei mercati. L'investitore che si dota di un impianto di autoproduzione sceglie infatti di pagare ex-ante un prezzo fisso dell'energia che garantisce una minore esposizione ex-post alle dinamiche di mercato.

In altri termini, il fotovoltaico per autoconsumo assicura una minore dipendenza economica dai mercati energetici (l'energia autoprodotta non deve essere comprata ai prezzi del mercato). In altri termini, la convenienza ad adottare un impianto per l'autoconsumo non dipende solo dal rapporto tra il prezzo medio di acquisto dell'energia e il prezzo unitario del fotovoltaico, ma anche dalla volatilità dei prezzi elettrici e dal grado di avversione al rischio dell'investitore<sup>10</sup>.

Le persone si assicurano non per ottenere un guadagno ma per tutelarsi contro il rischio di eventi avversi. In maniera analoga, il beneficio principale delle rinnovabili non è rappresentato dalla prospettiva di guadagno dalla vendita di energia,

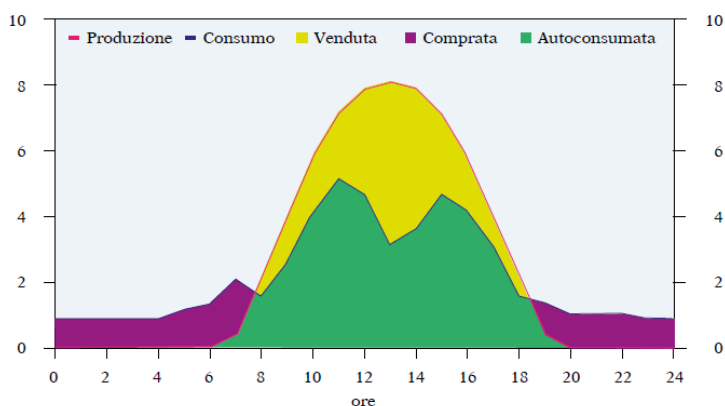
---

l'energia elettrica immessa in rete. Il GSE poi corrisponde al produttore un determinato prezzo per ogni kWh immesso in rete. I ricavi derivanti ai produttori dalla vendita al GSE dell'energia elettrica si sommano quindi a quelli conseguiti dagli eventuali meccanismi di incentivazione.

<sup>10</sup> La convenienza del fotovoltaico aumenta: i) al diminuire dei costi della tecnologia fotovoltaica; ii) al crescere dei suoi rendimenti; iii) all'aumentare del prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica; iv) all'aumentare della volatilità e incertezza dei prezzi elettrici; v) all'aumentare dell'avversione al rischio dell'investitore.

ma dalla funzione assicurativa contro le dinamiche incerte dei mercati energetici. Autoproducendo e autoconsumando energia, i *prosumer* ottengono un risparmio (costo evitato dal mancato pagamento del prezzo di acquisto) e possono proteggersi dalla volatilità dei prezzi dell'energia in un contesto di aumento dei costi dell'elettricità. Le rinnovabili non assicurano una indipendenza energetica, ma una minore dipendenza fisica (non tutta l'energia è approvvigionata dalla rete) ed economica (minore dipendenza dai prezzi di mercato).

**Figura 2. Profilo di produzione e consumo di un prosumer (kW)**



Non è facile individuare le motivazioni per cui, nonostante le più semplici procedure autorizzative e la minore opposizione sociale, gli impianti rinnovabili di piccola scala abbiano conosciuto una minore diffusione rispetto a quelli *utility-scale*. La presenza di barriere finanziarie rappresenta una possibile spiegazione. Gli investimenti in rinnovabili richiedono un investimento iniziale significativo, che può scoraggiare famiglie o PMI, specialmente in caso di accesso limitato al credito. Questa barriera può risultare meno rilevante per operatori industriali o fondi di investimento, il cui interesse è però orientato ad impianti *utility-scale*. Un'altra ragione è da ricercare nella presenza di barriere comportamentali e psicologiche.

Anche se l'installazione del fotovoltaico per l'autoconsumo genera risparmi che si accumulano nel tempo, i tempi di recupero dell'investimento iniziale possono sembrare troppo lunghi o incerti, scoraggiando l'adozione nel caso in cui gli utenti diano un maggiore peso ai costi immediati rispetto ai risparmi a lungo termine (miopia finanziaria). Inoltre, gli investitori potrebbero avere difficoltà a quantificare i potenziali benefici derivanti dall'adozione di soluzioni per l'autoconsumo,

proprio perché essi consistono in un costo evitato che, rispetto a un guadagno, risulta meno tangibile ed evidente. L'economia comportamentale evidenzia infatti come le persone tendano ad attribuire un valore diverso a un costo evitato rispetto a un possibile guadagno di uguale entità<sup>11</sup>.

