

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria energetica e
nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Le comunità energetiche: simulazione ed ottimizzazione tecnico-economica



Relatore

Prof. Maurizio Repetto

Correlatori

Dott.ssa Paola Margiaria

Ing. Marco Cerchio

Ing. Paolo Galliano

Candidato

Andrea Cielo

s257720

Anno Accademico 2019/2020

*Alla mia famiglia, Chiara, Luisa e Paolo,
e alla mia ragazza, Ilaria.*

Indice

Elenco delle figure	iii
Abstract	1
Introduzione	2
1 Le comunità energetiche nel contesto europeo	5
1.1 Definizione e caratteristiche generali	6
1.1.1 Cenni storici	6
1.1.2 Le comunità energetiche nel ventunesimo secolo	10
1.2 Il caso della Danimarca	13
1.2.1 Parco eolico Middelgrunden.....	14
1.2.2 Parco eolico Hvide Sande.....	15
1.3 Il caso della Germania	17
1.3.1 Cooperativa Bioenergy Village Jühnde.....	19
1.3.2 La città di Dardesheim.....	20
1.4 Il Pacchetto energia pulita per tutti gli europei.....	21
1.4.1 La Comunità di Energia Rinnovabile	22
1.4.2 La Comunità Energetica dei Cittadini	24
1.4.3 Le reazioni di alcuni Paesi europei.....	26
2 Le comunità energetiche in Italia	29
2.1 La situazione attuale in materia di autoconsumo.....	31
2.1.1 Il quadro normativo vigente	31
2.1.2 La diffusione e i benefici dell'autoconsumo	35
2.2 Esempi di comunità energetiche.....	39
2.2.1 La SECAB.....	39
2.2.2 La smart grid di Benetutti.....	40
2.2.3 Il caso del Piemonte e la Comunità Energetica Pinerolese.....	42
2.3 Il decreto Milleproroghe 2019: nuovi scenari e opportunità	45
2.3.1 Il testo del decreto	46
2.3.2 Gli sviluppi normativi.....	48
3 I driver delle comunità energetiche	51
3.1 Decarbonizzazione	52
3.1.1 Recente politica europea.....	52
3.1.2 Le opportunità in Italia alla luce del PNIEC	54

3.2	Decentralizzazione	58
3.2.1	Il cittadino prosumer.....	59
3.2.2	Povert� energetica e fenomeni NIMBY	61
3.3	Digitalizzazione.....	64
3.3.1	Il concetto di smart grid.....	64
3.3.2	La tecnologia blockchain.....	69
4	Un approccio per la simulazione delle comunit� di energia rinnovabile.....	75
4.1	Gli input della procedura	76
4.1.1	I carichi elettrici.....	77
4.1.2	La produzione fotovoltaica.....	80
4.1.3	L'accumulatore elettrochimico a ioni di litio	82
4.2	Il corpus della procedura	84
4.2.1	Generalit� sui problemi di ottimizzazione.....	87
4.2.2	L'ottimizzazione MILP del nodo elettrico	89
4.3	Gli output della procedura	92
4.3.1	Indicatori energetici.....	92
4.3.2	Indicatori economici.....	93
4.3.3	Le ipotesi del caso studio	95
5	Il caso studio: la CER di Monticello d'Alba	97
5.1	Considerazioni preliminari	97
5.1.1	L'analisi del territorio.....	98
5.1.2	Il modello di intervento Top-Down.....	100
5.2	La comunit� oggetto della simulazione	101
5.2.1	I carichi elettrici.....	104
5.2.2	La produzione fotovoltaica.....	107
5.3	I risultati della simulazione	109
5.3.1	Indicatori energetici.....	109
5.3.2	Un design ottimale.....	111
5.3.3	Analisi di sensitivit�	116
5.4	I benefici della comunit�	117
5.4.1	Il risparmio di CO2	117
5.4.2	I possibili ampliamenti della comunit�.....	118
5.4.3	La bonifica delle coperture in Eternit.....	122
	Conclusioni	125
	Riferimenti bibliografici e sitografici.....	129

Elenco delle figure

Figura 1-1: prima centrale elettrica in Italia, costruita a Milano nel 1883. [5]	7
Figura 1-2: schemi di proprietà dei progetti eolici comunitari installati anno per anno, nel periodo 1980-2008, in Danimarca. [10]	9
Figura 1-3: mix elettrico europeo al 2017. [12]	10
Figura 1-4: numero approssimato di iniziative di comunità energetiche nei 9 Paesi oggetto di studio del JRC. [15].....	11
Figura 1-5: principali attività svolte dalle comunità energetiche oggetto di studio del JRC. [15]13	
Figura 1-6: vista del parco eolico offshore di Middelgrunden dal porto di Copenhagen. [20]....	15
Figura 1-7: parco eolico di Hvide Sande, in Danimarca. [21]	16
Figura 1-8 :diagramma esplicativo del meccanismo di boost dell'economia, generato dalla proprietà locale di impianti di produzione di energia. [22]	17
Figura 1-9: vista aerea del villaggio di Jühnde (Sassonia), con l'impianto a biomassa in primo piano. [25]	20
Figura 1-10: vista aerea della città di Dardesheim. [26]	21
Figura 1-11: questioni rimaste 'aperte' nelle direttive europee. [30].....	26
Figura 1-12: esempio di modello dinamico di distribuzione dell'energia solare ai consumatori, adottato nel condominio Lavaterstrasse 5 a Vienna. [32]	28
Figura 2-1: schema del sistema elettrico italiano dopo il decreto 79/99. [37]	30
Figura 2-2: classificazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) secondo la normativa italiana. [39]	33
Figura 2-3: schema concettuale di autoconsumo domestico da fonte solare. [43].....	34
Figura 2-4: schema concettuale di SEU. [44]	35
Figura 2-5: quantificazione dell'energia oggetto di autoconsumo in Italia al 2018. [46]	36
Figura 2-6: bolletta elettrica italiana in regime tutelato, per il secondo trimestre del 2019. [49] 38	
Figura 2-7: centrale idroelettrica del Noiaris: particolare su edificio turbine e opera di rilascio delle acque nel torrente Bùt. [7].....	40
Figura 2-8: schema del progetto di smart grid nel Comune di Benetutti. [53].....	41
Figura 2-9: schema degli adempimenti in capo alle nascenti comunità energetiche in Piemonte. [56]	43
Figura 2-10: rappresentazione cartografica dei soggetti partecipanti alla Comunità Energetica Pinerolese. [58].....	44
Figura 2-11: bilancio elettrico della Comunità Energetica Pinerolese. [58]	44
Figura 2-12: vista aerea del Polo Ecologico di API. [60]	45
Figura 2-13: confronto tra i modelli regolatori virtuale (a sinistra) e fisico (a destra). [30]	46
Figura 3-1: il trilemma (o triangolo) dell'energia. [65]	52
Figura 3-2: quota di energia da fonti rinnovabili, Paese per Paese, al 2018. [70].....	53
Figura 3-3: principali obiettivi italiani secondo il PNIEC. [74].....	55

Figura 3-4: evoluzione del fotovoltaico in Italia. [72]	57
Figura 3-5: nuova capacità PV [MWp/anno]. Confronto tra serie storica e obiettivo PNIEC annuale. [30].....	57
Figura 3-6: diversi modelli di sistema elettrico a confronto. [78].....	59
Figura 3-7: attività coinvolte nella definizione di prosumer proposta. [81].....	60
Figura 3-8: tipologia di impianti ‘contestati’ in Italia al 2018, secondo l’Osservatorio Nimby Forum. [90].....	63
Figura 3-9: schema del sistema elettrico ‘tradizionale’. [98].....	65
Figura 3-10: schema di un sistema elettrico ‘smart’. [98].....	66
Figura 3-11: schema concettuale dello smart metering di seconda generazione (2G). [103]	67
Figura 3-12: diverse tipologie di DSM. [99].....	68
Figura 3-13: schema semplificato di un pezzo di catena blockchain. [111]	70
Figura 3-14: esempio di transazione con tecnologia blockchain. [112].....	71
Figura 3-15: schema di una possibile implementazione della blockchain per l’autoconsumo collettivo. [116].....	73
Figura 3-16: esempio di allocazione dell’energia prodotta alle diverse unità consumatrici. [116].....	73
Figura 4-1: a sinistra, una comune pinza amperometrica disponibile in commercio. A destra, il moderno contatore 2G installato da E-distribuzione. [118]	79
Figura 4-2: caratteristiche di corrente e potenza per una cella PV. [119].....	80
Figura 4-3: modulo PV da 60 celle m-Si, collegate in serie. [120].....	81
Figura 4-4: screenshot dell’interfaccia del tool online PVGIS. [122]	82
Figura 4-5: densità di energia e di potenza di alcune tecnologie per l’accumulo elettrico. [123]	83
Figura 4-6: esempio di autoconsumo collettivo virtuale in ambito condominiale. [124]	85
Figura 4-7: schema del nodo elettrico oggetto della simulazione. [117]	86
Figura 4-8: esempio di prezzi di vendita all’ingrosso (curva a) e di acquisto al dettaglio (curva b) dell’energia elettrica sul mercato italiano. [44].....	87
Figura 4-9: esempio grafico di Linear Programming in 2 dimensioni. [127]	89
Figura 5-1: estensione del territorio comunale di Monticello d’Alba. [Elaborazione propria tramite Google Earth].....	97
Figura 5-2: vista sul Comune di Monticello e sulle colline del Roero dal Castello del Roero. [130]	98
Figura 5-3: edifici censiti all’interno del Comune di Monticello. In giallo gli edifici con probabile copertura in Eternit, in verde gli edifici comunali, in rosso alcuni edifici commerciali-industriali, in arancione alcuni grossi condomini. [Elaborazione propria tramite Google Earth]	99
Figura 5-4: modello di intervento Top-Down. [Elaborazione propria su considerazioni del GPE] [132].....	101
Figura 5-5: le principali utenze comunali in Borgo a Monticello d’Alba sono tutte racchiuse in un cerchio di raggio 85 m circa. [Elaborazione propria tramite Google Earth]	102
Figura 5-6: vista laterale del Municipio di Monticello in Borgo. [Fotografia propria].....	103

Figura 5-7: scuola elementare di Monticello in Borgo. [Fotografia propria].....	103
Figura 5-8: scuola materna di Monticello in Borgo. [Fotografia propria]	104
Figura 5-9: palestra comunale di Monticello in Borgo. [Fotografia propria]	104
Figura 5-10: consumi elettrici delle utenze comunali incluse nella CER (ad esclusione della scuola elementare), per l'anno solare 2019. [Elaborazione propria su dati del Comune di Monticello]	105
Figura 5-11: dettaglio dei consumi mensili della palestra comunale nel 2019, all'interno delle fasce orarie F1, F2 e F3. [Elaborazione propria su dati del Comune di Monticello]	106
Figura 5-12: profili di carico elettrico orario normalizzato delle utenze coinvolte nella CER. [Elaborazione propria].....	107
Figura 5-13: simulazione del profilo orario di carico elettrico aggregato della CER di Monticello. [Elaborazione propria].....	107
Figura 5-14: profilo orario di produzione di 1 kWp installato sulla copertura della palestra comunale. [Elaborazione propria su dati PVGIS]	109
Figura 5-15: effetto della potenza di picco sugli indici energetici. [Elaborazione propria].....	110
Figura 5-16: effetto della capacità della batteria sugli indici energetici. [Elaborazione propria].....	110
Figura 5-17: alcuni punti della nuvola simulata, nel piano autoconsumo-autosufficienza. [Elaborazione propria].....	111
Figura 5-18: alcuni punti della nuvola simulata, ottenuti con benefit share pari a 0.75. Il design ottimale è marcato con croce bianca su sfondo rosso. [Elaborazione propria]	112
Figura 5-19: profili orari della comunità di Monticello nel mese di gennaio. [Elaborazione propria].....	113
Figura 5-20: profili orari della comunità di Monticello nel mese di aprile. [Elaborazione propria]	114
Figura 5-21: profili orari della comunità di Monticello nel mese di luglio. [Elaborazione propria]	114
Figura 5-22: profili orari della comunità di Monticello nel mese di ottobre. [Elaborazione propria]	114
Figura 5-23: analisi di sensitività del NPV al variare del discount rate dell'investimento. [Elaborazione propria].....	116
Figura 5-24: analisi di sensitività dell'IRR al variare del costo di investimento dell'impianto PV. [Elaborazione propria].....	117
Figura 5-25: screenshot di alcuni edifici prossimi alla CER delle utenze comunali. [Elaborazione propria tramite Google Earth]	119
Figura 5-26: tipico profilo di carico elettrico al minuto per un aggregato composto da 40 utenze residenziali. [Elaborazione propria]	121
Figura 5-27: modifica al profilo di carico di gennaio della CER, per la presenza di 10 utenze domestiche. [Elaborazione propria]	122
Figura 5-28: dettaglio del rimessaggio agricolo con tetto in Eternit. [Fotografia propria]	123
Figura 5-29: incentivo necessario per riportare la redditività dell'investimento al valore iniziale. [Elaborazione propria].....	124

Abstract

This master thesis analyses the opportunities and the prospects of energy community projects, and it provides a quantitative assessment of their technical and economic performance. Chapter 1 starts from what the concept of energy community has meant throughout the last century, moving to a deepening of German and Danish best-practices, to conclude with the new definitions introduced by two directives of ‘Clean energy package for all Europeans’. In Chapter 2, the Italian situation is studied in detail, with respect to the legislation relating to electric energy self-consumption and sharing, and how it is going to be changed by the decree-law n.162/2019 ‘Milleproroghe’. Some examples of already-existing Italian energy communities are also provided. Chapter 3 discusses the relationship between energy communities and the 3Ds Paradigm, since some authors argue that Decarbonization, Decentralization and Digitalization will probably play a crucial role in the incoming future of energy. The typical arrangement of a smart-grid, as well as some blockchain-based solutions for peer-to-peer energy sharing are presented. Chapter 4 describes the informatic tool developed in order to assess and optimise energetic and economic performance of a Renewable Energy Community (REC), based on photovoltaic and Li-ion battery technologies. The procedure is built in a Python language platform. Finally, in Chapter 5 the simulation is applied to a real case-study, a CER composed by some public users of the small Italian village of Monticello d’Alba, located in the province of Cuneo. All the initial steps needed to identify and simulate a renewable energy community project are clearly presented, as well as some preliminary indication for PV and battery optimal sizes. Furthermore, a critical assessment of local environmental and social benefits deriving from the community is discussed.

“... la comunità come l'unica via da seguire
per superare la separazione tra industria e
agricoltura, tra produzione e cultura.”

Adriano Olivetti

Introduzione

Il 7 luglio 2020, durante un evento promosso dall' *Energy Center Lab* del Politecnico di Torino, è stato presentato il Manifesto “Le Comunità Energetiche per una centralità attiva del cittadino nel nuovo mercato dell’energia”, sottoscritto da diversi gruppi di ricerca di Università italiane, da alcuni Comuni ed enti territoriali e da alcune aziende. Il documento riassume efficacemente le innovazioni e i cambiamenti che si prospettano nell’orizzonte dei modelli di gestione dell’energia, imprescindibili per raggiungere gli sfidanti obiettivi di neutralità climatica, accesso universale all’energia e sicurezza di approvvigionamento.

Come suggerito dal titolo l’elemento portante delle comunità energetiche è il nuovo rapporto del cittadino con l’energia. Egli si trasforma da mero utilizzatore finale, concepito dal mercato come passiva estremità terminale della filiera energia, a soggetto attivo, consapevole dei propri consumi e, in alcuni casi, direttamente coinvolto nelle attività di gestione, produzione, stoccaggio, condivisione e vendita dell’energia. Su questa trasformazione del ruolo del cittadino poggia il *Green Deal* europeo, i cui pilastri principali sono:

1. perseguimento dei target di decarbonizzazione del settore energetico, che derivano dagli impegni climatici assunti dall’Unione Europea con l’Accordo di Parigi. Per raccogliere l’intero potenziale della generazione distribuita da Fonti di Energia Rinnovabili (FER), il contributo dei singoli cittadini appare strategico e può determinare il successo (o il fallimento) delle politiche climatiche e ambientali;
2. contrasto alla povertà energetica, che attualmente colpisce oltre 50 milioni di persone solo in Europa;

3. costruzione di un modello di sviluppo sostenibile¹ e territoriale, che valorizzi le persone, le caratteristiche e le peculiarità del luogo e le cui ricadute, in termini di benefici economici, ambientali e sociali, siano godibili dall'intera cittadinanza.

Il cambio di paradigma richiede particolari strutture di *governance*. Le comunità energetiche, per definizione *citizen-centered*, rispondono a questa esigenza e si declinano come aggregazioni libere e democratiche di cittadini, il cui obiettivo è la creazione di uno sviluppo sostenibile, da perseguire tramite un modello innovativo di gestione dell'energia.

Questo lavoro di tesi si inserisce all'interno della sfera programmatica del Manifesto, sviluppandone alcuni spunti e approfondendo le opportunità della condivisione di energia elettrica. Il Capitolo 1 analizza il contesto europeo, muovendo dall'analisi delle *best-practices* di Danimarca e Germania, per giungere alla discussione della recente politica europea e delle reazioni in Paesi come Francia, Austria e Spagna. Il Capitolo 2 è uno zoom sulla situazione italiana, con particolare attenzione alla normativa sull'autoconsumo di energia elettrica, ad alcuni esempi di comunità energetiche già esistenti sul territorio nazionale e alle novità introdotte dal decreto-legge n. 162/2019 'Milleproroghe'. Il Capitolo 3 affronta il rapporto tra comunità e *3Ds Paradigm*: decarbonizzazione, decentralizzazione e digitalizzazione potrebbero giocare un ruolo determinante anche per le sorti delle esperienze energetiche comunitarie. Ampio spazio è dedicato alle opportunità di rilancio del fotovoltaico italiano, alla luce dei target del PNIEC, e all'innovazione tecnologica digitale, soprattutto in termini di *smart grids* e di *blockchain*. Il Capitolo 4 presenta l'approccio adottato per la simulazione delle performance energetico-economiche di una Comunità di Energia Rinnovabile (CER), alimentata ad energia solare e dotata di un sistema di accumulo. La procedura informatica è implementata nel linguaggio di programmazione *Python*. Infine, al Capitolo 5 la routine di simulazione è applicata ad un caso studio reale, una CER composta dalle sole utenze comunali di Monticello d'Alba, Comune piemontese particolarmente sensibile alle tematiche energetiche ed ambientali. Ciò ha permesso, da un lato, di verificare l'attendibilità dei risultati, e dall'altro di testare le reali potenzialità della comunità, in termini di benefici economici, ambientali e sociali.

¹ Per 'sviluppo sostenibile' si vuole intendere uno sviluppo che soddisfi i bisogni del presente senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri. Si aderisce quindi alla definizione originaria, introdotta nel 1987 con il rapporto *Brundtland* dal *World Commission on Environment and Development*.

1 Le comunità energetiche nel contesto europeo

Il concetto di *energy community* sta guadagnando, negli ultimi anni, crescente attenzione e curiosità nel panorama europeo, poiché grazie ad esse si ritiene di poter coinvolgere i cittadini all'interno del difficile processo di transizione energetica, promuovendo la diffusione delle FER e contrastando la povertà energetica.

In generale per comunità energetica si intende: “qualsiasi modello o forma di aggregazione e condivisione delle responsabilità, nonché dei benefici, che si possono ottenere dalla realizzazione di un impianto di produzione di energia” [1]. Nella pratica, si indica comunità energetica un sistema costituito da impianti di produzione di energia di piccola o media scala, accoppiati ad accumuli a breve termine, associati a reti di distribuzione intelligenti (le cosiddette *smart grids*) e tecnologie per la gestione della domanda. Le comunità energetiche sono gestite da aggregazioni di privati cittadini, Piccole Medie Imprese (PMI) o Pubbliche Amministrazioni (PA) e si pongono non solo come integrazione ma anche in alternativa ai grandi impianti di tipo industriale ed alle reti gestite da operatori professionali.

In alcuni Paesi, uno fra tutti la Germania, la diffusione di esperienze energetiche comunitarie ha infatti già posto importanti interrogativi sulla dialettica tra generazione centralizzata e generazione distribuita, la cui risoluzione trascende la dimensione tecnologica e include notevoli risvolti sociali e politici. Secondo diversi autori, nel processo di *Energiewende* (transizione energetica) tedesca i due modelli potrebbero coesistere da un punto di vista meramente tecnologico: da una parte le comunità energetiche locali e dall'altra impianti *utility-scale*, accoppiati a sistemi di accumulo stagionali e connessi a reti integrate e transfrontaliere. La contrapposizione sorge piuttosto su un piano sociale e politico. Infatti, se da una parte è difficile immaginare che comunità composte da cittadini e amministrazione locali possano gestire efficientemente grossi impianti di produzione, dall'altra è verosimile pensare che le *utilities* dell'energia non intendano rinunciare ad una parte del mercato e quindi al venire meno delle economie di scala di cui spesso beneficiano i grossi impianti ed i grandi operatori.

Da un punto di vista normativo, i due modelli sembrerebbero essere ancor di più mutuamente esclusivi. Infatti, il sistema di regole e di governance che era stato sviluppato per permettere l'affermazione di un sistema fortemente centralizzato (accaduta più o meno in tutta Europa

nel Dopoguerra) non si addice ad un sistema decentralizzato, basato su iniziative a livello di comunità locali [2].

Nonostante la recente rinascita, le comunità energetiche non sono certo una novità, almeno a livello europeo, dove possono vantare una storia centenaria, in cui si sono sviluppate secondo le forme e le modalità più disparate. Non a caso, in ogni epoca le *energy communities* hanno mostrato profonde connessioni con le rinnovabili, per la compatibilità che unisce il modello comunitario a fonti di energia per loro natura radicate e distribuite sul territorio. Fino al 2018 le sorti delle comunità energetiche sono dipese dalla sensibilità nazionale che i Paesi UE hanno saputo mostrare, in maniera proporzionale alla propria storia e cultura, con il risultato che è quasi impossibile parlarne come di una realtà unica e dai tratti ben riconoscibili. Da questo punto di vista, il lavoro della Commissione Europea, attraverso 2 direttive del ‘Pacchetto energia pulita per tutti gli europei’, la direttiva 2018/2001 volta alla promozione delle FER, e la direttiva 2019/944 volta ad innovare il mercato dell’energia elettrica, vuole essere un ambizioso tentativo di fornire un *framework* legislativo comune a tutta l’Unione, per garantire un respiro sovranazionale alle comunità e assicurare trasparenza ed autenticità ai membri delle stesse.

1.1 *Definizione e caratteristiche generali*

La definizione di comunità energetica fornita in precedenza pone l’accento sulla condivisione, da parte dei membri della comunità, di tutto ciò che riguarda l’attività di produzione di energia. Tale definizione è volutamente generica, per poter comprendere più o meno tutti gli esempi che si sono sviluppati nel vecchio continente a partire dalla seconda metà del XIX secolo, quando l’energia elettrica cominciò ad essere prodotta e trasmessa su scala industriale tramite le prime centrali elettriche ed i primi elettrodotti.

1.1.1 *Cenni storici*

A quell’epoca l’Inghilterra, grazie al suo vasto impero, era sicuramente la nazione più ricca d’Europa, pur conoscendo fortissime diseguaglianze sociali ed economiche al suo interno. Nonostante il modello di impresa cooperativa si sia affermato proprio qui ad inizio del XIX secolo, non si registrano esperienze di comunità di energia, che possano contare su coinvolgimento attivo della comunità ed equa distribuzione dei benefici economici. Le ragioni più importanti sono:

- scarso interesse verso uno spirito di impresa che apporti benefici alle collettività, dovuto in gran parte alle radici della cultura anglosassone;
- almeno fino alla Prima Guerra Mondiale, l'elettricità resta un prodotto di nicchia, ricercato ed utilizzato esclusivamente dall'alta borghesia all'interno di teatri, clubs e negozi, in quanto più costoso dell'illuminazione a gas, paraffine o candele. Per contro, le cooperative nascono e si sviluppano in altri contesti, come nelle aree industriali in declino, dove masse di operai decidono di unirsi per fronteggiare disoccupazione crescente e povertà.

In seguito, durante i primi anni del '900, alcune municipalità come *Glasgow*, *Liverpool* e *Birmingham* diedero vita a compagnie commerciali locali, al fine di offrire il primo servizio pubblico di fornitura di elettricità. Non si trattava propriamente di progetti comunitari per come questi vengono oggi declinati; quanto piuttosto di municipalizzazioni, che ricoprono un ruolo cruciale nell'estensione della rete elettrica in Gran Bretagna [3].

Nello stesso periodo, nell'Europa continentale, le prime configurazioni di comunità energetiche furono strettamente connesse allo sfruttamento delle risorse idriche, tipicamente nelle regioni alpine e montane. L'energia idroelettrica è stata infatti la prima fonte rinnovabile ad essere impiegata, parallelamente alla costruzione delle centrali termoelettriche a carbone, che invece è avvenuta nelle grandi città (in Italia la prima centrale elettrica è stata costruita a Milano nel 1883, proprio a carbone, riportata in Figura 1-1) [4]. Ancora oggi, l'idroelettrico riveste un ruolo fondamentale nel sistema elettrico di molti Paesi europei, tra cui anche l'Italia, dove nel 2019 ha contribuito per il 41% alla produzione rinnovabile lorda nazionale.



Figura 1-1: prima centrale elettrica in Italia, costruita a Milano nel 1883. [5]

Giuridicamente strutturate come cooperative o consorzi, alcune comunità idroelettriche hanno saputo mantenere la loro attività fino ai giorni nostri, pur cambiando o diversificando il campo di azione. Alcuni esempi dall'Italia sono la Società Elettrica in Morbegno [6], fondata nel 1897, e la Società Elettrica Cooperativa dell'Alto Bùt (SECAB), attiva fin dal 1911 nell'esercizio di impianti idroelettrici ad acqua fluente [7].

Dopo la Seconda Guerra Mondiale si assistette più o meno in tutti i Paesi europei, sebbene con notevoli differenze, alla centralizzazione e nazionalizzazione del sistema elettrico, resa possibile dall'impiego massiccio di combustibili fossili come il carbone e il petrolio, e dal nascente contributo dell'energia nucleare (anni '50 del XX secolo). Un esempio di questo processo è offerto nuovamente dal Regno Unito, dove ci si accorse ben presto, a guerra finita, che il sistema elettrico non sarebbe stato in grado di soddisfare la crescente domanda di energia, necessaria per la ricostruzione post-bellica del Paese. Nel 1947, con l'*Electricity Act*, oltre 600 aziende operanti nel settore elettrico furono accorpate o nazionalizzate, in modo da controllare lo sviluppo di un settore strategico per l'economia nazionale [3].

In Italia qualcosa di analogo accade 15 anni più tardi, nel 1962, con l'istituzione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL), che acquisisce integralmente tutte le attività del settore elettrico, dalla produzione fino alla distribuzione dell'energia [8]. L'obiettivo di tali nazionalizzazioni è una rapida elettrificazione di tutto il territorio, che viene effettivamente raggiunta in poche decine di anni, tanto in Inghilterra quanto in Italia.

Le comunità energetiche, basate su un modello concorrente a quello centralizzato, ossia di generazione distribuita, entrano quindi in una situazione di stallo, che si protrae fino allo scoppio della guerra dello *Yom Kippur* (1973). Il conseguente aumento del prezzo del petrolio causa una grave crisi energetica in tutta Europa, che allora affidava al greggio e ai suoi derivati una buona parte della generazione elettrica. Il rincaro del prezzo dell'energia ha come immediate conseguenze la ricerca di nuove fonti di approvvigionamento come il gas naturale, l'energia atomica e le fonti rinnovabili [9]. In questo contesto di profondi cambiamenti, le comunità energetiche vivono una fase di rilancio, soprattutto nei Paesi del Nord Europa.

Emblematico è il caso della Danimarca, dove nel 1974 il governo propone un imponente piano di riconversione delle infrastrutture elettriche, fino ad allora completamente dipendenti dal petrolio, con l'introduzione dell'energia nucleare. Negli anni successivi, all'interno del movimento di opposizione popolare al piano governativo, nasce *l'Organisation for*

Vedvarende Energi (OVE), organizzazione che offre uno scenario di sviluppo energetico alternativo al nucleare e basato sulle fonti rinnovabili, in particolare sull'energia eolica [10]. Tra gli anni '80 e '90 si assiste al picco di nuove esperienze di *wind energy community*, dapprima in maggioranza in termini di partnership e poi a livello di singola proprietà, come riportato in Figura 1-2.

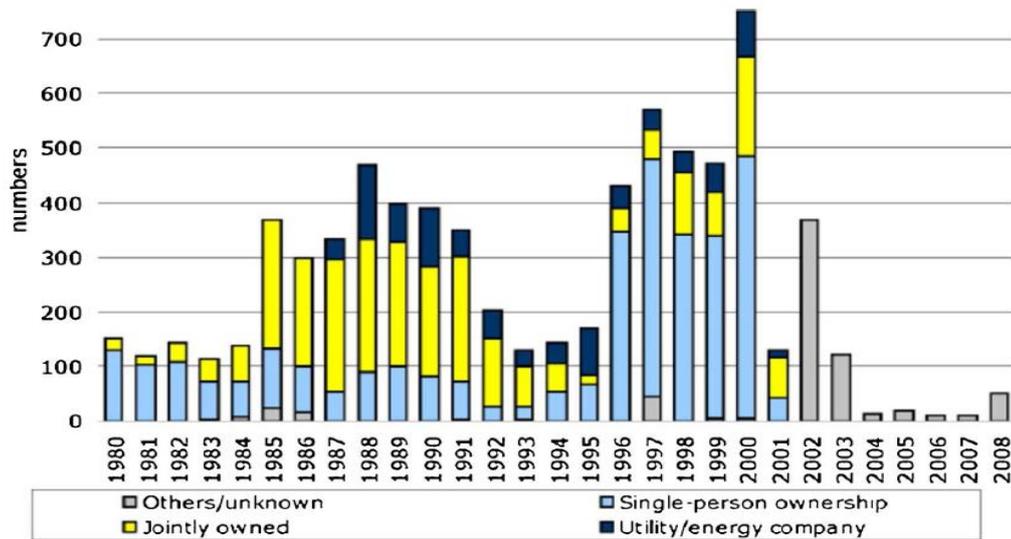


Figura 1-2: schemi di proprietà dei progetti eolici comunitari installati anno per anno, nel periodo 1980-2008, in Danimarca. [10]

Anche gli incidenti nucleari di *Three Mile Island* (1979) e di *Chernobyl* (1986) contribuiscono a mettere in discussione il modello centralizzato che si era affermato in tutta Europa, generando incertezza e scetticismo nei confronti dell'energia nucleare [11], che comunque ha continuato a mantenere un ruolo cruciale nel mix elettrico europeo. Ancora nel 2017 il nucleare ha coperto circa un quarto del fabbisogno europeo, come si vede in Figura 1-3.

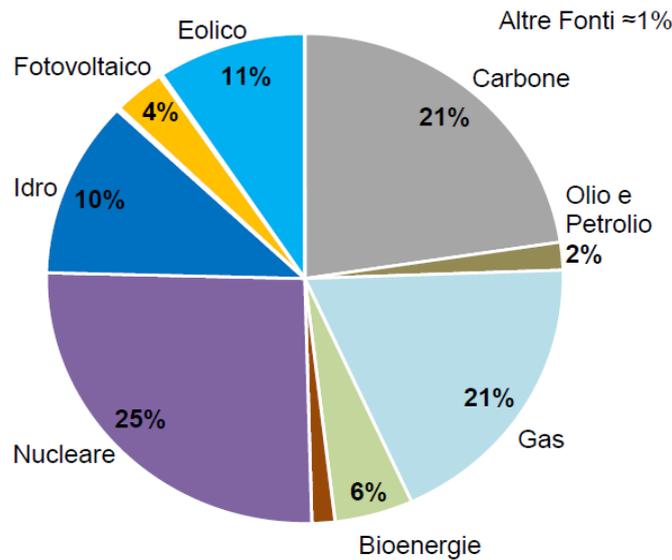


Figura 1-3: mix elettrico europeo al 2017. [12]

A partire dai primi anni 2000, dopo la Danimarca, anche in altri Paesi come Olanda, Regno Unito e soprattutto in Germania si assiste ad un rilancio importante dei progetti di comunità energetiche. In quest'ultima, la condivisione di energia trova spazio all'interno della forte autonomia che è tradizionalmente concessa ad enti locali e *utilities* pubbliche, in forma di nuovi progetti fotovoltaici ed eolici [2].

1.1.2 Le comunità energetiche nel ventunesimo secolo

Sebbene la definizione di comunità energetica fornita all'inizio del capitolo non specifichi né la fonte di energia primaria (fossile o rinnovabile), né l'estensione geografica dell'aggregazione, il breve excursus storico ha mostrato lo stretto legame che ha unito in Europa esperienze di energia comunitaria locale alle fonti rinnovabili, in primo luogo elettriche ma anche termiche o miste elettrico-termico. Questo si spiega considerando che le fonti rinnovabili, per loro natura distribuite sul territorio e quindi potenzialmente a disposizione di ogni singolo cittadino, ben si sposano con un modello di condivisione locale dei loro benefici e anche dei loro limiti, che sono principalmente la scarsa programmabilità della produzione e gli elevati costi di investimento iniziali. La caratterizzazione dei confini della parola 'locale' varia da situazione in situazione, arrivando ad includere anche partecipazioni interregionali di cittadini, come in alcuni casi tedeschi [2].

Più frequentemente la forma di aggregazione che è stata impiegata è la cooperativa, i cui membri sono *stakeholder* direttamente connessi al territorio, come privati cittadini, amministrazioni pubbliche o piccole-medie imprese.

Nel 2011 è stata fondata *REScoop*, la federazione europea delle cooperative di energia rinnovabile, proprio per raccogliere le esigenze delle molte realtà in espansione (almeno nei Paesi del Nord Europa) e darne un coordinamento a livello europeo. Attualmente *REScoop* riunisce più di 1500 cooperative, e prevede una definizione più circoscritta di *Renewable Energy Community (REC)*: “*a legal entity where citizens, SMEs and local authorities come together, as final users of energy, to cooperate in the generation, consumption distribution, storage, supply, aggregation of energy from renewable sources, or offer energy efficiency/demand side management services*” [14].

La definizione specifica che i membri della comunità sono utilizzatori finali di energia, quindi la partecipazione alla comunità non ne modifica in alcun modo lo status né i diritti; inoltre, sono elencate le attività caratteristiche come la produzione da fonti rinnovabili, il riparto dei consumi tra i partecipanti, l’accumulo, l’approvvigionamento e l’efficienza energetica. Complessivamente, secondo il rapporto dedicato del *Joint Research Center (JRC)* per la Commissione Europea, al 2019 le comunità di energia rinnovabile in Europa sono circa 3500, numero che cresce ulteriormente se si prendono in considerazione più in generale i progetti di energia condivisa. È opportuno notare la marcata disomogeneità di diffusione geografica e di attività delle comunità, evidenziate rispettivamente in Figura 1-4 e in Figura 1-5 [15].

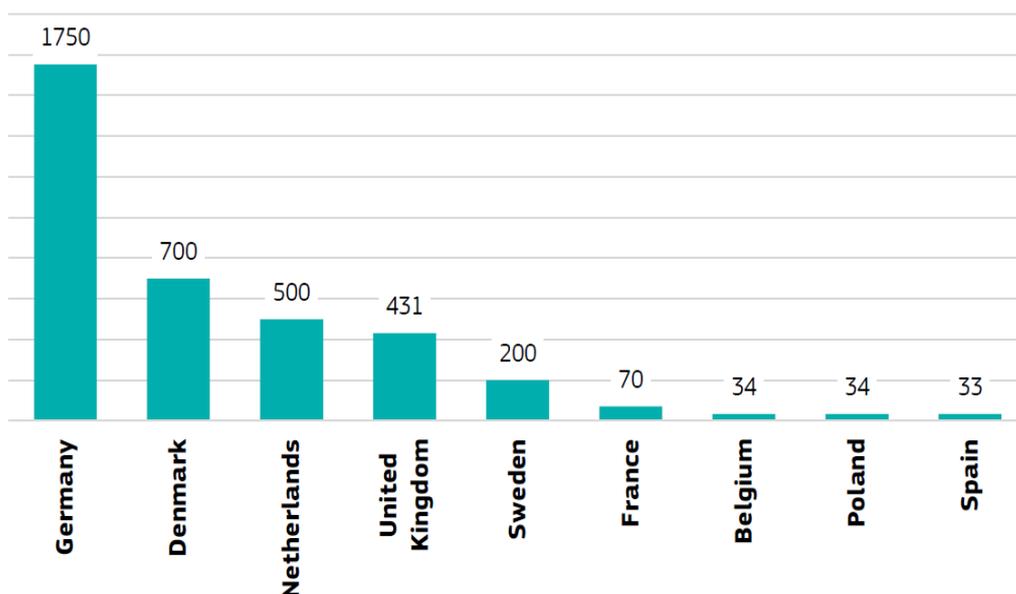


Figura 1-4: numero approssimato di iniziative di comunità energetiche nei 9 Paesi oggetto di studio del JRC. [15]

Si registra inoltre una forte variabilità in termini di struttura organizzativa legale delle iniziative energetiche comunitarie. I sistemi più comuni sono:

- **Cooperative:** strutture democratiche autonome, aperte e volontarie, che poggiano la loro attività su una serie di regole e principi spesso concordati a livello internazionale. Ogni membro ha diritto ad esprimere il proprio voto (*one member-one vote*), ma l'indirizzo strategico della cooperativa è tracciato da un Consiglio eletto periodicamente dai membri. Solitamente permettono un moderato ritorno economico per gli investitori, sebbene l'obiettivo principale non sia il profitto, ma la creazione di benefici locali, godibili da parte di tutti i membri nonché da tutti i cittadini che vivono nel territorio dove la cooperativa opera.
- **Partnership:** può assumere due forme, in base al tipo di responsabilità: 'congiunta e solidale', dove ogni membro è responsabile, oppure 'limitata', in cui viene costituita una struttura societaria separata, in modo che la responsabilità individuale degli investitori, nei confronti di eventuali debiti della partnership, sia appunto limitata alle loro quote. Vi sono diversi benefici, tra cui la fruizione di vantaggi fiscali e maggiore trasparenza dei processi decisionali, rispetto ad un'azienda tradizionale.
- **Organizzazione senza scopo di lucro:** il framework di azione è quello della cooperativa, ma con l'aggiunta di specifiche regole.
- **Fondazioni ed associazioni:** grazie alla totale trasparenza che possono garantire tramite i loro statuti, risultano particolarmente idonee per assicurarsi che i profitti che si ottengono, ad esempio, dalla produzione di energia da fonti rinnovabili (l'attività più comune delle *energy communities*) siano effettivamente reinvestiti in nuovi progetti sul territorio [16].

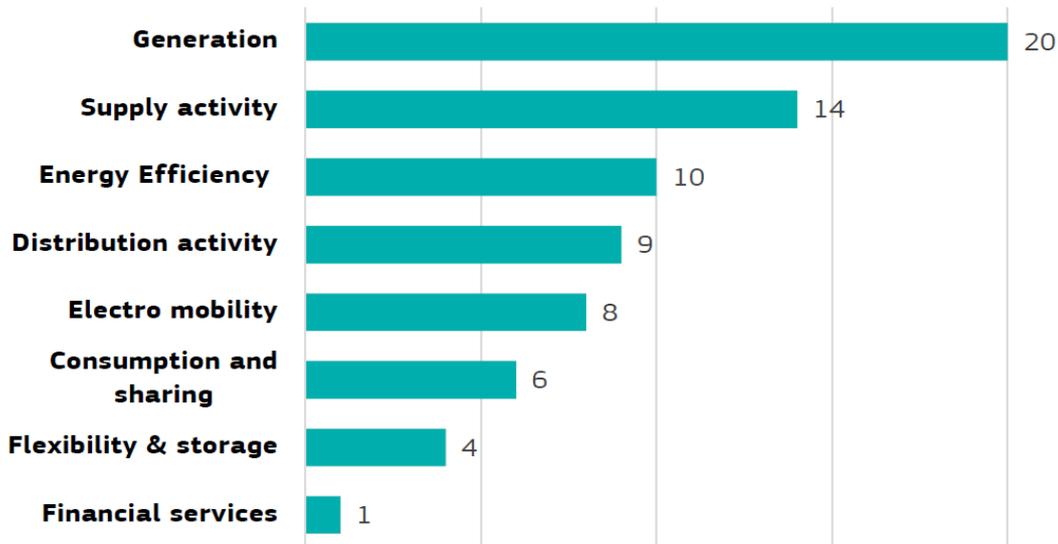


Figura 1-5: principali attività svolte dalle comunità energetiche oggetto di studio del JRC. [15]

Tale diversità si spiega considerando che l'adozione di un quadro legislativo comune europeo in merito di comunità energetiche è molto recente, essendo delineato in particolare da 2 direttive del 'Pacchetto energia pulita per tutti gli europei' risalenti agli ultimi 3 anni. In precedenza, le sorti delle comunità sono state determinate dalla legislazione nazionale: alcuni Paesi hanno incentivato e promosso nuovi progetti di energia condivisa, mentre in altri alcune barriere normative e burocratiche ne hanno ostacolato lo sviluppo. Come si vede in Figura 1-4, Germania e Danimarca sono a tutti gli effetti i Paesi leader in Europa nel numero di progetti di comunità energetiche esistenti.

1.2 Il caso della Danimarca

La Danimarca può vantare una lunga storia di supporto allo sviluppo delle FER, iniziata negli anni '70 grazie al già citato movimento popolare *OVE*. Data l'ottima risorsa eolica di cui dispone il territorio danese, la scelta di scommettere sull'energia eolica, che in quegli anni non era ancora una tecnologia del tutto matura, si è rivelata particolarmente azzeccata. Tra le misure adottate, a cavallo tra gli anni '70 e '80, si possono citare meccanismi di incentivazione del tipo *Feed-in Tariffs (FIT)*, garanzie di connessioni alla rete per nuovi impianti eolici e priorità nel dispacciamento e trasmissione [16]. Inoltre il Paese poteva contare su una consolidata tradizione di schemi di *ownership* collettiva, che si sono sviluppati nel corso dei secoli principalmente nel settore agricolo. Tramite una serie di pianificazioni e regolamentazioni ad hoc si è deciso quindi di incentivare la partecipazione locale a progetti eolici, sia da parte dei cittadini che delle imprese. Sebbene la legislazione danese proibisca

alla struttura giuridica ‘cooperativa’ di possedere turbine, altre forme organizzative si sono ampiamente diffuse, come ad esempio partnership a responsabilità limitata (talvolta chiamate in modo improprio cooperative [17]), consentendo una rapida ed efficace espansione di tutta la filiera del settore eolico, dalla manifattura di turbine all’installazione ed esercizio degli impianti [16].

Nei decenni successivi alcune *policies* governative a sostegno dell’energia eolica sono state cancellate, ma ciò non ne ha arrestato lo sviluppo, che ha quasi sempre coinvolto le comunità locali (al 2013 si stima che circa l’80% delle turbine eoliche presenti in Danimarca siano possedute da comunità locali).

Bisogna dire che, negli ultimi anni 15 anni, sta emergendo nel Paese un sentimento diffuso di opposizione popolare a nuovi parchi eolici *onshore*, la cui ragione può in parte essere compresa considerando che la Danimarca dispone di un territorio piuttosto limitato e che già ospita numerosissimi parchi eolici. Per ovviare a questo annoso problema, si è cercato di agire su 2 fronti: da un lato, orientando lo sviluppo futuro del settore verso l’*offshore*, dove le turbine possono beneficiare di una risorsa eolica maggiore e quindi si possono ottenere rese migliori, dall’altro ricercando una maggiore inclusione dei cittadini nei nuovi investimenti eolici.

Il *Promotion of Renewable Energy Sources Act*, in data 2009, obbliga il committente di un nuovo impianto eolico ad offrire fino al 20% delle quote dell’impianto ai cittadini che vivono in prossimità del sito di costruzione, in particolare entro i 4.5 km. Il risultato è che le comunità energetiche eoliche (chiamate *Vindmøllelaug* in danese), negli ultimi 10 anni, sono spesso strutturate come partnership miste di cittadini ed *energy utilities* [16] [18].

