



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

M



S

E



Ricerca di Sistema elettrico

Energy Communities basate sulla tecnologia blockchain: analisi dei modelli organizzativi e del quadro normativo-regolatorio a livello Europeo

Franzò S., Chiaroni D., Chiesa V., Frattini F.



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

Report RdS/PTR2019/011

Energy Communities basate sulla tecnologia blockchain: analisi dei modelli organizzativi e del quadro normativo–regolatorio a livello Europeo

Franzò S., Chiaroni D., Chiesa V., Frattini F. (Politecnico di Milano)

Dicembre 2019

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - I annualità

Obiettivo: Tecnologie

Progetto: Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali

Work package 1: Local Energy District

Linea di attività: 51 - Energy Communities basate sulla tecnologia blockchain: analisi dei modelli organizzativi e del quadro normativo–regolatorio a livello Europeo

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Responsabile del Work package: Claudia Meloni, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Modelli di business collaborativi per le Energy Communities basate sulla tecnologia blockchain" e "KPI di riferimento per dati urbani energetici"

Responsabile scientifico ENEA: Osea Gregori

Responsabile scientifico Politecnico: Simone Franzò

Indice

SOMMARIO	4
1 INTRODUZIONE	5
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI	6
2.1 ANALISI DELLA NORMATIVA COMUNITARIA E NAZIONALE SULLE ENERGY COMMUNITY IN FUNZIONE DELLO SVILUPPO DI UN MODELLO COLLABORATIVO DI COMUNITÀ ENERGETICA	6
2.1.1 <i>Il quadro normativo europeo sulle Energy Community</i>	6
2.1.2 <i>Il quadro normativo italiano sulle Energy Community</i>	9
2.1.2.1 <i>Le configurazioni “fisiche” presenti nell’attuale quadro regolatorio nazionale</i>	9
2.1.2.2 <i>Le configurazioni “virtuali” presenti nell’attuale ordinamento nazionale</i>	13
2.1.2.3 <i>Approfondimento: Le normative regionali sulle Energy Community: i casi della Regione Piemonte, Puglia e Sardegna</i>	14
2.1.3 <i>Il quadro normativo sulle Energy Community nei principali Paesi europei</i>	17
2.1.3.1 <i>Francia</i>	18
2.1.3.2 <i>Germania</i>	19
2.1.3.3 <i>Spagna</i>	20
2.1.3.4 <i>Svizzera</i>	21
2.1.3.5 <i>UK</i>	22
2.2 LO STATO DELL’ARTE DEI PROGETTI DI ENERGY COMMUNITY IN EUROPA	22
2.2.1 <i>Definizioni ed inquadramento</i>	22
2.2.2 <i>Overview dei progetti di Energy Community in Europa</i>	24
2.2.3 <i>Analisi di dettaglio di 6 progetti di Energy Community in Europa</i>	32
2.2.4.1 <i>Case study Francia</i>	32
2.2.4.2 <i>Case study Germania</i>	36
2.2.4.3 <i>Case study Italia</i>	39
2.2.4.4 <i>Case study Spagna</i>	41
2.2.4.5 <i>Case study Svizzera</i>	43
2.2.4.6 <i>Case study UK</i>	46
2.3 NORMATIVE E MODELLI EUROPEI A CONFRONTO	50
2.3.1 <i>Analisi comparativa del quadro normativo italiano ed europeo</i>	50
2.3.2 <i>Analisi critica dei progetti di Energy Community in Italia ed Europa: applicazioni, attori e business model a confronto</i>	51
3 CONCLUSIONI	53
4 ANNEX	54
4.1 LE CARATTERISTICHE DELLE REC	54
4.2 LE CARATTERISTICHE DELLE CEC	55
4.3 LE CARATTERISTICHE DELLE REC E CEC A CONFRONTO	55
4.4 LE RETI PUBBLICHE	58
4.5 LE CONFIGURAZIONI DI RETE INCLUSE NEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI	58
5 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI E SITOGRAFIA	60
6 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI	61
7 CURRICULUM SCIENTIFICO DEL GRUPPO DI LAVORO	62
APPENDICE - EMENDAMENTO MILLEPROROGHE A.C. 2325	63

Sommario

L'**obiettivo dell'attività di ricerca**, su base triennale, è quello di proporre una comunità energetica basata sulla condivisione di servizi energetico-sociali. In coerenza con l'obiettivo generale, il presente rapporto (relativo alla prima annualità) prende le mosse da un'analisi comparativa delle definizioni di Energy Community di recente introduzione all'interno del quadro normativo europeo, con un focus specifico sui contenuti legati alla **creazione di comunità che prevedano lo scambio di servizi energetico-sociali**.

Dall'analisi emerge un quadro piuttosto dinamico e, in coerenza con ciò, frammentato, nella misura in cui solo di recente è stato avviato a livello comunitario il processo di introduzione di definizioni condivise di comunità energetiche, che consentirà nel giro di un paio d'anni di razionalizzare le diverse esperienze che sono sorte in questi anni nei diversi Paesi europei. È interessante sottolineare come nelle recenti definizioni di Energy Community introdotte a livello comunitario si faccia riferimento ai **benefici di natura sociale** come ad uno degli scopi principali della creazione di una comunità energetica, ancorché non sia esplicitamente fornita alcuna indicazione né specificato alcun obbligo riguardo possibili strumenti che possano favorire il raggiungimento di tale scopo con riferimento ad ambiti non energetici.

Tale dinamicità si registra anche a livello dei progetti di "comunità energetica" - in senso lato - che sono stati sviluppati in questi anni nei diversi Paesi europei. Data la recente emanazione delle definizioni di Energy Community all'interno del quadro normativo europeo, in questi anni sono infatti sorte "dal basso" diverse iniziative finalizzate a "gestire" in maniera collegiale la variabile energetica. All'interno del rapporto sono state identificate ed analizzate, senza l'ambizione di esaustività, circa **350 iniziative di comunità energetiche** esistenti in Europa, inquadrare all'interno di cinque diverse declinazioni del concetto di Energy Community descritte all'interno del rapporto.

Di particolare interesse risulta l'adozione, in un numero significativo di progetti, della **tecnologia blockchain** (presente in circa l'11% dei progetti analizzati). Nella maggior parte dei casi, tale tecnologia consente di abilitare scambi "virtuali" di energia peer-to-peer (P2P) tra produttori e consumatori di energia. È altresì da sottolineare come la tecnologia blockchain possa abilitare anche altre funzionalità, quali ad esempio la gestione di Community Microgrid e Virtual Power Plant (VPP), nonché lo scambio di servizi di natura sociale. Tuttavia, rispetto a quest'ultimo tema, all'interno della rassegna dei casi non sono state identificate situazioni che prevedano, oltre agli scambi di natura energetica, la condivisione di servizi di natura sociale.

Dall'analisi sviluppata in dettaglio per **6 casi di comunità energetiche all'interno di alcuni Paesi dell'Unione Europea** quali Francia, Germania, Italia, Spagna e UK (in aggiunta alla Svizzera, come esempio di Paese extra-EU) è emerso un quadro abbastanza eterogeneo in merito alle diverse tipologie di comunità energetiche ed alle dimensioni relative a ciascun progetto analizzato. In 4 casi su 6 è stato riscontrato che, parallelamente agli obiettivi di tipo energetico, sia previsto anche il conseguimento di obiettivi di tipo sociale, legati in primis all'incremento della consapevolezza della comunità in merito ai propri consumi energetici ed alla volontà di stimolare una partecipazione attiva dei membri della comunità nella gestione del progetto ad esso collegato. Inoltre, in 4 casi su 6 è stata riscontrata la presenza della tecnologia blockchain al fine di permettere scambi energetici tra i vari membri della comunità.

1 Introduzione

Il sistema elettrico si trova nel pieno di un processo evolutivo che ne sta cambiando radicalmente la fisionomia. Si pensi ad esempio alla diffusione, ormai ampia, degli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile (specie con riferimento ad impianti di “piccola taglia”, la cosiddetta generazione distribuita) ed alla prima diffusione di “nuovi attori” quali i sistemi di accumulo di energia ed i veicoli elettrici.

In questo contesto, la **blockchain** rappresenta una tecnologia abilitante questa evoluzione, con effetti potenzialmente dirompenti sui diversi attori coinvolti ai vari livelli della filiera (dalla generazione di energia fino al consumo), aprendo prospettive di trasformazione sfruttando le sue peculiarità di sistema decentralizzato, distribuito e pubblico.

Parimenti, si sta diffondendo un altro macro-trend potenzialmente “disruptive”: la **sharing economy**, che sta cambiando il comportamento e la percezione dei consumatori in maniera significativa, essendo essi sempre più consapevoli della possibilità/opportunità di diventare anche “produttori” (erogatori) di servizi, condividendo i propri asset con altri soggetti, in uno spirito collaborativo.

Il combinato disposto dei due trend ha come naturale “terreno di sbocco” le cosiddette **smart energy community**, intese in senso generale come aggregazione di diversi soggetti che intendono soddisfare in maniera collegiale le proprie esigenze energetiche.

Alla luce di ciò, il presente accordo di collaborazione tra ENEA ed il Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano si pone l’obiettivo di analizzare in dettaglio il ruolo potenziale della blockchain e della sharing economy come fattori abilitanti l’evoluzione del sistema elettrico verso la “smart grid”, con particolare riferimento alle cosiddette “smart energy community”. Questo concetto fa riferimento a comunità di utenze energetiche che soddisfano (*in toto* od *in parte*) le proprie esigenze energetiche mediante un approccio collegiale che prevede la creazione di hub energetici multi-vettore (con la presenza ad esempio di fonti rinnovabili, sistemi di accumulo e tecnologie per la gestione efficiente dell’energia), oltre che la possibilità di fornire una serie di servizi di comunità nell’ambito della community stessa. In particolare, saranno assunte diverse prospettive d’analisi, fra loro complementari, ossia “tecnologica”, “normativo-regolatoria”, “di business”, al fine di ottenere una comprensione chiara ed esaustiva del fenomeno e delle sue implicazioni.

Nell’ambito di questo progetto – di durata triennale – i principali **obiettivi della prima annualità**, cui fa riferimento il presente rapporto, sono i seguenti:

- analizzare criticamente il **quadro normativo-regolatorio in tema di Energy Community** in essere ed in gestazione a livello europeo;
- mappare le **principali esperienze di Energy Community** a livello europeo, con particolare enfasi sul ruolo della blockchain come tecnologia abilitante e sulla condivisione di servizi di natura sociale.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

2.1 *Analisi della normativa comunitaria e nazionale sulle Energy Community in funzione dello sviluppo di un modello collaborativo di comunità energetica*

2.1.1 Il quadro normativo europeo sulle Energy Community

Le recenti politiche europee in tema di energia si pongono come obiettivo di lungo termine la creazione di una **“Unione dell’Energia”**, in grado di “fornire ai consumatori europei energia sicura, sostenibile, competitiva e a prezzi accessibili e di promuovere la ricerca e l’innovazione attraendo investimenti”. A tale scopo, sono state individuate cinque dimensioni lungo cui orientare gli interventi da parte degli Stati Membri:

- sicurezza energetica;
- mercato interno dell’energia;
- efficienza energetica;
- processo di decarbonizzazione;
- ricerca, innovazione e competitività.

In questo scenario, il 30 novembre 2016, la Commissione Europea ha pubblicato la proposta del **“Clean energy for all Europeans package”** (CEP), costituita da otto atti legislativi riguardanti diversi ambiti del settore dell’energia. Dopo l’approvazione del Consiglio e del Parlamento Europeo, avvenuta tra il 2018 e l’inizio del 2019, il pacchetto è entrato in vigore a metà 2019 e gli Stati Membri hanno 1-2 anni per trasporre le direttive all’interno della legislazione nazionale. Gli otto atti legislativi che costituiscono il CEP sono relativi alle seguenti tematiche:

- performance energetica degli edifici, definita all’interno della *Energy Performance of Buildings Directive* 2018/844;
- energie rinnovabili, regolate all’interno della *Renewable Energy Directive* EU 2018/2001, rivista nella sua ultima versione a dicembre 2018 (cosiddetta RED II);
- efficienza energetica (*Energy Efficiency Directive* EU 2018/2002);
- richiesta agli Stati Membri di redigere un *“National Energy and Climate Plan”* (NECP) che copra un orizzonte temporale di 10 anni (dal 2021 al 2030), come espresso all’interno della *Governance of the energy union and climate action Regulation* EU 2018/1999;
- ridisegno del mercato elettrico, il quale include quattro pacchetti: *Regulation on risk-preparedness in the electricity sector* (EU 2019/941), *Regulation establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER* (EU 2019/942), *Regulation on the internal market for electricity* (EU 2019/943) e *Directive on common rules for the internal market for electricity* (EU 2019/944, cosiddetta EMD II).

Oltre alle specifiche tematiche cui è dedicato ciascun atto legislativo, in generale il CEP intende promuovere il **ruolo attivo dei consumatori** nell’ambito della transizione energetica. Il consumatore è posto quindi “al centro” del nuovo sistema energetico, e ciò può avvenire anche concedendogli la possibilità di prendere decisioni autonome su come produrre, immagazzinare, vendere o condividere la propria energia. Questa sorta di “democratizzazione” dell’energia mira inoltre ad alleviare le problematiche di povertà energetica ed a tutelare i cittadini più vulnerabili.

Fra gli strumenti abilitanti, uno dei più rilevanti fa riferimento alla creazione di “Energy Community”. In particolare, all’interno di questo articolato “pacchetto” di atti legislativi, sono per la prima volta introdotte due definizioni di “Energy Community”, ossia le cosiddette **“Renewable Energy Community”** (REC) e le **“Citizen Energy Community”** (CEC).

Una prima definizione di Energy Community, relativa alla cosiddetta “Renewable Energy Community” (REC), è introdotta all’interno della Renewable Energy Directive (RED II), pubblicata il 21 dicembre 2018 come revisione della precedente 2009/28/EC e che dovrà essere trasposta da parte degli Stati Membri all’interno della legislazione nazionale entro il 30 giugno 2021.

La “Comunità di energia rinnovabile” (REC) è definita¹ come un soggetto giuridico:

- a. che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
- b. i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
- c. il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

Una seconda definizione di Energy Community, relativa alla cosiddetta “Citizen Energy Community” (CEC) è introdotta all’interno della Electricity Market Directive II (EMD II), emanata lo scorso 14 giugno 2019 e che dovrà essere trasposta da parte degli Stati Membri all’interno della legislazione nazionale entro 18 mesi dall’emanazione.

La “Comunità energetica dei cittadini” (CEC) è definita² come un soggetto giuridico che:

- a. è fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o soci che sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese;
- b. ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari;
- c. può partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all’aggregazione, allo stoccaggio dell’energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci.

L’analisi comparativa delle due definizioni di Energy Community ha fatto emergere una serie di affinità e differenze³, illustrate in Tabella 1.

Rispetto al tema della fornitura/condivisione di servizi di natura sociale all’interno di una comunità energetica, in entrambe le definizioni di Energy Community emerge come si faccia riferimento ai **benefici di natura sociale** come ad uno degli scopi principali della creazione di una comunità energetica. È altresì da sottolineare il fatto che non sia esplicitamente fornita alcuna indicazione né specificato alcun obbligo riguardo possibili strumenti che potrebbero favorire il raggiungimento di tale scopo con riferimento ad ambiti non energetici. Gli unici servizi a cui si fa riferimento – in coerenza con il focus prevalente sul tema “energy” – riguardano l’ambito energetico, quali servizi di efficienza energetica o di ricarica di veicoli elettrici.

¹ Si rimanda all’Appendice 4.1 per una descrizione dettagliata delle caratteristiche salienti delle REC.

² Si rimanda all’Appendice 4.2 per una descrizione dettagliata delle caratteristiche salienti delle CEC.

³ Si rimanda all’Appendice 4.3 per una definizione delle dimensioni d’analisi illustrate in Tabella 1 ed un approfondimento sul confronto tra REC e CEC.

Tabella 1. Analisi comparativa tra REC e CEC

Dimensione d'analisi	REC	CEC
Generazione	- Impianti FER. - Energia elettrica e termica.	- Nessun vincolo di tecnologia. - Solo energia elettrica.
Partecipazione	Persone fisiche, autorità locali, amministrazioni comunali, piccole imprese.	Persone fisiche, autorità locali, amministrazioni comunali, PMI.
Forma legale	Soggetto giuridico autonomo.	Soggetto giuridico (associazione, cooperativa, partenariato, organizzazione senza scopo di lucro, PMI).
Prossimità e continuità territoriale	- Gli azionisti o membri devono essere situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. - È ammessa la partecipazione transfrontaliera.	- I membri possono essere riforniti di energia elettrica da impianti di generazione all'interno della CEC senza trovarsi in prossimità fisica diretta con esso o sottesi a un punto di misura unico. - È ammessa la partecipazione transfrontaliera.
Proprietà e gestione della rete	- Cooperazione tra community e DSO per facilitare gli scambi di energia interni. - Nessun diritto di gestire la rete di distribuzione.	- Cooperazione tra community e DSO per facilitare gli scambi di energia elettrica interni, dietro pagamento di una compensazione per il DSO. - Diritto di gestire la rete di distribuzione ed istituire le pertinenti procedure (se concesso dallo Stato Membro).
Condizioni tariffarie	- Nessuna esenzione dei membri dal pagamento di pertinenti costi, oneri, prelievi e imposte che sarebbero a carico dei consumatori finali che non sono membri di una comunità. - Accesso agli incentivi al pari degli altri impianti FER. - Nessun riferimento alla responsabilità sugli squilibri portati alla rete elettrica.	- Nessuna esenzione dei membri dal pagamento di pertinenti costi, oneri, prelievi e imposte che sarebbero a carico dei consumatori finali che non sono membri di una comunità. - Nessuna menzione alle condizioni di accesso ad incentivi espliciti. - Responsabilità degli squilibri che portano alla rete elettrica.
Attività	Produzione, consumo, stoccaggio, vendita di energia rinnovabile (anche accordi di compravendita), scambio di energia all'interno della comunità, accesso a tutti i mercati dell'energia elettrica, direttamente o mediante aggregazione.	Produzione, consumo, stoccaggio, vendita, scambio di energia, distribuzione, fornitura, servizi di efficienza energetica, servizi di ricarica per i veicoli elettrici o altri servizi energetici per i vari membri della comunità, accesso a tutti i mercati dell'energia elettrica, direttamente o mediante aggregazione.

Da ciò si può desumere che non vi sia nessun espresso divieto di inserire, nell'ambito dello sviluppo di comunità energetiche, iniziative di stampo sociale e prevedere un apposito meccanismo di remunerazione che utilizzi delle **monete digitali**, conosciute ad esempio come *"community inclusive token/currencies"*

abilitanti lo scambio di questo tipo di servizi⁴. Tali aspetti assumono un'importanza sempre maggiore al crescere delle dimensioni della comunità ed all'inclusione di soggetti diversi fra loro, fra i quali possa sussistere l'interesse a scambiarsi servizi che non siano necessariamente connessi all'ambito energetico. La creazione di una comunità, infatti, porta con sé una grande potenzialità di sviluppare servizi sociali per i cittadini, anche nei casi in cui il driver principale che ha giustificato la creazione della community sia legato ad un risparmio economico sulla bolletta energetica.

2.1.2 Il quadro normativo italiano sulle Energy Community

2.1.2.1 Le configurazioni "fisiche" presenti nell'attuale quadro regolatorio nazionale

Negli ultimi anni, in seguito ai diversi provvedimenti legislativi ed ai provvedimenti dell'Autorità per l'energia (ARERA), il quadro definitorio in materia di configurazioni «fisiche» di reti elettriche è stato più volte modificato e rinnovato.

Il quadro normativo ad oggi vigente in Italia è descritto dalle seguenti delibere [1]:

- **578/2013/R/eel e s.m.i. – TISSPC**: che definisce le modalità per la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di configurazioni impiantistiche rientranti nella categoria dei sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC), ivi inclusi i sistemi efficienti d'utenza (SEU);
- **539/2015/R/eel e s.m.i. – TISDC**: che definisce la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC).

Nell'ambito del predetto quadro definitorio, è possibile individuare due cluster di configurazioni fisiche: le **reti elettriche** ed i **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)**, come mostrato in Figura 1.

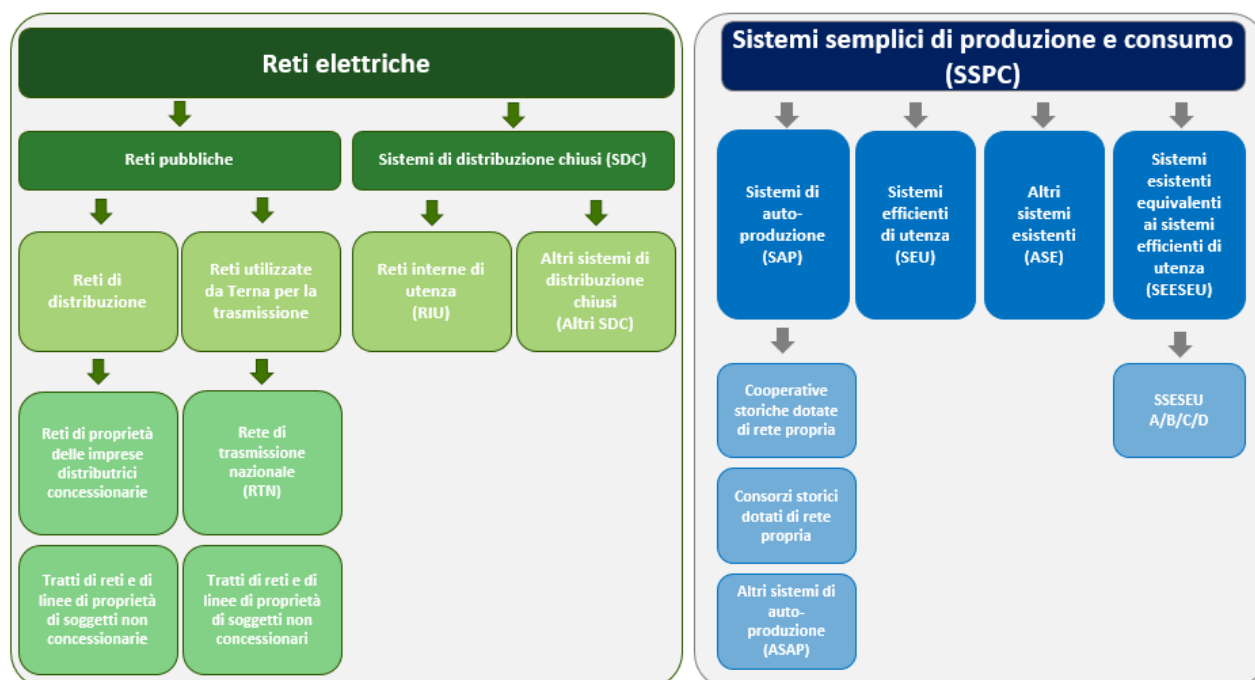


Figura 1. Reti elettriche e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)

⁴ Si veda, a tal proposito, il Report ENEA RdS/PTR(2019)/010

Emergono, nel complesso, 13 modelli di possibili configurazioni fisiche di rete, di cui 2 fanno riferimento alle reti pubbliche (non rilevanti rispetto al tema dell'autoconsumo di energia) e 11 che si suddividono tra Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC, che si annoverano tra le reti elettriche) e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), che fanno invece riferimento a configurazioni private, entrambi rilevanti rispetto al tema dell'autoconsumo di energia.

Per **reti elettriche** si definiscono sistemi elettrici a configurazione complessa che non possono essere ricondotti ad uno schema semplificato in cui ci sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione e un unico cliente finale. Pertanto, tali sistemi sono riconducibili ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica. L'insieme delle reti elettriche, come si vede in Figura 1, è suddivisibile nei sottoinsiemi di **reti pubbliche** (per la cui descrizione sintetica si rimanda all'Appendice 4.4) e **Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)**.

I **sistemi di distribuzione chiusi (SDC)** sono reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi, geograficamente limitato e che non rifornisce clienti civili, fatta eccezione per i nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione o legati a quest'ultimo da un vincolo simile. I SDC sono caratterizzati dal fatto che le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati, oppure dal fatto che distribuiscono energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate. Ad oggi **non è più consentito creare nuove configurazioni di tipo SDC**; per la descrizione sintetica delle due configurazioni che afferiscono ai SDC si rimanda all'Appendice 4.5.

A differenza delle reti elettriche, i **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)** sono caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico riconducibili ad uno schema 1:1. Vengono quindi definiti come sistemi caratterizzati dalla presenza di **un solo produttore ed un solo utente finale**, salvo eccezioni esplicitamente definite nella normativa pertinente, con un unico punto di connessione alla rete.

I **SSPC** si suddividono nei seguenti gruppi:

- **Sistemi di auto-produzione (SAP):** che comprendono **Consorzi e Cooperative storiche** dotati di rete propria e **altri sistemi di auto-produzione (ASAP)**.
 - Le **cooperative storiche dotate di rete propria** sono società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica, che hanno nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci. Ad oggi **non è possibile realizzare nuove cooperative storiche**.
 - I **consorzi storici dotati di rete propria** sono consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999, che hanno nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci. Come per le cooperative, **non c'è la possibilità di realizzare nuovi consorzi**.
 - Gli **altri sistemi di autoproduzione (ASAP)**, definiti all'interno della delibera ARERA 894/2017, sono definiti come un sistema in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate

dalla medesima controllante. Questa tipologia di configurazione è caratterizzata dalla corrispondenza di gruppo societario tra soggetto consumatore e produttore. Inoltre non è specificato alcun vincolo sulla tipologia di impianto di produzione, non sono specificati riferimenti circa la contiguità fisica tra impianto di produzione e sito di consumo. Insieme ai SEU, le ASAP sono l'unica **configurazione ammessa per la creazione di nuovi sistemi di autoconsumo**.