## 6. Il potenziale contributo delle Comunità Energetiche Rinnovabili

Lo sviluppo di un modello di generazione distribuita su piccola scala è stato in parte limitato anche da restrizioni legali che imponevano ai prosumer di immettere in rete l'energia che non autoconsumavano.

Nel 2018, la Direttiva RED II (Direttiva UE 2018/2001) ha eliminato questi vincoli, consentendo ai cittadini proprietari di impianti energetici di condividere localmente l'energia che non consumano direttamente. La Direttiva IEM (acronimo di *Internal Energy Market Directive*), riconosce il diritto di consumare, conservare e vendere energia prodotta localmente. Assieme, queste direttive aprono la strada allo sviluppo delle Comunità di Energia Rinnovabile (CER).

Le CER sono iniziative collettive basate su una partecipazione aperta e volontaria, in cui individui, imprese o enti locali si associano per produrre, condividere e gestire energia rinnovabile localmente. Le CER sono entità giuridiche autonome controllate dai loro membri. Sono state istituite con l'obiettivo di promuovere la diffusione dell'energia rinnovabile incoraggiando la partecipazione attiva dei cittadini attraverso la condivisione locale dell'energia.

In questo modo, le CER rispondono al crescente desiderio di trovare modi alternativi di organizzare e governare i sistemi energetici (Van Der Schoor et al., 2016), poiché rafforzano la partecipazione dei cittadini e delle autorità locali nello

---

<sup>11</sup> Da un punto di vista economico, un soggetto razionale dovrebbe essere indifferente tra l'ottenere un guadagno o evitare una possibile perdita di uguale entità. Nella realtà, i costi evitati sono più difficilmente percepibili e quantificabili proprio perché non hanno luogo e quindi vengono pesati diversamente rispetto a possibili guadagni di pari entità. In altri termini, le persone tendono a sottovalutare il valore di ciò che non vedono direttamente, concentrandosi sugli effetti più immediatamente percepibili. Uno dei principali contributi della *prospect theory* che valse il nobel all'economia agli psicologi Tversky e Khanaman è che le persone tendono ad avere una diversa attitudine rispetto al rischio associato a possibili perdite o potenziali guadagni. Le persone temono le perdite più di quanto valutino possibili guadagni equivalenti (*loss aversion*). Il costo iniziale associato all'adozione di un impianto per l'autoconsumo viene percepito come una perdita immediata, a cui si tende a dare una maggiore importanza rispetto ai futuri costi evitati, che invece vengono sottovalutati. Questo può portare a non effettuare l'investimento sebbene ad esso sia associato un ritorno economico positivo.

sviluppo di progetti di energia rinnovabile, un valore aggiunto per la democrazia partecipativa (Caramizaru & Uihlein, 2020).

La diffusione delle CER è ritenuta rilevante per diversi motivi. Innanzitutto, le CER sono concepite con l'obiettivo di ottimizzare l'uso dell'energia prodotta da rinnovabili, riducendone gli effetti avversi sui sistemi elettrici. In primo luogo, la condivisione locale dell'energia prodotta da impianti di piccola-media scala situati vicino ai consumatori riduce la necessità di trasportare l'energia su lunghe distanze, minimizzando le perdite di rete i rischi di congestione e gli oneri di sistema che ne derivano (Couraud et al., 2023). Inoltre, la condivisione locale dell'energia riduce i flussi di energia che devono transitare sulle reti nazionali, evitando picchi di domanda e riducendo il rischio di sovraccarico della rete. Non per ultimo, grazie alle CER, è possibile ottimizzare la gestione dei flussi energetici e il bisogno di bilanciamento continuo tra immissioni e prelievi, i cui costi aumentano a causa delle caratteristiche di intermittenza e non programmabilità delle tecnologie rinnovabili.

In secondo luogo, le CER sono progettate con l'obiettivo di condividere a livello locale i benefici economici associati agli impianti rinnovabili. Inoltre, le CER promuovono un modello di generazione distribuita basato su installazioni di media-piccola scala, caratterizzati da un limitato impatto locale. Ciò implica procedure di autorizzazione semplificate e una maggiore accettazione politica a livello locale.

Le principali barriere alla diffusione di impianti *utility-scale* sono quindi meno rilevanti per le CER. Anche per questo, le CER rappresentano un canale importante per la loro diffusione delle energie rinnovabili.

## 7. L'assetto istituzionale delle CER: un'occasione persa?

Iniziato nel 2021, il percorso legislativo di recepimento delle direttive RED II e IEM nella normativa nazionale è stato delineato solo a gennaio 2024 con l'emanazione dei relativi decreti attuativi, che chiariscono i criteri per la definizione di una CER: quali soggetti sono abilitati a parteciparvi, il limite geografico della cabina primaria, la taglia massima degli impianti ammissibili pari a 1 MW, oltre che i criteri e le modalità di incentivazione dell'energia condivisa all'interno delle CER.

