POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Simulazione energetica ed economica di una comunità energetica alimentata da energia fotovoltaica

Relatore
Filippo Spertino

Correlatrice:
Angela Amato

Candidata
Enrica Garello
matricola: 269374

Anno accademico 2020 – 2021

Indice

Elenco delle figure IV

Elenco delle tabelle VIII

Introduzione 1

1 Le comunità energetiche: il panorama europeo 3

1.1 L'Unione Europea e la lotta ai cambiamenti climatici 4

1.2 Il ruolo del cittadino e le Comunità Energetiche 7

1.2.1 Definizioni contenute nella Direttiva 2018/2001/UE 7

1.2.2 Definizioni contenute nella Direttiva 2019/944/UE 8

1.2.3 I punti chiave delle definizioni 9

1.2.4 Benefici e ostacoli 13

1.3 Normative nazionali ed esempi di comunità esistenti 14

1.3.1 Austria 15

1.3.2 Belgio 16

1.3.3 Danimarca 17

1.3.4 Francia 19

1.3.5 Germania 20

1.3.6 Spagna 22

2 Le comunità energetiche in Italia 25

2.1 Il sistema elettrico nazionale 25

2.1.1 Configurazioni possibili per l'autoconsumo 27

2.1.2 La struttura della bolletta elettrica 30

2.1.3 Tipologie di incentivi per le fonti rinnovabili 32

2.2 Esempi storici di comunità energetiche 33
2.2.1 Le cooperative storiche 34
2.2.2 Cooperative recenti 35
2.2.3 Il caso Piemonte e la Pinerolo Oil Free Zone 36
2.3 Verso il recepimento delle direttive europee 38
2.3.1 Il Decreto Milleproroghe 2019 39
2.3.2 La Delibera ARERA 318/2020 42
2.3.3 Decreto Ministeriale MiSE 16 settembre 2020 44
2.3.4 Regole tecniche GSE 45
2.4 Le prime applicazioni del DL n. 162/2019 47
2.4.1 Magliano Alpi: la prima CER in Italia 47
2.4.2 Comunità energetica e solidale di Napoli Est 48
2.4.3 L'Autoconsumo Collettivo di Pinerolo 49
2.5 Il futuro dell'autoconsumo collettivo 50

3 Il caso studio: la "Comunità Energetica Marconi" 53
3.1 Introduzione della Comunità 53
3.2 La forma giuridica e la costituzione della CER 56
3.2.1 Le associazioni non riconosciute 57
3.2.2 La documentazione della CER 58
3.3 Le tecnologie utilizzate 60
3.3.1 Il solare fotovoltaico 60
3.3.2 L'inverter 68
3.3.3 La stazione di ricarica per veicoli elettrici 71
3.3.4 Il sistema di monitoraggio 76

4 Stima di produzione e analisi dei consumi 81
4.1 Stima della produzione fotovoltaica 81
4.2 Analisi dei consumi elettrici 87
4.2.1 Stima dei prelievi della stazione di ricarica EV 88
4.2.2 Consumi elettrici dei clienti finali 94
4.3 Calcolo dell'energia condivisa 100

5 Analisi economica 105
5.1 Quantificazione dei costi 105

5.1.1 Costi di investimento 105
5.1.2 Costi operativi 107
5.2 Quantificazione dei ricavi 107
5.3 Risultati 112
5.3.1 Analisi DCF 112
5.3.2 Risparmio in bolletta 114

6 Analisi di sensibilità 117
6.1 Variazione della potenza installata 117
6.2 Variazione della ripartizione dell'incentivo 122
6.3 Variazione dell'incentivo 124
6.4 Variazione dei consumi del veicolo elettrico 126

Conclusioni 129

Bibliografia 131

Elenco delle figure

1.1 Emissioni di CO_2 per settore nel mondo [1]. 4
1.2 Obiettivi europei vs obiettivi italiani per il 2020 e il 2030 [8]. 6
1.3 Definizioni contenute nelle direttive REDII e IEM in ordine di complessità crescente [18]. 11
1.4 Distribuzione delle comunità energetiche analizzate dal report JRC [17]. 14
1.5 Schema del modello di autoconsumo che può essere realizzato nei condomini austriaci [26]. 16
1.6 Una delle turbine di Hvide Sande [30] 19
1.7 L'impianto cogenerativo a biogas di Juhnde [37]. 22

2.1 Schema del sistema elettrico italiano [41]. 26
2.2 Schematizzazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo [44]. 30
2.3 Composizione percentuale della bolletta elettrica in servizio di maggior tutela per il II trimestre del 2021 [49]. 32
2.4 Fotografia storica dell'impianto del Fontanone, il primo gestito dalla SECAB [55]. 35
2.5 Area interessata dalla Oil Free Zone e dalla Comunità Energetica Pinerolese [61]. 38
2.6 Tappe del recepimento anticipato delle definizioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili in Italia. 39
2.7 Confronto tra i modelli di regolazione fisico e virtuale [63]. 41
2.8 Impianto FV installato sul municipio di Magliano Alpi [67]. 48
2.9 Fotografia dell'impianto solare termico e dell'impianto fotovoltaico a disposizione dello schema di autoconsumo collettivo di Pinerolo [69]. 50

3.1 Vista aerea con indicati: la palestra (in rosso), il condominio interessato dalla CER (in blu) e la cabina di trasformazione MT/BT. . 54
3.2 Schema unifilare. 55
3.3 Schema delle utenze connesse alla CER. 56
3.4 Evoluzione della potenza installata e del numero di impianti fotovoltaici in Italia [73]. 61
3.5 Traiettoria di crescita a dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 [8]. 62
3.6 Esempio di caratteristica corrente-tensione [76]. 64
3.7 Caratteristica corrente -tensione e curva di potenza dei moduli Jinko Cheetah 60M [77]. 66
3.8 Schema della disposizione dei moduli. 67
3.9 Foto aerea dell'impianto. 68
3.10 Inverter Fronius Symo 20.0-3-M [78]. 69
3.11 Curva del grado di efficienza dell'inverter Fronius Symo 20.0-3-M [78]. 69
3.12 Schema della disposizione delle stringhe. 70
3.13 Stazione di ricarica Fronius Wattpilot Go 22 J [81]. 74
3.14 Esempio di ricarica attraverso la modalità che sfrutta l'eventuale energia in surplus prodotta dal fotovoltaico [82]. 75
3.15 Modello di monitoraggio proposto da ENEA [23]. 78
3.16 Fronius Smart Meter TS 5kA-3 [85]. 79

4.1 Edifici considerati nell'analisi degli ombreggiamenti. 83
4.2 Orizzonte su carta solare elaborato su PV*SOL. 83
4.3 Output della simulazione con PV*SOL. I parametri di redditività sono stati nascosti perchè non sono stati forniti i dati per eseguire l'analisi economica. 85
4.4 Produzione fotovoltaica in giornate soleggiate nei mesi di marzo, giugno, settembre e dicembre. 86
4.5 Andamento della produzione fotovoltaica nelle fasce orarie F1, F2 ed F3. 87
4.6 Produzione fotovoltaica e prelievi wall-box in una giornata estiva soleggiata. 92

4.7 Produzione fotovoltaica e prelievi wall-box in una giornata di mezza stagione soleggiata. 93
4.8 Produzione fotovoltaica e prelievi wall-box in una giornata invernale soleggiata. 93
4.9 Consumi degli utenti nell'arco dell'anno. 96
4.10 Curve di carico giornaliere degli utenti residenziali aggregati. 98
4.11 Curve di carico giornaliere degli usi comuni aggregati. 98
4.12 Curve di carico giornaliere dell'ufficio. 99
4.13 Curve di carico giornaliere della scuola di lingue. 99
4.14 Curve di carico giornaliere della palestra. 100

5.1 Schema della ripartizione dei ricavi secondo gli accordi tra gli associati. 108
5.2 Andamento del PUN nel periodo gennaio 2020 - settembre 2021. Dati disponibili sul sito del Gestore dei Mercati Energetici [88]. . . 109
5.3 Ripartizione dei ricavi. 111
5.4 Flussi di cassa attualizzati con tre ipotesi di tasso di sconto. 113

6.1 Andamento di autosufficienza ed autoconsumo al variare della potenza installata. 119
6.2 Variazione dell'energia prodotta ed autoconsumata in funzione della potenza installata. 119
6.3 Variazione del Net Present Value a 20 anni in funzione della potenza installata. 120
6.4 Variazione del Pay-Back Time in funzione della potenza installata. . 120
6.5 Variazione del risparmio annuo in bolletta per gli utenti in funzione della potenza installata. 121
6.6 Variazione del Net Present Value a 20 anni in funzione della ripartizione dei ricavi provenienti dall'incentivo. 123
6.7 Variazione del Pay-Back Time in funzione della ripartizione dei ricavi provenienti dall'incentivo. 123
6.8 Variazione del risparmio annuo in bolletta in funzione della ripartizione dei ricavi provenienti dall'incentivo. 124
6.9 Variazione del Net Present Value a 20 anni in funzione della tariffa incentivante. 125
6.10 Variazione del Pay-Back Time in funzione della tariffa incentivante. 125

6.11 Variazione del risparmio annuo in bolletta per gli utenti in funzione della tariffa incentivante. 126

Elenco delle tabelle

1.1 Confronto tra CER e CEC [17] 9

2.1 Riassunto dei corrispettivi erogati agli schemi di CER e AUC. . . . 45
2.2 Corrispettivi dovuti al GSE a copertura dei costi amministrativi [66]. 47

3.1 Sintesi dei contenuti dei documenti che regolano la Comunità Energetica Marconi. 60
3.2 Efficienze di conversione di diversi materiali semiconduttori utilizzati nelle celle fotovoltaiche.[76] 63
3.3 Caratteristiche dei moduli Jinko Cheetah 60M [77]. 66
3.4 Caratteristiche dell'inverter Fronius Symo 20.0-3-M [78]. 70
3.5 Caratteristiche principali delle quattro modalità di ricarica previste dalla norma IEC 61851-1 [80]. 73
3.6 Alcune delle caratteristiche della stazione di ricarica Fronius Wattpilot Go 22 J [81]. 74

4.1 Risultati della simulazione su PV*SOL. 85
4.2 Ripartizione della produzione di energia elettrica sulle tre fasce orarie della bolletta elettrica italiana. 87
4.3 Auto elettriche più vendute nel periodo gennaio-agosto 2021 [86]. . 89
4.4 Profilo di utilizzo ipotizzato. 90
4.5 Risultati della simulazione dei prelievi della wall-box. 92
4.6 Consumi per fascia e consumi totali annuali degli utenti della Comunità. 95
4.7 Risultati in termini di consumi contestuali, autoconsumo e autosufficienza dei soci che autoconsumano energia in modalità virtuale. . . 102

4.8 Risultati finali in termini di autosufficienza ed autoconsumo. 103

5.1 Quantificazione dei costi di investimento. 106
5.2 Costi operativi a carico del prosumer. 107
5.3 Costi operativi ripartiti tra prosumer e clienti finali. 107
5.4 Calcolo delle voci di ricavo. 110
5.5 Quantificazione dei ricavi annui spettanti ai clienti finali. 111
5.6 Quantificazione dei ricavi annui spettanti al prosumer. 111
5.7 Dati e risultati dell'analisi dei flussi di cassa attualizzati. 114
5.8 Risultati in termini di risparmio annuo in bolletta per gli utenti della Comunità. 115

6.1 Dati per i tre scenari di utilizzo del veicolo elettrico. 127
6.2 Risultati per i tre scenari per il prosumer. 127
6.3 Risultati per i tre scenari per i clienti finali. 128

Introduzione

L'Unione Europea si è posta l'ambizioso obiettivo di diventare il primo continente clima-neutrale nel 2050 e per fare ciò ha intrapreso diverse iniziative a favore di una transizione verso un sistema energetico basato sulla generazione distribuita e sulle fonti rinnovabili. In questo contesto, si sta evolvendo anche il ruolo del cittadino che da consumatore passivo è chiamato a diventare parte attiva della transizione energetica. Con le Direttive 2001/2018 e 944/2019 contenute nel pacchetto "Clean Energy for all Europeans" vengono definite rispettivamente le "Comunità d'energia rinnovabile" e le "Comunità energetiche dei cittadini", attraverso le quali i membri potranno svolgere attività di produzione, distribuzione, fornitura, condivisione, accumulo e vendita dell'energia prodotta, partecipando di fatto al mercato dell'energia.
Con l'articolo 42-bis del Decreto Legislativo n. 162 del 2019, l'Italia ha anticipato il recepimento della Direttiva EU 2001/2018 in termini di comunità energetiche rinnovabili ed autoconsumo collettivo. Si è così aperta una fase di sperimentazione, che consente di fatto la formazione delle prime configurazioni in cui è possibile la condivisione dell'energia elettrica tra diversi utenti.
In questa tesi viene proposta la simulazione tecno-economica di una comunità energetica rinnovabile realizzata nel comune di Savigliano, in provincia di Cuneo, secondo le modalità previste dal DL n. 162/2019 e dalla Delibera ARERA 318/2020. Lo studio comprende una sintesi delle normative europee e nazionali che hanno reso possibile lo sviluppo delle configurazioni di autoconsumo collettivo, riportando anche alcuni esempi di Comunità già esistenti.
In seguito, viene presentata la configurazione del caso studio descrivendo le tipologie di utenti connesse alla configurazione, analizzando la forma giuridica selezionata per la Comunità e le tecnologie adottate che includono un impianto fotovoltaico,

una stazione di ricarica per i veicoli elettrici ed un sistema di monitoraggio.
L'analisi energetica comprende la simulazione della produzione dell'impianto fotovoltaico della Comunità attraverso il software PV*SOL e l'elaborazione dei profili di consumo dei vari utenti e della stazione di ricarica per veicoli elettrici. Combinando questi dati, è possibile calcolare l'energia condivisa all'interno della configurazione, ottenere i valori di autoconsumo e autosufficienza ed analizzare gli indicatori economici, che includono i risultati dell'analisi dei flussi di cassa ed il risparmio in bolletta per gli associati.
Infine, è stata eseguita un'analisi di sensibilità per valutare l'effetto della variazione di alcuni dati di input sulla performance della Comunità.

Capitolo 1

Le comunità energetiche: il panorama europeo

Negli ultimi decenni l'Unione Europea si è impegnata a combattere il cambiamento climatico adottando strategie volte ad ottenere una riduzione dell'emissione di gas climalteranti, con l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica nel 2050. Come mostrato dal grafico in figura 1.1, il settore energetico è quello maggiormente responsabile delle emissioni in atmosfera di gas ad effetto serra, in particolar modo per quanto riguarda la produzione di calore ed elettricità. Per questo motivo, le politiche per contrastare il cambiamento climatico si rivolgono al settore energetico e sono finalizzate a favorire la transizione energetica, ossia il passaggio da un sistema basato sulle fonti fossili ad uno a basse emissioni basato sull'utilizzo delle fonti rinnovabili.

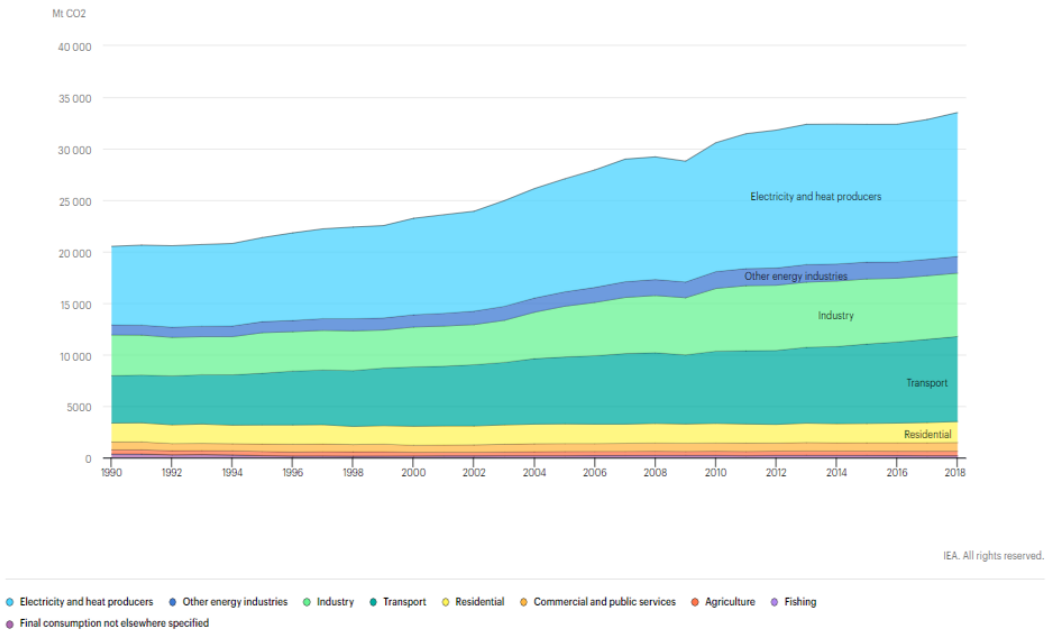

Figura 1.1. Emissioni di CO_2 per settore nel mondo [1].