- **I Sistemi efficienti di utenza (SEU)** definiti all'interno della delibera ARERA 578/2013.

Dal 2 febbraio 2016 il SEU è definito come un sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione. I SEU, come gli ASAP, **sono ammessi come configurazione per nuovi sistemi di autoconsumo**.

- **Altri sistemi esistenti (ASE)**

Sono sistemi, non già rientranti nelle altre configurazioni definite nell'ambito degli SSPC, in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario. **Non è possibile adottare la configurazione ASE per la creazione di nuovi sistemi di autoconsumo**.

- **Sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU)**

Sono configurazioni – **non applicabili per nuovi sistemi di autoconsumo** – che soddisfano tutti i requisiti di cui ai punti i e ii e almeno uno dei requisiti di cui ai punti iii., iv., v. e vi.:

- i. Sono realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) che le caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008.
- ii. Sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente.
- iii. Sono sistemi che rispettano i requisiti dei SEU (tenendo in considerazione le modifiche introdotte dalla legge 221/15, con decorrenza 2 febbraio 2016).
- iv. Sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico cliente finale all'interno di tale sistema.
- v. Sono SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento caratterizzati, alla medesima data, da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario.
- vi. Sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite da soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. L'appartenenza dei soggetti

allo stesso gruppo societario deve essere verificata alla data di entrata in vigore della legge 221/15 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema.

Le configurazioni di rete che attualmente possono essere realizzate da chi intendesse sviluppare nuove iniziative di autoconsumo sono due: i SEU e gli ASAP. Le altre configurazioni citate fanno invece riferimento ad assetti non più realizzabili. Pertanto, l'attuale quadro regolatorio italiano prevede la possibilità di realizzare nuovi sistemi di autoconsumo solo in **presenza di un unico cliente finale** (configurazione mono-utenza), con la parziale eccezione dell'ASAP, che estende il perimetro anche ad una pluralità di aziende purché facciano parte dello stesso gruppo societario del produttore.

In Tabella 2 vengono riportate le principali caratteristiche delle forme di configurazioni fisiche attualmente realizzabili per chi intendesse sviluppare nuove iniziative di autoconsumo di energia, ossia SEU ed ASAP, con riferimento alle dimensioni d'analisi descritte nell'Appendice 4.3.

Tabella 2. Analisi comparativa tra SEU e ASAP

Dimensione d'analisi	SEU	ASAP
Generazione	Rinnovabili e CAR.	Nessun vincolo di tecnologia.
Partecipazione	Persone fisiche e imprese. (Possono essere inclusi uno o più impianti di produzione , che devono stare nella stessa area ed essere gestiti dal medesimo produttore).	Persone fisiche o giuridiche. È possibile servire più consumatori dello stesso gruppo societario .
Forma legale	n.d.	n.d.
Prossimità e continuità territoriale	Area senza soluzione di continuità al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione.	Nessun riferimento alla contiguità fisica tra impianto e sito di consumo.
Proprietà e gestione della rete	Presenza di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi.	I collegamenti sono di natura privata .
Condizioni tariffarie	Corrispettivi fissi (€/anno): si applicano a ciascun punto di connessione con la rete. Corrispettivi in relazione alla potenza (€/kW/anno): si applicano a ciascun punto di connessione con la rete. Corrispettivi in relazione all'energia (€/kWh): si applicano all'energia elettrica attribuita come prelievo al punto principale, definito virtualmente come unico punto di connessione con la rete pubblica.	Corrispettivi fissi (€/anno): si applicano a ciascun punto di connessione con la rete. Corrispettivi in relazione alla potenza (€/kW/anno): si applicano a ciascun punto di connessione con la rete. Corrispettivi in relazione all'energia (€/kWh): si applicano all'energia elettrica attribuita come prelievo al punto principale, definito virtualmente come unico punto di connessione con la rete pubblica.
Attività	Produzione e vendita.	Produzione e autoconsumo in misura non inferiore al 70% annuo.

Dall'analisi delle due configurazioni fisiche di autoconsumo ad oggi realizzabili in Italia emerge che non sono menzionate iniziative di natura sociale, relative ad esempio a scambi di servizi che vadano oltre l'ambito strettamente energetico.

Per quanto riguarda la diffusione di configurazioni SSPC si fa riferimento ai sistemi censiti all'interno della piattaforma Gaudì, gestita da TERNA. Al 31 ottobre 2017 risultavano presenti 620.268 SSPC, per un totale di 620.735 impianti, suddivisi come mostrato in Figura 2.

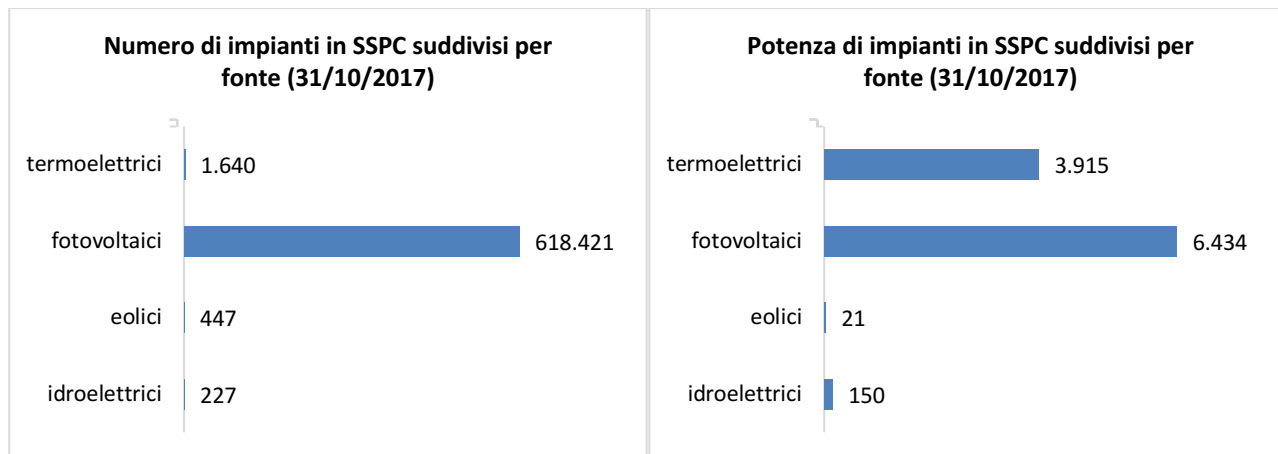


Figura 2. Censimento degli impianti afferenti a SSPC al 31 ottobre 2017. Fonte: TERNA, 2017 [2]

Nuove configurazioni SSPC sono registrate quotidianamente. Il monitoraggio sulla registrazione di nuovi SSPC riporta per l'anno 2018 un totale di 2.583 nuove richieste qualificate, per il 95% dei casi afferenti a configurazioni SEU.

2.1.2.2 Le configurazioni “virtuali” presenti nell’attuale ordinamento nazionale

Ai fini della completezza dello studio in oggetto, viene fornita nel presente paragrafo una breve panoramica dei progetti di aggregazione virtuale che stanno avendo luogo in Italia, in quanto rappresentano un trend emergente e determineranno l'evoluzione futura dei regolamenti relativi ai mercati dell'energia in Italia. È doveroso sottolineare che le configurazioni virtuali presenti al momento in Italia si inseriscono all'interno di progetti pilota che hanno come finalità la partecipazione degli aggregati virtuali al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) per fornire servizi di rete, pertanto **l'autoconsumo non rientra tra le attività previste all'interno di tali aggregati virtuali.**

Le configurazioni virtuali sono state introdotte da ARERA con la Delibera 300/2017, che ha permesso di avviare, con il supporto di Terna, una serie di progetti pilota per permettere anche alla generazione distribuita e ai consumatori di partecipare al MSD. I progetti pilota sono classificati come progetti di studio e sperimentazione finalizzati alla riforma del mercato elettrico e stesura del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE). Sono state introdotte, a tal fine, le Unità Virtuali Abilitate (**UVA**) e con esse la nuova figura dell'aggregatore o Balance Service Provider (BSP). Il ruolo dell'aggregatore consiste nell'accorpore una pluralità di soggetti in grado di modulare la propria produzione o consumo (ivi compresi i sistemi di accumulo) e abilitarli alla partecipazione al MSD.

La Delibera 300/2017 ha aperto la strada alla formazione di diverse tipologie di aggregazioni virtuali, se ne riporta in seguito l'elenco e il riferimento normativo:

- Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC), delibera 372/2017 approvata il 23 maggio 2017;
- Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP), delibera 583/2017 approvata a novembre 2017;
- Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), delibera 422/2018 approvata il 1 agosto 2018.

I progetti pilota relativi alle UVAC e alle UVAP sono rimasti attivi fino ad ottobre 2018, in quanto a partire da novembre 2018 tali aggregati sono confluiti all'interno delle UVAM. Il progetto pilota UVAM è tuttora in corso e ha visto una importante partecipazione da parte della platea di soggetti coinvolti: nel corso dei primi otto mesi di sperimentazione sono state abilitate 156 UVAM, per una capacità di modulazione totale superiore a 1 GW (Fonte: elaborazione su dati TERNA) [3].

In riferimento ai vincoli di prossimità geografica, il regolamento prevede che le UVAM possano essere formate da unità comprese nello stesso "perimetro di aggregazione", secondo una suddivisione geografica del territorio italiano che prevede 15 diverse zone costituite da aggregati di province.

Rispetto invece alla tipologia di soggetti che possono essere aggregati, le UVAM prevedono la partecipazione di impianti di produzione di qualsiasi taglia, unità di consumo (dagli utenti residenziali alle grandi imprese industriali) e impianti di accumulo (sia stand-alone che abbinati ad unità di consumo o produzione).

È interessante citare questo recente trend di evoluzione del quadro regolatorio nel contesto del presente studio, dal momento che è riferito ad aggregazioni di diverse tipologie di "soggetti" all'interno del sistema elettrico, ancorché non direttamente legato al tema dell'autoconsumo. È altresì da sottolineare che, nel perimetro delle aggregazioni virtuali introdotte in precedenza, non sono menzionate iniziative di natura sociale, relative ad esempio a scambi di servizi che vadano oltre l'ambito strettamente energetico.

2.1.2.3 Approfondimento: Le normative regionali sulle Energy Community: i casi della Regione Piemonte, Puglia e Sardegna

All'interno del panorama italiano, sono ad oggi tre le regioni, **Piemonte, Puglia e Sardegna**, che hanno emanato **norme che riconoscono e promuovono lo sviluppo delle comunità energetiche** in tali regioni.

Le norme, rispettivamente introdotte nell'agosto 2018, nell'agosto 2019 e nel dicembre 2019, basano le loro fondamenta sulla legge nazionale 221/2015 "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali" con particolare riferimento all'articolo 71 "Oil free zone". Questa norma è stata istituita al fine di promuovere, su base sperimentale e sussidiaria, un'economia *carbon free*, guardando agli standard europei in materia di sostenibilità ambientale.

Come citato nel primo comma dell'articolo 71, l'obiettivo è quello di "promuovere su base sperimentale e sussidiaria la progressiva fuoriuscita dall'economia basata sul ciclo del carbonio e di raggiungere gli standard europei in materia di sostenibilità ambientale". Con il termine "Oil free zone" si fa riferimento ad aree territoriali nelle quali si prevede la progressiva sostituzione del petrolio e dei suoi derivati con energie prodotte da fonti rinnovabili. Le modalità di organizzazione delle Oil free zone sono disciplinate dalle regioni, nell'ambito delle proprie legislazioni di settore, con il coinvolgimento diretto dei Comuni (anche in forma aggregata).

Ciò che ha dato un impulso verso una transizione energetica con soluzioni più verdi e sostenibili da un punto di vista ambientale è stato il pacchetto delle direttive europee del Clean Energy Package del 2016. Le tre leggi regionali, inserite in questo contesto più ampio, intendono quindi **anticipare il recepimento della norma a livello italiano** e introdurre sul panorama nazionale le comunità energetiche, mirando a sollecitare da un lato i territori a studiare i propri consumi energetici e dall'altro a livello nazionale a recepire le direttive europee in materia.

Ciò è possibile grazie al Titolo V della Costituzione italiana secondo il quale la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia sono materie di legislazione concorrente, cioè per esse spetta alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato.

PIEMONTE

La Regione Piemonte è stata la prima regione italiana ad aver introdotto il tema delle comunità energetiche e ad aver dettato una disciplina quadro che coinvolge e fa cooperare più livelli amministrativi, partendo dalla stessa regione per poi arrivare alle singole amministrazioni comunali e locali. La definizione, insieme alle prime linee guida in merito alle comunità energetiche, è introdotta all'interno della Legge Regionale n.12 del 3 agosto 2018 "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche", che traduce dopo due anni quelle che erano le disposizioni dettate dal Clean Energy Package.

La legge nella sua struttura è composta da 8 articoli che definiscono gli aspetti principali per l'istituzione di comunità energetiche quali "enti senza finalità di lucro, costituiti al fine di superare l'utilizzo del petrolio e dei suoi derivati, e di agevolare la produzione e lo scambio di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici" (art.1 comma 1). I Comuni che intendono costituire una comunità energetica devono adottare uno specifico protocollo d'intesa con la Regione (art.1 comma 2), redigere un bilancio energetico della propria area entro 6 mesi dalla loro costituzione (art.3 comma 1 lettera b) ed un documento strategico che individui le azioni che intendono mettere in atto per la riduzione dei consumi da fonti non rinnovabili e per l'efficientamento della propria comunità, entro 12 mesi dalla loro costituzione (art.3 comma 1 lettera c). Ogni 3 anni la giunta regionale verifica l'attuazione del documento strategico e i risultati conseguiti in termini di riduzione dei consumi energetici (art.3 comma 2). Le comunità energetiche potranno anche stipulare delle convenzioni con ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), al fine di ottimizzare la gestione e l'utilizzo delle reti di energia (art.3 comma 1 lettera b).

Per quanto concerne la partecipazione alle comunità energetiche così costituite, possono prendere parte sia soggetti pubblici che privati (art.2 comma 1) ed è inoltre esplicitato che esse acquisiscono e mantengono la qualifica di soggetti produttori di energia se annualmente la quota dell'energia prodotta destinata all'autoconsumo da parte dei membri non è inferiore al 70% del totale (art.2 comma 2). Quest'ultimo punto fissa un vincolo chiaro che deve essere rispettato al fine di non incorrere in sanzioni che possono portare le comunità energetiche a perdere l'accesso ai finanziamenti erogati dalla regione per la fase di costituzione delle comunità energetiche (art.6 comma 1).

Inoltre, la giunta regionale ha istituito un tavolo tecnico permanente fra le comunità energetiche e la Regione al fine di acquisire i dati sulla riduzione dei consumi energetici, sulla quota di autoconsumo e sulla quota di utilizzo di energie rinnovabili (art.5 comma 1 lettera a) e di individuare le modalità per una gestione più efficiente delle reti energetiche anche attraverso la consultazione con ARERA.

I primi frutti della normativa piemontese sulle comunità energetiche si sono visti con la creazione della prima Oil Free Zone d'Italia quando, il 16 aprile 2019, un gruppo di comuni nel Pinerolese in provincia di Torino ha ufficialmente sottoscritto un protocollo d'intesa per la creazione di tale comunità. La nascita della Oil Free Zone denominata "Territorio Sostenibile" rappresenta anche il primo passo verso la costituzione della "Comunità Energetica del Pinerolese" che mira ad inglobare all'interno del suo perimetro un'area che comprenda 40 comuni, che copre una superficie di 1.350 km quadri e con una popolazione di 150.000 abitanti.

PUGLIA

La Regione Puglia è la seconda regione nel panorama italiano ad aver introdotto una norma per l'introduzione delle comunità energetiche sul proprio territorio. La definizione, insieme alle prime linee guida in merito alle comunità energetiche, sono presentate con la Legge Regionale n.45 del 9 agosto 2019 "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche". La finalità di questa legge è quella di attuare gli obiettivi europei di sostenibilità ambientale e di produzione e consumo di energia da fonti rinnovabili e ai sensi di quanto

previsto dalla direttiva 2018/2001/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (art.1 comma 1).

La legge nella sua struttura è composta da 9 articoli che, in modo molto simile alla legge della Regione Piemonte, definiscono gli aspetti principali per l'istituzione di comunità energetiche quali "enti senza finalità di lucro, costituiti al fine di superare l'utilizzo del petrolio e dei suoi derivati e di favorire la produzione e lo scambio di energie prodotte principalmente da fonti rinnovabili, nonché di sperimentare e promuovere nuove forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici" (art.1 comma 1). La comunità energetica incentra la sua attività sul valore dell'energia prodotta e non sulla realizzazione di un profitto (art.2 comma 1), riprendendo così quanto definito per CECs e RECs di valorizzare i benefici energetici e non di operare con l'obiettivo di ottenere profitti finanziari. Tale aspetto è inoltre sottolineato dal fatto che l'obiettivo primario della comunità energetica è l'autoconsumo dell'energia rinnovabile prodotta dai membri della comunità (nonché eventuale immagazzinamento dell'energia prodotta) al fine di aumentare l'efficienza energetica e di combattere la povertà energetica mediante la riduzione dei consumi e delle tariffe di fornitura (art.2 comma 2).

Come definito anche nella legge della Regione Piemonte, alle comunità energetiche possono partecipare sia soggetti pubblici che privati (art.2 comma 3) ed esse acquisiscono e mantengono la qualifica di soggetti produttori di energia se annualmente la quota dell'energia prodotta destinata all'autoconsumo da parte dei membri non è inferiore al 60% del totale (art.2 comma 4). I membri della comunità partecipano alla generazione distribuita di energia da fonte rinnovabile e all'esecuzione di attività di gestione del sistema di distribuzione, di fornitura e di aggregazione dell'energia a livello locale (art.2 comma 1). Per quanto concerne le disposizioni su "Competenze" (art.3), "promozione e sostegno della costituzione delle comunità energetiche" (art.4), "Tavolo tecnico per la riduzione dei consumi energetici" (art.5), "Sanzioni" (art.6) e "Notifica all'Unione Europea" (art.7) non sono presenti modifiche rispetto a quanto presente all'interno della legge della Regione Piemonte sulle comunità energetiche.

SARDEGNA

La Regione Sardegna è la terza ed ultima regione nel panorama italiano ad aver emanato una norma per l'introduzione delle comunità energetiche sul proprio territorio. La definizione in merito alle comunità energetiche è presentata con la delibera n.52/11 del 23 dicembre 2019 "Disegno di legge concernente disposizioni regionali in materia di energia e modifiche alla legge regionale n. 9 del 2006".

Il disegno di legge è composto da 4 capi e 24 articoli. Al fine di inquadrare nella normativa regionale le disposizioni in materia di comunità energetiche da fonti rinnovabili, sono di maggior pertinenza il primo capo "Politica energetica regionale" contenente 5 articoli ed il secondo capo "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche da fonti rinnovabili" contenente anch'esso 5 articoli. Nel secondo articolo (Capo I) vengono illustrati gli "Obiettivi di politica energetica regionale" che, in linea con quanto previsto dalle norme europee, mirano a favorire azioni che permettano la riduzione delle emissioni climalteranti e di garantire agli utenti finali la disponibilità di vettori energetici con un minor impatto ambientale (art.2 punto 1 comma a), promuovendo così un utilizzo crescente delle fonti energetiche rinnovabili (art.2 punto 1 comma c).

Il secondo capo è interamente dedicato alla presentazione ed introduzione delle comunità energetiche nel panorama normativo regionale.

Nell'articolo 6, come fatto rispettivamente per le altre due regioni, si definiscono le "Finalità" del disegno di legge, che conformemente alla direttiva europea sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, promuove l'istituzione di comunità energetiche, quali aggregazioni senza finalità di lucro, per la massimizzazione della produzione e del consumo decentrati di energia da fonti energetiche rinnovabili (art.6 comma 1).

Nell'articolo 7 si illustra la "Comunità energetica da FER", chiarendo in primis che essa incentra la sua attività sul valore dell'energia prodotta e non sulla realizzazione di un profitto. I membri della comunità partecipano alla generazione distribuita di energia da fonte rinnovabile e all'esecuzione di attività di gestione del sistema di distribuzione, di fornitura e di aggregazione dell'energia a livello locale (art.7 comma 1). L'obiettivo primario della comunità energetica è l'autoconsumo dell'energia rinnovabile prodotta dai membri della comunità nonché l'immagazzinamento dell'energia prodotta, al fine di favorire la condivisione di energia autoprodotta e di contrastare la povertà energetica mediante la riduzione dei prelievi di energia elettrica dalla rete (art.7 comma 2). Le comunità energetiche sono costituite su iniziativa di uno o più enti locali, anche in forma aggregata, che adottano un protocollo di intesa redatto sulla base dei criteri definiti dalla Giunta regionale (art. 7 comma 3) ed è inoltre definito che alle comunità possano partecipare sia soggetti pubblici che privati (art.7 comma 4). Come previsto anche per la regione Piemonte e Puglia, le comunità energetiche da fonti rinnovabili così definite, acquisiscono e mantengono la qualifica di soggetti produttori di energia se annualmente la quota di energia prodotta da FER destinata all'autoconsumo da parte dei membri è non inferiore al 70% del totale (art.7 comma 6).

Nell'articolo 8 sono descritte le "Competenze" delle comunità energetiche, alle quali è reso possibile: produrre, autoconsumare ed immagazzinare l'energia rinnovabile (art.8 comma a); stipulare accordi e convenzioni con l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente ("ARERA") e i gestori della rete di distribuzione al fine di ottimizzare la gestione, l'utilizzo delle reti di energia e l'accesso non discriminatorio ai mercati dell'energia (art. 8 comma b); redigere e adottare un bilancio energetico (art. 8 comma c). Nell'articolo 9 vengono presentate le misure di "Promozione e sostegno della costituzione delle comunità energetiche", istituite per garantire il supporto e favorire la creazione di comunità energetiche. Infine nell'articolo 10 si illustra la procedura di "Attuazione e monitoraggio delle comunità energetiche".

2.1.3 Il quadro normativo sulle Energy Community nei principali Paesi europei

Nel panorama europeo, il tema dell'autoconsumo è trattato in maniera eterogenea all'interno del quadro normativo-regolatorio dei diversi Paesi. In particolare, diversi Paesi hanno introdotto negli ultimi anni misure volte ad abilitare lo sviluppo di forme di autoconsumo, sia individuale che collettivo.

Di recente, un ulteriore impulso sul tema è stato dato dalle sopracitate direttive RED II ed EMD II, che alcuni Paesi hanno già recepito, in termini preliminari o parziali, nel loro ordinamento nazionale (come ad esempio Austria, Belgio, Francia e Portogallo). Il dettaglio dei Paesi che, alla chiusura del presente rapporto, hanno provveduto al recepimento delle direttive RED II ed EMD II è illustrato in Tabella 3.

Tabella 3. Recepimento direttive europee

Paese	RED II	EMD II	Entrata in vigore	Legge
Austria	Sì	No	Recepimento atteso per inizio 2020	«Erneuerbaren Ausbau Gesetz 2020»
Belgio	Sì	No	2 maggio 2019	Decree of the Gouvernement Wallon
Francia	Sì	Sì	8 novembre 2019	Loi 1147-2019
Portogallo	Sì	No	25 ottobre 2019	Lei-Decree n. 162/2019

Italia	Sì	No	13 febbraio 2020	Emendamento A.C. 2325 ⁵
--------	----	----	------------------	---------------------------------------

La seguente sezione illustra il quadro normativo in tema di autoconsumo, con particolare focus su quello collettivo vigente in cinque Paesi europei, ossia **Francia, Germania, Spagna, Svizzera e UK**.

2.1.3.1 Francia

L'autoconsumo in Francia è regolato dal capitolo 5 del "Code de l'énergie" che individua due famiglie di autoconsumatori: individuali e collettivi.

La definizione di autoconsumatori individuali è concorde a quella comune a livello europeo e fa riferimento a singoli consumatori che utilizzano l'energia generata in loco da un proprio impianto di produzione. Questa configurazione è caratterizzata dall'assenza di collegamento con la rete pubblica per condividere l'elettricità prodotta e non autoconsumata (surplus), possibilità prevista invece per le forme di autoconsumo collettivo.

Le forme di autoconsumo collettivo sono invece consentite se l'elettricità è prodotta e consumata da più produttori e consumatori riuniti in un'unica entità giuridica. Fino all'aprile 2019, era previsto un vincolo di prossimità secondo il quale tutti i componenti dell'entità giuridica dovessero sottendere alla stessa cabina di trasformazione MT/BT. Con l'introduzione della Legge PACTE ("*Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises*"), avvenuta nel mese di aprile 2019, il vincolo geografico rispetto alla cabina di trasformazione MT/BT è stato sostituito con quello di prossimità rispetto alla rete pubblica di bassa tensione. La definizione precisa rispetto al concetto di prossimità sarà meglio definita nei prossimi mesi con nuove disposizioni ministeriali, facendo seguito alle recenti direttive europee.