Un altro esempio di *community energy* molto diffuso in Danimarca è il teleriscaldamento: l’area urbana di *Copenhagen* è quasi totalmente teleriscaldata, utilizzando calore da impianti alimentati a gas naturale, da impianti di incenerimento dei Rifiuti Solidi Urbani e, più recentemente, da combustione di biogas o proveniente dal sole [19].

1.2.1 Parco eolico *Middelgrunden*

Il parco eolico *offshore Middelgrunden*, realizzato al largo del porto di *Copenhagen* nel 2001, è uno dei parchi eolici più famosi di tutta la Danimarca, nonché un esempio molto particolare di *wind energy community*. Costituito da 20 turbine 2 MW ciascuna, è il progetto eolico comunitario più grande, ma deve la sua fama alla struttura della proprietà. Coesistono,

infatti, una *utility* pubblica, la *Copenhagen Service*, controllata dalla municipalità di *Copenhagen*, e una *partnership* locale composta da più di 10000 membri, con equa divisione dello share (50% la *utility*, 50% la *partnership*) tra i 2 attori. Tale arrangiamento ‘composito’ ha permesso ad entrambe le parti di gestire in maniera ottimale il lavoro di costruzione: l’*utility* locale si è occupata degli aspetti tecnici, mentre la *partnership* si è concentrata sul coinvolgimento degli *stakeholder* (al giorno d’oggi, secondo alcuni autori, fondamentale per la piena accettazione del progetto da parte del territorio [18]), contattando attivamente più di 50000 persone. [20]



Figura 1-6: vista del parco eolico offshore di Middelgrunden dal porto di Copenhagen. [20]

Il risultato della sinergia è stato positivo: durante la sua costruzione il progetto ha beneficiato di un ampio supporto pubblico, mentre altri parchi simili, ma proposti da costruttori privati o comunque estranei al territorio, sono stati osteggiati e in alcuni casi respinti. A testimonianza di quanto affermato, si riportano le dichiarazioni di uno dei leader del progetto: “*More important [to public acceptance was] the approach of a co-op: open information at all time; strong public engagement during the project period inviting to information meetings, and an open house at the building site.*” [20].

1.2.2 Parco eolico Hvide Sande

Un esempio più recente rispetto a *Middelgrundend* è offerto dal parco eolico di *Hvide Sande*, costruito nel 2012 sulla spiaggia dell’omonima cittadina (Figura 1-7) e composto da 3 turbine da 3 MW l’una. Il progetto è stato guidato dalla *Hvide Sande Community*

Foundation (HSCF), istituita ad hoc nel 2010, che ne possiede l'80%; il restante 20% è in mano ad una cooperativa composta da circa 400 investitori locali, in pieno accordo con la legge danese del 2009 citata al Paragrafo 1.2. La rilevanza di questo parco eolico risiede però nella sua storia, inizialmente fatta di opposizione popolare: “[In 2006] there were investors that came to Hvide Sande and said that they want to buy the rights to build windmills. And all Hvide Sande people protested and said that they didn't want it. So, the project went away and wasn't set up, and then 4 years later local people said 'we'll set windmills up and make it as a trust fund.' All people supported, there was no protests at all. So, it means that when we change the ownership and give money to the fund, and use the money to develop the local area, then people are positive” [20].

È importante sottolineare che questo progetto mira a smarcarsi da altri modelli di comunità eolica che si sono sviluppati in Danimarca. Infatti, soltanto il 20% è posseduta da una cooperativa di investitori locali, mentre l'80% è gestito dalla fondazione *HSCF*, che reinveste tutti i profitti ottenuti dalla gestione dell'impianto in progetti collettivi, al fine di migliorare le condizioni di vita dell'area attorno alla cittadina. In questo senso, si può affermare che con questo parco eolico si sia riscoperto il vero spirito che animava l'energia eolica danese alla sua nascita negli anni '70: la partecipazione locale ad investimenti energetici nell'ottica di promuovere l'economia e lo sviluppo sociale locale (Figura 1-8).



Figura 1-7: parco eolico di Hvide Sande, in Danimarca. [21]



Figura 1-8 :diagramma esplicativo del meccanismo di boost dell'economia, generato dalla proprietà locale di impianti di produzione di energia. [22]

1.3 Il caso della Germania

Anche la Germania può vantare un forte supporto alle rinnovabili, che si è però sviluppato più recentemente rispetto alla Danimarca. Le prime politiche in tal senso si registrano a fine anni '90, con l'introduzione di incentivi *FIT* ad eolico e fotovoltaico. Nel 2000, con il *Renewable Energies Act*, lo schema *FIT* viene rivoluzionato e potenziato: la penetrazione delle rinnovabili nel mix elettrico passa dal 3% del 1990 ad oltre il 25% nel 2013. Nel 2010 viene avviato il processo di transizione energetica, chiamato *Energiewende*, che si articola su più fronti: drastico taglio delle emissioni di CO_2 (-80% rispetto al 2005) da raggiungere entro il 2050, avvio del *decommissioning* delle centrali nucleari entro il 2022, aumento dell'efficienza energetica nel settore residenziale e in quello industriale, mantenendo il settore energetico competitivo e garantendo la sicurezza di approvvigionamento [2]. Le rinnovabili si trovano quindi in primo piano all'interno della politica energetica tedesca, promosse sia sotto forma di progetti *utility scale*, come grossi parchi eolici *offshore*, sia in termini di generazione decentralizzata e quindi di impianti più piccoli, ben integrati nel territorio. La Germania è leader europeo per numero di esperienze di *energy community* presenti sul territorio: al 2012, circa la metà della capacità rinnovabile è installata sotto forma di proprietà comunitaria. Le ragioni di questo fatto sono molteplici [16]:

- In alcuni Länder, negli ultimi 30 anni, si è verificata una municipalizzazione del settore energetico. Il rinnovamento dei contratti di concessione per la gestione delle reti di distribuzione di energia elettrica e gas ha provocato la nascita di diverse decine di *power utilities* completamente municipalizzate, motivo per cui il settore energetico risulta altamente frammentato e sostanzialmente sgombrato da monopoli.
- In Germania le Municipalità locali godono di notevole autonomia e libertà di azione. Sono responsabili, ad esempio, del recepimento di buona parte della legislazione nazionale ed europea, e possono farsi carico dell'approvvigionamento energetico, rispettando stringenti regole di qualità del servizio erogato.
- Eventuali comunità energetiche composte da autorità locali possono accedere a benefici finanziari notevoli, come finanziamenti a tassi favorevoli dalla *KfW* (una delle più importanti banche pubbliche tedesche), o capitali a basso costo da investitori in cerca di investimenti a rischio contenuto.
- L'incidente nucleare di Fukushima, avvenuto nel 2011, offre lo spunto politico decisivo per avviare il *phase-out* dal nucleare e rendere immediatamente operativo il programma dell'*Energiewende*. La decisione è stata molto discussa e criticata anche da organismi internazionali come l'*International Energy Agency (IEA)*, che ha evidenziato come, senza il nucleare, l'addio alle centrali a carbone (molto più impattanti dal punto di vista climatico) sarà inevitabilmente più lento [23]. In ogni caso, questo ha sicuramente contribuito a rafforzare la posizione delle rinnovabili nel Paese, in particolar modo sotto forma di progetti comunitari, che infatti hanno registrato un'impennata notevole proprio tra il 2010 e il 2013.

Energy community si declina, in Germania, in diverse forme organizzative e giuridiche. Tra le più comuni vi sono le cooperative, diffuse principalmente nelle zone rurali e nella gestione di impianti medio-piccoli. Quando si tratta di taglie maggiori, più adottate sono le *partnerships* a responsabilità limitata, con una società privata a responsabilità limitata che svolge il ruolo di partner [17]. Questo schema permette, da un lato, la partecipazione diretta dei cittadini, in proporzione alle quote che intendono acquisire, e dall'altro la garanzia di competenze nella gestione del business (offerta dalla società privata a responsabilità limitata).

1.3.1 Cooperativa Bioenergy Village Jühnde

Jühnde è un piccolo villaggio rurale in Sassonia di circa 750 abitanti, famoso per essere diventato, nel 2005, il primo villaggio a dotarsi di un impianto a biomassa interamente posseduto dai suoi cittadini.

Si tratta di un impianto misto: è presente un cogeneratore a biogas, che produce elettricità immessa in rete e calore per il teleriscaldamento, e una caldaia aggiuntiva a cippato di legna, che integra la produzione del cogeneratore nei giorni invernali più rigidi. Come si vede in Figura 1-9, è presente anche un digestore anaerobico per la produzione di biogas da scarti agricoli o reflui zootecnici, e un essiccatoio per il cippato di legna. Complessivamente, l'impianto produce il doppio del fabbisogno elettrico di *Jühnde* e circa il 70% del suo fabbisogno termico [24]. La cooperativa *Bioenergy Village Jühnde* possiede l'impianto, ed è composta esclusivamente dai cittadini di *Jühnde*, che sono liberi di acquistare una quota e divenire così membri della cooperativa, ai quali è concesso di comprare energia elettrica e calore direttamente dalla cooperativa.

La peculiarità di questo impianto risiede nella stretta collaborazione tra accademia e comunità locale. Il progetto è stato originariamente proposto dai ricercatori dell'Università di *Göttingen* nel 2000, volenterosi di dimostrare la realizzabilità di un modello energetico alternativo ai combustibili fossili, basato su risorse locali. In cerca di un villaggio pronto ad ospitare il loro progetto, i ricercatori hanno distribuito questionari a diversi villaggi sparsi attorno all'università, per sondare quante persone fossero interessate a partecipare e quali fossero le principali motivazioni del fronte del sì e del fronte del no. In questa fase iniziale, è stato fondamentale il ruolo del sindaco di *Jühnde*, che si è adoperato per organizzare incontri informativi e dibattiti con esponenti dell'Università, riuscendo a convincere gran parte della popolazione sull'opportunità di ospitare il progetto proprio nel loro villaggio. Durante la successiva fase di costruzione il contributo dei ricercatori non è mai venuto meno, in termini di assistenza e consulenza scientifica.

È bene precisare che, a detta dello stesso sindaco di *Jühnde*, la motivazione principale che ha spinto i suoi concittadini ad accettare l'impianto è stata la prospettiva di un risparmio sulla spesa energetica, piuttosto che uno spirito di iniziativa imprenditoriale: "*We could not convince [people] by the earning money argument, they were more interested in not paying more on energy bills*" [20].

L'impianto ha permesso una riduzione di emissioni di CO_2 di oltre il 60%, grazie all'approvvigionamento sostanzialmente locale, cioè da filiera a corto raggio, della biomassa combustibile.



Figura 1-9: vista aerea del villaggio di Jühnde (Sassonia), con l'impianto a biomassa in primo piano. [25]

1.3.2 La città di Dardesheim

Fin dai primi anni '90 la piccola cittadina di *Dardesheim*, in Sassonia-Anhalt, si è attivata nel settore delle rinnovabili, installando uno dei primi parchi eolici di tutta la Germania, noto come *Druiberg Windpark*, dal nome della partnership a responsabilità limitata che lo gestisce. La partecipazione è concessa soltanto ai residenti locali, ed oltre il 90% degli abitanti di *Dardesheim* risulta attualmente coinvolto [17]. La partnership è operata a tutti gli effetti nell'ottica di generare profitti per i suoi investitori, distinguendosi per questo dal precedente esempio della cooperativa di *Jühnde*. Nel corso degli anni il parco eolico è stato ampliato, e oggi conta 32 turbine, per una potenza complessiva di 69 MW. Dal 2005 si sono aggiunti 9 piccoli impianti fotovoltaici (alcuni visibili in Figura 1-10), e dal 2017 è presente anche un sistema di accumulo per bilanciare la variabilità della risorsa eolica [26].

Non manca la produzione di energia termica, generata da collettori solari per l'acqua calda sanitaria e da alcuni impianti a biomassa.



Figura 1-10: vista aerea della città di Dardesheim. [26]

L'esempio di *Dardesheim* mostra come il concetto di *community energy* possa declinarsi anche in importanti opportunità di business, se veicolato nelle forme organizzative più consone allo scopo. Ciò non toglie che, anche sotto quest'ottica, esperienze di comunità di energia possano apportare benefici, sia a scala locale (sviluppo di manodopera qualificata, ricadute economiche generali, investimenti in iniziative culturali), sia a scala nazionale-globale (contrasto alle emissioni climalteranti).

1.4 Il Pacchetto energia pulita per tutti gli europei

Al fine di creare un contesto favorevole al raggiungimento degli obiettivi climatici siglati con l'Accordo di Parigi, nel 2016 l'UE inizia un processo di revisione ed aggiornamento del proprio quadro di politica energetica attraverso il 'Pacchetto energia pulita per tutti gli europei'. Il Pacchetto si compone di otto atti legislativi, divisi tra direttive e regolamenti, e mira a garantire accesso ad energia 'pulita', ossia il più possibile *carbon-free*, a tutti i cittadini europei, con importanti trasformazioni del mercato elettrico, del sistema di governance energetica dell'Unione e del ruolo del consumatore finale. Contestualmente, per la prima volta a livello europeo, la comunità energetica è riconosciuta e normata come entità a sé stante, caratterizzata, secondo il legislatore, da un elevato potenziale di sostenibilità e di sviluppo futuro.

In dettaglio, le linee di azione del pacchetto sono le seguenti:

1. Principio *dell'energy efficiency first*: la transizione verso la completa decarbonizzazione deve cominciare da un uso razionale ed ottimizzato dell'energia. Particolare attenzione è posta sul settore dei *buildings*, con un aggiornamento della direttiva in merito all'efficienza energetica.
2. Più rinnovabili: il target per l'UE al 2030 viene posto al 32% sui consumi finali lordi di energia, attraverso la *Renewable Energy Directive 2018/2001* (in seguito indicata come direttiva 2018/2001).
3. Migliore governance a livello di *Energy Union*: ogni Stato membro deve redigere un *National Energy and Climate Plan (NECP)*, indicando i mezzi con cui si intende raggiungere i target comunitari. Tali piani sono in seguito esaminati dalla Commissione, che dovrebbe proporre eventuali modifiche e/o integrazioni.
4. Più diritti per i consumatori: le nuove regole mirano a rafforzare i diritti del consumatore, che si trasforma da soggetto passivo ad attivo, a cui è concesso di produrre, accumulare e vendere l'energia autoprodotta in completa autonomia, potendo così usufruire di una maggiore partecipazione al processo produttivo e quindi poter esigere maggiore trasparenza nelle voci della bolletta, ed ottenere eventualmente anche un risparmio economico.
5. Un mercato elettrico più intelligente ed efficiente: il crescente share di rinnovabili richiede sforzi notevoli per l'integrazione in rete della produzione e la sicurezza di approvvigionamento, senza trascurare la qualità del servizio e il cliente finale. [27]

La direttiva UE 2019/944, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (in seguito indicata come direttiva 2019/944), fornisce un collegamento fondamentale tra il consumatore e il mercato elettrico: infatti “si avvale dei vantaggi di un mercato integrato per assicurare ai consumatori energia a prezzi e costi accessibili e trasparenti, un alto grado di sicurezza dell'approvvigionamento e una transizione agevole verso un sistema energetico sostenibile a basse emissioni di carbonio” [28].

1.4.1 La Comunità di Energia Rinnovabile

La direttiva 2018/2001 introduce e definisce, all'articolo 2, definizione 16, la Comunità di Energia Rinnovabile (in seguito CER), come “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) 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” [29].

L’articolo 22 di tale direttiva fornisce indicazioni utili per la formazione ed il riconoscimento delle CER. Gli Stati membri devono assicurare che:

- i clienti finali possano aderire alle comunità, senza essere soggetti a condizioni o procedure discriminatorie che ne impedirebbero la partecipazione, mantenendo i loro diritti e doveri di clienti finali;
- alle comunità sia concesso di produrre, consumare, immagazzinare e vendere l’energia rinnovabile, utilizzando scambi interni alla comunità stessa tra unità produttrici e consumatrici, e accedendo a tutti i mercati dell’energia elettrica in modo non discriminatorio;
- siano rimossi eventuali ostacoli normativi e amministrativi allo sviluppo delle CER, e sia invece creato un quadro generale di sostegno e promozione delle medesime;
- il gestore delle reti di distribuzione cooperi con le comunità per facilitare i trasferimenti di energia;
- siano elaborati regimi di sostegno che considerino le specificità delle CER, in modo da consentire una competizione, alla pari con altre entità, al mercato per l’ottenimento di tale sostegno. [29]

I Paesi membri dovranno recepire la direttiva nelle rispettive legislazioni nazionali entro il 30 giugno 2021.

1.4.2 La Comunità Energetica dei Cittadini

Parallelamente alla CER, anche la direttiva 2019/944 regola un modello di comunità, la Comunità Energetica dei Cittadini (in seguito CEC). Nell'articolo 2, definizione 11, la CEC è descritta come "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" [28].

Come nel caso della direttiva 2018/2001, anche la direttiva 2019/944 elenca, all'articolo 16, una serie di disposizioni per gli Stati membri, i quali devono assicurare che:

- i membri possano uscire in qualsiasi momento dalla comunità, senza perdere i loro diritti e doveri di clienti finali;
 - il gestore del servizio di distribuzione cooperi con le comunità per facilitare gli scambi di energia al suo interno. Inoltre, è aperta la possibilità che le CEC possano possedere, acquistare o locare reti di distribuzione da gestire in completa autonomia. In questo caso, le comunità saranno ritenute finanziariamente responsabili degli squilibri che le loro attività apportano alla rete elettrica;
 - le comunità possano organizzare al loro interno strutture di condivisione dell'energia elettrica prodotta dalle loro unità di produzione e di vendita della medesima energia, accedendo ai mercati elettrici in modo non discriminatorio.
- [28]

I Paesi membri dovranno recepire la direttiva nelle rispettive legislazioni nazionali entro il 31 dicembre 2020.

Il legislatore europeo prevede quindi due configurazioni distinte del concetto di comunità energetica, la CER e la CEC. Gli aspetti comuni ai due modelli sono il carattere della

partecipazione (aperto e volontario), il radicamento locale, l'obiettivo (benefici economici, ambientali e sociali piuttosto che profitti finanziari) e parte delle attività che tali soggetti possono svolgere (produzione, accumulo, condivisione e vendita dell'energia prodotta). Non mancano tuttavia le differenze, che sono riassunte in Tabella 1.1.

Tabella 1.1: principali differenze tra i modelli di Comunità di Energia Rinnovabile (CER) e di Comunità Energetica dei Cittadini (CEC). [Elaborazione propria sulla base delle direttive UE]. [15]

Caratteristica	CER	CEC
Tipologia di energia prodotta	Elettrica e termica	Elettrica
Fonte di energia primaria	Rinnovabile	Qualsiasi
Estensione della comunità	Prossimità agli impianti di produzione	Nessun vincolo
Attività di <i>Distribution System Operator (DSO)</i>	Non inclusa	Concessa in accordo con la legislazione nazionale
Partecipazione alla comunità	Persone fisiche, enti ed autorità locali, piccole-medie imprese (la cui partecipazione non può costituire l'attività economica e industriale principale)	Persone fisiche, enti e autorità locali, imprese (nessun limite su dimensioni e attività principale)
Controllo effettivo della comunità	Esercitato da tutti i membri o soci	Esercitato da tutti i membri o soci, escluse le medie-grandi imprese.

La pluralità di modelli previsti dal legislatore si spiega tenendo conto della variabilità di aggregazioni di energia condivisa già esistenti in Europa, al cui interno ogni Paese ha sviluppato negli anni caratteristiche peculiari. All'atto del recepimento delle direttive i Paesi membri dovranno effettuare una serie di scelte su alcune questioni che le medesime direttive lasciano volutamente irrisolte, proprio per permettere alle stesse di essere recepite ed integrate efficacemente in ogni legislazione nazionale [30]. Uno spaccato dei principali nodi irrisolti è mostrato in Figura 1-11: alcune scelte sembrano essere maggiormente suggerite dal

legislatore europeo (come il perimetro dell'autoconsumo), mentre altre sembrano a completa discrezione dello Stato (come lo schema di incentivazione o le tecnologie ammissibili). Tra tutte, la scelta più importante è quella del modello regolatorio da adottare: la differenza tra i modelli di tipo virtuale e fisico verrà approfondita alla Sezione 2.3.



Figura 1-11: questioni rimaste 'aperte' nelle direttive europee. [30]

1.4.3 Le reazioni di alcuni Paesi europei

A questo punto è fondamentale precisare un aspetto, in merito alla direttiva 2018/2001. Tale direttiva non si limita ad introdurre le CER, ma parla anche di autoconsumo collettivo, in termini di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente all'interno di uno stesso edificio o condominio. Si tratta a tutti gli effetti di un caso particolare di Comunità di Energia Rinnovabile, con maggiori vincoli in merito all'estensione fisica della condivisione. È probabile che il legislatore europeo abbia concepito dapprima questa forma, che infatti viene introdotta con un articolo precedente nella direttiva (articolo 21), per poi generalizzare e approdare al concetto di CER.

La componente più critica ed innovativa, all'interno delle direttive europee sopra citate, è proprio la condivisione di energia elettrica. Se è vero che scambiare e condividere energia termica, attraverso reti di teleriscaldamento, è ormai molto diffuso in tutta Europa, ciò non vale per l'energia elettrica, la cui condivisione è soggetta a stringenti vincoli normativi. Comunque, la direttiva 2018/2001 prevede che le comunità possano utilizzare scambi interni di energia tra unità produttrici e unità consumatrici, realizzando di fatto un autoconsumo che potrebbe essere definito 'esteso'. Questa disposizione risulta particolarmente calzante per quei Paesi come l'Italia, dove al momento l'autoconsumo è vietato nelle configurazioni *one-*

to-many e *many-to-many*, quindi un impianto di produzione di energia può servire un solo cliente finale (produttore e consumatore possono non coincidere ma devono essere unici). Questo pone limitazioni, ad esempio, in ambito condominiale, dove gli eventuali impianti di produzione possono soddisfare la domanda degli usi comuni ma non quella dei singoli condomini, perché ciò realizzerebbe una configurazione *many-to-many* [19]. La situazione italiana verrà approfondita in dettaglio al Capitolo 2; si prendono ora in esame alcuni tra i più influenti Paesi europei, per osservare come essi abbiano reagito alla ‘rivoluzione’ dell’autoconsumo collettivo (escludendo Germania e Danimarca, già ampiamente trattate e dove, in ogni caso, l’autoconsumo collettivo è concesso).

In **Francia** l’autoconsumo collettivo è stato introdotto nel 2017, addirittura un anno in anticipo rispetto alla direttiva 2018/2001. La potenza dell’impianto di produzione, alimentato a fonte rinnovabile, è limitata a 100 kW, mentre il perimetro dell’autoconsumo è circoscritto alla sottostazione in BT. Un altro vincolo presente è che sia la produzione che il consumo siano gestite da un’unica entità legale, quindi produttori e consumatori sono obbligati a costituire una *Personne Morale Organisatrice*, che potrebbe complicare e rendere costosa l’operazione. Tuttavia, l’Autorità nazionale francese per l’energia si è mostrata piuttosto scettica in tema di autoconsumo collettivo, e la politica ne ha raccolto le perplessità imponendo oneri più elevati (circa il 15% in più, sull’energia prelevata dalla rete), agli autoconsumatori, rispetto ad un cliente finale ‘standard’. La revisione di tale maggiorazione è attesa per la fine del 2020, in quanto è in pieno contrasto con la direttiva 2018/2001, che auspicava regolamentazioni *cost-reflective* [29][31].

L’Austria rappresenta forse il caso più ‘felice’ di recente valorizzazione dell’autoconsumo collettivo. Nel 2018 le reti elettriche interne ai condomini sono state definite come private, per cui è possibile distribuire energia prodotta da un impianto PV condominiale alle diverse unità del condominio [31]. Un esempio è rappresentato dal condominio *Lavaterstrasse 5*, a Vienna. I gestori dell’impianto fotovoltaico, l’azienda *Wien Energie*, vendono l’energia solare ai condomini alla tariffa di 0.11 €/kWh, con un risparmio del 30% rispetto alla tariffa di rete. La particolarità dell’autoconsumo è il modello ‘dinamico’ adottato: l’energia prodotta (12 kWh nell’esempio di Figura 1-12) non è sempre suddivisa in parti uguali tra i consumatori, ma viene allocata alle unità che ne hanno istantaneamente bisogno. In questo modo, è possibile evitare di immettere in rete parte dell’energia prodotta, realizzando il 100% di autoconsumo. Ciò non toglie che l’energia prodotta possa non bastare per coprire interamente il fabbisogno, che può venire integrato con prelievi da rete. Nell’esempio di Figura

1-12, la domanda del consumatore numero 4 è nulla, per cui il sistema rialloca 3 kWh (teoricamente destinati all'unità 4) verso le unità 2 e 3, che invece presentano un carico consistente [32].

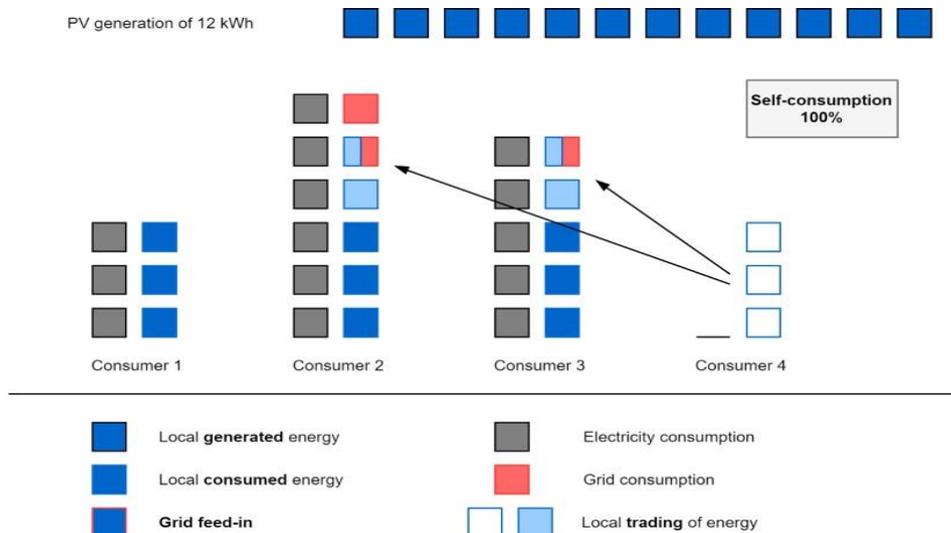


Figura 1-12: esempio di modello dinamico di distribuzione dell'energia solare ai consumatori, adottato nel condominio Lavaterstrasse 5 a Vienna. [32]

Infine, è interessante riportare il caso della **Spagna**. Dal 2012 era in vigore una tassa, chiamata *Sun Tax*, che colpiva l'autoconsumo (o meglio, chiunque installasse un impianto PV sul proprio tetto, indipendentemente dalla quantità di autoconsumo che si poteva ottenere) e che ha fortemente limitato la penetrazione del fotovoltaico nel mercato spagnolo [33]. Tale tassa è stata rimossa nel 2018, mentre nel 2019 il Decreto Reale 244 ha ufficialmente introdotto le configurazioni di autoconsumo e anche di comunità di energia rinnovabile. Un elemento che potrebbe ostacolarne la diffusione è però l'attuale composizione della bolletta elettrica spagnola: il 40% è componente fissa (legata alla potenza del POD e non al volume dei prelievi), contro una media europea del 22%. In questo modo, il risparmio di energia, e quindi l'autoconsumo, sono economicamente meno attraenti [31].

2 *Le comunità energetiche in Italia*

Anche l'Italia è chiamata a recepire le direttive del 'Pacchetto energia pulita per tutti gli europei'. Entrambe le direttive descritte alla Sezione 1.4, in realtà, non si limitano ad introdurre 2 modelli di comunità energetica, ma mirano a dare uniformità alle definizioni di autoconsumo e di autoconsumatore di energia elettrica [28][29].

È quindi fondamentale ricostruire, in sintesi, quale sia l'attuale quadro legislativo italiano in materia di autoconsumo elettrico. Come riportato nella delibera 112/2020: "Il decreto-legge 162/19, all'articolo 42bis, ha definito modalità e condizioni ai fini dell'attivazione dell'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e della realizzazione di comunità di energia rinnovabile, come prima attuazione degli articoli 21 e 22 della direttiva 2018/2001 e nelle more del completo recepimento della medesima" [34]. Tuttavia, i provvedimenti che l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) è chiamata a adottare per garantire un'immediata applicazione di tale decreto non sono ancora disponibili in maniera definitiva alla data di stesura di questo Capitolo.² Durante la fase di consultazione ARERA ha raccolto le osservazioni degli *stakeholder*, in merito ai propri orientamenti circa il recepimento del decreto. Per questa ragione, il quadro normativo non risulta ancora modificato dalle direttive europee di cui sopra.

È bene precisare che il termine 'autoconsumo' non ha una definizione propria nella disciplina di riferimento. Da un punto di vista tecnico esso identifica "il consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui viene consumata, sia istantaneamente che per il tramite di sistemi di accumulo, indipendentemente dai soggetti (anche diversi tra loro) che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente finale, purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato, e indipendentemente dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione" [35]. Nel Capitolo si utilizzerà il termine 'autoconsumo', avendo presente la definizione appena fornita.

Come già detto, nel 1962 il sistema elettrico italiano viene nazionalizzato: ENEL acquisisce tutte le attività della filiera elettrica. Nel 1999 il D. lgs. n. 79/1999, noto come 'Decreto Bersani', in recepimento della direttiva europea 96/92/CE, liberalizza il mercato

² La successiva delibera 318/2020 del 4 agosto 2020, che ha invece valore normativo, ha di fatto recepito buona parte degli orientamenti contenuti nella precedente 112/2020. La questione è approfondita al Paragrafo 2.3.2

elettrico. Le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica diventano libere, da operarsi in regime di concorrenza nel rispetto degli obblighi di legge previsti per un servizio pubblico. Le attività di dispacciamento e trasmissione sono riservate invece allo Stato, attribuite in concessione a Terna in regime di monopolio nazionale; infine è previsto che l'attività di distribuzione sia svolta in regime di concessione da alcune imprese (monopolio locale), che al 2017 in Italia sono poco più di 150 [4][36]. Il sistema elettrico italiano è ben rappresentato in Figura 2-1, con particolare attenzione al ruolo di Terna, che opera a tutti gli effetti anche come *Transmission Service Operator (TSO)*.

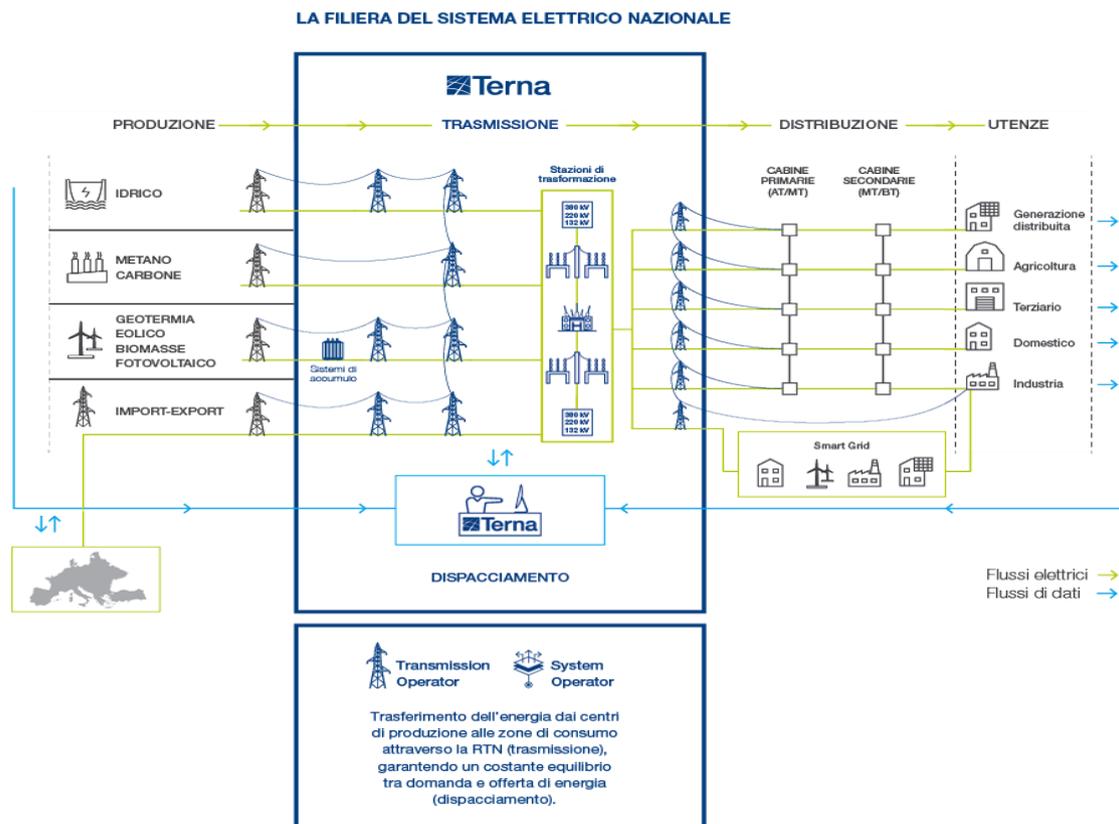


Figura 2-1: schema del sistema elettrico italiano dopo il decreto 79/99. [37]

Inoltre, il 'Decreto Bersani' introduce alcune definizioni:

- Cliente finale: persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica esclusivamente per uso proprio.
- Produttore: persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto.

2.1 La situazione attuale in materia di autoconsumo

In un contesto in cui le attività di trasmissione e di distribuzione sono di fatto assegnate in concessione, la normativa nazionale ha definito una pluralità di casi in cui è possibile realizzare configurazioni private, nell'ambito delle quali si può verificare l'autoconsumo [35].

2.1.1 Il quadro normativo vigente

Secondo l'approccio dell'Autorità, il cui indirizzo attuale è sostanzialmente determinato dalla delibera 578/2013 ([38]), le strutture di autoconsumo si distinguono in Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) e i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC):

1. SDC: “reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, in generale, non riforniscono clienti civili. Tali sistemi, nella titolarità e gestione di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie, sono caratterizzati dalla condizione che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti dei sistemi in questione sono integrati oppure dalla condizione che distribuiscono energia elettrica principalmente ai proprietari o ai gestori dei sistemi o alle loro imprese correlate. I SDC sono quindi sostanzialmente riconducibili a sistemi caratterizzati dalla presenza di una pluralità di clienti finali e (eventualmente) produttori” [39]. A loro volta, i SDC possono essere suddivisi in Reti Interne d'Utenza (RIU), qualora siano rispettate alcune condizioni aggiuntive elencate all'articolo 33 della legge 99/09 [40], e in Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).

“Allo stato attuale sono consentiti nell'ambito dei SDC solo i sistemi esistenti alla data di entrata in vigore della legge 99/09 (15 agosto 2009)” [39].

2. SSPC: “sistemi 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” [39].

È bene notare, ancora una volta, come nella definizione si parli di autoapprovvigionamento piuttosto che di autoconsumo. I SSPC comprendono:

- Sistemi di AutoProduzione (SAP): sistemi in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica, e tramite collegamenti privati, ne utilizza almeno il 70% su base annua [35]. Risulta utile un'ulteriore suddivisione:
 - Cooperative/consorzi storici dotati di rete propria, in cui possono esistere una pluralità di produttori e clienti finali. Per ragioni storiche, dopo la liberalizzazione del 1999 si è deciso di conservare i diritti che queste strutture avevano acquisito nel corso degli anni. Ad ogni modo, si tratta di poche decine di casi in Italia, spesso localizzate in regioni alpine, già esistenti al 1999; da quell'anno, non possono essere realizzate *ex-novo* ai sensi della normativa vigente;
 - Altri Sistemi di AutoProduzione (ASAP), riconducibili a sistemi con un unico soggetto produttore e cliente finale.
- Sistemi di Scambio sul Posto (SSP): particolari forme di autoconsumo in sito, che consentono di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento, con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione, utilizzando quindi la rete elettrica come un accumulo virtuale. Attualmente, entro certi limiti di potenza definiti da ARERA, possono accedere allo SSP due categorie di utenti:
 - I clienti finali che fanno parte di un Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC), cioè escludendo dai SSP cooperative e consorzi storici, che siano gestori di uno o più impianti di produzione da fonti rinnovabili o di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), il cui punto di immissione in rete coincida con il punto di prelievo dalla stessa.
 - I clienti finali (coincidenti con i Comuni con meno di 20000 abitanti) che gestiscano uno o più impianti di produzione da fonti rinnovabili, i cui punti di immissioni in rete possono eventualmente non coincidere con quelli di prelievo (Scambio Sul Posto Altrove) [19][41].
- Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU): “sistemi 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” [39]. Come si vede in Figura 2-2, i SEU possono essere ulteriormente suddivisi in 4 categorie, classificazione che però qui si omette per ragioni di brevità.

- Sistemi Esistenti Equiparati ai Sistemi Efficienti d’Utenza (SEESEU): sistemi con caratteristiche analoghe ai SEU, ma già esistenti prima del 4 luglio 2008, in cui è entrata in vigore la definizione di SEU tramite il decreto legislativo 115/2008 [42].
- Altri Sistemi Esistenti (ASE): sistemi esistenti prima della delibera 578/2013 e non assimilabili alle altre categorie sopra riportate.

La Figura 2-2 riassume in forma grafica quanto appena esposto per i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.

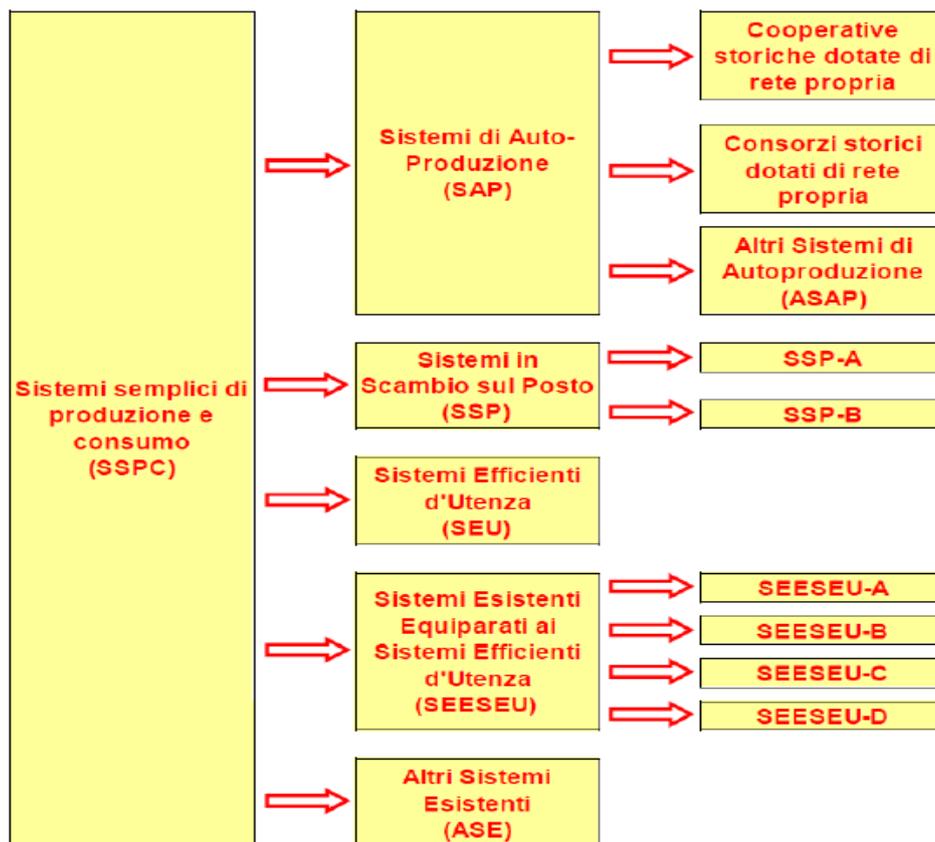


Figura 2-2: classificazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) secondo la normativa italiana. [39]

Alla luce della descrizione del quadro normativo attuale, si capisce come la parola ‘autoconsumo’ sia molto generica e non trovi facile ed immediata interpretazione, in

riferimento alle definizioni di SSPC e SDC. Al momento in Italia, qualora vi sia la volontà di realizzare *ex novo* una struttura di autoconsumo di energia elettrica (quindi con produzione e consumo nello stesso sito), si hanno sostanzialmente tre possibilità:

1. ASAP;
2. SSP;
3. SEU. [19]

La caratteristica comune a tutte queste configurazioni è l'unicità dei soggetti che ricoprono i ruoli di produttore e di cliente finale, i quali possono essere distinti fra loro (come nel caso dei SEU) ma devono essere unici. Per questo motivo al Capitolo 1 si è affermato che in Italia non sono ammesse le configurazioni *one-to-many* e *many-to-many*. Esperienze di *energy community* come la Cooperativa *Bioenergy Village Jühnde* tedesca non sono pertanto realizzabili.

La Figura 2-3 mostra una tipica configurazione di autoconsumo domestico da fonte solare, classificabile come Altro Sistema di AutoProduzione (ASAP). Si noti la presenza di due contatori distinti. Il primo, posizionato subito dopo l'inverter, è monodirezionale e serve per misurare la quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto PV; il secondo, detto anche contatore di rete, è bidirezionale e può misurare flussi dalla rete verso l'utenza e viceversa. Per questi sistemi, date le taglie di fotovoltaico contenute e lo sfasamento tra produzione solare e carico domestico, è economicamente conveniente usufruire dello SSP. In Figura 2-4 è invece mostrato un esempio di SEU: è importante ribadire che il collegamento elettrico tra l'impianto PV del produttore e l'unità di consumo del cliente finale è privato.

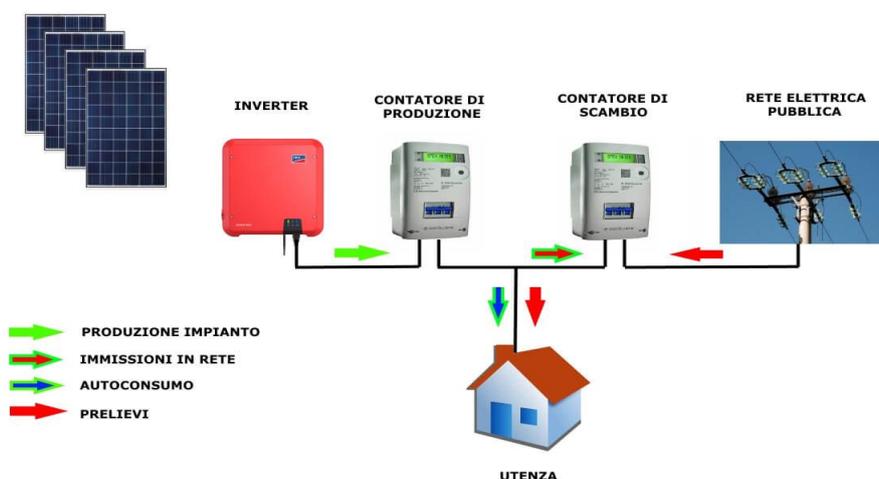


Figura 2-3: schema concettuale di autoconsumo domestico da fonte solare. [43]

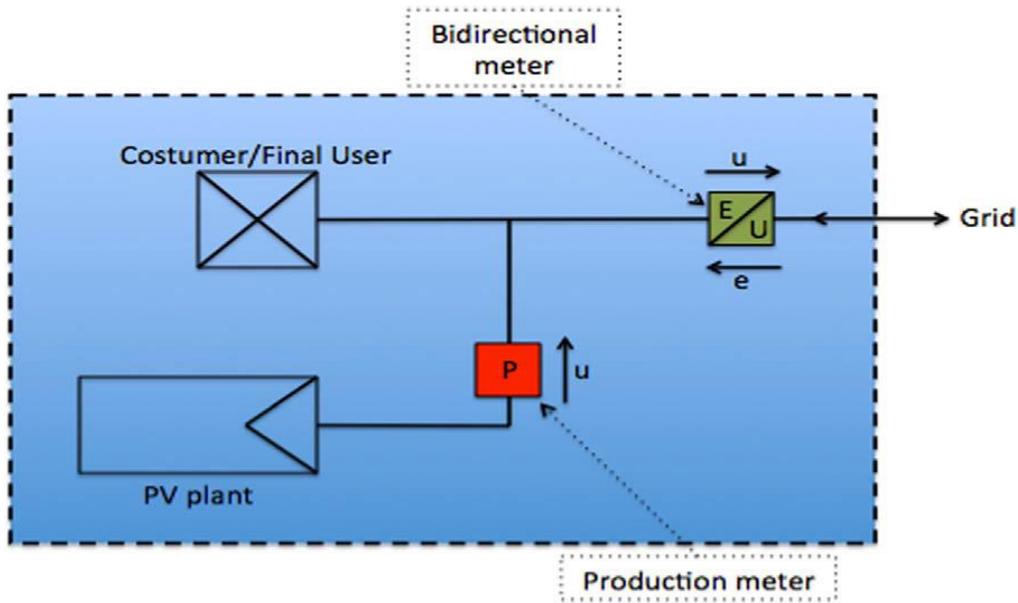


Figura 2-4: schema concettuale di SEU. [44]

2.1.2 La diffusione e i benefici dell'autoconsumo

Nonostante le limitazioni imposte dalla normativa, non si deve pensare che l'autoconsumo sia un fenomeno poco diffuso in Italia. Al contrario, a fine 2018 risultavano attivi poco meno di 786000 SSPC, abbastanza ben distribuiti su tutto il territorio nazionale, dettagliati come riportato in Tabella 2.1 [35].