1.1 L'Unione Europea e la lotta ai cambiamenti climatici

Per contrastare il cambiamento climatico, l'UE si pone periodicamente degli obiettivi in termini di riduzione delle emissioni e gli stati membri devono cooperare per raggiungerli. Il *Pacchetto per il clima e l'energia 2020* indica i tre risultati principali da raggiungere nel 2020 [2]:

- riduzione del 20% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990);
- copertura del 20% del fabbisogno energetico con fonti rinnovabili;
- miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

Tali obiettivi sono stati fissati dai leader europei nel 2007 e sono contenuti nella Direttiva 2009/29/EC.[3]
Nel 2014 è stato emanato il *Quadro 2030 per il clima e l'energia* con il quale vengono fissati nuovi obiettivi per il 2030, ossia [4]:

- riduzione almeno del 40% delle emissioni dei gas climalteranti rispetto ai livelli del 1990;
- copertura almeno del 27% del fabbisogno energetico con energia rinnovabile;
- miglioramento del 27% dell'efficienza energetica.

Nel dicembre 2015 si è tenuta la XXI Conferenza delle Parti del UNFCCC (COP21) durante la quale è stato negoziato l'accordo di Parigi, il primo trattato universale e giuridicamente vincolante sui cambiamenti climatici. L'obiettivo a lungo termine è quello di mantenere l'aumento medio della temperatura mondiale ben al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali, cercando di limitare tale incremento a 1,5 °C poiché questo ridurrebbe sostanzialmente i rischi e gli effetti dei cambiamenti climatici. Inoltre, i governi devono impegnarsi affinché le emissioni globali raggiungano il livello massimo al più presto, pur riconoscendo che per i paesi in via di sviluppo occorrerà più tempo [5].
Per raggiungere questi risultati, il 30 novembre 2016 è stato presentato il pacchetto *Energia pulita per tutti gli europei* (di seguito indicato come *Clean Energy Package*) con il quale viene innalzato a 32% l'obiettivo di penetrazione di fonti rinnovabili nell'energy mix europeo e a 32,5% l'obiettivo di miglioramento dell'efficienza energetica. Il pacchetto consiste di otto atti legislativi, sia regolamenti che direttive, entrati in vigore tra la fine del 2018 e l'inizio del 2019 e che devono essere adottati dagli stati dell'UE entro 1-2 anni di tempo [6]. Il pacchetto riguarda cinque dimensioni programmatiche:

- sicurezza energetica;
- assetto del mercato interno dell'energia;
- efficienza energetica;
- decarbonizzazione;
- ricerca, innovazione e competitività [7].

Il meccanismo di governance individuato dall'UE prevede che ogni Stato membro contribuisca al raggiungimento degli obiettivi comuni individuando i propri target per il 2030, che devono essere notificati all'UE attraverso un *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima* (PNIEC). A gennaio 2020 l'Italia ha adottato il

proprio PNIEC, i cui obiettivi sono indicati in figura 1.2.

	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 1.2. Obiettivi europei vs obiettivi italiani per il 2020 e il 2030 [8].

L'11 dicembre 2019 è stato presentato il *Green Deal Europeo*, un insieme di iniziative politiche volte a raggiungere la neutralità climatica in Europa entro il 2050 [9]. Le prime iniziative comprendono:

- Legge europea sul clima: presentata a marzo 2020, intende rendere giuridicamente vincolante l'obiettivo di climaneutralità per il 2050 ed introdurre un sistema di monitoraggio dei progressi [10];
- Patto climatico europeo: ha l'obiettivo di coinvolgere i cittadini e le comunità nell'azione per il clima e l'ambiente. Oltre alle politiche delle istituzioni nazionali e dei governi, anche le istituzioni locali, le comunità e i singoli cittadini potranno avere un ruolo nella condivisione di informazioni e consigli pratici per la lotta ai cambiamenti climatici [11];

- Piano degli obiettivi climatici 2030: delinea un percorso ancora più ambizioso, che mira a ridurre del 55% l'emissione di gas serra entro il 2030, in modo che le decisioni prese dai governi siano coerenti con l'obiettivo di climaneutralità nel 2050 [12].

1.2 Il ruolo del cittadino e le Comunità Energetiche

Storicamente il sistema energetico si è basato su grandi impianti centralizzati, alimentati principalmente a fonti fossili e solitamente distanti centinaia di chilometri dal luogo di consumo [13]; la produzione distribuita era solitamente limitata alle zone remote difficilmente raggiungibili dalle reti di distribuzione. Le nuove politiche globali finalizzate a contrastare i cambiamenti climatici favoriscono nuove tecnologie e meccanismi (accumulo distribuito, demand response, veicoli elettrici) che danno spazio a nuovi attori nel settore energetico, trasformando profondamente il modello tradizionale e dando spazio alla produzione decentralizzata anche in località accessibili alla rete [14]. L'Unione Europea ha introdotto chiaramente la sua politica per coinvolgere i cittadini nella transizione verso le fonti rinnovabili nel *Pacchetto per il clima e l'energia 2020* attraverso la Direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (nota come *Renewable Energy Directive II*, REDII) e la Direttiva 2019/944/UE per il mercato interno dell'energia elettrica (anche chiamata *Internal Energy Market Directive*, IEM). Le due direttive introducono diverse modalità di aggregazione dei cittadini che vengono illustrate di seguito.

1.2.1 Definizioni contenute nella Direttiva 2018/2001/UE

Nell'articolo 2 della direttiva REDII la "Comunità di energia rinnovabile" (CER) viene definita come un soggetto giuridico basato sulla partecipazione aperta e volontaria, autonomo ed effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia rinnovabile che sono sviluppati dalla comunità. Possono essere membri persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali. L'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai

suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che generare profitti finanziari.
L'articolo 22 richiede agli stati membri dell'UE di analizzare gli ostacoli esistenti e di prendere provvedimenti per favorire la formazione delle comunità, ad esempio eliminando eventuali barriere normative ingiustificate, garantendo sempre a tutti i consumatori di mantenere i propri diritti e doveri di clienti finali. Inoltre, è richiesto che il gestore del sistema di distribuzione collabori con le comunità per facilitare i trasferimenti di energia al loro interno.
Viene inoltre introdotta la definizione di "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente", ossia un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che si trovano nello stesso edificio o condominio. A tale scopo "autoconsumatore di energia rinnovabile" è definito come un cliente finale che produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta, purché tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale [15].

1.2.2 Definizioni contenute nella Direttiva 2019/944/UE

La prima figura introdotta nella direttiva IEM è quella di "cliente attivo", ossia un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o conserva l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale.
La "Comunità energetica dei cittadini" (CEC) è un soggetto giuridico basato sulla partecipazione aperta e volontaria e che è controllato dai suoi membri che possono essere persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese. Lo scopo della CEC è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali ai suoi membri o al territorio in cui opera. La comunità può partecipare alla generazione di energia elettrica, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, ai servizi di ricarica per veicoli elettrici e fornire altri servizi energetici ai soci.
Nell'articolo 16 si richiede agli stati membri di predisporre un quadro normativo

di riferimento che permetta alle CEC di accedere in modo non discriminatorio a tutti i mercati dell'energia elettrica. Deve essere garantito che la partecipazione alla CEC sia aperta e volontaria e che i membri mantengano il proprio diritto di uscire dalla comunità ed in generale tutti i loro diritti e obblighi di clienti finali. I gestori del sistema di distribuzione devono collaborare con la comunità al fine di favorire gli scambi interni di energia. Inoltre, gli stati membri possono prevedere che le CEC possiedano, acquistino o gestiscano le reti di distribuzione nella loro zona di gestione [16].

1.2.3 I punti chiave delle definizioni

Nella tabella 1.1 sono riassunte le caratteristiche principali delle CER e delle CEC.

Tabella 1.1: Confronto tra CER e CEC [17]

	CER	**CEC**
Scopo	Lo scopo primario di entrambe le iniziative è quello di fornire benefici sociali ed ambientali alla comunità ed al territorio piuttosto che profitti economici.	
Controllo	Devono essere effettivamente controllate da cittadini, autorità locali e piccole e medie imprese la cui attività commerciale primaria non riguardi il settore energetico. Tutti questi attori devono trovarsi "in prossimità" dell'impianto a fonti rinnovabili della comunità.	Sono escluse dal controllo della comunità le medie e grandi imprese.

Continua nella prossima pagina

Continua dalla pagina precedente

	CER	**CEC**
Modello di governance	La partecipazione è aperta e volontaria, possono partecipare tutti gli attori per cui lo scambio e la produzione dell'energia non costituiscano l'attività commerciale principale. Possono accedere persone fisiche, autorità locali, piccole e medie imprese.	A differenza delle CER, sono ammesse anche le grandi imprese, purché la produzione e lo scambio di energia non costituiscano l'attività economica principale.
Limiti geografici	Le comunità devono trovarsi "in prossimità" dei progetti di energia rinnovabile.	Non sono menzionati vincoli geografici.
Attività	L'attività deve riguardare energia termica ed elettrica da fonti rinnovabili.	Opera nel settore elettrico e può utilizzare anche fonti fossili.
Autonomia	Dovrebbe rimanere autonoma da ogni membro partecipante alla comunità.	Non è menzionata l'autonomia, ma il potere decisionale deve essere limitato ai membri che non sono coinvolti in attività commerciale di larga scala e per cui il settore energetico non rappresenta l'attività commerciale principale.

Si conclude dalla pagina precedente

Secondo le definizioni contenute nelle Direttive, le CER potrebbero essere viste come un sottoinsieme delle CEC, in cui l'energia deve provenire solamente da fonti rinnovabili e la partecipazione delle grandi imprese non è possibile. La figura 1.3 ordina le quattro definizioni contenute nelle direttive per complessità crescente.

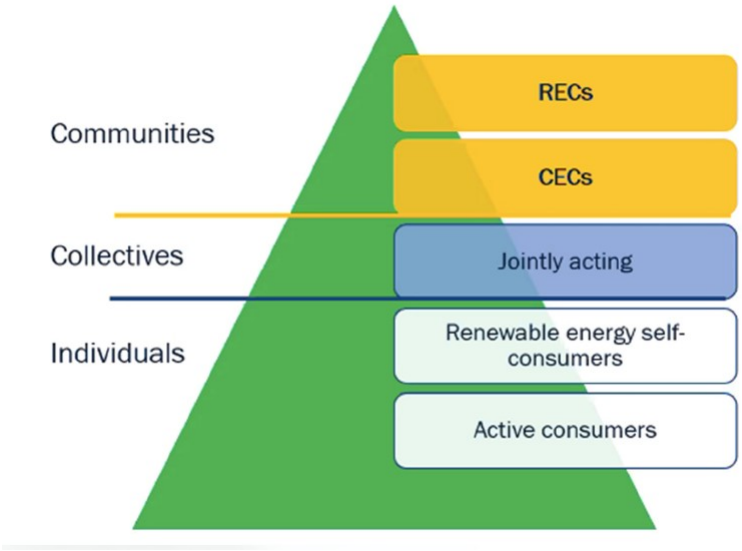

Figura 1.3. Definizioni contenute nelle direttive REDII e IEM in ordine di complessità crescente [18].

Le Direttive affermano che entrambe le configurazioni devono essere soggetti giuridici, ma non è specificata la forma giuridica, per cui ogni paese può adottare le forme più adatte al proprio panorama. Tra le esperienze europee, i modelli più comuni per i progetti di energia condivisa includono:

- Cooperative: sono la forma più diffusa nei paesi in cui sono già sviluppate forme di energia comunitaria. La partecipazione è aperta e volontaria: tutti devono poter accedere, senza discriminazioni di alcun tipo. La cooperativa deve sempre mantenere la sua autonomia ed indipendenza ed è controllata democraticamente dai suoi membri, spesso seguendo il principio "un membro, un voto". I partecipanti perseguono scopi economici, sociali o culturali comuni. Si può osservare come i principi della cooperativa siano particolarmente compatibili con i requisiti delle CER e delle CEC.

- Partnership: si dividono in due categorie, "general partnership" (società in nome collettivo, in italiano) e "limited partnership" (società in accomandita

semplice). Nel primo caso, i soci rispondono solidarmente per le obbligazioni sociali. Nella seconda opzione invece viene istituita una struttura societaria separata e la responsabilità dei membri verso le obbligazioni societarie è limitata alla quota conferita. La governance di questi modelli non sempre rispetta il principio "un membro, un voto", spesso infatti il potere di voto è proporzionale alle quote detenute.

- Community Trust: questa forma garantisce che i ritorni siano investiti in progetti di interesse locale, generando benefici condivisi dalla comunità piuttosto che profitti per alcuni individui o gruppi. In questo modo, i benefici sono condivisi anche da coloro che non possono investire direttamente nei progetti.

- Organizzazioni senza scopo di lucro: si basano su investimenti dei membri stessi, che finanziano l'organizzazione ma non ricevono un ritorno economico [19][20].

Un'altra questione degna di nota è quella relativa alla definizione di "prossimità" per quanto riguarda le CER. Ogni paese membro è libero di stabilire un parametro di vicinanza; di seguito sono elencate alcune possibilità [21]:

- Una prima soluzione è la definizione di un perimetro geografico, che tuttavia rischia di essere poco chiaro e lasciare incertezza su dove si trovi precisamente il confine; inoltre potrebbe essere particolarmente limitante per i cittadini residenti in aree remote.

- Un'altra opzione consiste nell'utilizzare come parametro di prossimità il codice postale; tale soluzione permette ai potenziali partecipanti di conoscere fin da subito con quali altri utenti possono costituire una CER.

- Infine, si può limitare l'adesione alla comunità agli utenti connessi alla stessa cabina di bassa o media tensione. Il grande svantaggio di questo approccio è che gli utenti non sono immediatamente a conoscenza della cabina a cui sono connessi, ma devono fare richiesta di verifica al gestore di rete. Nel caso in cui il limite venga posto alla cabina di bassa tensione, inoltre, si restringe notevolmente il numero di utenze collegabili e vengono esclusi a priori i consumatori industriali e gli impianti di taglia maggiore, solitamente allacciati alla rete in media tensione.

1.2.4 Benefici e ostacoli

Entrare a far parte di una comunità energetica o in uno schema di autoconsumo collettivo può garantire vantaggi di diversa natura ai cittadini coinvolti e al territorio in cui operano. Di seguito vengono riportati degli esempi di quelli che possono essere i "benefici ambientali, economici e sociali" che le direttive europee indicano come scopo principale delle comunità energetiche.

- benefici economici: possono derivare dal risparmio in bolletta per il mancato acquisto dell'energia in caso di autoconsumo, da tariffe incentivanti applicate alle fonti rinnovabili, oppure dalla vendita dell'energia immessa in rete. Talvolta possono essere applicati degli sgravi fiscali.

- benefici ambientali: nel caso delle configurazioni previste dalla REDII, che prevedono l'utilizzo di energia rinnovabile, si riscontra una riduzione di emissioni di anidride carbonica ed una minor dipendenza energetica da fonti fossili di importazione. Inoltre, gli schemi basati su fonti rinnovabili possono contribuire al raggiungimento della quota target di produzione di energia rinnovabile del paese.

- benefici sociali: poiché contribuiscono a ridurre il costo della bolletta, le comunità energetiche sono viste come uno strumento per contrastare la povertà energetica, ossia la situazione in cui un nucleo famigliare non può sostenere le spese dei servizi energetici primari come riscaldamento, raffreddamento, illuminazione, spostamento e corrente. Inoltre, la partecipazione ad una comunità energetica può aumentare l'accettazione di progetti di fonti rinnovabili ed educare i cittadini sulle tematiche energetiche [22] [23].

Nonostante i diversi vantaggi sopra elencati, la costituzione di una comunità energetica può essere rallentata da alcuni ostacoli. Ad esempio, possono presentarsi delle difficoltà al momento della scelta della forma giuridica da assegnare alla comunità, oppure si possono incontrare delle barriere nel quadro regolatorio nazionale. Inoltre, l'installazione di nuovi impianti a fonti rinnovabili può richiedere investimenti importanti e le aspiranti comunità potrebbero riscontrare difficoltà nel finanziare il progetto [22]. Questi ostacoli dovrebbero essere superati con il recepimento delle direttive europee, che prevedono l'eliminazione di possibili barriere non giustificate nella legislazione nazionale.

1.3 Normative nazionali ed esempi di comunità esistenti

In Europa sono presenti diverse iniziative comunitarie in ambito energetico, specialmente nell'Europa nord-occidentale, molte delle quali si presentano in forma di cooperativa, come riscontrato dal report del Joint Research Centre del 2020 [17].

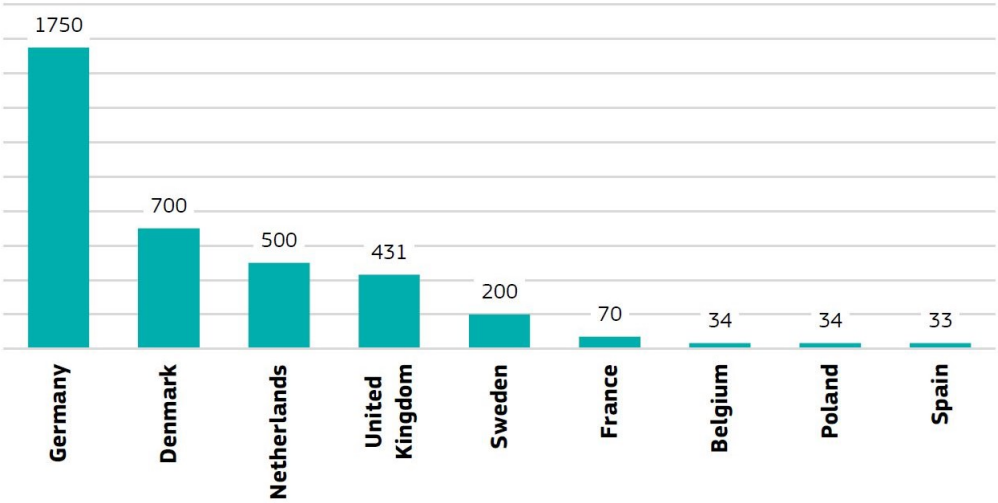

Figura 1.4. Distribuzione delle comunità energetiche analizzate dal report JRC [17].