La legge PACTE ha modificato inoltre la definizione di autoconsumo collettivo, al fine di consentire installazioni su larga scala, proponendo di abolire la soglia dei 100 kW per gli impianti di produzione di energia attualmente fissata dal Codice energetico francese.

Per le forme di autoconsumo collettivo, è necessario che sia stipulato un contratto tra il DSO e l'entità giuridica che identifica i partecipanti della comunità energetica e determina gli schemi di condivisione dell'energia elettrica prodotta tra i consumatori coinvolti. Compito del DSO è quello di fornire uno smart meter a ciascun partecipante della comunità energetica per misurare la quantità di energia elettrica prodotta e consumata.

La più recente norma, che recepisce e traspone nel quadro normativo nazionale quanto emanato dalle direttive all'interno del Clean Energy Package, è la legge 2019-1147 relativa all'energia ed al clima, emanata l'8 novembre 2019 e che introduce la definizione di REC aggiornando, in un nuovo articolo (L. 211-3-2 del Code de l'énergie), quello sulle forme di autoconsumo individuale e collettivo.

In merito alla **trasposizione delle REC** nel quadro normativo francese, risulta chiaro come vi sia un recepimento puntuale delle norme stabilite a livello comunitario e l'unico elemento di differenza risulta legato alle forme di partecipazione transfrontaliera che non sono menzionate all'interno dell'articolo L211-3-2 che definisce le REC nel quadro normativo francese. Tutte le altre disposizioni previste dalla RED II sono invece state coerentemente trasposte nella legislazione francese (articolo L211-3-2).

Per quanto concerne le **CEC**, il legislatore francese le menziona all'interno dell'articolo L211-3-3 del Code de l'énergie riferendosi alla definizione data nella direttiva europea (articolo 16 della direttiva 2019/944 del

⁵ Si rimanda all'Appendice 4.6 per un breve approfondimento sul contenuto dell'Emendamento Milleproroghe

Parlamento Europeo), cosicché tutte le caratteristiche delle CEC risultano essere direttamente trasposte nel quadro normativo francese.

Per quanto concerne la distribuzione dell'energia elettrica, l'articolo L315-6 del Code de l'énergie impone che REC e CEC non possano possedere o gestire una rete di distribuzione. Questa dunque è una differenza importante rispetto a quanto definito come possibili attività delle CEC previste dalla direttiva europea EMD II, in cui erano comprese le attività di distribuzione.

In Tabella 4 sono riportate le differenze riscontrate tra quanto definito per le REC e le CEC in riferimento alle loro caratteristiche dettate dalle direttive europee, ed illustrate in Tabella 1.

Tabella 4. Recepimento delle direttive europee da parte della Francia

Dimensione d'analisi	REC nel quadro normativo francese	CEC nel quadro normativo francese
Generazione	<i>Nessuna modifica</i>	<i>Nessuna modifica</i>
Partecipazione	<i>Nessuna modifica</i>	<i>Nessuna modifica</i>
Forma legale	<i>Nessuna modifica</i>	<i>Nessuna modifica</i>
Prossimità e continuità territoriale	- Non è ammessa la partecipazione transfrontaliera.	<i>Nessuna modifica</i>
Proprietà e gestione della rete	<i>Nessuna modifica</i>	- Nessun diritto di gestire la rete di distribuzione ed istituire le pertinenti procedure.
Condizioni tariffarie	<i>Nessuna modifica</i>	<i>Nessuna modifica</i>
Attività	<i>Nessuna modifica</i>	<i>Nessuna modifica</i>

2.1.3.2 Germania

La Germania è uno dei Paesi europei che sta sperimentando nuovi schemi per forme di **autoconsumo collettivo su larga scala**, soprattutto in ambito condominiale. L'autoconsumo è regolato dal "Energiebegrabungs-Energien-Gesetz", che è anche il testo di riferimento per quanto concerne le energie rinnovabili e che regola l'immissione dell'energia elettrica sulla rete pubblica.

La forma di autoconsumo individuale, cosiddetta "Eigenversorgung", è riconosciuta qualora il gestore dell'impianto di produzione ed il consumatore coincidano, l'elettricità prodotta non transiti attraverso la rete pubblica e sia consumata in prossimità dell'impianto di produzione (intesa come una distanza inferiore ai 4,5 km). L'energia autoconsumata non è soggetta ad oneri di rete, ma lo è solo in parte per gli oneri di sistema a sostegno delle energie rinnovabili. In particolare, l'esenzione dagli oneri di sistema sull'energia autoconsumata risulta essere totale per installazioni che abbiano una potenza inferiore ai 10 kW, mentre per tutte le altre taglie d'impianto gli oneri di sistema risultano essere diminuiti del 60%. L'energia non autoconsumata (surplus) può essere immessa sulla rete pubblica e venduta con sistemi di supporto *Feed in Tariff*, qualora disponibili.

Per quanto riguarda invece l'autoconsumo collettivo, nel 2017 è stato introdotto il "Mieterstrommodell" che permette la creazione di prosumer condominiali, facendo in modo che il gestore dell'impianto di produzione (che si trova all'interno del perimetro dell'edificio) abbia la possibilità di vendere l'energia elettrica prodotta in loco agli inquilini che siano in prossimità. L'indeterminatezza riguardo al vincolo della prossimità ha fatto sì che nel tempo si verificassero una serie di decisioni legali relative ai singoli casi. Nel caso in cui l'impianto di produzione sia un impianto fotovoltaico, esso deve avere una capacità massima di 100 kW. In questa configurazione, l'energia autoconsumata è soggetta interamente al pagamento degli oneri di sistema. Il

gestore dell'impianto assume lo status di fornitore dell'energia. Per l'energia elettrica prodotta e non autoconsumata vi è la possibilità di immetterla sulla rete pubblica ed il gestore riceve una *Feed in Tariff*.

Alla data di chiusura del presente rapporto, non risultano essere state recepite le direttive europee RED II ed EMD II.

2.1.3.3 Spagna

Il Royal Decree 15/2018, emanato ad ottobre 2018, ha segnato importanti cambiamenti nell'ambito della legislazione spagnola riferita all'autoconsumo, avendo rimosso la cosiddetta "sun tax" sull'autoconsumo (che era stata introdotta nel 2015) e definito per la prima volta l'autoconsumo collettivo, non consentito prima di tale provvedimento.

Successivamente, nell'aprile 2019, è stato emanato un secondo decreto (Royal Decreto 244/2019) che ha avuto la funzione di colmare i punti lasciati aperti dal precedente e, in particolare, approfondire le caratteristiche dell'autoconsumo collettivo.

Dal combinato disposto di tali decreti emergono due configurazioni possibili di autoconsumo, che possono essere implementate sia in forma individuale che collettiva (Articolo 4):

- la prima configurazione non ammette l'immissione in rete dell'energia prodotta e non autoconsumata. A tal fine, è necessario che sia installato un apposito dispositivo certificato che impedisca l'immissione in rete dell'energia non autoconsumata. In questo caso, il proprietario dell'impianto coincide con il consumatore.
- la seconda configurazione, invece, ammette che l'energia prodotta e non autoconsumata sia immessa nella rete elettrica. In questo caso esistono due soggetti differenti: il soggetto produttore e consumatore. In particolare, sono previste due modalità alternative di trattamento per l'energia immessa:
 - a. il consumatore e il produttore scelgono volontariamente di beneficiare di un meccanismo di compensazione del surplus. Tuttavia, questa modalità è percorribile solo se vengono rispettati certi requisiti: la fonte di energia primaria è di origine rinnovabile; la potenza totale degli impianti di produzione associati non supera i 100 kW; tali impianti non prevedano già un regime di remunerazione aggiuntivo o specifico.
 - b. non viene ricevuta nessuna compensazione per l'energia immessa in rete (surplus). Si ricade in questo caso quando non sono rispettati i requisiti per accedere all'alternativa precedente, oppure se il soggetto decide volontariamente di non avvalersi di questa possibilità.

L'autoconsumo differisce per il numero di consumatori e per la posizione in cui essi si trovano, può essere infatti classificato come individuale o collettivo a seconda che ci siano uno o più consumatori associati agli impianti di generazione. All'interno del Royal Decreto 244/2019 viene fornita la definizione di "**autoconsumo collettivo**" come configurazione di un soggetto consumatore che appartiene ad un gruppo di diversi consumatori che, in modo concordato, si riforniscono di energia elettrica proveniente da installazioni di produzione vicine a quelle di consumo e associate alle stesse.

Più nel dettaglio, un "**impianto di produzione vicino a quello di consumo e ad esso associato**" è inteso come un impianto destinato a fornire energia elettrica a uno o più consumatori che sono accolti in una delle modalità di autoconsumo. Per permettere ciò, deve essere soddisfatta una delle seguenti condizioni riferite agli impianti di produzione:

- sono collegati alla rete interna dei consumatori associati o collegati tramite linee dirette;

- sono collegati ad una qualsiasi delle reti a bassa tensione derivate dallo stesso centro di trasformazione;
- sono collegati, sia quelli di generazione che di consumo, in bassa tensione a una distanza tra loro inferiore a 500 metri. A tale scopo, la distanza tra l'apparecchiatura di misurazione sarà presa nella sua proiezione ortogonale sul pavimento;
- condividono le prime 14 cifre del riferimento catastale.

Riguardo alla connessione alla rete, questa non è richiesta per impianti che non prevedono l'immissione in rete del surplus e per gli impianti con immissione del surplus ma di taglia inferiore a 15 kW e localizzati in aree urbane. Viceversa, per gli impianti che immettono energia in rete e sono di taglia superiore a 15 kW è richiesta la connessione alla rete. È inoltre previsto che, se la connessione avviene tramite la rete pubblica, debba essere necessariamente implementata la seconda configurazione di autoconsumo, ossia quella che prevede l'immissione in rete del surplus.

Un'altra peculiarità del sistema spagnolo riguarda l'esistenza, nelle configurazioni di autoconsumo collettivo, di un coefficiente fisso che indica la percentuale massima di autoconsumo di ogni singolo consumatore partecipante alla configurazione può usufruire, rispetto all'energia prodotta. Attualmente tale coefficiente è fissato sulla base di un accordo firmato da tutti i consumatori partecipanti e notificato all'impresa di distribuzione, in quanto incaricata di leggere i consumi. Il valore del coefficiente si può determinare in funzione della potenza contrattualizzata, dell'apporto economico di ognuno dei partecipanti nell'investimento di installazione dell'impianto di generazione o di qualsiasi altro criterio che trovi d'accordo tutti i partecipanti. Il coefficiente rimane costante, mentre in futuro si prevede che tale coefficiente diventi di natura dinamica, ovvero che vari in base al giorno, all'orario e al tipo di attività del prosumer.

Riguardo agli oneri connessi all'accesso alle reti di trasporto e distribuzione e le tariffe del sistema elettrico, questi non sono applicabili all'energia autoconsumata di origine rinnovabile, cogenerazione o rifiuti. Tuttavia, se l'autoconsumo si verifica utilizzando la rete pubblica per il transito dell'energia, è previsto il pagamento di una apposita componente tariffaria addizionale, non ancora definita nel dettaglio.

Alla data di chiusura del presente rapporto, non risultano essere state recepite le direttive europee RED II ed EMD II.

2.1.3.4 Svizzera

La prima forma di inquadramento normativo circa l'autoconsumo individuale è stata introdotta in Svizzera con la legge federale sull'energia (LEne) valida nel periodo 2014 – 2017, e successivamente aggiornata nel 2018. La norma definisce l'autoconsumatore come colui che decide di installare un impianto di produzione e che sfruttando la sua rete privata può utilizzare l'energia prodotta e immettere sulla rete pubblica la quantità di energia elettrica non utilizzata (il surplus), che deve essere prelevata e remunerata dalle imprese distributrici (con prezzi stabiliti dal DSO).

Per le forme di autoconsumo collettivo, invece, si fa riferimento alla legge sull'energia introdotta nel 2016 (Energiegesetz), cui ha fatto seguito un decreto sull'energia (Energieverordnung) entrato in vigore nel 2018.

All'interno della legge, sono stati definiti i **Raggruppamenti per il Consumo Proprio – RCP** ("Zusammenschluss Zum Eigenverbrauch – ZEV). Un RCP è definito come una comunità formata da più membri che si uniscono per utilizzare congiuntamente l'energia elettrica autoprodotta (senza alcuna specifica indicazione sulla tipologia di fonte di generazione di energia), che viene veicolata all'interno della comunità attraverso la rete privata e senza quindi utilizzare la rete pubblica. Agli occhi delle imprese fornitrici di energia (DSO), un RCP viene dunque considerato come un unico consumatore che abbia un unico punto di connessione alla rete pubblica. Ciò significa che tutti i membri devono trovarsi dietro lo stesso punto di

collegamento comune e la rete pubblica non deve essere utilizzata. La gestione (così come la responsabilità per la fornitura di energia per tutti gli utenti) della rete interna alla comunità è lasciata in deroga al RCP, che a valle del punto di connessione con la rete pubblica ha il diritto di misurare autonomamente l'energia elettrica autoconsumata da ciascun membro. L'RCP diventa così il soggetto unico responsabile dell'approvvigionamento dell'energia per tutti i suoi partecipanti.

Al fine di costituire un RCP, è necessario che siano rispettati dei vincoli di prossimità, ossia che le parti non devono necessariamente essere adiacenti all'impianto di produzione, ma nessuna area pubblica si trovi in mezzo (a meno che il comune non partecipi all'RCP). Altro requisito necessario alla formazione di un RCP è che l'impianto di generazione abbia una potenza pari ad almeno il 10% della potenza contrattuale in prelievo dalla rete pubblica. Inoltre, se il consumo del RCP è più di 100 MWh annui, il "raggruppamento" può scegliere liberamente il suo fornitore di energia (che non è pratica comune in Svizzera).

L'energia prodotta all'interno di un RCP, se immessa in rete, viene valorizzata dal distributore, come nel caso di un autoconsumatore semplice, ed è esente da tasse federali, oneri di rete e di sistema. I costi che gli RCP possono praticare ai clienti sono regolati dalla legge federale: questi devono essere applicati in funzione del consumo e devono coprire i costi di gestione dell'RCP, i costi capitale dell'impianto, i costi per l'approvvigionamento esterno al netto dei ricavi ottenuti dall'immissione dell'eccesso di energia in rete.

Dal 1° aprile 2019 è stata emanata una nuova regolazione che amplia il quadro normativo per gli autoconsumatori collettivi. La principale novità introdotta riguarda il fatto che a proprietà separate da una strada, un fiume o linea ferroviaria viene concesso di formare un RCP.

Alla data di chiusura del presente rapporto, non risultano essere state recepite le direttive europee RED II ed EMD II.

2.1.3.5 UK

Il Regno Unito non ha ancora approvato **nessun decreto nazionale riguardo all'autoconsumo collettivo e alla possibilità di creare una comunità energetica**. Ciò che è attualmente consentito dalla normativa è la connessione tra due soggetti vicini tramite un collegamento privato. Questa "catena" di proprietà può essere prolungata fino a quando non si trovano sul percorso delle interruzioni causate da strade pubbliche o proprietà private che non intendono partecipare al collegamento.

Alla data di chiusura del presente rapporto, non risultano essere state recepite le direttive europee RED II ed EMD II.

2.2 Lo stato dell'arte dei progetti di Energy Community in Europa

2.2.1 Definizioni ed inquadramento

Data la recente emanazione delle definizioni di Energy Community a livello comunitario (e del relativo quadro regolatorio), in questi anni sono sorte "dal basso" diverse **iniziative finalizzate a "gestire" in maniera collegiale la variabile energetica**, iniziative aventi caratteristiche piuttosto eterogenee e che a vario titolo sono state definite come iniziative di "comunità energetiche".

Al fine di fornire una rappresentazione organica delle iniziative di Energy Community (in senso lato, ossia non strettamente aderenti alle definizioni di REC e CEC precedentemente introdotte), sono state utilizzate una serie di definizioni presenti all'interno della letteratura scientifica. Queste definizioni hanno come denominatore comune il fatto che si tratta di *'social and organizational structures formed to achieve specific*

goals of its members primarily in the cleaner energy production, consumption, supply, and distribution, although this may also extend to water, waste, transportation, and other local resources' [4].

Le sopracitate definizioni, per la cui analisi di dettaglio si rimanda al report ENEA RdS/PTR(2019)/010, sono illustrate in Tabella 5.

Tabella 5. Descrizione delle categorie di classificazione dei casi di Energy Community

Categoria	Definizione	Motivazioni chiave
Community-scale energy projects	Progetti energetici, promossi e finanziati da una comunità, che possono riguardare ad esempio la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile, interventi di efficienza energetica e conservazione dell'energia, servizi energetici per la comunità.	Impegno della comunità per la sostenibilità, l'approvvigionamento di energia pulita, il contrasto del cambiamento climatico, incentivi normativi.
Virtual Power Plants (VPPs) e community-based VPP (c-VPP)	Aggregazione virtuale di un parco di unità di generazione programmabili, sistemi di accumulo, carichi, che sono gestiti per operare in modo sinergico come un singolo impianto al fine di partecipare attivamente alla gestione del sistema elettrico. Una particolare declinazione del concetto di VPP fa riferimento alla c-VPP, che prevede un maggiore coinvolgimento della comunità locale ed una logica di controllo degli asset bottom-up.	Maggiore stabilità della rete, futuri investimenti in rete più efficienti, maggiore capacità disponibile per servizio di demand response.
Peer-to-peer (P2P) Trading	Piattaforma software di trading, abilitata da un'infrastruttura elettrica smart, che abilita scambi tra domanda e produzione di energia (in primis da fonte rinnovabile).	Migliore utilizzo degli asset energetici, riduzione della bolletta energetica.
Community Microgrids	Sistema locale di fornitura dell'energia, autonomo ed autosufficiente dal punto di vista energetico. Può essere indipendente dalla rete pubblica o collegato ad una rete centralizzata, di scala regionale o nazionale, che comprenda carichi elettrici residenziali o altri e che può essere supportata dalla alta penetrazione di impianti locali di generazione rinnovabile distribuita o altre risorse distribuite, anche dal lato della domanda.	Autonomia energetica, autosufficienza, promozione di elettricità più pulita e sostenibile, maggiore sicurezza energetica, benefici economici che ricadono all'interno della comunità.
Integrated Community Energy Systems (ICES)	Sistema integrato di gestione della risorsa urbana, non solo per la fornitura di energia, ma eventualmente coinvolgendo anche edifici efficienti, impianti di cogenerazione, acqua ed igiene, trasporti e rifiuti, per aumentarne l'efficienza energetica e ridurre le emissioni di gas serra a livello locale.	Autonomia energetica, autosufficienza, creazione di un'infrastruttura sostenibile e smart e di comunità più resilienti.

All'interno della sezione successiva si fornisce un'ampia rassegna, senza l'ambizione di esaustività, di **circa 350 iniziative di comunità energetiche esistenti in Europa**⁶, inquadrare all'interno delle definizioni precedentemente introdotte.

In secondo luogo, all'interno del paragrafo 2.2.4 saranno approfonditi alcuni casi, riferiti ai Paesi presi in esame nel Capitolo 2.1.3, che prevedono l'utilizzo della tecnologia blockchain, con un focus particolare (ove possibile) sullo scambio di servizi sociali. Da sottolineare, infatti, come la tecnologia blockchain rappresenti un elemento fondamentale nella configurazione Peer-to-peer trading, mentre risulti essere trasversale alle altre 4 categorie considerate, in quanto può essere o non essere presente nelle loro applicazioni a casi reali. In particolare, quattro dei Paesi (Francia, Spagna, Svizzera, UK) presentano almeno un progetto che prevede l'applicazione della tecnologia blockchain, mentre Italia e Germania non presentano al momento progetti con tecnologia blockchain ad uno stadio sufficientemente avanzato per giustificarne l'analisi. In quest'ultimo caso, si approfondiranno due progetti ritenuti significativi di Energy Community, ancorché non abilitati dalla tecnologia blockchain.

All'interno dell'analisi dei progetti, si intendono mettere a fuoco i modelli di business adottati nei diversi casi di comunità energetica. A tal fine, è stato adottato come framework teorico di riferimento il **Business Model Canvas**, strumento che consente di rappresentare l'insieme delle soluzioni organizzative e strategiche che permettono ad uno o più soggetti di creare, distribuire e catturare valore. Il Business Model Canvas si compone di una serie di 9 "building blocks", che possono essere aggregati in 3 sezioni, ossia, "**value proposition & customer interface**", "**value network**" ed "**economic model**". La prima sezione del Business Model Canvas (Value proposition & Customer interface) racchiude le voci di (i) proposizione di valore (value proposition), che indica il pacchetto di prodotti e servizi che rappresenta un valore per uno specifico segmento di clienti; (ii) i segmenti di cliente, che racchiude il target di clienti a cui ci si vuole rivolgere; (iii) le relazioni con i clienti, che descrive il tipo di relazione che l'azienda stabilisce con i diversi segmenti di clienti, e (iv) i canali, che definiscono le modalità di contatto con i clienti. La seconda sezione del Business Model Canvas (Value network) racchiude le voci di (i) partner, che rappresenta la rete di soggetti esterni all'impresa necessari per il corretto funzionamento del modello di business; (ii) risorse chiave, che racchiude gli asset strategici di cui l'impresa deve disporre per dare vita e sostenere il modello di business e (iii) attività chiave, che descrive le attività "core" che devono essere svolte per creare e sostenere le value proposition. Infine, la terza sezione del Business Model Canvas (Economic model) è composta da (i) flussi di ricavi, che identifica i canali di ricavi connessi all'implementazione del business model e (ii) struttura dei costi, che identifica i costi che dovranno essere sostenuti.

2.2.2 Overview dei progetti di Energy Community in Europa

Prima che fosse definito il quadro europeo a supporto della diffusione delle Energy Community, diversi tipi di progetti che hanno come obiettivo la "gestione collegiale" della variabile energetica sono sorti in Europa. Si tratta di iniziative aventi caratteristiche piuttosto eterogenee e che a vario titolo sono state definite come iniziative di "comunità energetiche".

Tali iniziative sono nate per raggiungere differenti obiettivi, spesso presentano business model e tecnologie diversi fra loro. Il quadro che ne emerge è pertanto piuttosto eterogeneo, come dettagliato nel seguito. In particolare, sono stati raccolti e presi in esame circa 350 casi di Energy Community diffusi tra tutti i Paesi europei e distribuiti come mostrato in Figura 3.

⁶ Si riportano nel Capitolo 5 "Riferimenti bibliografici e sitografia" [da 5 a 24] i principali siti web che sono stati utilizzati come fonte per la raccolta dei progetti di comunità energetiche. Inoltre, ove disponibili, sono stati consultati i siti web relativi ai singoli progetti.

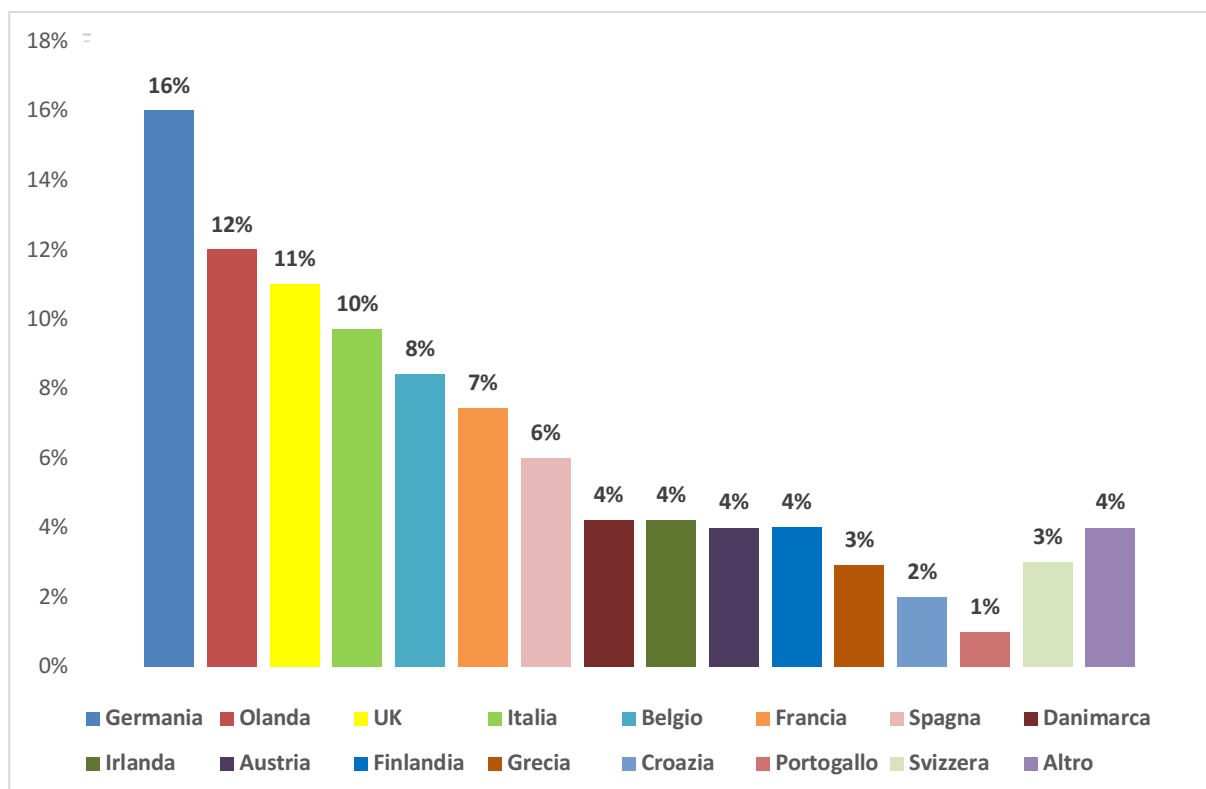


Figura 3. Distribuzione dei progetti di Energy Community tra i Paesi europei [sitografia da 5 a 16]

Quasi la metà dei progetti mappati (49%) è concentrata in quattro Paesi, ossia Germania, Olanda, UK ed Italia, i quali non hanno ancora recepito né la RED II né la EMD II, mentre la Francia, che è l'unico Stato ad aver recepito entrambe le direttive, conta il 7% dei progetti mappati (si veda anche Tabella 3). All'interno della voce "Altro" sono compresi i Paesi che contano un numero limitato di progetti mappati: Bosnia, Bulgaria, Cipro, Estonia, Lussemburgo, Malta, Polonia, Romania, Slovacchia, Slovenia, Svezia ed Ungheria.