Tabella 2.1: stime complessive di potenza installata ed energia prodotta per ogni categoria di SSPC in Italia a fine 2018. [Elaborazione propria su dati ARERA] [35]

Tipologia di SSPC	Potenza installata [GW]	Energia autoconsumata [TWh]
SSP	5.5	2.6
SEU	4.8	6.4
SESEU	6.1	10.8
ASAP + ASE	1.2	2.6
Totale SSPC	17.6	22.4

In termini di SDC, al 2018 si contano registrati 31 RIU e 33 ASDC, per un totale di energia stimabile in circa 6 TWh. È opportuno sottolineare che non sono mai state condotte campagne di misurazione dell'autoconsumo in Italia. I dati qui riportati sono il risultato di stime che il

Gestore dei Servizi Energetici (GSE) effettua ogni anno, sulla base dell'energia prodotta dagli impianti registrati come appartenenti a strutture di autoconsumo [45].

Sul totale di poco più di 28 TWh oggetto di autoconsumo nel 2018, solamente 5.5 TWh sono attribuibili alle FER, come si può ricavare dalla Figura 2-5 sommando i contributi di 'fotovoltaico' e 'altri impianti rinnovabili' (per la maggior parte a biomassa). Più dell'80% del totale è invece dovuto ad impianti di cogenerazione, prevalentemente alimentati a gas naturale e diffusi soprattutto in ambito industriale, a dimostrazione del fatto che al momento in Italia autoconsumo non implichi produzione di energia da FER [46].

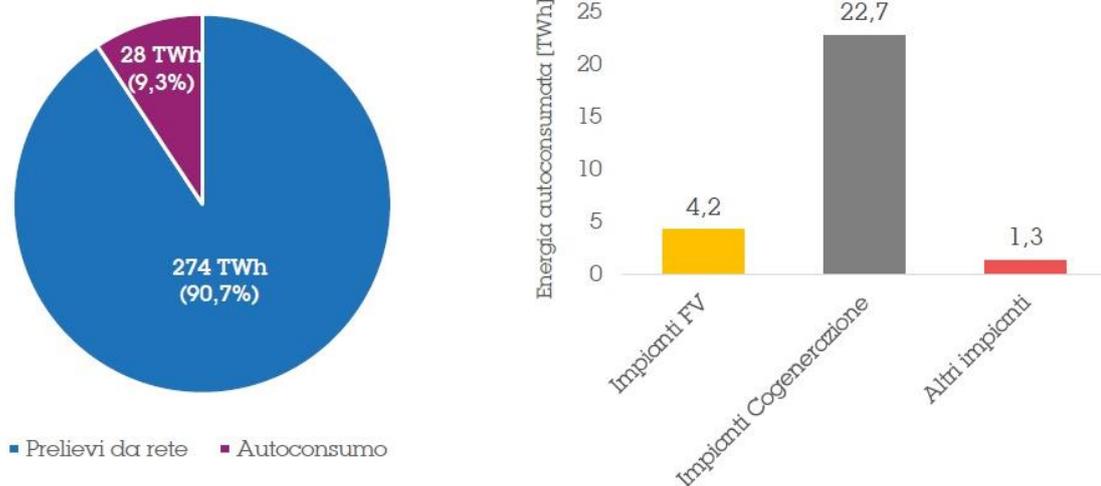


Figura 2-5: quantificazione dell'energia oggetto di autoconsumo in Italia al 2018. [46]

I potenziali benefici che l'autoconsumo apporta al sistema elettrico, indipendentemente dalla fonte di energia impiegata, possono essere riassunti nei seguenti punti:

1. Minor perdite di rete: il trasporto dell'energia elettrica ha un costo energetico, dovuto alle perdite per effetto *Joule*, tanto maggiore quanto minore è il livello di tensione applicato. L'Autorità è solita esprimere questo costo attraverso i coefficienti di perdite di rete. Ad esempio, il valore aggiornato per i prelievi in media tensione è pari a 3.8% [47].

L'energia elettrica prodotta e consumata in aree limitrofe, riducendo i transiti sulle reti, comporta una riduzione delle perdite di rete rispetto al caso in cui l'energia provenga dalla rete di trasmissione a livelli di tensione più elevati.

2. "L'energia elettrica prodotta e consumata in sito, in alcune situazioni, potrebbe permettere di ottimizzare l'utilizzo delle cabine di consegna e degli stalli per la connessione, riducendo i costi di connessione" [35].

3. Riduzione della necessità di potenziamento delle reti di distribuzione: essendo le suddette reti solitamente dimensionate per garantire la massima potenza richiesta da ciascun utente al proprio *Point Of Delivery* (POD), qualora l'autoconsumo consenta di ridurre la potenza sui punti di connessione potrebbe anche ridurre la necessità di potenziare le reti.
4. Eventuale riduzione dei costi di dispacciamento: su questo punto la posizione dell'Autorità non è ancora definitiva, in quanto è complesso stabilire se e in che misura l'autoconsumo possa ridurre il compito del dispacciamento. È bene tenere presente che, per operare il sistema elettrico in sicurezza, Terna deve comunque approvvigionarsi di capacità di riserva, per far fronte a situazioni in cui si verificano stop improvvisi della produzione dell'impianto che serve l'unità di autoconsumo (ancora più importante in caso di probabile volatilità di una fonte rinnovabile) [35].

I benefici più importanti dell'autoconsumo sono però ottenuti dal cliente finale, principalmente a livello economico. Per una piena comprensione di tali benefici, è opportuno richiamare brevemente la tipica struttura della bolletta elettrica per un consumatore domestico italiano (Figura 2-6):

1. Spesa per la materia energia: comprende il costo delle attività strettamente connesse alla produzione e alla vendita dell'energia.
2. Spesa per il trasporto e la gestione del contatore: comprende il costo delle attività che consentono al venditore di consegnare ai clienti finali l'energia elettrica venduta;
3. Spesa per oneri generali di sistema: comprende il costo delle attività di generale interesse per il settore elettrico, come il sostegno alle FER e alla CAR, o il *decommissioning* degli impianti nucleari;
4. Imposte: comprendono le accise e l'IVA. [48]

Le prime tre vengono poi suddivise ulteriormente in diverse componenti, tra cui le componenti variabili, che incidono sull'energia consumata (tariffa unitaria espressa in c€/kWh), e le componenti fisse, che incidono sulla potenza del POD o come costi fissi annui (tariffa unitaria espressa in c€/kW/anno o c€/anno).

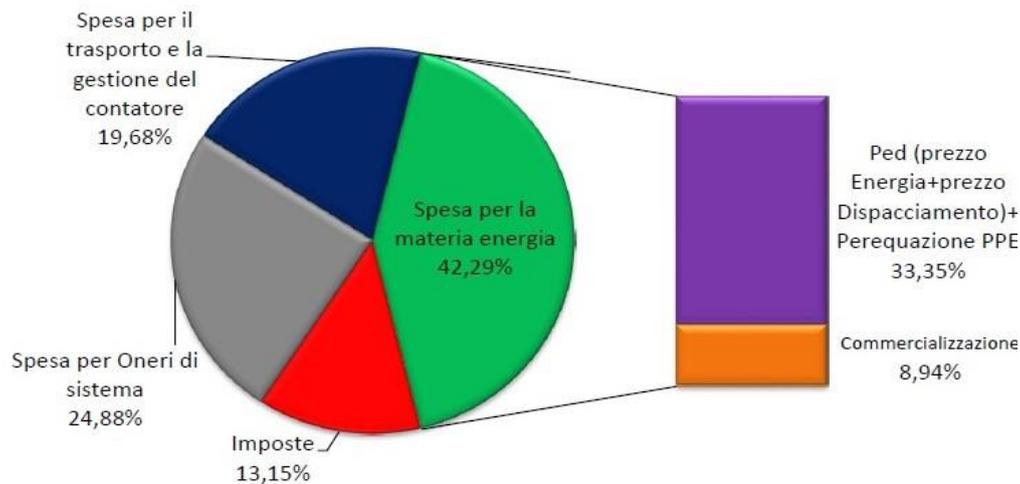


Figura 2-6: bolletta elettrica italiana in regime tutelato, per il secondo trimestre del 2019. [49]

L'autoconsumo diminuisce la quota di energia che il cliente finale preleva dalla rete, riducendo quindi la spesa per la materia energia. Inoltre, per l'energia autoconsumata (che non transita attraverso la rete pubblica) non trovano applicazione né le componenti variabili di trasporto, né le componenti variabili a copertura degli oneri di sistema, indipendentemente dalla fonte di energia primaria che alimenta l'autoconsumo. Citando l'Autorità: "mentre la mancata applicazione delle tariffe di trasmissione e di distribuzione potrebbe tenere ragionevolmente conto dei benefici indotti sul sistema elettrico dall'autoconsumo, la mancata applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema rappresenta un vero e proprio incentivo implicito" [50]. In sostanza la normativa attuale attribuisce all'autoconsumo un valore maggiore di quello reale, senza distinguere tra fonti di energia rinnovabili (il cui autoconsumo andrebbe promosso e incentivato) e non rinnovabili.

Ciononostante, nel 2016 ARERA ha ritenuto più opportuno applicare le componenti degli oneri di sistema alla sola energia prelevata da rete, tenuto conto delle difficoltà amministrative e di controllo che si avrebbero qualora tali componenti fossero applicate anche all'energia autoconsumata. Nel 2019, con la memoria 94/2019, l'Autorità si è però espressa favorevolmente nei confronti di una revisione generale delle modalità di finanziamento degli oneri di sistema, ipotizzando che una quota non trovi più copertura tramite le bollette elettriche e ribadendo che l'esenzione dal pagamento non costituisce uno strumento di incentivazione efficiente dell'autoconsumo da FER [50].

È opinione di chi scrive che la realizzazione di strutture di autoconsumo possa anche incrementare la consapevolezza energetica dello stesso cliente finale. Quando l'autoconsumo sarà registrato, il cliente potrebbe mostrare maggiore attenzione nei confronti della propria

bolletta, al fine di monitorare e verificare il presunto risparmio economico di cui potrà beneficiare. Tramite questo processo, non è da escludere che egli diventi anche più attento ai propri consumi, cercando di minimizzarli e di coprirli il più possibile con l'energia che si autoproduce.

2.2 Esempi di comunità energetiche

Il corredo normativo italiano in materia di autoconsumo di energia elettrica, come si è visto, risulta essere piuttosto complesso e articolato, sebbene al momento conceda soltanto la realizzazione di configurazioni *one-to-one*.³ Le stesse vicende storiche, come la Crisi Petrolifera degli anni '70, che altrove hanno promosso la creazione di un contesto legislativo e normativo favorevole allo sviluppo di progetti di energia comunitaria, in Italia non hanno avuto il medesimo effetto. Oltre ad alcuni esempi di cooperative e consorzi storici, costituiti prima della nazionalizzazione del 1962 e sopravvissuti alla stessa, e ad alcuni Comuni che hanno in concessione l'attività di distribuzione nei loro territori, non vi sono esempi di comunità energetiche elettriche esistenti nel Paese.

Un importante segnale di cambiamento arriva però con la Legge 221/2015, che all'articolo 71 introduce le cosiddette *Oil Free Zone*, aree territoriali al cui interno si prevede di sostituire progressivamente i combustibili fossili con le fonti rinnovabili [51]. La costituzione di tali aree può essere promossa dai Comuni, che tramite progetti specifici, il cui obiettivo sia la valorizzazione del territorio e delle risorse locali, possono sviluppare sperimentazioni e progetti pilota [52]. Questo contesto favorevole è stato sfruttato da 2 regioni italiane, il Piemonte e in seguito anche la Puglia, per anticipare il recepimento nazionale delle direttive 2018/2001 e 2019/944 e aprire la strada verso la realizzazione di esperienze energetiche comunitarie.

2.2.1 La SECAB

La Società Elettrica Cooperativa dell'Alto Bût (SECAB) è la più antica azienda friulana attiva nella produzione e distribuzione di energia elettrica. Nata sotto forma di cooperativa nel 1911, ha sempre avuto nella produzione di energia elettrica da fonte idrica il suo *core business*. Ad oggi esercisce 6 impianti idroelettrici nella Valle del Bût, per una potenza totale

³ Dal 4 agosto, in seguito alla già citata delibera 318/2020, il limite delle configurazioni *one-to-one* è di fatto superato.

di 10,8 MW. La centrale più moderna è quella del Noiaris, entrata in servizio nel 2004. Ad acqua fluente, non è servita da un'apposita opera di captazione delle acque del Bùt, ma sfrutta le acque di scarico di un'altra centrale, quella del Museis (sempre di proprietà della Cooperativa), che vengono prelevate attraverso un'opera di adduzione di oltre 4 km, completamente interrata. Questo permette di neutralizzare l'impatto visivo e architettonico della centrale; l'unico edificio visibile è quello delle turbine (Figura 2-7), i cui rivestimenti esterni in legno e pietra locale si inseriscono in modo armonioso nel paesaggio naturale circostante.

Parallelamente alla produzione la cooperativa è impegnata nella distribuzione di energia elettrica in 6 Comuni dell'Alto Bùt. Gestisce infatti circa 75 km di linee MT e 120 km in BT, garantendo il servizio anche nelle zone montane più isolate, come gli impianti di risalita del polo sciistico dello Zoncolan. [7]



Figura 2-7: centrale idroelettrica del Noiaris: particolare su edificio turbine e opera di rilascio delle acque nel torrente Bùt. [7]

2.2.2 La smart grid di Benetutti

Benetutti è un piccolo Comune di circa 1700 abitanti in provincia di Sassari, con una particolarità: detiene la titolarità del servizio locale di distribuzione di energia elettrica. Per un Comune di queste dimensioni, dover garantire un servizio pubblico come la fornitura di energia elettrica è un impegno piuttosto gravoso, ma allo stesso tempo offre l'opportunità unica di superare le barriere normative in materia di autoconsumo e di condivisione di energia elettrica. Nel 2017 l'Azienda Elettrica Comunale Benetutti acquisisce da E-Distribuzione

anche le porzioni di rete MT-BT delle campagne che circondano il centro urbano di Benetutti, preparandosi a trasformare la rete elettrica comunale in una vera e propria *smart grid* [53].⁴

Attualmente vi sono circa 1100 utenze allacciate alla rete di BT, per un prelievo annuo totale di 2820 *MWh/y*. In termini di generazione rinnovabile, il fotovoltaico è molto diffuso: la capacità complessiva installata è di oltre 1.5 *MW* (tutti in BT), per una produzione annua di 2200 *MWh/y*. L'autoconsumo ammonta al 70% (quasi tutto come ASSPC in Scambio Sul Posto), quindi solamente 660 *MWh/y* vengono immessi sulla rete in BT del Comune.

Per far fronte alla volatilità della risorsa solare e aumentare l'autosufficienza della comunità, il progetto prevede la costruzione di un digestore anaerobico, da alimentare con risorse locali come reflui del settore caseario, zootecnici e biomasse forestali. Il biogas prodotto dal digestore dovrebbe servire 2 cogeneratori da 300 *kWe* ciascuno, posti vicino alle utenze a cui dovranno consegnare l'energia termica (probabilmente le scuole del Comune e l'essiccatoio per il digestato), come mostrato in Figura 2-8. Inoltre, potrebbe essere incluso un pacco batterie da 1000 *kWh*.

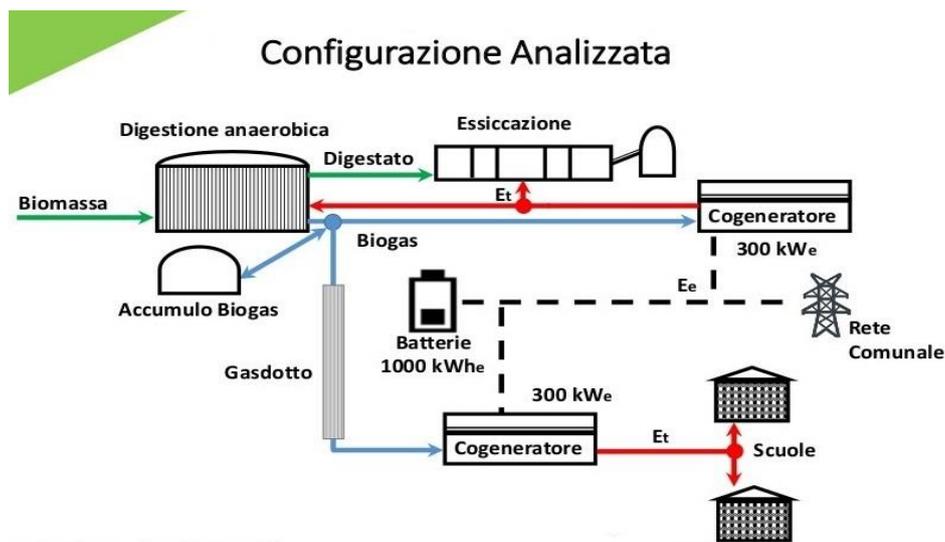


Figura 2-8: schema del progetto di smart grid nel Comune di Benetutti. [53]

Secondo i proponenti del progetto, la configurazione proposta dovrebbe azzerare il prelievo di energia elettrica dalla rete nazionale in AT, rendendo la rete comunale di Benetutti praticamente autosufficiente. Per raggiungere tale obiettivo sarà necessario studiare attentamente i profili di carico delle utenze, programmando conseguentemente la produzione

⁴ Secondo l'*European Technology Platform for Smart Grids*, le *smart grids* sono "reti elettriche in grado di integrare intelligentemente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi, siano essi produttori, consumatori o anche entrambi (*prosumers*), al fine di garantire l'approvvigionamento di energia elettrica in modo sostenibile, economico e sicuro" [98]. Il tema verrà affrontato più in dettaglio al Capitolo 3.

dei cogeneratori e la gestione degli accumulatori. Parallelamente, sono in corso di realizzazione una piattaforma regionale su cui implementare strategie di controllo e di regolazione, e un innovativo meccanismo tariffario, che consenta alla cittadinanza di beneficiare anche economicamente della nuova configurazione [53].

2.2.3 Il caso del Piemonte e la Comunità Energetica Pinerolese

In Piemonte la Legge Regionale n. 12/2018 ha promosso le 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” [54]. Le comunità energetiche, la cui partecipazione è aperta sia a soggetti pubblici che privati, per ottenere la qualifica di produttori di energia devono destinare almeno il 70% dell’energia prodotta annualmente all’autoconsumo dei propri membri. È importante sottolineare che l’intervallo temporale di osservazione, in cui confrontare produzione e consumo, è l’anno.

La successiva Delibera della Giunta Regionale 18-8520/2019 specifica meglio i vincoli e i requisiti minimi che i nuovi enti devono rispettare. In particolare, i Comuni interessati a proporre o a prendere parte ad una comunità energetica devono adottare uno specifico protocollo d’intesa, che deve riportare:

- le finalità della comunità, in accordo con la L.R. 12/2018;
- le modalità di adesione e di recesso dalla comunità;
- il ruolo di ciascun soggetto nella comunità.

La comunità energetica deve rispettare inoltre le seguenti condizioni:

- i membri devono essere connessi alla porzione di rete elettrica in MT o in BT, sottesa ad un’unica cabina di trasformazione primaria AT/MT;
 - il consumo elettrico totale dei membri deve essere maggiore di 0.5 GWh/y;
 - almeno la metà dell’energia prodotta e autoconsumata deve provenire da FER disponibili localmente;
 - i soggetti produttori e consumatori di energia elettrica devono essere più di uno.
- [55]

La L.R. 12/2018 prevede che le comunità energetiche debbano redigere, rispettivamente entro 6 e 12 mesi dalla loro costituzione, un bilancio energetico e un documento strategico, come schematizzato in Figura 2-9; quest'ultimo deve individuare in modo chiaro e trasparente quali sono gli interventi che si intende realizzare per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e aumentare l'efficienza energetica. La Regione, da parte sua, si impegna a verificare la coerenza del documento con i propri obiettivi energetico-climatici [54].



Figura 2-9: schema degli adempimenti in capo alle nascenti comunità energetiche in Piemonte. [56]

Nel 2018 e nel 2019 la Regione ha stanziato 25000 euro per sostenere finanziariamente la nascita delle comunità energetiche. Nonostante i vincoli imposti e la cospicua mole di lavoro richiesta, alcuni progetti sono stati già presentati. Tra i più rilevanti si citano la Comunità Energetica Unione Montana Valle Maira e la Comunità Energetica Pinerolese, proposta da 6 Comuni del Pinerolese (Cantalupa, Frossasco, Roletto, San Pietro Val Lemina, Scalenghe e Vigone) e da 5 aziende del Consorzio Pinerolo Energia, tra cui Acea Pinerolese Industriale (API). Il primo passo è stato compiuto nell'aprile 2019, con l'istituzione della *Oil Free Zone* 'Territorio Sostenibile' da parte di 28 Comuni del Pinerolese, all'interno della Città Metropolitana di Torino [57]. Tra questi, i 6 sopracitati hanno deciso di proporre una comunità energetica, nella forma giuridica di Cooperativa di soggetti pubblici e privati, per poter includere 5 imprese locali e privati cittadini, garantendo tutti i requisiti di cui alla D.G.R. 18-8520/2019, con particolare attenzione alla pluralità di categorie energetiche coinvolte.

Il progetto di aggregazione "ipotizza la partecipazione di privati cittadini in ciascuno dei suddetti Comuni in una misura stimata al 2% del totale delle famiglie residenti nel territorio comunale. Tali utenze domestiche sono considerate tutte nella categoria 'consumatori' ad eccezione di almeno un'utenza *prosumer* per comune" [58]. Il quadro dei soggetti partecipanti, con i rispettivi ruoli ricoperti nella comunità, è ben riassunto in Figura 2-10.

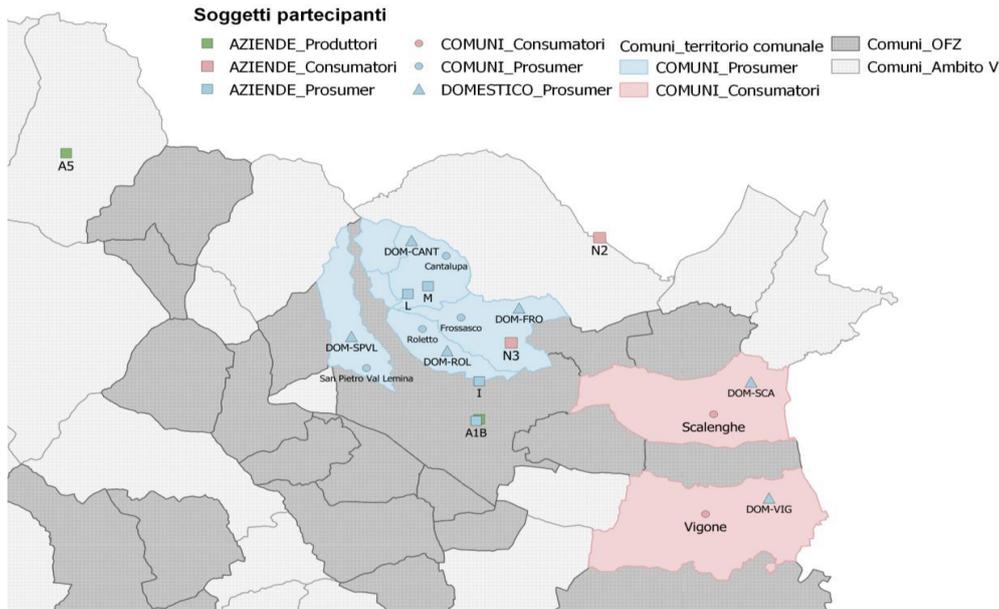


Figura 2-10: rappresentazione cartografica dei soggetti partecipanti alla Comunità Energetica Pinerolese. [58]

In totale gli impianti inclusi nella comunità sono più di 160, tutti già esistenti al 2019. A livello elettrico, la produzione è affidata all'idroelettrico da 450 kW di Inverso Pinasca, a 2 cogeneratori, che utilizzano principalmente biogas prodotto da API (dal trattamento dei rifiuti organici provenienti dal territorio della *Oil Free Zone*) e a diversi impianti fotovoltaici sparsi sul territorio [59]. I bilanci elettrici mensili e annuali della futura comunità sono visibili in Figura 2-11: annualmente, la produzione sarebbe per oltre il 99% rinnovabile; inoltre, produzione e consumo sarebbero praticamente coincidenti, quindi il vincolo del 70% di autoconsumo sarebbe ampiamente soddisfatto.

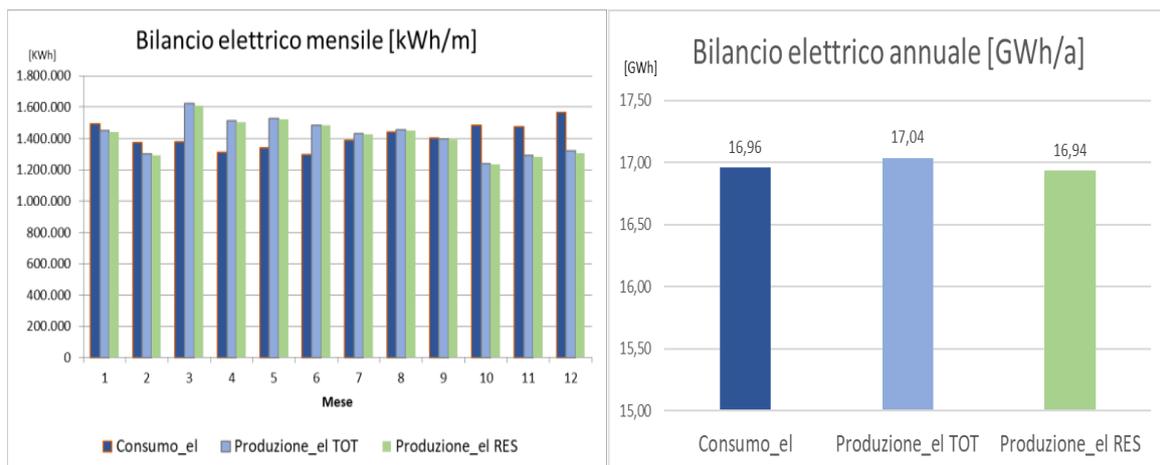


Figura 2-11: bilancio elettrico della Comunità Energetica Pinerolese. [58]

A livello termico, gli impianti coinvolti sono la rete di teleriscaldamento, alimentata da cogeneratori a biogas e a gas naturale situati all'interno del Polo Ecologico di API (Figura 2-12), e le centrali termiche degli altri soggetti partecipanti. La produzione termica sarebbe

esattamente pari al fabbisogno della comunità; tuttavia, la percentuale di FER in autoconsumo sarebbe decisamente minore rispetto al caso elettrico (24%). [58]



Figura 2-12: vista aerea del Polo Ecologico di API. [60]

2.3 Il decreto Milleproroghe 2019: nuovi scenari e opportunità

Il D.L. 162/2019, noto come ‘Milleproroghe’ 2019, ha aperto in Italia una fase di sperimentazione per l’autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e per le Comunità di Energia Rinnovabile, in accordo con gli articoli 21 e 22 della direttiva UE 2018/2001. Nell’ottica del completo recepimento della suddetta direttiva, che dovrebbe avvenire entro il 30 giugno 2021, la logica è quella di aprire un periodo transitorio in cui monitorare le esperienze che saranno realizzate, al fine di comprendere e risolvere eventuali problematiche e criticità.

Parlare di autoconsumo collettivo significa ammettere la possibilità che vi siano più di un produttore e più di un cliente finale; che si realizzi, in altre parole, una configurazione *many-to-many*. Se l’autoconsumo diventa collettivo, è fondamentale stabilire se esso possa avvenire per il tramite della rete elettrica pubblica (modello di autoconsumo virtuale), oppure attraverso collegamenti elettrici privati (modello di autoconsumo fisico). È bene precisare che, a parità di topologia della rete, i flussi di energia provenienti da un impianto di produzione prenderanno sempre il percorso verso il punto di consumo caratterizzato dalla minor impedenza, indipendentemente dal fatto che la rete sia pubblica o privata [30]. Non si tratta quindi di una distinzione tecnica, bensì puramente regolatoria.

La Figura 2-13 descrive e compara i modelli virtuale e fisico. Come detto, il primo prevede che si utilizzi la rete elettrica pubblica, nel caso del D.L. 162/2019 quella di

distribuzione in BT. Non è richiesta alcuna modifica all’assetto esistente, né a livello infrastrutturale né a livello di ruoli. I clienti finali mantengono il proprio contratto di vendita e continuano a pagare i loro fornitori. In questo caso, bisogna prevedere un sistema di che valorizzi l’energia virtualmente autoconsumata, altrimenti i benefici economici per gli autoconsumatori sono nulli. Nel modello fisico, invece, è prevista la realizzazione di una nuova rete, privata, che la comunità è chiamata a gestire esattamente come fanno le imprese distributrici. A questo punto, l’energia autoconsumata non transita più dalla rete pubblica; pertanto, come descritto in precedenza per l’autoconsumo individuale *in situ*, si applica l’esenzione delle componenti variabili di trasporto e degli oneri di sistema [30].

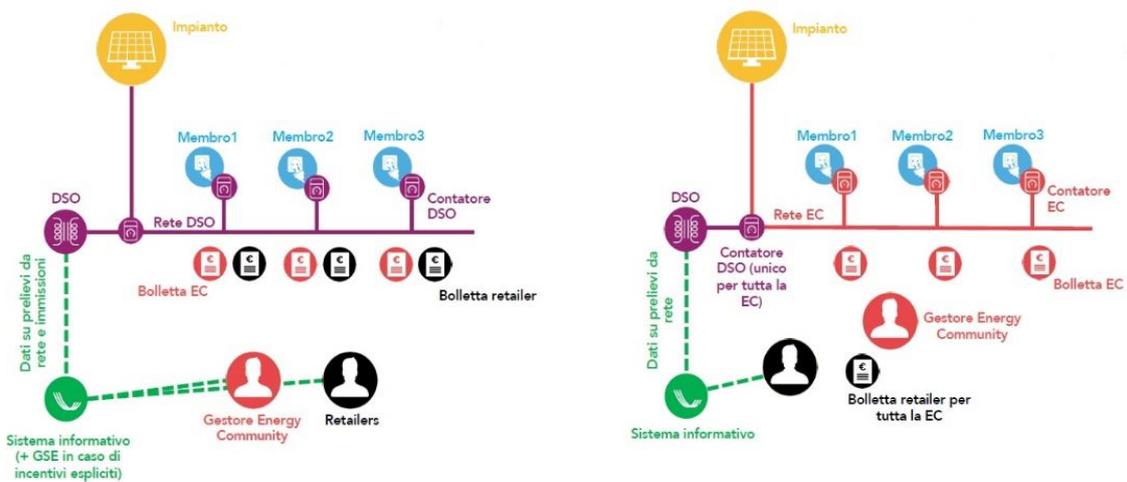


Figura 2-13: confronto tra i modelli regolatori virtuale (a sinistra) e fisico (a destra). [30]

2.3.1 Il testo del decreto

A questo punto, si analizza brevemente il contenuto del D.L. 162/2019, osservando e discutendo le scelte che sono state compiute laddove la direttiva 2018/2001 concedeva margini di discrezionalità ai Paesi membri. In dettaglio:

- **Partecipazione e finalità:** “Nel caso di comunità energetiche, gli azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, e la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l’attività commerciale e industriale principale.”

“L’obiettivo principale dell’associazione è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera la comunità, piuttosto che profitti finanziari” [61]. Non si evidenziano differenze o

scostamenti rispetto alla direttiva di riferimento; per quanto riguarda il ruolo di *ESCo* e aziende energetiche, si rimanda al Paragrafo 2.3.2.

- Modello regolatorio dell'autoconsumo: “I soggetti partecipanti condividono l'energia prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente. L'energia condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati. Tale energia è condivisa per l'autoconsumo istantaneo, che può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo” [61]. Secondo quanto riportato, il modello regolatorio scelto è di tipo virtuale. L'altro aspetto importante da sottolineare è il fattore temporale: si parla di autoconsumo istantaneo, intendendo come riferimento temporale l'intervallo orario.
- Tecnologie ammesse: “I soggetti partecipanti producono energia destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW, entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva (UE) 2018/2001” [61]. La Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) è quindi esclusa, se non realizzata con FER.
- Perimetro dell'autoconsumo: “Nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gli stessi si trovano nello stesso edificio o condominio.”

“Nel caso di comunità energetiche rinnovabili, i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti a fonti rinnovabili sono ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese, alla data di creazione dell'associazione, alla medesima cabina di trasformazione MT/BT.”

- Meccanismo di incentivazione: “La tariffa incentivante è erogata dal GSE Spa ed è volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo.”
“La tariffa incentivante è erogata per un periodo massimo di fruizione ed è modulata fra le diverse configurazioni incentivabili per garantire la redditività degli investimenti” [61]. Tale incentivo non sarà cumulabile con quello del decreto FER-2019, né si potrà usufruire dello Scambio Sul Posto.

Inoltre, si specifica che gli oneri di sistema andranno applicati anche sull'energia condivisa, delineando così una prima differenza con la normativa attuale dell'autoconsumo *in situ*, la

quale prevede l'esenzione delle componenti tariffarie variabili anche per gli oneri di sistema [61].

2.3.2 Gli sviluppi normativi

L'Autorità competente, ovvero ARERA, è chiamata a adottare i provvedimenti necessari per consentire una rapida applicazione del succitato decreto. L'Autorità ha quindi pubblicato un documento di consultazione (la delibera 112/2020 [34]), in data 1° aprile 2020, in cui ha esposto gli orientamenti che intende seguire per la regolazione dell'autoconsumo collettivo e delle CER. Le riflessioni emerse durante la consultazione sono state raccolte, elaborate ed esposte nella successiva delibera 318/2020, in data 4 agosto 2020, che ha invece pieno valore normativo. Tra gli aspetti salienti della regolazione, si può citare che:

- Tutti i partecipanti di una struttura di autoconsumo collettivo o di una comunità di energia rinnovabile possono essere assimilati a clienti finali o produttori che operano in una delle configurazioni private consentite dalla normativa vigente, quindi ASAP o SEU.
- I soggetti facenti parte della configurazione di *energy community* individuano un proprio referente, responsabile di interfacciarsi con il GSE.
- Il GSE calcola, sulla base delle misure dei flussi energetici nei POD di immissione e prelievo, l'energia condivisa per l'autoconsumo istantaneo all'interno della configurazione e corrisponde al referente, con un unico conguaglio, sia le componenti tariffarie che non risultano applicabili all'energia condivisa (già versate dai clienti finali della configurazione ai propri venditori), sia l'incentivo [34].

In termini di componenti tariffarie oggetto di restituzione da parte del GSE, si ricordi che il modello regolatorio scelto dal D.L. 162/2019 è di tipo virtuale (Figura 2-13), pertanto i clienti finali mantengono il proprio fornitore e la propria bolletta elettrica. Una volta realizzata la struttura di autoconsumo collettivo (o di CER, indifferentemente), parte dell'energia consumata dai clienti finali sarà virtualmente autoconsumata, cioè virtualmente consumata nel sito in cui è prodotta. È chiaro quindi che ai medesimi clienti finali va riconosciuto un beneficio economico, seppur a posteriori, per garantire una regolazione il più possibile *cost-reflective*, come richiesto dal legislatore europeo. Secondo la delibera 112/2020 i benefici tecnici, non già riconosciuti all'autoconsumo dalla regolazione vigente,

giustificano la restituzione di un importo unitario forfetario, pari alla somma della componente di trasmissione $TRAS_E$ definita per le utenze in bassa tensione (stabilita per il 2020 pari a 0.761 c€/kWh) e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze BTA_U (per l'anno 2020 pari a 0.061 c€/kWh). “Per quanto riguarda le perdite di rete evitate per effetto dell'installazione di impianti di produzione nello stesso edificio (non già riconosciute nella regolazione vigente), esse sono stimabili nell'1,2% lungo le linee di media tensione e nel 2,6% lungo le linee di bassa tensione, e possono essere valorizzate al prezzo zonale orario” [34].

La delibera 318/2020 ha confermato l'orientamento dell'Autorità, respingendo per il momento la richiesta di alcuni *stakeholder* di includere ulteriori corrispettivi (ad esempio relativi al dispacciamento) rispetto a quelli descritti nella 112/2020.

In caso di autoconsumo collettivo, il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa nel j -esimo mese ($C_{lgc,j}$) è pertanto pari a:

$$C_{lgc,j} = CU_{Af} \cdot E_{lgc,j} + \sum_{h,month} E_{lgc,h} \cdot c_{PR} \cdot PZO_h \quad (2-1)$$

dove:

- CU_{Af} è il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario, “pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, della tariffa di trasmissione ($TRAS_E$) definita per le utenze in bassa tensione e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi in bassa tensione (BTA_U)” [62]. Per il 2020 tale valore è di 0.822 c€/kWh, dal 2021 verrà aggiornato mensilmente.
- $E_{lgc,h}$ è l'energia oraria condivisa per l'autoconsumo istantaneo.
- $E_{lgc,j} = \sum_{h,month} E_{lgc,h}$ è l'energia condivisa nel j -esimo mese.
- c_{PR} è il coefficiente delle perdite evitate, pari a 2.6 % in caso di produzione tramite impianti connessi alla rete di distribuzione in BT.
- PZO_h è il Prezzo Zonale Orario.

In caso di CER, invece, il secondo addendo non è riconosciuto, in quanto i punti di prelievo e immissione in rete non si trovano per forza nello stesso edificio, pertanto l'energia condivisa transita comunque attraverso la rete di distribuzione locale: ([34])

$$C_{lgc,j} = CU_{Af} \cdot E_{lgc,j} \quad (2-2)$$

Alla data di stesura di questo Capitolo il meccanismo incentivante non è stato reso noto dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE).⁵ Come osservato da Elettricità Futura, in risposta alla consultazione indetta dall’Autorità, “solo quando saranno note anche le misure incentivanti previste, sarà possibile verificare l’effettiva sostenibilità economica delle nuove iniziative di autoconsumo e garantirne un’adeguata diffusione” [63].

Un passaggio critico, all’interno del documento 112/2020, è quello riguardante le aziende del settore energetico (incluse le *ESCO*) nel ruolo di produttori. Come già detto, tali soggetti non possono divenire membri o soci delle nascenti comunità energetiche. Tuttavia è l’Autorità stessa ad affermare: “si ritiene che i produttori possano eventualmente essere soggetti non facenti parte della comunità (ivi inclusi quelli che svolgono l’attività di produzione come attività principale) purché gli impianti di produzione da essi gestiti siano detenuti dalla comunità medesima (tali produttori terzi non faranno parte della comunità ma l’energia da essi immessa rileva ai fini dell’individuazione dell’energia condivisa)” [34]. Secondo quanto riportato, la titolarità degli impianti di produzione potrebbe essere distinta dalla detenzione dei medesimi, che deve comunque rimanere in capo alla comunità. La delibera 318/2020 ha confermato questo approccio interpretativo, esplicitando in dettaglio la distinzione tra titolare degli impianti di produzione (soggetto responsabile dell’esercizio degli impianti, come attestato dalle autorizzazioni necessarie all’esercizio) e detentore dei medesimi impianti (soggetto che ha la piena disponibilità degli impianti, sulla base di un titolo giuridico al limite anche diverso dalla proprietà, come usufrutto, comodato d’uso, *ecc*). Indipendentemente dalla proprietà degli impianti, il contributo che ad esempio una *ESCO* potrebbe apportare alla comunità, in termini di competenze sia nella gestione degli impianti sia dei rapporti con il GSE, è ritenuto dagli addetti ai lavori fondamentale per garantire una diffusione capillare delle comunità energetiche [63][64].

⁵ Il decreto MISE contenente il meccanismo di incentivazione è stato firmato solo in data 15-09-2020. Le disposizioni del decreto sono descritte al Paragrafo 4.3.2

3 I driver delle comunità energetiche

Le sfide future che attendono il settore dell'energia sono ben riassunte dal cosiddetto *Energy Trilemma* (Figura 3-1) del *World Energy Council*:

1. *Energy security*: capacità di soddisfare la domanda di energia in modo affidabile, e di resistere e riprendersi rapidamente dagli shock del sistema energetico, con minime conseguenze sull'approvvigionamento.
2. *Energy equity*: valuta la capacità di garantire accesso universale ad energia abbondante e a basso costo.
3. *Environmental sustainability*: rappresenta la transizione del sistema energetico verso un modello che consenta la mitigazione degli effetti del cambiamento climatico sulla salute umana. [65]

Poiché è possibile che i suddetti aspetti entrino reciprocamente in contrasto, l'essenza del trilemma (chiamato anche triangolo) dell'energia è descrivibile come il bilanciamento ottimale delle tre dimensioni, da perseguire tramite attente politiche energetiche nazionali e sovranazionali.

È bene considerare che il settore energetico sta attraversando una profonda e rapida trasformazione (anche alla luce dei 'vertici' del trilemma dell'energia). La tendenza all'elettrificazione dei consumi finali, in atto ormai da diversi anni, può essere analizzata come un tentativo di decarbonizzare alcuni settori, i quali sono maggiormente dipendenti dai combustibili fossili. Diversi autori hanno individuato nel cosiddetto '*3Ds Paradigm*' la spinta più importante ai cambiamenti nella nostra società: decarbonizzazione, decentralizzazione e digitalizzazione dovrebbero determinare trasformazioni notevoli anche nel sistema energetico [66]. Le comunità energetiche non fanno eccezione, e anzi riflettono perfettamente le esigenze di sostenibilità ambientale e soprattutto di giustizia energetica. Infatti, è bene ricordare che, secondo il legislatore europeo, le *energy communities* sono uno strumento fondamentale per combattere la povertà energetica. Non a caso la direttiva 2018/2001 specifica, all'articolo 22, che "la partecipazione alle comunità di energia rinnovabile sia aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili" [29].