Il panorama è molto eterogeneo sotto diversi aspetti, ad esempio per quanto riguarda le attività svolte dalle iniziative (generazione, distribuzione, autoconsumo etc.), le tecnologie utilizzate (fotovoltaico, eolico, biomassa, pompe di calore), la struttura organizzativa (cooperative, associazioni, partnership) e la dimensione delle comunità [17]. La maggior parte di queste iniziative non rispetta a pieno le definizioni della normativa europea perché sono precedenti al *Clean Energy Package*, tuttavia possono essere considerate delle "best practices". Nei paragrafi successivi verrà descritta la situazione di alcuni paesi europei, alcuni con una lunga tradizione di comunità energetiche, come Germania e Danimarca, altri in cui il fenomeno si è diffuso solo recentemente. Per ogni paese verranno inoltre presentati alcuni esempi di iniziative comunitarie ritenuti particolarmente significativi.

1.3.1 Austria

L'Austria ha introdotto l'autoconsumo collettivo nel 2017 con un emendamento alla legge sull'elettricità (EIWOG) con cui le reti elettriche dei condomini sono state definite come private, aprendo di fatto la possibilità di produrre elettricità dal fotovoltaico e di distribuirla agli utenti del condominio stesso [24]. Nel settembre 2020 è stato pubblicato un pacchetto che introduce una legge per l'espansione delle rinnovabili (EAG) ed apporta modifiche ad alcune leggi presenti, tra cui anche la EIWOG. La EAG introduce il concetto di CER, mentre la definizione di CEC viene inserita nella legge sull'elettricità (EIWOG). Le CER possono generare, accumulare, fornire energia e anche offrire servizi energetici. Il limite di prossimità fissato per le CER che scambiano energia elettrica è quello della cabina di media tensione o di bassa tensione; in entrambi i casi le CER beneficiano di una riduzione degli oneri di rete, ma per incentivare l'utilizzo localizzato dell'energia la riduzione è ancora maggiore per gli scambi che avvengono nell'ambito della stessa rete di bassa tensione. Il distributore è responsabile della misura dell'energia prodotta e consumata e della sua ripartizione, che può essere fatta secondo un modello statico (basato su una ripartizione fissa) o dinamico (la ripartizione è relativa ai consumi effettivi) [21] [25].

L'autoconsumo nei condomini austriaci In Austria sono già presenti condomini che costituiscono configurazioni di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili. Un esempio è l'edificio di Lavaterstrasse 5 a Vienna, in cui l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico installato sul tetto viene indirizzata alle diverse utenze a seconda del loro consumo del momento, raggiungendo così elevate percentuali di autoconsumo. Gli utenti che hanno scelto di acquistare l'energia prodotta localmente pagano 11 c€/kWh risparmiando il 30% rispetto alle tariffe di rete. Per le nuove utenze è prevista una tariffa ulteriormente scontata, pari a 10 c€/kWh.
La severa normativa austriaca prevede che l'installazione di un impianto fotovoltaico su un condominio, indipendentemente da quanti poi compreranno e utilizzeranno l'energia prodotta, debba essere approvata all'unanimità dall'assemblea; di conseguenza il fatto che l'impianto sia stato installato e che 47 appartamenti su 69 abbiano accettato di acquistare l'elettricità locale dimostra che l'iniziativa sia stata un vero successo ed abbia ottenuto il favore degli utenti [24].

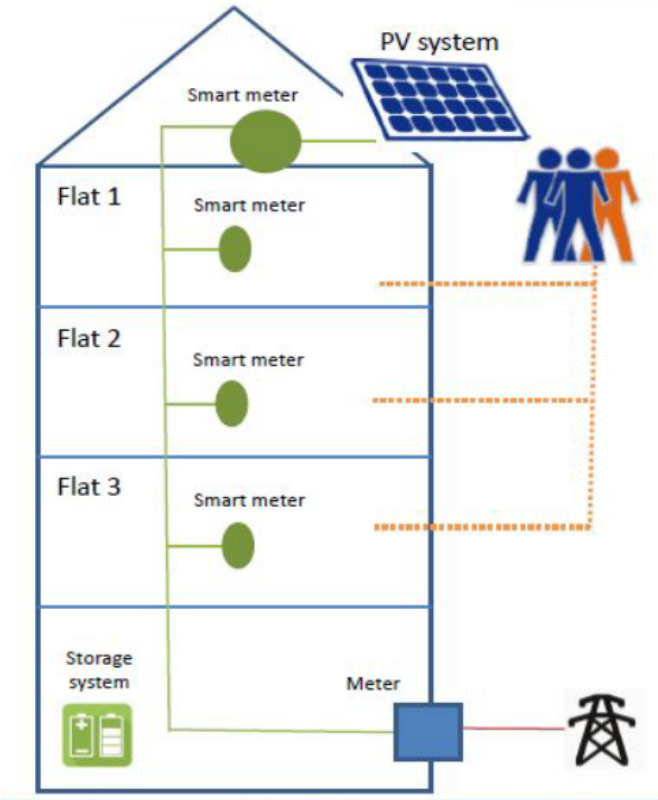

Figura 1.5. Schema del modello di autoconsumo che può essere realizzato nei condomini austriaci [26].

1.3.2 Belgio

Nell'Aprile del 2019 il governo Vallone ha pubblicato un Decreto che modifica l'organizzazione del mercato elettrico regionale, l'organizzazione del mercato del gas e le tariffe applicabili dai distributori di energia elettrica e gas con lo scopo di favorire lo sviluppo delle *"Communauté d'Energie Renouvelable"* (CER). Il decreto definisce le CER come entità legali costituite da un gruppo di partecipanti che condividono attraverso la distribuzione pubblica o reti locali elettricità prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili o cogenerazione di alta qualità da unità di produzione appartenenti alla comunità. I partecipanti devono trovarsi nel "perimetro locale" dove le attività sono svolte e il perimetro viene definito come un'area in cui i punti di connessione si trovano sottesi ad una o più cabine MT/BT. La forma giuridica può essere scelta dalla singola CER, a patto che nello statuto siano specificate disposizioni in merito all'effettivo controllo della comunità da parte dei suoi membri,

all'autonomia e indipendenza della CER e alla rappresentanza dei partecipanti. La legge introduce la possibilità di una tariffa specifica che rifletta l'utilizzo della rete da parte della CER e, potenzialmente, anche il valore socio-ambientale attraverso oneri ridotti.
Il decreto era nelle ultime fasi di elaborazione quando la REDII è stata adottata; sono state apportate alcune modifiche per rispettare la direttiva europea, ma il decreto non può essere considerato un recepimento completo [27].
Il governo fiammingo ha pubblicato a novembre 2020 una bozza dei decreto riguardante il recepimento della REDII, in cui sono contenute le definizioni di CER e CEC e sono descritte le attività che possono svolgere. È inoltre prevista un'analisi costi-benefici per investigare i potenziali benefici che le comunità possono avere sulle reti di distribuzione, e sulla base dei risultati dell'indagine potrebbero essere applicate delle tariffe ridotte alle CER ed alle CEC. [25].

Ecopower, 1991 Ecopower è stata creata nel 1991 da un gruppo di studenti, inizialmente con lo scopo di raccogliere piccole somme di denaro per finanziare la ristrutturazione di piccoli impianti idroelettrici. In seguito, la cooperativa ha iniziato ad installare impianti di produzione da fonti rinnovabili, iniziando con tre turbine eoliche, ed anche a distribuire energia elettrica ai suoi membri. Siccome si trattava di uno dei primi fornitori di energia pulita nelle Fiandre ed il prezzo dell'elettricità era relativamente competitivo, in molti acquisivano quote per poter acquistare l'energia di Ecopower. La partecipazione alla cooperativa è quindi cresciuta velocemente, tanto che oggi si contano più di 50 000 membri. Attualmente l'iniziativa si pone l'obiettivo di investire nell'energia rinnovabile, fornire energia 100% rinnovabile ai suoi membri e promuovere un uso razionale dell'energia [28].

1.3.3 Danimarca

La Danimarca vanta una larga partecipazione dei cittadini alla produzione di energia eolica e alle reti di teleriscaldamento. La crisi petrolifera del 1973 accese l'interesse per il tema della sicurezza dell'approvvigionamento energetico, favorendo la diffusione dell'eolico come fonte alternativa ai combustibili fossili. Secondo la normativa del tempo, i cittadini potevano essere proprietari di turbine eoliche, ma dovevano rispettare una distanza massima ed i partecipanti potevano acquisire un

numero di quote che era limitato dal proprio consumo energetico domestico. A causa di questi due limiti, le prime iniziative di cooperative eoliche erano a carattere locale ed inclusivo, nel senso che i promotori dell'iniziativa cercavano di coinvolgere il maggior numero di cittadini locali per far fronte al limite basato sul consumo. In seguito i due criteri furono alleggeriti dando spazio a nuove possibilità, come turbine eoliche con un singolo proprietario, parchi eolici di grandi compagnie ed anche modelli inclusivi ma non locali, come la cooperativa Middelgrunden, i cui membri (più di 8 000) provengono da tutta la Danimarca.
Le reti di teleriscaldamento invece appartengono solitamente a società municipali nelle città ed a cooperative di consumatori nelle zone rurali. La diffusione di queste strutture è dovuta al fatto che è vietato il profitto per il teleriscaldamento, per cui l'investimento risulta essere conveniente per i consumatori, ma non per le aziende. Esistono esempi di reti alimentate da impianti cogenerativi a carbone, da industrie, da impianti di incenerimento dei rifiuti oppure da impianti cogenerativi a biogas [29].
Per quanto riguarda il recepimento delle definizioni contenute nelle direttive IEM e REDII, la legge danese prevede già l'autoconsumo collettivo a livello condominiale: i consumatori e l'impianto a loro disposizione devono trovarsi sulla stessa rete privata e a monte dello stesso contatore. Nel 2020 è stata avanzata una proposta di legge che introduce le CEC e stabilisce i diritti e i doveri dei clienti attivi; ad esempio, le CEC non possono possedere, costituire, acquistare o affittare e gestire indipendentemente delle reti di distribuzione [25].

Hvide Sande, 2012 Il parco eolico di Hvide Sande è costituito da tre turbine eoliche da 3 MW installate nel 2012 sulla spiaggia della piccola cittadina portuale. Il progetto è stato guidato dall'associazione senza scopo di lucro Hvide Sande Community Foundation, che detiene l'80% dei diritti; il restante 20% è detenuto da 400 investitori locali. L'energia prodotta viene venduta alla rete nazionale e i guadagni vengono investiti in progetti decisi da un consiglio eletto democraticamente e volti a migliorare l'area portuale. La particolarità del progetto è che è nato come forma di opposizione ai modelli di ownership dei parchi eolici del periodo, caratterizzati dalla presenza di investitori esterni e dall'esclusione della comunità locale. Quando nel 2006 alcuni investitori mostrarono interesse per costruire un parco eolico a Hvide Sande, tutta la popolazione protestò e il progetto non venne realizzato. Quando nel

2010 invece fu proposto di costruire un parco eolico i cui proventi andassero ad un fondo fiduciario, la popolazione reagì positivamente ed il progetto venne realizzato [30].

Figura 1.6. Una delle turbine di Hvide Sande [30]

1.3.4 Francia

Il sistema energetico francese è uno dei più centralizzati d'Europa ed è caratterizzato da una notevole dipendenza sul nucleare. In Francia non è presente una forte tradizione comunitaria, tuttavia il fenomeno si sta espandendo e alla fine del 2019 in Francia si contavano 240 progetti di energia rinnovabile comunitaria, la maggior parte dei quali basata sul fotovoltaico [31].
L'articolo 6-bis della nuova legge francese sull'energia e il clima del 2019 introduce un quadro sulle *"Communauté d'Energie Renouvelable"*, definite come un soggetto giuridico effettivamente controllato dai suoi membri, i quali si trovano in prossimità dei progetti di energia rinnovabile della comunità. La partecipazione è aperta e volontaria e possono essere membri persone fisiche, piccole e medie imprese, autorità locali o gruppi di queste entità. L'obiettivo principale è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali ai propri membri e all'area in cui operano piuttosto che generare profitto economico. La CER è autorizzata a produrre, consumare, condividere, accumulare e vendere energia da fonti rinnovabili anche tramite appositi contratti di acquisto ed ha accesso diretto ai mercati dell'energia. Non è invece

concesso distribuire energia attraverso una rete di distribuzione di proprietà della comunità.
La legge francese prevede inoltre l'autoconsumo collettivo a livello del singolo edificio oppure anche tra più edifici se uno o più produttori ed uno o più consumatori costituiscono un soggetto giuridico che può assumere la forma di CER, anche se non sono escluse altre soluzioni. I punti di immissione e di prelievo di produttori e consumatori devono trovarsi sulla stessa rete di bassa tensione e devono essere geograficamente vicini. La legge francese può essere vista come un primo passo verso la trasposizione della REDII, infatti la definizione di *"Communauté d'Energie Renouvelable"* riprende perfettamente la definizione di CER della direttiva europea; inoltre, viene specificato che il distributore deve collaborare con la comunità per garantire gli scambi di energia all'interno della comunità stessa [27].

Enercoop, 2005 Enercoop è l'unico fornitore francese a livello nazionale in forma di cooperativa e fornisce ai suoi clienti energia elettrica esclusivamente da fonti rinnovabili, acquistata direttamente da più di 300 produttori. L'iniziativa nasce nel 2005 quando il mercato energetico francese non era ancora liberalizzato e coinvolgeva solamente aziende; con la liberalizzazione del mercato nel 2007, la partecipazione si apre anche ai cittadini. La cooperativa conta oggi circa 50 000 associati, che scelgono i loro rappresentanti per il consiglio di amministrazione secondo la modalità "una persona = 1 voto". Enercoop ha adottato un modello decentralizzato sotto la forma di una rete di 11 cooperative che sviluppano localmente progetti di fonti rinnovabili e permettono di mantenere uno stretto legame con i consumatori [32].

1.3.5 Germania

Il panorama tedesco è caratterizzato da una larga partecipazione dei cittadini alla transizione energetica: è stato stimato che i cittadini e le comunità detengano il 34% della capacità totale di fonti rinnovabili installate. Le iniziative comunitarie in Germania possono essere:

- cooperative energetiche;
- autoconsumo collettivo;
- società energetiche dei cittadini [33].

La cooperativa è una forma organizzativa che ha una lunga storia in Germania in ambito energetico. Le prime cooperative sono nate alla fine del XIX secolo per portare l'elettricità in aree rurali dove la rete dei distributori principali non arrivava; il numero di cooperative è sceso significativamente a partire dalla metà del XX secolo, per poi aumentare nuovamente in seguito alla crescente attenzione per le fonti rinnovabili. Le cooperative possono essere costituite da associazioni di partecipanti che producono collettivamente e immettono sul mercato energia da fonti rinnovabili, possono acquistare e vendere energia rinnovabile ai clienti oppure possono garantire dei servizi come consulenza sull'efficienza energetica, sulla produzione e sulla distribuzione [34].
Per quanto riguarda le configurazioni introdotte dall'UE, il modello *Mieterstrom* del 2017 prevede una forma di autoconsumo collettivo: il proprietario dell'edificio su cui è installato un impianto fotovoltaico può vendere l'energia agli inquilini o ai proprietari dei singoli appartamenti. Il produttore riceve una tariffa incentivante per l'energia eccedente immessa in rete e per l'energia autoconsumata ricevono un ulteriore premio [35].
Nel 2017 è stata introdotta nella legge tedesca sull'energia rinnovabile EEG la definizione di "Bürgerenergiegesellschaft", ossia "Società energetica dei cittadini", a cui sono garantiti dei benefici nella partecipazione alle aste per l'eolico. Si tratta di un'entità costituita da almeno 10 persone fisiche; le persone fisiche devono rappresentare almeno il 51% dei voti. La definizione di "Società energetica dei cittadini" non è stata elaborata con lo scopo di recepire le direttive europee (emanate in un momento successivo), per cui sono presenti alcune lacune; ad esempio, non è presente la definizione dello scopo della Società e il campo d'azione è limitato all'energia eolica [27].

Bioenergiedorf Jühnde eG, 2004 Jühnde è stato il primo villaggio della Germania a soddisfare il proprio fabbisogno di riscaldamento e di energia elettrica attraverso l'uso di biomassa rinnovabile. Più del 70 % degli 800 abitanti del paese si sono uniti in una cooperativa che possiede un impianto a biomassa, costituito da un cogeneratore a biogas, da una caldaia a cippato e da una caldaia tradizionale a gasolio per i picchi della domanda. Il progetto, realizzato nel 2004, è stato finanziato con un fondo del governo tedesco di 1,3 milioni di euro e con le quote di

partecipazione da 1 500 € pagate dai cittadini coinvolti. L'85% dell'energia termica prodotta deriva dalla combustione del gas prodotto a partire da scarti agricoli, mentre il restatante 15% è prodotto dalla caldaia a cippato. La produzione combinata di energia termica ed elettrica evita ogni anno l'emissione in atmosfera di 3 300 tonnellate di CO_2 [36] [37].