La normativa stabilisce che le CER sono un soggetto giuridico autonomo a partecipazione aperta e volontaria il cui obiettivo principale non è realizzare profitti finanziari, ma fornire benefici ambientali, economici e sociali ai propri stakeholder territoriali. Tale definizione ha due implicazioni rilevanti. Primo, la forma giuridica della CER deve essere caratterizzata dall'assenza di scopo di

lucro e deve garantire libertà di ingresso e uscita dei membri. Forme giuridiche coerenti con queste finalità sono le associazioni, fondazioni di partecipazione, enti del terzo settore, società cooperative.

Secondo, i membri delle CER possono essere persone fisiche, enti di vario tipo, amministrazioni ed imprese, ma a condizione che l'attività economica principale non sia legata alla generazione di energia. Ciò implica che gli operatori energetici non possano costituirsi come membri attivi della CER.

I soggetti idonei a partecipare a una CER possono farlo o in qualità di *prosumer* o di semplici consumatori. I primi sono soggetti proprietari di un impianto che produce energia ai fini di autoconsumo e che condividono con il resto della comunità l'energia in eccesso che producono ma non consumano. I secondi sono soggetti che non possiedono alcun impianto, ma i cui consumi possono essere coperti dall'energia prodotta dai *prosumer*.

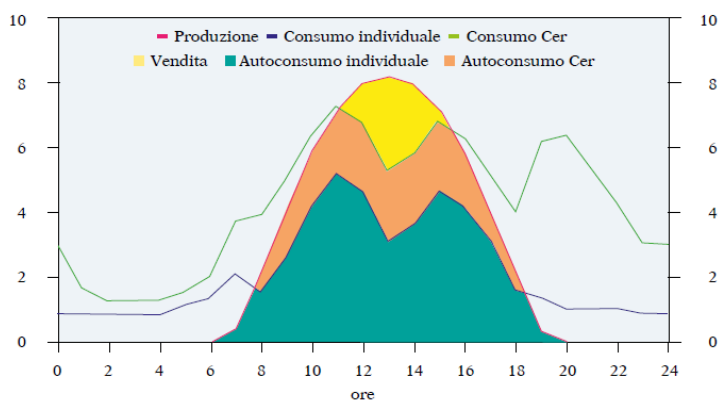
Nella CER, l'energia rinnovabile prodotta dal *prosumer* ma non auto-consumata viene condivisa localmente con gli altri membri della comunità. La costituzione di una CER non richiede tuttavia la realizzazione di alcuna rete elettrica locale. Infatti, non si tratta di uno scambio di energia fisico, ma virtuale (quella prodotta dal *prosumer* non è necessariamente la medesima energia utilizzata dai membri della CER).

La conseguenza economica della virtualità dello scambio è che i membri della CER non stipulano alcun contratto di compravendita di energia in cui specificano il prezzo a cui valorizzare lo scambio di energia, con due implicazioni rilevanti. Il *prosumer* continua a immettere l'energia prodotta in eccesso in rete e a venderla alle condizioni di mercato, esattamente come farebbe in assenza della CER. I consumatori della CER continuano a comprare l'elettricità dal proprio fornitore alle condizioni stabilite nel contratto di fornitura, esattamente come farebbe qualora non aderisse alla CER. All'interno della CER, i prezzi di acquisto e di vendita dell'energia continuano quindi ad essere legati alle dinamiche del prezzo elettrico. I membri della CER non riescono a beneficiare dei vantaggi che deriverebbero dalla definizione di un prezzo fisso e stabile a cui scambiarsi l'energia nel medio-lungo termine, una soluzione che, oltre ad essere compatibile con la struttura dei costi delle tecnologie rinnovabili, garantirebbe ai *prosumer* la certezza dei ritorni economici ed ai consumatori la stabilizzazione dei costi energetici. I benefici economici che potrebbero scaturire dalla condivisione locale dell'energia non vengono pertanto realizzati a pieno. La virtualità dello scambio impedisce quindi di estendere all'autoconsumo collettivo nella CER i medesimi benefici assicurativi di cui gode il *prosumer* grazie all'autoconsumo individuale: una minore esposizione alle dinamiche dei mercati energetici fisica (minori prelievi dalla rete) economica (minore dipendenza dai prezzi elettrici). Essendo lo scambio di

energia puramente virtuale, aderire a una CER non implica una minore dipendenza dai mercati energetici, né in termini fisici né economici. Per i consumatori, infatti, l'energia condivisa virtualmente continua ad essere prelevata dalla rete e acquistata alle condizioni definite nel proprio contratto di fornitura.

Tale disegno istituzionale implica che l'unico rilevante vantaggio derivante dall'adesione di una CER sia l'incentivo economico che la normativa nazionale riconosce in misura proporzionale alla quantità di energia condivisa virtualmente all'interno della comunità, ossia l'energia prodotta e consumata nel medesimo istante (figura 3, area arancione)<sup>12</sup>.