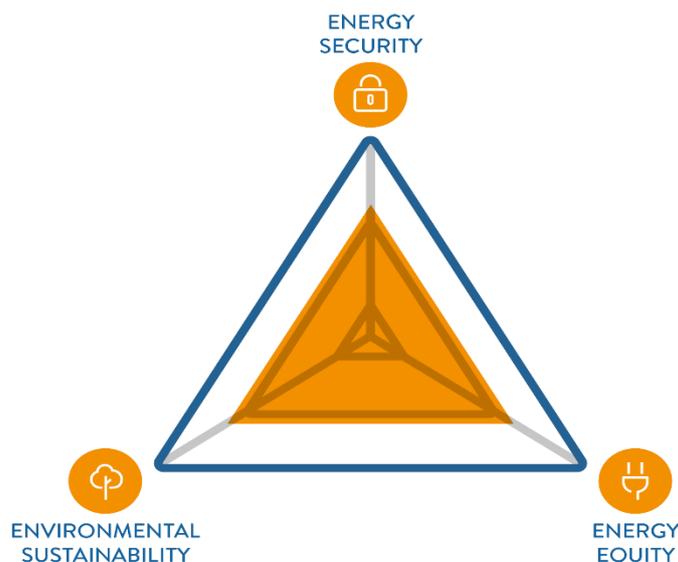


Figura 3-1: il trilemma (o triangolo) dell'energia. [65]

3.1 Decarbonizzazione

Secondo diversi scenari le comunità energetiche e, più in generale, le esperienze di *energy community* ricopriranno un ruolo fondamentale nel contrasto al cambiamento climatico a livello di Unione Europea. È importante ricordare che l'UE vuole proporsi come guida mondiale nel processo di transizione energetica: decarbonizzazione, economia circolare e salvaguardia della biodiversità sono i pilastri del *Green Deal* europeo, recentemente presentato dal nuovo Presidente della Commissione Europea Ursula von der Leyen [67]. A tal proposito può essere utile richiamare gli ultimi anni di politica energetica europea.

3.1.1 Recente politica europea

Il settore dell'energia riveste un ruolo cruciale nelle emissioni di anidride carbonica, gas serra che secondo alcune stime avrebbe contribuito per circa il 63% al riscaldamento globale rispetto all'epoca preindustriale [68]. La sola produzione di energia elettrica e termica ha contribuito nel 2017 a quasi la metà delle emissioni di CO_2 su scala mondiale, motivo per cui una politica climatica di contrasto e mitigazione del *climate change* non può prescindere dalla sfera energetica. Il legislatore europeo è consapevole di quanto detto fin dal 2007, quando, in seguito all'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, approva il 'Pacchetto per l'Energia e il Clima 2020', noto come 'Pacchetto 20-20-20'. Il nome è dovuto

alla struttura del medesimo, che unisce obiettivi di decarbonizzazione, penetrazione delle rinnovabili ed efficienza energetica. In dettaglio, si prevede un:

- taglio del 20% delle emissioni di gas serra rispetto al 1990;
- 20% del fabbisogno energetico coperto da fonti rinnovabili;
- miglioramento del 20% dell'efficienza energetica [69].

Tali obiettivi si traducono in una serie di norme vincolanti per gli Stati membri, sebbene siano modulati in base alla situazione di partenza di ogni Paese. Nel 2014 il Consiglio europeo adotta il 'Quadro 2030 per il clima e l'energia', contenente gli aggiornamenti del 'Pacchetto 20-20-20' per il periodo 2021-2030.

In seguito all'Accordo di Parigi, sottoscritto il 12 dicembre 2015, l'UE decide di rivedere ulteriormente i propri target, con il già citato 'Pacchetto energia pulita per tutti gli europei'. Il focus del progetto è la decarbonizzazione del settore energetico, da raggiungere combattendo la povertà energetica e garantendo la sicurezza di approvvigionamento. La principale linea d'azione riguarda proprio le FER: la stessa direttiva 2018/2001, più volte richiamata, mira a promuovere l'uso di energia rinnovabile, ponendo come obiettivo vincolante per l'UE nel 2030 la quota del 32% sui consumi finali lordi.

Al 2018 l'UE totalizzava complessivamente il 18%, molto vicino all'obiettivo del 20% fissato per il 2020 dal 'Pacchetto 20-20-20' [70]. La Figura 3-2 mostra in dettaglio la situazione dei Paesi membri: l'Italia ha già raggiunto il target assegnatole (pari al 17%), altri Paesi come la Germania, l'Austria e il Portogallo sono in procinto di raggiungerlo, mentre per altri come la Francia, i Paesi Bassi e il Regno Unito il target non sembra raggiungibile.

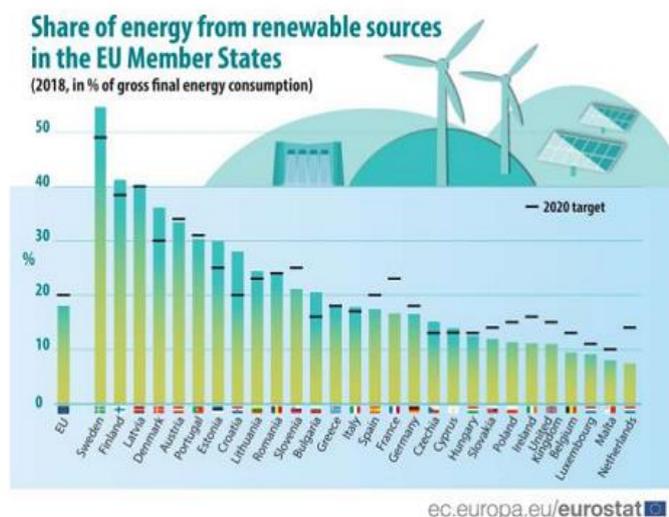


Figura 3-2: quota di energia da fonti rinnovabili, Paese per Paese, al 2018. [70]

3.1.2 Le opportunità in Italia alla luce del PNIEC

L'Italia è chiamata a fare la sua parte. A fine dicembre 2019 è stata pubblicata la versione definitiva del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), come previsto dal 'Pacchetto energia pulita per tutti gli europei.' La Figura 3-3 riporta i punti più importanti del piano, in riferimento alle dimensioni della decarbonizzazione, delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e delle infrastrutture elettriche. Sempre secondo il PNIEC, il 30% di penetrazione delle rinnovabili verrà raggiunto in Italia con il seguente *renewable share mix*:

- 55% nel settore elettrico;
- 33% nel settore termico, cioè nella climatizzazione;
- 22% nel settore dei trasporti

Si prende brevemente in esame il settore termico. L'importanza dell'energia sotto forma di calore è immediatamente intuibile considerando che, secondo il rapporto dedicato per la Commissione Europea [71], al 2016 quasi la metà dell'uso finale di energia in Europa è attribuibile al riscaldamento-raffrescamento. In Italia, al 2018 solamente il 19.2% dell'energia termica proviene da fonti rinnovabili, principalmente da biomasse solide come legna da ardere o pellet, con il contributo delle pompe di calore in costante crescita [72]. Per questa ragione il calore rinnovabile è spesso definito come 'un gigante che dorme' [73]. Lo stesso PNIEC riconosce esplicitamente l'importanza di 'sbloccare' le FER in questo settore, ad esempio in termini di solare termico in ambiente domestico, ponendo allo stesso tempo attenzione al problema dell'inquinamento dell'aria da polveri sottili nelle aree densamente popolate.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Figura 3-3: principali obiettivi italiani secondo il PNIEC. [74]

Se è vero che al settore termico è richiesto un cambio di passo importante, quello elettrico necessita di un'accelerazione rapida e decisa, segnando una forte discontinuità con quanto successo negli ultimi anni. Al 2018 la produzione rinnovabile ha contribuito per il 33.9% al consumo finale lordo di energia elettrica in Italia, con un totale di 112.6 TWh, come si vede dalla Tabella 3.1, dove i dati del 2018 sono comparati con gli ambiziosi obiettivi del PNIEC.

L'idroelettrico dovrebbe osservare un leggero incremento, dovuto a nuove installazioni di piccola potenza e al *repowering* di vecchi impianti alpini. Stabile anche il geotermico, mentre previsto in leggero calo il settore delle bioenergie, a causa della fine degli incentivi sui bioliquidi. La produzione aggiuntiva rinnovabile (pari al 65%) è richiesta a fotovoltaico ed eolico, che devono rispettivamente più che triplicare e più che raddoppiare il proprio contributo [74]. Per quanto riguarda l'eolico, il PNIEC prevede di promuovere le installazioni *offshore*, anche su piattaforme galleggianti laddove i fondali mediterranei non consentano la costruzione di fondazioni tradizionali, e il *revamping* degli impianti *onshore* più vecchi con moderne turbine. Secondo alcune stime, proprio l'attività di ammodernamento dovrebbe consentire un guadagno di producibilità di circa il 50%, anche

se l'imponente mole di burocrazia connessa a questo genere di interventi rischia di minare l'attendibilità delle stime [75].

Tabella 3.1: confronto tra produzione rinnovabile al 2018 e obiettivi PNIEC al 2030. [72] [74]

Fonte rinnovabile	Produzione del 2018 [TWh]	Obiettivo PNIEC al 2030 [TWh]
Idroelettrico	46.8	49.3
Fotovoltaico	22.7	73.1
Eolico	17.9	41.5
Geotermico	6.1	7.1
Bioenergie	19.1	15.7
Totale	112.6	186.7

Al fotovoltaico è certamente richiesto lo 'sforzo' maggiore, perché triplicare la produzione di energia significa, tenendo conto delle ore equivalenti solari medie, passare dai 20.1 GW del 2018 a circa 52 GW del 2030 [74]. Osservando cosa è successo negli ultimi anni (Figura 3-4), si capisce come gli obiettivi del Piano siano decisamente sfidanti ed ambiziosi. Infatti, con la cessazione del Conto Energia avvenuta nel 2013, la crescita delle nuove installazioni ha rallentato il suo ritmo, attestandosi mediamente intorno ai 400 MW/anno; viceversa, per realizzare gli obiettivi servirebbero circa 3 GW/anno (Figura 3-5). Inoltre, secondo il rapporto del 2018 di *Althesys* 'Il rilancio del fotovoltaico italiano', oltre il 40% degli impianti *utility scale* italiani è affetto da problematiche tecniche, che causano un decadimento di producibilità annua mediamente pari al 2.2%, ben superiore al tasso fisiologico comunemente accettato in fase di progettazione. Questo rende necessario realizzare interventi di *revamping* e, dove possibile, *repowering*, per salvaguardare un parco fotovoltaico che è ancora relativamente giovane (l'età media al 2018 era di 6 anni) [76].

Il PNIEC non specifica quanto, degli oltre 30 GW che bisogna aggiungere, vada soddisfatto dal segmento *utility scale* e quanto dal segmento domestico (tipicamente in configurazioni di autoconsumo), anche se in alcune occasioni le istituzioni hanno fatto riferimento ad una ripartizione 50%-50% [30]. Lo scenario riportato in Figura 3-5,

sviluppato dalla società di consulenza *Elemens*, privilegia leggermente l’autoconsumo, tenuto conto che tale modalità consente di non consumare suolo agricolo e può beneficiare di procedure autorizzative più snelle rispetto ai grossi impianti.

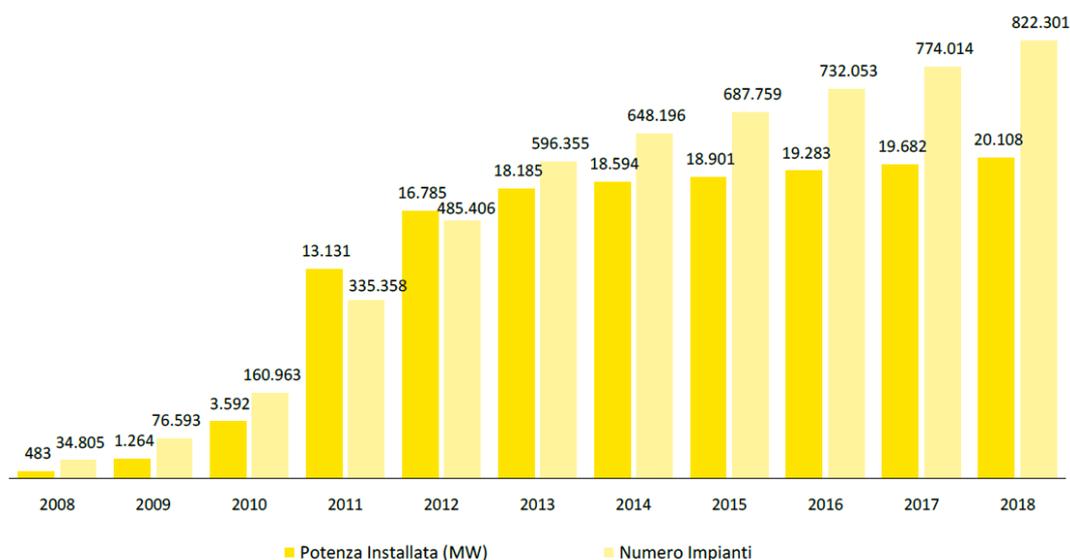


Figura 3-4: evoluzione del fotovoltaico in Italia. [72]

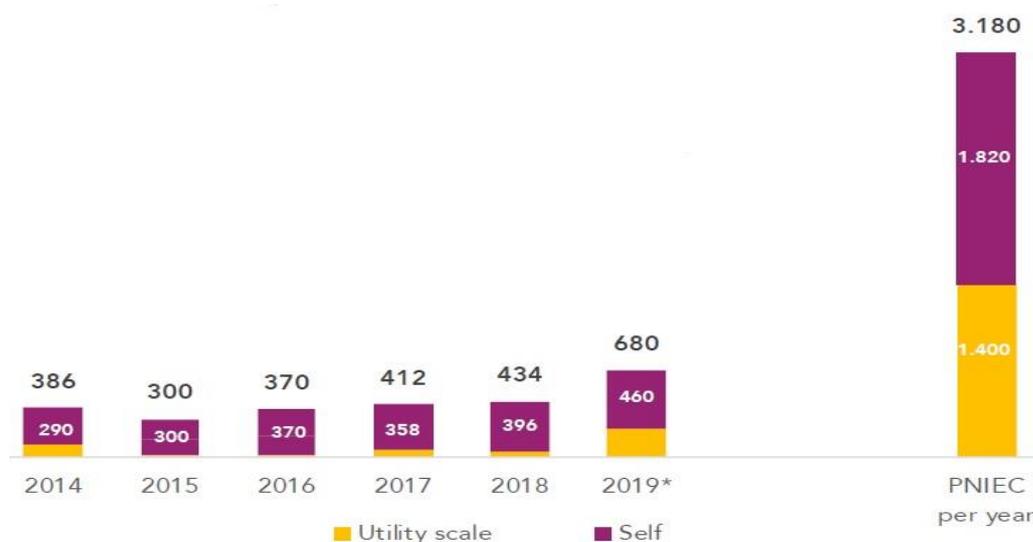


Figura 3-5: nuova capacità PV [MWp/anno]. Confronto tra serie storica e obiettivo PNIEC annuale. [30]

Una crescita dell’autoconsumo così radicale e rapida potrebbe essere realizzabile, a patto di allargare il perimetro dell’autoconsumo stesso, superando le attuali barriere del *one-to-one* discusse al Capitolo 2. In quest’ottica, la contestualizzazione delle direttive UE 2018/2001 e 2019/944 all’Italia è calzante e puntuale: le configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità di energia rinnovabile possono davvero rilanciare il fotovoltaico, rendendo possibile il raggiungimento degli obiettivi posti dal PNIEC.

3.2 Decentralizzazione

Come si è mostrato nella Sezione 3.1, le *energy communities* godono di grandi aspettative da parte dei *policymakers* europei e italiani, in virtù della loro capacità di promuovere le fonti rinnovabili e quindi di supportare il processo di decarbonizzazione. Un altro aspetto che potrebbe favorirne lo sviluppo è la tendenza alla decentralizzazione del sistema energetico, che si ricollega al problema del *climate change* ma a cui non può essere ridotta. Infatti, la società post transizione energetica non potrà essere semplicemente la versione *low carbon* di quella attuale [77]. Per comprendere quanto affermato, si consideri il settore elettrico (Figura 3-6). Storicamente i combustibili fossili hanno permesso l'affermazione del modello centralizzato, basato su grosse centrali di produzione e linee di trasmissione ad alta o altissima tensione per il trasporto dell'energia elettrica anche molto lontano da dove essa viene prodotta. Tale modello è inevitabile, qualora si utilizzi, ad esempio, un combustibile fossile come il carbone, il cui trasporto risulta problematico e poco conveniente da un punto di vista economico. L'avvento del gas naturale e delle fonti rinnovabili ha già messo in discussione tale modello: è possibile realizzare impianti di produzione più piccoli ma localizzati in prossimità dei centri di consumo, pur sempre collegati alla rete ma ad un livello di tensione inferiore.

Con lo sviluppo delle tecnologie digitali di comunicazione e condivisione dei dati, il modello emergente è ancora più marcatamente decentralizzato, e comprende micro-impianti di produzione da FER, connessi direttamente al sito di consumo tramite micro-reti intelligenti gestite direttamente dal cliente finale (in basso in Figura 3-6). Nascosti dietro ai cambiamenti tecnologici ed infrastrutturali, il processo di transizione energetica coinvolge profondi mutamenti sociali, essenzialmente riconducibili al riconoscimento dei legami socioeconomici coinvolti nel settore energetico e al ruolo emergente del cittadino, che si trasforma da soggetto passivo a soggetto attivo. In questo senso, la transizione energetica può rafforzare un modello definibile come 'decentralizzato' o anche 'distribuito' [78].

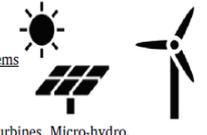
System type	Network level	Description
<p><u>Centralised Energy Systems</u></p>  <p>Thermal power stations, Hydro-dams, Offshore wind farms.</p>	<p>High voltage transmission network</p>  <p>400-50kv.</p>	<p>Traditional model of large power plants connected to high voltage transmission network. Consumption far from point of generation. Allows for economies of scale in power system design.</p>
<p><u>Distributed Energy Systems</u></p>  <p>Solar farms, Wind turbines, Micro-hydro.</p>	<p>Low voltage distribution network</p>  <p>50-1kv.</p>	<p>Emerging model with smaller scale power plants connected to low voltage distribution network, although still feeding directly into the grid. Consumption close to generation, or within grid supply point. Reduces the use of the transmission network and promotes local consumption.</p>
<p><u>Prosumer Energy Systems</u></p>  <p>Building connected solar, CHP, Micro-wind, Pico-hydro.</p>	<p>Ultra-low voltage domestic/commercial network 400-110v.</p> 	<p>Emerging model with micro scale power plants connected directly to buildings or demand site. Consumption at the point of generation often 'behind the meter'. As above and promotes flexibility on the demand side by actively involving users in demand response and temporal shifting.</p>

Figura 3-6: diversi modelli di sistema elettrico a confronto. [78]

3.2.1 Il cittadino prosumer

L'origine della parola *prosumer* è dovuta al libro *'The third wave'* del saggista e futurologo americano Alvin Toffler, pubblicato nel 1980. All'interno dell'opera, Toffler offre una chiave di lettura innovativa della storia della civiltà umana, dividendola in 'ondate', coincidenti con momenti (o meglio con periodi anche piuttosto lunghi) della storia. In quest'ottica, all''ondata agricola è succeduta l'ondata industriale, superata alla fine del XX secolo dall'era dell'informazione [79]. Secondo Toffler i cambiamenti introdotti da una nuova 'ondata' sono riscontrabili in dimensioni differenti, quali ad esempio la tecnologia, i mezzi di comunicazione e l'energia. Così, l'avvento dei dispositivi elettronici portatili permette alle persone di gestire la propria informazione in maniera autonoma e indipendente, ridimensionando il ruolo dei mass-media. Allo stesso modo la tecnologia permette ai cittadini di superare il loro ruolo di semplici consumatori di beni e servizi, che si era radicato durante la fase precedente (quella industriale), diventando anche produttori attivi, ossia *prosumers* [78]. Il *prosumer* può produrre e vendere energia, oltre che consumarla, come si vede in Figura 3-7.

Parlare di decentralizzazione e generazione distribuita non implica, tuttavia, l'esistenza dei *prosumers*. Secondo alcuni autori, è bene distinguere tra un sistema genericamente distribuito e uno distribuito e 'policentrico'. Il primo prevede che gli impianti di produzione siano piccoli e ben distribuiti sul territorio, in prossimità dei punti di consumo. Il secondo si spinge oltre, ammettendo che la proprietà e la gestione di tali impianti distribuiti sia in capo

ad una pluralità di soggetti privati [80]. Quest'ultimo modello è sicuramente più adatto per descrivere il comportamento dei *prosumers*, in quanto comprende indipendenza e *self-governance*.

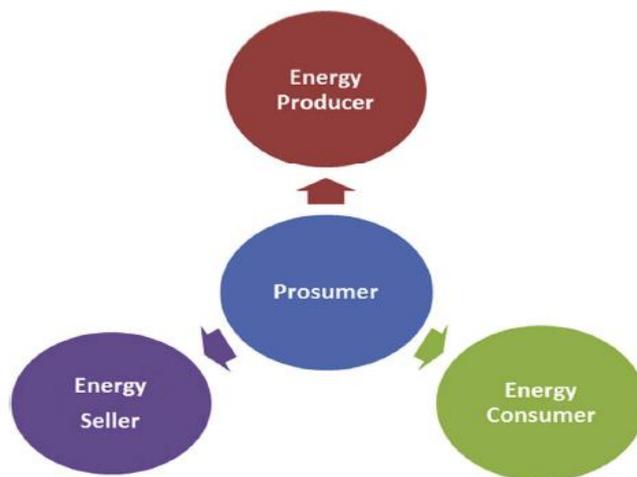


Figura 3-7: attività coinvolte nella definizione di *prosumer* proposta. [81]

È bene sottolineare che in letteratura si trovano moltissime definizioni e caratterizzazioni dei *prosumers*; quanto mostrato in Figura 3-7 è uno degli schemi più accettati e diffusi, sebbene alcuni autori aggiungano anche l'attività di *energy storage*. Secondo altri approcci la figura del *prosumer* è il partecipante ad una *smart grid*, in grado di scambiare l'energia che produce con gli altri utenti della rete intelligente [82]. È opinione di chi scrive che sia preferibile, almeno nell'ottica di questo lavoro di tesi, fornire una definizione generale ed indipendente di *prosumer*, che possa adattarsi a qualsiasi caso particolare.

I *prosumers* sono ormai una realtà in Europa. Alcune stime dell'Università di Delft parlano di 6 milioni di esempi al 2018, che dovrebbero arrivare ad essere 264 (circa metà della popolazione) al 2050, coprendo il 45% del fabbisogno annuo europeo di energia elettrica [83].

Non può stupire, quindi, che i *prosumers* siano ampiamente riconosciuti e supportati. Un esempio è il progetto *PV-Prosumers4Grid (PVP4Grid)*, iniziato nel 2017 e conclusosi a marzo 2020, promosso da 12 Paesi membri tra i quali anche l'Italia. Una parte importante del progetto ha riguardato la stesura di linee guida per i decisori politici e i *DSOs*, che sono chiamati a garantire un opportuno quadro regolatorio non ostacolante. Per i consumatori è stato invece creato un tool online che consentiva di effettuare una simulazione economica di progetti energetici basati sulla tecnologia del fotovoltaico. Infine, per ogni Paese partner

sono stati redatti degli approfondimenti specifici, analizzando ostacoli, barriere e *best-cases* [84].

Si può affermare che ci sia una stretta analogia tra le attività tipicamente svolte dai *prosumers* e quelle previste per le CER. A questo punto è legittimo chiedersi se le comunità, in qualità di aggregazioni di cittadini, siano essi semplici produttori, consumatori o *prosumers*, apportino più benefici al sistema elettrico e ai propri membri rispetto alla situazione di *prosumers* individuali che operano all'interno di un sistema distribuito. In letteratura vi sono 2 approcci ricorrenti. Il primo attribuisce alle comunità un valore 'strumentale', nel senso che la costituzione di comunità crea benefici pratici, funzionali allo scopo, principalmente riconducibili a:

- 1) riduzione dei costi di investimento e di gestione, grazie a micro-economia di scala e utilizzo di sistemi digitali *smart*;
- 2) ottimizzazione dei tempi e delle modalità di organizzazione dei sistemi di autoconsumo;
- 3) riduzione del rischio di investimento, grazie alla suddivisione dello stesso tra più soggetti partecipanti;
- 4) possibilità di realizzare sistemi integrati e di massimizzare l'utilizzo di risorse locali e l'autoconsumo.

Il secondo approccio si concentra invece sul cosiddetto valore 'intrinseco' delle comunità: realizzare comunità energetiche è desiderabile in quanto può contribuire alla costruzione di nuovi legami sociali, di coesione e fiducia reciproca da parte dei membri [80]. Il valore delle esperienze comunitarie, il cui *core business* principale resta pur sempre un'attività energetica, trascende la dimensione economico-finanziaria e include importanti componenti umane, sociali e psicologiche, come la creazione di un'identità locale in cui i soci possano riconoscersi [85].

3.2.2 Povertà energetica e fenomeni NIMBY

Se si pone l'attenzione sul fenomeno della decentralizzazione del sistema energetico, il quale potrebbe contribuire significativamente alla diffusione di esperienze energetiche comunitarie, è inevitabile affrontare il tema della povertà energetica. La povertà energetica è definita, a livello europeo, come l'impossibilità, da parte di un individuo o di una famiglia, di garantirsi i servizi energetici primari, a causa di uno o più dei seguenti fattori:

1. Basso reddito;
2. Alto costo dell'energia;
3. Scarsa efficienza energetica dell'edificio in cui vive. [86]

Al 2018 si stima che oltre l'11% della popolazione europea (più di 50 milioni di persone) sia a rischio povertà energetica [87], con picchi di oltre il 30% nei Paesi dell'area balcanica come Bulgaria, Macedonia e Grecia [86]. In Italia le stime del PNIEC parlano di circa il 9% delle famiglie al 2017, ma con marcate differenze territoriali [74].

Contestualmente alla sfida della decarbonizzazione, l'UE si trova quindi a fronteggiare anche quella dell'inclusione energetica, confermando l'urgente attualità del trilemma dell'energia. Secondo alcuni autori il processo di transizione energetica dovrebbe permettere a tutti i cittadini l'accesso ad un'energia pulita e a basso costo, realizzando quella che viene chiamata *energy justice* [77] o, similmente ma con una possibile accezione politica, *energy democracy* [88].

La risposta dell'UE al problema è affidata nuovamente al 'Pacchetto energia pulita per tutti gli europei', e si articola in un quadro di interventi, tra cui la promozione dell'efficienza energetica e del monitoraggio attivo del problema. Una delle misure strutturali ritenute più efficaci è l'ecobonus per la riqualificazione energetica del parco edilizio esistente. Un esempio dall'Italia è il 'Decreto Rilancio', sviluppato per riavviare l'economia italiana dopo la pandemia di *Covid19*, che ha portato al 110% lo sgravio fiscale di cui si può beneficiare in caso di interventi di efficientamento energetico, seppur con il vincolo di migliorare di 2 classi la prestazione energetica dell'edificio [89].

In un sistema energetico decentralizzato gli impianti di produzione di energia hanno tipicamente taglie più piccole e sono distribuiti sul territorio. In questa configurazione di generazione distribuita non è raro che un impianto possa essere costruito in prossimità di un centro abitato, soprattutto quando si tratta di un'area densamente popolata, provocando reazioni da parte della popolazione locale. Nel corso degli anni con l'acronimo '*NIMBY*' (*Not In My BackYard*) si è descritto l'atteggiamento di protesta di una comunità locale, nei confronti della realizzazione di un'opera di pubblico interesse nel proprio territorio [90]. La sindrome *NIMBY* assume oggi un'accezione negativa, "sinonimo di egoismo, cioè di attenzione solo ai propri interessi particolaristici e localistici, eccesso di emotività e irrazionalità, mancanza di equilibrio e ponderazione nella valutazione dei rischi, superficialità e ignoranza". [91]

Secondo l'ultimo rapporto dell'Osservatorio Nimby Forum, più della metà degli impianti 'contestati' in Italia nel 2018 appartiene al settore energetico, come si vede in Figura 3-8. Si tratta per la maggior parte di impianti a fonte rinnovabile (per il 73%), in primis parchi eolici e digestori anaerobici. Bisogna specificare che il fenomeno 'NIMBY' non prevede il rifiuto *in toto* di una certa opera, bensì l'opposizione alla sua realizzazione nel territorio in cui si vive [92]. Nel suddetto rapporto si parla genericamente di impianti 'contestati', senza distinguere le ragioni che motivano l'opposizione, quindi non si conosce se l'uso del termine 'NIMBY' sia coerente con la definizione che è stata data.

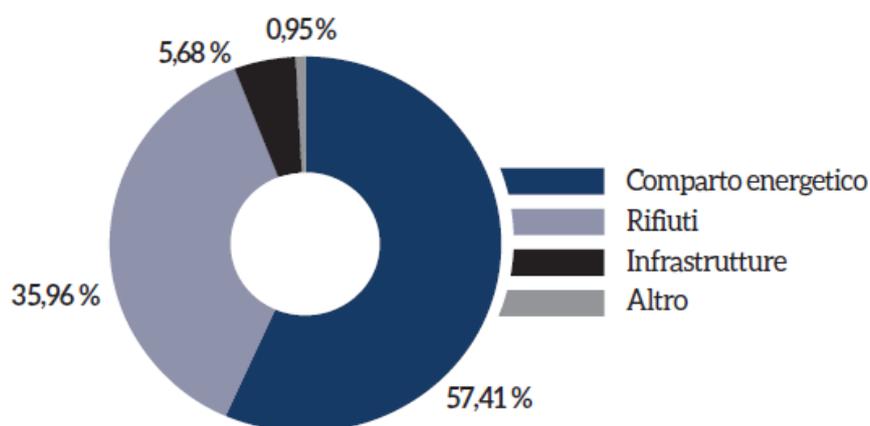


Figura 3-8: tipologia di impianti 'contestati' in Italia al 2018, secondo l'Osservatorio Nimby Forum. [90]

In ogni caso, la rilevanza del dato di Figura 3-8 resta, e risulta paradossale se si considera che 'sulla carta' le FER godono di un ampio supporto da parte dei cittadini italiani [93].

Secondo la sociologa Magnani, la crescente opposizione popolare verso gli impianti a fonte rinnovabile è parzialmente motivabile considerando che le tematiche della transizione energetica sono state affrontate principalmente da un punto di vista ingegneristico ed economico, tralasciando gli aspetti umani e sociali. In altre parole spesso manca, all'interno della pianificazione territoriale italiana, una fase di confronto trasparente e partecipativo, che consenta a tutti gli *stakeholder* coinvolti di informarsi ed eventualmente esprimere la propria opinione [94]. Per questo motivo spesso le comunità locali non hanno un'idea complessiva dell'opera, e percepiscono solamente gli aspetti negativi o impattanti; ancor più raramente è loro concesso di partecipare attivamente alla sua realizzazione o di godere dei benefici economici che ne derivano. Accade anche in Italia quello che si è verificato in passato in Danimarca, ad esempio nel villaggio di *Hvide Sande*, come descritto al Capitolo 1.

Da questo punto di vista, promuovere l'istituzione di comunità energetiche (come ha fatto anche la Danimarca) potrebbe includere i cittadini nei processi decisionali, superando parte delle contestazioni che oggi ostacolano la diffusione delle FER in Italia.

3.3 Digitalizzazione

Il Paragrafo 3.2.1 è stato aperto con la chiave di lettura della civiltà umana del futurologo americano Toffler, che nel 1980 ha profetizzato l'avvento dell'era post-industriale dell'informazione. Oggi si preferisce parlare di 'quarta rivoluzione industriale', anche se lo sviluppo e l'applicazione di tecnologie digitali è forse la componente più importante. La società di consulenza *Gartner* definisce la digitalizzazione come l'utilizzo di tecnologie digitali, al fine di cambiare il modello dominante di business e fornire nuovi ricavi e opportunità che creino valore; in altre parole, è il processo di trasformazione verso un business digitale [95]. Secondo il *World Economic Forum*, le tecnologie più rivoluzionarie sono *Cloud*, *Internet of Things* e *Mobile* [66]. L'applicazione delle stesse può interessare molto da vicino anche il settore dell'energia. In particolare, le tecnologie *ICT* possono favorire e supportare la diffusione di un sistema elettrico decentralizzato, basato su *prosumers*, microgenerazione da fonti rinnovabili e gestione digitale dei flussi di energia. Tale infrastruttura, chiamata '*smart grid*', potrebbe fungere da componente *hardware* delle future esperienze di energia comunitaria.

3.3.1 Il concetto di smart grid

La Figura 3-6 ha riportato un sintetico confronto tra un sistema elettrico centralizzato e uno decentralizzato o distribuito. A questo punto è bene approfondire quali siano le principali differenze. Il sistema centralizzato 'tradizionale' si compone di tre elementi ben distinti:

- Nodi di generazione: rappresentati dalle centrali di produzione, immettono in rete di l'energia elettrica. Tradizionalmente si tratta di impianti alimentati a fonte fossile, che garantiscono un approvvigionamento stabile e programmabile.
- Nodi di consumo: rappresentati dai clienti finali, i quali possono solamente prelevare energia elettrica dalla rete.
- Rete elettrica: il compito della rete, che non è unica ma si compone di diversi livelli di tensione, è quello di mettere in comunicazione i nodi di generazione e quelli di

consumo, garantendo equilibrio istantaneo tra potenza prelevata e potenza immessa.

In tale configurazione i flussi di potenza sono concessi in una sola direzione, cioè dai nodi di generazione verso i nodi di consumo, come mostrato in Figura 3-9. L'unica fonte di incertezza del sistema (a parte i guasti dei componenti) è il comportamento dei consumatori, sicuramente variabile nel tempo, mentre a livello spaziale il sistema è ben definito e non ammette alcuna variabilità [96].

Un sistema di questo tipo non si adatta efficacemente alle fonti di energia rinnovabile, la cui intermittenza temporale introduce un grado maggiore di incertezza a livello dei nodi di produzione. Inoltre, un impianto a FER può trovarsi localizzato *downstream* rispetto al flusso di potenza tradizionale (quindi vicino ai nodi di consumo), limitando l'efficacia dei sistemi di controllo centralizzati.

La Figura 3-10 mostra una configurazione tipo per una *smart grid*. A parte i grossi impianti convenzionali, che continuano a comportarsi come nodi di produzione, la distinzione netta tra nodi di produzione e consumo sparisce: in altre parole, il consumatore diventa a tutti gli effetti *prosumer*. Inoltre, la rete elettrica è intelligente, nel senso che integra il comportamento e le azioni di tutti gli utenti che sono connessi attraverso tecnologie digitali, ammettendo ad esempio flussi di potenza bidirezionali [97].

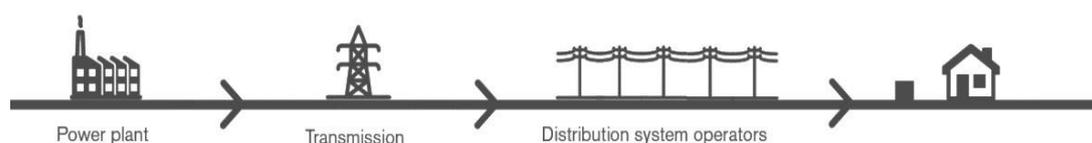


Figura 3-9: schema del sistema elettrico 'tradizionale'. [98]

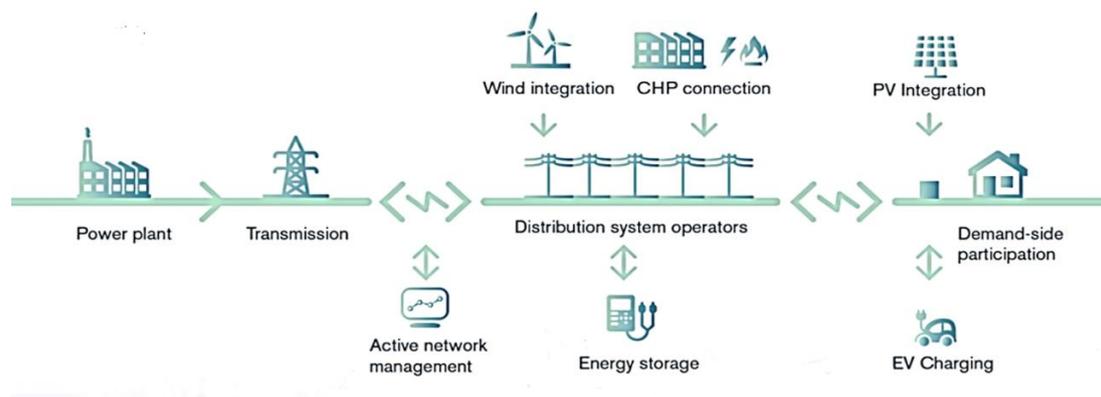


Figura 3-10: schema di un sistema elettrico 'smart'. [98]

È chiaro che operare il sistema di Figura 3-10 in sicurezza, garantendo in ogni istante il bilanciamento tra produzione e carichi, è molto complesso; sono tuttora in fase di ricerca e sviluppo sistemi di controllo in grado di adattarsi a questa nuova configurazione [96].

All'interno di una *smart grid* numerose tecnologie concorrono alla produzione e alla gestione dei flussi di energia elettrica. Alcune sono ormai mature e diffuse, come il fotovoltaico o l'eolico, altre, pur essendo tecnicamente consolidate, sono ancora poco impiegate per via di elevati *upfront costs* (è il caso delle batterie di accumulo), altre ancora sono agli esordi, come il *Vehicle-to-Grid (V2G)* e il *Demand Side Management (DSM)*. In ogni caso tutte concorrono a garantire la massima flessibilità al sistema, in assenza della quale il livello di complessità ed interconnessione non sarebbe gestibile [99].

L'elemento imprescindibile per promuovere le *smart grid* è lo **smart metering**, cioè la dotazione, da parte di tutti i clienti finali, di contatori intelligenti [100]. Un contatore intelligente "è un dispositivo elettronico che registra il consumo di energia elettrica e comunica le informazioni al fornitore di energia elettrica per il monitoraggio e la fatturazione" [101]. A livello di UE, lo sviluppo di tali sistemi è stato portato avanti tramite diverse misure legislative a partire dai primi anni 2000. Inizialmente il focus è stato puntato sulle potenzialità di risparmio energetico della tecnologia, grazie alla sensibilizzazione del consumatore circa i propri consumi. In seguito, lo *smart metering* è stato concepito come uno strumento per garantire trasparenza e concorrenza nella vendita al dettaglio dell'energia elettrica. Più recentemente il lavoro della Commissione Europea si sta concentrando sulla protezione dei dati personali dei consumatori e sull'opportunità che i contatori offrono alle tecniche di gestione della domanda [102]. L'ultimo contributo in tema arriva con la già citata direttiva 2019/944. In particolare, gli articoli 19, 20 e 21 riguardano rispettivamente le

disposizioni da seguire per il sostegno dei nuovi contatori, le funzionalità dei sistemi di misurazione intelligenti e i diritti dei consumatori [28][99].

L'Italia ha rivestito un ruolo di primo piano in materia di *smart metering*, anticipando i lavori della Commissione Europea e realizzando uno dei sistemi più efficienti a livello europeo, secondo il recente rapporto della stessa Commissione [102]. I primi lavori di sostituzione sono infatti iniziati nel 2001, spontaneamente, da parte di alcuni distributori come Enel e Acea. Nel 2011, con l'obbligo di installazione di misuratori elettronici per tutte le imprese distributrici, si è chiusa la prima generazione (1G) di *smart metering*. Il dato di consumo viene acquisito per fasce orarie e mensilmente aggregato; soltanto per i POD di potenza superiore a 55 kW viene effettuata una misura oraria. Nel 2016 è stata avviata la seconda fase, la cosiddetta *smart metering* 2G, che prevede un rafforzamento di quanto previsto dalla 1G (*chain* 1 di Figura 3-11), con dati quartorari trasmessi al venditore nel giro di 24/30 ore e la creazione di una *chain* separata, non presente nell'1G, che trasmette i dati, seppur non validati, direttamente al cliente finale [103].

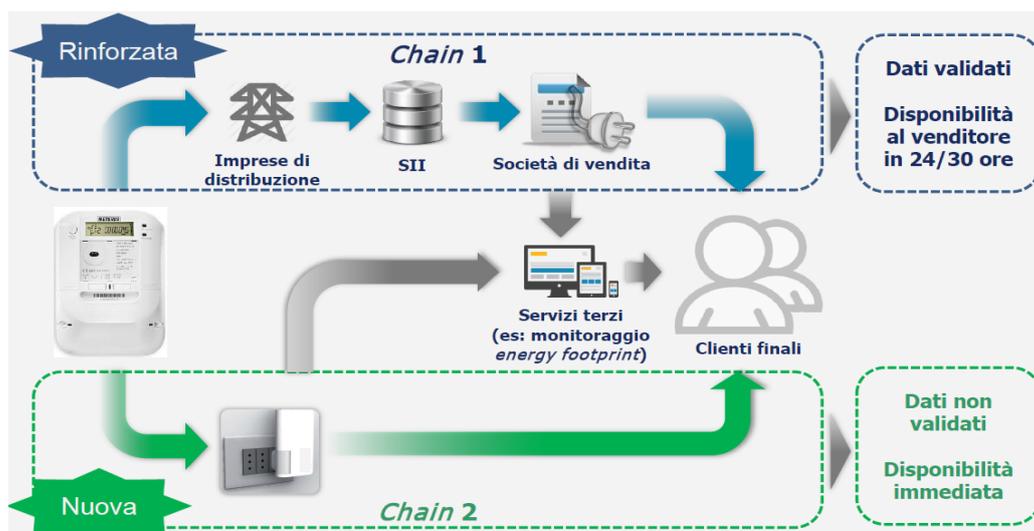


Figura 3-11: schema concettuale dello smart metering di seconda generazione (2G). [103]

Una delle principali caratteristiche delle *smart grid* è la flessibilità. Avendo integrato nel sistema le FER, che per loro natura sono intermittenti, la rete intelligente necessita di misure atte a garantirne il bilanciamento, anche qualora si verificasse una temporanea indisponibilità al *supply-side*. Le tecniche di **gestione della domanda (DSM)** includono un ampio spettro di misure atte a modificare sia il profilo temporale del consumo finale, sia la quantità di energia elettrica consumata. Con riferimento alla Figura 3-12, le principali tecniche di *DSM* possono essere raggruppate come segue:

- Riduzione del carico (*Peak shaving & Conservation*);

- Aumento del carico (*Valley filling & Load growth*);
- *Shift* temporale del carico. [99]

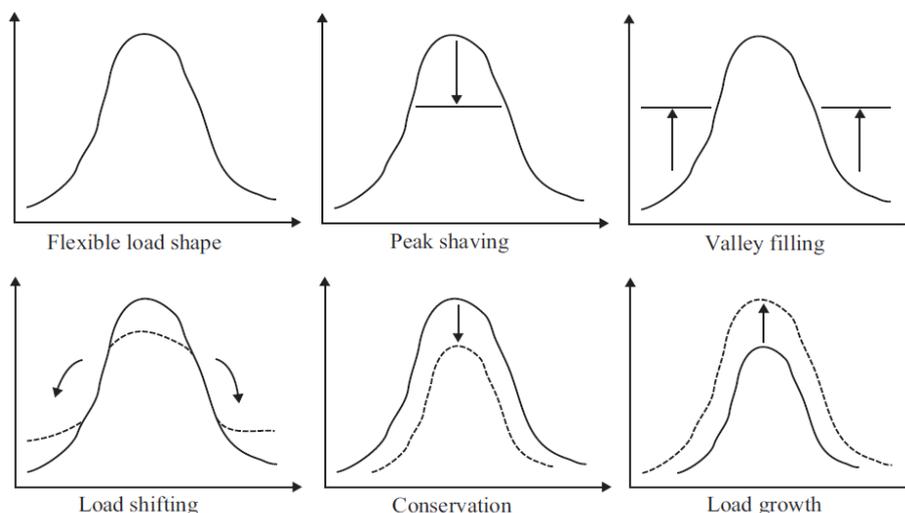


Figura 3-12: diverse tipologie di DSM. [99]

Allo stato attuale la logica di utilizzo di queste tecniche è spesso connessa al prezzo dell'energia elettrica. Ad esempio, un cliente finale domestico può decidere di ridurre il proprio consumo durante un periodo di picco, in cui il prezzo dell'energia è alto, oppure addirittura di spostare una certa attività, come un ciclo di lavoro di un elettrodomestico, ad un periodo *off-peak* [104]. In certi casi il risparmio economico ottenibile (rilevante soprattutto se si riesce a massimizzare l'autoconsumo da fonti rinnovabili) può motivare la temporanea perdita di comfort. All'interno di una *smart grid* come quella mostrata in Figura 3-10, è ragionevole pensare che questa tecnologia troverà applicazione ad un livello più alto rispetto al singolo *prosumer*, tenendo conto delle immissioni e dei prelievi di tutti i soggetti connessi alla rete intelligente.