Figura 1.7. L'impianto cogenerativo a biogas di Juhnde [37].

Sprakebüll Village eG, 1998 Sprakebüll è un piccolo paese di 247 abitanti nella Frisia settentrionale con una lunga esperienza in termini di partecipazione dei cittadini nel settore delle energie rinnovabili. Nel 1998 gli abitanti decisero di investire in 5 turbine eoliche da 1,65 MW ciascuna, a cui è subito seguito un altro parco eolico. Nel 2011 sono state introdotte altre tre turbine da 2,5 MW e nel 2014 è stata eseguita la prima operazione di repowering con cui le prime cinque turbine da l MW sono state sostituite con turbine da 3,6 MW. Inoltre, il paese utilizza anche energia termica proveniente da un impianto biogas privato e distribuita attraverso una rete di teleriscaldamento. Lo scopo dell'iniziativa è di raggiungere il 100% di energia elettrica rinnovabile [38].

1.3.6 Spagna

Fino a tempi recenti, in Spagna l'autoconsumo dell'energia non era favorito dalla normativa nazionale, che fino al 2018 prevedeva addirittura una "tassa solare" applicata all'energia elettrica da fotovoltaico consumata localmente.

Il Royal Decree 244/19 del 5 aprile 2019 ha introdotto un nuovo quadro normativo che favorisce l'autoconsumo dell'energia e permette anche l'autoconsumo collettivo tra gruppi di appartamenti o in complessi residenziali. L'autoconsumo collettivo attraverso la rete pubblica è soggetto alle seguenti limitazioni:

- i soggetti partecipanti devono essere allacciati alla stessa cabina di bassa tensione;
- la massima distanza tra il punto di immissione e di prelievo è di 500 m;
- i partecipanti devono trovarsi nella medesima area catastale.

Gli impianti di potenza superiore a 100 kW vendono l'energia eccedente alla rete al prezzo di mercato, per gli impianti inferiori a 100 kW invece verrà sviluppato un meccanismo di remunerazione semplificato.
Il modello spagnolo si trova a metà strada tra le definizioni di autoconsumo collettivo e di comunità energetica del *Clean Energy Package*, infatti, come nelle CER, l'autoconsumo può avvenire anche su diversi edifici, ma non è prevista una forma giuridica e non sono consentite altre attività oltre all'autoconsumo [25].

SOM Energia, 2010 Som Energia è stata fondata nel 2010 a Girona ed è la prima cooperativa energetica spagnola. L'obiettivo è quello di fornire ai soci energia elettrica prodotta al 100% da fonti rinnovabili ad un prezzo competitivo rispetto a quello dell'energia da impianti tradizionali. Inizialmente l'energia veniva acquistata da impianti esistenti, in seguito l'organizzazione ha realizzato i propri impianti a fonti rinnovabili, tra cui diversi impianti fotovoltaici ed anche un impianto a biogas detenuto dai cittadini. I consumatori che acquistano l'energia di Som Energia sono anche soci della cooperativa e possono partecipare alle decisioni che la riguardano ed investire in nuovi progetti, contribuendo così alla diffusione della generazione di energia da fonti rinnovabili [39].

Capitolo 2

Le comunità energetiche in Italia

Come anticipato nel capitolo precedente, l'Italia è chiamata a rispettare le direttive europee e a fare la sua parte per contrastare i cambiamenti climatici. Nel PNIEC sono stati individuati gli obiettivi nazionali in termini di decarbonizzazione, elettrificazione dei consumi, miglioramento dell'efficienza e decentralizzazione della produzione di energia. Il PNIEC intende rendere cittadini e piccole e medie imprese partecipi al processo di trasformazione del sistema energetico e per questo scopo si rende necessario regolamentare le comunità energetiche e le forme di autoconsumo collettivo.
In questo capitolo si intende fornire una sintesi del contesto elettrico nazionale e del percorso normativo che ha portato alla definizione delle comunità energetiche.

2.1 Il sistema elettrico nazionale

Nel 1962 il sistema elettrico venne nazionalizzato e venne istituita l'ENEL, che svolgeva tutte la attività relative alla produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica; venne quindi generata una situazione di monopolio. Il mercato dell'energia venne liberalizzato con il D.Lgs 79/1999, noto come "Decreto Bersani", che recepiva la direttiva 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica. Le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica sono libere nel

rispetto degli obblighi di servizio pubblico. Le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale. Infine, l'attività di distribuzione dell'energia elettrica è svolta in regime di concessione [40].

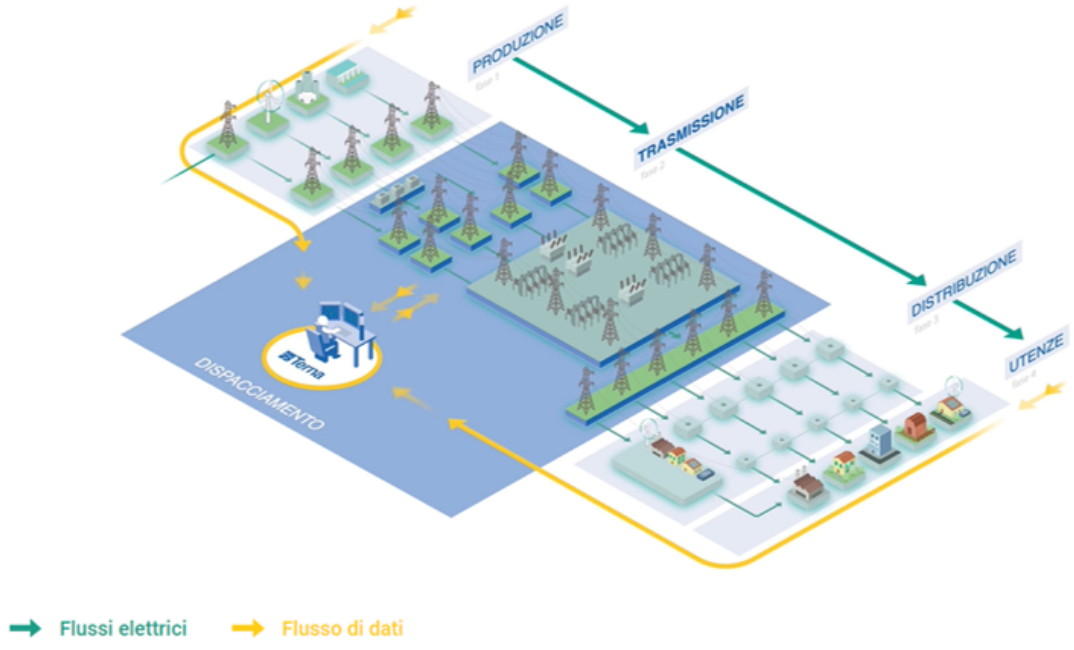

Figura 2.1. Schema del sistema elettrico italiano [41].

Il sistema elettrico può quindi essere suddiviso in quattro "blocchi":

- **produzione**: comprende la produzione sul suolo nazionale di energia elettrica da fonti fossili e rinnovabili e l'importazione di energia elettrica da altri paesi attraverso le interconnessioni con l'estero.

- **trasmissione**: consiste nel trasporto e nella trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di alta (35-150 kV) e altissima (>150 kV) tensione. La trasmissione è affidata a Terna, che opera in regime di monopolio naturale, ossia come unico operatore nazionale. Sempre Terna è responsabile dei servizi di dispacciamento, ossia il monitoraggio dei flussi elettrici e l'applicazione delle disposizioni necessarie per l'esercizio coordinato degli elementi del sistema, cioè gli impianti di produzione, la rete di trasmissione ed i servizi ausiliari.

- **distribuzione**: è l'attività di trasporto e di trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media tensione (1-35 kV) e bassa tensione (<1 kV) per la consegna ai clienti finali.
- **utenze**: il segmento finale del mercato è costituito dalle utenze residenziali e commerciali che acquistano l'energia elettrica attraverso un contratto con le società di vendita [41] [42].

Il "Decreto Bersani" contiene inoltre le seguenti definizioni [40]:

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

2.1.1 Configurazioni possibili per l'autoconsumo

Nel contesto italiano in cui la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica sono in concessione, le configurazioni private che possono essere realizzate sono i Sistemi di Distribuzione Chiusi (nell'ambito delle reti elettriche) e i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.
I Sistemi Di Distribuzione Chiusi (SDC) sono definiti nella direttiva 2009/28/CE e sono reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e, al netto di particolari eccezioni espressamente previste, non riforniscono clienti civili. Tali reti, nella titolarità di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici, sono sistemi elettrici caratterizzati dal fatto che per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure dal fatto che il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate [43]. Allo stato attuale i SDC sono limitati a quelli esistenti alla data di entrata in vigore della legge n. 99/09 (15 agosto 2009) e non possono esserne realizzati di nuovi [44].
I SDC vengono a loro volta suddivisi in in Reti Interne d'Utenza (RIU), ossia le reti elettriche che rispettano i requisiti previsti dall'articolo 33, comma 1, della legge n. 99/09, e Altri sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC), ossia tutti i SDC che non sono RIU [43].

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono definiti nell'allegato A alla deliberazione 578/2013 dell'ARERA, noto come Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC). I SSPC sono "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" [45]. I SSPC comprendono diverse configurazioni, che possono esssere suddivise in:

- Sistemi di Auto-Produzione (SAP);
- Sistemi di Scambio sul Posto (SSP);
- Sistemi Efficienti di Utenza (SEU);
- Altri Sistemi Esistenti (ASE);
- Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SEESEU).

I Sistemi di Auto-Produzione (SAP) comprendono le cooperative e i consorzi storici dotati di rete propria e gli Altri Sistemi di Auto-Produzione [45]. Escludendo le cooperative e i consorzi storici dotati di rete propria, si ottengono gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC), nel dettaglio:

- Altri Sistemi di Auto-Produzione (ASAP): sono sistemi in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio [45]
- Sistemi di Scambio sul Posto (SSP): beneficiano del meccanismo di Scambio sul Posto, una particolare forma di autoconsumo in sito che consente 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 [46].
  L'SSP-A è un sistema in regime di scambio sul posto caratterizzato da soli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW, l'SSP-B è un sistema in regime di scambio sul posto non rientrante nella categoria di SSP-A [45].

- Sistemi Efficienti di Utenza (SEU): sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi attraverso un collegamento privato all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica). Gli impianti di produzione e l'unità di consumo si trovano all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente finale [45].

- Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SEESEU): realizzazioni il cui iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali che le caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008 e la cui realizzazione è stata avviata prima del 1 gennaio 2014. Essi si suddividono in tre categorie: SEESEU-A, SEESEU-B e SEESEU-C [45].

- Altri Sistemi Esistenti (ASE): sono tutti i sistemi esistenti prima della delibera 578/2013, non classificabili tra le reti elettriche, che non possono rientrare nelle altre tipologie precedentemente citate [47].

In figura 2.2 sono schematizzati i sistemi di autoconsumo appena descritti.
Secondo queste definizioni, le configurazioni private che possono essere realizzate richiedono la presenza di un unico produttore ed un unico cliente finale, non necessariamente coincidenti, limitando di fatto l'autoconsumo alla configurazione "uno a uno" ed escludendo ad esempio che un produttore possa servire più clienti finali (configurazione "uno a molti") o che si crei una configurazione più complessa con una molteplicità di produttori e clienti finali ("molti a molti"). Nei prossimi paragrafi verranno analizzati i più recenti sviluppi della normativa italiana che superano di fatto questi limiti.

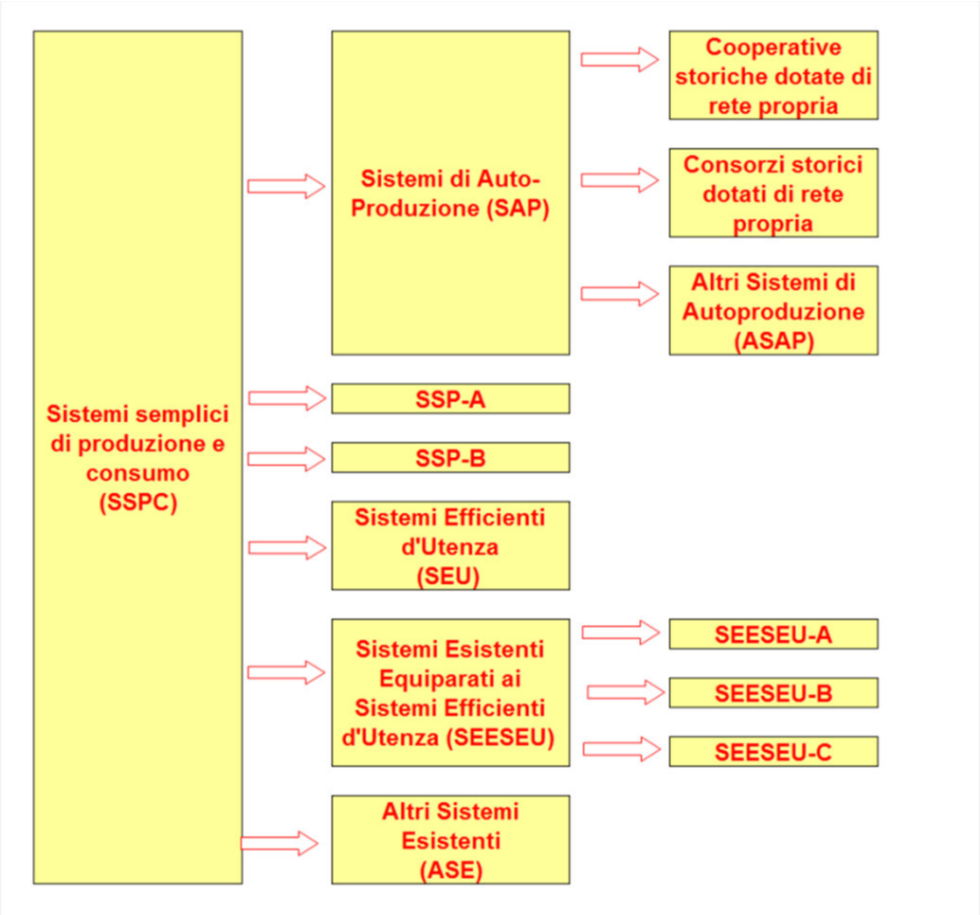

Figura 2.2. Schematizzazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo [44].

2.1.2 La struttura della bolletta elettrica

Per meglio comprendere quali sono i vantaggi derivanti dall'autoconsumo e da alcune forme di incentivazione, può essere utile descrivere la struttura della bolletta elettrica. Le voci principali comprendono:

- **Spesa per la materia energia**: composto da una quota fissa (€/anno) ed una quota variabile (€/kWh), differenziata per fasce orarie (F1, F2 ed F3). Il prezzo complessivo è dato dalla somma dei prezzi per le seguenti componenti: energia, dispacciamento, perequazione, commercializzazione, componente di dispacciamento.
  Le tre fasce orarie citate coprono i seguenti orari:

  - F1: da lunedì a venerdì, dalle 8.00 alle 19.00, escluse le festività nazionali;
  - F2: da lunedì a venerdì, dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 19.00 alle 23.00, escluse le festività nazionali; sabato, dalle 7.00 alle 23.00, escluse le festività nazionali;
  - F3: da lunedì a sabato, dalle 00.00 alle 7.00 e dalle 23.00 alle 24.00; domenica e festivi, tutte le ore della giornata.

  Per i clienti domestici serviti in regime di maggior tutela i consumi sono suddivisi in fascia F1 e fascia F23, che comprende tutte le ore incluse nelle fasce F2 e F3.

- **Spesa per il trasporto e la gestione del contatore**: comprende una quota fissa (€/anno), una quota energia (€/kWh) ed una quota potenza (€/kW/anno). Comprende gli importi fatturati per le diverse attività che consentono ai venditori di consegnare ai clienti finali l'energia elettrica. Il prezzo complessivo comprende le componenti della tariffa di trasporto, distribuzione e misura e le componenti tariffarie UC3 e UC6.

- **Spesa per oneri di sistema**: comprende gli importi fatturati per la copertura di costi relativi ad attività di interesse generale per il sistema elettrico, che vengono pagati da tutti i clienti finali del servizio elettrico. Include una quota energia (€/kWh), una quota potenza (€/kW/anno), che non è applicata alle abitazioni, ed una quota fissa (€/anno), che non è applicata alle abitazioni di residenza anagrafica.

- **Imposte**: comprende le voci relative all'imposta di consumo (accisa) e all'imposta sul valore aggiunto (IVA) [48].

Nella figura 2.3 è rappresentata la ripartizione percentuale delle spese della bolletta elettrica in servizio di maggior tutela nel II trimestre del 2021 per una famiglia con 3 kW di potenza impegnati ed un consumo di 2 700 kWh annui. Il costo complessivo medio è stato di 20,83 c€/kWh, così suddivisi:

- 9,94 c€/kWh (48%) di spesa per la materia energia;
- 4,01 c€/kWh (19%) di spesa per il trasporto e la gestione del contatore;
- 4,18 c€/kWh (20%) per oneri di sistema;

- 2,70 c€/kWh (13%) di imposte.