**Figura 3. Profilo di produzione e consumo di una CER**



Tale meccanismo incentiva i membri della CER ad allineare il più possibile i profili di produzione e consumo dal momento che, maggiore è la sovrapposizione tra le due curve orarie, maggiore sarà l'ammontare totale di incentivi di cui i membri della CER potranno complessivamente beneficiare<sup>13</sup>.

La *ratio* economica sottostante questo schema incentivante è che, per quanto

<sup>12</sup> Il GSE specifica che l'energia condivisa è «pari al minimo, su base oraria, tra l'energia elettrica effettivamente immessa in rete e l'energia elettrica prelevata dai punti di connessione rilevanti ai fini della configurazione». In altri termini, per ogni ora, l'energia condivisa è determinata confrontando la quantità di energia immessa in rete dai produttori e quella prelevata dai consumatori, ed è data dal valore minimo dei due.

<sup>13</sup> Tale allineamento può avvenire, sul versante della domanda, attraverso pratiche di *Demand Side Management* capace di trasferire i consumi più elastici dalle ore in cui l'impianto rinnovabile della CER è spento alle ore in cui è operativo. Sul versante dell'offerta, l'adozione di sistemi di accumulo può consentire di accumulare l'energia prodotta dall'impianto nelle ore in cui la domanda è bassa per poi rilasciarla nelle ore in cui è in crescita.

virtuale, l'energia scambiata all'interno della CER rimane comunque all'interno della cabina primaria, riducendo lo stress esercitato dalle rinnovabili sul sistema elettrico, in termini di perdite di rete, congestioni o costi bilanciamento.

Ma l'aver strettamente legato la convenienza economica della CER all'incentivo pubblico rischia di limitarne notevolmente le possibilità di sviluppo. Dal momento che il principale vantaggio economico che scaturisce dall'adesione a una CER si esaurisce nella maturazione dell'incentivo, diventa legittimo chiedersi quale sarà il motore economico capace di promuovere la costituzione di nuove CER in assenza di incentivi.

Da questa prospettiva, il principale rischio è che la CER si traduca unicamente in un nuovo meccanismo di sostegno economico alle rinnovabili, solamente più complicato ed amministrativamente oneroso rispetto i precedenti sistemi incentivanti.

Questo rappresenta un forte limite alla diffusione delle CER. Per superarlo è necessario attribuire ai suoi membri la facoltà di poter definire contrattualmente le condizioni economiche di valorizzazione dello scambio virtuale dell'energia. La possibilità di condividere l'energia a un prezzo fisso è una soluzione che estenderebbe all'autoconsumo collettivo i risparmi economici e i benefici assicurativi di stabilità di prezzo e minore esposizione alla volatilità dei mercati di cui godono i prosumer. Un prezzo fisso garantirebbe inoltre al produttore un adeguato ritorno economico dell'investimento.

Se vincoli tecnici limitano la possibilità di costituire reti locali per la condivisione fisica dell'energia tra i membri della CER, bisogna chiedersi quali vincoli attualmente limitino la possibilità di stipulare contratti di condivisione di energia all'interno della CER quale strada percorrere per superarli. Questa soluzione, non dissimile da un contratto per differenze<sup>14</sup> o un *Power purchasing agreement*, avrebbe il pregio di stabilizzare nel lungo termine il prezzo dell'energia condivisa nella CER, rendendola un modello attrattivo anche in assenza di incentivi.

---

<sup>14</sup> Il regime dei contratti per differenze (CFD) può consentire al prosumer di ricevere, per la quota di energia condivisa virtualmente nella CER, per un periodo pluriennale (15-20 anni) uno *strike price*, adeguato all'inflazione. Il livello dello *strike price* concordato tra le parti deve riflettere il prezzo a lungo termine necessario a coprire l'investimento iniziale nella tecnologia fotovoltaica (quindi un prezzo coerente con il Lcoe della tecnologia). Lo *strike price* viene poi confrontato con un valore di riferimento che riflette il prezzo elettrico definito nelle borse elettriche, e le relative differenze danno origine a un conguaglio commisurato alla quantità di energia virtualmente condivisa. Se i prezzi di riferimento risultano inferiori allo *strike price*, i consumatori dovranno compensare la differenza al prosumer. Al contrario, se il prezzo di riferimento supera lo *strike price*, spetta al generatore conguagliare la differenza alla controparte.

## 8. CER: Processi costitutivi e modelli organizzativi

Le CER rappresentano un modello innovativo per la produzione e la condivisione dell'energia da fonti rinnovabili. Anche per questo, il processo costitutivo risulta piuttosto articolato e si sviluppa in diverse fasi, ciascuna delle quali è fondamentale a garantirne il corretto funzionamento.

Dopo aver identificato l'area di interesse della CER e averne delimitato il perimetro geografico, è necessario avviare un processo partecipativo di coinvolgimento degli stakeholder locali che porterà alla definizione preliminare dei soggetti interessati a diventarne membri. Questa prima fase è propedeutica allo sviluppo di uno studio di fattibilità teso a verificarne la sostenibilità energetica ed economica.