Visti i recentissimi sviluppi legislativi italiani (datati 30 gennaio 2020), si analizza infine la tecnologia cosiddetta *Vehicle-to-Grid (V2G)*, che potrà in futuro giocare un ruolo importante grazie allo sviluppo della trazione elettrica [105]. Si tratta di una tecnologia in grado di gestire in modo intelligente l'interazione di un veicolo dotato di batteria (*full electric* o anche *plug-in hybrid*) con la rete elettrica. Vi sono due modalità principali:

1. *VIG*: la batteria del veicolo, attraverso il punto di ricarica a cui è connessa, può solo prelevare energia dalla rete. La ricarica può avvenire ad una potenza variabile in base alle esigenze della rete elettrica in quel preciso momento (sempre nei limiti di potenza della colonnina). In questo modo il veicolo offre a tutti gli effetti alcuni

servizi ancillari, come la regolazione della frequenza di rete o il bilanciamento dei carichi.

2. *V2G*: in questo caso la batteria può sia prelevare sia cedere energia alla rete. In altre parole il flusso di potenza è bidirezionale, dalla colonnina di ricarica al veicolo e viceversa [106]. Rispetto al caso precedente, questa soluzione offre ancor più flessibilità alla rete elettrica.

Per entrambi i casi la modalità di ricarica più indicata è quella lenta, nelle ore serali o notturne. La ricarica rapida, per contro, sembra poco adatta in quanto la priorità è il rifornimento del veicolo. Con il decreto del 30 gennaio 2020, “il governo punta a favorire l’inclusione del *Vehicle-to-Grid* nelle UVAM, le Unità Virtuali Abilitate Miste che raggruppano diversi utenti facendoli operare come se fossero un unico impianto virtuale di produzione/consumo elettrico, in modo che possano partecipare al mercato del dispacciamento, fornendo servizi di bilanciamento e regolazione” [107].

3.3.2 La tecnologia blockchain

Una tecnologia che sembra essere molto promettente, nell’ambito della gestione delle partite energetiche ed economiche all’interno di *smart grids*, è la cosiddetta *blockchain*. Nel 2008 un anonimo inventore giapponese, sotto lo pseudonimo di Satoshi Nakamoto, propone un sistema di pagamento che non necessita di un intermediario di credito, utilizzando il nome Bitcoin [108]. La criptovaluta funziona grazie alla tecnologia *blockchain*, un particolare registro informatico che contiene tutte le transazioni compiute all’interno di una rete *peer-to-peer (P2P)*, in cui i nodi non sono rigidamente gerarchizzati come *server* o *client*, ma possono svolgere entrambi i ruoli verso gli altri nodi della rete. In questa configurazione qualsiasi nodo può avviare e completare una transazione in ogni momento, previo il consenso e la validazione della stessa da parte degli altri nodi. Inoltre, l’architettura *P2P* è definibile come ‘distribuita’, nel senso che ogni partecipante ha una copia degli stessi dati [109][110].

La *blockchain* è un registro di dati basato sui concetti di transazione, blocco e catena:

- la transazione è l’operazione che causa una modifica del registro. Considerando l’applicazione alle criptovalute, una transazione potrebbe essere un trasferimento di denaro da un utente (nodo) della rete ad un altro.
- il blocco è la registrazione vera e propria della transazione eseguita (un singolo blocco può contenere anche più di una transazione);

- la catena è l'insieme dei blocchi, connessi in ordine cronologico. [108]

Un esempio di blocchi concatenati in ordine cronologico è visibile in Figura 3-13. Ciascun blocco (eccezion fatta per il primo) si compone di un corpo e di un'intestazione. Il primo contiene l'elenco delle transazioni (in basso in Figura), la seconda 2 codici *Hash*, il proprio e quello del blocco precedente 'padre' (in alto in Figura).

La Figura 3-14 mostra in modo semplificato il funzionamento della *blockchain*. La transazione in questione viene trasmessa a tutti i nodi della rete, che hanno il compito di controllarla e di approvarla. Se si tratta di criptovalute, gli altri utenti potrebbero controllare se l'utente che ha effettuato il trasferimento di una certa somma di denaro sia abilitato a farlo: ad esempio, in caso non abbia sufficiente denaro, la transazione verrà respinta. Qualora sia validata essa viene inserita all'interno di un blocco, che è a sua volta crittografato tramite la funzione di *Hash*. Infine, il blocco è inserito nella catena, tramite il proprio codice *Hash* e quello del blocco 'padre' a cui è connesso [111].

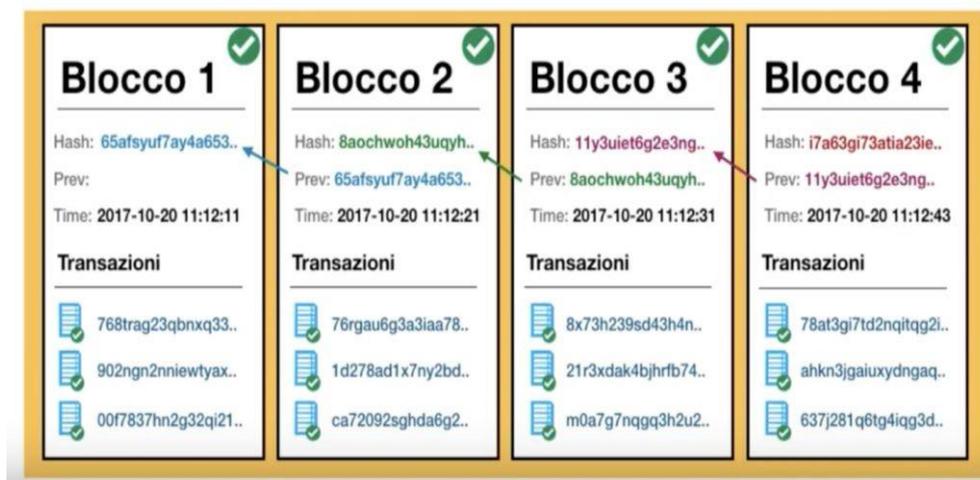


Figura 3-13: schema semplificato di un pezzo di catena blockchain. [111]

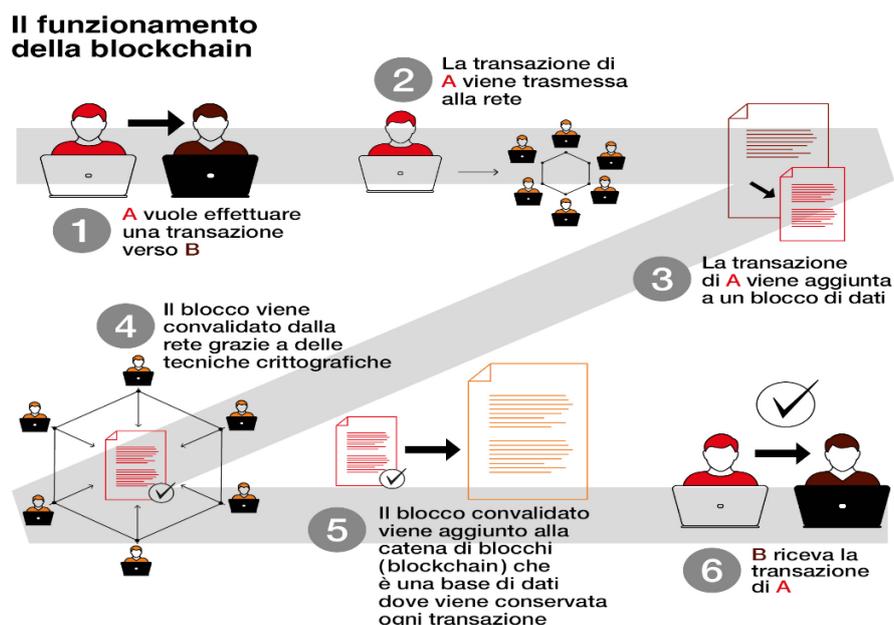


Figura 3-14: esempio di transazione con tecnologia blockchain. [112]

Una volta che il blocco è inserito nella catena, non può più essere modificato né spostato all'interno della stessa, perché ciò richiederebbe l'approvazione di tutti gli utenti. [110]

Le principali caratteristiche della *blockchain* sono:

- decentralità: i dati sono verificati e poi acquisiti da tutti i nodi, senza l'intervento di una terza parte intermediaria. Tutti i partecipanti sono sullo stesso livello e nessuno gode di una posizione di privilegio rispetto agli altri. Inoltre, poiché il sistema si basa sulla crittografia e quindi su metodi matematici ineludibili, 2 soggetti che volessero intraprendere un'operazione di scambio (ad esempio, di denaro) possono trascurare la componente di fiducia reciproca, che invece è fondamentale se si utilizzano altri strumenti di scambio più convenzionali;
- immutabilità e trasparenza: una volta che i blocchi sono connessi alla catena, non è più possibile modificarne il contenuto, perché ciò richiederebbe il consenso di tutti i partecipanti della rete. Qualsiasi transazione effettuata è aperta e consultabile da ogni utente;
- tracciabilità e verificabilità: il contenuto dei blocchi è sempre tracciabile e si può risalire all'esatta provenienza delle transazioni;
- anonimità. [113]

La prima applicazione della tecnologia *blockchain* si è verificata, come detto, con l'avvento di Bitcoin a partire dal 2008. La seconda fase, detta *Blockchain 2.0*, è cominciata nel 2013 con la creazione della piattaforma Ethereum, che ha introdotto i cosiddetti contratti

intelligenti (*smart contracts*) [113]. Secondo alcuni osservatori la reale potenzialità della tecnologia si realizza con gli *smart contracts*, programmi eseguibili che traducono i termini commerciali e legali di un contratto in linguaggio informatico e consentono di registrare una transazione automaticamente, se si verifica una certa condizione prestabilita [114]. Per capire di cosa si tratta, si può citare il caso di Etherisc, un'assicurazione decentralizzata sui viaggi aerei, che opera proprio su Ethereum. Il cliente ha la possibilità di siglare uno *smart contract*. In caso di ritardo di un volo garantito dalla polizza, tale contratto, dopo aver verificato l'effettivo ritardo del volo in questione, fa scattare automaticamente il rimborso, registrando la transazione sulla blockchain di Ethereum. In questo modo, l'operazione è perfettamente automatizzata, trasparente e tracciabile [115].

Più di recente anche il settore energetico ha cominciato a comprendere le opportunità della *Blockchain 2.0*. Secondo l'Agenzia tedesca per l'energia, la tecnologia può aumentare notevolmente l'efficienza delle procedure collegate all'energia, trovando applicazione sia nel commercio all'ingrosso sia in quello al dettaglio tra pari [114].

Le potenzialità maggiori riguardano la condivisione dell'energia prodotta da FER all'interno di *energy communities* locali. Un caso studio, composto da *prosumers* ad energia solare, è mostrato in Figura 3-15. Sia gli impianti PV che i punti di consumo sono connessi alla rete pubblica di distribuzione; gli *smart meters* (che risultano quindi essenziali) misurano immissioni e prelievi per ogni POD della comunità. I misuratori intelligenti comunicano i dati rilevati ad una piattaforma *blockchain-based*, che procede ad allocare virtualmente, secondo regole prestabilite dai membri della comunità, la produzione totale degli impianti ai singoli consumatori (Figura 3-16). La differenza tra la quota di produzione allocata e il consumo deve essere integrata da rete. In seguito, il *DSO* comunica con la *blockchain*, esegue le letture della sola parte di energia elettrica integrata da rete e trasmette i dati al venditore, che procede infine con la fatturazione.

La soluzione proposta è in fase di *testing* in Francia tramite alcuni progetti pilota in collaborazione con il *DSO* francese *Enedis*, e comprende veri e propri *smart contracts*, che eseguono le regole e i procedimenti definite preliminarmente dalla comunità [116].

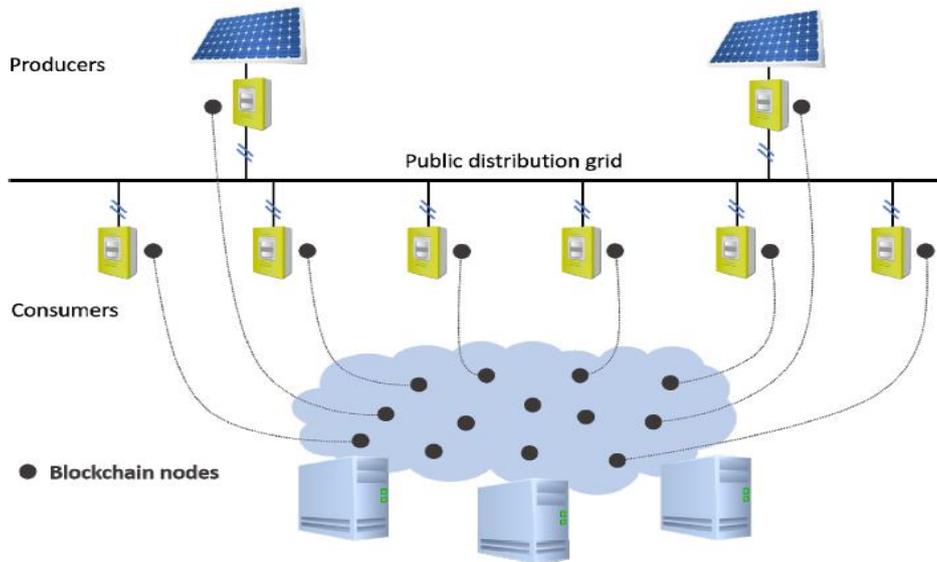


Figura 3-15: schema di una possibile implementazione della blockchain per l'autoconsumo collettivo. [116]

Date	Id	Consumption	Allocated Production	Grid Supplement
01/09/2017T11:10:00Z	Consumer01541	932	716	216
01/09/2017T11:10:00Z	Consumer02144	1561	1199	362
01/09/2017T11:10:00Z	Consumer01519	1210	929	281
01/09/2017T11:10:00Z	Consumer01632	754	579	175
01/09/2017T11:20:00Z	Consumer01541	871	687	184
01/09/2017T11:20:00Z	Consumer02144	1674	1321	353
01/09/2017T11:20:00Z	Consumer01519	1232	972	260
01/09/2017T11:20:00Z	Consumer01632	698	551	147
01/09/2017T11:30:00Z	Consumer01541	842	683	159
01/09/2017T11:30:00Z	Consumer02144	1589	1288	301
01/09/2017T11:30:00Z	Consumer01519	1301	1055	246
01/09/2017T11:30:00Z	Consumer01632	695	563	132

Consumption = Allocated production + Grid supplement

Figura 3-16: esempio di allocazione dell'energia prodotta alle diverse unità consumatrici. [116]

4 *Un approccio per la simulazione delle comunità di energia rinnovabile*

Alla luce del D.L. 162/2019 ‘Milleproroghe’, i clienti finali italiani, consumatori di energia elettrica, possono associarsi e costituire strutture di autoconsumo collettivo o comunità di energia rinnovabile, nel rispetto delle condizioni descritte nel decreto e in parte discusse al Paragrafo 2.3.1. Le modalità operative individuate da ARERA per la costituzione di un autoconsumo collettivo o di una comunità di energia rinnovabile sono di seguito sintetizzate:

- **Referente:** i membri della nuova configurazione devono identificare un proprio referente, che ha il compito di trasmettere al GSE la documentazione relativa ai POD che rilevano ai fini dell’energia condivisa, con cui il Gestore esegue il calcolo delle componenti tariffarie da restituire alla configurazione, perché non applicabili a tale energia, nonché dell’incentivo. Sempre il referente è responsabile del riparto della somma ottenuta tra i membri, seguendo determinate regole concordate all’interno della configurazione tramite contratti di diritto privato. Il Milleproroghe prevede anche che i clienti finali partecipanti possano demandare al soggetto referente la gestione delle partite di pagamento verso i loro fornitori. Ne seguirebbe che gli stessi clienti finali, tramite il ‘filtro’ del referente, avrebbero imputate partite economiche già nettate, anziché una doppia bolletta, con il risultato di maggiore semplicità e trasparenza. Sviluppando ulteriormente questo approccio, è possibile immaginare che la configurazione selezioni un unico venditore per tutti i membri (al limite coincidente con il referente, qualora quest’ultimo sia un soggetto abilitato alla fornitura di energia elettrica), alla pari di un consorzio di acquisto, in modo da garantirsi un risparmio in bolletta [34][61].
- **Impianti:** gli impianti ammessi dal Milleproroghe 2019 sono a fonte rinnovabile, singolarmente di potenza inferiore a 200 kWp. In linea teorica, qualsiasi impianto che rispetti il suddetto vincolo andrebbe bene, anche se il fotovoltaico è sicuramente la fonte che meglio si adatta al perimetro individuato per l’autoconsumo, piuttosto ristretto anche in caso di CER. L’installazione di un cogeneratore a biogas, ad esempio, necessita di notevoli spazi per il digestore anaerobico, nonché per lo stoccaggio della biomassa e del digestato, per cui è difficile immaginare che possa

servire efficacemente una comunità collegata alla porzione di rete BT sottesa ad un'unica cabina di trasformazione MT-BT (specialmente in un contesto urbano), a meno di trasportare il biogas dal digestore fino al cogeneratore in cui è bruciato tramite *pipelines* costruite *ad hoc*. Inoltre, per sfruttare al meglio questo impianto, bisognerebbe certamente impiegare il calore prodotto, e ciò richiederebbe l'installazione di una rete di teleriscaldamento a servizio della comunità. Non si tratta di soluzioni tecnicamente difficili da realizzare, ma più complesse ed onerose rispetto ad installazioni fotovoltaiche, anche qualora queste ultime venissero realizzate a terra e non su coperture di edifici.

Come detto al Paragrafo 3.1.2, il fotovoltaico è quindi la tecnologia che più può beneficiare dell'estensione dell'autoconsumo; le nuove configurazioni offrono, soprattutto in Italia, una notevole opportunità per il rilancio di questa fonte, che sta vivendo una fase di stallo in seguito alla cessazione del Conto Energia. Alla luce di quanto detto, si è deciso di simulare una struttura di autoconsumo 'esteso', alimentata da impianti fotovoltaici.

4.1 *Gli input della procedura*

L'obiettivo del lavoro svolto durante questa tesi è quello di 'costruire' una procedura informatica che permetta di simulare le performance energetico-economiche di un autoconsumo collettivo o di una CER, basate sulla tecnologia del solare fotovoltaico e sull'accumulo di energia mediante batterie. Tale strumento potrebbe essere utile a tutti quei soggetti che fossero interessati, in questa fase transitoria, a realizzare una nuova configurazione, da proporre come progetto pilota per analizzare e risolvere eventuali criticità. L'attività è sviluppata in collaborazione con Egea, *multiutility* ben radicata sul territorio piemontese e in particolare in provincia di Cuneo, il cui interesse per le comunità energetiche nasce con la già citata L.R. 12/2018 della Regione Piemonte [54]. In seguito all'importante accelerazione impressa dal decreto 162/19, l'azienda ha deciso di intraprendere studi preliminari per verificare la fattibilità di queste iniziative, sia in termini di autoconsumo collettivo sia di comunità di energia rinnovabile. La scelta del linguaggio di programmazione è ricaduta su *Python*, grazie alle proprie caratteristiche di completa accessibilità (*open-source*), flessibilità e semplicità.

In estrema sintesi, la simulazione è impostata come segue. Partendo dal profilo di carico elettrico dell'insieme di tutti i clienti finali associati alla configurazione (profilo di carico

aggregato) e dal profilo di produzione rinnovabile, si calcola l'energia oraria condivisa per l'autoconsumo, in accordo con la definizione fornita dal decreto 162/2019, esplorando una nuvola di punti caratterizzati da diverse taglie di fotovoltaico e accumulo. Nota tale energia, si calcolano gli indici di autoconsumo e di autosufficienza, che descrivono, rispettivamente, la percentuale di energia immessa che è stata autoconsumata all'interno della configurazione (seppur virtualmente) e la percentuale dei prelievi coperta dall'autoconsumo (sempre virtuale). A valle di questi indicatori, definiti su base puramente energetica e quindi indipendenti dalle politiche incentivanti, si imposta un'analisi economica, basata sulla tecnica a *Discounted Cash Flows (DCF)*, sulla base di alcune ipotesi. I risultati economici così ottenuti dovrebbero consentire di individuare un punto di ottimo all'interno della nuvola considerata.

La simulazione include l'ottimizzazione con la tecnica *Mixed Integer Linear Programming (MILP)* del funzionamento del sistema di accumulo, supposto essere, in questa sede, una batteria a ioni di litio. La routine non simula tutte le 365 ore di un anno solare, poiché in quel caso l'ottimizzazione impiegherebbe un'eccessiva potenza computazionale. Piuttosto, si è optato per l'approccio a 'giorni tipo', che prevede di svolgere la simulazione su 12 giorni, che siano caratteristici, ciascuno, del mese a cui appartengono. In altre parole si tratta di giorni che descrivono, in media, il mese di cui fanno parte. Tale approccio è piuttosto ricorrente, in letteratura, qualora siano impiegate tecniche di ottimizzazione [117].

4.1.1 I carichi elettrici

Il primo input indispensabile per svolgere la simulazione è il profilo orario di carico elettrico aggregato (U_e), ottenibile come la somma, ora per ora, dei profili di carico di tutti i clienti finali associati alla configurazione, siano essi all'interno di uno stesso condominio (autoconsumo collettivo) oppure connessi su una porzione di rete in BT (comunità di energia rinnovabile) sottesa alla stessa cabina di trasformazione secondaria. In via preliminare, prima di partire cioè con la simulazione, sarebbe opportuno raccogliere per ogni cliente finale partecipante informazioni circa il rispettivo profilo orario di carico. Purtroppo i contatori 1G, presenti nella maggior parte dei casi in Italia, forniscono alle utenze con potenza inferiore a 55 kW soltanto il dato di consumo mensilmente aggregato, suddiviso per fasce orarie (F1, F2 e F3). In alcune zone, gli *smart meters* 2G sono già stati installati, ma spesso manca ancora l'infrastruttura per il *data logging*, quindi si comportano esattamente come quelli di

prima generazione. Non sembra inoltre pensabile che i distributori possano completare la sostituzione massiva dei contatori in tempo utile per il periodo di sperimentazione.

La difficoltà di ricostruire il profilo orario di carico (ma anche quello di produzione) riguarderà anche il GSE. Elettricità Futura ha osservato che la riconfigurazione dei contatori 1G, da parte delle imprese distributrici, in modo tale da poter rilevare dati orari non validati, al limite a frequenza mensile, appare onerosa e non per forza fattibile in tempi rapidi. In alternativa, l'associazione propone che sia il referente della configurazione a trasmettere al Gestore dati orari, rilevati utilizzando dispositivi di rilevazione in locale, quali lettori di impulsi o pinze amperometriche [63].

Con la delibera 318/2020 l'Autorità ha confermato di non prevedere la sostituzione delle apparecchiature di misura con *smart meters* 2G in deroga agli attuali piani di sostituzione implementati delle imprese distributrici, in quanto ciò comporterebbe rilevanti difficoltà operative. Qualora i dati orari non validati, estratti dai misuratori 1G dai *DSOs*, non siano disponibili (situazione che i distributori dovranno comunque motivare), si prevede che il GSE utilizzi una profilazione oraria convenzionale, ricavata tramite dati storici per tipologia di utenza, ai soli fini della determinazione dell'energia condivisa. La stessa Autorità ha escluso l'impiego di dati rilevati autonomamente dai membri della configurazione, in quanto parti interessate che non possono garantire la terzietà del dato di misura [62].

In ogni caso, tecniche di misurazione in locale potrebbero essere impiegate dai membri, in fase preliminare, per estrarre un profilo orario medio mensile, compatibile con l'approccio a 'giorni tipo' della simulazione.

In questa tesi di laurea l'interesse si è concentrato maggiormente sull'implementazione informatica della procedura, piuttosto che sulla raccolta di dati e misurazioni. Per questo motivo si è optato per simulare 'sulla carta' i profili orari di carico, tenendo però presente che in una fase successiva sarà fondamentale affinare le stime tramite misurazioni locali. Un approccio di simulazione può essere definito sulla base del consumo annuale complessivo di energia (*YEC*), del dettaglio di consumo mensile (MEC_j) di ogni j -esimo mese dell'anno e del profilo orario di carico normalizzato (*HLF*) [44]. Innanzitutto, si calcola il fattore di carico mensile (MLF_j):

$$MLF_j = \frac{MEC_j}{\max(MEC_1, \dots, MEC_{12})}, \quad j = 1, \dots, 12 \quad (4-1)$$

che rappresenta la distribuzione del fabbisogno energetico dell'utenza in ciascun mese dell'anno.

Assumendo che tutti i giorni del j -esimo mese contribuiscano nella stessa misura al consumo mensile (in accordo con l'approccio a 'giorni tipo'), il fattore di carico può essere usato come *scaling parameter* del profilo orario di carico normalizzato:

$$HLF_{scaled,j} = MLF_j \cdot HLF, \quad j = 1, \dots, 12 \quad (4-2)$$

Infine, si introduce un ulteriore fattore di scala, per conservare il consumo complessivo annuale:

$$SF = \frac{YEC}{\sum_{j=1}^{12} MLF_j \cdot (NDM_j \cdot \sum_{i=0}^{23} HLF_i)} \quad (4-3)$$

in modo da esprimere il profilo orario di carico come segue:

$$U_{e,j} = SF \cdot HLF_{scaled,j}, \quad j = 1, \dots, 12 \quad (4-4)$$

I passaggi descritti dall'equazione (4-1) alla (4-4) si ripetono per tutte le M utenze della configurazione, a patto di conoscere il dettaglio mensile dei consumi.

Le tecniche di *DSM* mostrate al Paragrafo 3.3.1 non sono incluse all'interno della procedura, sebbene possano incrementare notevolmente la percentuale di autoconsumo.



Figura 4-1: a sinistra, una comune pinza amperometrica disponibile in commercio. A destra, il moderno contatore 2G installato da E-distribuzione. [118]

4.1.2 La produzione fotovoltaica

Il secondo input della routine è il profilo di produzione aggregato, ottenibile come la somma, ora per ora, dei profili orari di produzione dei singoli impianti fotovoltaici che rilevano ai fini dell'energia condivisa. Il solare fotovoltaico è una tecnologia matura e affidabile, cruciale per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione posti dal PNIEC al 2030. L'unità fondamentale della tecnologia è la cella fotovoltaica, dove si realizza la conversione della radiazione elettromagnetica in energia elettrica, grazie all'effetto fotoelettrico all'interno di materiali semiconduttori. Le celle PV più comuni sono realizzate in silicio cristallino, silicio amorfo o altre combinazioni di semiconduttori note come celle a film sottile. La caratteristica in tensione - corrente della cella è riportata in Figura 4-2, insieme con quella di potenza. È bene ricordare che la cella produce energia elettrica in corrente continua, quindi la potenza è semplicemente il prodotto tra la tensione ai capi della stessa e la corrente. Sulle caratteristiche si possono individuare 3 punti notevoli:

- I_{sc} è la corrente di cortocircuito, che si ottiene cortocircuitando i capi della cella, o, in altre parole, collegandola ad un carico di resistenza infinitesima;
- V_{oc} è la tensione di circuito aperto, che si ottiene quando la cella è collegata ad un carico di resistenza, al limite, infinita.
- $P_{MP} = V_{MP} \cdot I_{MP}$ è il punto di massima potenza della cella.

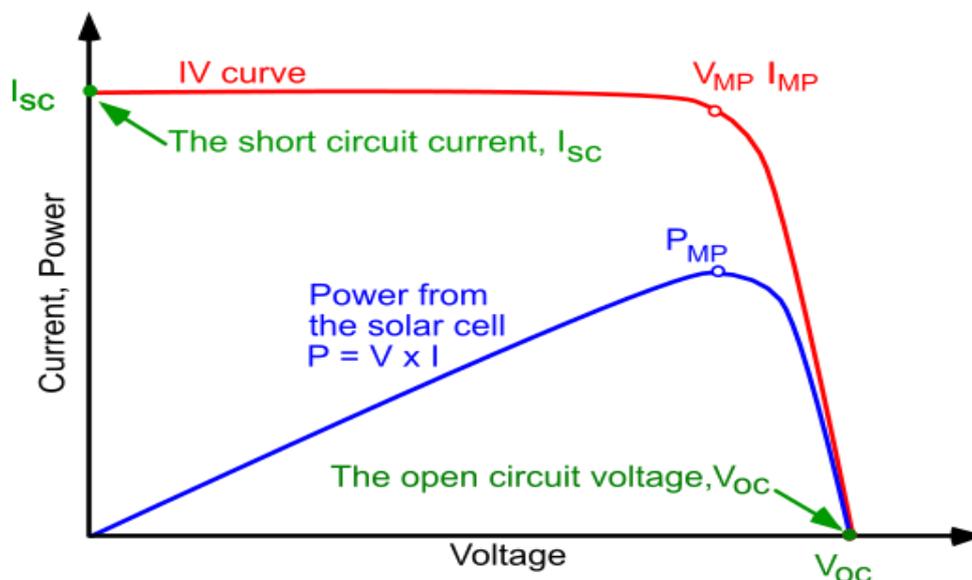


Figura 4-2: caratteristiche di corrente e potenza per una cella PV. [119]

Dal momento che una singola cella difficilmente può erogare, al punto di massima potenza, più di 4-5 W, viene realizzato un collegamento elettrico in serie di più celle,

solitamente tra 60 e 96 per installazioni residenziali, chiamato modulo fotovoltaico. Un esempio di modulo attualmente in commercio, in silicio monocristallino (m-Si) con 60 celle, è mostrato in Figura 4-3: la potenza di picco raggiunge in questo caso i 315 Wp.



Figura 4-3: modulo PV da 60 celle m-Si, collegate in serie. [120]

I moduli sono a loro volta connessi in serie, per formare una stringa. Infine, nella sua configurazione più generale, un impianto PV è composto da diverse stringhe connesse in parallelo.

I parametri della caratteristica di funzionamento sono fortemente influenzati dalle condizioni ambiente. Con un grado di approssimazione accettabile ai fini pratici, è possibile affermare che la corrente di cortocircuito dipende dall'irradianza solare, mentre la tensione di circuito aperto dipende dalla temperatura della cella [121]. Il risultato è che l'output di produzione della cella (e quindi anche dell'impianto) varia durante il giorno: non è pensabile simularne il profilo orario senza tenere conto di questi aspetti, strettamente connessi alla fisica di funzionamento. Durante l'attività, si è deciso di ricavare i profili orari di produzione PV, per ogni 'giorno tipo', tramite il tool *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, messo a disposizione gratuitamente online dalla Commissione Europea [122]. Come si vede in Figura 4-4, è possibile selezionare il sito di interesse tramite le sue coordinate geografiche. In seguito, è necessario scegliere il database climatologico: alcuni contengono dati basati su osservazioni satellitari (come *PVGIS-SARAH*, usato durante il caso studio), altri basati su tecniche di rianalisi. Infine, si può specificare la tecnologia e la tipologia di installazione.

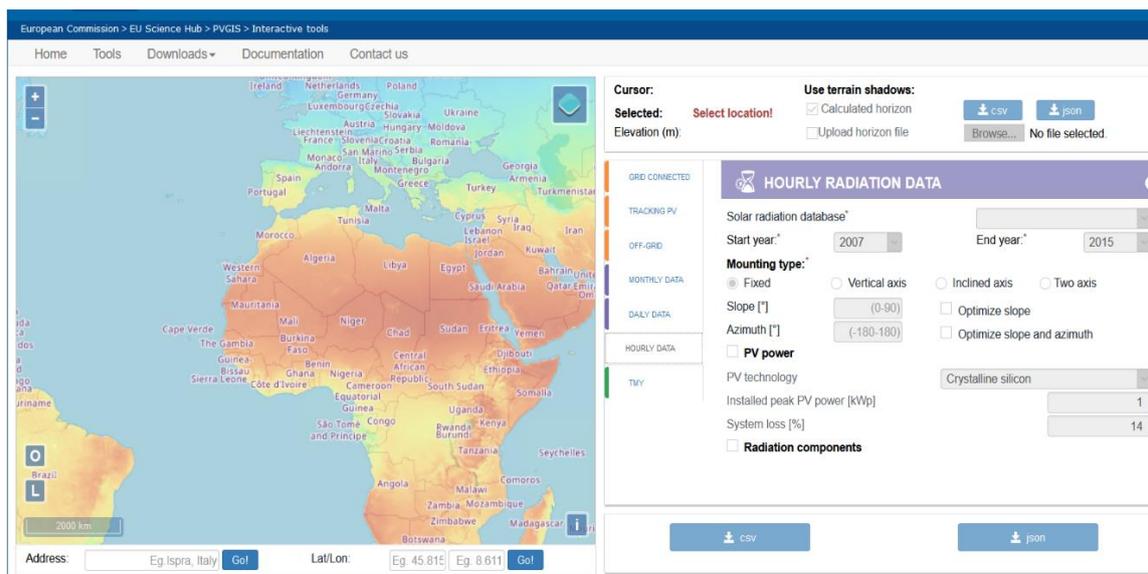


Figura 4-4: screenshot dell'interfaccia del tool online PVGIS. [122]

4.1.3 L'accumulatore elettrochimico a ioni di litio

Diverse sono le tecnologie di *electrical energy storage systems* disponibili sul mercato; scegliere quella più appropriata per l'applicazione di interesse non è immediato. Molto importante è considerare la densità di energia e la densità di potenza, che determinano gli ingombri dell'accumulo; la Figura 4-5 mostra una *overview* delle principali tecnologie in funzione delle suddette grandezze. Un altro aspetto cruciale è la durata tipica delle fasi di carica e scarica entro cui l'accumulo è chiamato ad operare. In merito, i sistemi di distinguono in:

- accumulo a breve termine: le fasi di carica e scarica durano non più di qualche minuto.
- accumulo giornaliero: da diversi minuti a qualche ora
- accumulo a lungo termine (stagionale): da alcune settimane ad alcuni mesi.

Infine, il costo di installazione e di operazione della tecnologia risulta determinante [123].

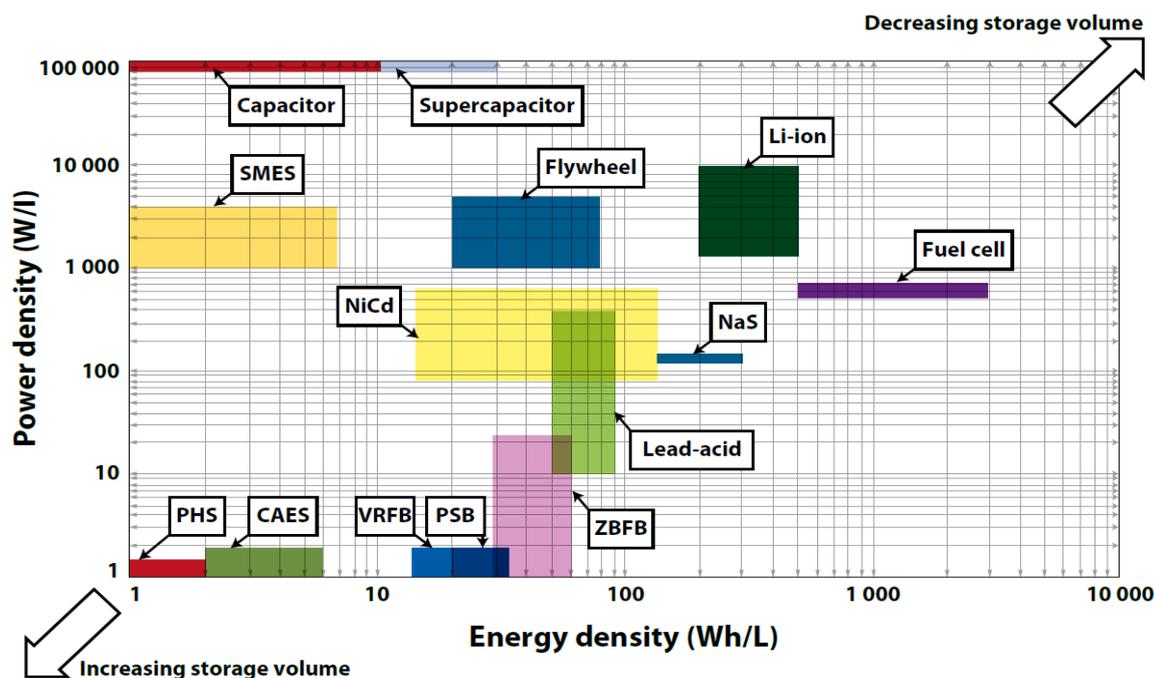


Figura 4-5: densità di energia e di potenza di alcune tecnologie per l'accumulo elettrico. [123]

In questo lavoro si è scelto di impiegare un accumulatore elettrochimico a ioni di litio, pienamente compatibile con il periodo di accumulo giornaliero che si verifica in sistemi di autoconsumo alimentati a fonte solare.

Recentemente la tecnologia a ioni di litio ha conosciuto una vasta diffusione, trainata dallo sviluppo dell'elettronica portatile (che ormai impiega batterie a polimeri di litio) e dalla mobilità elettrica; il risultato è che i costi di installazione sono in rapida diminuzione. Secondo l'ultimo rapporto dell'*International Renewable Energy Agency (IRENA)*, al 2016 il range di costo medio era di 250 ÷ 850 \$/kWh, in base alla tipologia considerata. Infatti, ci sono varie configurazioni di batterie a ioni di litio, che si distinguono soprattutto per l'ossido di litio impiegato al catodo. Sempre *IRENA* prevede una riduzione media dei costi superiore al 50% per il 2030: ad esempio, la batteria Litio Ferro Fosfato dovrebbe passare dai 400 ÷ 500 \$/kWh del 2016 ai 200 ÷ 250 \$/kWh del 2030 [123].

I vantaggi delle batterie a ioni di litio sono riassumibili in:

- elevate densità di energia e di potenza;
- efficienza di carica (η_{bc}) e di scarica (η_{bd}) superiori al 90%, bassissimi tassi di auto-scarica ($\eta_{sd} \approx 1$).

La quantità di energia che la batteria è in grado di accumulare, definita capacità utilizzabile, non coincide con la capacità nominale della stessa. Il concetto di *Depth Of*

Discharge (DOD) tiene conto del fatto che la batteria mette in gioco solamente una certa percentuale della sua capacità nominale, al fine di evitare il danneggiamento precoce che sarebbe causato da ripetute cariche e scariche complete. In formula:

$$CAP_{ut} = CAP_{nom} \cdot DOD \quad (4-5)$$

Per gli ioni di litio, questa quota non è comunque inferiore all' 85% [123].

Un altro aspetto di cui si è tenuto conto è il cosiddetto *battery aging*, ossia l'usura del componente sotto certe condizioni di funzionamento, essenziale per avere una stima della sua durata. Tale aspetto non è stato incluso nella simulazione vera e propria, ma è stato considerato ai fini della stima dei costi dell'eventuale *replacement* della batteria. In letteratura vi sono numerosi modelli che trattano la questione: il più semplice, incluso nella routine, è lineare e si basa sul concetto di *energy throughput (ET)*, definito come la quantità totale di energia che la batteria è in grado di accumulare durante la sua vita [117]. Rapportando questa grandezza alla capacità utilizzabile, si ottiene il numero di cicli equivalenti che il componente può sopportare:

$$N_{cycle} = \frac{ET}{CAP_{ut}} \quad (4-6)$$

Spesso il costruttore dichiara proprio questa informazione sul *datasheet* della batteria, quindi l'equazione (4-6) si utilizza in formula inversa per ricavare l'*energy throughput*, come fatto all'interno della routine. La durata della batteria, espressa in numero di anni, si può ricavare nota l'energia accumulata dalla stessa nel corso di un anno:

$$\tau_{batt} = \frac{ET}{E_{batt,1y}} \quad (4-7)$$

4.2 Il corpus della procedura

Si è detto che il modello regolatorio è di tipo virtuale, ossia non prevede alcun collegamento elettrico diretto tra terminali di generazione e terminali di consumo. Per fare un esempio, a livello condominiale (autoconsumo collettivo) la configurazione attesa è mostrata in Figura 4-6. Normalmente un condominio presenta uno o più contatori che alimentano le parti comuni e un contatore per ogni unità abitativa privata. I *meters*

condominali sono di solito trifase e servono la centrale termica, le luci scale, le cantine, i garage e i citofoni, mentre quelli privati sono monofase.

L'impianto PV, realisticamente installato sul tetto del condominio, è elettricamente collegato al contatore condominiale: i prelievi delle parti comuni realizzano quindi un autoconsumo fisico. Non c'è invece alcun collegamento diretto tra impianto e utenze domestiche: l'impianto immette in rete al POD condominiale (l'energia netta ottenuta come differenza istantanea tra l'energia prodotta e quella consumata dalle parti comuni), i clienti finali prelevano da rete attraverso i loro POD privati. L'energia condivisa per l'autoconsumo istantaneo, secondo l'approccio del 'Milleproroghe', è definita su base oraria come il minimo tra immissioni e prelievi, e di fatto è solo virtualmente autoconsumata; sarebbe fisicamente autoconsumata qualora vi fosse un collegamento diretto tra impianto e utenze.

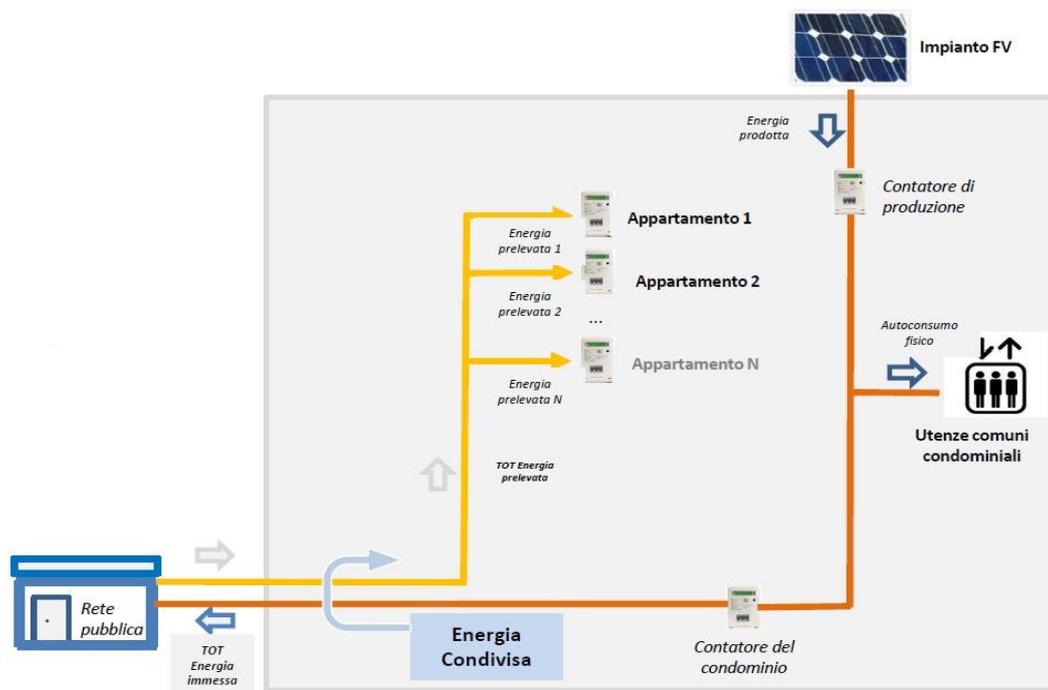


Figura 4-6: esempio di autoconsumo collettivo virtuale in ambito condominiale. [124]

Dal punto di vista economico, al fine di calcolare costi e ricavi della configurazione, è fondamentale tenere conto che il modello regolatorio è virtuale. Dal punto di vista energetico, i due modelli sono del tutto equivalenti e quindi intercambiabili: a parità di topologia della rete, l'energia elettrica prenderà sempre il percorso verso il punto di consumo caratterizzato dalla minor impedenza, sia in un modello che nell'altro. Nulla vieta di rappresentare, ad esempio, l'autoconsumo collettivo condominiale di Figura 4-6 con lo schema di Figura 4-7. La rete in BT della configurazione è 'condensata' in un unico punto, un nodo elettrico, che interagisce con:

- Aggregato di produzione PV, caratterizzato dal profilo orario di produzione P_{PV} .
- Aggregato di utenze, caratterizzato dal profilo orario aggregato di carico elettrico U_e .
- Batteria a ioni di litio, caratterizzata dal profilo orario P_{st} , che si declina in:
 - P_{bc} in fase di carica, quindi dal nodo verso la batteria
 - P_{bd} in fase di scarica, quindi dalla batteria verso il nodo.
- Rete pubblica, caratterizzata dal profilo orario P_{grid} , che si declina in:
 - P_s quando l'autoconsumo collettivo 'vende'⁶, quindi dal nodo verso la rete;
 - P_p quando l'autoconsumo collettivo 'compra', quindi dalla rete verso il nodo.