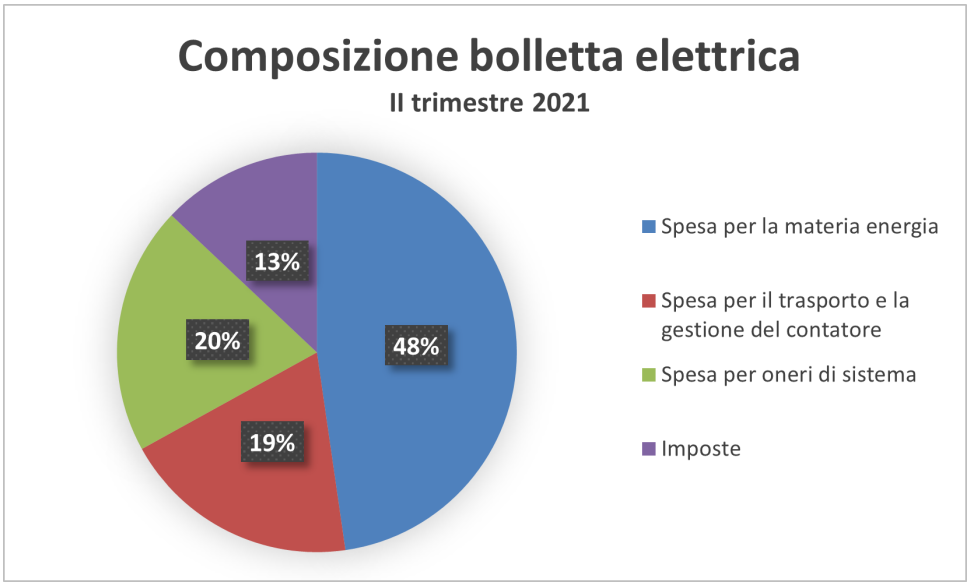

Figura 2.3. Composizione percentuale della bolletta elettrica in servizio di maggior tutela per il II trimestre del 2021 [49].

2.1.3 Tipologie di incentivi per le fonti rinnovabili

In questa sezione verranno illustrati brevemente quali sono i meccanismi di incentivazione per le fonti rinnovabili disponibili in Italia.

Scambio sul posto È un meccanismo di autoconsumo in cui viene valorizzata tutta l'energia immessa in rete, attraverso un "rimborso parziale" dell'energia acquistata dalla rete. Si tratta di una forma di compensazione tra energia immessa ed energia prelevata che sfrutta la rete elettrica come un accumulo virtuale. Esso si applica a:

- clienti finali presenti all'interno di un Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC);
- per lo "scambio sul posto altrove" (SSA) l'utente dello scambio sul posto è un Comune con popolazione fino a 20 000 residenti. In tal caso i punti di prelievo e immissione non devono essere necessariamente tra essi coincidenti [50].

Superbonus 110% È una misura di incentivazione introdotta con il Decreto Rilancio del 19 maggio 2020 per rendere più efficienti e più sicure le proprie abitazioni. Il meccanismo del superbonus prevede la possibilità di effettuare i lavori a costo zero per le spese sostenute dal 1° luglio 2020 al 30 giugno 2022. Gli interventi possibili si dividono in interventi trainanti o principali ed interventi trainati; per accedere al bonus è necessario realizzare almeno uno degli interventi trainanti, dopodiché è possibile realizzare anche gli interventi trainati, tra i quali rientra l'installazione di impianti fotovoltaici (anche con accumulo) e di dispositivi per la ricarica dei veicoli elettrici. L'installazione di impianti fotovoltaici è vincolata dalla cessione dell'energia prodotta e non autoconsumata in sito al GSE con il meccanismo di Ritiro Dedicato; non possono quindi essere adottati ulteriori incentivi [51].

Detrazioni al 50% L'art. 16-bis del Dpr 917/86 prevede una detrazione dell'IRPEF pari al 36% delle spese sostenute, fino ad un massimo di 48 000 € per unità immobiliare, per le attività di ristrutturazione edilizia. Per le spese sostenute dal 26 giugno 2012 al 31 dicembre 2021 la detrazione è elevata al 50% e il limite massimo di spesa è di 96 000 € [52].

DM 4 luglio 2019 Noto anche come Decreto FER, prevede incentivi per l'energia elettrica prodotta da impianti solari fotovoltaici, eolici on shore, idroelettrici e impianti alimentati da gas residuati dei processi di depurazione. Gli impianti che possono accedere all'incentivo sono suddivisi in quattro gruppi in base alla tipologia, alla fonte energetica rinnovabile e alla categoria di intervento. Sono previsti dei premi sull'energia prodotta da impianti fotovoltaici installati in sostituzione a coperture su cui è rimosso eternit o amianto e sull'energia prodotta e consumata in sito da impianti di potenza fino a 100 kW installati su edifici, a condizione che l'energia autoconsumata sia superiore al 40% della produzione netta dell'impianto [53].

2.2 Esempi storici di comunità energetiche

Come si è visto nei paragrafi precedenti, in Italia la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica sono in concessione e dopo la nazionalizzazione del sistema elettrico nel 1962 l'unica forma di autoconsumo consentito era quello nella forma

"uno a uno". Di conseguenza, l'Italia non vanta una vasta esperienza nell'ambito delle comunità energetiche rispetto ad altri paesi europei e le iniziative esistenti sono principalmente cooperative elettriche storiche e consorzi storici realizzati prima del 1962.

2.2.1 Le cooperative storiche

Le cooperative elettriche sono delle associazioni volontarie di clienti finali che gestiscono e utilizzano l'energia prodotta da uno o più impianti di generazione di energia elettrica nella disponibilità dell'associazione. Si tratta di iniziative nate, generalmente, nel periodo compreso tra il XIX e il XX secolo nelle aree periferiche dell'arco alpino con lo scopo di utilizzare risorse idriche localmente disponibili per la produzione di energia elettrica. Le cooperative elettriche svolgono, nei confronti dei propri soci, l'attività di autoproduzione elettrica e l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione è prioritariamente messa a disposizione dei soci [54].
Un esempio è la Società Elettrica Cooperativa dell'Alto Bût (SECAB): fondata nel 1911, costituisce la prima azienda friulana per la produzione e distribuzione di energia idroelettrica sorta in forma di cooperativa. Inizialmente la SECAB produceva energia elettrica da un generatore a corrente continua azionato dalla ruota idraulica di una segheria ed alimentava l'illuminazione domestica del capoluogo di Paluzza nelle sole ore notturne. Attualmente la cooperativa gestisce cinque impianti idroelettrici con una potenza installata complessiva di 10,8 MW e che generano circa 44 000 MWh all'anno. Questa produzione copre totalmente il fabbisogno annuo di energia elettrica del territorio servito, con un surplus di circa 24 000 MWh che viene ceduto in parte alla società pubblica Gestore dei Servizi Energetici (GSE), in parte al grossista di riferimento.
La cooperativa si occupa anche della distribuzione sul territorio dell'energia eletrica prodotta: la SECAB raggiunge cinque comuni e 5 200 utenze nel territorio dell'Alto Bût attraverso 75 km di linee in media tensione, circa 120 km in bassa tensione e 86 trasformatori di tensione. L'obiettivo è quello di raggiungere non solo i centri abitati, ma anche le zone più remote, garantendo lo sviluppo e la crescita economica di tutto il territorio.
Attualmente la cooperativa conta circa 2 650 soci, i quali hanno l'opportunità di

orientare le scelte strategiche di un produttore di energia da fonti rinnovabili, partecipare alla gestione di una realtà che sostiene lo sviluppo sociale ed economico della zona, indirizzare gli interventi di sostegno alle iniziative assistenziali, culturali e sportive locali e risparmiare sul costo della bolletta dell'energia elettrica [55].

Figura 2.4. Fotografia storica dell'impianto del Fontanone, il primo gestito dalla SECAB [55].

2.2.2 Cooperative recenti

Tra le iniziative più recenti, si può citare la cooperativa Energia Positiva, una startup nata nel 2015 a Nichelino (TO). I soci hanno la libertà di scegliere e sottoscrivere su un'apposita piattaforma informatica delle quote di reali impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici diffusi sul territorio nazionale, creando il proprio "impianto virtuale". I soci in questo modo consumano energia 100% rinnovabile ed hanno un risparmio in bolletta pari in media al 5% del capitale sottoscritto come quote. Attualmente la cooperativa conta 597 soci e 26 impianti condivisi che producono 6,5 GWh all'anno [56].

Un altro esempio è la Cooperativa di Comunità di Melpignano, costituita nel 2011 nel piccolo centro di 2 500 abitanti in provincia di Lecce. Si tratta della prima società cooperativa a responsabilità limitata in Italia, costituita da soci-cittadini-utenti, con l'obiettivo iniziale di realizzare una rete diffusa di impianti fotovoltaici sui tetti di case, aziende e edifici pubblici. La cooperativa ha installato 33 impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 179,67 kW, riuscendo a soddisfare quasi

totalmente il fabbisogno elettrico delle famiglie ed evitando l'emissione in atmosfera di 118 892 kg di CO_2 all'anno. I ricavi della cooperativa vengono reinvestiti in progetti di interesse della comunità: ad esempio, parte degli utili sono stati utilizzati per finanziare l'installazione di erogatori di acqua potabile in 42 comuni, con il duplice scopo di valorizzare l'acqua pubblica e ridurre l'acquisto di quella nelle bottiglie di plastica [57].

2.2.3 Il caso Piemonte e la Pinerolo Oil Free Zone

Con la Legge regionale 3 agosto 2018, n. 12, la Regione Piemonte è stata la prima in Italia ad attuare disposizioni per il sostegno alle comunità energetiche, prima ancora che venisse emanata la REDII. Le comunità energetiche, a cui possono partecipare soggetti pubblici e privati, vengono definite come "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". Viene specificato che le comunità mantengono la qualifica di soggetti produttori di energia soltanto se annualmente la quota dell'energia prodotta destinata all'autoconsumo da parte dei membri costituisce almeno il 70% del totale.
Le comunità devono redigere, entro sei mesi dalla loro costituzione, un bilancio energetico ed entro dodici mesi un documento strategico che individua le azioni per la riduzione dei consumi energetici da fonti non rinnovabili e l'efficientamento dei consumi energetici. Tale documento deve essere inviato alla Giunta regionale per verificare la coerenza con il Piano energetico-ambientale regionale (PEAR). Ogni tre anni la Giunta regionale verifica l'attuazione del documento strategico e i risultati conseguiti in termini di riduzione dei consumi energetici [58].
Con la Deliberazione della Giunta Regionale n. 18-8520 dell'8 marzo 2019 ha dato attuazione alla Legge ed ha introdotto delle disposizioni più specifiche, ad esempio:

- i membri di una comunità energetica devono essere collegati alla rete elettrica sottesa alla medesima cabina primaria di trasformazione AT/MT;

- almeno la metà della quota minima del 70% di energia prodotta destinata all'autoconsumo deve essere prodotta da fonti energetiche rinnovabili disponibili localmente;

- il consumo annuo elettrico deve essere pari ad almeno 0,5 GWh [59].

Con il D.D. 8 ottobre 2019, n. 547 è stata avviata la raccolta di manifestazioni di interesse ad un contributo finanziario a sostegno della costituzione di comunità energetiche da parte dei Comuni piemontesi. La Regione ha stanziato complessivamente 50 000 € ed ha stabilito che ogni richiedente potesse beneficiare di un contributo finanziario non inferiore a 5 000 € e non superiore a 10 000 € fino ad esaurimento della dotazione finanziaria. Con il D.D. 12 marzo 2020, n. 97 è stata pubblicata la graduatoria dei beneficiari, in cui sono rientrati l'Unione Montana Valle di Susa e Alta Valle di Susa (TO), il Comune di Ostana (CN) (per la Monviso Energy Community), il Comune di Scalenghe (TO) (per la Comunità Energetica del Pinerolese) e l'Unione Montana Valle Maira (CN).
L'area del pinerolese merita particolare attenzione per le iniziative intraprese negli ultimi anni. Il 16 aprile 2019 è stato presentato a Torino il Protocollo d'Intesa della Oil Free Zone Pinerolese "Territorio sostenibile", a cui hanno aderito in totale 27 comuni. Le Oil Free Zone, istituite con la Legge 221/2015, sono aree territoriali nelle quali si prevede la progressiva sostituzione del petrolio e dei suoi derivati con energie prodotte da fonti rinnovabili [60]. In seguito alla pubblicazione del bando del D.D. 8 ottobre 2019, n. 547, 6 comuni aderenti alla Oil Free Zone (Cantalupa, Frossasco, Roletto, San Pietro Val Lemina, Scalenghe e Vigone) hanno proposto un progetto di comunità energetica. I soggetti proponenti sono 11, i sopracitati comuni e 5 aziende, e intendono costituire una cooperativa di soggetti pubblici e privati, dotata di uno statuto che permetta ad altri soggetti interessati di unirsi alla comunità in futuro [61]. Per soddisfare il fabbisogno energetico locale, sono previsti 162 impianti in grado di produrre 16,9 GWh/anno da fonti rinnovabili. L'energia viene prodotta dall'impianto idroelettrico da 450 kW di Inverso Pinasca, da un impianto alimentato a biogas generato dal trattamento dei rifiuti organici e da impianti fotovoltaici presenti sul territorio. L'impianto a biogas costituisce l'unico prosumer termico e può produrre 18,8 GWh/anno di energia termica, da distribuire sulla rete di teleriscaldamento e sulle sedi dell'azienda Acea Pinerolese Industriale (API) [62].
Le aree interessate dai progetti di Oil Free Zone e Comunità Energetica sono indicate in figura 2.5.

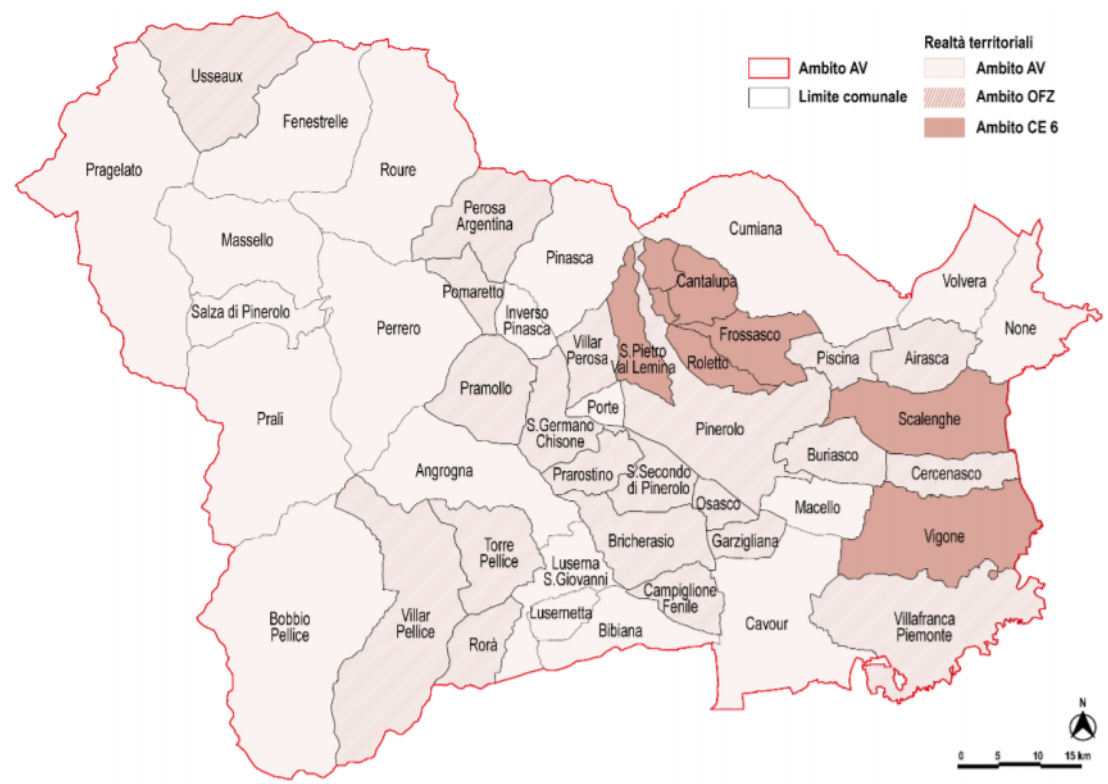

Figura 2.5. Area interessata dalla Oil Free Zone e dalla Comunità Energetica Pinerolese [61].

2.3 Verso il recepimento delle direttive europee

Con l'articolo 42-bis del Decreto legge n. 162 del 2019 l'Italia ha anticipato il recepimento della direttiva REDII in termini di autoconsumo collettivo e comunità energetiche, avviando una fase di sperimentazione che permette la realizzazione delle prime iniziative di autoconsumo collettivo e comunità energetiche in attesa del pieno recepimento della direttiva. I vari passaggi del recepimento delle direttive europee vengono sintetizzati in figura 2.6.