Il fatto che la presenza di progetti ed il recepimento delle direttive europee (si veda Tabella 3) non sembrano essere concordi è giustificabile dalla recente emanazione delle direttive comunitarie. Inoltre, si ricorda che i progetti qui mappati come esempi di Energy Community hanno un "respiro" più ampio rispetto alle definizioni di Energy Community recentemente introdotte nel quadro normativo-regolatorio europeo.

Guardando alla distribuzione dei progetti fra le 5 diverse possibili declinazioni del concetto di Energy Community (mostrata in Figura 4), emerge una netta prevalenza (52%) dei **Community-scale energy projects**, definiti come progetti energetici promossi e finanziati da una comunità, che possono riguardare ad esempio la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile, interventi di efficienza energetica e conservazione dell'energia, servizi energetici per la comunità. Tali progetti risultano più ampiamente diffusi rispetto alle altre categorie in quanto sono di più semplice realizzazione e generalmente non trovano condizioni legislative ostative. Infatti, la forma legale che assumono solitamente i Community-scale energy project è quella di cooperative o una forma equivalente, a seconda della legislazione del Paese di appartenenza e degli obiettivi che la comunità si è data (associazione, impresa sociale, etc.).

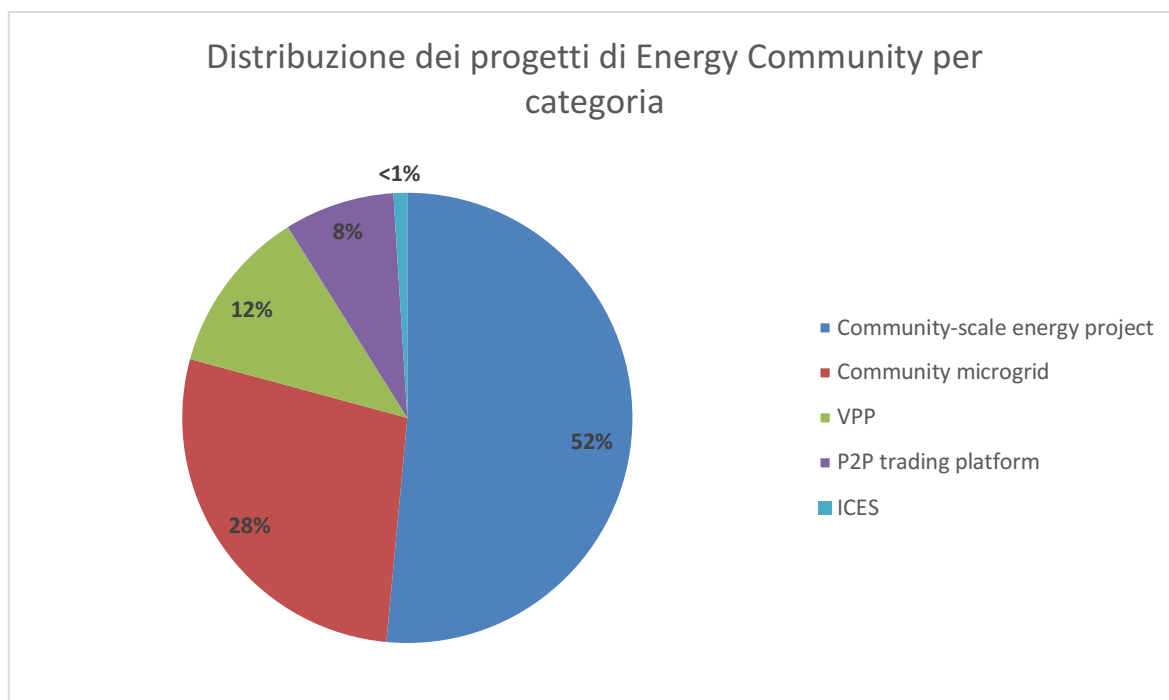


Figura 4. Distribuzione dei casi per tipologia di Energy Community

È interessante altresì sottolineare che le forme di aggregazione o scambio “virtuale”, con particolare riferimento a VPP e P2P trading platform, complessivamente cubino circa il 20% del totale dei progetti mappati, con un crescente interesse negli ultimi anni che sostanzia il notevole fermento che si registra a livello sia accademico che manageriale sul tema (si vedano Figure 5-10, con riferimento a 6 Paesi oggetto d’analisi nel presente rapporto).

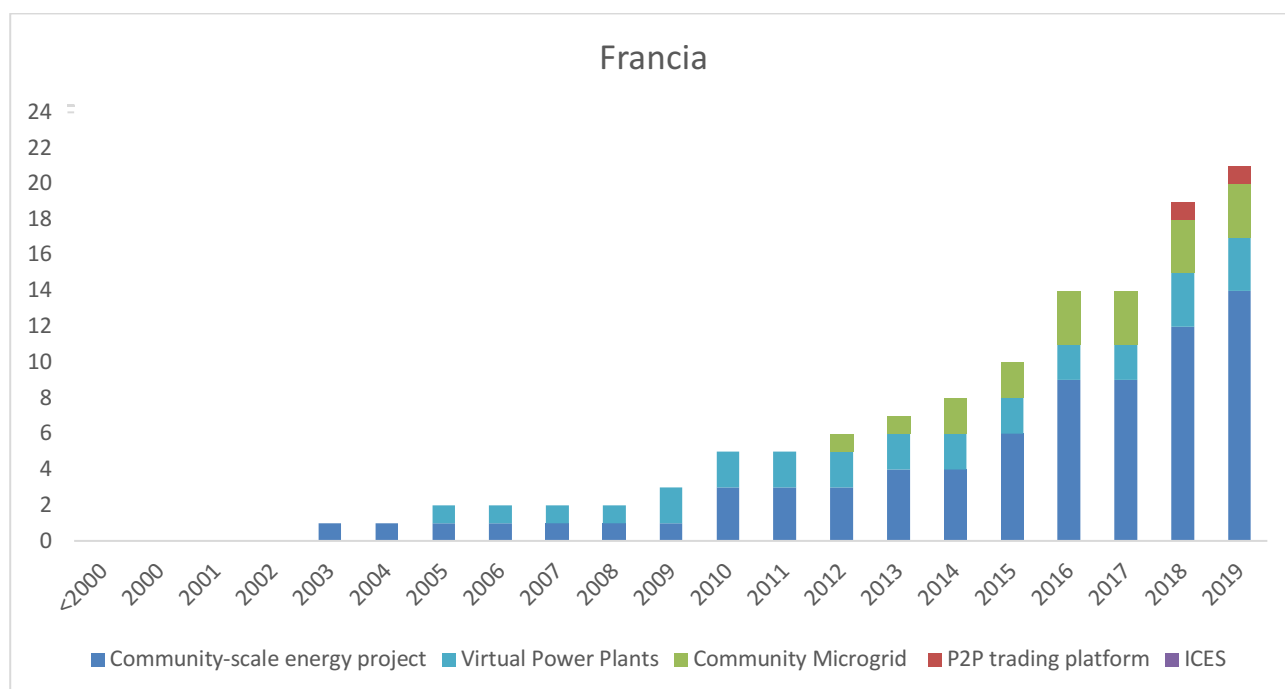


Figura 5. Ripartizione dei progetti di Energy Community in Francia per tipologia ed anno di realizzazione

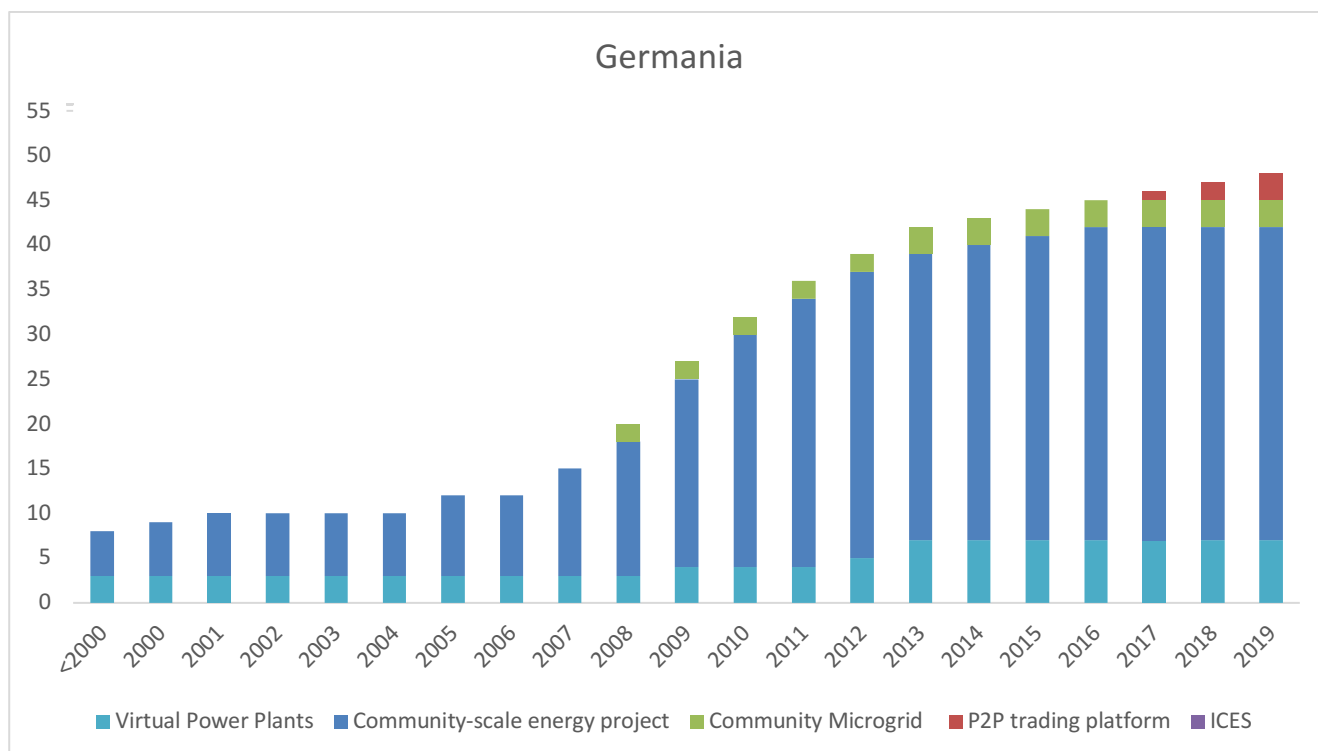


Figura 6. Ripartizione dei progetti di Energy Community in Germania per tipologia ed anno di realizzazione [sitografia 17-18]

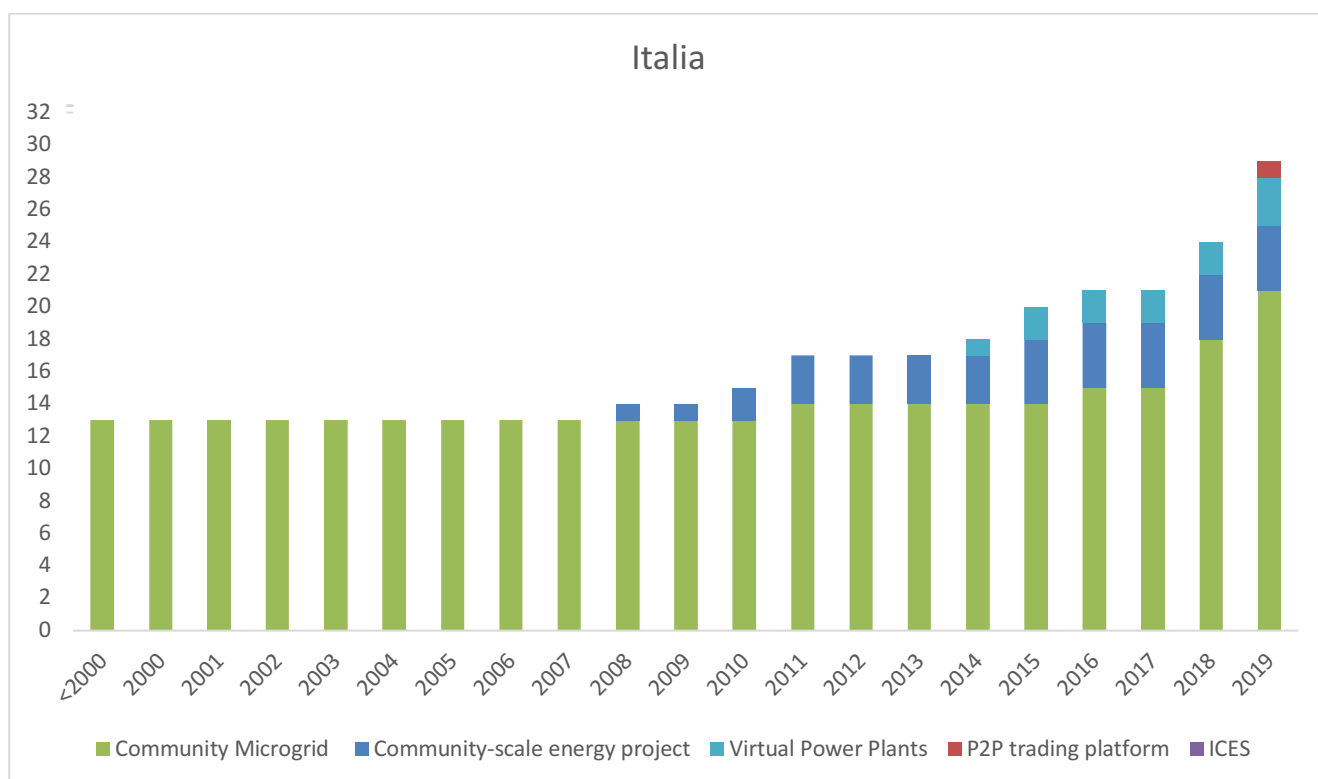


Figura 7. Ripartizione dei progetti di Energy Community in Italia per tipologia ed anno di realizzazione [sitografia 19]

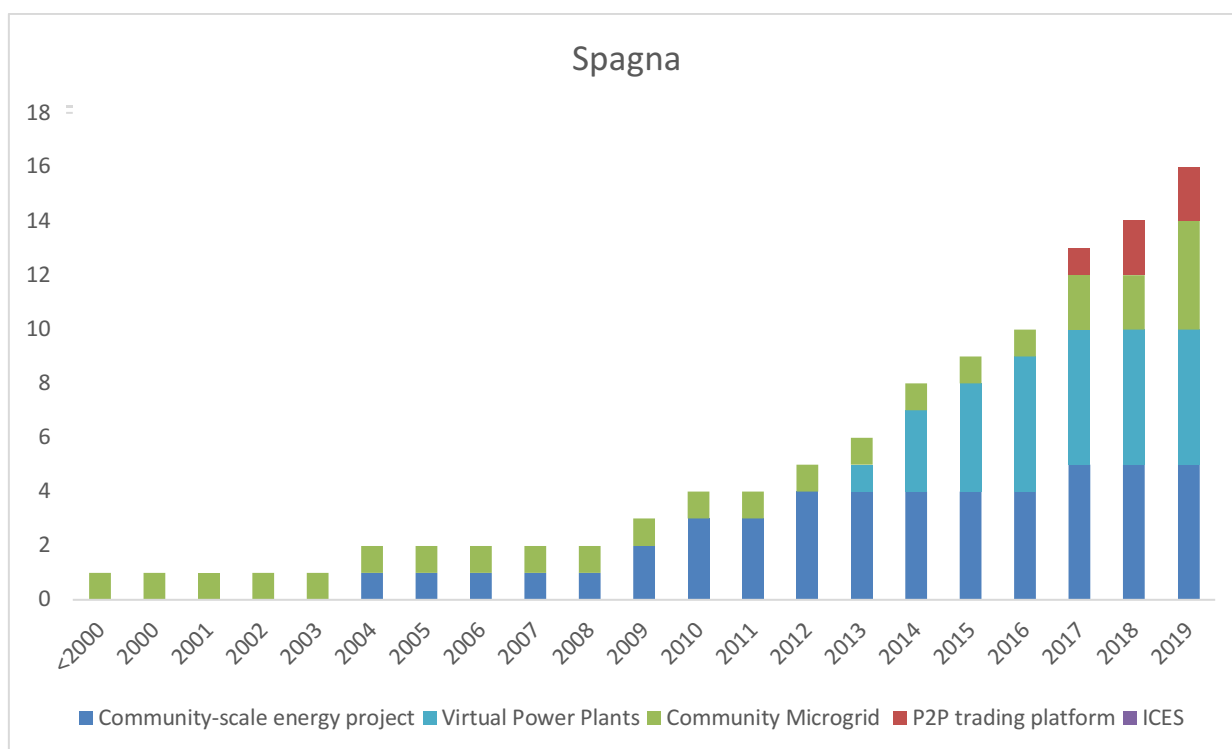


Figura 8. Ripartizione dei progetti di Energy Community in Spagna per tipologia ed anno di realizzazione [sitografia 20]

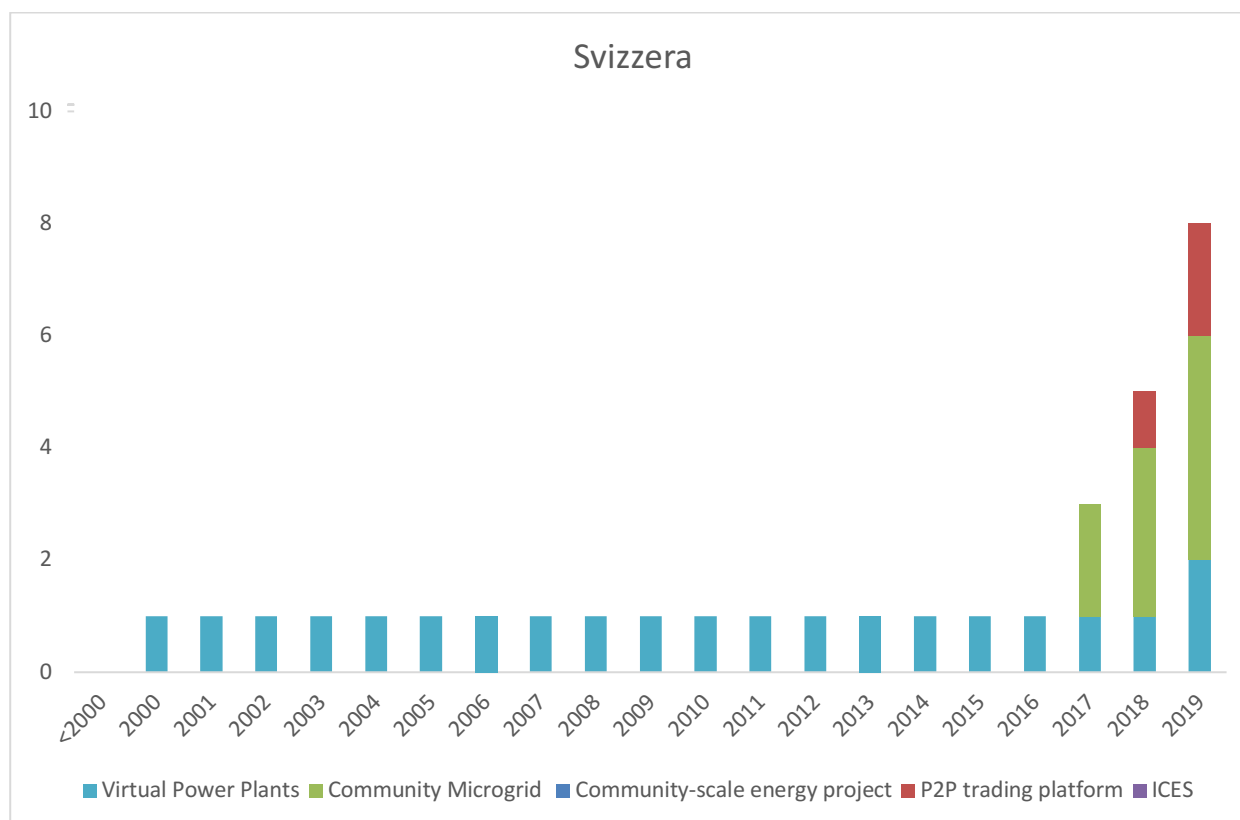


Figura 9. Ripartizione dei progetti di Energy Community in Svizzera per tipologia ed anno di realizzazione

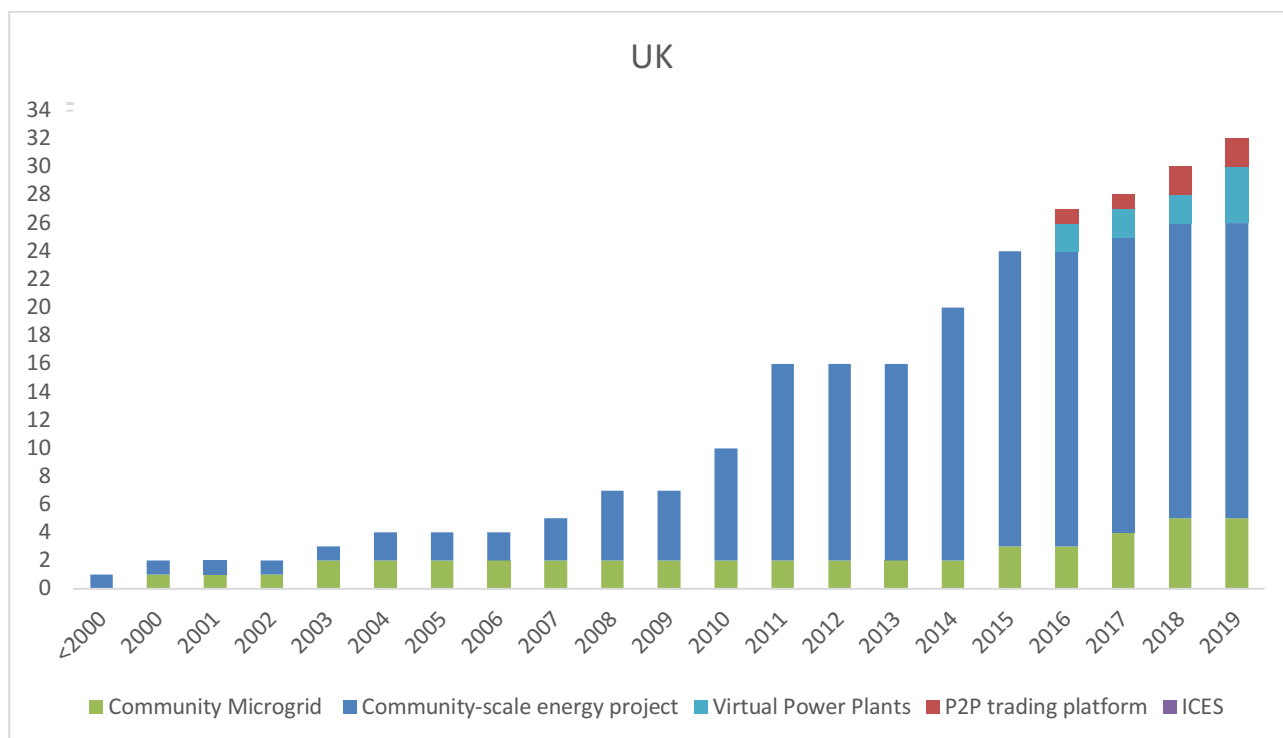


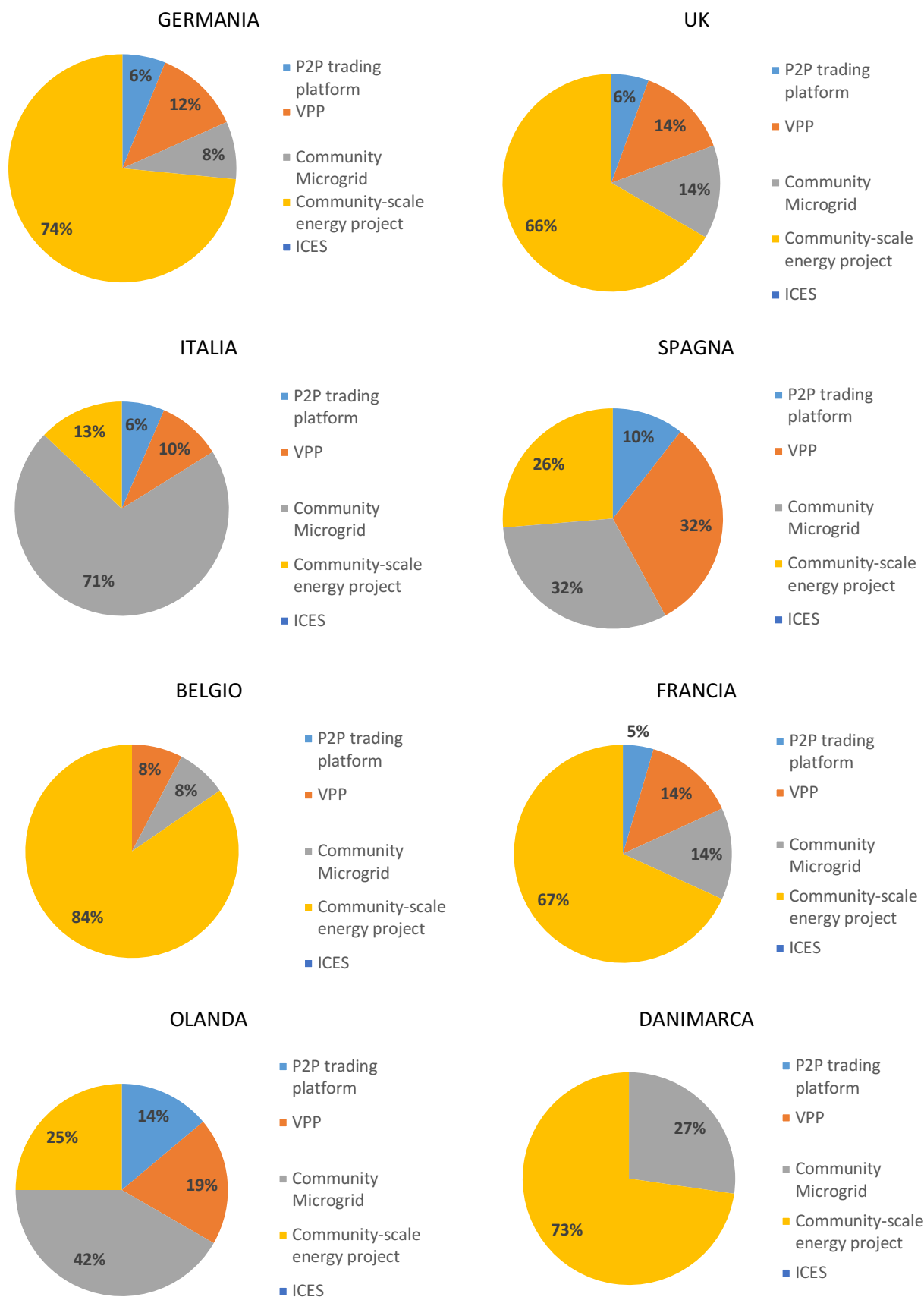
Figura 10. Ripartizione dei progetti di Energy Community in UK per tipologia ed anno di realizzazione
[sitografia da 21 a 24]