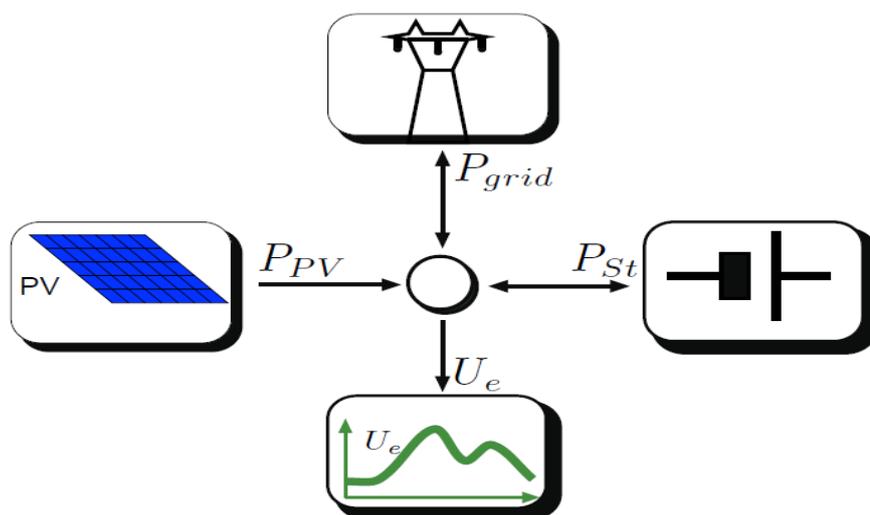


Figura 4-7: schema del nodo elettrico oggetto della simulazione. [117]

Osservando con attenzione la Figura 4-7, si nota che, in assenza di tecniche di *DSM* che possano variare il profilo di carico, i gradi di libertà del nodo sono determinati esclusivamente dall'accumulo e dalla rete pubblica. In altre parole, produzione e carico elettrico sono fissati, vincolati rispettivamente dalle condizioni climatiche e dalle esigenze dei consumatori finali. La batteria può invece essere operata a piacere, compatibilmente con la propria *safe operating zone*, così come l'interazione con la rete non è vincolata.

Essendo l'autoconsumo virtuale, è ragionevole ammettere che non si abbia interesse a regolare i cicli di carica e scarica in relazione all'andamento orario dei prezzi di acquisto e

⁶ Al momento le nuove configurazioni non partecipano ad alcun mercato elettrico. Secondo la terminologia impiegata nella tesi, esse 'vendono' energia alla rete quando si verifica una situazione di *overgeneration*, cioè quando l'energia immessa in rete eccede l'energia prelevata dalla rete nello stesso intervallo orario; esse 'comprano' energia dalla rete quando si verifica la situazione opposta.

di vendita dell'energia elettrica sul mercato, riportati a mero titolo esemplificativo in Figura 4-8. Al momento non vi è alcuna indicazione a riguardo, né è chiaro in quale misura e sotto quali condizioni le nascenti comunità energetiche potranno partecipare ai mercati elettrici, incluso quello del dispacciamento e dei servizi ancillari di rete. Si tratta di tematiche che realisticamente verranno chiarite con il completo recepimento della direttiva 2018/2001, e che non avranno grossa influenza in questo periodo di sperimentazione. Tenendo conto di quanto detto, si è preferito, in questa sede, gestire l'operazione della batteria con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo all'interno della configurazione.

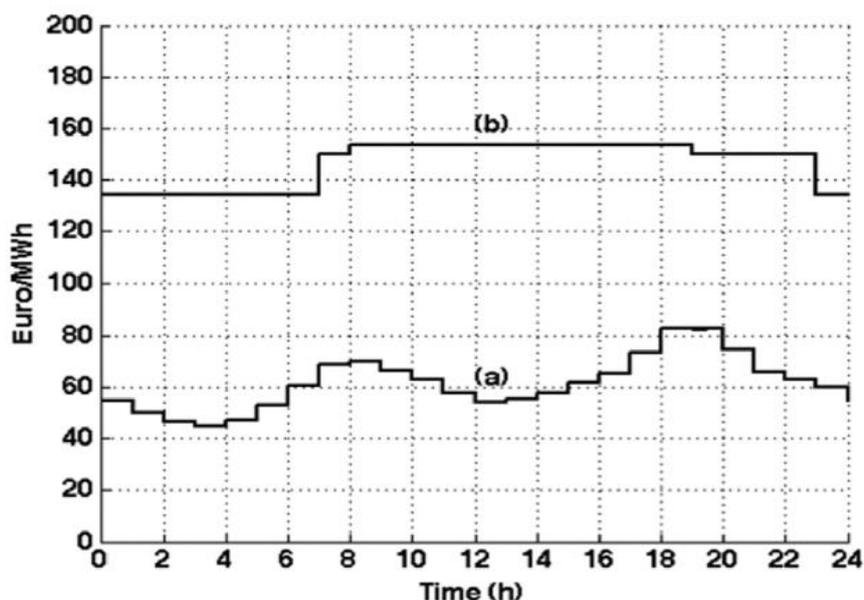


Figura 4-8: esempio di prezzi di vendita all'ingrosso (curva a) e di acquisto al dettaglio (curva b) dell'energia elettrica sul mercato italiano. [44]

4.2.1 Generalità sui problemi di ottimizzazione

I problemi di ottimizzazione sono molto frequenti nelle applicazioni ingegneristiche. Qualitativamente, possono essere descritti come problemi decisionali che richiedono di trovare la 'miglior' combinazione di alcune variabili, chiamate variabili decisionali, all'interno di un certo dominio di appartenenza. Inoltre, tali variabili spesso sono soggette a condizioni di vincolo. A livello matematico è consuetudine esprimere un generico problema di ottimizzazione nel seguente modo:

$$\begin{cases} \min f(\mathbf{x}) \\ \mathbf{x} \in \Omega \\ h_j(\mathbf{x}) = 0 \quad j = 1, \dots, L \\ g_j(\mathbf{x}) \geq 0 \quad j = 1, \dots, M \end{cases} \quad (4-8)$$

in cui:

- $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ è il vettore delle variabili decisionali del problema;
- $f(\mathbf{x}) : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ è la funzione obiettivo del problema;
- Ω è il dominio di appartenenza delle variabili decisionali;
- $h_j(\mathbf{x}) : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ sono gli L vincoli di uguaglianza;
- $g_j(\mathbf{x}) : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ sono gli M vincoli di disuguaglianza.

Nei sistemi energetici, l'ottimizzazione può essere svolta a più livelli:

- *optimal synthesis*: si cerca la configurazione ottimale del sistema, in termini di numero di componenti da installare e numero di collegamenti interni tra i componenti. In questo caso, le variabili decisionali sono solitamente intere;
- *optimal design*: si cerca il valore ottimale di un parametro di funzionamento di un componente o anche dell'intero sistema, la cui configurazione è però definita. Le variabili decisionali sono reali;
- *optimal operation*: si cerca per l'operazione ottimale di un sistema, la cui configurazione e il cui design dei componenti sono però definiti. Le variabili decisionali sono spesso reali [125].

Un caso particolare di ottimizzazione è costituito dal cosiddetto *Linear Programming*, problema in cui sia la funzione obiettivo sia i vincoli sono lineari. Nella sua formulazione matematica standard, a cui ogni caso particolare può essere ricondotto, si può esprimere come segue:

$$\begin{cases} \min \mathbf{c}^T \mathbf{x} \\ \bar{\mathbf{A}} \mathbf{x} = \mathbf{b} \\ \mathbf{x} \geq \mathbf{0} \end{cases} \quad (4-9)$$

dove $\mathbf{c} \in \mathbb{R}^n$, $\mathbf{b} \in \mathbb{R}^m$, $\bar{\mathbf{A}} \in \mathbb{R}^{m \times n}$ [126].

Un esempio di *Linear Programming* in 2 dimensioni è riportato in Figura 4-9. L'area colorata di verde rappresenta lo spazio delle soluzioni, formalmente chiamata *feasible region*: i punti qui contenuti soddisfano tutti i vincoli del problema, quindi le eventuali soluzioni devono appartenere necessariamente a quest'area.

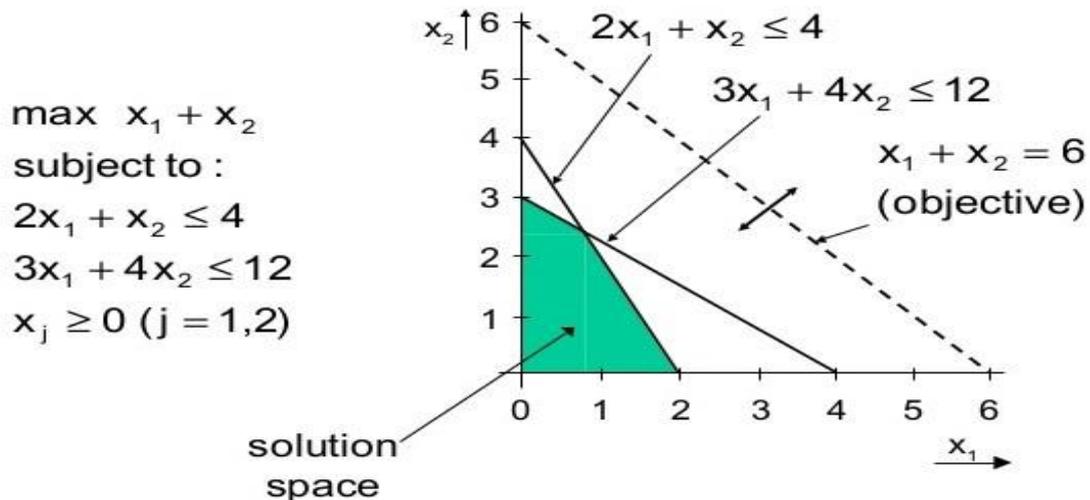


Figura 4-9: esempio grafico di Linear Programming in 2 dimensioni. [127]

Qualora le variabili decisionali siano intere si parla di *Integer Linear Programming*. Nel caso in esame, non c'è motivo di compiere tale assunzione: le potenze scambiate dal nodo con la batteria e la rete sono in generale variabili reali. Tuttavia, durante la procedura sarà necessario introdurre delle variabili logiche, che per definizione possano assumere solamente il valore '0' o il valore '1'; l'ottimizzazione compiuta diventa quindi di tipo *Mixed Integer Linear Programming (MILP)*.

4.2.2 L'ottimizzazione MILP del nodo elettrico

Il nodo elettrico di Figura 4-7 è analizzato su un periodo di *scheduling* costituito da $N_{int} = 23$ intervalli di tempo, ciascuno di lunghezza pari a $\Delta t = 1h$.

Tutte le grandezze che compaiono nelle successive equazioni sono definite come positive. Ipotizzando che le potenze in uscita (ingresso) dal (al) nodo siano positive (negative), è possibile esprimere il bilancio elettrico del nodo stesso:

$$U_e(t_i) - P_{PV}(t_i) + P_s(t_i) - P_p(t_i) + P_{bc}(t_i) - P_{bd}(t_i) = 0, \quad (4-10)$$

$$i = 0, \dots, N_{int}$$

Il bilancio energetico della batteria si basa sul concetto di *State Of Charge (SOC)*, variabile che descrive la percentuale di carica del componente. Un'ipotesi ragionevole per la tecnologia a ioni di litio è assumere $DOD = 0.85$, da cui segue una condizione di vincolo per il *SOC*:

$$SOC(t_i) = SOC_{min} \div 1 = (1 - DOD) \div 1 = 0.15 \div 1 \quad (4-11)$$

avendo supposto che la batteria possa caricarsi completamente. Il SOC è posto in relazione alle potenze di carica e scarica come segue:

$$SOC(t_{i+1}) = \eta_{sd} \cdot SOC(t_i) + \left(\eta_{bc} \cdot P_{bc}(t_i) - \frac{P_{bd}(t_i)}{\eta_{bd}} \right) \cdot \frac{\Delta t}{CAP_{nom}}, \quad (4-12)$$

$$i = 0, \dots, N_{int}$$

Per poter essere applicata, l'equazione (4-12) richiede di conoscere lo stato di carica all'istante di tempo iniziale, $SOC(t_0)$. Si impone quindi una condizione di periodicità della variabile sul periodo totale di simulazione:

$$SOC(t_0) = \eta_{sd} \cdot SOC(t_{N_{int}}) + \left(\eta_{bc} \cdot P_{bc}(t_{N_{int}}) - \frac{P_{bd}(t_{N_{int}})}{\eta_{bd}} \right) \cdot \frac{\Delta t}{CAP_{nom}}, \quad (4-13)$$

Applicando l'equazione (4-13) è così possibile determinare lo stato di carica iniziale.

Scritte le equazioni di bilancio, si può formulare il problema di ottimizzazione mediante la tecnica *MILP*. Volendo massimizzare l'autoconsumo all'interno della configurazione, si può imporre che la potenza 'venduta' alla rete dal nodo sia minima:

$$\min P_s(t_i), \quad i = 0, \dots, N_{int} \quad (4-14)$$

Vi sono poi numerose condizioni di vincolo da aggiungere, per renderlo coerente con la fisica del problema e con gli obiettivi preposti. A tal fine, è utile introdurre la potenza disponibile (*available*) come segue:

$$P_{ava}(t_i) = \begin{cases} P_{PV}(t_i) - U_e(t_i) & \text{if } P_{PV}(t_i) \geq U_e(t_i) \\ 0 & \text{if } P_{PV}(t_i) < U_e(t_i) \end{cases}, \quad i = 0, \dots, N_{int} \quad (4-15)$$

Non avrebbe senso consentire che la batteria venisse caricata 'comprando' energia dalla rete, per cui si impone che la carica sia strettamente vincolata alla disponibilità di energia solare rinnovabile:

$$P_{bc}(t_i) \leq P_{ava}(t_i), \quad i = 0, \dots, N_{int} \quad (4-16)$$

Inoltre se la batteria si scaricasse per ‘vendere’ alla rete, l’autoconsumo ne risentirebbe. Per questo motivo si impone che la ‘vendita’ in rete sia possibile solamente in caso di *surplus* di produzione rispetto al carico:

$$P_s(t_i) \leq P_{ava}(t_i), \quad i = 0, \dots, N_{int} \quad (4-17)$$

Non è da escludere che logiche di gestione della batteria riferite al mercato elettrico (o più in generale alle esigenze della rete) tornino utili in futuro, una volta stabilito il ruolo che le comunità energetiche potranno effettivamente ricoprire.⁷ Per il momento la strategia più ragionevole è quella di ottimizzare l’autoconsumo.

Per chiudere il problema, è necessario aggiungere le condizioni di mutua esclusione per le variabili di scambio con la batteria e la rete. Infatti, ad esempio, non è fisicamente possibile che la batteria si carichi e scarichi contemporaneamente. L’approccio seguito è abbastanza ricorrente in letteratura ([44][117]), e fa uso di variabili intere cosiddette ‘logiche’, cioè che possano assumere soltanto 2 valori, vero (‘1’) o falso (‘0’). In dettaglio, per la batteria:

$$\begin{cases} P_{bc}(t_i) \leq \delta_{bc}(t_i) \cdot P_{bc,max} \\ P_{bd}(t_i) \leq \delta_{bd}(t_i) \cdot P_{bd,max} \\ \delta_{bc}(t_i) + \delta_{bd}(t_i) \geq 0 \\ \delta_{bc}(t_i) + \delta_{bd}(t_i) \leq 1 \end{cases} \quad i = 0, \dots, N_{int} \quad (4-18)$$

in cui sono presenti le potenze massime che il componente può gestire, calcolabili noto il tempo minimo di carica-scarica (solitamente riportato sul *datasheet*) e l’energia massima accumulabile:

$$\begin{cases} P_{bc,max} = \frac{CAP_{ut}}{\Delta t_{c,min}} \\ P_{bd,max} = \frac{CAP_{ut}}{\Delta t_{d,min}} \end{cases} \quad (4-19)$$

Analogamente per la rete:

$$\begin{cases} P_s(t_i) \leq \delta_s(t_i) \cdot P_{s,max} \\ P_p(t_i) \leq \delta_p(t_i) \cdot P_{p,max} \\ \delta_s(t_i) + \delta_p(t_i) \geq 0 \\ \delta_s(t_i) + \delta_p(t_i) \leq 1 \end{cases} \quad i = 0, \dots, N_{int} \quad (4-20)$$

⁷ L’apertura del MSD alle UVAM (aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita, di potenza minima pari a 1 MW) da parte di Terna sembra andare nella direzione di un ampio coinvolgimento di entità locali e distribuite al mercato dei servizi di rete.

dove i valori massimi risultano essere *case-sensitive* e non determinabili a livello generale.

4.3 Gli output della procedura

Il problema posto è risolto tramite il solutore *PuLP*, pacchetto *open-source* perfettamente integrato con l'ambiente e la sintassi di *Python*. La libreria consente di esprimere oggetti di *Python* che rappresentano problemi di ottimizzazione e variabili decisionali; i vincoli si impongono in maniera molto simile alla loro espressione matematica originaria [128].

4.3.1 Indicatori energetici

A questo punto, si può calcolare il profilo di potenza condivisa per l'autoconsumo, che d'ora in poi si abbrevierà come *locally generated and consumed*, come il minimo tra le immissioni e i prelievi all'interno della rete in BT della configurazione:

$$P_{lgc}(t_i) = \min(P_{PV}(t_i) + P_{bd}(t_i), U_e(t_i) + P_{bc}(t_i)), \quad i = 0, \dots, N_{int} \quad (4-21)$$

La presenza delle potenze di carica e scarica della batteria non stupisce, in quanto il Milleproroghe stabilisce che l'energia è condivisa per l'autoconsumo, sia esso istantaneo o tramite sistemi di accumulo. Il passaggio descritto dall'equazione(4-21) è ripetuto per tutti gli $N_{month} = 12$ 'giorni tipo' dell'anno, ottenendo quindi una matrice di potenza condivisa, di dimensioni 24×12 (righe \times colonne). Integrando numericamente, si ottiene l'energia condivisa in ogni j-esimo mese dell'anno:

$$E_{lgc,j} = \int_0^{N_{int}} P_{lgc,j}(t) dt \cdot NDM_j \cong \sum_{i=0}^{N_{int}} P_{lgc,j}(t_i) \cdot \Delta t \cdot NDM_j, \quad (4-22)$$

$$j = 1, \dots, N_{month}$$

Annualmente, l'energia condivisa si ottiene come la somma dei contributi dell'equazione (4-22):

$$E_{lgc,1y} = \sum_{j=1}^{N_{month}} E_{lgc,j} \quad (4-23)$$

Ripetendo i passaggi (4-22) e (4-23) con i profili di produzione, carico, carica e scarica della batteria, si possono calcolare gli indici annui di autoconsumo (*IAC*) e di autosufficienza (*IAS*) come segue:

$$\begin{cases} IAC = \frac{E_{lgc,1y}}{E_{PV,1y} + E_{bd,1y}} \\ IAS = \frac{E_{lgc,1y}}{E_{Ue,1y} + E_{bc,1y}} \end{cases} \quad (4-24)$$

che offrono una valutazione quantitativa delle performance energetiche della comunità.

Nulla vieta di esprimere anche gli indici relativi a singoli ‘giorni tipo’, per avere il dettaglio mensile di come sta operando la struttura di autoconsumo.

4.3.2 Indicatori economici

La delibera 318/2020 di ARERA, all'allegato A, parla di valorizzazione e di incentivazione dell'energia elettrica condivisa. La prima è frutto delle delibere dell'Autorità, (Paragrafo 2.3.2), la seconda del decreto ministeriale del 15 settembre 2020. Il documento stabilisce che “l'energia elettrica prodotta da ciascuno degli impianti a fonti rinnovabili facenti parte delle configurazioni di autoconsumo collettivo ovvero di comunità energetiche rinnovabili e che risulti condivisa ha diritto, per un periodo di 20 anni, ad una tariffa incentivante in forma di tariffa premio (*TP*) pari a:

- a) 100 €/MWh nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una configurazione di autoconsumo collettivo;
- b) 110 €/MWh nel caso in cui l'impianto faccia parte di una comunità energetica rinnovabile” [129].

Il totale dell'energia prodotta ed immessa in rete resta nella disponibilità del referente della configurazione, con facoltà di usufruire del servizio di Ritiro Dedicato da parte del GSE.

Il modello economico più semplice, adottabile per descrivere le nuove configurazioni, si basa sulla netta distinzione dei ruoli di produttore e consumatore aggregati all'interno della comunità. Il produttore è il soggetto aggregato che produce energia elettrica, indipendentemente dal fatto che sia membro della configurazione o che svolga l'attività di produzione in qualità di soggetto terzo. Il consumatore è invece il soggetto aggregato, membro della comunità, che preleva energia elettrica. Il modello prevede di accollare i costi di installazione e manutenzione dell'impianti PV (più eventuale sistema di accumulo)

interamente al produttore. Con questo impianto i ricavi annui che la configurazione permette di totalizzare devono essere spartiti tra il produttore, al quale va assicurata la redditività dell'investimento, e il consumatore, al quale va assicurato un risparmio economico sulla spesa della bolletta elettrica. A tal scopo si introduce per il soggetto produttore un *benefit share* β_{prod} , definito come il rapporto tra i ricavi destinati al produttore e i ricavi totali. Il complemento a uno del *benefit share*, $(1 - \beta_{prod})$, rappresenta quindi la frazione di ricavi destinati al consumatore.

È chiaro che, qualora le entità di produttore e consumatore aggregati fossero composti da molteplici soggetti (ad esempio il consumatore aggregato si compone dei residenti di un certo condominio, che realizzano un autoconsumo collettivo), risulterebbe necessario distribuire ulteriormente i costi e i ricavi a ciascun soggetto o unità abitativa. Le potenzialità che la *blockchain* offre a riguardo sono enormi, come si è descritto al Paragrafo 3.3.2: la tecnologia potrebbe allocare, ora per ora, la produzione degli impianti a ciascun POD di prelievo, in maniera trasparente e rispettando le volontà dei membri della comunità. In questo modo la suddivisione dei ricavi potrebbe corrispondere perfettamente all'effettiva ripartizione dell'energia condivisa fra i diversi clienti finali.

In sintesi, il produttore deve essere in grado di valutare la redditività dell'investimento. La tecnica a *DCF*s è una tra le più impiegate, e permette di calcolare una serie di indicatori economici, tra cui il *Net Present Value (NPV)* e l'*Internal Rate of Return (IRR)* dell'investimento compiuto. In formule:

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+d)^t} \quad (4-25)$$

in cui:

- I_0 è l'investimento iniziale sostenuto;
- CF_t è il flusso di cassa netto (ricavi meno costi) del t-esimo anno considerato nella sommatoria;
- d è il tasso di sconto dell'investimento;
- N è la vita utile dell'impianto oggetto dell'investimento.

Per l'*IRR* si utilizza la stessa espressione dell'equazione (4-25), ma ora l'incognita è il tasso i che annulla l'*NPV*:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (4-26)$$

Il consumatore può invece valutare il risparmio economico annuo in bolletta tramite il *Percentage Cost Reduction (PCR)* della spesa che sostiene

$$PCR = \frac{R}{YCC} \cdot 100 \quad (4-27)$$

dove:

- R è il rimborso che ottiene dalla comunità;
- YCC è la spesa annua versata al proprio venditore, assunta per semplicità costante.

4.3.3 Le ipotesi del caso studio

Per poter applicare gli indicatori economici appena introdotti al successivo caso studio, è necessario definire le variabili che compaiono in tali parametri. Innanzitutto, si trascura il contributo di risparmio derivante dall'autoconsumo fisico (vedi Figura 4-6), che in una CER non è detto si verifichi. Inoltre, per quanto concerne il soggetto che ricopre il ruolo di produttore:

- l'investimento iniziale I_0 è la somma tra la spesa sostenuta per l'impianto PV e per la batteria, tenendo conto dell'*aging* della stessa con il parametro α :

$$I_0 = c_{PV} \cdot PV_{peak} + \alpha \cdot c_{batt} \cdot CAP_{nom} \quad (4-28)$$

dove:

- $c_{PV} = 750 \text{ €/kW}_p$
- $c_{batt} = 350 \text{ €/kWh}$
- $\alpha = 1$ se $\tau_{batt} \geq N = 20$ (la batteria ha una durata maggiore o uguale della vita convenzionale dell'impianto PV), altrimenti $\alpha = 2$ (si considera nell'investimento la spesa di una sostituzione della batteria).
- Il tasso di sconto dell'investimento è $d = 0.04$.
- Il flusso di cassa netto CF_t è la differenza tra i ricavi annui destinati al produttore e i costi annui di manutenzione degli impianti:

$$CF_t = \beta_{prod} \cdot R_{tot,t} - c_{O\&M} \cdot PV_{peak} \quad (4-29)$$

in cui $c_{O\&M} = 10 \text{ €/kW}_p/\text{y}$.

I ricavi totali annui sono esprimibili come segue:

$$R_{tot} = \sum_{h=1}^{8760} E_{PV,h} \cdot PZO_h + \sum_{h=1}^{8760} E_{lgc,h} \cdot (TP - PZO_h) + \sum_{j=1}^{12} C_{lgc,j} \quad (4-30)$$

dove:

- $E_{PV,h}$ è l'energia oraria prodotta ed immessa in rete.
- TP è la tariffa premio come da decreto MISE.
- $C_{lgc,j}$ è il contributo mensile di valorizzazione dell'energia condivisa.

Per quanto riguarda il consumatore, la somma R ottenuta dalla ripartizione dei ricavi è calcolabile come:

$$CR = (1 - \beta_{prod}) \cdot R_{tot} \quad (4-32)$$

Tale somma, confrontata con la spesa annua per l'energia elettrica tramite l'equazione (4-27), permette di valutare il risparmio annuo medio del consumatore.

5 Il caso studio: la CER di Monticello d'Alba

La procedura informatica descritta al precedente Capitolo permette di simulare una configurazione di autoconsumo collettivo o di comunità di energia rinnovabile, in accordo con il D.L. 162/2019 e la successiva delibera 318/2020 dell'Autorità. La procedura è in seguito applicata ad un caso studio, costituito da una comunità di energia rinnovabile, composta dalle utenze comunali di Monticello d'Alba (CN). Partendo dall'analisi del territorio comunale, dei consumi elettrici mensili di Monticello nell'anno solare 2019, e della disponibilità degli edifici ad ospitare un impianto fotovoltaico, si calcolano gli indici energetici e si individua un design ottimale dal punto di vista economico. Si individuano infine i principali benefici sociali e ambientali per la cittadinanza.

5.1 Considerazioni preliminari

Monticello d'Alba è un Comune di circa 2350 abitanti, situato nel Roero vicino alla città di Alba, in provincia di Cuneo. La Figura 5-1 mostra da foto aerea l'estensione territoriale, pari a 10.1 km^2 , mentre in Figura 5-2 si riporta una vista del concentrico inserito nel contesto.

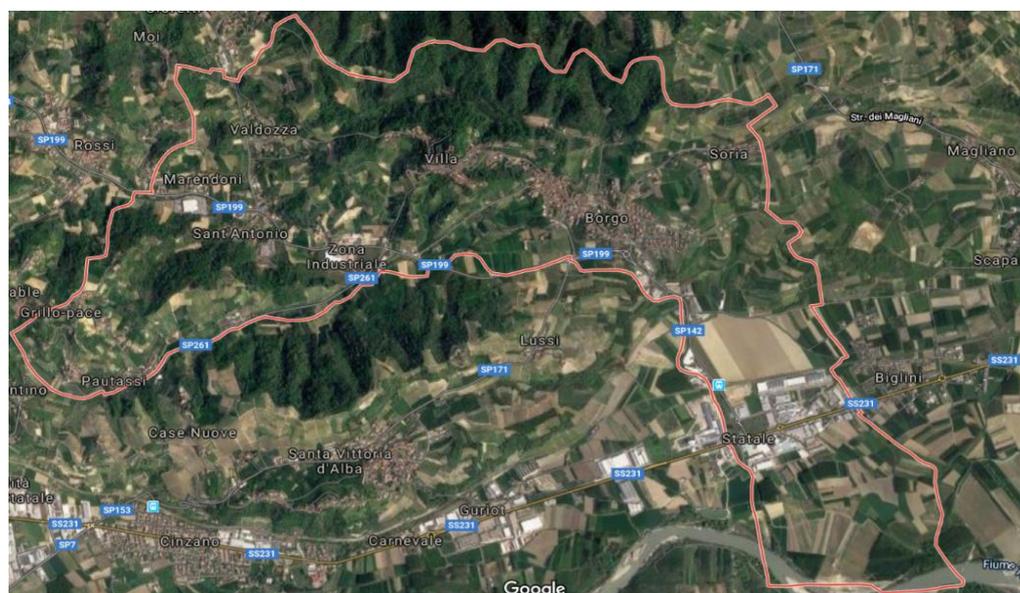


Figura 5-1: estensione del territorio comunale di Monticello d'Alba. [Elaborazione propria tramite Google Earth]



Figura 5-2: vista sul Comune di Monticello e sulle colline del Roero dal Castello del Roero. [130]

L'Amministrazione comunale attualmente in carica è particolarmente attenta alle tematiche energetico-ambientali. Un esempio di tale sensibilità è la modifica, avvenuta ad inizio 2019, del regolamento edilizio comunale, al fine di consentire interventi di bonifica di coperture in Eternit senza il conseguente obbligo di installare tetti a coppi [131]. Questa misura può aiutare ad abbassare l'elevato costo economico della bonifica, che spesso scoraggia la cittadinanza a mettere in sicurezza gli stabili ancora contaminati. Non è quindi passata inosservata l'accelerazione normativa in tema di comunità energetiche, arrivata con il 'Milleproroghe': l'amministrazione ha mostrato interesse nei confronti di uno studio di fattibilità preliminare, per analizzare l'opportunità di costituire una comunità di energia rinnovabile nel proprio territorio. Infatti, tra i soggetti che possono prendere parte alle nuove configurazioni sono inclusi i Comuni e le Pubbliche Amministrazioni; anzi, il decreto afferma che verranno individuate opportune modalità per favorire la partecipazione diretta di tali soggetti alle nascenti comunità energetiche rinnovabili [61].

5.1.1 L'analisi del territorio

Il Comune è suddiviso nelle frazioni di Borgo, Soria, Casa, Sant'Antonio, Valdozza e Villa, in parte visibili in Figura 5-1. Il nucleo abitativo principale si sviluppa tra la SS 231 e il Castello del Roero di Monticello, in particolare nelle frazioni di Villa e Borgo, quest'ultimo centro abitato più grande e sede del Municipio cittadino, mentre attorno alla Statale sorgono diverse attività industriali. Considerato il vincolo geografico posto nel decreto-legge circa l'estensione delle comunità di energia rinnovabile (i punti di immissione

e prelievo di energia elettrica devono trovarsi su reti elettriche in bassa tensione, sottese alla medesima cabina di trasformazione MT-BT), si è deciso di concentrare l'attenzione sull'area più urbanizzata del comune, dove maggiore è la probabilità che POD di utenze contigue soddisfino il vincolo imposto dal decreto.

Essendo la futura comunità basata sul fotovoltaico, è utile effettuare un censimento di massima di tutti gli edifici che presentano delle potenzialità, in termini di ampie coperture idonee ad ospitare un impianto PV o dall'accesso molto semplice, e delle criticità, come la presenza di Eternit. L'inventario, svolto tramite Google Earth, ha coinvolto alcune importanti attività commerciali e industriali, le utenze comunali, i condomini più grandi e infine gli edifici con presunta copertura in Eternit, come riportato con diversi colori in Figura 5-3. Per ogni stabile, si è misurata la superficie totale della copertura, la tipologia (tetto piano o a falde), l'esposizione (l'azimut in caso di tetto a falde) e l'inclinazione, utilizzando i *tools* integrati nel *software* di Google.

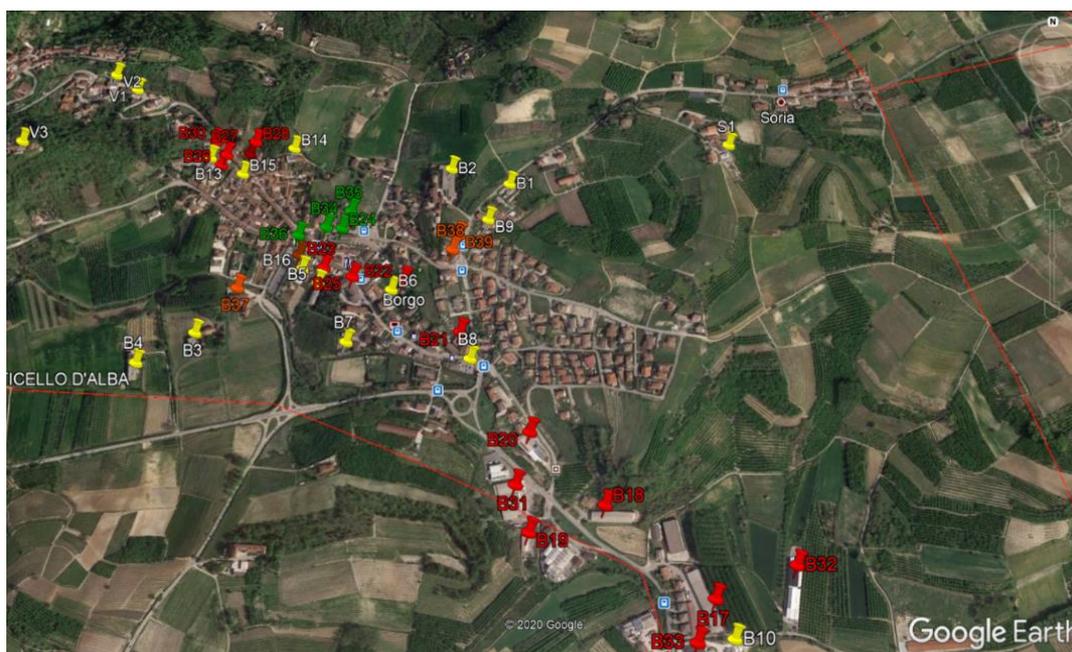


Figura 5-3: edifici censiti all'interno del Comune di Monticello. In giallo gli edifici con probabile copertura in Eternit, in verde gli edifici comunali, in rosso alcuni edifici commerciali-industriali, in arancione alcuni grossi condomini. [Elaborazione propria tramite Google Earth]

La scelta di campionare anche gli edifici con tetto in Eternit ha una duplice ratio:

1. data la recente modifica del proprio regolamento edilizio, il Comune può certamente avere interesse ad aggiornare periodicamente la mappa dei siti ancora contaminati da questo materiale pericoloso per la salute umana.
2. nei decreti FER1 e FER2, le installazioni di impianti fotovoltaici abbinati ad una completa rimozione dell'amianto potevano beneficiare di un premio che si

aggiungeva alla tariffa base di riferimento. Qualora un simile premio venisse mantenuto anche all'interno del meccanismo di incentivazione delle comunità energetiche, includere edifici con coperture in Eternit nella comunità potrebbe apportare sia un beneficio ambientale sia un beneficio economico.

È bene precisare che non è sempre facile riconoscere una copertura in Eternit attraverso Google Earth, perché non si dispone ovunque della funzione di *street view*. Di conseguenza, è consigliabile eseguire un sopralluogo per la verifica *in situ*.

5.1.2 Il modello di intervento Top-Down

Le configurazioni di autoconsumo 'esteso' dovranno individuare un proprio referente, che si interfacci con il GSE e sia responsabile del riparto dei benefici economici. La delibera 318/2020 indica che, nel caso di autoconsumo collettivo, tale ruolo possa essere ricoperto indifferente dal produttore o dal rappresentante legale dell'edificio/condominio, mentre nel caso delle CER il referente sia la comunità medesima, in quanto soggetto giuridico chiaramente ed univocamente determinato, che detiene gli impianti di produzione [62]. Data la natura delle mansioni che il referente è chiamato a svolgere, non ultimo la gestione delle partite economiche della configurazione, è importante che sia un soggetto ben strutturato. È difficile pensare che i membri di una comunità, siano essi privati cittadini, PMI o PA ed enti locali (come in questo caso) abbiano le competenze tecniche ed amministrative richieste per tale compito, che potrebbero quindi delegare ad un'azienda energetica.

In quest'ottica un soggetto *ESCO* o una *multiutility* come Egea potrebbe garantire la massima precisione, trasparenza e puntualità nella gestione dei flussi economici. Si propone quindi che l'azienda energetica rivesta il ruolo di produttore referente (eventualmente delegato da parte della comunità in caso di CER), in qualità di soggetto terzo, ossia non partecipante alla comunità. Essa sostiene gli investimenti, prende in carico l'intera gestione degli impianti, dall'installazione all'esercizio e alla manutenzione, sebbene sia la comunità a detenere i suddetti impianti. Da parte sua, la comunità non partecipa all'investimento, ma riceve un beneficio economico connesso allo sviluppo dell'iniziativa.

Quello appena descritto, come evidenziato dalla società di consulenza 'Gruppo Professione Energia' (GPE), è un modello di intervento classificabile come *Top-Down*, in quanto l'iniziativa economica è interamente sostenuta da un soggetto esterno piuttosto che dalla comunità. Ciononostante, il ruolo della comunità non è marginale: essa è chiamata a

decidere il proprio indirizzo strategico, in termini di target da raggiungere, ad approvare gli interventi proposti dall'azienda energetica, e a deliberare le logiche di riparto dei benefici economici, in accordo con i principi stabiliti nel proprio statuto [132].

L'approccio proposto, riassunto in Figura 5-4 con attenzione ai ruoli dell'azienda energetica e della comunità, è compatibile con il semplice modello economico descritto al Paragrafo 4.3.2: il produttore aggregato si identifica in questo caso con l'azienda energetica, il consumatore aggregato con la comunità.



Figura 5-4: modello di intervento Top-Down. [Elaborazione propria su considerazioni del GPE] [132]

5.2 La comunità oggetto della simulazione

Anche l'Autorità si è espressa riguardo alla partecipazione di Comuni e PA alle comunità energetiche. La delibera di consultazione ha specificato che, “qualora non vi siano altri soggetti interessati, possano realizzare comunità di energia costituite anche solo da proprie utenze (essendo potenzialmente numerose) e impianti di produzione, purché siano rispettati tutti i requisiti previsti dall'articolo 42bis del decreto-legge, in quanto non si ravvisano, nemmeno nelle definizioni comunitarie, elementi ostativi al riguardo” [34].

Dall'analisi condotta è emerso che edifici e utenze comunali potrebbero dare vita ad una comunità di energia rinnovabile anche da soli. Ciò non esclude che, in futuro, altri soggetti (anche privati) possano divenire membri o soci della comunità, visto il carattere aperto e volontario della partecipazione, più volte ribadito sia nella direttiva europea, sia nel documento di consultazione dell'Autorità.

Le principali utenze comunali di Monticello sono:

- Municipio, via Stazione 4, 12066 Monticello d'Alba (CN), visibile in Figura 5-6.
- Scuola elementare Dacomo, Piazza Augusto Dacomo, 12066 Monticello d'Alba (CN), visibile in Figura 5-7.
- Scuola materna Verani, Via Mario Nantiat, 9/A, 12066 Monticello d'Alba (CN), visibile in Figura 5-8

- Palestra comunale, Via Mario Nantiat, 2, 12066 Monticello d'Alba (CN), visibile in Figura 5-9.
- Centro Polifunzionale Borgo, Via Mario Nantiat, 2, 12066 Monticello d'Alba (CN).
- Scuola media IC Alba Mussotto, Piazza G. Marconi, 12066 Monticello d'Alba (CN).

Le prime 5 si trovano tutte nel centro di Borgo, a poche decine di metri di distanza l'una dall'altra (Figura 5-5). Si è ipotizzato che i rispettivi POD fossero tutti sottesi alla stessa cabina di trasformazione MT-BT, eccezion fatta per il centro polifunzionale, che quindi non può essere incluso nella comunità. Si tratta di un'assunzione forte, non del tutto motivata dalla prossimità geografica delle suddette utenze, ma che si compie ugualmente non potendo disporre di maggiori informazioni. Infatti, i *DSOs* procedono alla consegna della cartografia delle reti di loro competenza soltanto qualora la richiesta sia derivante da uno specifico obbligo di legge, al momento non ancora presente in Italia.⁸

Per quanto riguarda la Scuola Media, essa non è sicuramente sottesa alla stessa cabina secondaria che si è supposto serva le altre utenze, trovandosi nella frazione di Villa.



Figura 5-5: le principali utenze comunali in Borgo a Monticello d'Alba sono tutte racchiuse in un cerchio di raggio 85 m circa. [Elaborazione propria tramite Google Earth]

⁸ In data 17-04-2020 è stata inoltrata al distributore competente (E-distribuzione) una richiesta di reperimento di dati cartografici relativi all'ubicazione delle cabine BT-MT sul territorio comunale di Monticello d'Alba, sottoscritta anche dal Sindaco Silvio Artusio Comba.



Figura 5-6: vista laterale del Municipio di Monticello in Borgo. [Fotografia propria]



Figura 5-7: scuola elementare di Monticello in Borgo. [Fotografia propria]



Figura 5-8: scuola materna di Monticello in Borgo. [Fotografia propria]



Figura 5-9: palestra comunale di Monticello in Borgo. [Fotografia propria]

5.2.1 I carichi elettrici

Riassumendo, è presa in analisi una comunità di energia rinnovabile, costituita dal Municipio, dalla scuola materna (unico POD scuola materna e contiguo campo da calcio), dalla scuola elementare e dalla palestra comunale. Durante l'analisi dei consumi elettrici dell'anno solare 2019 i dati relativi alla scuola elementare si sono rivelati incongruenti per una scuola (1190 kWh/y è un consumo annuo troppo piccolo per una scuola attualmente

utilizzata) e sono stati scartati; per questo motivo la scuola elementare non è presente in Figura 5-10.⁹

La palestra e la scuola materna mostrano una distribuzione dei consumi simile, con prelievi massimi nei mesi più freddi e minimi durante luglio e agosto, in cui entrambi gli edifici sono sicuramente poco utilizzati o del tutto inutilizzati. Il Municipio mostra invece un trend più stabile, con consumi più elevati durante i mesi estivi, probabilmente dovuti al massiccio impiego delle pompe di calore, installate nello stabile, a causa della torrida estate del 2019. Sulle bollette elettriche messe a disposizione dal Comune di Monticello i consumi mensili sono dettagliati nelle canoniche fasce orarie F1, F2 e F3. La Figura 5-11 mostra il riparto della palestra comunale.