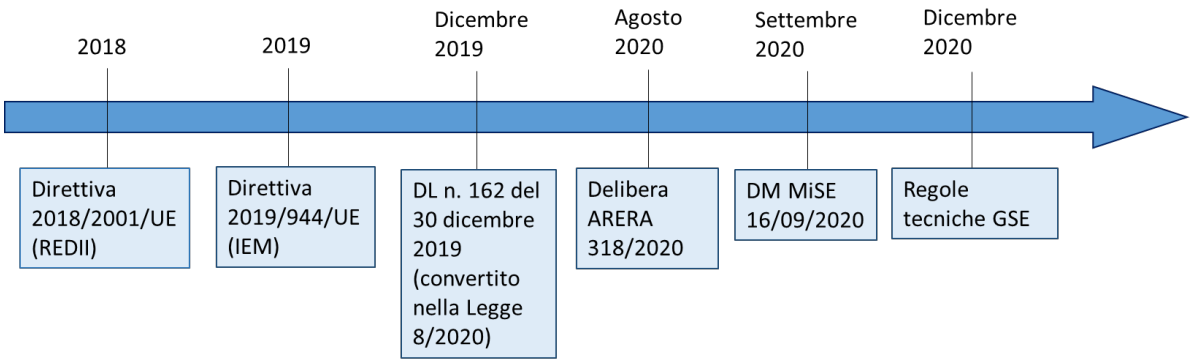

Figura 2.6. Tappe del recepimento anticipato delle definizioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili in Italia.

2.3.1 Il Decreto Milleproroghe 2019

I contenuti della REDII in materia di comunità energetiche sono stati recepiti con l'articolo 42-bis del DL n. 162 del 30 Dicembre 2019 (cosiddetto "Decreto Milleproroghe"), convertito nella Legge n.8 del 28 Febbraio 2020. Il decreto introduce la possibilità per i consumatori di energia elettrica di associarsi per divenire autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente (AUC) oppure formare comunità energetiche rinnovabili (CER), introducendo così la possibilità di consumare energia in schemi "uno a molti" e "molti a molti". Di seguito vengono riassunti i punti salienti del decreto.

Partecipazione e scopo Riprendendo la direttiva europea, il decreto stabilisce che possono far parte delle comunità energetiche persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali. La partecipazione alle comunità di energia rinnovabile ed agli schemi dell'autoconsumo collettivo non può costituire l'attività commerciale e industriale principale dei partecipanti. L'obiettivo principale dell'associazione è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera la comunità.
Le CER, come da direttiva europea, devono costituire un soggetto giuridico, tuttavia il decreto non dà indicazioni precise su quale forma andrà adottata; ne consegue che la forma potrà essere scelta valutando caso per caso quale sia l'opzione più adatta.

Impianti di produzione Gli impianti al servizio delle configurazioni definite devono essere alimentati da fonti rinnovabili, avere potenza complessiva massima di 200 kW ed essere entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore della legge di conversione del DL n. 162/2019 ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva europea.

Perimetro delle configurazioni Per le comunità energetiche rinnovabili, i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti di produzione si trovano sottesi alla stessa cabina di conversione media tensione/bassa tensione, mentre per gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente il perimetro è definito come l'edificio o il condominio.

Modello di regolazione Negli schemi di autoconsumo "uno a molti" e "molti a molti" possono essere realizzate configurazioni fisiche, nelle quali c'è una connessione diretta privata tra impianto/i di generazione e utenze domestiche/comuni, con un unico punto di accesso alla rete pubblica (POD), e configurazioni virtuali che invece sfruttano la rete pubblica per lo scambio di energia tra unità di generazione e di consumo. Le due soluzioni sono schematizzate in figura 2.7.
Nel modello fisico, si ha un solo POD di scambio con la rete e l'energia prodotta e autoconsumata rimane effettivamente all'interno del perimetro della rete privata di edificio, quindi non sarebbe soggetta all'applicazione della parte variabile degli oneri di rete e di sistema. Essendoci un unico POD, viene stipulato un solo contratto di fornitura per le utenze comuni e domestiche ed i consumi delle singole utenze non sono contabilizzati da un contatore fiscale. Va precisato che secondo la normativa vigente tutte le unità immobiliari devono essere connesse ad un proprio contatore fiscale, altrimenti si configurerebbero come "utenti nascosti" della rete di distribuzione pubblica. Inoltre, poiché in questo modello i singoli utenti non dispongono di un proprio POD, non vengono rispettati i principi contenuti nelle direttive europee secondo i quali ogni cliente finale deve poter scegliere il proprio contratto di fornitura ed essere libero di abbandonare la configurazione in ogni momento.
Nel modello virtuale, la rete pubblica è invariata ed ogni utente è normalmente connesso alla rete pubblica tramite un proprio POD; in questo modo ogni utente dispone di un proprio contatore fiscale ed è mantenuta la libertà da parte di

ciascuno di poter scegliere il proprio fornitore di energia o di uscire dallo schema. In questo caso i benefici dell'autoconsumo derivano da un'operazione di tipo commerciale, svolta da un soggetto responsabile (gestore dello schema) che provvede a quantificare le quote di autoconsumo attribuibili ad ogni partecipante sulla base dei dati di misura fiscali di produzione dell'impianto, di consumo delle utenze domestiche e condominiali [63].

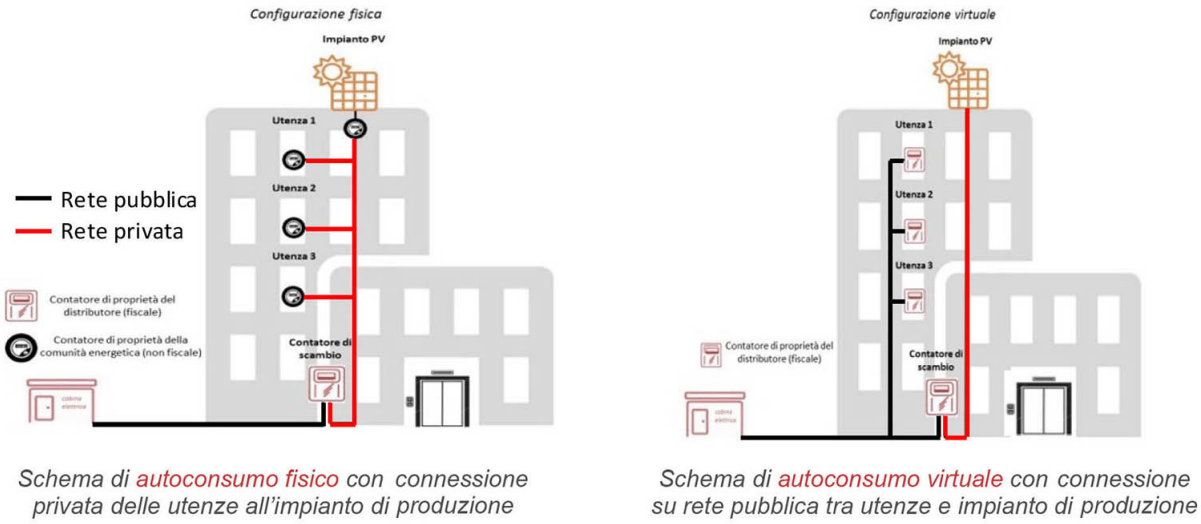

Figura 2.7. Confronto tra i modelli di regolazione fisico e virtuale [63].

Il modello di regolazione individuato dal decreto è quello virtuale, per cui i soggetti partecipanti condividono l'energia sfruttando la rete elettrica esistente. L'energia è condivisa per l'autoconsumo istantaneo, che può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo realizzati nel perimetro della configurazione. L'energia condivisa è pari al minimo 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.

Clienti finali Gli associati mantengono i loro diritti di clienti finali, compreso quello di scegliere il proprio venditore, possono recedere dalla configurazione in qualsiasi momento e regolano i loro rapporti tramite un contratto di diritto privato che individua univocamente un soggetto delegato, responsabile del riparto dell'energia condivisa. I clienti finali partecipanti possono, inoltre, demandare a tale

soggetto la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso i venditori e il Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Incentivazione La tariffa incentivante è erogata dal GSE e mira a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo. Le configurazioni non possono accedere agli incentivi di cui al DM 4 luglio 2019 né al meccanismo dello scambio sul posto, ma sono applicabili le detrazioni fiscali previste per interventi di recupero del patrimonio edilizio e di riqualificazione energetica degli edifici. Sull'energia prelevata dalla rete pubblica dai clienti finali, compresa quella condivisa, si applicano gli oneri di rete [64].

2.3.2 La Delibera ARERA 318/2020

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) è chiamata ad adottare dei provvedimenti finalizzati a favorire lo sviluppo delle comunità di energia rinnovabile e degli schemi di autoconsumo collettivo. A tale scopo, il 4 agosto 2020 è stata pubblicata la Delibera ARERA 318/2020 e l'allegato A, che ne è parte integrante.
Il documento dà la definizione di "Autoconsumatore di energia rinnovabile", inteso come "un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale. L'impianto dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile." Da un punto di vista operativo, l'autoconsumatore di energia rinnovabile deve essere il cliente finale come definito nel TISSPC e può realizzare una delle configurazioni private attualmente previste dalle normative vigenti (SEU o ASAP). Viene ribadita la scelta del modello regolatorio virtuale, che consente di godere dei benefici derivanti dal consumo in sito dell'energia elettrica localmente prodotta senza dover realizzare nuove reti private non necessarie e possibilmente costose. Inoltre, il modello virtuale risulta molto flessibile e garantisce ad ogni soggetto partecipante di abbandonare la configurazione o apportare modifiche alla propria fornitura elettrica senza dover apportare modifiche alle connessioni elettriche.

I soggetti facenti parte della comunità energetica o dello schema di autoconsumo collettivo devono nominare un referente a cui spetta l'incarico di interagire con il GSE. Il referente, nel caso di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, è il legale rappresentante dell'edificio o condominio ovvero un produttore di energia elettrica che gestisce uno o più impianti di produzione facenti parte della configurazione; nel caso della comunità di energia rinnovabile, il referente è la comunità stessa.
Il GSE calcola su base mensile, per ciascuna configurazione, il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa C_{AC} in €. Nel caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, tale valore è pari alla somma de:

- il prodotto tra l'energia elettrica condivisa E_{AC} e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile $CU_{Af,m}$;

- la somma, per livello di tensione i e ore h, dei prodotti tra l'energia elettrica condivisa per livello di tensione, il coefficiente delle perdite evitate c_{PR} corrispondente al medesimo livello di tensione e il prezzo zonale orario Pz

$$C_{AC} = CU_{Af,m} \cdot E_{AC} + \sum_{i,h} (E_{AC,i} \cdot c_{PR,i} \cdot Pz)_h \tag{2.1}$$

Nel caso delle comunità energetiche, il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica C_{AC} è pari al prodotto tra l'energia elettrica condivisa E_{AC} e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile $CU_{Af,m}$

$$C_{AC} = CU_{Af,m} \cdot E_{AC} \tag{2.2}$$

Il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile ($CU_{Af,m}$), espresso in c€/kWh, è 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 (nel 2021 il valore è pari a 0,794 c€/kWh) e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi in bassa tensione (BTAU) vigenti nel mese m-esimo (pari, per l'anno 2021, a 0,061 c€/kWh nel caso di potenza disponibile fino a 16,5 kW e a 0,060 c€/kWh nel caso di potenza disponibile superiore a 16,5

kW).
Il coefficiente delle perdite di rete evitate (c_{PR}) è pari a:

- 1,2% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in media tensione;
- 2,6% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione.

Il GSE eroga al referente il contributo per la valorizzazione e l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa, calcolato come la somma di:

1. la restituzione delle componenti tariffarie previste dalla delibera, ossia il termine C_{AC} calcolato come descritto in precedenza;
2. il prodotto tra la tariffa incentivante definita dal Ministro dello Sviluppo Economico e la quantità di energia elettrica a cui essa è riferita, secondo l'equazione 2.3
$$I_{AC} = TP_{AC} \cdot E_{AC} \tag{2.3}$$
dove TP_{AC} è la tariffa premio come definita dal Decreto MiSE, E_{AC} è l'energia elettrica condivisa e I_{AC} è l'incentivazione dell'energia condivisa.
3. il contributo per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da parte del GSE, ove richiesto, calcolato come prodotto di tutta l'energia immessa in rete per il Prezzo Zonale Orario.
4. eventuali corrispettivi a copertura dei costi amministrativi del GSE qualora previsti dal Ministro dello Sviluppo Economico [65].

2.3.3 Decreto Ministeriale MiSE 16 settembre 2020

Il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) ha emanato il 16 settembre 2020 il decreto che individua la tariffa incentivante per le configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili. Il decreto stabilisce che la tariffa incentivante è valida per 20 anni ed è pari a:

- 100 €/MWh nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una configurazione di autoconsumo collettivo;

- 110 €/MWh nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una comunità energetica rinnovabile.

Inoltre, il decreto stabilisce quali altre agevolazioni possano essere applicate. In particolare:

- **non** possono essere applicati gli incentivi previsti dal decreto FER del 04 luglio 2019;
- **non** possono essere applicati i meccanismi dello scambio sul posto;
- può essere applicata la detrazione del 50% prevista dal decreto del Presidente della Repubblica n.917/1986, nel limite massimo di spesa complessivo di euro 96.000 riferito all'intero impianto;
- il superbonus 110% può essere applicato alla quota di spesa corrispondente ad una potenza massima di 20 kW, in alternativa alla detrazione del 50%; per la quota di spesa corrispondente alla potenza eccedente i 20 kW si applica la detrazione ordinaria del 50%.

Nella tabella 2.1 vengono sintetizzati i contributi spettanti alle configurazioni CER e AUC secondo la Delibera ARERA 318/2020 e il Decreto MiSE 30/09/2020. I valori degli oneri non goduti sono stimati tenendo conto delle definizioni e dei valori riportati nel paragrafo 2.3.2; la valorizzazione dell'energia immessa al prezzo di mercato assume che il Prezzo Zonale Orario si mantenga attorno ai 55 €/MWh.

Tabella 2.1. Riassunto dei corrispettivi erogati agli schemi di CER e AUC.

	CER	**AUC**
Tariffa premio	110 €/MWh	100 €/MWh
Valorizzazione energia immessa al prezzo di mercato	$\sim$ 55 €/MWh	
Compensazione oneri non goduti	8 €/MWh	10 €/MWh

2.3.4 Regole tecniche GSE

Il 22 dicembre 2020 il GSE ha pubblicato le "Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa", relative agli

schemi CER e AUC. Il documento contiene un riassunto della normativa vigente per quanto riguarda i contributi spettanti alle configurazioni, la cumulabilità e compatibilità con altri meccanismi di agevolazione, i requisiti specifici delle tecnologie adottabili e dei soggetti partecipanti alle configurazioni.
Le Regole Tecniche indicano la procedura che il referente deve seguire per garantire alla CER o AUC l'accesso all'incentivo, specificando che la richiesta deve avvenire attraverso apposito portale e indicando tutta la documentazione che il referente deve presentare al momento della richiesta. In particolare, il referente dovrà rispondere ad alcune domande preliminari atte a verificare la presenza dei requisiti base per l'accesso al servizio ed indicare la data in cui è stata creata l'associazione. In seguito il referente dovrà inviare alcuni documenti, tra cui atto costitutivo e statuto della comunità di energia rinnovabile con evidenziati i passaggi in cui si riscontrano i requisiti del DL n. 162/2019, ossia:

- l'oggetto sociale prevalente della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari;
- gli azionisti o membri possono essere solo persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale;
- la comunità ha una partecipazione aperta e volontaria, è autonoma ed effettivamente controllata dagli azionisti o membri facenti parte della configurazione;
- sono mantenuti i diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore, ed è stato individuato univocamente un soggetto delegato responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa e per i membri/azionisti sia possibile in ogni momento uscire dalla configurazione fermi restando, in caso di recesso anticipato, eventuali corrispettivi, equi e proporzionati, concordati per la compartecipazione agli investimenti sostenuti;

Vengono descritti i criteri di calcolo dei contributi economici riconosciuti, tenendo conto di quanto stabilito dalla Delibera ARERA 318/2020. Il GSE calcola ogni mese, compatibilmente con le misure trasmesse dai gestori di rete, il contributo

spettante espresso in € per l'energia condivisa, comprensivo della tariffa premio e del orrispettivo unitario previsto dalla Delibera, ed il valore dell'energia ritirata espresso in € per l'energia elettrica immessa in rete. In fase di pubblicazione dei contributi, il GSE renderà disponibili al Referente, sul portale informatico, le grandezze energetiche relative ad ogni punto di connessione, al fine di garantire la trasparenza delle informazioni.
Vengono infine individuati i corrispettivi dovuti al GSE a copertura dei costi amministrativi, indicati in tabella 2.2. Si applica inoltre un contributo aggiuntivo di € 4,00/anno per ogni punto di connessione facente parte della configurazione [66].

Tabella 2.2. Corrispettivi dovuti al GSE a copertura dei costi amministrativi [66].

Potenza	Corrispettivo fisso	Corrispettivo variabile
kW	€/anno	€/kW
P<=3	0	0
3<P<=20	30,00	0
20<P<=200	30,00	1,00

2.4 Le prime applicazioni del DL n. 162/2019

Verrano di seguito presentati i primi esempi di CER e AUC che sono stati realizzati in Italia ai sensi del DL n. 162/2019.