**Analisi Energetica.** dal momento che la finalità principale della CER è massimizzare l'autoconsumo collettivo a livello locale, è essenziale ottimizzare le dimensioni dell'impianto in funzione della tipologia dei membri della CER (utenze domestiche, PMI, uffici amministrativi e attività commerciali etc.) e dei relativi profili di consumo. La profilazione dei consumi energetici di ciascun membro permette di tracciare le curve di carico, ovvero l'andamento della domanda di energia nel tempo. Queste informazioni sono fondamentali per creare un portafoglio ottimale di partecipanti, bilanciando e diversificando i profili di consumo in modo che la produzione da fonti rinnovabili venga assorbita localmente nel modo più efficiente possibile. Definire con precisione le curve di carico consente inoltre di dimensionare correttamente l'impianto di produzione in base ai fabbisogni reali della comunità, evitando sovrapproduzione inutilizzata o carenze energetiche. In questo modo, si ottimizza l'uso dell'energia rinnovabile disponibile, riducendo la dipendenza dalla rete elettrica esterna e massimizzando i benefici economici e ambientali per tutti i membri della comunità. Questa fase include anche l'individuazione delle fonti rinnovabili più adatte al contesto territoriale e la verifica dell'eventuale integrazione con sistemi di accumulo per migliorare l'efficienza e l'autoconsumo.

**Analisi economica.** Per valutare la sostenibilità economica della CER è necessario sviluppare un business plan in cui comparare i costi e benefici associati alla CER. Queste includono anche le possibili agevolazioni fiscali ed i finanziamenti disponibili messi a disposizione da istituzioni nazionali o locali.

Il versante dei benefici include tre voci principali: i) benefici dall'autoconsumo individuale per il *prosumer*, derivanti dal fatto che l'energia autoconsumata non deve essere acquistata dal mercato. Questo beneficio corrisponde quindi a un costo evitato, ossia al mancato pagamento del prezzo di acquisto dell'energia sull'energia autoconsumata individualmente. Tale voce si realizza solo per il *prosumer*; ii)

benefici dalla vendita di energia, ossia i ricavi derivanti dalla valorizzazione economica al prezzo di vendita dell'energia non autoconsumata e immessa in rete. Poiché il prezzo di vendita è tipicamente inferiore del prezzo di acquisto, per ogni singolo MWh, il ricavo derivante dalla vendita di energia è inferiore del costo evitato in caso di autoconsumo; iii) benefici dall'autoconsumo collettivo, equivalenti all'incentivo che viene corrisposto in proporzione alla quantità di energia scambiata virtualmente all'interno della comunità.

I costi comprendono l'investimento iniziale per la progettazione e installazione dell'impianto ed i successivi costi di O&M (*Operation and Maintenance*) ovvero costi operativi di gestione e management della CER. Questi comprendono la registrazione della CER sul portale del GSE, nonché l'amministrazione tecnica, organizzativa ed economica necessaria a garantire la sostenibilità della comunità nel tempo, incluso il monitoraggio delle prestazioni energetiche e la manutenzione degli impianti.

Anche se non strettamente monetari, è opportuno tenere in considerazione i costi di coordinamento e transazione, ossia tutti i costi (anche in termini di tempo) necessari alla definizione delle regole interne propedeutiche alla costituzione, all'avviamento e al funzionamento della CER. A tale scopo, si rende necessaria la redazione di uno statuto in cui definire le finalità della CER, i relativi criteri di partecipazione, diritti e doveri dei membri e formalizzazione gli accordi tra i membri. Numerose sono infatti le decisioni da effettuarsi, tra cui: scegliere la forma giuridica della CER (associazione, cooperativa, fondazione); stabilire i criteri di ripartizione tra i membri della CER dei costi, degli incentivi e delle entrate derivanti dalla vendita dell'energia prodotta.

La quantificazione dei costi e benefici, e la relativa ripartizione, dipende necessariamente dal modello proprietario adottato.

## **8.1. Modelli proprietari ed organizzativi**

L'entità dei costi e benefici legati allo sviluppo di una CER, nonché la loro ripartizione tra i relativi membri, dipendono dai modelli proprietari ed organizzativi adottati all'interno della comunità energetica. Tali modelli possono variare in funzione della composizione della CER, della numerosità, caratteristiche ed esigenze dei suoi membri, dei possibili ruoli che i partecipanti intendono assumere all'interno della CER e della relativa disponibilità finanziaria necessaria a sostenere l'investimento iniziale.

Ogni membro della CER può aderire con un ruolo specifico: consumatore, produttore o *prosumer*. Il consumatore partecipa alla comunità senza effettuare investimenti iniziali né detenere quote di proprietà dell'impianto. Il suo unico

ruolo è quello di prelevare energia, contribuendo alla domanda complessiva della CER. Parte dei suoi consumi viene coperta dall'energia prodotta in eccesso e non autoconsumata dagli altri membri, l'autoconsumo collettivo.