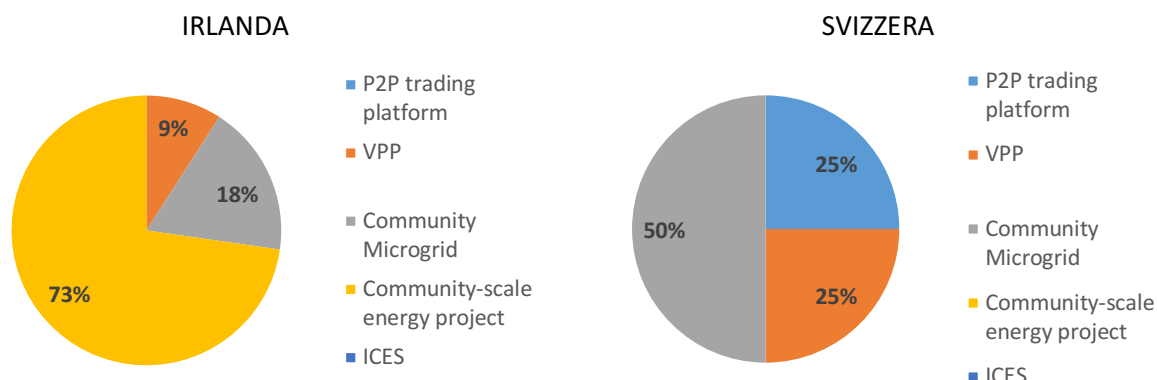
I grafici riportati nelle Figure da 5 a 10 denotano come nel corso degli anni, partendo da prima del 2000 e arrivando fino al 2019, si sia registrata in ognuno dei 6 Paesi una **crescita esponenziale nel numero di progetti** realizzati (fenomeno meno evidente in Germania). Tale andamento dimostra come l'esigenza della creazione di realtà che gestiscono l'energia in modo strutturato ed organizzato per perseguire obiettivi di sostenibilità economica, sociale ed ambientale sia reale ed abbiano dato vita di recente a nuove iniziative spontanee.

Analizzando i progetti a livello di Paese in cui essi sono stati realizzati, emerge che ciascun Paese ha seguito un percorso di sviluppo diverso. Ad esempio, in Francia e UK sono sorte delle cooperative che, oltre a supportare lo sviluppo del Community-scale energy project di loro competenza, si impegnano a promuovere la nascita di nuove cooperative, dando quindi una spinta maggiore e un supporto a chi fosse intenzionato ad intraprendere tali progetti.

In Tabella 6 è riportato il dettaglio dei 10 principali Paesi analizzati in relazione ai diversi tipi di comunità energetiche mappati.

Tabella 6. Dettaglio delle categorie di classificazione dei casi di Energy Community nei primi 10 Paesi europei





È possibile notare come in quasi tutti i Paesi analizzati, la tipologia più diffusa sia quella dei **Community-scale energy project**, che rappresenta la forma con il maggior coinvolgimento di cittadini, i quali decidono collettivamente di investire nell'acquisto ed installazione di impianti di produzione dell'energia, diventando di conseguenza proprietari e membri della comunità che si viene a creare. Tra i principali driver di aggregazione dei cittadini si cita per esempio la volontà di ridurre la dipendenza da fonti fossili, estendendo questa possibilità anche a chi non può permettersi autonomamente l'investimento per un impianto; aumentare la consapevolezza degli utenti sulla questione energetica; investire sul territorio locale, avvicinando la produzione di energia al luogo di consumo; risparmiare sulla bolletta; sostenere un investimento redditizio e sostenibile. Un discreto numero di questi progetti è nato già a partire dagli anni '90 e successivamente tra gli anni 2005 e 2015 molti sono anche stati realizzati in Belgio, Francia, Germania e UK.

La seconda tipologia di comunità energetica più diffusa è la **Community microgrid**, in cui le comunità autoproducono localmente energia e gestiscono le connessioni tra i propri associati. Tali iniziative si dividono in due gruppi principali, i quali differiscono sulla base della ragione della loro formazione: comunità nate per necessità, in luoghi non ben collegati alla rete e ad impianti centralizzati di produzione di energia (luoghi montani o isole), e comunità nate a scopo di ricerca al fine di ottimizzare i consumi in un ambiente circoscritto.

La terza tipologia di comunità energetica più diffusa è quella dei **Virtual Power Plants (VPP)**, ossia comunità di produttori, consumatori e prosumer che si scambiano (virtualmente) l'energia da essi prodotta attraverso la rete pubblica. Questa forma di comunità energetica permette, dal punto di vista tecnico, di non avere una limitazione geografica alla distribuzione dei membri (consumatori e produttori). Ciononostante, in alcuni casi (il 23% del totale) i membri della VPP sono circoscritti in una determinata zona, a fronte del fatto che la finalità con cui è nata l'iniziativa è quella di generare un beneficio alle attività locali. I principali vantaggi di questa configurazione sono la possibilità per i piccoli produttori di energia da fonti rinnovabili di partecipare al mercato dell'energia, invece che semplicemente immettere energia in rete; è inoltre un utile strumento di bilanciamento sulla rete tra produzione e consumo di energia. Lo sviluppo delle VPP è avvenuto a partire dai primi anni duemila, approfittando della liberalizzazione del mercato elettrico, e si è diffuso in maniera uniforme nei diversi Paesi europei, non essendo legato alla presenza di leggi che permettano la condivisione dell'energia.

Le ultime due forme analizzate riguardano le comunità di tipologia peer-to-peer trading (P2P) e le Integrated Community Energy Systems (ICES), le quali complessivamente cubano meno del 10% dei progetti mappati a livello europeo (vedi Figura 4).

Per quanto riguarda le configurazioni **P2P trading**, va sottolineato come queste non possano prescindere dall'utilizzo della tecnologia blockchain, per questo motivo la loro introduzione è avvenuta solo in un secondo momento rispetto alle altre configurazioni analizzate. Perché avvenga uno scambio di energia tra i membri,

è richiesto che questi siano dotati di smart meter, attraverso i quali possano controllare la propria produzione e il proprio consumo istante per istante. Tramite la piattaforma è consentita l'ottimizzazione degli scambi tra i diversi utenti, determinandone anche il prezzo.

Rispetto al tema **blockchain**, sul totale dei progetti mappati, circa l'11% prevede l'impiego della tecnologia blockchain. In Figura 11 si nota come più della metà di essi (il 62%) sia classificabile all'interno della categoria Peer-to-peer trading, mentre bassa applicazione si registra soprattutto nei Community-scale energy projects e negli ICES.

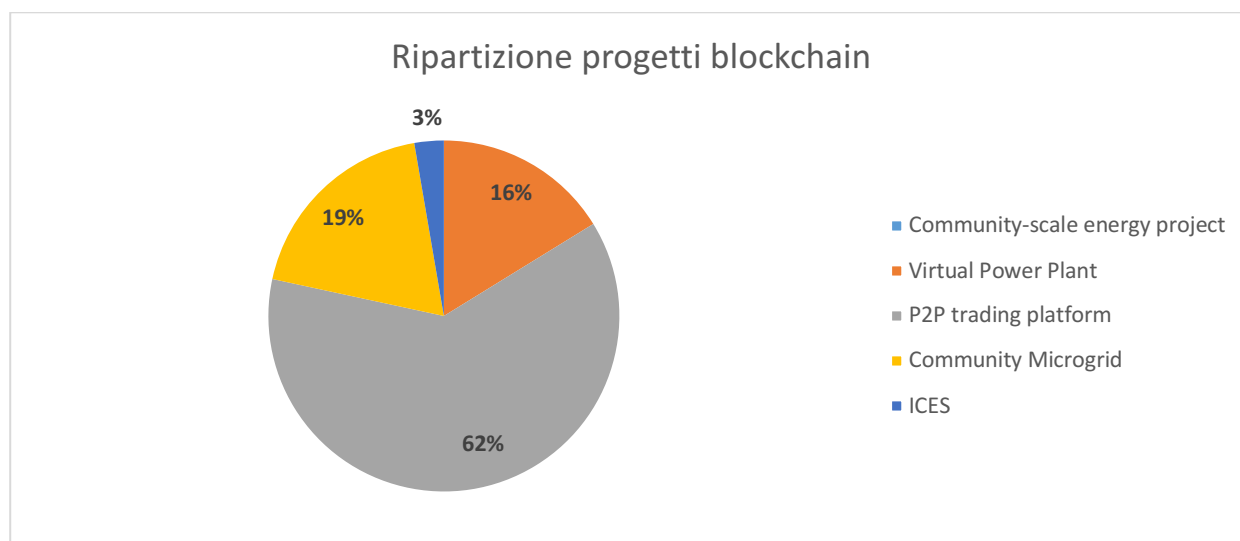


Figura 11. Ripartizione dei progetti con blockchain per categoria di appartenenza

Come anticipato, l'utilizzo della tecnologia blockchain è sottostante agli scambi P2P, in quanto abilita gli scambi tra pari che si trovano distribuiti sul territorio, senza bisogno di una entità terza che regoli lo scambio. Anche nelle altre 4 categorie, quando viene utilizzata la blockchain si verificano scambi di energia P2P sfruttando un energy token come moneta virtuale all'interno di una comunità che nel suo insieme si configura come Community microgrid (19%) piuttosto che VPP (16%). In questi casi si tratta di aggregazioni fisiche o virtuali che scelgono di adottare una piattaforma blockchain per contabilizzare gli scambi energetici al loro interno, creando una sorta di "local energy market". Le Community microgrid, così come le VPP, si differenziano dalle P2P trading platform in quanto lo scambio P2P abilitato da blockchain rappresenta in esse un elemento marginale e non la ragion d'essere della community.

Va sottolineato ancora una volta come nei casi di blockchain analizzati, l'applicazione che trova impiego è esclusivamente quella degli energy token per scambi di energia. Tra i progetti presi in esame, è stato riscontrato solamente un caso, in Olanda, in cui la comunità (classificabile come Community microgrid) sembra evolvere verso lo scambio di servizi, definiti "**intra-community services**", che vanno oltre gli scambi puramente energetici. Tuttavia, anche in questo caso risulta prematuro parlare di Community Inclusive Token.

2.2.3 Analisi di dettaglio di 6 progetti di Energy Community in Europa

2.2.4.1 Case study Francia

Il caso studio francese si inserisce in un quadro più ampio di progetti promossi da Smarter Together Project (STP), un programma europeo che si pone l'obiettivo di creare e testare dei business model per le *smart city* che siano replicabili su larga scala per contribuire allo sviluppo della società e del contesto urbano in modo innovativo e sostenibile, con l'utente posto al centro del progetto. Le prime città coinvolte sono state Vienna,

Monaco e Lione, a cui sono seguite in un secondo momento Santiago de Compostela, Sofia e Venezia. La Tabella 7 riassume le principali caratteristiche del progetto nella città di Lione.

Tabella 7. Scheda di dettaglio del caso Lyon Confluence

Informazioni " Energy Community"	
Nome del Progetto	Lyon Confluence
Città	Lione
Stato del Progetto	Esecuzione
Inizio del progetto	Il progetto di riqualificazione urbana è iniziato nel 2000, dal 2016 fa parte del programma Smarter Together.
Website	https://www.smarter-together.eu/cities/lyon#/ http://www.lyon-confluence.fr/en/index.html
Categoria di appartenenza	Community microgrid
Descrizione del progetto	Il progetto si compone di diverse iniziative che vanno dalla riqualificazione edilizia all'implementazione della mobilità elettrica ed installazione di nuovi impianti di generazione rinnovabile che testano nuovi modelli di autoconsumo collettivo.
Obiettivi energetici	• Minimizzare il consumo di energia degli edifici. • Ridurre la bolletta energetica dei cittadini.
Finanziamento	• 24 milioni di euro dai fondi di Horizon 2020 (valore complessivo del progetto: 1,2 miliardi di euro, con riferimento alla fase 1)
Forma legale della comunità	n.d.
Membri della community	Siti industriali, attività commerciali edifici residenziali, <i>social housing</i> , attività commerciali.
Organo di governo della community	La Société Publique Locale Lyon-Confluence è il " <i>project holder</i> ".
Tecnologie	• Generazione di energia: fotovoltaico, impianto di cogenerazione a biomassa, teleriscaldamento. • Accumulo di energia. • Gestione dei flussi energetici: blockchain (scambi di energia P2P). • Trasporto: <i>car sharing</i> elettrico, infrastruttura di ricarica auto elettriche, <i>autonomous driving</i>.
Tipologia di energia fornita	Elettrica e termica
Energy Token	Presente
Community Inclusive Token	Non presente
Obiettivi di sostenibilità ambientale	• Massimizzare l'utilizzo di risorse energetiche locali rinnovabili.
Obiettivi sociali	• Coinvolgere i cittadini nella creazione della smart city, tramite uno <i>urban living lab</i>. • Creare spazi condivisi tra i cittadini, per incoraggiare iniziative e partnership.

Descrizione e status del progetto

Il progetto Lyon Confluence, che rappresenta il più grande caso di riqualificazione urbana in Francia, presso la città di Lione, ha preso le mosse nel 2000 con l'inizio dei lavori di riqualificazione urbana, dal 2016 fa parte del programma STP e per il 2030 prevede la chiusura dei lavori. Il progetto prevede la riqualificazione di una superficie pari a 600.000 m² per quanto riguarda gli edifici esistenti. In particolare, il progetto si pone come target la riqualificazione di 550 degli alloggi esistenti (35.000 m²) nell'area di Perrache/Sainte-Blandine. In aggiunta, il progetto coinvolge nel complesso una superficie pari a 1.000.000 m², che vedrà anche la costruzione di nuovi edifici. Nel 2019 sono già stati portati a termine 500.000 m² di nuovi edifici ad elevate performance energetiche, mentre 70.000 m² sono pianificati per la ristrutturazione nel breve periodo.

Obiettivi

L'obiettivo principale del progetto è quello di creare un modello che non guardi solo alla *carbon footprint* ed al risparmio energetico, ma che allo stesso tempo crei un distretto cittadino che offra uffici e strutture per i cittadini di tutte le età. Il progetto è visto come un laboratorio per l'innovazione urbana, in cui la città viene concepita integrando gradualmente soluzioni di diverso tipo, che vanno dalla mobilità alle tecnologie digitali prevedendo soluzioni che possono migliorare la qualità della vita dei cittadini.

Finanziamento

La fase 1 del progetto, che ha coperto il periodo 2003-2018, ha interessato un'area di 400.000 m² e ha previsto un investimento pari a 1,2 miliardi di euro. La principale fonte di finanziamento deriva dai fondi europei appartenenti al programma Horizon 2020, nell'ambito "Smart Cities and Communities", pari nel complesso a 24 milioni di euro per le prime 3 città oggetto di sperimentazione. Al momento sono presenti circa 11.000 abitanti nell'area di Lyon Confluence, destinati a diventare 16.000 entro il 2025, e 860 attività commerciali.

Attori coinvolti e ruolo

Tra gli attori che prendono parte al progetto si annoverano: SPL Lyon Confluence (un'impresa pubblica locale di ristrutturazione), TUBA (digital start-ups incubator), ALE (Local Energy Agency of the Lyon Metropolis), Enertech (consultancy agency), Hespul e TRIBU (assistenza all'autorità aggiudicatrice) e Lyon Metropolis.

All'interno del progetto, il coinvolgimento dei cittadini è rappresentato principalmente dal cosiddetto *Lyon-Confluence Living Lab*, un'area espositiva aperta al pubblico il cui obiettivo è quello di richiamare i cittadini e gli *stakeholder*, stimolarli al confronto per partecipare in modo attivo al processo di progettazione di un distretto smart e sostenibile. Questa sede di confronto è stata pensata, oltre che per i residenti, anche per gli imprenditori edili, i giornalisti e gli *opinion leader*, in modo che possano dare eco all'iniziativa. Una delle formule che vengono utilizzate per favorire il confronto è la "*call for interest*", che mira a raccogliere idee per realizzare progetti legati allo sviluppo sostenibile e al miglioramento della qualità della vita. A giugno 2018 è stata svolta una di queste *call for interest*, 29 progetti sono pervenuti e 3 sono stati scelti per essere implementati.

Tecnologie

Ad oggi sono presenti 30 installazioni di impianti fotovoltaici, 5 dei quali sono stati costruiti sotto il programma Smarter Together, raddoppiando la potenza installata da 1 MW a 2 MW. In Tabella 8 sono riassunte le principali caratteristiche degli impianti installati.

Tabella 8. Impianti PV sviluppati all'interno di STP. Fonte: Deliverable D3.3.2 Smarter Together [25]

Nome edificio	Developer dell'impianto PV	Potenza	Messa in esercizio dell'impianto
King Charles	Helexia	100 kWp	Luglio 2017
Chanfray Gym Hall	Générale du Solaire	206 kWp	Settembre 2017
A3 block	Transénergie	423 kWp	Marzo 2018
Girard Hall	Générale du Solaire	243 kWp	Settembre 2018
B2 block	EDF ERN Solaire	174 kWp	2019 (non ancora terminato)

Tutti gli impianti presenti sono connessi alla piattaforma di gestione della comunità, così come le 21 sottostazioni del teleriscaldamento (per una potenza totale di 7,3 MW) dotate dell'infrastruttura di comunicazione necessaria per inviare dati.

Gli impianti fotovoltaici sperimenteranno il nuovo business model dell'autoconsumo collettivo e dello scambio di energia tra i membri della comunità urbana. Tuttavia, ad oggi non è ancora stato possibile implementare a tutti gli effetti tale modello per motivazioni legate ai ritardi nella costruzione dell'edificio B2 block e all'incertezza che ha recentemente caratterizzato il quadro normativo nazionale francese, che non ha permesso la definizione del modello di business da adottare per mettere in atto la configurazione di autoconsumo collettivo.

Ciò che invece è già stato oggetto di sperimentazione è un caso di *collective self-consumption* virtuale, che ha interessato l'edificio Girard Hall, sul cui tetto è installato un impianto fotovoltaico da 243 kWp. L'elettricità prodotta da tale impianto è condivisa fra i 4 utenti che si trovano all'interno dell'edificio.

Un altro progetto di autoconsumo collettivo è in corso di implementazione e prevede il coinvolgimento di 5 edifici in fase di costruzione da parte di OGIC (un'impresa edile) con un impianto fotovoltaico da 170 kW e un sistema di energy storage. In questo caso, l'energia prodotta sarà condivisa con un numero maggiore di utenti rispetto al caso precedentemente descritto e la batteria sarà controllata per migliorare il livello di autoconsumo dell'impianto fotovoltaico.

Il progetto prevede al 2030 anche lo sviluppo progressivo e sempre più avanzato della mobilità elettrica lungo diverse direzioni e soluzioni: l'installazione di colonnine di ricarica, l'introduzione di un sistema di *car sharing* elettrico ed una flotta di veicoli elettrici a guida autonoma (*autonomous driverless electric shuttle*). Lo stato attuale vede il *car sharing* elettrico inserito nell'iniziativa *Blueely car sharing*, che comprende 3 stazioni di ricarica per veicoli elettrici, ognuno con 5-7 parcheggi auto, ed una flotta di 15 auto elettriche. Un altro player che prende parte nell'ambito della mobilità elettrica offrendo colonnine di ricarica è CNR, una delle quali è posizionata all'interno della Lyon Confluence, seppur l'azienda non disponga di una propria flotta di veicoli elettrici. I veicoli elettrici a guida autonoma che sono stati ad oggi introdotti (chiamati Navly) sono due e viaggiano su un percorso lungo 1,5 km (5 fermate) con una capacità massima di 15 passeggeri. Verranno raccolti i dati energetici legati al consumo di energia da parte di questi veicoli e saranno poi connessi alla piattaforma. Il progetto prevede l'introduzione di circa altre 20 colonnine di ricarica, installate dagli operatori precedentemente citati.

Blockchain

È altresì prevista la presenza di una piattaforma, chiamata "Lyon Metropolis Data platform", che monitori la produzione e il consumo di energia nell'area interessata, così come gli effetti e benefici che le misure implementate hanno comportato. Le principali categorie di dati che vengono raccolti hanno a che vedere con:

- Monitoraggio degli edifici che sono stati ristrutturati;
- *Car sharing* elettrico (frequenza di utilizzo, distanze, capacità della batteria);
- Flussi di energia elettrica e termica nella rete;
- Siti FER (energia prodotta, energia trasferita alla rete).

Gli abitanti della Lyon Confluence potranno avere accesso ai propri dati relativi ai consumi e al loro andamento dinamico, tramite un display installato presso le abitazioni oggetto di ristrutturazione.

Nel 2017, tramite un'iniziativa congiunta promossa da Bouygues Immobilier, Microsoft e due startup che si occupano di blockchain (Stratumn ed Energisme), viene testato lo scambio di energia tra appartamenti dello stesso edificio tramite blockchain. In particolare, la società Energisme ha a carico la gestione degli impianti fotovoltaici sui tetti del quartiere e l'energia prodotta da tali pannelli verrà resa disponibile ai residenti del quartiere. Stratumn, invece, offre una piattaforma per lo sviluppo che consente di integrare le tecnologie blockchain per la tracciabilità e l'archiviazione di una transazione da un'applicazione client.

La Tabella 9 mostra l'articolazione del business model Canvas associato all'iniziativa, assumendo il punto di vista dei soggetti promotori dell'iniziativa.

Tabella 9. Business model del caso Lyon Confluence

Value proposition & Customer interface	Value network	Economic model
• Creazione di un'area al servizio dei cittadini. • Possibilità per gli stakeholder cui si rivolge il progetto (cittadini ed imprese) di presentare idee per "modellare" il quartiere secondo le loro esigenze. • Possibilità per i membri della community di avere accesso ai loro dati di consumo e di scambiare energia in modalità P2P. • Ottimizzazione dell'utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta localmente ed autoconsumata. • Risparmio economico in bolletta nell'acquisto di energia elettrica.	• Société Publique Locale Lyon-Confluence – <i>project holder</i>. • Microsoft, Stratumn ed Energisme – sviluppatori blockchain. • Bluely, CNR – fornitori infrastruttura e veicoli elettrici. • Bouygues Immobilier – ristrutturazione edifici.	• Costi: implementazione delle tecnologie (nuovi impianti fotovoltaici, veicoli elettrici pubblici, sviluppo piattaforma di gestione, teleriscaldamento, ristrutturazione edifici, costruzione nuovi edifici). • Ricavi: vendita di energia ai membri della comunità e risparmio sull'energia acquistata.

2.2.4.2 Case study Germania

Il caso studio tedesco fa riferimento alla microgrid del distretto *green* di Wallstadt, nella città di Mannheim. La Tabella 10 riassume le principali caratteristiche del progetto.