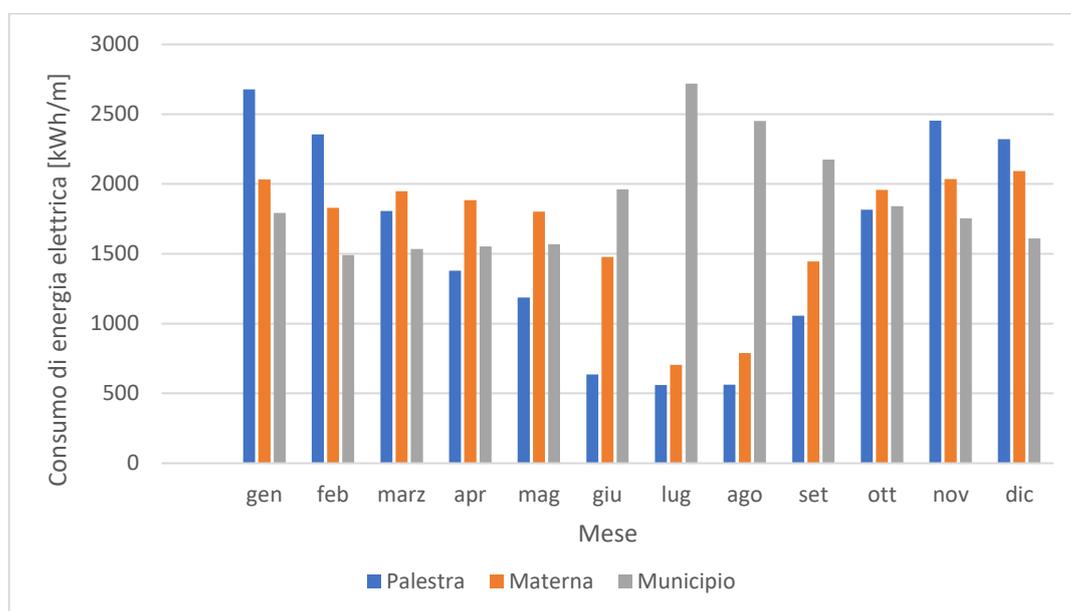


Figura 5-10: consumi elettrici delle utenze comunali incluse nella CER (ad esclusione della scuola elementare), per l'anno solare 2019. [Elaborazione propria su dati del Comune di Monticello]

⁹ La difficoltà di reperimento dei dati da parte del Comune di Monticello è riconducibile alla situazione di lockdown generalizzato, provocato dalla pandemia di Covid 19, in corso durante lo svolgimento di questa attività.

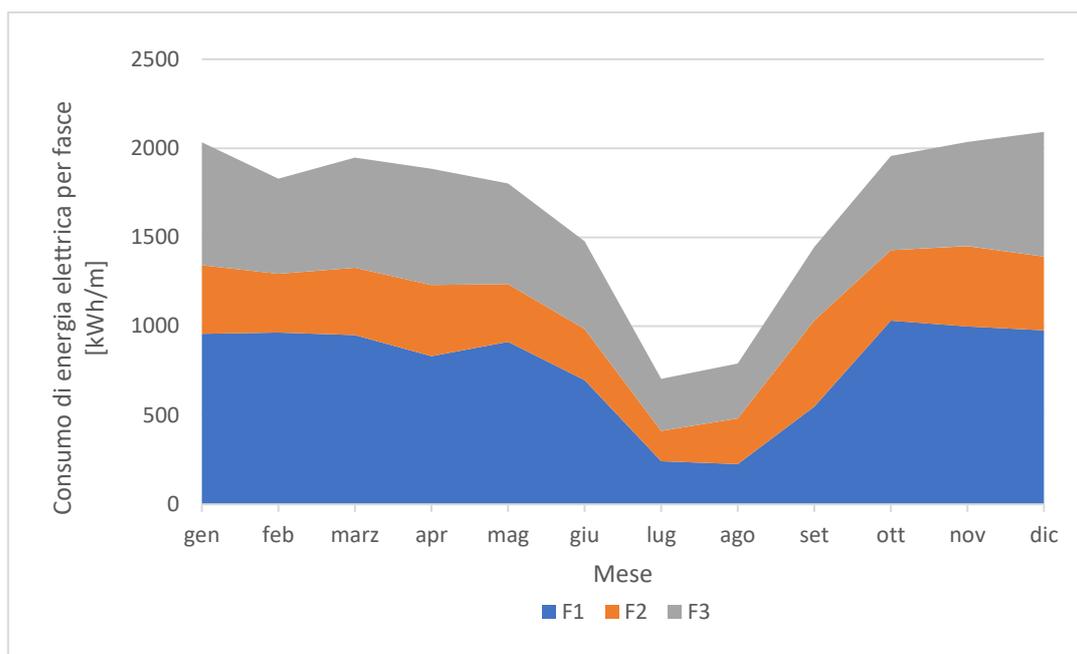


Figura 5-11: dettaglio dei consumi mensili della palestra comunale nel 2019, all'interno delle fasce orarie F1, F2 e F3. [Elaborazione propria su dati del Comune di Monticello]

Complessivamente, il quadro dei consumi annui delle utenze partecipanti alla CER è riassunto in Tabella 5.1. Per applicare correttamente la procedura descritta al Capitolo 4, è necessario conoscere come input anche il profilo orario di carico normalizzato (*HLF*), che per certi versi è la grandezza più critica, in quanto non ricavabile dall'analisi delle bollette. In letteratura si trovano diverse schematizzazioni per le utenze domestiche, industriali e ad uso ufficio (da questo punto di vista, la scuola è assimilabile ad un ufficio) [133]; più difficile è caratterizzare un locale come la palestra comunale, che solitamente viene occupata dalle scuole al mattino e fino a tarda sera da attività sportive. I profili normalizzati sono modellati come mostrato in Figura 5-12.

Tabella 5.1: riassunto dei più importanti dati di consumo della comunità energetica. [Elaborazione propria su dati del Comune di Monticello]

Utenza	Consumo			
	annuo totale [kWh/y]	% consumo F1	% consumo F2	% consumo F3
Palestra	18814	49.1	23.7	27.2
Materna	21214	46.7	21.4	31.9
Municipio	19716	50.3	21.9	27.8
Tot. CER	59744	48.7	22.3	29.0

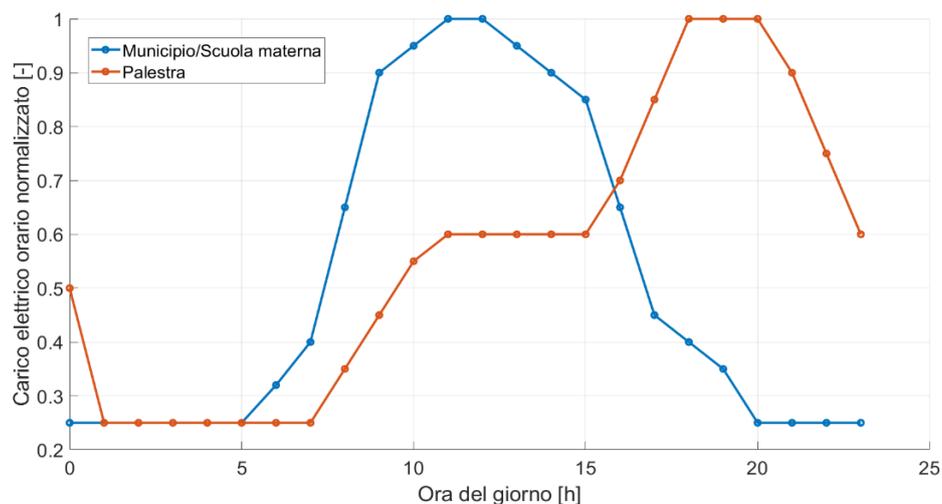


Figura 5-12: profili di carico elettrico orario normalizzato delle utenze coinvolte nella CER. [Elaborazione propria]

Sommando, ora per ora, i contributi delle 3 utenze, si ottiene il profilo orario di carico elettrico aggregato (U_e), plottato in Figura 5-13 per ogni stagione.

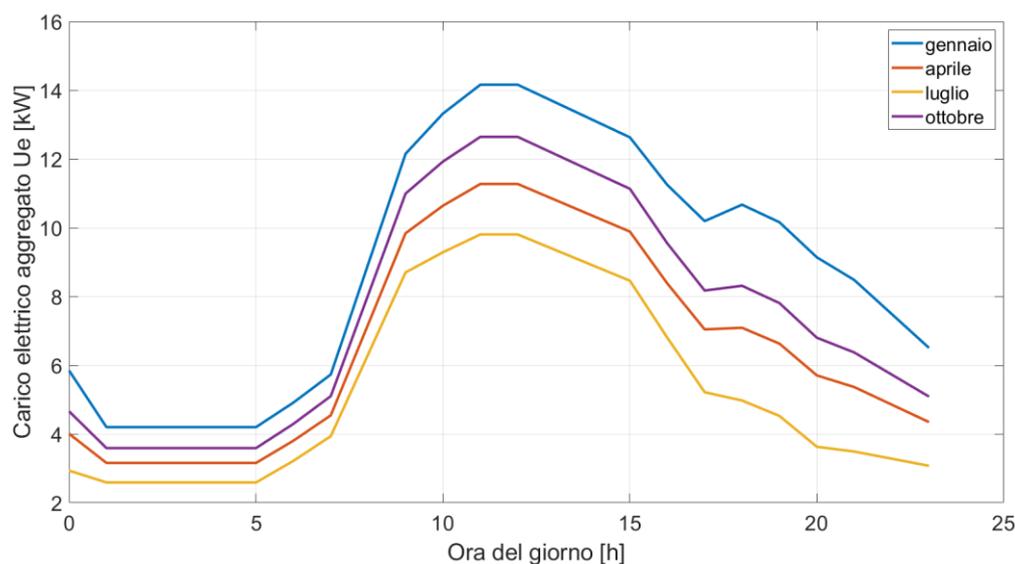


Figura 5-13: simulazione del profilo orario di carico elettrico aggregato della CER di Monticello. [Elaborazione propria]

5.2.2 La produzione fotovoltaica

La potenzialità di produzione da impianti fotovoltaici, installati sulle coperture degli edifici inclusi nella CER, è ottima. In particolare, la palestra comunale presenta un'ampia copertura piana (vedi Figura 5-5), mentre la scuola elementare offre una copertura a falde orientate Est-Ovest, soluzione molto versatile e che garantisce, alle latitudini in gioco, una

buona resa per tutto il giorno. Una stima piuttosto conservativa, basata su misurazioni effettuate con Google Earth, è presentata in Tabella 5.2. La superficie utilizzabile è determinata sulla base della superficie totale della copertura, tramite considerazioni pratiche, con particolare riferimento alla normativa di prevenzione incendi dei Vigili Del Fuoco, che pone alcuni vincoli di installazione [134]. La potenza installabile è calcolata con la nota relazione:

$$P = G_{STC} \cdot A \cdot \eta \quad (5-1)$$

dove:

- $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ è l'irradianza solare nelle *Standard Test Conditions (STC)*;
- $\eta = 0.2$ è l'efficienza ipotizzata dei moduli PV in silicio cristallino.

Tabella 5.2: stima conservativa delle potenzialità di produzione PV della CER. [Elaborazione propria]

Utenza	Tipologia di copertura	Azimut falde principali [°]	Superficie utilizzabile [m ²]	Potenza installabile [kWp]
Palestra	Piana	/	275	55
Scuola elementare	Falde con coppi	90,-90 (E-O)	120	24
Materna	Falde con coppi	Variabile	175	35
Municipio	Falde con coppi	22, -158	50	10
Tot. CER	/	/	620	124

A livello di producibilità, si può utilizzare *PVGIS*. Ad esempio, per installazioni PV sul tetto della palestra comunale, con un *tilt angle* di 10° e un azimut di 0°, il *tool* stima un totale di 1208 kWh/kWp/y; la Figura 5-14 mostra la produzione di 1 kWp per un mese di ogni stagione.

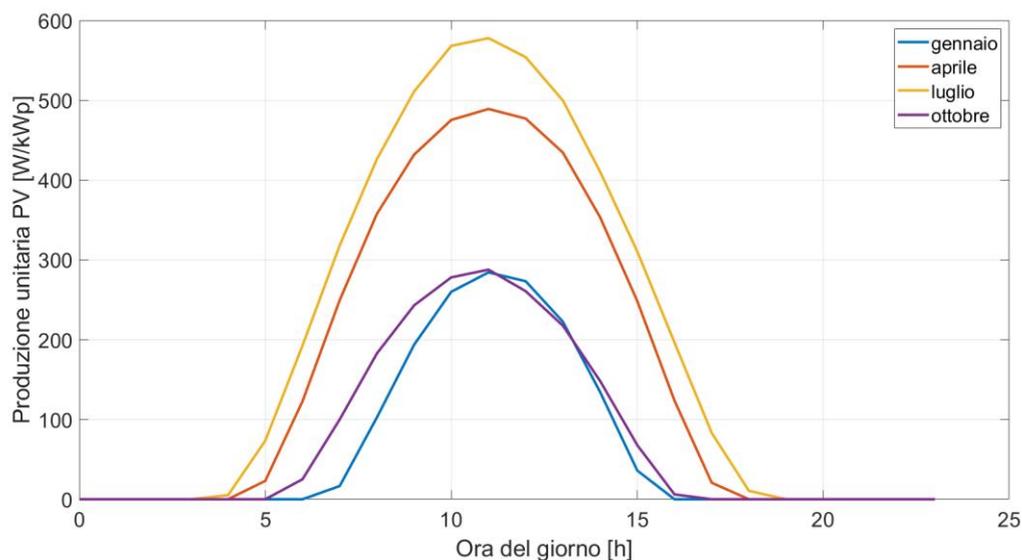


Figura 5-14: profilo orario di produzione di 1 kWp installato sulla copertura della palestra comunale.
[Elaborazione propria su dati PVGIS]

Installando tutti i 55 kWp previsti dalla Tabella 5.2 per la sola palestra si produrrebbero in totale 66440 kWh/y, una quantità di energia sufficiente per coprire il fabbisogno annuo delle utenze.

5.3 I risultati della simulazione

La procedura di simulazione descritta al Capitolo 4 è applicata al caso della CER di Monticello d'Alba, variando la potenza di picco del fotovoltaico e la capacità nominale della batteria a ioni di litio come segue:

$$\begin{cases} 10 \text{ kWp} \leq PV_{peak} \leq 80 \text{ kWp} \\ 0 \text{ kWh} \leq CAP_{nom} \leq 70 \text{ kWh} \end{cases} \quad (5-2)$$

con granularità pari a 10 kWp e 10 kWh.

5.3.1 Indicatori energetici

Innanzitutto, è utile osservare l'andamento degli indici annui di autoconsumo e autosufficienza, in funzione della potenza di picco PV (Figura 5-15) e della capacità della batteria (Figura 5-16).

Aumentare la potenza installata ha un effetto opposto sugli indici energetici: si copre maggiormente il fabbisogno (entro un certo limite, infatti la curva arancione di Figura 5-15

satura dopo i 40 kWp), mentre si perde in autoconsumo, dal momento che, essendo predeterminata la capacità di accumulo, non si è in grado di accumulare tutto il *surplus* delle ore centrali del giorno e si è costretti a ‘venderne’ una quota alla rete. Viceversa, aumentare la capacità della batteria migliora entrambi gli indici, anche se le curve sembrano deviare dalla linearità, saturando leggermente dopo i 40 kWh.

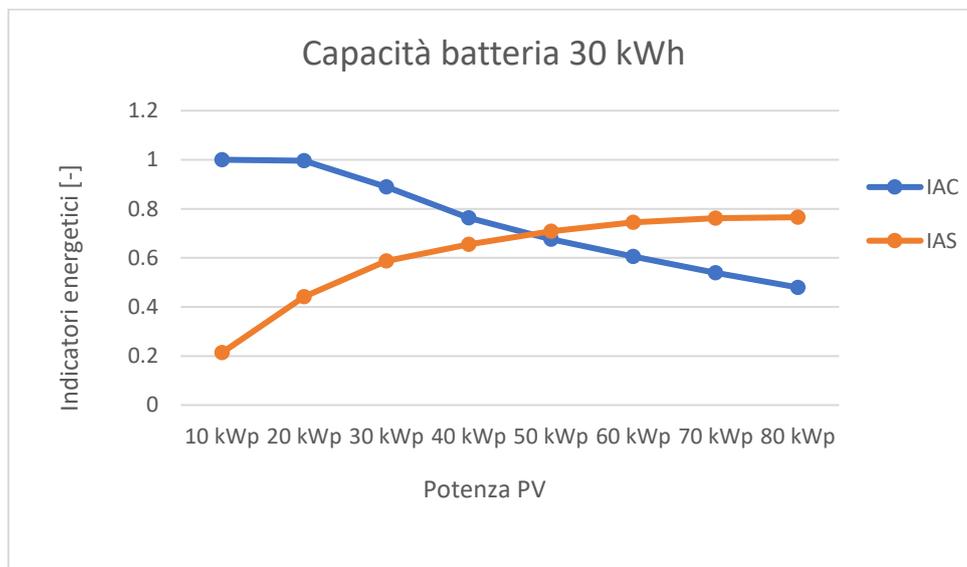


Figura 5-15: effetto della potenza di picco sugli indici energetici. [Elaborazione propria]

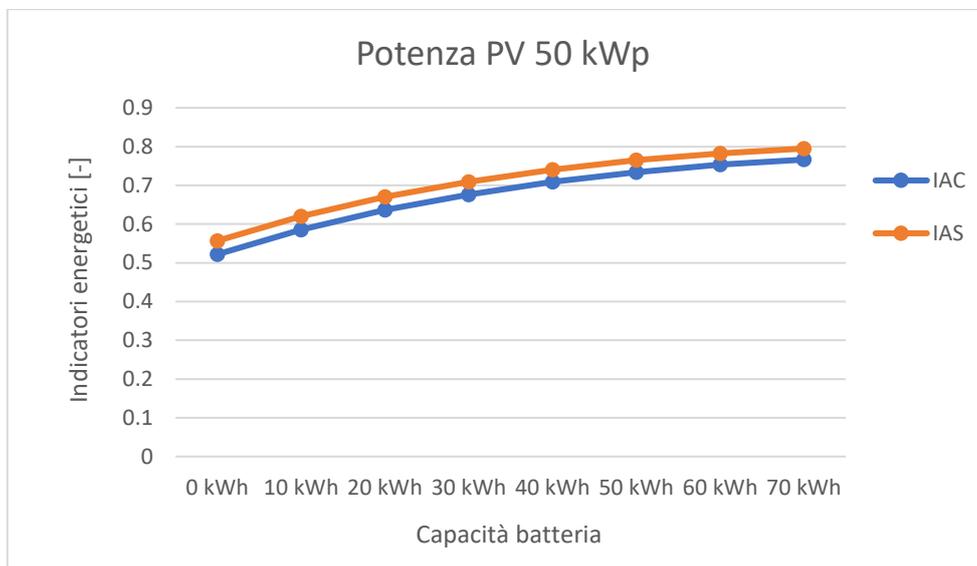


Figura 5-16: effetto della capacità della batteria sugli indici energetici. [Elaborazione propria]

Da un punto di vista energetico si vorrebbero massimi entrambi gli indici. In altre parole, in un piano cartesiano $IAC - IAS$ i punti di design ottimali si trovano nella zona in alto a destra (Nord-Est) del piano. La Figura 5-17 mostra come l'incremento di capacità della batteria sposti i punti verso Nord-Est, operando quindi nella direzione desiderata.

L'effetto dell'aumento della potenza PV non è univoco. Si possono individuare tre zone distinte:

- inizialmente (per piccole potenze), si verifica una zona di importante guadagno di autosufficienza, a scapito di un leggero decremento di autoconsumo (curva verticale o quasi verticale). Il trend è tanto più marcato, quanto più vi è 'spazio' di accumulo;
- segue poi un range sostanzialmente lineare;
- infine, si verifica un evidente *plateau*, segno che il guadagno in autosufficienza è piccolo rispetto alla perdita in autoconsumo.

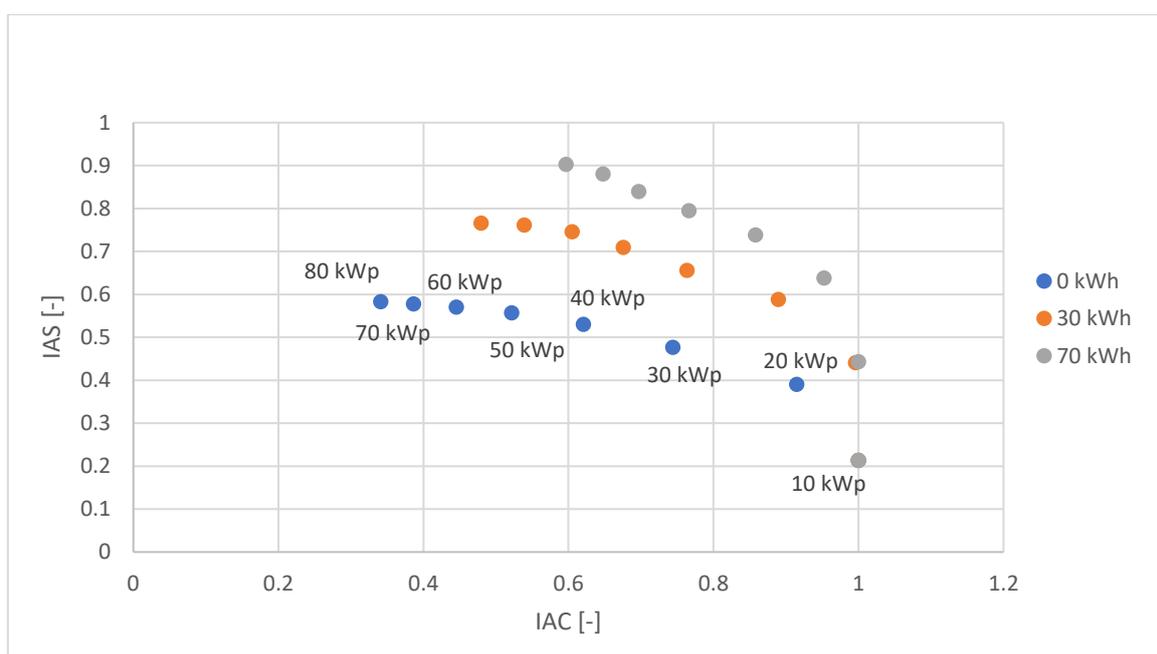


Figura 5-17: alcuni punti della nuvola simulata, nel piano autoconsumo-autosufficienza. [Elaborazione propria]

La scelta del design ottimale in verità dovrebbe essere compiuta considerando anche gli *economics* dell'investimento, tenendo conto che aggiungere capacità di accumulo ha un'influenza determinante sul costo iniziale. Ad ogni modo, non è da escludere che la comunità abbia interesse a realizzare certe soglie minime di autosufficienza o, più probabilmente, di autoconsumo, magari per poter accedere ad ulteriori incentivi o per allinearsi con normative locali e beneficiare quindi di ulteriori promozioni economiche.

5.3.2 Un design ottimale

L'*energy utility*, in qualità di produttore della configurazione, ha interesse che l'investimento sia redditizio, o quantomeno che permetta il ritorno della somma investita e

la remunerazione del compito che svolge all'interno della comunità. Pertanto è naturale che la scelta del design ricada sulla combinazione di fotovoltaico e batteria che massimizza i *KPIs* dell'investimento, in questo caso rappresentati con l'*IRR*. Viene comunque imposto un target di risparmio minimo per il consumatore, al di sotto del quale si assume che il Comune di Monticello non consideri l'iniziativa sufficientemente attraente dal punto di vista economico:

- $PCR \geq 10\%$

Calibrando in modo opportuno il *benefit share* si ottengono i risultati economici riportati in Figura 5-18 per alcune taglie di accumulo. Il design scelto come ottimale presenta 40 kWp di PV e 20 kWh di batteria, rispetta il target di risparmio minimo del Comune e garantisce, a livello annuale, un autoconsumo del 72% e un'autosufficienza del 62%.

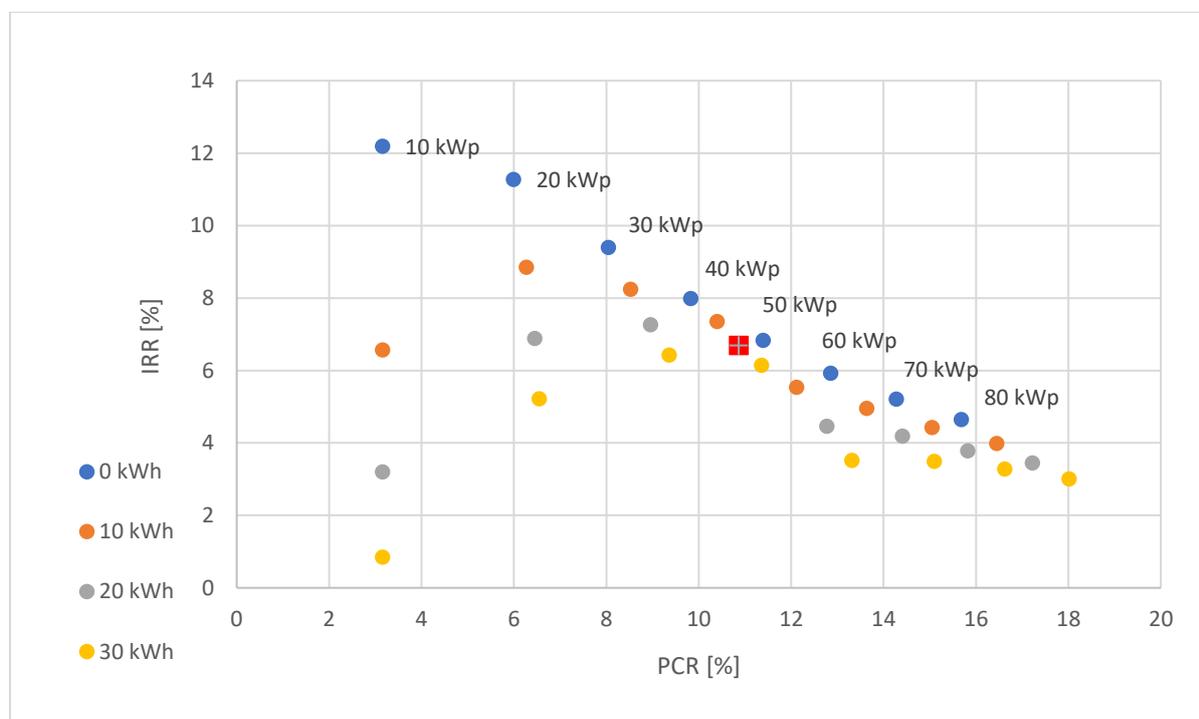


Figura 5-18: alcuni punti della nuvola simulata, ottenuti con benefit share pari a 0.75. Il design ottimale è marcato con croce bianca su sfondo rosso. [Elaborazione propria]

È opportuno analizzare in dettaglio l'incrocio orario tra i profili di produzione e di consumo di energia della comunità, nonché il funzionamento della batteria a ioni di litio, per ogni stagione dell'anno. Per esigenze di lettura dei grafici i profili di carica della batteria e di 'vendita' alla rete vengono visualizzati nel semipiano negativo, pur essendo tali grandezze definite positive:

1. gennaio (Figura 5-19): il carico eccede la produzione in tutte le ore del giorno, per cui la batteria non viene impiegata. L'autoconsumo raggiunto è del 100 %, in quanto non si 'vende' mai alla rete, mentre l'autosufficienza è modesta e si attesta intorno al 33 %;
2. aprile (Figura 5-20): il surplus di produzione è tale da caricare completamente la batteria già alle 11 del mattino, quindi la quota restante è 'venduta' alla rete e non è autoconsumata. Durante le ore serali e notturne è comunque necessario 'comprare' dalla rete, essendo la taglia della batteria limitata. Il risultato è il 75 % di autoconsumo e il 74 % di autosufficienza;
3. luglio (Figura 5-21): il trend è simile a quello di aprile, ma più pronunciato; la quota di energia 'venduta' alla rete è confrontabile con quella autoconsumata. Si avverte chiaramente la necessità di installare più capacità di accumulo. Il risultato è solo il 58 % di autoconsumo, a fronte del 86 % di autosufficienza;
4. ottobre (Figura 5-22): la produzione eccede il carico solamente per 3 ore attorno a mezzogiorno. La sovrapproduzione non è sufficiente per caricare completamente la batteria, il cui stato di carica non raggiunge nemmeno il 30 %. Ne deriva un autoconsumo del 100 % e un'autosufficienza del 50 %.

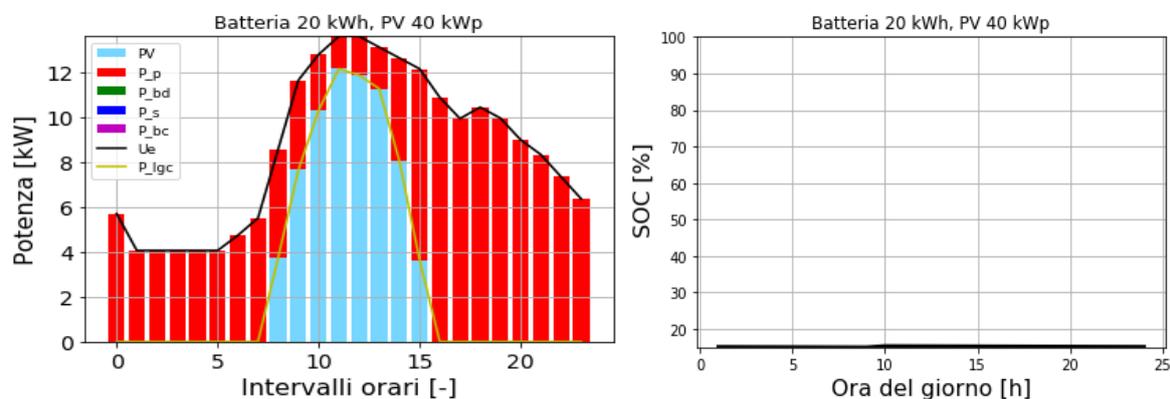


Figura 5-19: profili orari della comunità di Monticello nel mese di gennaio. [Elaborazione propria]

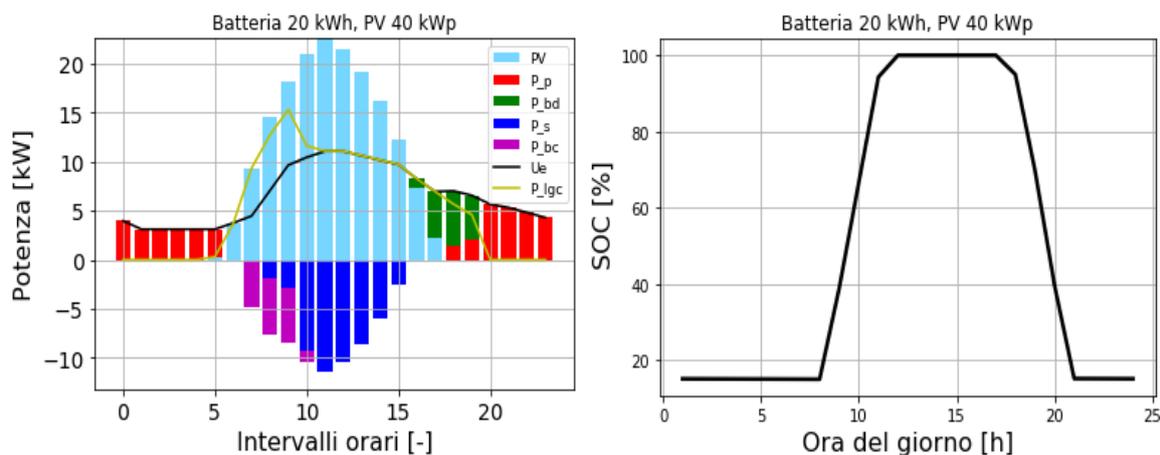


Figura 5-20: profili orari della comunità di Monticello nel mese di aprile. [Elaborazione propria]

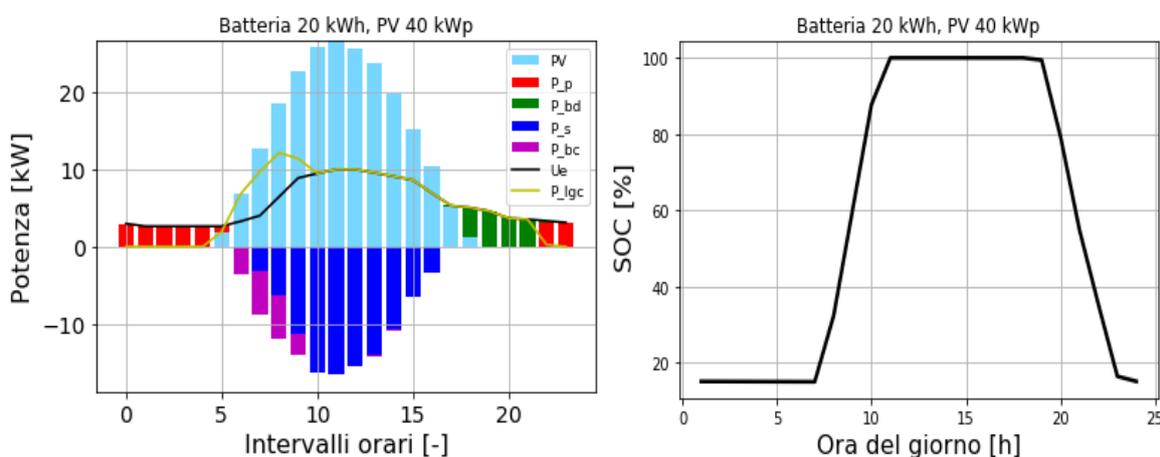


Figura 5-21: profili orari della comunità di Monticello nel mese di luglio. [Elaborazione propria]

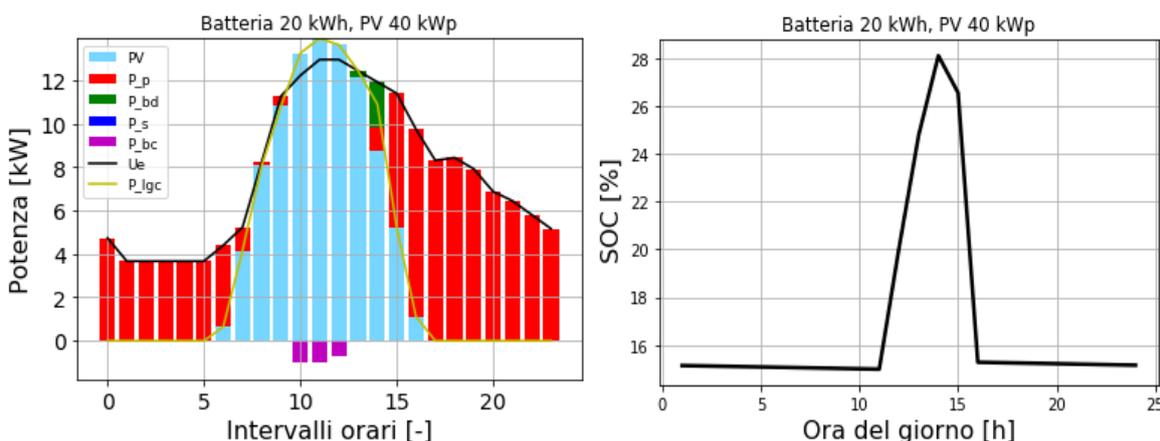


Figura 5-22: profili orari della comunità di Monticello nel mese di ottobre. [Elaborazione propria]

La Tabella 5.3 riassume il contenuto dei grafici sopra esposti. Si ricordi che, anche in caso di autoconsumo pari al 100 %, l'energia condivisa per l'autoconsumo E_{lgc} può eccedere l'energia prodotta E_{PV} , in quanto nella definizione dell'indice di autoconsumo rientra anche l'energia scaricata dalla batteria (vedi equazione (4-24)). La Tabella 5.4 riassume invece le

principali voci di costi e ricavi della configurazione, ricordando che la ripartizione dei ricavi totali tra produttore e consumatore è effettuata con l'approccio del *benefit share* (vedi Paragrafo 4.3.2).

Infine la batteria a ioni di litio, così dimensionata e operata, dovrebbe garantire una durata di 22.8 anni.

Tabella 5.3: flussi di energia e indicatori energetici per il design ottimale selezionato [Elaborazione propria]

Periodo	E_{PV} [kWh]	E_{Ue} [kWh]	IAC [%]	IAS [%]	E_{lgc} [kWh]
Gennaio	2132	6412	100	33	2132
Aprile	4782	4683	75	74	3930
Luglio	6320	4046	58	86	3958
Ottobre	2847	5734	100	50	2922
Anno intero	48320	59744	72	62	39501

Tabella 5.4: dettaglio costi-ricavi per il design ottimale selezionato. [Elaborazione propria]

Voce	Valore	Unità di misura
CAPEX impianto PV	30000	€
CAPEX batteria	7000	€
CAPEX totale	37000	€
OPEX totale	400	€/y
Costo energia elettrica CER	11948.75	€/y
Ricavo valorizzazione energia condivisa	324.70	€/y
Ricavo incentivazione energia condivisa	2256.00	€/y
Ricavo RID energia prodotta	2613.41	€/y
Ricavo totale	5194.11	€/y
Ricavo produttore	3895.58	€/y
IRR produttore	6.7	%

NPV produttore	8910.77	€
Ricavo CER	1298.53	€/y
PCR CER	10.9	%

5.3.3 Analisi di sensitività

Infine, è utile effettuare qualche analisi di sensitività, variando i parametri più incerti di tutta l'analisi. In questo caso, essi sono, il *discount rate* dell'investimento e, seppur in misura minore, il costo unitario del fotovoltaico.

Durante la valutazione economica di un investimento, il tasso di sconto andrebbe, a rigore, calcolato come *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, sulla base della struttura finanziaria dell'operazione. L'attività non si è spinta a tale livello di approfondimento, per cui il *discount rate* è stato ipotizzato pari a 0.04. L'influenza sul *NPV* è mostrata con la *sensitivity analysis* di Figura 5-23.

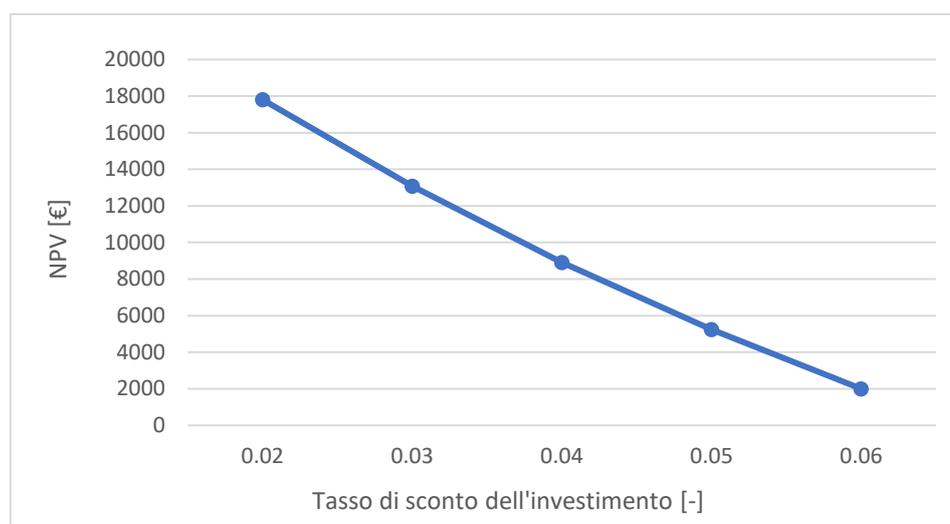


Figura 5-23: analisi di sensitività del NPV al variare del discount rate dell'investimento. [Elaborazione propria]

Il costo unitario di investimento del fotovoltaico ha beneficiato di una rapida riduzione, passando dai circa 1500 €/kWp del periodo 2010/2012 agli attuali 700-800 €/kWp, per impianti di taglia inferiore ai 100 kWp allacciati in BT. Proprio questo range è esplorato in Figura 5-24.

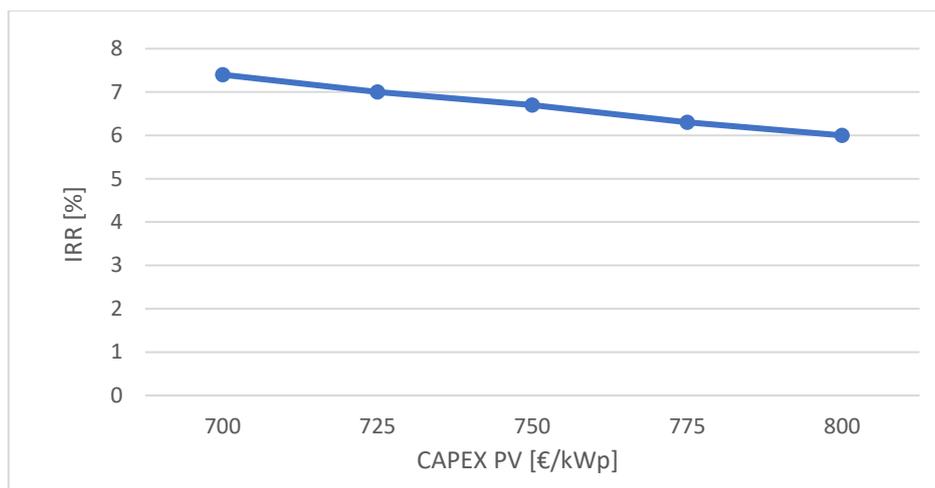


Figura 5-24: analisi di sensitività dell'IRR al variare del costo di investimento dell'impianto PV. [Elaborazione propria]

5.4 I benefici della comunità

5.4.1 Il risparmio di CO₂

Un primo beneficio ambientale della comunità è dato dalla riduzione delle emissioni di biossido di carbonio in atmosfera. Infatti, secondo le più recenti stime di ISPRA relative ai fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico italiano, al 2019 produrre e consumare 1 kWh di energia elettrica comportava l'emissione rispettivamente di $\epsilon_{prod} = 284.5 \text{ g CO}_2 \text{ eq}$ e di $\epsilon_{cons} = 276.3 \text{ g CO}_2 \text{ eq}$ [135]. Il fattore di emissione per consumo di energia elettrica si riduce, rispetto a quello per produzione, in ragione della quota di energia elettrica importata dall'estero, le cui emissioni atmosferiche sono originate fuori dal territorio nazionale.

È possibile calcolare le emissioni dovute ai consumi elettrici del Comune di Monticello allo stato attuale, senza la comunità, come segue:

$$M_{CO_2 \text{ eq}} = \epsilon_{cons} \cdot E_{U_e,1y} = 16.5 \text{ ton/y} \quad (5-3)$$

In seguito alla costituzione della comunità, l'equazione (5-3) è sostituita dalla (5-4):

$$\begin{aligned} M_{CO_2 \text{ eq}} = & (E_{U_e,1y} - E_{lgc,1y}) \cdot \epsilon_{cons} \\ & + (E_{lgc,1y} \cdot \epsilon_{PV} + CAP_{nom} \cdot \epsilon_{Li-ion}) \\ & - (E_{PV,1y} - E_{lgc,1y}) \cdot (\epsilon_{prod} - \epsilon_{PV}) = 9.0 \text{ ton/y} \end{aligned} \quad (5-4)$$

in cui:

- il primo termine tiene conto delle emissioni legate all'energia 'comprata' dalla rete pubblica;
- il secondo termine tiene conto che all'impianto PV e alla batteria spetta una quota di emissioni, da intendersi come *Life Cycle CO₂ Assessment (LCA)*. I fattori di emissione utilizzati sono ricavati da un'attenta *literature review*:
 - $\epsilon_{PV} = 50 \text{ g CO}_2 \text{ eq/kWh}$;
 - $\epsilon_{Li-ion} = 175 \text{ kg CO}_2 \text{ eq/kWh}$; [136][137][138]
- l'ultimo termine considera che l'energia non autoconsumata dalla comunità presenta un fattore di emissione decisamente minore rispetto a quello medio del parco elettrico italiano. Per questo si tratta di un contributo negativo, ossia di emissioni evitate.

Il risparmio in emissioni di CO_2 si ottiene confrontando i risultati delle equazioni (5-3) e (5-4), ed è pari a $\Delta M_{CO_2 \text{ eq}} = -45 \%$.

5.4.2 I possibili ampliamenti della comunità

Il vincolo di prossimità geografica, così come espresso dal D.L. 162/2019, ossia su porzioni di rete BT sottese alla stessa cabina di trasformazione MT-BT, è piuttosto stringente. Ciononostante, è di notevole interesse analizzare gli immediati dintorni delle utenze comunali, al fine di sondare quali potrebbero essere le future adesioni alla comunità. Infatti, citando la delibera 318/2020: "in sede di recepimento della direttiva 2018/2001, potrebbe non essere confermato il criterio scelto dal decreto-legge 162/19 per l'individuazione del perimetro delle comunità di energia rinnovabile" [62]. Inoltre, dato il carattere aperto e volontario della partecipazione, ci si può aspettare che altri soggetti decidano di diventare membri della comunità. La diretta conseguenza è che il design ottimale andrebbe rivalutato sulla base dei carichi elettrici aggiuntivi; è verosimile che sorga la necessità di installare nuova potenza fotovoltaica o ulteriore capacità di accumulo.