Diversamente dal primo, produttore e *prosumer* effettuano un investimento iniziale e risultano proprietari dell'impianto rinnovabile. La principale differenza tra i due soggetti risiede nel collocamento dell'impianto. Il *prosumer* connette l'impianto alla propria utenza (condividendone il medesimo punto di prelievo, POD), quindi può consumare direttamente parte dell'energia che genera. La sua finalità è principale è quindi l'autoconsumo individuale di energia, l'energia prodotta in eccesso viene immessa in rete e venduta. Il produttore non collega l'impianto ad alcuna utenza. In questo caso, l'energia dall'impianto viene immessa integralmente in rete<sup>15</sup>.

La diversità dei ruoli dei membri della CER dà origine a diverse possibili configurazioni proprietarie.

Avremo un *modello proprietario condiviso* nel caso in cui tutti i membri della CER investano nell'impianto. In questo caso l'impianto sarà proprietà della comunità stessa, i costi iniziali e i relativi benefici (incentivi e ricavi dalla vendita dell'energia non autoconsumata) saranno suddivisi tra i partecipanti in base ai criteri stabiliti dai membri stessi.

Un *modello proprietario individuale* si configurerà nel caso in cui solo alcuni partecipanti siano disposti a investire, mentre altri aderiscono alla CER in qualità di consumatori. In questo caso, l'impianto non sarà di proprietà della CER, ma solo del *prosumer*/produttore che lo ha finanziato.

Un *modello proprietario individuale con produttore esterno* si configura nel caso in cui nessuno membro della CER sia disposto o abbia la possibilità di investire nella realizzazione dell'impianto. In questo si rende necessario coinvolgere un produttore esterno (ad esempio, un'azienda) che finanzia l'impianto e offre il servizio alla comunità. In questo scenario, i membri della CER partecipano esclusivamente come consumatori.

La normativa nazionale sancisce solo alcuni vincoli a cui la CER deve sottostare<sup>16</sup>,

---

<sup>15</sup> In entrambi i casi l'energia immessa in rete dà origine all'autoconsumo collettivo che, su base oraria, corrisponde al minimo tra l'energia elettrica immessa e prelevata dalla rete. La differenza principale è che mentre il produttore è focalizzato solo sulla generazione di energia, il *prosumer* combina la produzione con il consumo. Entrambi contribuiscono all'autosufficienza energetica della CER, il produttore solo in termini di autoconsumo collettivo, il *prosumer* in termini di autoconsumo sia individuale che collettivo.

<sup>16</sup> Ad esempio, la normativa fissa un limite di potenza massima ammissibile, fissata a 1 MW, oppure definisce un vincolo geografico (i membri della CER devono essere tutti afferenti alla medesima cabina primaria) o delle limitazioni sulla finalità della CER (Assenza di scopo di lucro).

lasciando ampio margine di libertà nella definizione del modello organizzativo e proprietario della CER. Questa flessibilità permette di adattare la configurazione della comunità alle specificità economiche, sociali, geografiche e agli obiettivi che si intendono perseguire, ma può anche rappresentare una barriera alla relativa diffusione. Alcuni modelli organizzativi stanno emergendo, anche con lo scopo di semplificare e velocizzare il processo costitutivo della CER (si veda, tra gli altri, Candelise, 2020; Tarpani, 2022; Ghiani, 2022; Bashi, 2023; Wierling, 2023):

1. Modello *Bottom-up*: la CER nasce dall'iniziativa dei cittadini, delle piccole imprese o delle amministrazioni locali, con una gestione dal basso che enfatizza la partecipazione democratica e la condivisione dei benefici.
2. Modello *Top-down*: la CER nasce dall'iniziativa di un soggetto che fornisce le risorse per la costituzione della CER, con un'organizzazione più strutturata e centralizzata.

L'ente pubblico locale potrebbe costituirsi parte attiva della CER. Svolgendo un ruolo catalizzatore e aggregatore, promuove la partecipazione alla CER e facilita il coordinamento tra i suoi potenziali membri CER. Questo rappresenta un modello misto a trazione pubblica.

**CER bottom-up.** È avviata e gestita principalmente dai cittadini locali, gruppi comunitari o organizzazioni di base. In questo modello, i membri della comunità sono i principali decisori. Queste comunità sono spesso spinte dal desiderio della cittadinanza locale di avere maggiore controllo sulla propria fornitura di energia e di beneficiare direttamente delle risorse energetiche rinnovabili (Seyfang, 2013). In questo modello, l'impianto rinnovabile può essere di proprietà dei membri della comunità, che lo finanziano e gestiscono collettivamente. Da un punto di vista organizzativo, l'assenza di attori centrali porta a un modello di gestione orizzontale e policentrico, dove le decisioni sono discusse e prese collettivamente coinvolgendo tutti i membri delle comunità, che sono chiamati a coordinare le loro azioni per gestire i beni comuni su scala locale (Fontaine e Labussiere, 2019; Blasch et al., 2021).