2.4.1 Magliano Alpi: la prima CER in Italia

Il primo esempio di Comunità Energetica italiana come definita dall'art. 42 bis del DL n. 162/2019 è quello del comune di Magliano Alpi, in provincia di Cuneo. Il percorso è iniziato con l'adesione del comune al "Manifesto delle comunità energetiche" promosso dall'Energy Center del Politecnico di Torino in collaborazione con gruppi di ricerca del Politecnico di Milano, delle Università di Bologna, Trento, Modena-Reggio Emilia e Udine. Il passaggio successivo è avvenuto il 4 dicembre 2020, con la costituzione dell'associazione non riconosciuta "Comunità Energetica Rinnovabile Energy City Hall", registrata all'Agenzia delle Entrate il 18 dicembre. Il Comune, che ricopre il ruolo di coordinatore e prosumer della CER, ha messo a disposizione un impianto da 20 kW installato sul tetto del municipio nel mese di

maggio 2020. L'impianto può condividere l'energia prodotta e non autoconsumata con gli utenti della comunità, inizialmente costituiti dalla biblioteca, dalla palestra, dalle scuole e da quattro residenti che hanno aderito all'iniziativa. All'impianto verranno collegate due colonnine per la ricarica dei veicoli elettrici, utilizzabili gratuitamente dai residenti, e possibilmente altri prosumer e utenti.

Figura 2.8. Impianto FV installato sul municipio di Magliano Alpi [67].

Il Comune ha installato presso tutti i POD facenti parte della configurazione degli smart meters e ha scelto di avvalersi della piattaforma Energy4Com per l'analisi dei flussi energetici di produzione e consumo, ottenendo un dettaglio aggiuntivo a quello fornito dal GSE.
L'obiettivo del Comune di Magliano Alpi è quello di ricoprire un ruolo attivo come Pubblica Amministrazione nello sviluppo di modelli innovativi per il rilancio del territorio, infondendo fiducia nei cittadini per coinvolgerli nella transizione energetica e mettendo a disposizione dei comuni limitrofi il know-how acquisito [67].

2.4.2 Comunità energetica e solidale di Napoli Est

Nel quartiere di San Giovanni a Teduccio, nella periferia est di Napoli, è stata realizzata la "Comunità energetica e solidale di Napoli Est", la prima comunità energetica del Sud Italia, avente la forma di Ente del Terzo Settore. Il progetto, promosso da Legambiente e finanziato da Fondazione con il Sud, coinvolge la Fondazione Famiglia di Maria e 40 famiglie con disagi economici che godranno dei

benefici di questo nuovo sistema energetico. Il progetto comprende anche una campagna di sensibilizzazione delle famiglie coinvolte, per aumentare le consapevolezza dei temi energetici ed aumentare i benefici della comunità.
L'energia condivisa verrà prodotta dall'impianto fotovoltaico da 53 kW installato sulla copertura della Fondazione Famiglia di Maria, in grado di produrre 65 000 kWh/anno che verranno autoconsumati dalla struttura oppure condivisi con le famiglie. È stato stimato un risparmio reale, in termini di minor energia elettrica consumata da tutti gli aderenti alla CER, pari a circa 300mila euro in 25 anni [68].

2.4.3 L'Autoconsumo Collettivo di Pinerolo

Il 14 maggio 2021 è stato inaugurato a Pinerolo il primo Condominio Autoconsumatore Collettivo operativo d'Italia. L'intervento di efficientamento energetico del condominio è stato realizzato dalla società Acea Energie Pubbliche nell'ambito del progetto "Energheia" in Joint Venture con Tecnozenith e con la collaborazione dell'Energy Center del Politecnico di Torino. Con questo intervento sono stati installati:

- un impianto fotovoltaico da 20 kW ed un impianto solare termico per la produzione Acqua Calda Sanitaria;
- una Pompa di Calore reversibile da 83 kW in riscaldamento, 71 kW in raffrescamento;
- una nuova sottocentrale per l'integrazione dei diversi sistemi di produzione energetica;
- 13 Enerboxx per la distribuzione e contabilizzazione termica ed accumulo sanitario in ogni alloggio;
- sistema BMS (Building Management System) remoto con cui gli inquilini possono controllare la temperatura in ogni camera e monitorare i propri consumi elettrici e termici.

L'insieme di questi strumenti permette di produrre l'acqua calda sanitaria, di riscaldare le abitazioni d'inverno e raffrescarle d'estate, alimentando elettricamente la pompa di calore e di produrre energia elettrica per il consumo dell'edificio. In

questo modo, il 90% del fabbisogno termico ed elettrico del condominio è soddisfatto dalla produzione degli impianti sulla copertura; l'autoconsumo è ulteriormente favorito dalla presenza di un pacco di batterie da 13 kWh [69].

Figura 2.9. Fotografia dell'impianto solare termico e dell'impianto fotovoltaico a disposizione dello schema di autoconsumo collettivo di Pinerolo [69].

2.5 Il futuro dell'autoconsumo collettivo

Il recepimento delle Direttive europee era atteso per il 31 dicembre 2020 per la IEM e 30 giugno 2021 per la REDII, tuttavia si sono verificati dei ritardi ed una bozza di decreto attuativo è stata presentata solamente il 5 agosto 2021. All'articolo 8 ed agli articoli dal 30 al 33 di tale bozza sono contenute le nuove proposte per la condivisione dell'energia, tra le quali:

- possono accedere all'incentivo gli impianti a fonti rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW che entrano in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del decreto;
- le utenze di consumo interessate dalla configurazione devono essere sottese alla medesima cabina primaria;
- l'incentivo è erogato in riferimento all'energia prodotta dall'impianto e condivisa all'interno della configurazione;
- l'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di contingenti di potenza stabiliti su base quinquennale.

I meccanismi di incentivazione dell'energia condivisa andranno aggiornati entro 180 giorni dall'entrata in vigore del nuovo decreto.
Le novità introdotte rispetto alla fase transitoria sono essenzialmente due, ossia l'innalzamento del limite di potenza degli impianti a fonti rinnovabili da 200 kW ad 1 MW e l'ampliamento del perimetro delle CER dalla cabina secondaria alla cabina primaria [70].
Il decreto legislativo di recepimento è stato infine approvato dal Consiglio dei ministri il 4 novembre 2021.

Capitolo 3

Il caso studio: la "Comunità Energetica Marconi"

Il caso studio analizzato nel presente lavoro di tesi è la CER "Comunità Energetica Marconi", formata nel comune di Savigliano in provincia di Cuneo con il supporto di Entec Spa. La configurazione è stata realizzata in accordo con il DL 162/2019 e la Delibera ARERA 318/2020, rientrando quindi nella fase sperimentale introdotta in Italia ed è uno dei primi progetti ad essere effettivamente realizzati.

3.1 Introduzione della Comunità

Gli edifici interessati dalla configurazione sono indicati nella figura 3.1 e comprendono una palestra ed il condominio adiacente che include 25 appartamenti e 2 locali commerciali. Sulla porzione più a nord della copertura della palestra, è stato installato l'impianto fotovoltaico della comunità di potenza nominale pari a 19,2 kW. All'interno del cortile della palestra sono stati installati: l'inverter, una stazione di ricarica per i veicoli elettrici ed i quadri elettrici.
Attualmente, i soggetti che hanno aderito alla comunità sono:

- il "prosumer": è il soggetto che ha sostenuto l'investimento, è intestatario dell'impianto fotovoltaico ed ha accesso alla stazione di ricarica EV;
- la palestra;
- 3 POD associati agli usi comuni condominiali;

- 11 utenze residenziali;
- due attività commerciali, ossia un piccolo ufficio ed una scuola di lingue, che si trovano nel condominio.

Attraverso richiesta all'ente distributore, è stato verificato che tutti i POD della configurazione sono alimentati dalla stessa cabina secondaria, che si trova a circa 130 m a sud dell'impianto.

Figura 3.1. Vista aerea con indicati: la palestra (in rosso), il condominio interessato dalla CER (in blu) e la cabina di trasformazione MT/BT.

In figura 3.3 viene riportato uno schema di come le utenze della comunità interagiscono tra di loro: la stazione di ricarica si trova immediatamente a valle del contatore di scambio (M1) e pertanto costituisce l'unica possibilità di autoconsumo diretto dell'energia elettrica prodotta dall'impianto; tutte le altre utenze della configurazione autoconsumano energia in modalità virtuale attraverso la rete dell'ente distributore (in questo caso, e-distribuzione). Per maggiore chiarezza, in figura 3.2 si riporta lo schema elettrico unifilare.

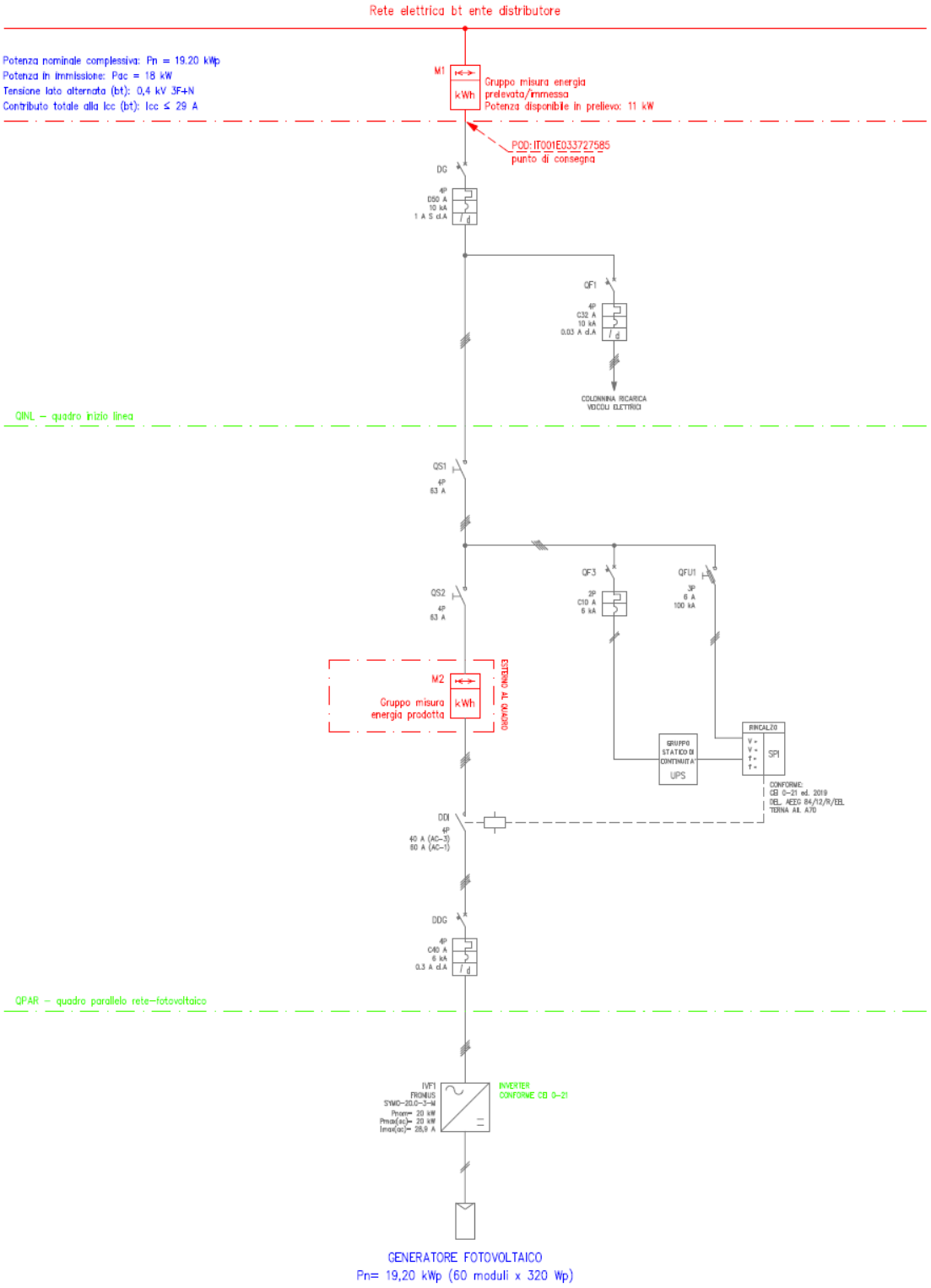

Figura 3.2. Schema unifilare.

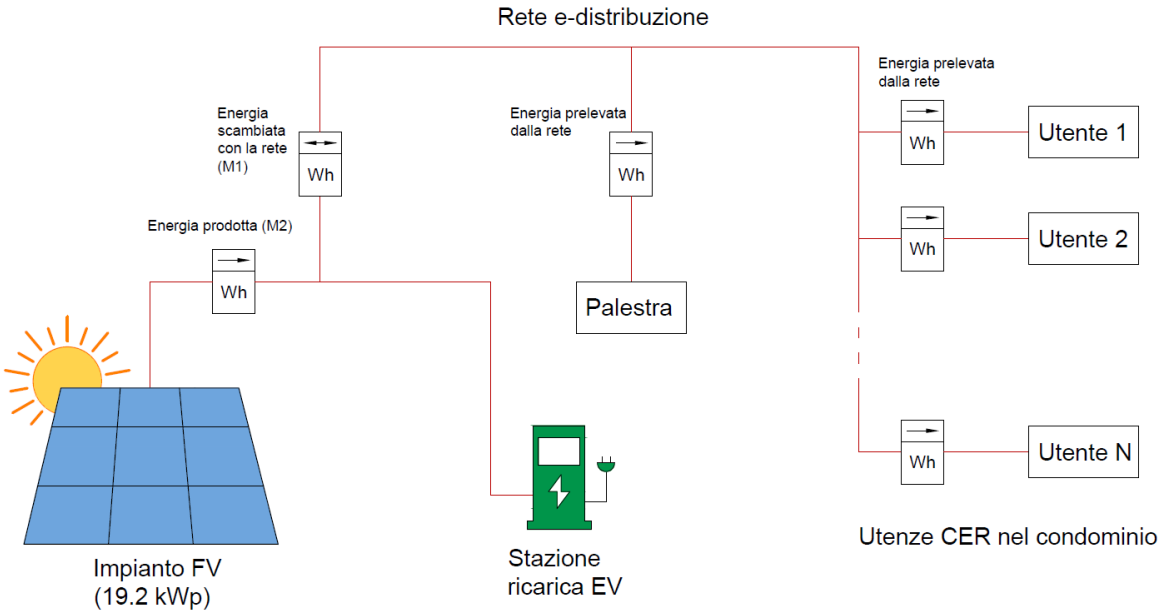

Figura 3.3. Schema delle utenze connesse alla CER.

3.2 La forma giuridica e la costituzione della CER

Come indicato nei capitoli precedenti, la normativa vigente prevede che la comunità energetica sia un soggetto giuridico che rispetta i principi stabiliti dalle Direttive. A livello nazionale non è stata indicata una forma specifica, ma alcuni studi hanno individuato le soluzioni più plausibili. Ad esempio, nel Manuale Operativo *Autoconsumo collettivo e comunità dell'energia* redatto da Gruppo Professione Energia, vengono indicate le seguenti opzioni [71]:

- Cooperativa: sulla base dell'art. 2511 del codice civile le cooperative sono società dedite alla produzione di beni o servizi dove lo scopo comune non è il profitto, ma quello mutualistico che consiste nel vantaggio che i soci conseguono grazie allo svolgimento della propria attività, invece che con terzi, direttamente con la società.

- Associazione (riconosciuta o non riconosciuta) o fondazione (di regola, di partecipazione): l'associazione è un ente caratterizzato dall'organizzazione di più persone al fine di perseguire uno scopo comune non di lucro (es.: sportivo,

culturale, politico); può essere dotata di personalità giuridica (associazione riconosciuta) oppure no (associazione non riconosciuta). Le fondazioni invece sono un complesso organizzato di beni destinati da uno o più soggetti (cd. fondatori) per la realizzazione di uno scopo generalmente altruistico (ad esempio uno scopo assistenziale o culturale).

- Impresa sociale: è una qualifica giuridica che può essere acquisita da enti privati e società che esercitano in via stabile e principale una o più attività d'impresa di interesse generale per il perseguimento di finalità civiche, solidaristiche e di utilità sociale, ed è regolamentata dal decreto legislativo 112/2017.

- Società benefit: perseguono volontariamente, nell'esercizio dell'attività d'impresa, oltre allo scopo di lucro anche una o più finalità di beneficio comune. Per beneficio comune si intende il perseguimento di uno o più effetti positivi (perseguibili anche riducendo gli effetti negativi) su persone, comunità, territori e ambiente, beni ed attività culturali e sociali, enti e associazioni ed altri portatori di interessi.

Per la "Comunità Energetica Marconi", la scelta è stata guidata dalla necessità di trovare una forma semplice e snella, dal momento che una struttura troppo complessa avrebbe potuto suscitare dubbi nei potenziali associati e costituire quindi una barriera alla formazione della Comunità. Si è optato quindi per l'associazione non riconosciuta, caratterizzata da costi contenuti e formalità ridotte [72].