Rimanendo nella frazione di Borgo, si trova la residenza sanitaria assistenziale 'M. Farinasso' (segnaposto rosso in Figura 5-25). Il plesso presenta un tetto a falde piuttosto ampio, adatto ad ospitare potenza fotovoltaica. A livello di prelievi, i consumi sono consistenti, pari a poco meno di 90 MWh/y, distribuiti omogeneamente nei diversi mesi dell'anno. L'inclusione della struttura nella CER garantirebbe robustezza e solidità alla configurazione, in quanto i profili di carico sono poco variabili e quindi simulabili con

accuratezza. Inoltre, qualora sorga la volontà e l'opportunità di adeguare la costituzione della comunità all'attuale legislazione regionale (vedi Paragrafo 2.2.3), piuttosto che a quella nazionale (la quale, è bene ricordarlo, è temporanea), è importante prevedere l'inclusione di centri di consumo importanti, in quanto la Regione ha posto il requisito di consumo elettrico minimo della comunità pari a 500 MWh/y.



Figura 5-25: screenshot di alcuni edifici prossimi alla CER delle utenze comunali. [Elaborazione propria tramite Google Earth]

La frazione di Borgo ospita il centro urbano principale di Monticello: nelle vicinanze delle utenze comunali sono ubicati diversi condomini di medie dimensioni, tra cui 2 sono segnati in Figura 5-25 in arancione. Il condominio B37 ospita una trentina di appartamenti, mentre il B40 ospita 7 alloggi più una banca. L'inclusione dei 2 plessi porterebbe quindi nella comunità poco meno di 40 utenze domestiche, che potrebbero beneficiare di un risparmio economico derivante dalla distribuzione dei ricavi. In futuro, la comunità stessa potrebbe offrire ai propri membri ulteriori servizi, come la fornitura diretta di *commodities* (compresa la ricarica per i veicoli elettrici) o gli interventi di riqualificazione ed efficientamento energetico. Per questi sviluppi sarà necessario attendere il completo recepimento delle direttive UE, con cui verrà probabilmente chiarito il ruolo che i *prosumers* e le comunità energetiche, in qualità di aggregatori, potranno ricoprire nei mercati elettrici.

L'adesione alla comunità da parte di un aggregato di utenze domestiche pone inevitabilmente alcune questioni di natura tecnica. In primo luogo, è probabile che i consumi elettrici di utenze residenziali presentino un'elevata variabilità mensile o stagionale, con valori massimi nei mesi invernali (quando la produzione del fotovoltaico è minima) e minimi

a luglio e agosto, quando invece gli impianti PV offrono il massimo della produzione. Il problema è difficilmente risolvibile, sia per l'elevato costo delle tecnologie per l'accumulo stagionale, sia per il loro notevole ingombro. Anche a livello di *matching* orario dei profili di carico e produzione, si registra un discreto sfasamento: il picco di richiesta avviene, in media, verso l'ora di cena (vedi Figura 5-26), quando il fotovoltaico smette di produrre. In questo caso, un attento dimensionamento di sistemi di accumulo, quali ad esempio dei pacchi batteria, può garantire una buona percentuale di autoconsumo dell'energia rinnovabile.

In secondo luogo, la simulazione del profilo orario di carico elettrico di un'utenza residenziale è un'operazione complessa, dato l'alto numero di variabili che lo influenzano, tra cui:

- zona climatica dell'abitazione;
- periodo dell'anno;
- tipologia dell'abitazione (appartamento in condominio, casa indipendente, ecc);
- classe energetica dell'abitazione e delle apparecchiature elettrico/elettroniche;
- superficie dell'abitazione;
- numero di occupanti dell'abitazione;
- comportamenti e abitudini sociali degli occupanti;
- potenza contrattuale dell'utenza.

Statisticamente, quando si considera un aggregato sufficientemente corposo di utenze domestiche, la forma del profilo risultante è abbastanza standard, con un primo picco nelle ore del mattino (che può corrispondere al primo mattino o all'ora di pranzo) e un secondo, più marcato, intorno all'ora di cena, come mostrato in Figura 5-26. Più l'aggregato è numeroso, più il trend atteso è quello appena descritto.

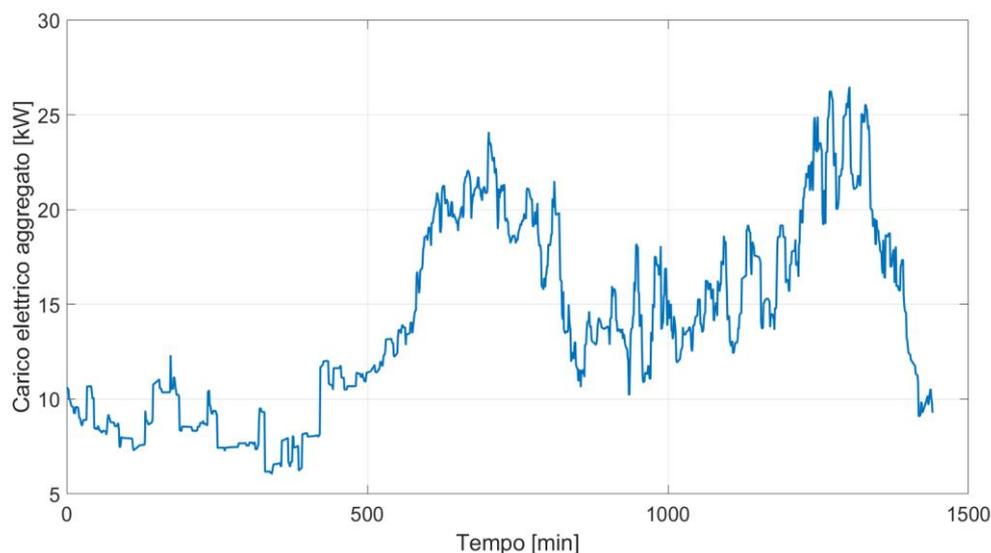


Figura 5-26: tipico profilo di carico elettrico al minuto per un aggregato composto da 40 utenze residenziali.
[Elaborazione propria]

Ai fini della simulazione, si rende quindi necessario conoscere un elevato numero di informazioni, meglio se ricavabili direttamente dal caso particolare analizzato, che forniscano valori medi robusti ed attendibili delle variabili sopra elencate. Una procedura di elaborazione deve in seguito processare i dati di input, simulando il profilo di carico. Il risultato di Figura 5-26, ad esempio, si poggia su database curati da Enea e su una routine informatica, implementata in *MATLAB*, in grado di riprodurre il ciclo di lavoro di tutte le apparecchiature elettriche ed elettroniche normalmente incluse in un'abitazione residenziale, e di attribuire ad ogni *appliance* una probabilità di utilizzo nelle 24 ore del giorno, con granularità di 1 minuto.

Ammettendo, ad esempio, che una decina di utenze domestiche decidano di partecipare alla CER, il profilo orario di carico elettrico di gennaio si modificherebbe come mostrato in Figura 5-27. Il risultato è ottenuto compiendo un set di ipotesi in merito alle variabili sopra elencate.

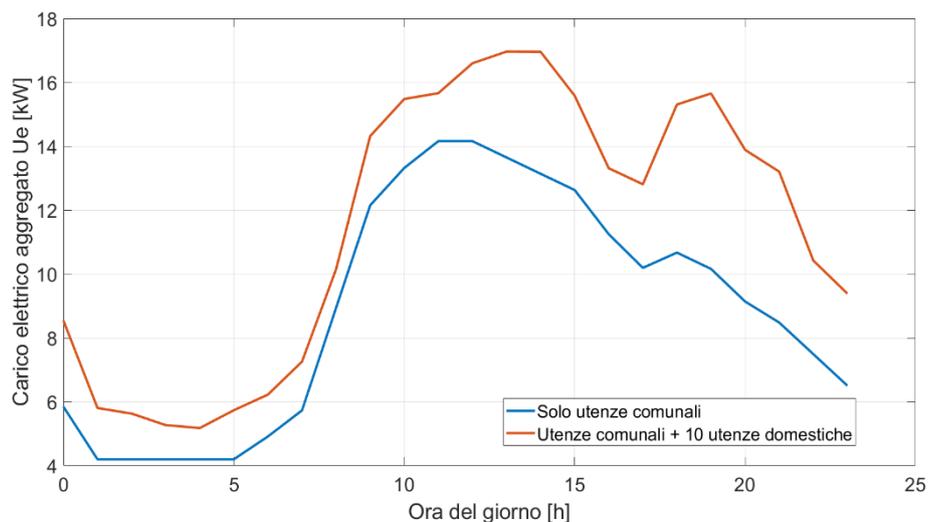


Figura 5-27: modifica al profilo di carico di gennaio della CER, per la presenza di 10 utenze domestiche. [Elaborazione propria]

5.4.3 La bonifica delle coperture in Eternit

Il Comune di Monticello si è dimostrato molto attento al tema della bonifica delle coperture in Eternit presenti sugli edifici del territorio comunale. La modifica del regolamento edilizio del 2019 è stato il primo passo nella direzione della completa rimozione del pericoloso inquinante, obiettivo che accomuna anche altri Comuni del Roero e delle Langhe. L'intervento ha permesso diverse bonifiche nell'ultimo anno, ma vi sono ancora parecchi stabili che risultano contaminati. Ad esempio, il più vicino alle utenze della CER è un rimessaggio agricolo (segnaposto giallo in Figura 5-25), mostrato in Figura 5-28.

L'idea di realizzare la bonifica, contestualmente allo sviluppo di una comunità energetica e quindi all'installazione di impianti fotovoltaici, è una misura che gode di ampio respiro, in quanto rappresenta un'ambiziosa fusione tra azioni ambientali su scala globale (il contrasto al *climate change*) e su scala locale (miglioramento della qualità della vita degli abitanti di Monticello d'Alba).



Figura 5-28: dettaglio del rimessaggio agricolo con tetto in Eternit. [Fotografia propria]

Tuttavia, il costo della bonifica è piuttosto consistente, motivo per cui difficilmente potrebbe essere effettuata senza alcuna forma di incentivazione economica. Secondo recenti stime del gruppo Egea, si tratta di $7 \div 12 \text{ €/m}^2$ per lo smaltimento dell'Eternit, e di $22 \div 27 \text{ €/m}^2$ per una soluzione tecnica di rifacimento del tetto con lamiera grecata isolata e faldaleria di raccordo. Per grosse superfici (maggiori di 10000 m^2), si può stimare un costo unitario di 30 €/m^2 , mentre per superfici inferiori oscilla tra i 35 e i 40 €/m^2 .

Per fare un esempio dell'extra costo dovuto alla bonifica di un tetto a falde, si supponga di voler realizzare un impianto da 40 kWp , come quello che serve la CER di Monticello nel design ottimale, che occupa circa 200 m^2 e dal costo unitario di 750 €/kWp . Nel più favorevole dei casi (impianto su edificio con tetto Est-Ovest a bassa pendenza in Tabella 5.5), il costo unitario aumenta del 30 %, mentre in quello più sfavorevole (impianto su edificio con tetto Nord-Sud) l'aumento è di oltre il 53 %. Conservativamente si può stimare un costo unitario di 1050 €/kWp , qualora sia prevista anche la bonifica dell'Eternit.

Tabella 5.5: dettaglio dell'extra-costi per la bonifica dell'Eternit da un tetto a falde. [Elaborazione propria]

Tipologia di tetto	Occupazione tetto con PV	Area da bonificare [m ²]	Costo bonifica [€]	Costo unitario totale [€/kWp]
No Eternit	-	-	0	750
Eternit Est-Ovest <i>low tilt</i>	90 %	222	8889	972
Eternit Nord-Sud	50 %	400	16000	1150

Con questo input, si può procedere a ritroso per determinare l'extra-incentivo che riporti la redditività allo stesso valore dell'analisi di partenza, ossia *IRR* pari al 6.7 %. Dalla Figura 5-29 si vede come sarebbe necessario disporre di quasi 40 €/MWh ulteriori, per pareggiare l'*IRR* di partenza.

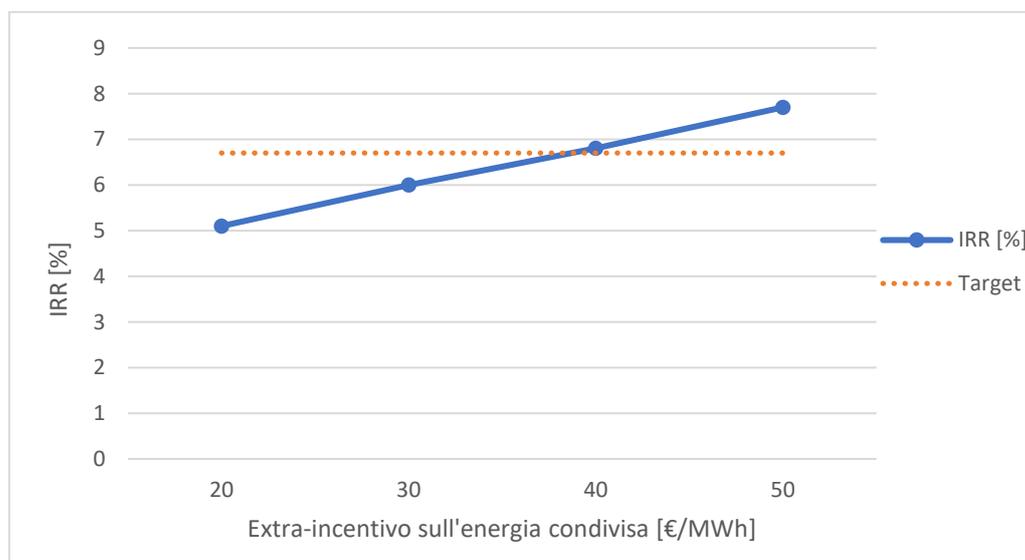


Figura 5-29: incentivo necessario per riportare la redditività dell'investimento al valore iniziale. [Elaborazione propria]

Conclusioni

Il caso studio proposto in questa tesi è costituito da una Comunità di Energia Rinnovabile (CER), entità definita e riconosciuta per la prima volta, a livello europeo, dalla direttiva UE 2018/2001, e introdotta nella normativa italiana, seppur in fase sperimentale, dal D.L. 162/19 'Milleproroghe'. Muovendo da un'analisi della normativa europea ed italiana, si sono analizzate le principali scelte regolatorie, in relazione alle potenzialità e ai benefici che le comunità energetiche promettono di offrire alle strategie di decarbonizzazione, al sistema elettrico, ai consumatori di energia e al territorio in cui si trovano ad operare.

Il focus del lavoro ha riguardato lo sviluppo di una procedura informatica, in linguaggio *Python*, con cui caratterizzare le prestazioni energetico-economiche di una CER. La logica adottata per la gestione energetica del nodo elettrico persegue la massimizzazione dell'energia condivisa per l'autoconsumo, come definita dal 'Milleproroghe', sebbene non si escluda che in futuro si potrebbero implementare differenti *battery management strategies*, una volta chiarito il ruolo delle comunità energetiche sui mercati elettrici, non ultimo quello dei servizi di dispacciamento. A livello economico una separazione netta dei ruoli di produttore e di consumatore ha permesso di individuare un semplice modello, basato sulla tecnica a *Discounted Cash Flows (DCF)*s, che consente di stimare la redditività dell'investimento per il produttore e il risparmio percentuale in bolletta per il consumatore.

La CER oggetto di studio è composta da alcune utenze comunali del piccolo Comune di Monticello d'Alba (CN), concentrate nella frazione di Borgo e aventi un consumo elettrico annuo appena inferiore a 60 MWh/y. Dall'incrocio orario dei profili di immissione e prelievo, si è concluso che, a parità di capacità di accumulo, al crescere della potenza fotovoltaica aumenta l'autosufficienza ma diminuisce l'autoconsumo. Più 'spazio' di accumulo comporta invece un aumento di entrambi gli indici, ma a scapito del *CAPEX*, in quanto il costo di investimento della batteria a ioni di litio è piuttosto impattante. Un design ottimale (a massimo *IRR* del produttore), in grado di soddisfare il target del 10% di risparmio minimo del Comune, prevede l'installazione di 40 kWp di PV e di 20 kWh di batteria, e ottiene il 72 % di autoconsumo annuo, il 62 % di autosufficienza annua e il 6.7 % di *IRR*. Dalla simulazione si è anche ottenuto il dettaglio del funzionamento della batteria nei diversi mesi dell'anno: il componente, così dimensionato e operato, dovrebbe garantire una durata di 22.8 anni.

L'analisi del caso studio ha permesso, seppur su piccola scala, di testare l'elevato potenziale delle comunità energetiche in Italia. In particolare, è emerso che:

- l'allargamento del perimetro dell'autoconsumo da FER potrebbe garantire un notevole rilancio del fotovoltaico, indispensabile per raggiungere gli obiettivi del PNIEC al 2030. L'incentivo predisposto dal MISE in questa fase di sperimentazione sembra essere attraente e in grado di promuovere l'impiego di sistemi di accumulo;
- l'autoconsumo da FER promette un importante risparmio in emissioni di CO_2 . Il Comune di Monticello, grazie alla costituzione della CER delle sole utenze comunali, potrebbe evitare l'emissione di circa 7500 kg di CO_2 ogni anno, pari al 45 % della quantità emessa attualmente. Tale risparmio è attribuibile quasi esclusivamente al fatto che l'energia è prodotta tramite un impianto a fonte rinnovabile, e non all'autoconsumo in sé;
- le comunità possono fornire benefici economici ai propri membri. Nel design analizzato, il Comune usufruisce di un risparmio sulla bolletta elettrica di circa l'11 %, vantaggio che potrebbe essere esteso (seppur eventualmente con cifre differenti) anche ad altre tipologie di clienti finali, come privati cittadini o PMI, qualora decidessero di partecipare alla comunità. I benefici economici sono sicuramente un valido strumento per contrastare la povertà energetica, il cui rischio è stato acuito notevolmente dalla pandemia di *Covid 19*, e il caro-energia, che da tempo rallenta lo sviluppo delle PMI italiane;
- le comunità possono garantire benefici ambientali e sociali al territorio in cui operano. Nel caso in esame la sinergia tra bonifica dell'Eternit e installazione di impianti fotovoltaici a servizio della comunità sembra essere promettente, alla luce della sensibilità e dell'attenzione che il Comune e i cittadini hanno saputo mostrare in tema. Tuttavia, l'extra-costi dovuto allo smaltimento dell'Eternit e al rifacimento del tetto causa un aumento del *CAPEX* intorno al 40%, impattando notevolmente il ritorno dell'investimento;
- le aziende energetiche possono ritagliarsi un ruolo importante. Esse possono supportare le comunità, proponendo gli interventi da effettuare al fine di raggiungere gli obiettivi, sostenendo gli investimenti (nel modello cosiddetto *Top-Down*, gli investimenti sono a completo carico dell'azienda, ma è possibile e auspicabile realizzare situazioni intermedie), gestendo l'attività di produzione e di

manutenzione degli impianti, interfacciandosi con il GSE e distribuendo i benefici economici dell'iniziativa ai membri. È evidente che i rapporti tra azienda energetica e comunità vadano regolati tramite un opportuno accordo, i cui dettagli possono essere di delicata negoziazione, e che non possono in alcun modo minare le finalità e gli obiettivi che contraddistinguono le comunità energetiche.

Durante l'analisi sono emerse anche alcune criticità, che rischiano di rallentare la diffusione delle comunità energetiche sul territorio nazionale (soprattutto, ma non solo, nella fase di sperimentazione), o di limitarne le potenzialità di sostenibilità e trasparenza. In merito:

- le imprese distributrici sono state chiamate dall'Autorità a rendere disponibili le informazioni relative alla localizzazione dei punti di connessione rispetto alle cabine secondarie, ad esempio attraverso apposite mappe consultabili via internet dai soggetti interessati. Lo sviluppo di opportune piattaforme *online* da parte dei *DSOs* potrebbe richiedere parecchio tempo, tenuto conto della cospicua lunghezza delle reti di distribuzione in BT che ogni distributore ha in concessione. È auspicabile che sia i soggetti proponenti una nuova configurazione, sia il GSE siano in grado di eseguire in modo semplice e in tempi rapidi le verifiche riguardo ai POD di loro interesse;
- il carattere aperto e volontario della partecipazione pone alcune difficoltà nel design della configurazione ottimale e nella gestione degli investimenti. Ad esempio, ipotizzando che una decina di utenze domestiche della frazione di Borgo in Monticello aderiscano in un secondo momento alla CER, il design ottimale andrebbe con ogni probabilità aggiornato, eventualmente per includere più capacità di accumulo e raggiungere gli stessi risultati in termini di energia condivisa.
- l'eventuale indisponibilità di dati orari (seppur non validati) potrebbe compromettere, agli occhi dei membri della comunità, la trasparenza con cui il GSE calcola l'energia oraria condivisa.

Nell'immediato futuro questo lavoro di tesi potrebbe essere ulteriormente sviluppato nelle seguenti direzioni:

- controllo dell'ubicazione dei POD delle utenze comunali, nonché dei principali condomini e della residenza 'M. Farinasso' nella frazione di Borgo in Monticello, una volta che il distributore avrà messo a disposizione gli strumenti necessari alla verifica;

- successiva eventuale esclusione-inclusione di utenze nella CER, con revisione dei consumi elettrici, del profilo di carico (anche tramite misurazioni in locale) e delle potenzialità di installazioni fotovoltaiche;
- simulazione dell'impiego di tecniche di *DSM*, qualora la quota di partecipazione delle utenze domestiche alla CER dovesse divenire importante;
- affinamento ed ampliamento del modello di intervento *Top-Down*, includendo anche la partecipazione dei membri della comunità agli investimenti;
- sviluppo di una metodologia robusta e coerente per il riparto dei benefici economici all'interno della comunità, con eventuale inclusione e sperimentazione della *blockchain*.

Riferimenti bibliografici e sitografici

- [1] C. Checchi, “Il futuro delle comunità energetiche,” *GME, in collaborazione con il gruppo Adnkronos*, p. 26, 2019.
- [2] E. Schmid, B. Knopf, and A. Pechan, “Putting an energy system transformation into practice: The case of the German Energiewende,” *Energy Res. Soc. Sci.*, 2016, doi: 10.1016/j.erss.2015.11.002.
- [3] A. L. Harnmeijer, “A Short History of Community Renewable Energy in the United Kingdom: characterisation and development from 1870-2015,” in *Handbook on Energy Transition and Participation*, Holstenkamp L. & Radtke J. (Eds), Springer Verlag, Wiesbaden. ResearchGate, 2017.
- [4] Ing. M. Rivarolo, “Il sistema elettrico italiano e i mercati elettrici.” Thermochemical Power Group DIME – University of Genoa (Italy), Genova.
- [5] E. Falchetti, “L’industria elettrica: dalle origini al primo Dopoguerra,” Luiss Guido Carli, 2016.
- [6] “Società Elettrica in Morbegno,” 2020. <https://www.sem-morbegno.it/home.html>.
- [7] SECAB, “Società Elettrica Cooperativa dell’Alto Bùt,” 2020. <https://www.secab.it/home/>.
- [8] Wikipedia, “Enel,” 2020. <https://it.wikipedia.org/wiki/Enel>.
- [9] F. Petrini, *La crisi energetica del 1973: Le multinazionali del petrolio e la fine dell’età dell’oro (nero)*. 2012.
- [10] F. Mey and M. Diesendorf, “Who owns an energy transition? Strategic action fields and community wind energy in Denmark,” *Energy Res. Soc. Sci.*, 2018, doi: 10.1016/j.erss.2017.10.044.
- [11] REScoop, “The energy transition to energy democracy: final results oriented report of the REScoop 20-20-20 Intelligent Energy Europe project,” 2016.
- [12] A. Zaghi, “Generazione distribuita alla luce del PNIEC,” in *Prosumers: generazione ed efficienza alla luce del PNIEC*, 2019, p. 5.
- [13] L. Holstenkamp, “Financing and business model of energy cooperatives and other community energy companies,” in *German energy solution initiatives*, 2018, p. 7.
- [14] “REScoop.eu,” 2020. <https://www.rescoop.eu/>.
- [15] A. Caramizaru and A. Uihlein, “Energy communities: an overview of energy and social innovation,” Luxembourg, 2020.
- [16] M. Gancheva, S. O’Brien, N. Crook, and C. Monteiro, “Models of Local Energy Ownership and the Role of Local Energy Communities in Energy Transition in Europe,” 2018.
- [17] R. Roberts, J. Bodman, F and Rybski, “Community Power: Model Legal Frameworks for Citizen-owned Renewable Energy,” London, 2014.
- [18] S. Batel, P. Devine-Wright, and T. Tangeland, “Social acceptance of low carbon energy and associated infrastructures: A critical discussion,” *Energy Policy*, 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2013.03.018.
- [19] A. Amato, “Tesi di laurea magistrale: Comunità energetiche ed edifici a energia quasi zero: un tipico caso studio,” Politecnico di Torino, 2019.

- [20] N. Dr. Simcock, R. Willis, and P. Capener, “Cultures of Community Energy, International case studies,” London.
- [21] Folkecenter for Renewable Energy, “Hvide Sande,” 2020. <https://folkecenter.wordpress.com/hvide-sande/>.
- [22] K. B. Bak, “Wind energy as a lever for local development in peripheral regions,” 2012.
- [23] IEA Press Release, “IEA policy review commends Germany’s ambitious efforts to advance its clean energy transition,” 2020. <https://www.iea.org/news/iea-policy-review-commends-germanys-ambitious-efforts-to-advance-its-clean-energy-transition>.
- [24] Energy Communities, “Bioenergy Village Jühnde.” <http://enercommunities.eu/course/bioenergy-village-juhnde/>.
- [25] Cyclifier.org, “Bioenergy Village Jühnde.” <https://www.cyclifier.org/project/bioenergy-village/>.
- [26] Energy Communities, “Dardesheim Windpark.” <http://enercommunities.eu/gallery/gallery-2/>.
- [27] European Commission, “Clean energy for all Europeans package,” 2018. https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en.
- [28] Parlamento Europeo, *DIRETTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE*. 2019.
- [29] Parlamento Europeo, *DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell’11 dicembre 2018 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili*. 2018.
- [30] Società di consulenza Elemens, “Energy Community:dall’Europa all’Italia, dalla teoria alla pratica,” 2019.
- [31] Riccardo Battisti per Ambiente Italia, “Autoconsumo collettivo e comunità energetiche: sviluppi futuri e raccomandazioni.” [Online]. Available: <https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2020/04/D4.3-National-Policy-Paper-Italy.pdf>.
- [32] QualEnergia.it, “<https://www.qualenergia.it/articoli/fotovoltaico-e-autoconsumo-collettivo-nei-condomini-austriaci/>,” 2019. <https://www.qualenergia.it/articoli/fotovoltaico-e-autoconsumo-collettivo-nei-condomini-austriaci/>.
- [33] PVEurope-eu, “Spain: Government suspends controversial 7% solar power tax,” 2018. <https://www.pveurope.eu/solar-generator/spain-government-suspends-controversial-7-solar-power-tax>.
- [34] ARERA, *Orientamenti per la regolazione delle partite economiche relative all’energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell’ambito di comunità di energia rinnovabile*. 2020.
- [35] ARERA, *Memoria dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito all’affare sul sostegno alle attività produttive mediante l’impiego di sistemi di generazione accumulata e autoconsumo di energia elettrica (atto N. 59)*. 2019.
- [36] Governo della Repubblica Italiana, *Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica.” Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 1999.*
- [37] Terna, “Il sistema elettrico.” <https://www.terna.it/it>.
- [38] ARERA, *Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione,*

- distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.* 2013.
- [39] ARERA, *Definizioni rilevanti in relazione alle configurazioni private ammissibili, con particolare riferimento ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.* 2019.
- [40] Parlamento della Repubblica Italiana, *Legge 23 luglio 2009, n. 99 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.”* Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 2009.
- [41] GSE, “Servizio di Scambio sul Posto, regole tecniche.” 2019.
- [42] ARERA, *Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per la regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, Allegato A.* 2013.
- [43] Fotovoltaico Insieme, “Autoconsumo da solare fotovoltaico,” 2020. <https://www.fotovoltaicoinsieme.com/autoconsumo-scambio-eccezioni/>.
- [44] P. Lazzeroni, S. Olivero, and M. Repetto, “Economic perspective for PV under new Italian regulatory framework,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.12.056.
- [45] “GSE.” <https://www.gse.it/>.
- [46] Società di consulenza Elemens, “Affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l’impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica,” 2018.
- [47] ARERA, “Perdite di rete sulle reti di distribuzione dell’energia elettrica: revisione dei fattori percentuali convenzionali e del meccanismo di perequazione.” <https://www.arera.it/it/schedetecniche/15/377-15st.htm>.
- [48] ARERA, “Guida alla lettura della bolletta elettrica,” 2020. [https://bolletta.arera.it/bolletta20/index.php/guida-voci-di-spesa/eletricita#:~:text=Il prezzo complessivo applicato in,componente di dispacciamento \(DispBT \).&text=una quota energia \(euro%2FkWh\),-Comprende gli importi](https://bolletta.arera.it/bolletta20/index.php/guida-voci-di-spesa/eletricita#:~:text=Il prezzo complessivo applicato in,componente di dispacciamento (DispBT).&text=una quota energia (euro%2FkWh),-Comprende gli importi).
- [49] QualEnergia.it, “Dal primo aprile la bolletta cala, ma cosa paghiamo?,” 2019. <https://www.qualenergia.it/articoli/199440dal-primo-aprile-la-bolletta-cala-ma-cosa-paghiamo/>.
- [50] ARERA, *Memoria dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito al disegno di legge “Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l’attuazione di altri atti dell’Unione Europea-Legge di delegazione europea 2019” (Atto Senato).* 2020.
- [51] Parlamento della Repubblica Italiana, *Legge 28 dicembre 2015, n. 221 “Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell’uso eccessivo di risorse naturali.”* Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 2015.
- [52] InformaImpresaonline, “Oil free zone,” 2016. <https://www.informaimpresa.it/item/oil-free-zone-sono-aree-territoriali-nelle-quali-puo-essere-prevista-la-progressiva-sostituzione-del-petrolio-con-energie-prodotte-da-fonti-rinnovabili>.
- [53] QualEnergia.it, “Una smart grid per una comunità energetica autonoma in Sardegna,” 2019. <https://www.qualenergia.it/articoli/una-smart-grid-per-una-comunita-energetica-autonoma-in-sardegna88/>.
- [54] Regione Piemonte, *Legge regionale 3 agosto 2018, n. 12 “Promozione dell’istituzione delle comunità energetiche.”* 2018.

- [55] Regione Piemonte, *Legge regionale 3 agosto 2018, n. 12 “Promozione dell’istituzione delle comunità energetiche”*. Disposizioni attuative e approvazione, per l’anno 2019, dei criteri per il sostegno finanziario. 2019.
- [56] A. Clinco and S. De Nigris, “Comunità energetiche: Inquadramento normativo e progetti pilota in Piemonte,” in *Comunità energetiche e accumuli*, 2020, p. 19.
- [57] Close-up Engineering, “La prima Oil Free Zone in Italia,” 2019. <https://energycue.it/prima-oil-free-zone-italia/12857/#:~:text=La Oil Free Zone%2C battezzata,nel territorio di propria competenza.>
- [58] G. Mutani, S. Santantonio, A. Tartaglia, and V. Todeschi, “Comunità Energetica Pinerolese: scheda progettuale,” 2019.
- [59] Legambiente, “Comunità rinnovabili 2020,” 2020.
- [60] aceapinerolese.it, “ACEA,” 2020. <https://www.aceapinerolese.it/>.
- [61] Governo della Repubblica Italiana, *Testo coordinato del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162. Art. 42bis*. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 2020.
- [62] ARERA, *Regolazione delle partite economiche relative all’energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile*. 2020.
- [63] Elettricità Futura, “Osservazioni di Elettricità Futura al documento di consultazione DCO 112/2020 di ARERA,” 2020.
- [64] QualEnergia.it, “Comunità energetica, un ruolo per ESCo ed equity crowdfunding. Un esempio a Venezia.” <https://www.qualenergia.it/articoli/comunita-energetica-il-ruolo-per-esco-ed-equity-crowdfunding-un-esempio-a-venezial/>.
- [65] World Energy Council, “World Energy Trilemma Index 2019,” 2019. [Online]. Available: <https://www.worldenergy.org/transition-toolkit/world-energy-trilemma-index>.
- [66] M. L. Di Silvestre, S. Favuzza, E. Riva Sanseverino, and G. Zizzo, “How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are changing key power infrastructures,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.05.068.
- [67] European Commission, “Green Deal europeo: adoperarsi per essere il primo continente a impatto zero sul clima,” 2020. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it.
- [68] L. Mercalli, D. Cat Berro, V. Acordon, and C. Castellano, *Il clima che cambia*. Milano, 2018.
- [69] European Commission, “Pacchetto per l’energia e il clima 2020.” https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_it.
- [70] TAIYANGNEWS, “European Union Statistical Office Eurostat Claims EU Achieved 18% Renewable Energy Share In Gross Energy Consumption In 2018, Which Leaves 2% Absolute To Go To Meet 2020 Targe,” 2020. <http://taiyangnews.info/markets/re-share-in-2018-for-eu-increased-to-18/>.
- [71] European Commission, “Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables),” 2016. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Report WP1.pdf>.
- [72] GSE, “Fonti rinnovabili: rapporto statistico 2018,” 2019. [Online]. Available: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti GSE/Rapporti statistici/GSE - Rapporto Statistico FER 2018.pdf.

- [73] E. Chiavazzo, “Introduzione al corso di Accumulo e trasporto di energia,” 2019.
- [74] Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima,” 2019.
- [75] Rinnovabili.it, “Revamping eolico, semplificazioni nella Riforma Via,” 2018. <https://www.rinnovabili.it/energia/eolico/revamping-eolico-riforma-via/>.
- [76] SolareB2B, “Althesys/1: il 40% degli impianti fotovoltaici utility scale in Italia è affetto da problematiche,” 2018. <https://www.solareb2b.it/impianti-fotovoltaici-utility-scale/>.
- [77] M. A. Heldeweg and Séverine Saintier, “Renewable energy communities as ‘socio-legal institutions’: A normative frame for energy decentralization?,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109518.
- [78] D. Brown, S. Hall, and M. E. Davis, “What is prosumerism for? Exploring the normative dimensions of decentralised energy transitions,” *Energy Res. Soc. Sci.*, 2020, doi: 10.1016/j.erss.2020.101475.
- [79] Wikipedia, “Alvin Toffler, biography,” 2020. https://it.wikipedia.org/wiki/Alvin_Toffler.
- [80] S. Moroni, V. Antonucci, and A. Bisello, “Local energy communities and distributed generation: Contrasting perspectives, and inevitable policy trade-offs, beyond the apparent global consensus,” *Sustain.*, 2019, doi: 10.3390/su10023493.
- [81] R. Zafar, A. Mahmood, S. Razzaq, W. Ali, U. Naeem, and K. Shehzad, “Prosumer based energy management and sharing in smart grid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.07.018.
- [82] T. Korotko, A. Rosin, and R. Ahmadiyahangar, “Development of prosumer logical structure and object modeling,” 2019, doi: 10.1109/CPE.2019.8862390.
- [83] European Renewable Energies Federation (EREF), “PV prosumer guidelines for eight EU member states,” 2019. [Online]. Available: https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2019/05/1904_PVP4Grid_Bericht_EUnat_web.pdf.
- [84] PVP4GRID.eu, “Enabling consumers to become PV prosumers in a system-friendly manner,” 2020. <https://www.pvp4grid.eu/>.
- [85] C. Herbes, V. Brummer, J. Rognli, S. Blazejewski, and N. Gericke, “Responding to policy change: New business models for renewable energy cooperatives – Barriers perceived by cooperatives’ members,” *Energy Policy*, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.06.051.
- [86] Enea, “EnR Position Paper on Energy Poverty in the European Union,” 2019.
- [87] Comitato europeo delle regioni, “È tempo di eliminare la povertà energetica in Europa,” 2019. <https://cor.europa.eu/it/news/Pages/time-to-eradicate-energy-poverty-in-europe.aspx>.
- [88] B. van Veelen and D. van der Horst, “What is energy democracy? Connecting social science energy research and political theory.,” *Energy Research and Social Science*. 2018, doi: 10.1016/j.erss.2018.06.010.
- [89] QualEnergia.it, “Superbonus in versione definitiva: quando il fotovoltaico dà diritto alla detrazione fiscale del 110%.” <https://www.qualenergia.it/articoli/superbonus-in-versione-definitiva-quando-il-fotovoltaico-da-diritto-detrazione-fiscale-del-110/>.
- [90] Osservatorio NIMBY Forum, “NIMBY Forum 2018,” 2018.
- [91] QualEnergia.it, “Transizione energetica, i fattori umani e sociali non possono essere trascurati,” 2018. <https://www.qualenergia.it/articoli/transizione-energetica-fattori-umani-e-sociali-non-possono-essere-trascurati/>.

- [92] Wikipedia, “NIMBY,” 2020. <https://it.wikipedia.org/wiki/NIMBY>.
- [93] Eurobarometer, “Special Eurobarometer on Climate Change, Italy,” 2019, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/support/docs/it_climate_2019_en.pdf.
- [94] N. Magnani, *Transizione energetica e società – temi e prospettive di analisi sociologica*. 2018.
- [95] Società di consulenza Gartner, “The fourth industrial revolution.” <https://www.gartner.com/en>.
- [96] A. Di Renzo, “Flexible Power Systems: a comprehensive view on Smart Grids,” Espoo, 2020.
- [97] A. Nekrassov, “Smart Grids: A high-tech [r]evolution to facilitate the energy transition,” Houches, 2016.
- [98] European Technology Platform for Smart Grids, “Smart Grids,” 2020. https://www.earpa.eu/earpa/39/etp_smartgrids.html.
- [99] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, and J. Salpakari, “Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.057.
- [100] Joint Research Centre, “Smart Electricity Systems and Interoperability,” 2020. <https://ses.jrc.ec.europa.eu/our-core-activities>.
- [101] Wikipedia, “Smart metering.” https://it.wikipedia.org/wiki/Contatore_intelligente.
- [102] European Commission, “Benchmarking smart metering deployment in the EU-28,” Brussels, 2019.
- [103] ARERA, “Smart metering- Settore energia elettrica.” [https://www.arera.it/it/operatori/smartmetering.htm#:~:text=Gas %2F Servizi idrici-,Smart metering,energia elettrica%2C gas e acqua](https://www.arera.it/it/operatori/smartmetering.htm#:~:text=Gas%20Servizi%20idrici-,Smart%20metering,energia%20elettrica%20gas%20e%20acqua).
- [104] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, “A summary of demand response in electricity markets,” *Electric Power Systems Research*. 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2008.04.002.
- [105] Ministero dello Sviluppo Economico, *Decreto 30 gennaio 2020 “Criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica, denominata vehicle to grid.”* 2020.
- [106] I. Sami *et al.*, “A bidirectional interactive electric vehicles operation modes: Vehicle-to-grid (V2G) and grid-to-vehicle (G2V) variations within smart grid,” 2019, doi: 10.1109/CEET1.2019.8711822.
- [107] QualEnergia.it, “Vehicle-to-Grid: cos’è, cosa può fare, quali prospettive in Italia.” <https://www.qualenergia.it/articoli/vehicle-to-grid-cose-cosa-puo-fare-quali-prospettive-in-italia/>.
- [108] W. Qiang and S. Min, “Integrating blockchain technology into the energy sector— from theory of blockchain to research and application of energy blockchain,” *Comput. Sci. Rev.*, vol. 37, 2020.
- [109] Wikipedia, “Peer-to-peer,” 2020. <https://it.wikipedia.org/wiki/Peer-to-peer>.
- [110] Ing. Armando Portoraro, “Blockchain e scambi di energia P2P,” 2019.
- [111] Tidingsblog.com, “Cos’è il Blockchain e a cosa serve?,” 2019. <http://www.tidingsblog.com/blockchain-che-cose/>.
- [112] Blockchain Team, “Cosa è la Blockchain?,” 2019. <https://www.blockchainteam.it/2019/04/04/cosa-e-la-blockchain/>.
- [113] Y. Lu, “The blockchain: State-of-the-art and research challenges,” *J. Ind. Inf. Integr.*, vol. 15,

- 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jii.2019.04.002>.
- [114] M. Andoni *et al.*, “Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.10.014.
- [115] I and Lsole24ore.com, “Smart contract: cosa sono (e come funzionano) le clausole su blockchain,” 2019. https://www.ilsole24ore.com/art/smart-contract-cosa-sono-e-come-funzionano-clausole-blockchain-ACsDo2P?refresh_ce=1.
- [116] C. Plaza, J. Gil, F. De Chezelles, and K. A. Strang, “Distributed Solar Self-Consumption and Blockchain Solar Energy Exchanges on the Public Grid Within an Energy Community,” 2018, doi: 10.1109/EEEIC.2018.8494534.
- [117] L. Debarberis, P. Lazzeroni, S. Olivero, V. A. Ricci, F. Stirano, and M. Repetto, “Technical and economical evaluation of a PV plant with energy storage,” 2013, doi: 10.1109/IECON.2013.6700261.
- [118] E-distribuzione, “Open meter,” 2020. <https://www.e-distribuzione.it/open-meter.html>.
- [119] PVEDucation.org, “Solar cell parameters,” 2020. <https://www.pveducation.org/pvc/drom/solar-cell-operation/iv-curve>.
- [120] FuturaSun, “Moduli fotovoltaici monocristallini,” 2020. [futurasun.com/prodotti/pannelli-monocristallini/monocristallino-fotovoltaico-300/](https://www.futurasun.com/prodotti/pannelli-monocristallini/monocristallino-fotovoltaico-300/).
- [121] F. Spertino, “The effect of irradiance and temperature on I-U characteristic curve,” 2019.
- [122] European Commission, “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS),” *EU Science Hub*, 2020. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [123] IRENA, “Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030,” 2017. [Online]. Available: <https://www.irena.org/>.
- [124] D. Novelli, “Come funzionano le comunità energetiche e quali regole per costituirle,” in *Comunità energetiche: dal decreto MiSE ai casi pratici*, 2020, p. 8.
- [125] V. Verda, “Introduction to optimization in energy engineering,” 2019.
- [126] E. Chong and S. H. Zak, *An introduction to optimization*, Second. 2001.
- [127] M. S. Prasad, “Linear & Integer Programming: an introduction,” 2018.
- [128] S. Mitchell, M. O’Sullivan, and I. Dunning, “PuLP: A Linear Programming Toolkit for Python,” Auckland, 2011.
- [129] Ministero dello Sviluppo Economico, *Decreto Ministeriale in merito alle configurazioni di autoconsumo collettivo e di comunità di energia rinnovabile*. 2020.
- [130] Wikipedia, “Monticello d’Alba,” 2020. https://it.wikipedia.org/wiki/Monticello_d%27Alba.
- [131] La Gazzetta d’Alba, “Amianto: l’esempio virtuoso di Monticello e Castagnito,” 2019. <https://www.gazzettadalba.it/2019/02/amianto-lesempio-virtuoso-di-monticello-e-castagnito/>.
- [132] M. Pezzaglia, “Autoconsumo collettivo in condominio e comunità energetiche. Normativa, recenti sviluppi e operatività,” 2020, p. 10.
- [133] A. C. Menezes, A. Cripps, R. A. Buswell, J. Wright, and D. Bouchlaghem, “Estimating the energy consumption and power demand of small power equipment in office buildings,” *Energy Build.*, 2014, doi: 10.1016/j.enbuild.2014.02.011.
- [134] Ing. Mauro Malizia, *Impianti fotovoltaici: normativa di prevenzione incendi*. 2017.
- [135] ISPRA, “Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia,”

Rete del Sistema Informativo Nazionale Ambientale, 2019. .

- [136] NREL, “Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics,” 2019.
- [137] M. Kannangara, “Life Cycle GHG Emissions during Manufacturing and End-of-Life of Electric Vehicle Batteries,” 2018.
- [138] M. Romare and L. Dahllof, “The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries,” 2017.