Questo rappresenta il modello più allineato allo spirito della normativa comunitaria che istituisce le CER. Inoltre, questo tipo di organizzazione garantisce che i benefici economici derivanti dall'istituzione di una CER restino all'interno della CER, in quanto i suoi membri mantengono interamente gli incentivi economici generati dall'autoconsumo collettivo.

Per contro, modello *bottom-up* può risultare di difficile realizzazione a causa di possibili barriere finanziarie, di elevati costi di coordinamento o dalla mancanza di competenze necessarie a garantire una governance della CER in autonomia. I

membri delle CER devono infatti organizzarsi autonomamente, coordinare le loro opinioni, concordare su una varietà di questioni di natura giuridica, tecnica ed economica.

Una alternativa meno onerosa è rappresentata da un *modello bottom up guidato da un prosumer*. In questo caso, i costi di coordinamento vengono abbattuti grazie alla libera iniziativa di alcuni soggetti che, in autonomia, decidono di investire e installare un impianto fotovoltaico, eventualmente sovradimensionandone la potenza rispetto ai propri bisogni individuali, con la finalità di condividere l'energia in eccesso all'interno della comunità.

La CER continua ad essere governata dal basso e nasce grazie alla libera iniziativa di alcuni membri della collettività. Tuttavia, in questo caso la proprietà dell'impianto non è della CER stessa, ma del soggetto prosumer che installa l'impianto rinnovabile. La partecipazione alla CER risulta quindi meno onerosa perché non è condizionata al finanziamento dell'impianto. Diversamente dal modello precedente, i cittadini possono diventare membri della CER in qualità di consumatori (non sono proprietari di impianti e non sostengono alcun costo di investimento) o di prosumer (investono nell'impianto di cui sono diretti proprietari).

Pur presentando una struttura più snella e meno onerosa, la presenza di soggetti con ruoli diversi può complicare il processo decisionale all'interno della CER. Prosumer e consumatori devono infatti trovare un accordo su una varietà di questioni – ad esempio il criterio di ripartizione degli incentivi – rispetto alle quali potrebbero presentare interessi potenzialmente divergenti.

**CER top-down.** A fronte dei problemi di coordinamento e delle possibili barriere finanziarie o tecniche che caratterizzano il modello bottom-up, l'alternativo modello top-down è caratterizzato da una gestione centralizzata della CER da parte di un soggetto unico, che può essere un ente locale o più facilmente un *energy provider*. Secondo la legislazione vigente, le CER non possono essere costituite con una finalità lucrativa. Questa regola inibisce la partecipazione a una CER ad aziende la cui attività principale è la produzione e il commercio di energia. Tuttavia, gli *energy provider* possono svolgere un ruolo ausiliario e gestionale.

In questo modello, l'impresa energetica intraprende autonomamente gli investimenti necessari all'adozione dell'impianto e alla sua gestione. Questo modello è quindi caratterizzato da bassissime barriere di tipo tecnico o finanziario, poiché tutte le competenze necessarie all'avvio e alla gestione dell'impianto sono in capo all'*energy provider* che offre ai membri della comunità un pacchetto chiavi in mano. È anche un modello caratterizzato da bassissimi costi di coordinamento. I membri della CER non devono infatti sostenere alcun investimento iniziale, non

sono proprietari di alcun impianto, né devono organizzare le loro azioni, dal momento che il funzionamento della CER è centralmente coordinato e gestito dal fornitore di energia che effettua l'investimento iniziale e se ne assume i relativi rischi e oneri. A fronte di costi più contenuti, anche i benefici derivanti dall'adesione alla CER sono più contenuti rispetto al modello *bottom-up*. Infatti, gli incentivi generati dall'autoconsumo collettivo dovranno essere condivisi con l'azienda elettrica secondo criteri da essa definiti. I benefici economici derivanti dalla CER ricadranno principalmente sull'impresa e in parte minoritaria sui membri della CER. Essi svolgono infatti un ruolo piuttosto passivo, non partecipano al processo costitutivo della CER né contribuiscono a determinarne le regole interne, che sono calate dall'alto.

## 9. Considerazioni conclusive

I modelli organizzativi descritti hanno diverse implicazioni sul versante dei costi e dei benefici associati alla CER. Nel modello *bottom-up* i benefici derivanti dall'autoconsumo collettivo non devono essere ripartiti con alcun soggetto esterno e quindi ricadranno interamente sui membri della CER. Ma tale modello è anche caratterizzato da barriere non trascurabili e costi di coordinamento che possono inibire la costituzione di una CER. Un'azione collettiva dal basso sarà efficace solo in contesti caratterizzati da un certo grado di coesione sociale, omogeneità e convergenza di interessi, poiché i costi di coordinamento e transazione tendono a crescere con il numero e la eterogeneità dei partecipanti. A fronte delle relative difficoltà organizzative, è probabile che un modello del genere sia più idoneo in contesti circoscritti caratterizzati da un forte spirito comunitario in cui i membri si conoscono e condividono principi e interessi.