Tabella 10. Scheda di dettaglio del caso Mannheim-Wallstadt Microgrid

Informazioni " Energy Community"	
Nome del Progetto	Mannheim-Wallstadt Microgrid
Città	Mannheim
Stato del Progetto	Esecuzione
Inizio del progetto	2006
Website	Non presente
Categoria di appartenenza	Community microgrid
Descrizione del progetto	Aggregazione di cittadini e piccole realtà locali per la produzione e lo scambio di energia prodotta in loco attraverso impianti di generazione distribuita e per la gestione di carichi controllabili (microgrid con opzione di funzionamento "in isola").
Obiettivi energetici	• Utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta all'interno della comunità. • Abilitazione della comunità al passaggio in "modalità isola" rispetto alla rete nazionale.
Finanziamento	Investimento da parte di MVV Energie, utility tedesca (ammontare non specificato).
Forma legale della comunità	n.d.
Membri della community	Residenti, piccole attività commerciali, edifici pubblici.
Organo di governo della community	n.d.
Tecnologie	• Generazione di energia: impianto di cogenerazione, fotovoltaico, fuel cells. • Accumulo di energia: volano, batterie. • Gestione dei flussi energetici: software di controllo decentralizzato MAS.
Tipologia di energia fornita	Elettrica
Energy Token	Non presente
Community Inclusive Token	Non presente
Obiettivi di sostenibilità ambientale	Riduzione dell'impatto ambientale associato alla produzione e consumo di energia elettrica.
Obiettivi sociali	Sviluppo della consapevolezza dei cittadini sull'uso razionale dell'energia in ottica comunitaria, aprendo alla logica del <i>Demand Side Management</i> per favorire una maggiore penetrazione delle energie rinnovabili. Il processo di informazione ed istruzione ha preso il nome di "Washing in the Sun".

Descrizione e status del progetto

Il progetto è stato avviato nell'anno 2006 con l'obiettivo di implementare un test a lungo termine in merito alla trasformazione di parte del distretto di Mannheim-Wallstadt in una microgrid. Nel corso dei quattro anni successivi, sono state condotte una serie di sperimentazioni per quanto riguarda la gestione dei carichi e dei flussi, fino a giungere all'operazione in modalità "in isola" dell'asilo del quartiere.

Obiettivi

Gli obiettivi del progetto sono molteplici e possono essere descritti a diversi livelli. L'obiettivo di fondo è quello di promuovere l'utilizzo di energia elettrica da fonti di energia rinnovabile prodotta a livello locale. Si persegue l'obiettivo mediante l'ottimizzazione della gestione dei flussi di energia prodotta e consumata dai partecipanti al progetto. I proprietari delle tecnologie di generazione distribuita e – ovviamente – dei carichi sono membri privati della comunità.

Il secondo obiettivo è quello di sviluppare la sensibilità dei cittadini ed accrescerne la consapevolezza dei benefici legati all'autoconsumo dell'energia. È messa in pratica a tal proposito un'attività dedicata, che prende il nome di "Washing in the Sun", la quale promuove la diffusione di informazioni sulle metodologie da adottare nella pratica per una gestione intelligente dei carichi.

Il terzo obiettivo è di tipo tecnologico e prevede il test di applicazione di un software di gestione decentralizzata dei flussi dell'energia elettrica.

Attori coinvolti e ruolo

Il distretto di Mannheim-Wallstadt comprende 580 edifici e circa 1.200 cittadini e costituisce una comunità di cittadini di mentalità orientata ad un uso sostenibile dell'energia. Gli abitanti stessi, le loro piccole attività commerciali ed alcune strutture comunali sono parte del progetto, definibili come i membri della comunità energetica. Il DSO (MVV) assume un ruolo fondamentale per la gestione del progetto, avendo svolto e svolgendo il ruolo di soggetto proponente, di fornitore delle tecnologie necessarie per la gestione dei flussi e di aggregatore dei consumi, degli storage e dei consumi. Il valore dell'iniziativa per i membri è rappresentato dall'ottimizzazione dell'utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta localmente ed autoconsumata. È ottimizzata la gestione dell'energia prodotta dai membri stessi della comunità per accrescere l'indipendenza dalla rete pubblica.

I cittadini e le piccole imprese rimangono i proprietari delle infrastrutture e i responsabili dei carichi, essi accettano tuttavia di cedere parte della propria autonomia di gestione dei flussi di energia autoprodotta e consumata al DSO. Quest'ultimo si pone come soggetto proponente dell'iniziativa, quindi adotta uno sforzo di convincimento, formazione e coinvolgimento attivo dei cittadini, intraprendendo un preciso percorso formativo che ha preso il nome di "Washing in the Sun".

Tecnologie

Per implementare le finalità del progetto sopracitate, le tecnologie di produzione ed accumulo di energia implementate sono:

- Fotovoltaico. Sono presenti diverse applicazioni private di generazione distribuita, di proprietà dei cittadini della comunità, per una potenza complessiva superiore ai 30 kW.
- Cogenerazione. Sono presenti due unità di micro-cogenerazione di proprietà dei cittadini della comunità con potenza elettrica nominale di 9 kW e 5,5 kW.
- Batteria fuel-cell da 4,7 kW.
- Storage a volano da 1,2 kW.

La totalità dei carichi varia invece tra gli 80 kW e i 230 kW. Tutti i carichi e le tecnologie di produzione ed accumulo di energia sono di proprietà dei membri della comunità.

Per quanto riguarda la tecnologia per la gestione dei carichi, questa prende il nome di Multi Agent System (MAS), la cui principale caratteristica è il processo decisionale decentralizzato. Sono denominati come agenti (Agents) le singole entità software del sistema, che collaborano al fine di coordinare i processi di gestione ed ottimizzazione dei flussi.

Il progetto è stato sviluppato sotto forma di progetto pilota e, come descritto sopra, comprende la conduzione da parte di MVV Energie di una serie di attività di test ed applicazione di tecnologie nella comunità di cittadini di Mannheim-Wallstadt.

Si riporta in Tabella 11 il modello di business che caratterizza l’iniziativa, dal punto di vista della comunità energetica come associazione tra i cittadini, le imprese del distretto ed il DSO MVV Energie.

Tabella 11. Business model del caso Mannheim-Wallstadt Microgrid

Value proposition & Customer interface	Value network	Economic model
• Opportunità per i singoli cittadini di contribuire alla transizione energetica, grazie ad una maggior penetrazione dell’energia rinnovabile prodotta a livello decentralizzato. • Accrescimento dell’indipendenza dalla rete pubblica. • Ottimizzazione dell’utilizzo dell’energia rinnovabile prodotta localmente ed autoconsumata. • Risparmio economico in bolletta nell’acquisto di energia elettrica.	• MVV Energie – fornitore e proprietario della rete. • DSO – fornitore di tecnologie per la gestione dei flussi e di aggregatore dei consumi, degli storage e dei consumi. • Cittadini e imprese locali – membri della comunità.	• Costi: spese di gestione e rinnovamento degli impianti di produzione e di storage; costi per il software di gestione dei flussi e la gestione della rete (di proprietà di MVV). • Ricavi: risparmi connessi all’aumento la quota di energia autoprodotta, dunque ad una riduzione della quota di energia acquistata.

2.2.4.3 Case study Italia

Il caso di studio italiano fa riferimento al progetto Oil Free Zone “Territorio Sostenibile”, di cui si riportano le principali caratteristiche in Tabella 12.

Tabella 12. Scheda di dettaglio del caso Oil Free Zone “Territorio Sostenibile”

Informazioni "Energy Community"	
Nome del Progetto	Oil Free Zone “Territorio Sostenibile”
Città	Città metropolitana di Torino, area del “Pinerolese”
Stato del Progetto	Avvio
Inizio del progetto	Aprile 2019
Website	Non presente
Categoria di appartenenza	Community-scale energy project

Descrizione del progetto	Il progetto mira a costituire una comunità energetica che provveda in modo autonomo e sostenibile al proprio fabbisogno energetico.
Obiettivi energetici	• Riduzione dell'utilizzo di combustibili fossili e progressiva sostituzione con fonti rinnovabili. • Raggiungimento del 70% di energia autoconsumata (prodotta da fonti rinnovabili).
Finanziamento	n.d.
Forma legale della comunità	n.d.
Membri della community	25 comuni aderenti
Organo di governo della community	Consorzio Pinerolo energia
Tecnologie	Generazione di energia: impianti di produzione a biogas, a biomasse, idroelettrici e fotovoltaici.
Tipologia di energia fornita	Elettrica e termica
Energy Token	Non presente
Community Inclusive Token	Non presente
Obiettivi di sostenibilità ambientale	Riduzione della produzione di emissioni e dipendenza da fonti fossili.
Obiettivi sociali	Non presenti

Descrizione e status del progetto

Uno dei primi frutti della recente normativa piemontese sulle comunità energetiche, approvata il 3 agosto 2018, fa riferimento alla creazione, il 16 aprile 2019, della prima Oil Free Zone d'Italia. Si tratta di un gruppo di Comuni nel Pinerolese, in provincia di Torino, che ha ufficialmente sottoscritto un protocollo d'intesa per la creazione di tale comunità. La nascita della Oil Free Zone denominata "Territorio Sostenibile" rappresenta anche il primo passo verso la costituzione della "Comunità Energetica del Pinerolese" che mira ad inglobare all'interno del suo perimetro un'area che comprenda 47 comuni. La nascita della Oil Free Zone è preliminare alla costituzione della comunità energetica del pinerolese che sarà il mezzo fondamentale per la sperimentazione di forme di diffusione della produzione e scambio di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Obiettivi

Con la firma del protocollo d'intesa, sottoscritto dai 25 comuni che hanno aderito, la Oil Free Zone rappresenta il primo passo verso una transizione energetica che prevede la creazione di una comunità energetica secondo quanto previsto dalle direttive europee. La comunità costituita dall'insieme dei comuni aderenti ha l'obiettivo di raggiungere, attraverso una progressiva sostituzione del petrolio e dei suoi derivati per la produzione di energia, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e direttamente autoconsumata pari al 70% del proprio fabbisogno.

Attori coinvolti e ruolo

La Oil Free Zone si trova nella parte sud-ovest della città metropolitana di Torino e più precisamente nel territorio del Pinerolese, che racchiude 47 comuni su un'area di circa 1.350 chilometri quadrati e in cui risiedono circa 150.000 abitanti e hanno sede 70 aziende. Al protocollo d'intesa hanno già aderito 25 comuni (dato aggiornato al 2/7/2019).

Il soggetto che si occupa del progetto è il Consorzio Pinerolo energia, che vede come capofila Acea, la società pubblica di servizi partecipata dai Comuni stessi, che si occupa di produzione e distribuzione di elettricità. Il

Consorzio si avvale della collaborazione tecnica del mondo accademico, in particolare del Politecnico di Torino.

Tecnologie

All'interno del territorio coinvolto (che include complessivamente 47 comuni) sono presenti diversi impianti di generazione da fonti rinnovabili che contano una potenza totale installata pari a 135,2 MW (che soddisfano la domanda elettrica di 45.065 utenze domestiche con contratti di fornitura da 3 kW). Il totale della capacità installata è suddiviso in 7,6 MW per impianti a biogas; 16,2 MW per impianti a biomasse; 60,4 MW per impianti idroelettrici e 51 MW per impianti fotovoltaici.

Al fine di costituire la comunità energetica, è necessario che prima venga completata la mappatura energetica del territorio in esame e che vi sia un'istituzione legale della comunità energetica. Ulteriori aspetti da valutare sono la stipulazione di appositi accordi con gli enti responsabili del dispacciamento, ed inoltre la redazione del bilancio energetico e del documento strategico, coerentemente con quanto previsto dalla normativa della Regione Piemonte.

Si riporta in Tabella 13 il modello di business dal punto di vista della comunità energetica.

Tabella 13. Business model del caso Oil Free Zone "Territorio Sostenibile"

Value proposition & Customer interface	Value network	Economic model
• Opportunità per i cittadini e le aziende di prendere parte alla transizione energetica ed alla decarbonizzazione della produzione di energia. • Risparmio economico nell'acquisto di energia elettrica. • Ottimizzazione dell'utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta localmente ed autoconsumata.	• Comuni firmatari del protocollo d'intesa – membri della comunità. • Consorzio Pinerolo Energia – Project holder. • Politecnico di Torino – partner strategico.	• Costi: installazione di nuovi impianti di produzione da fonti rinnovabili (in aggiunta a quelli già esistenti). • Ricavi: riduzione della spesa per l'approvvigionamento dell'energia (elettrica e termica).

2.2.4.4 Case study Spagna

Il caso studio spagnolo fa riferimento ad una delle prime applicazioni in Spagna del concetto di autoconsumo collettivo, a seguito del Royal Decreto 244/2019 di aprile 2019 che ha ufficialmente inserito tale configurazione all'interno del quadro regolatorio nazionale. La Tabella 14 riporta le principali caratteristiche del progetto.

Tabella 14. Scheda di dettaglio del caso Socializing energy

Informazioni " Energy Community"	
Nome del Progetto	Socializing energy
Città	Valencia
Stato del Progetto	Avvio

Inizio del progetto	ottobre 2019
Website	https://pylon-network.org/
Categoria di appartenenza	Peer-to-peer trading
Descrizione del progetto	Appartamenti che sfruttano l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico di proprietà di uno dei condòmini.
Obiettivi energetici	• Aumentare la diffusione delle fonti rinnovabili. • Condivisione dell'energia prodotta da fonte rinnovabile.
Finanziamento	Privato
Forma legale della comunità	n.d.
Membri della community	Condòmini in ambito residenziali
Organo di governo della community	Il soggetto gestore dell'impianto è colui che si occupa di fornire energia elettrica ai condòmini.
Tecnologie	• Generazione di energia: Fotovoltaico. • Gestione flussi energetici: Blockchain (scambi di energia P2P).
Tipologia di energia fornita	Elettrica
Energy Token	Presente
Community Inclusive Token	Non presente
Obiettivi di sostenibilità ambientale	Partecipare alla transizione energetica.
Obiettivi sociali	Non presenti

Descrizione e status del progetto

Il progetto sperimentale, che ha luogo a Valencia, consiste nello scambio di energia fra 6 appartamenti che fanno parte dello stesso condominio, energia prodotta da una singola installazione di un impianto fotovoltaico. Nel corso del 2020 la prospettiva è quella di ampliare il progetto, sia in termini di capacità di generazione di energia sia in termini di numero di consumatori (utenze energetiche) coinvolti. Il progetto spagnolo, date le sue caratteristiche, può essere definito con la tipologia di comunità Peer-to-peer trading.

Tecnologie

L'impianto fotovoltaico è di proprietà di una delle famiglie che fanno parte del condominio ed era stato installato precedentemente all'approvazione del sopracitato decreto sull'autoconsumo collettivo.

Blockchain

Tramite l'azienda Pylon Network, la tecnologia blockchain trova applicazione negli scambi di energia che avvengono tra il produttore ed i sei consumatori. Pylon ha creato una piattaforma decentralizzata e completamente neutrale, nella misura in cui non esiste un unico proprietario e gestore dei dati. Il vantaggio della blockchain è che ogni membro è proprietario dei propri dati, ha accesso a questi in ogni momento ed è nella facoltà di decidere a chi fornire ed a chi bloccare l'accesso ai dati di cui è proprietario. La funzione svolta dalla piattaforma blockchain di Pylon è quella di incrociare i dati di produzione e consumo e supportare gli scambi di energia in termini di vendita e acquisto e successiva contabilizzazione. Tuttavia, è importante sottolineare come la blockchain non determini e non dia luogo a flussi di energia ma ne gestisca la contabilizzazione una volta che questi sono avvenuti. Ciò che sta sviluppando Pylon sono dei metodi di analisi dei dati raccolti e una loro rappresentazione per gli utenti.

Il prezzo a cui viene scambiata l'energia consiste in un accordo bilaterale fra produttore e consumatore. Tale prezzo non include la quota degli oneri di trasmissione, in quanto non viene sfruttata la rete del TSO, mentre vengono considerati gli oneri di distribuzione, il cui pagamento viene ripartito fra produttore e consumatore.

La Tabella 15 mostra l'articolazione del business model Canvas associato all'iniziativa, assumendo il punto di vista dei soggetti promotori dell'iniziativa.

Tabella 15. Business model del caso Socializing energy

Value proposition & Customer interface	Value network	Economic model
- Dare la possibilità ai residenti in condominio chi non ha il tetto su cui installare un impianto PV di consumare l'energia prodotta da un impianto rinnovabile installato a livello locale. - Ottimizzazione dell'utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta localmente ed autoconsumata. - Risparmio economico in bolletta nell'acquisto di energia elettrica.	- Proprietario dell'impianto fotovoltaico – autoconsuma e vende la propria energia. - Condomini – acquistano energia elettrica dal proprietario dell'impianto. - Pylon – fornitore tecnologia blockchain.	- Costi: installazione dell'impianto fotovoltaico (precedentemente sostenuto dal proprietario e gestore, che è a sua volta membro della comunità di autoconsumo collettivo); costo di adozione della piattaforma blockchain. - Ricavi: (proprietario impianto) vendita di energia ai membri della comunità; (condomini) risparmio economico sull'energia acquistata.

2.2.4.5 Case study Svizzera

Il caso studio svizzero fa riferimento ad un prototipo di P2P platform che abilita lo scambio di energia rinnovabile a livello locale, senza la presenza di soggetti terzi. Il progetto è di recente realizzazione ed è situato presso Walenstadt. La Tabella 16 riporta le principali caratteristiche del progetto [26].

Tabella 16. Scheda di dettaglio del caso Quartierstrom

Informazioni " Energy Community"	
Nome del Progetto	Quartierstrom
Città	Walenstadt
Stato del Progetto	Esecuzione
Inizio del progetto	Dicembre 2018
Website	https://quartier-strom.ch/index.php/en/homepage/
Categoria di appartenenza	Peer-to-peer trading
Descrizione del progetto	Quartierstrom rappresenta un prototipo di piattaforma blockchain in cui l'energia rinnovabile è scambiata a livello locale, senza la presenza di soggetti terzi.
Obiettivi energetici	Valutare la fattibilità tecnica, testare diverse architetture di blockchain e diversi disegni di mercato.
Finanziamento	Swiss Federal Office of Energy

Forma legale della comunità	n.d.
Membri della community	27 prosumer e 10 consumatori
Organo di governo della community	n.d.
Tecnologie	• Generazione di energia: Fotovoltaico • Accumulo di energia: batterie (litio) • Gestione flussi energetici: Blockchain (scambi di energia P2P)
Tipologia di energia fornita	Elettrica
Energy Token	Presente
Community Inclusive Token	Non presente
Obiettivi di sostenibilità ambientale	Non presenti
Obiettivi sociali	Promuovere l'accettazione da parte dei cittadini della presenza di impianti FER sul territorio.

Descrizione e status del progetto

Quartierstrom è un progetto guidato da ETH Zurich che mira a creare a livello locale un piccolo mercato energetico composto da prosumer e consumatori che si scambiano energia prodotta localmente secondo la logica peer-to-peer utilizzando la tecnologia blockchain. I principali vantaggi che derivano dal connettere fra di loro i player locali l'incoraggiamento alla produzione ed il consumo dell'energia rinnovabile locale e la maggiore accettazione della presenza di impianti FER sul territorio da parte della comunità e dei cittadini.

Nel corso del 2018 è avvenuto l'intero processo di progettazione, sviluppo ed implementazione della comunità svizzera, mentre la piattaforma blockchain è stata lanciata a gennaio 2019 e sarà mantenuta operativa per un anno, fino a gennaio 2020. Nel corso di questo periodo si raccolgono ed analizzano dati riguardanti il consumo, la produzione e il trading. Inoltre, durante il corso del progetto verrà posta particolare attenzione ai risvolti comportamentali e alle opinioni dei partecipanti per ricevere feedback riguardo principalmente le barriere percepite e l'accettazione del sistema innovativo di scambio di energia rinnovabile.

Finanziamento

Il progetto è supportato e finanziato dal Swiss Federal Office of Energy a partire dal suo pilota, fino alla dimostrazione e al "*lighthouse programme*".

Attori coinvolti e ruolo

Tra gli attori che prendono parte al progetto si annoverano ETH Zurich e la University of St. Gallen che intervengono come fornitori hardware e software. Un ruolo fondamentale è dato dall'utility locale (Water and Electricity Works Walenstadt – WEW) che fornisce la rete di distribuzione come asset e approvvigiona la comunità quando l'energia autoprodotta non risulta sufficiente per soddisfare i fabbisogni energetici della comunità. L'utility, inoltre, prende parte al mercato elettrico locale comprando il surplus di energia della community e vendendo energia quando la community non è autosufficiente.

Il test sta avendo luogo a Walenstadt, città situata nel cantone di San Gallen che conta 5.000 abitanti. Il progetto nasce per essere di taglia ridotta, includendo un totale di 37 partecipanti, di cui 27 sono prosumer, dunque produttori e consumatori di energia, e 10 consumatori. Tra i consumatori è compresa una casa di riposo e di cura.

Tecnologie

La rete decentralizzata che si viene a creare si focalizza sull'utilizzo delle tecnologie per la produzione di energia da fonte solare e sulle batterie, con l'obiettivo di coprire almeno la metà del fabbisogno energetico della città di Walenstadt. I 27 prosumer hanno installato complessivamente 290 kW, con una capacità totale di accumulo di 80 kWh, nella forma di batterie al litio. Gli impianti producono all'incirca 300.000 kWh all'anno e il fabbisogno dell'intera comunità è pari a circa 250.000 kWh. Al momento le batterie che vengono utilizzate sono "stazionarie", in futuro come ulteriore implementazione si prevede di utilizzare i veicoli elettrici come batterie "in movimento".

Ogni residenza è stata dotata di uno smart meter (Smart IP) che può misurare correnti, tensioni e frequenze in ogni fase. Tutte le misurazioni dello smart meter convergono poi in un computer integrato (Single Board Computer – SBC) che viene visto come uno dei nodi distribuiti della rete blockchain e funge come interfaccia con essa. Ogni utenza è dotata di massimo tre smart meter, ognuno per misurare separatamente il consumo netto, la produzione e la potenza della batteria, ne sono stati installati un totale di 75. Tramite lo smart meter i partecipanti possono comunicare tra di loro ed eseguire transazioni, oltre ad avere la funzione di controllo su devices come le batterie.

Blockchain

Riguardo alla tecnologia blockchain che abilita gli scambi di energia all'interno della community, gli stakeholder hanno concordato di sfruttare la piattaforma Ethereum per i pagamenti. Grazie alla blockchain sia i prosumer che i consumatori possono indicare il prezzo a cui intendono vendere o acquistare l'energia prodotta localmente e se intendono acquistare solamente energia rinnovabile, tutto ciò senza necessità di una utility come intermediario. Lo smart contract specifica il modo in cui la transazione è stata processata dalla logica blockchain sottostante.

Condizioni tariffarie

Per quanto riguarda le condizioni tariffarie, gli scambi di energia che avvengono all'interno della comunità richiedono un utilizzo inferiore delle infrastrutture di rete, il che dovrebbe implicare, a livello teorico, il pagamento di tariffe più basse rispetto all'acquisto di energia dalla rete esterna. Tuttavia, la legislazione svizzera attualmente non prevede uno schema tariffario di questo tipo, basato su una logica di calcolo "bottom-up" che distingue la tariffa in base alla provenienza interna o esterna alla comunità. Dunque, per testare il modello tariffario all'interno del progetto è stato stabilito che le spese di rete "differenziali" tra i due casi appena menzionati sono coperte dal budget del progetto. Inoltre, l'energia solare venduta a consumatori che si trovano all'interno della comunità è solitamente soggetta ad una remunerazione maggiore rispetto alla tariffa di immissione in rete (feed-in tariff) riconosciuta dal fornitore di energia elettrica. Questo per favorire l'autoconsumo all'interno della comunità.

Sebbene la normativa svizzera abbia introdotto i gruppi di autoconsumo, cosiddetti ZEV, questi autorizzano una limitata forma di mercati locali peer-to-peer, in quanto l'implementazione di uno schema tariffario bottom-up, così come previsto dal progetto Quartierstrom, non è supportato. Resta dunque da capire sotto quale forma legale possono essere implementati e operati i casi di *local electricity market* come il suddetto.

La Tabella 17 mostra l'articolazione del business model Canvas associato all'iniziativa, assumendo il punto di vista dei soggetti promotori dell'iniziativa.

Tabella 17. Business model del caso Quartierstrom

Value proposition & customer interface	Value network	Economic model
Creazione di un mercato energetico locale, dove il valore resta circoscritto	Consumatori – membri della comunità.	Costi: investimento nell'impianto fotovoltaico e storage,

ai membri della community, ossia produttori e consumatori (non viene coinvolta una utility se non quando il prelievo avviene dalla rete pubblica). • Ottimizzazione dell'utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta localmente ed autoconsumata. • Risparmio economico in bolletta nell'acquisto di energia elettrica.	• Prosumers – produttori di energia elettrica e membri della comunità. • ETH Zurich – fornitore hardware e software. • University of St. Gallen – fornitore hardware e software. • Water and Electricity Works Walenstadt (WEW) – proprietario della rete, fornitore di energia elettrica e si occupa dall'acquisto del surplus della comunità.	implementazione della piattaforma. • Ricavi: (consumatore) risparmio sugli oneri di rete sull'energia prodotta all'interno della comunità, (produttore) vendita di energia alla community o alla rete esterna.
--	--	---

2.2.4.6 Case study UK

Il caso di studio inglese fa riferimento al progetto “Banister House Solar”, di cui si riportano le principali caratteristiche in Tabella 18.