Per contro, il modello *top-down* sembra essere caratterizzato da benefici limitati ma anche da costi di coordinamento e gestione piuttosto contenuti. Questo modello si scosta alquanto dallo spirito che dovrebbe caratterizzare le CER, ma ha il pregio di essere funzionale in contesti geograficamente ampi caratterizzati da una elevata numerosità di partecipanti, che non si conoscono, dove l'interesse individuale può prevalere su quello comunitario. In questi contesti, i costi di coordinamento e transazione possono risultare così elevati da inibire la costituzione di una CER. Una guida centralizzata può quindi risultare un modello più funzionale.

Più in generale, un modello organizzativo che includa tra i membri della CER uno o più *prosumer* è da ritenersi preferibile ad altri modelli in cui l'impianto

rinnovabile non è collegato ad alcuna utenza ed è installato al solo fine di produrre e vendere energia.

Poiché il prezzo di acquisto è superiore al prezzo di vendita, per il prosumer autoconsumare energia genera un risparmio – costo evitato dal mancato pagamento del prezzo di acquisto – che è superiore dei ricavi derivanti dalla vendita di energia. Se poi si considera che l'energia autoconsumata viene implicitamente pagata ad un prezzo costante, l'autoconsumo individuale equivale ad una strategia assicurativa che permette di ridurre l'esposizione del prosumer all'incertezza insita nei mercati energetici e alla relativa volatilità dei prezzi.

Nell'attuale configurazione delle CER, tuttavia, i benefici associati all'autoconsumo individuale non sono stati estesi all'autoconsumo collettivo. L'energia condivisa virtualmente continua ad essere acquistata al prezzo d'acquisto che ciascun consumatore ha concordato nel proprio contratto di fornitura elettrica. Pertanto, l'autoconsumo collettivo non dà origine ad alcun beneficio, né in termini di risparmio derivante dal mancato pagamento del prezzo di acquisto, né in termini assicurativi. Per il consumatore, l'acquisto di energia dal proprio fornitore è equivalente all'autoconsumo collettivo. Per il produttore, immettere e vendere energia in rete è equivalente allo scambio virtuale all'interno della comunità.

L'unico vantaggio associato all'autoconsumo collettivo è rappresentato dall'incentivo, che si genera in misura proporzionale alla quantità di energia condivisa virtualmente. Questo implica che, in assenza di incentivi, l'autoconsumo collettivo non dà alcun vantaggio incrementale rispetto all'alternativo scambio di energia con il mercato. Per questi motivi, nel configurare una CER risulta importante assicurarsi che l'impianto rinnovabile sia associato a un punto di prelievo, in modo da garantire un certo grado autoconsumo individuale. Configurazioni alternative in cui l'impianto non è associato ad alcuna utenza (bottom-up con impianto dislocato o modello top-down con proprietà esterna) sono meno convenienti perché non sono in grado di garantire i medesimi benefici derivanti dall'autoconsumo individuale.

L'incentivo economico derivante dallo scambio virtuale rappresenta l'unico vantaggio economico derivante dalla configurazione di una CER. Questo rappresenta, ad avviso di chi scrive, il principale limite del design istituzionale delle CER, che ne condizionerà fortemente la diffusione.

Per consentire la diffusione delle CER anche in assenza di incentivi diventa quindi rilevante attuare delle riforme tese ad equiparare l'autoconsumo collettivo a quello individuale. È cioè necessario consentire uno scorporo della quantità di energia autoconsumata dalla bolletta del singolo utente, garantendo che essa non

sia più valorizzata al prezzo applicato dal singolo fornitore. In altri termini, è opportuno riconoscere alle CER lo *status* di operatore di mercato, con relativa libertà contrattuale e possibilità di concordare il prezzo di valorizzazione dell'energia scambiata virtualmente.

La possibilità di condividere energia ad un prezzo fisso (coerente con il LCOE dell'impianto rinnovabile) per un periodo pluriennale ridurrebbe l'incertezza sia per chi cede l'energia sia per chi l'acquista e potrebbe rendere conveniente l'autoconsumo collettivo anche in assenza di incentivi. In questo caso, non solo i prosumer, ma anche i consumatori otterrebbero un risparmio economico dall'autoconsumo e godrebbero della funzione assicurativa delle rinnovabili, poiché l'acquisto dell'energia condivisa a un prezzo fisso garantirebbe una minore esposizione all'aleatorietà dei prezzi elettrici. In egual modo, anche il produttore potrebbe giovare di un prezzo stabile, risultando meno esposto all'effetto cannibalizzazione che si genera nel caso in cui la loro remunerazione sia legata alle dinamiche della borsa elettrica.