Tabella 18. Scheda di dettaglio del caso Banister House Solar

Informazioni " Energy Community"	
Nome del Progetto	Banister House Solar
Città	Hackey (Londra)
Stato del Progetto	Esecuzione
Inizio del progetto	Settembre 2015
Website	Non presente
Categoria di appartenenza	Community microgrid
Descrizione del progetto	Il progetto consiste nella realizzazione di una “impresa energetica di comunità”, servita da un impianto fotovoltaico realizzato sui tetti della Banister House Estate, ed abilitata allo scambio di energia tramite tecnologia blockchain.
Obiettivi energetici	Consentire ai membri della comunità di beneficiare di tariffe di acquisto dell'energia ridotte, aumentare la generazione da fonti rinnovabili, l'autoconsumo ed ottimizzare i consumi.
Finanziamento	Crowdfunding (149.000£)
Forma legale della comunità	Impresa energetica di comunità
Membri della community	Residenti
Organo di governo della community	5 residenti hanno assunto il ruolo di direttori ed amministratori del progetto.
Tecnologie	• Generazione di energia: fotovoltaico • Accumulo di energia: batterie • Gestione flussi energetici: blockchain (scambi di energia P2P)
Tipologia di energia fornita	Elettrica

Energy Token	Presente: moneta a valenza locale non economica (token VLX)
Community Inclusive Token	Non presente
Obiettivi di sostenibilità ambientale	Riduzione delle emissioni di CO ₂
Obiettivi sociali	Promuovere una partecipazione attiva della comunità per la gestione del progetto ed attraverso l'installazione dell'impianto fotovoltaico permettere la formazione tecnica di giovani locali.

Descrizione e status del progetto

Il progetto della Banister House Solar è stato avviato nel settembre 2015 dall'azione congiunta dei residenti della Banister House Estate e da diverse aziende (quali Hackney Energy e Repowering) che ne hanno supportato lo sviluppo. La Banister House Estate è un complesso situato nel distretto di Hackney nel nord-est di Londra, che conta 14 edifici e oltre un centinaio di famiglie che vi risiedono, i membri della comunità sono gli stessi residenti.

Il progetto è gestito come un'impresa energetica di comunità, i cui membri sono i singoli residenti. In particolare, 5 dei residenti sono stati individuati come direttori e a cui spetta la gestione e amministrazione del progetto. La struttura della comunità prevede uno statuto basato su un sistema democratico che permette che la gestione e le decisioni che vengono prese siano espressione del volere della comunità. In Figura 12 è possibile analizzare il dettaglio dello schema di funzionamento della comunità.

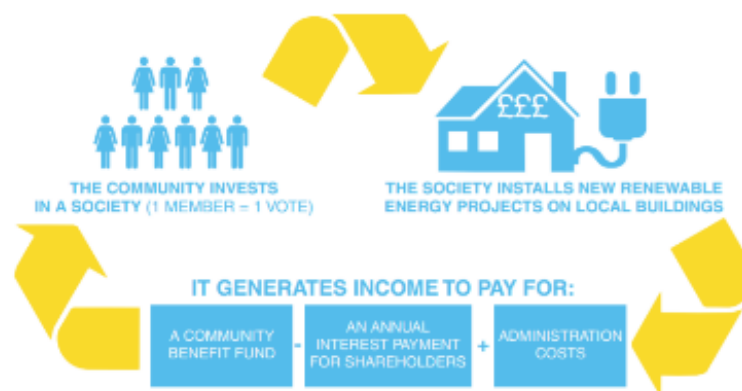


Figura 12. Schema di funzionamento della comunità.

Fonte: Tricarico, 2018 [27].

Il progetto è stato ufficialmente lanciato nel novembre 2017 e successivamente nell'aprile del 2018 il complesso della Banister House Estate è stato il primo esempio di comunità energetica del Regno Unito ad effettuare scambi di energia tra i suoi residenti utilizzando la tecnologia della blockchain. Ad oggi questo progetto rappresenta il più grande esempio di comunità energetica nel Regno Unito che comprenda alloggi sociali.

Obiettivi

Analizzando gli obiettivi su cui si basa il progetto vi sono in primis la riduzione dei costi associati all'approvvigionamento dell'energia elettrica e produrre un minor impatto ambientale. Inoltre, il progetto gestito e partecipato interamente dalla comunità dei residenti ha anche il fine di render consapevoli gli utenti

circa i propri consumi. Dal punto di vista economico, per i residenti vi è la possibilità di ottenere dei ricavi sulla quantità di energia prodotta e immessa sulla rete pubblica.

Finanziamento

Il finanziamento del progetto ha visto coinvolti diversi attori sin dall'avvio nel 2015. La vendita delle azioni del progetto è stata avviata nel primo trimestre del 2015 e la somma totale raccolta è stata pari a 149.000£ che sono serviti per l'acquisto e l'installazione dei pannelli fotovoltaici. Ogni azione, al momento della vendita, aveva valore nominale di 1£ e la partecipazione minima era fissata a 50£ per i residenti della Banister House mentre per gli investitori esterni a 250£, similmente era stato fissato anche un tetto massimo di 42.600£ (pari al 30% del valore totale dell'offerta iniziale pari a 142.000£).

Durante la fase di finanziamento è stata data la possibilità ai membri e non membri della comunità di acquistare le azioni del progetto, con prezzi agevolati per i residenti. I possessori delle azioni hanno la possibilità di esprimere la loro opinione sulla gestione del progetto e inoltre ricevono una remunerazione media del loro investimento del 4% su base annua. Ad ogni azionista spetta un voto all'interno dell'assemblea (degli azionisti) in modo indistinto rispetto alla quantità di azioni del progetto che esso detiene.

Le forme di guadagno per la comunità sono rappresentate da:

- Feed-in-tariff per ciascun kWh prodotto;
- Elettricità venduta alla rete pubblica;
- Elettricità venduta all'Hackney Council attraverso un Power Purchase Agreement (PPA).

Tecnologie

All'interno della Banister House Estate è stato realizzato un impianto fotovoltaico con una capacità complessiva di 102 kWp che è suddiviso sui tetti dei 14 edifici che compongono il complesso. Per la realizzazione e installazione dell'impianto sono state coinvolte le aziende Powersun, Repowering insieme al "Hackney Council". L'impianto fotovoltaico installato consente la produzione di 82.000 kWh/annui di energia elettrica e su un arco temporale di 20 anni permetterà il risparmio di circa 679 tonnellate di CO₂. Dalla messa in funzione, ogni anno la Banister House Solar è stata in grado di produrre elettricità a sufficienza per soddisfare la domanda di oltre 38 appartamenti all'interno della comunità.

L'energia prodotta serve a soddisfare la domanda energetica dei residenti e delle aree comuni del complesso, il surplus di energia non consumata è invece venduto alla rete pubblica. L'azienda Powervault ha fornito batterie che sono state installate dai singoli utenti all'interno delle loro abitazioni e batterie utilizzate nei luoghi comuni così da immagazzinare l'energia solare che non viene immediatamente consumata.

Blockchain

La piattaforma peer-to-peer per gli scambi di energia tra residenti è stata creata dalla start-up londinese Verv che ha permesso ai residenti della Banister House, l'11 aprile 2018, di effettuare il primo scambio di energia con la tecnologia blockchain. La piattaforma è in grado di calcolare il profilo energetico delle abitazioni ed anche di determinare la fornitura di energia solare in ciascuna batteria e, di conseguenza, allocare energia a basse emissioni di CO₂ ai residenti in base alle loro esigenze.

La piattaforma Verv 2.0 è installata all'interno di 40 appartamenti della comunità e permette di condividere gratuitamente l'energia rinnovabile tra i vari utenti, nonché di beneficiare della funzionalità dell'assistente energetico domestico Verv, che fornisce aggiornamenti dei costi in tempo reale per apparecchio e avvisi di sicurezza se gli apparecchi vengono lasciati accesi.

Il primo scambio di energia elettrica sfruttando la tecnologia della blockchain è stato realizzato con il token VLUX (VLX) che è stato creato per permettere l'accesso al sistema di trading della piattaforma di Verv 2.0.

Aspetti sociali

L'installazione dell'impianto fotovoltaico ha coinvolto in primis gli stessi abitanti del complesso della Banister House Estate. L'azienda Repowering si è impegnata nella formazione professionale di 8 volontari locali durante lo sviluppo del progetto, inoltre 14 giovani che risiedono nella comunità hanno beneficiato di un tirocinio retribuito per un periodo di 30 settimane in cui gli è stata data la possibilità di approfondire lo studio di tecnologie rinnovabili, temi legati all'efficienza energetica, cambiamenti climatici e marketing. Le figure individuate hanno inoltre collaborato attivamente per l'installazione dei pannelli solari e sono stati anche istruiti per la manutenzione degli stessi pannelli.

La Tabella 19 mostra l'articolazione del business model Canvas associato all'iniziativa, assumendo il punto di vista dei soggetti promotori dell'iniziativa.

Tabella 19. Business model del caso Banister Solar House

Value proposition & Customer interface	Value network	Economic model
• Promuovere un minor impatto ambientale e raggiungere elevati livelli di autoconsumo. • Promozione di una partecipazione attiva della comunità per la gestione del progetto. • Sviluppare attività che permettano la formazione di giovani locali. • I membri possono sia consumare l'energia elettrica direttamente prodotta ed anche istituire scambi tra i diversi membri all'interno della Banister House Estate. • Ottimizzazione dell'utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta localmente ed autoconsumata. • Risparmio economico in bolletta nell'acquisto di energia elettrica.	• Residenti – membri della comunità. • Direttori – responsabili del progetto. • Powersun – fornitore di tecnologia. • Repowering – fornitore di tecnologia. • Hackney Council – soggetto che acquista il surplus della comunità. • Verv – fornitore della tecnologia blockchain.	• Costi: installazione del impianto fotovoltaico, della piattaforma per effettuare gli scambi energetici e per l'installazione delle batterie. • Ricavi: FiT, vendita di energia (non autoconsumata) sia alla rete pubblica e sia attraverso un PPA con l'Hackney Council.

2.3 Normative e modelli europei a confronto

2.3.1 Analisi comparativa del quadro normativo italiano ed europeo

L'Italia fa parte del cluster di Paesi europei che **ad oggi non ha recepito** all'interno del quadro normativo nazionale le direttive europee sulla promozione dell'uso di fonti rinnovabili (RED II) e sul mercato elettrico (EMD II). In Italia non esiste dunque ad oggi nessun caso che sia ascrivibile ad una comunità energetica così come intesa a livello comunitario. Ci si aspetta di osservare nel prossimo biennio l'apertura verso nuove configurazioni per effetto dei contenuti delle direttive comunitarie, il cui recepimento dovrebbe avvenire al più tardi nel 2021.

Sono presenti, invece, diverse configurazioni fisiche di autoconsumo, sviluppatesi secondo le disposizioni contenute all'interno del TISPC e del TISDC, entrambi precedenti all'emanazione delle due direttive europee in oggetto. Tra le 11 configurazioni italiane di autoconsumo individuate, solamente 2 risultano implementabili da chi oggi intendesse dare vita ad una nuova iniziativa di autoconsumo: i SEU e gli ASAP. Le altre 9 configurazioni sono state implementate in passato e restano presenti sul territorio italiano, ma non sono più percorribili attualmente per nuove realizzazioni.

La differenza sostanziale che intercorre tra le configurazioni europee e quelle italiane consiste nel fatto che l'attuale sistema di regolazione italiano prevede la possibilità di realizzare nuovi sistemi di autoconsumo solo in presenza di un **unico cliente finale**, non autorizzando dunque nessuna forma di autoconsumo collettivo. Alcune parziali eccezioni sono rappresentate dagli ASAP, che estendono il perimetro anche ad una pluralità di aziende qualora tutte facciano parte dello stesso gruppo societario.

Guardando allo scenario europeo, ad oggi risultano essere **4 (Austria, Belgio, Francia, Portogallo) i Paesi che hanno recepito** (parzialmente in taluni casi) le sopracitate direttive europee, fra i quali la Francia è stata oggetto d'analisi. In aggiunta, fra i Paesi analizzati è emerso che in alcuni (ossia Germania, Spagna e Svizzera) è presente una normativa ad hoc sull'autoconsumo collettivo, nata prima dell'emanazione delle direttive europee sulle Energy Community.

Uno dei principali aspetti che caratterizza il quadro regolatorio in tema di comunità energetiche nei Paesi analizzati è legato al tema della **prossimità**. La Francia, avendo trasposto nel quadro nazionale quanto definito a livello comunitario, mantiene la stessa definizione presentata nella direttiva europea che prevede che «*azionisti o membri devono essere situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili*». Nel caso della Germania, invece, vi è una limitazione al fatto che l'impianto debba essere situato all'interno del perimetro dell'edificio. Infine, la Svizzera, pur non essendo uno stato EU, mantiene le linee guida per l'autoconsumo collettivo (normativa EU) prevedendo che gli utenti non debbano necessariamente essere adiacenti all'impianto di produzione. Al fine di permettere una trasposizione delle direttive europee all'interno della normativa italiana, è necessario che venga dunque analizzato e definito tale aspetto.

Un secondo elemento d'analisi è legato alla **proprietà e gestione della rete**, rispetto ai quali le direttive europee dispongono che le comunità energetiche possano cooperare con il DSO per la gestione della rete. La Francia, trasponendo la direttiva europea, ha esplicitato inoltre che sia per le REC e le CEC non vi sia il diritto di gestire la rete. Situazione opposta invece si registra nel caso della Svizzera, in cui è previsto che la gestione della rete interna sia lasciata in deroga alla comunità. Nella trasposizione francese è, ad esempio, definito che la comunità energetica debba cooperare con il DSO e che né le REC né le CEC possano possedere o gestire una rete di distribuzione. In Germania invece, tali disposizioni non sono definite all'interno della normativa nazionale.

Un ulteriore tema di confronto riguarda il **pagamento degli oneri**. Nella normativa francese sulle comunità energetiche è previsto che i clienti finali paghino gli oneri di rete applicati ai punti di prelievo dalla rete

pubblica. In Germania è previsto che i membri della comunità siano soggetti al pagamento degli oneri di sistema. Per la Svizzera la situazione è più ampia, stabilendo che i membri della comunità sono soggetti al pagamento in funzione del consumo, dei costi di gestione, dei costi dell'impianto e dei costi per l'approvvigionamento esterno al netto dei ricavi ottenuti dall'immissione dell'eccesso di energia in rete. In Spagna l'energia autoconsumata di origine rinnovabile, cogenerazione o rifiuti è esente da tutti i tipi di oneri, se però l'energia passa dalla rete pubblica, gli autoconsumatori pagano una componente detta «carichi» la cui definizione è ancora in fase di discussione.

Infine, va sottolineato come il **quadro regolatorio italiano** non menzioni l'utilizzo della tecnologia **blockchain** applicata alle forme di autoconsumo, né ponga enfasi sul tema dello **sharing di servizi sociali**. Ciò non vieta che questi due aspetti possano essere implementati nelle configurazioni esistenti, tuttavia il loro effetto risulterebbe fortemente limitato in un contesto in cui non esiste una comunità ma un unico cliente finale.

2.3.2 Analisi critica dei progetti di Energy Community in Italia ed Europa: applicazioni, attori e business model a confronto

Premessa doverosa all'analisi comparativa dei progetti di Energy Community in Italia ed in Europa è che essi rappresentano una **molteplicità di possibili configurazioni di Energy Community**, più o meno aderenti alle definizioni recentemente introdotte nel quadro regolatorio europeo.

Tale eterogeneità di applicazioni fa sì che non risulti di particolare interesse un'analisi comparativa dei progetti sulla base di ciascuna delle molteplici dimensioni d'analisi illustrate nelle sezioni precedenti. Viceversa, in questa sezione s'intende far emergere gli aspetti ritenuti di maggior interesse che caratterizzano i progetti analizzati, da tenere in opportuna considerazione per lo sviluppo di future progettualità in tema di comunità energetiche.

Dalla sezione 2.2.4 in cui si descrivono i casi analizzati per i 6 Paesi europei è possibile notare come vi siano alcune peculiarità e differenze tra i diversi esempi presentati di comunità energetiche. Tutti i progetti sono accomunati dalla creazione di comunità energetiche i cui obiettivi principali sono la **riduzione del costo dell'energia elettrica** che deriva da energia prodotta localmente e direttamente autoconsumata e, come secondo obiettivo, la possibilità di **contribuire alla transizione energetica** adottando soluzioni che prevedono l'installazione e l'utilizzo di impianti di energie rinnovabili.

Accanto alla presenza (costante) di finalità di natura ambientale ed energetica, emerge in taluni casi la volontà di **perseguire finalità sociali**. Si fa riferimento ad esempio ai casi dei progetti in Francia, Germania, Svizzera e UK, in cui parallelamente agli obiettivi energetici si cerca di perseguire obiettivi di natura sociale che intendono coinvolgere in modo attivo la comunità nelle scelte energetiche e nella gestione (seppur con diverse modalità) del progetto della comunità. Nel caso della Francia, si fa specifico riferimento alla possibilità di creare spazi condivisi tra i cittadini per incoraggiare lo sviluppo di iniziative e partnership. Nel caso tedesco, invece, si punta ad aumentare la consapevolezza circa l'utilizzo di energia all'interno della comunità e a promuovere la logica del *Demand Side Management*. Per il caso della Svizzera, visto anche la dimensione minore del progetto rispetto agli altri, si mira a rendere consapevoli i consumatori in merito ai benefici che derivano dall'utilizzo da fonti rinnovabili e quindi se ne promuove la loro accettazione all'interno della comunità. Infine, nel caso UK infine si cerca di stimolare la partecipazione della comunità nella gestione del progetto e per la realizzazione degli impianti sono stati coinvolti direttamente giovani della comunità che hanno beneficiato di corsi di formazione tecnica.

Uno degli aspetti che influisce sulla struttura della comunità e sulla tipologia di business adottato è definito dalla **dimensione della comunità**. Nella rassegna di casi sono stati considerati 3 esempi in cui le dimensioni della comunità risultano essere medio-grandi, rispettivamente in Francia, Germania e Italia, mentre

dimensioni più modeste sono riscontrate per i casi di Spagna, Svizzera e UK. Nei primi 3 Paesi si nota come il progetto per la costituzione della comunità energetica sia partito da un contesto ampio e che mira ad inglobare al suo interno un modesto numero di abitazioni e di attività commerciali. Nel secondo caso, invece, le comunità energetiche sono nate in contesti più circoscritti e hanno coinvolto al suo interno condomini o residenti di una stessa comunità locale, mantenendo così un profilo più ristretto che stimola il coinvolgimento e la partecipazione attiva tra i vari soggetti della comunità.

Analizzando i vari esempi di comunità energetica si nota anche come siano diversi gli **attori coinvolti**, nei casi dei progetti più grandi, oltre ai residenti privati e al proprietario e gestore dell'impianto di produzione (o più impianti), vi sono anche siti industriali, attività commerciali ed edifici pubblici. A questi soggetti si affiancano anche i fornitori delle piattaforme di blockchain e dei sistemi di accumulo e in alcuni casi anche le università locali (caso Italia e Svizzera) che contribuiscono alla gestione del progetto e alla fornitura di servizi e prodotti hardware/software (in coerenza con la natura "sperimentale" che tipicamente caratterizza tali progetti). Nelle realtà più piccole, invece, ciò che cambia è la numerosità degli attori coinvolti, che vede principalmente i residenti, il proprietario e gestore dell'impianto di produzione, il fornitore della piattaforma blockchain e dei sistemi di accumulo (se presenti). In quest'ultimo scenario si viene a creare un vero e proprio mercato energetico locale dove con produzione, autoconsumo e scambi di energia elettrica attraverso la piattaforma blockchain, il valore generato resta circoscritto ai membri della community.

Lo **scambio P2P di energia**, abilitato dalla tecnologia blockchain, è presente in 4 casi su 6, rispettivamente nei progetti di Francia, Spagna, Svizzera e UK. Benché la tecnologia blockchain sia una delle tante componenti della comunità energetica, in tutti e 4 i casi analizzati risulta evidente come essa abiliti gli scambi tra i membri della comunità, ossia produttori e consumatori di energia. Uno degli aspetti che emerge dall'analisi dei casi è come la blockchain permetta di monitorare i consumi energetici e di favorire una tracciabilità dei dati. In tutti e 4 i casi discussi precedentemente, il fornitore della piattaforma è una società terza che abilita la connessione diretta tra i membri della comunità e oltre al favorire l'incrocio dei dati di produzione e consumo, permette ai diversi soggetti di stipulare accordi bilaterali per il prezzo al quale si intende vendere (o acquistare) l'energia elettrica (valido nei casi di Francia, Spagna e UK). Uno degli aspetti messi in risalto in tutti i casi analizzati è la possibilità per i consumatori di avere accesso diretto ai propri dati relativi ai consumi e la possibilità, tramite la piattaforma, di incrociarli in modo ottimale con i dati di produzione così da ottimizzare gli scambi di energia.

Analizzando infine i **modelli economici** adottati, appare evidente in tutti i progetti analizzati che la maggior parte (se non la totalità) dei costi siano riferiti all'installazione di impianti di generazione da fonti rinnovabili, ai dispositivi di accumulo (ove presenti) e allo sviluppo della piattaforma blockchain (ove presente) che permette lo scambio di flussi energetici tra produttore e consumatore. Per i ricavi, in tutti i progetti analizzati, tale analisi può assumere una duplice visione in quanto lato consumatore la voce principale è definita dal risparmio per l'approvvigionamento di energia elettrica acquistata ad un prezzo inferiore rispetto all'acquisto tradizionale dalla rete pubblica, mentre lato produttore vi è la possibilità di ottenere una remunerazione sulla quantità di energia prodotta e venduta ai membri della comunità o a soggetti terzi tramite PPA.

3 Conclusioni

Dall'analisi del quadro normativo-regolatorio europeo ed italiano emerge come la **situazione italiana sia attualmente piuttosto distante** da ciò che viene promosso a livello europeo e a livello nazionale da alcuni Paesi europei. In Italia, infatti, non è consentita né la creazione di comunità energetiche né le configurazioni di autoconsumo collettivo, mentre altri Paesi come la Spagna, seppur non abbiano ancora recepito le direttive europee, hanno già introdotto norme relative all'autoconsumo collettivo. Ciò che è presente ad oggi in Italia fa parte di progetti sperimentali o di legislazioni emanate a livello regionale (vedi il caso di Piemonte, Puglia e Sardegna). L'assenza di una legislazione italiana che regolamenti la creazione di comunità energetiche e le forme di autoconsumo collettivo comporta il rischio che i nuovi progetti non abbiano nessuna indicazione a cui fare riferimento e diano vita ad iniziative frammentate e disomogenee che dovranno essere ricondotte alla legislazione nazionale nel momento in cui questa verrà definita⁷.

L'Energy Community è un ambito di applicazione molto interessante per la **blockchain**, che costituisce la tecnologia in potenza più interessante per quanto riguarda gli scambi decentralizzati peer-to-peer, in quanto si può descrivere come una "distributed network technology" che ben si addice alla sempre maggiore distribuzione delle risorse energetiche decentralizzate. L'applicazione della tecnologia consente l'interazione diretta di una molteplicità di soggetti diversi che scambiano energia, informazioni, pagamenti all'interno della comunità: sia i membri stessi della community, sia gli attori esterni come il DSO, i venture capitalist, i retailers, ESCo ecc. La normativa specifica delle Energy Community non richiama direttamente l'utilizzo della blockchain, né contiene elementi che ne scoraggino l'applicazione.

Precedentemente all'introduzione della normativa relativa alle Energy Community, un trend di sviluppo della blockchain era stato individuato nell'ambito di aggregazioni virtuali, quali **UVAM e VPP**. Tali configurazioni sono accomunate dalla possibilità di partecipare al mercato per i servizi di dispacciamento e dall'adozione della blockchain, tramite lo strumento degli smart contract, da parte di tutti i soggetti abilitati. Ciò consente a ciascuno di essi di definire istante per istante la quantità di capacità messa a disposizione per la partecipazione al mercato e il prezzo richiesto per l'effettiva attivazione della stessa. Le offerte possono così essere visualizzate in real time ed attivate istantaneamente, seguite contestualmente dall'erogazione del servizio ed esecuzione della transazione.

Dall'analisi emerge che la tecnologia blockchain rappresenta una delle tecnologie più promettenti per l'evoluzione del sistema energetico. D'altro canto, per abilitarne un'ampia diffusione, dovranno essere opportunamente affrontate le **criticità** che attualmente la caratterizzano. Pur non essendo il suddetto tema oggetto principale d'analisi all'interno del presente rapporto, si menzionano due elementi del Regolamento UE 2016/679, noto come GDPR (General Data Protection Regulation) che – secondo il parere di alcuni player del settore – rappresentano elementi di criticità. In primis, il principio di **proprietà dei dati**, che ribadisce il diritto del cittadino ad accedere e rettificare i propri dati personali. In secondo luogo, si fa riferimento al "**diritto all'oblio**", che conferisce al proprietario il diritto alla cancellazione dei propri dati. I due sono indicati come elementi di criticità in quanto il dato e la condivisione dello stesso sono parti integranti della blockchain e si considera utile averne consapevolezza per mettere in pratica le soluzioni tecnologiche adeguate.

Come sottolineato a valle dell'analisi normativa comunitaria, nessun obbligo viene posto sull'inserimento di iniziative di **sharing di servizi sociali** all'interno delle comunità energetiche. Va evidenziato come queste potrebbero essere funzionali alla creazione di una comunità, tuttavia l'analisi dei progetti emergenti di comunità nelle più svariate declinazioni, non ha dato evidenza di ciò. Seppur non oggetto di questo studio, sono infatti da segnalare altri progetti europei che stanno testando l'utilizzo di monete virtuali, cosiddette community inclusive token per lo scambio di servizi sociali che esulano dagli scambi energetici.

⁷ Si veda l'Appendice 4.6 per un approfondimento sul primo recepimento della RED II all'interno dell'Emendamento Milleproroghe del 13 febbraio 2020

4 Annex

4.1 Le caratteristiche delle REC

Gli **impianti di produzione** dell'energia all'interno della REC possono essere **esclusivamente alimentati da fonti rinnovabili**, vale a dire energia eolica, solare (termico e fotovoltaico), geotermica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas (Articolo 2, comma 1). Non sono dunque ammessi impianti di generazione che utilizzino fonti fossili.

In secondo luogo, gli impianti di generazione devono essere sviluppati dal soggetto giuridico in questione ed appartenere al soggetto giuridico in questione, ossia alla comunità. In terzo luogo, deve essere verificata la **prossimità** geografica tra gli azionisti o membri della comunità e gli impianti di produzione dell'energia. Malgrado sia inserito questo vincolo, la Direttiva non fornisce ulteriori dettagli circa l'interpretazione del concetto di prossimità. All'interno dell'Articolo 22 viene poi menzionata la possibilità da parte degli Stati Membri di prevedere che le REC siano aperte alla partecipazione transfrontaliera.

Tra le **attività** che le comunità hanno il diritto di svolgere, esse fanno riferimento alla produzione, al consumo, all'immagazzinamento ed alla vendita di energia rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica. È previsto inoltre lo scambio di energia all'interno della stessa comunità in cui risiedono gli impianti di produzione utilizzati per generarla e la possibilità per la comunità di accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica appropriati, in modo diretto o mediante aggregazione.

Un altro dei punti chiave riguarda il rapporto che si va ad instaurare tra la comunità ed il gestore della rete di distribuzione (Distribution System Operator - **DSO**) di riferimento, il quale è tenuto a cooperare con la comunità di energia rinnovabile per facilitare i trasferimenti di energia all'interno di essa.

Un ulteriore aspetto che viene enfatizzato all'interno della Direttiva riguarda l'inclusione dei soggetti all'interno della comunità, in quanto viene precisato che la **partecipazione** intende includere consumatori appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili. È necessario infatti rendere disponibili strumenti per facilitare l'accesso a finanziamenti ed informazioni. Inoltre, deve essere fornito un sostegno normativo e di sviluppo alle autorità pubbliche per facilitarne la partecipazione all'interno della comunità.

All'interno della Direttiva viene precisato il ruolo attivo che gli Stati Membri devono ricoprire per promuovere lo sviluppo delle comunità di energia rinnovabile, partendo innanzitutto dalla valutazione degli ostacoli che ne impediscono o limitano la creazione e del potenziale esistente. A valle di tali valutazioni, ciò che deve essere realizzato è un quadro di sostegno atto ad eliminare gli ostacoli normativi e amministrativi ingiustificati.

Tra le premesse della direttiva (n°26), viene indicato agli Stati Membri di prevedere che le REC possano partecipare ai **regimi di sostegno** disponibili al pari dei titolari di impianti di grandi dimensioni o, altresì, che vengano retribuite tramite sostegno diretto se assimilabili ad impianti di piccola taglia. In questo contesto, è fondamentale, infatti, consentire alle comunità di energia rinnovabile di competere sullo stesso piano al pari con altri produttori, in modo da aumentare la partecipazione ed amplificare i vantaggi sopracitati. Tale possibilità potrebbe venir meno nel caso in cui, date le caratteristiche delle REC in termini di dimensioni, assetto proprietario e numero di progetti, quest'ultime si trovino a competere con operatori di grande taglia, ossia i concorrenti che dispongono di progetti o portafogli più ampi.

Il principale **vantaggio** derivante dalle REC consiste nel dare ai cittadini locali e alle autorità locali la possibilità di partecipare a progetti nell'ambito delle energie rinnovabili attraverso la creazione di una comunità che produca energia e partecipi attivamente alla transizione energetica. Per lo Stato i vantaggi si traducono in

una maggiore accettazione delle energie rinnovabili a livello locale ed in un accesso a capitali privati aggiuntivi, dettati dagli investimenti a livello locale provenienti dalle comunità.

4.2 Le caratteristiche delle CEC

Riguardo la **partecipazione** alle CEC, si nota come siano posti dei limiti dimensionali alle imprese che possono prendervi parte. La Direttiva fa infatti riferimento alle piccole imprese, intese all'interno della Direttiva come imprese che occupano meno di 50 dipendenti e realizzano un fatturato annuo oppure un totale di bilancio annuo non superiore a 10 milioni di euro.

Tra le **attività** concesse alla CEC, la Direttiva prevede la generazione di energia, che include nella definizione la sola generazione di energia elettrica (nessun riferimento viene fatto alla produzione di energia termica), eventualmente prodotta da fonti rinnovabili.

Riguardo invece i trasferimenti di energia all'interno della comunità e al rapporto che la CEC instaura con il **DSO**, viene sottolineato come quest'ultimo sia tenuto a cooperare con le comunità energetiche dei cittadini per agevolare i trasferimenti di energia elettrica al loro interno. Tale cooperazione è prevista che avvenga previo pagamento di un'equa compensazione, il cui ammontare è valutato dall'autorità di regolazione (articolo 16, comma 1.d). La Direttiva inoltre lascia alla discrezione degli Stati Membri la decisione di concedere o meno alle CEC il diritto di gestire la rete di distribuzione nella loro zona di gestione ed istituire le pertinenti procedure. In questo caso, la CEC avrebbe il diritto di concludere un accordo con il DSO o TSO pertinenti a cui la rete è collegata e sarebbe soggetta al pagamento degli **oneri di rete** nei punti collegamento con la rete al di fuori della stessa comunità energetica. Sebbene la direttiva europea non specifichi come venga trattato il pagamento degli oneri di rete all'interno della comunità, ciò che si evince è che la CEC venga "vista" dalla rete come un singolo punto di consegna dell'energia elettrica (Point of Delivery – POD) a cui si applicano le regole di contabilità del pagamento degli oneri di rete e degli sbilanciamenti di cui è responsabile.

Relativamente al consumo di energia elettrica autoprodotta, viene riportato all'interno della direttiva il fatto che le CEC si comportino come "clienti attivi", ossia come "un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o conserva l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato Membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale" (Articolo 2, comma 8).

4.3 Le caratteristiche delle REC e CEC a confronto

Tabella 20. Dimensioni d'analisi di Energy Community e loro descrizione

Dimensione d'analisi	Descrizione
Generazione	Tecnologie di produzione dell'energia che possono rientrare nella Energy Community.
Partecipazione	Tipologie di soggetti che possono essere soci o membri della Energy Community.
Forma legale	Forma giuridica di riferimento per i soggetti all'interno della community.
Prossimità e modalità di connessione	Esistenza di vincoli geografici di prossimità tra i membri della community e necessità di connessione fisica tra essi.
Proprietà e gestione della rete	Analisi di come la community si pone rispetto alla rete utilizzata (ad esempio se ne è proprietaria o si fa carico della gestione).
Condizioni tariffarie	Analisi sulla gestione del pagamento degli oneri di rete da parte della comunità energetica.
Attività	Tipologie di attività che possono essere svolte dalla comunità energetica.

Generazione

Nelle REC il vincolo sulla generazione implica che solamente le tecnologie di produzione dell'energia da fonti rinnovabili possano essere inserite all'interno della comunità, vincolo derivante dall'obiettivo della RED II di promuovere una diffusione sempre più ampia delle energie rinnovabili, utilizzando anche l'autoconsumo e le comunità energetiche come strumenti di diffusione. Questo aspetto non si ritrova nelle comunità energetiche dei cittadini (CEC), per le quali quando si parla di generazione, si precisa come questa possa provenire "anche da fonti rinnovabili", il che non esclude la possibilità che altre fonti – non rinnovabili – possano essere impiegate a tale scopo. Un'altra differenza che emerge tra le due configurazioni riguarda la tipologia di energia che viene prodotta e scambiata all'interno della community, nelle CEC viene specificato che quando si parla di energia si fa riferimento solamente all'energia elettrica, mentre nelle REC non emerge nessuna precisazione a riguardo, il che non esclude che si possa trattare sia di energia elettrica che termica.

Partecipazione

Entrambe le configurazioni di comunità energetiche sono basate su una partecipazione aperta e volontaria e sono controllate dai membri o soci della comunità. I membri possono essere persone fisiche, autorità locali, amministrazioni comunali ed imprese. L'unica differenza sotto questo aspetto riguarda la dimensione delle imprese, infatti si parla di piccole e medie imprese (PMI) nelle REC e di piccole imprese nelle CEC. Le REC godono dunque di una platea più ampia di partecipanti, includendo anche le imprese di medie dimensioni, mentre le CEC circoscrivono la partecipazione solamente alle piccole imprese.

Riguardo all'eventuale decisione di uno dei membri di voler uscire dalla comunità, nelle CEC viene citata e contemplata tale possibilità, mentre nelle REC non viene trattata in nessun punto della direttiva.

Forma legale

In entrambe le direttive si definiscono le comunità energetiche come soggetti giuridici, da sottolineare come nella definizione delle REC si parli di soggetto giuridico "autonomo", mentre nelle CEC non venga espressamente citata tale caratteristica. Tuttavia nelle CEC viene specificato tra le premesse che queste possano essere costituite in forma di qualsiasi soggetto giuridico, per esempio associazione, cooperativa, partenariato, organizzazione senza scopo di lucro o PMI.

Riguardo alle REC viene inoltre aggiunto che gli Stati membri dovrebbero avere la possibilità di scegliere una qualsiasi forma di entità per le comunità di energia rinnovabile, a condizione che esse possano esercitare diritti ed essere soggette a determinati obblighi. La comunità, intesa come soggetto giuridico, dovrebbe mantenere la propria autonomia dai singoli membri e dagli altri attori di mercato tradizionali che partecipano alla comunità in qualità di membri o azionisti, o che cooperano con altri mezzi, come gli investimenti (premessa n° 71).

Prossimità e modalità di connessione

Entrambe le configurazioni sono aperte alla partecipazione transfrontaliera, non esiste dunque nessun vincolo legato all'appartenenza della comunità ad uno o più Stati Membri. L'unica prescrizione fornita all'interno della RED II stabilisce che gli azionisti o membri di una REC devono essere situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, ma non viene fornita nessuna indicazione "quantitativa" sull'entità di tale distanza, né sulla necessità di stabilire una connessione fisica o virtuale tra l'impianto di generazione dell'energia e il/i consumatore/i.

La EMD II approccia in modo diverso il tema della prossimità e della connessione, stabilendo che i membri possano essere riforniti di energia elettrica da impianti di generazione all'interno della CEC senza trovarsi in

prossimità fisica diretta con esso o sottesi a un punto di misura unico. Questa parte della direttiva lascia dunque aperta la possibilità di creare connessioni virtuali e non necessariamente fisiche tra i membri che si scambiano energia all'interno della community, tema che non emerge nel caso delle REC.

Proprietà e gestione della rete

La differenza principale tra le due forme di Energy Community risiede nel fatto che le CEC abbiano il diritto di istituire e gestire una rete di distribuzione (se concesso dallo Stato Membro), mentre le REC non godono di questo diritto.

Alla luce dell'analisi effettuata per la dimensione precedente, la quale ha fatto emergere per le CEC l'assenza della necessità di prossimità fisica diretta, e dunque la possibile apertura ad aggregazioni virtuali, sembra in contraddizione il fatto che esse possano però possedere e gestire la rete di distribuzione interna. In altre parole, alle CEC vengono consentiti due aspetti che vanno in direzioni diverse: da un lato la virtualizzazione della comunità e dall'altro la proprietà della rete di distribuzione.

Inoltre, per entrambe le configurazioni viene sollecitata la cooperazione tra comunità e DSO, con la sostanziale differenza che nelle CEC viene menzionata l'esistenza del pagamento di una equa compensazione per il DSO, cosa non prevista nel caso delle REC.

Condizioni tariffarie

Coloro che sono membri delle comunità, sia REC che CEC, non dovrebbero essere esentati da pertinenti costi, oneri, prelievi e imposte che sarebbero a carico dei consumatori finali che non sono membri di una comunità. La condivisione dell'energia elettrica non dovrebbe dunque incidere sulla riscossione degli oneri di rete, delle tariffe e dei tributi connessi ai flussi di energia elettrica. Ciò che non viene chiarito dalle due direttive è la modalità con cui viene trattato il pagamento degli oneri di rete sull'energia autoconsumata, in particolare se esiste una esenzione totale o parziale dalla parte fissa e la parte variabile in cui si suddividono.

Dal punto di vista dei meccanismi di incentivazione, si segnala una differenza sostanziale fra REC e CEC. Le REC, infatti, possono avere accesso ai meccanismi di incentivazione esistenti nel Paese, in quanto è previsto che partecipino ai regimi di sostegno disponibili al pari dei titolari di impianti di grandi dimensioni o, altresì, che vengano retribuite tramite sostegno diretto se assimilabili ad impianti di piccola taglia. Tale possibilità non viene citata all'interno della direttiva relativa alle CEC, evidenza di come le REC tendano a voler costruire comunità di autoconsumo basate su impianti rinnovabili che vengono percepiti dalla normativa come un unico impianto a cui applicare i diritti e gli obblighi esistenti per gli impianti di generazione FER presenti nel Paese. Nonostante tale incentivo, per evitare che infici la stabilità finanziaria dei regimi di sostegno dell'energia rinnovabile, potrebbe essere limitato agli impianti di piccola taglia con una capacità elettrica non superiore ai 30 kW.

Un punto che viene toccato solamente nella direttiva delle CEC riguarda gli sbilanciamenti apportati alla rete elettrica, rispetto a cui viene prescritto che le comunità siano finanziariamente responsabili degli stessi.

Attività

Un altro aspetto in comune riguarda la finalità principale delle comunità, che privilegia i benefici ambientali, economici e sociali rispetto ai profitti finanziari. Sebbene gli obiettivi siano i medesimi, il perimetro di attività che sono ammesse per le CEC è più ampio rispetto a quello di pertinenza delle REC. Oltre alle attività di produzione, consumo e stoccaggio dell'energia e partecipazione ai mercati, che sono previste per entrambe le configurazioni, le CEC includono anche la predisposizione di servizi di ricarica per veicoli elettrici e la fornitura di servizi di efficienza energetica. Questa differenza nel portafoglio di attività e servizi rispecchia

l'orientamento delle CEC a fornire servizi ai cittadini che vadano oltre il solo approvvigionamento di energia, ma che comprendano anche la ricarica dei veicoli elettrici e altri servizi energetici.

Per entrambe le configurazioni, le attività che vengono menzionate sono da intendersi come attuabili all'interno della comunità, ossia rivolte ai soci e membri che ne fanno parte, non viene data nessuna indicazione sulla possibilità che la comunità possa offrire tali attività verso l'esterno, ossia nei confronti di soggetti che non rientrano nella community.

4.4 Le reti pubbliche

La **rete pubblica** è una qualsiasi rete elettrica gestita da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica. Il gestore ha l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità di servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste.

Le reti pubbliche sono suddivisibili nei seguenti due sottoinsiemi:

- Le **reti di distribuzione** che sono l'insieme costituito dalle reti elettriche gestite dalle imprese distributrici concessionarie al fine dello svolgimento e dell'erogazione del pubblico servizio di distribuzione come disciplinato dall'articolo 9 del decreto ministeriale 79/99. Le reti di distribuzione sono composte dalle reti di proprietà delle imprese distributrici concessionarie e dai tratti delle reti e delle linee di proprietà di soggetti non concessionari dell'attività di distribuzione che vengono utilizzate per l'erogazione del pubblico servizio.
- Le reti elettriche utilizzate da Terna per l'erogazione dei **servizi di trasmissione** sono l'insieme costituito dalla rete di trasmissione nazionale (RTN) e dai tratti delle reti e delle linee di soggetti non concessionari dell'attività di trasmissione o di distribuzione utilizzati da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione che non rientrano nella RTN.

4.5 Le configurazioni di rete incluse nei Sistemi di Distribuzione Chiusi

L'insieme dei SDC è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: **reti interne di utenza (RIU)** e **altri SDC (ASDC)**.

Le reti interne di utenza (RIU) sono reti che rispettano i seguenti requisiti, secondo l'articolo 33 della legge 99/09:

- a. Sono reti esistenti alla data di entrata in vigore della legge 99/09 ("Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"), ovvero sono reti di cui, alla medesima data, siano stati avviati i lavori di realizzazione ovvero siano state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
- b. Connettono unità di consumo industriali, ovvero connettono unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, purché esse siano ricomprese in aree insistenti sul territorio di non più di tre comuni adiacenti, ovvero di non più di tre province adiacenti nel solo caso in cui le unità di produzione siano alimentate da fonti rinnovabili;
- c. Sono reti non sottoposte all'obbligo di connessione di terzi, fermo restando il diritto per ciascuno dei soggetti ricompresi nella medesima rete di connettersi, in alternativa alla rete con obbligo di connessione di terzi;
- d. Sono collegate tramite uno o più punti di connessione a una rete con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV;
- e. Hanno ciascuna un soggetto responsabile che agisce come unico gestore delle medesime reti. Tale soggetto può essere diverso dai soggetti titolari delle unità di consumo o di produzione, ma

non può essere titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica.

Tale sistema dunque prevede la possibilità di servire in autoconsumo una molteplicità di clienti finali, non identificati come clienti civili e situati nell'area servita dal SDC.

Gli altri SDC (ASDC). Sono reti che rispettano le definizioni di SDC e che, al tempo stesso, non sono classificate tra le RIU.

5 Riferimenti bibliografici e sitografia

1. ENERGY & STRATEGY, Electricity Market Report (2018).
2. TERNA, "Il ruolo di Terna nel processo di gestione di SSPC, SDC, UP Aggregate" (2017).
3. ENERGY & STRATEGY, Electricity Market Report (2019).
4. E. Gui, I. MacGill, "Typology of future clean energy communities: An exploratory structure, opportunities, and challenges", Energy Research & Social Science, 35 (2018), pp. 94-107.
5. <https://www.communitypower.eu> (Europa)
6. <https://www.compile-project.eu> (Europa)
7. <http://co2mmunity.eu/outputs/community-energy-cases> (Europa)
8. <https://www.rescoop.eu/> (Europa)
9. <https://euislands.eu/clean-energy-islands> (Europa)
10. <http://horizon2020-story.eu/> (Europa)
11. <http://www.lei.lt/co2mmunity/?s=&category=8&location=&a=true> (Nord Europa)
12. <http://energiakokeilut.fi/search/node?keys=energy> (Finlandia)
13. <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/experimenten-elektriciteitswet/besluiten-ontheffingen> (Olanda)
14. https://bib.irb.hr/datoteka/828110.energetske_zadruga_2.pdf (Croazia)
15. <http://cityinvest.eu/content/dour-belgium> (Belgio)
16. <https://energycommunitiestipp.ie> (Irlanda)
17. <https://www.genossenschaften.de/> (Germania)
18. <https://www.wisegrid.eu/pilot-sites/> (Germania)
19. www.comunirinnovabili.it (Italia)
20. <http://www.unionrenovables.coop/> (Spagna)
21. <https://www.repowering.org.uk> (UK)
22. <https://communityenergyengland.org/pages/case-studies> (UK)
23. <https://www.uk.coop/directory?loc%5Bdistance%5D=20&loc%5Bunit%5D=3959&loc%5Borigin%5D=&keys=energy+community&cat=All> (UK)
24. <http://www.communitypower.scot/wp/wp-content/uploads/2015/02/CommunityPowerScotlandOct2014Web.pdf> (Scozia)
25. Smarter Together, Deliverable D3.3.2 (2019).
26. A. Wörner, A. Meeuw, L. Ableitner, *et al.* "Trading solar energy within the neighborhood: field implementation of a blockchain-based electricity market", Energy Informatics, 2,11 (2019).
27. L. Tricarico, "Community energy enterprises in the distributed energy geography: A review of issues and potential approaches", International Journal of Sustainable Energy Planning and Management, 18 (2018), pp. 81-94.

6 Abbreviazioni ed acronimi

ASAP: Altri Sistemi di Autoproduzione

ASE: Altri Sistemi Esistenti

BSP: Balance Service Provider

CEC: Citizen Energy Community

CEP: Clean Energy for all Europeans Package

DSO: Distribution System Operator

EMD: Electricity Market Directive

FER: Fonti di Energia Rinnovabile

ICES: Integrated Community Energy Systems

MSD: Mercato dei Servizi di Dispacciamento

P2P: peer-to-peer

PMI: Piccole – Medie Imprese

POD: Point Of Delivery

REC: Renewable Energy Community

RED: Renewable Energy Directive

RIU: Reti Interne di Utenza

RTN: Rete di Trasmissione Nazionale

SAP: Sistemi di Autoproduzione

SDC: Sistemi di Distribuzione Chiusi

SEEU: Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza

SEU: Sistemi Efficienti di Utenza

SSPC: Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

TISDC: Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi

TISSPC: Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

UVA: Unità Virtuale Abilitata

UVAC: Unità Virtuale Abilitata di Consumo

UVAM: Unità Virtuale Abilitata Mista

UVAP: Unità Virtuale Abilitata di Produzione

VPP: Virtual Power Plant

7 Curriculum scientifico del gruppo di lavoro

Simone Franzò è Ricercatore a tempo determinato presso il Politecnico di Milano, ove è docente di Energy Management Lab nell'ambito del corso di laurea specialistica in Ingegneria Gestionale. È membro della Core Faculty della School of Management del Politecnico di Milano, dove insegna nell'ambito di corsi specialistici, MBA ed Executive MBA (presso il MIP Politecnico di Milano – Graduate School of Business) e dirige l'Executive Master in Management. È Project Leader presso l'Energy & Strategy Group del Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano per le attività legate al Mercato Elettrico ed alla Smart Mobility.

Davide Chiaroni è Professore Ordinario presso il Politecnico di Milano, ove è docente di Strategy and Marketing nell'ambito del corso di laurea specialistica in Ingegneria Gestionale. Presso il MIP Graduate School of Business del Politecnico di Milano è Associate Dean per la Corporate Education e Membro del Comitato di Gestione. È stato inoltre Direttore della Management Academy del MIP, la Business School del Politecnico di Milano. È Vice-Direttore, presso il Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano, dell'Energy & Strategy Group, osservatorio permanente sul settore dell'energia.

Vittorio Chiesa è Professore Ordinario presso il Politecnico di Milano, ove è docente di Strategy and Marketing e di Energy and Sustainability Management nell'ambito del corso di laurea specialistica in Ingegneria Gestionale. È Presidente del MIP Graduate School of Business del Politecnico di Milano. È Direttore, presso il Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano, dell'Energy & Strategy Group, osservatorio permanente sul settore dell'energia. In base alle pubblicazioni, è stato indicato tra i Top 60 World's Innovation Management Scholars in un'analisi relativa al periodo 1991-2010.

Federico Frattini è Professore Ordinario presso il Politecnico di Milano, ove è docente di Impresa e Decisioni Strategiche nell'ambito del corso di laurea in Ingegneria Gestionale. È Honorary Researcher presso la Lancaster University Management School. È Dean del MIP Graduate School of Business del Politecnico di Milano. È Vice-Direttore, presso il Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano, dell'Energy & Strategy Group, osservatorio permanente sul settore dell'energia. È stato nominato nel 2013 tra i primi 50 studiosi al mondo sui temi della gestione della tecnologia e dell'innovazione.

Appendice - Emendamento Milleproroghe A.C. 2325

In data 13 febbraio 2020 sono stati approvati i 3 emendamenti identici al decreto Milleproroghe, che hanno l'obiettivo di attivare le configurazioni di autoconsumo collettivo di energia rinnovabile e REC anticipatamente rispetto al recepimento delle direttive europee RED II e EMD II. Gli emendamenti introducono **l'articolo 42-bis che definisce REC** con le seguenti caratteristiche:

Tabella 21. Caratteristiche REC da Emendamento Milleproroghe

Dimensione d'analisi	REC
Generazione	Impianti FER di nuova realizzazione di potenza complessiva non superiore a 200 kW.
Partecipazione	Persone fisiche, PMI, enti territoriali, autorità locali, amministrazioni comunali.
Forma legale	Nessun vincolo.
Prossimità e continuità territoriale	I punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti sono ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione MT/BT.
Proprietà e gestione della rete	- Utilizzo della rete di distribuzione esistente. - Cooperazione tra community e DSO per facilitare gli scambi di energia interni.
Condizioni tariffarie	È individuata una tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti FER che sia premiante per l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo.
Attività	Produzione, consumo, stoccaggio, vendita di energia rinnovabile (anche accordi di compravendita), scambio di energia all'interno della comunità, accesso a tutti i mercati dell'energia elettrica, direttamente o mediante aggregazione.