3.2.1 Le associazioni non riconosciute

Tutte le associazioni nascono attraverso un contratto concluso tra i fondatori, detto atto costitutivo. Per le associazioni non riconosciute, regolate dagli articoli 36, 37 e 38 del codice civile, non è imposto alcun vincolo di forma e l'atto potrebbe essere redatto tramite una semplice scrittura privata o addirittura oralmente, tuttavia l'atto scritto si rende necessario per beneficiare di alcune agevolazioni fiscali. Nell'atto costitutivo devono essere contenute alcune informazioni come ad esempio la denominazione dell'ente, l'assenza di scopo di lucro, le finalità dell'associazione, la sede legale, i diritti e gli obblighi degli associati, i requisiti e la procedura per l'ammissione di nuovi associati, la durata dell'ente. All'atto costitutivo è allegato

lo statuto contenente le norme che regolano tutta la vita dell'associazione. I costi per la formazione si limitano al pagamento per la registrazione dell'atto costitutivo e dello statuto presso l'Agenzia delle Entrate, comprensivo di 200 € per l'imposta di registro e 16 € di marca da bollo per ogni 4 pagine scritte o 100 righe. I tempi sono molto rapidi, infatti l'associazione esiste già nel momento stesso in cui viene firmato l'atto costitutivo, a cui si aggiungono i tempi tecnici per la registrazione all'Agenzia delle Entrate [72].

3.2.2 La documentazione della CER

La "Comunità Energetica Marconi" è stata formata il 15 luglio 2021, data in cui è stato firmato l'atto costitutivo. Oltre all'atto costitutivo e allo statuto, è stato redatto un regolamento operativo che regola in modo specifico la gestione economica dell'associazione.
L'Atto costitutivo contiene i nomi dei soci fondatori ed alcune informazioni di carattere generale come la denominazione dell'associazione, l'assenza di scopo di lucro, la sede legale e la durata dell'associazione, fissata a tempo indeterminato. Viene esplicitato lo scopo dell'associazione, che è quello di "fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi membri e alle aree locali in cui opera"; inoltre, è previsto che la Comunità possa svolgere qualsiasi attività inerente i temi del risparmio energetico e della gestione efficiente dell'energia. Viene sottolineato che possono essere soci tutti coloro che sono in possesso dei requisiti previsti dalla normativa di settore.
Lo Statuto ribadisce alcuni dei concetti contenuti nell'Atto costitutivo, come denominazione, sede legale e scopo, e contiene le regole per l'amministrazione della comunità attraverso i suoi due organi, il Consiglio Direttivo e l'Assemblea dei soci. L'associazione si fonda sulla partecipazione aperta e volontaria dei membri che come da normativa possono essere persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali o autorità locali, compresa l'amministrazione comunale. I soci mantengono i propri diritti e obblighi di cliente finale; in particolare, sono tenuti alla stipula di un autonomo contratto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata dal proprio punto di connessione alla rete nazionale. È garantita in ogni momento la possibilità di aderire o rinunciare all'adesione, previa comunicazione scritta al Consiglio

Direttivo. Quest'ultimo costituisce l'organo amministrativo dell'Associazione ed è composto da tre membri nominati dall'Assemblea dei soci. Il Consiglio Direttivo è incaricato di redarre annualmente il Rendiconto, ossia il bilancio dell'associazione ed il calcolo della ripartizione degli importi disponibili tra i soci, il quale deve essere sottoposto all'approvazione dell'Assemblea. Il Consiglio Direttivo inoltre mantiene aggiornato il registro delle adesioni all'associazione. L'altro organo dell'associazione è l'Assemblea dei soci, che rappresenta l'organo sovrano dell'associazione e delibera sul bilancio predisposto dal Consiglio Direttivo, sugli indirizzi e le direttive generali dell'Associazione, sulla nomina dei componenti del Consiglio Direttivo e sulle eventuali modifiche dell'Atto costitutivo e dello Statuto. I soci sono convocati in Assemblea almeno una volta all'anno tramite comunicazione scritta per approvare il Rendiconto dell'esercizio sociale precedente.
Il Regolamento operativo contiene invece le norme per la gestione economica della Comunità. I partecipanti si distinguono in clienti finali semplici, che prelevano energia elettrica dal proprio POD ma non ne producono, ed i membri che oltre ad essere clienti finali sono anche produttori titolari di impianti di produzione e quindi producono energia elettrica mettendo la parte non autoconsumata a disposizione della Comunità. Nella configurazione attuale è presente un solo produttore titolare dell'impianto installato sulla copertura della palestra e della stazione di ricarica. Il costo per la realizzazione, la messa in esercizio e la gestione degli impianti di produzione è a carico di ciascun produttore. I ricavi annui della Comunità comprendono la remunerazione dell'energia immessa in rete, il rimborso degli oneri e l'incentivazione dell'energia condivisa, mentre i costi sono dovuti alla gestione della comunità ed alla regolazione dei rapporti con il GSE. La ripartizione economica è gestita in questo modo:

- La parte di ricavi derivante dalla valorizzazione dell'energia immessa in rete dagli impianti fotovoltaici andrà ai produttori in proporzione all'energia immessa da ciascun impianto.

- La parte di ricavi derivante dal rimborso degli oneri sarà ripartita tra i clienti finali sulla base dei dati di consumo contestuale messi a disposizione dal GSE.

- i ricavi derivanti dall'incentivazione saranno in primo luogo utilizzati per la copertura dei costi e per l'eventuale creazione di un fondo cassa; la rimanenza sarà suddivisa in parti uguali tra produttori e clienti finali (50% e 50%). La

quota spettante ai clienti finali verrà ripartita tra i clienti finali sulla base dei dati di consumo contestuale messi a disposizione dal GSE. La quota spettante ai produttori verrà ripartita in proporzione alla potenza installata dei rispettivi impianti.

Il regolamento prevede che i clienti finali siano completamente tutelati, per cui se per qualsiasi motivo la rimanenza di cui all'ultimo punto sopra indicato dovesse risultare negativa, il bilancio dell'associazione verrà ripianato dal produttore e non verrà richiesto nessun contributo ai clienti finali.

Tabella 3.1. Sintesi dei contenuti dei documenti che regolano la Comunità Energetica Marconi.

Atto costitutivo	- Denominazione ente - Definizione sede legale - Scopo dell'associazione - Durata dell'ente (fissata a tempo indeterminato)
Statuto	- Modalità di adesione - Diritti e doveri dei soci - Descrizione organi amministrativi
Regolamento operativo	- Definizione ricavi e costi - Regolazione economica

3.3 Le tecnologie utilizzate

In questa sezione verranno analizzate le tecnologie che sono state adottate nella configurazione, partendo da una breve descrizione del contesto ed introducendo in seguito i componenti specifici che sono stati scelti nel caso studio.

3.3.1 Il solare fotovoltaico

Il fotovoltaico è la tecnologia per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili più diffusa in Italia, dopo l'idroelettrico. La potenza installata nel fotovoltaico ha visto una crescita repentina negli anni tra il 2005 e il 2013, quando era in vigore il Conto Energia, una forma di incentivazione che rendeva particolarmente conveniente l'installazione di impianti fotovoltaici sia da parte di privati che di soggetti

titolari di partita IVA. In seguito, come mostrato nel Rapporto Statistico sul Solare Fotovoltaico del 2020 redatto dal GSE, la crescita è continuata a ritmi più lenti, raggiungendo nel 2020 21,65 MW di potenza installati ed una produzione annua di 24,94 TWh [73].

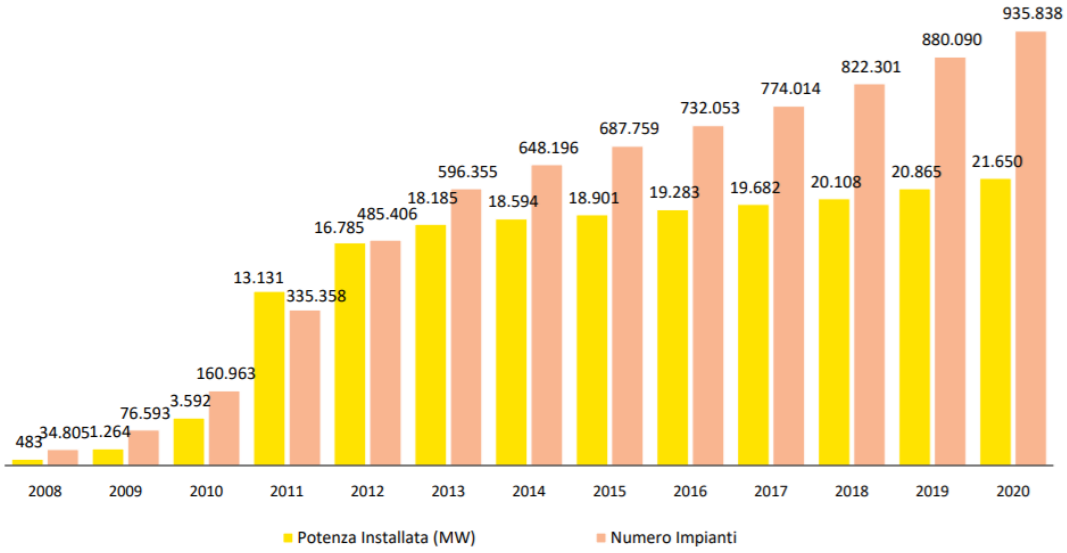

Figura 3.4. Evoluzione della potenza installata e del numero di impianti fotovoltaici in Italia [73].

Il PNIEC, che come si è visto ha stabilito gli obiettivi nazionali di penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico, impone per ogni tipologia di fonte rinnovabile un target di produzione e di potenza. Come si può vedere dagli andamenti in figura 3.5 lo sforzo maggiore è richiesto al fotovoltaico: per il 2030 devono essere installati 52 GW di potenza e devono essere prodotti 73,1 TWh di energia elettrica da impianti solari. Per raggiungere questi valori, la potenza installata dovrebbe crescere di 3 GW all'anno, contro l'attuale ritmo di 0,4 GW/anno, e la produzione annua di energia dovrebbe quasi triplicare.
Per rendere possibile un aumento così significativo del ritmo di installazione di impianti fotovoltaici, è necessario introdurre nuove opportunità e nuovi schemi possibili rispetto a quelli attuali. A tal proposito, la diffusione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo collettivo potrebbe rilanciare il fotovoltaico e le FER in generale: secondo uno studio elaborato da Elemens per Legambiente, il potenziale relativo

alle misure relative al recepimento anticipato è pari a 11 GW, principalmente legato all'installazione di impianti fotovoltaici su edifici condominiali. Con il recepimento completo della REDII, il perimetro potrebbe essere esteso e il limite di potenza innalzato, aumentando il potenziale di ulteriori 6 GW e in alcune aree potrebbe essere sfruttata anche l'energia eolica. Viene inoltre stimato che un totale sviluppo del potenziale in caso di recepimento completo potrebbe innalzare di 22,8 TWh la produzione elettrica da fonti rinnovabili al 2030, coprendo il 30% dell'incremento di quota FER richiesto dal PNIEC. Infine, lo studio prevede che la diffusione di impianti a fonti rinnovabili negli edifici e il minor costo dell'energia autoconsumata rispetto a quella prelevata dalla rete possano incentivare l'installazione di pompe di calore e di colonnine per la ricarica di veicoli elettrici. In questo modo, le CER contribuirebbero non solo agli obiettivi PNIEC in termini di generazione di elettricità, ma anche a quelli di penetrazione di fonti rinnovabili nei settori di riscaldamento e trasporti [74].

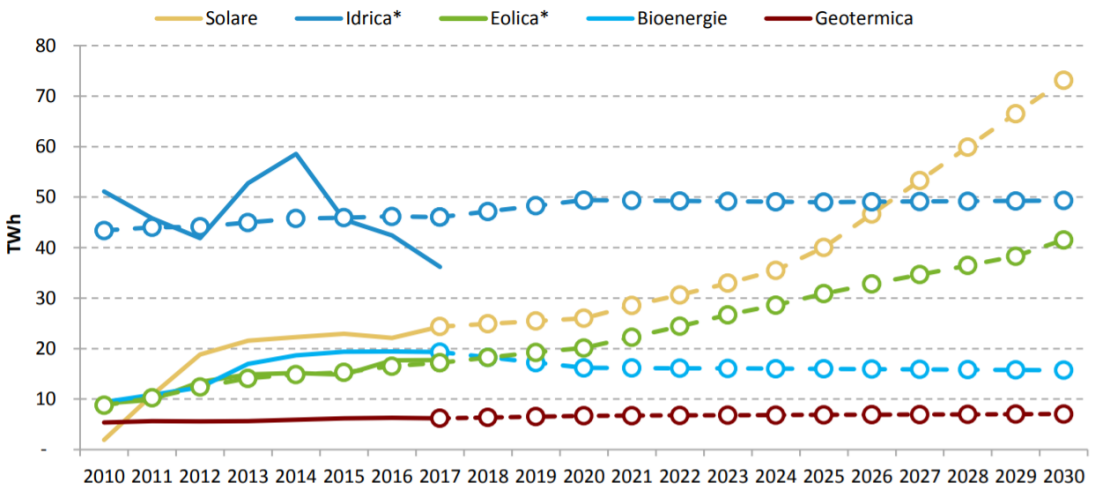

Figura 3.5. Traiettoria di crescita a dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 [8].

Principi di funzionamento

L'elemento base di un generatore fotovoltaico è la "cella solare" che consente, attraverso l'effetto fotoelettrico dei materiali semiconduttori, la conversione diretta della radiazione solare in elettricità. I materiali più comunemente usati sono il

silicio cristallino, sia monocristallino che policristallino, il silicio amorfo (per i cosiddetti "film sottili") oppure altri tipi di semiconduttori come Diseleniuro Indio Rame (CuInSe) o Tellururo di Cadmio (CdTe). Al 2020, il materiale più diffuso in Italia era il silicio policristallino, che rappresentava il 71,5% della potenza installata, seguito dal silicio monocristallino (22,8%) e dal film sottile (5,7%) [74]. Il silicio policristallino ha dominato per anni il mercato grazie al costo inferiore rispetto al monocristallino a fronte di una riduzione di efficienza ridotta, ma recentemente si è verificata un'inversione di tendenza e nel 2021 il monocristallino ha coperto quasi l'80% del mercato [75]. Le efficienze di conversione tipiche dei diversi materiali sono riassunte in tabella 3.2.

Tabella 3.2. Efficienze di conversione di diversi materiali semiconduttori utilizzati nelle celle fotovoltaiche.[76]

Materiale	**Efficienza**
Silicio monocristallino (m-Si)	19-23%
Silicio policristallino (p-Si)	16-18%
Silicio amorfo (a-Si)	6-10%
Film sottile di Diseleniuro Indio Rame (CIGS)	12-14%
Film sottile di Tellururo di Cadmio (CdTe)	16-18%

Per dati valori di irradianza e temperatura, può essere individuata la curva I(U) nota come caratteristica corrente-tensione della cella; le coordinate dei punti che la costituiscono permettono di ricavare la potenza erogabile come $P = U \cdot I$. Un esempio viene fornito in figura 3.6, su cui si possono risconoscere i seguenti punti caratteristici:

- condizioni di cortocircuito (0, I_{SC}): la corrente è massima e pari alla corrente di corto circuito e la tensione è nulla;

- condizioni di circuito aperto (U_{OC}, 0): la corrente è nulla e la tensione è massima, pari alla tensione di circuito aperto;

- "maximum power point" (U_M, I_M): è un punto intermedio alle condizioni di cortocircuito e circuito aperto e corrisponde alla massima potenza erogata dalla cella al carico, pari a $P_M = U_M \cdot I_M$.

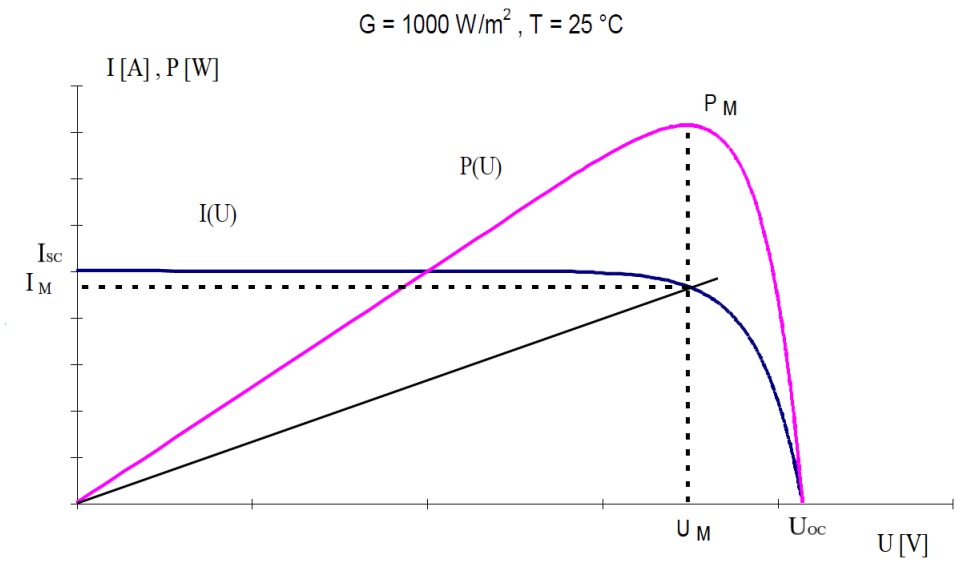

Figura 3.6. Esempio di caratteristica corrente-tensione [76].

La curva I-U varia al variare dell'irradianza e della temperatura. Per un dato valore di temperatura, I_{SC} varia proporzionalmente al variare dell'irradianza, mentre U_{OC} dipende dall'irradianza con legge logaritmica, quindi in modo molto meno evidente. A irradianza costante, un aumento della temperatura provoca una diminuzione di U_{OC} con lievi effetti su I_{SC}. Per semplicità, nelle applicazioni pratiche si può assumere che la corrente di corto circuito dipenda soltanto dall'irradianza e che la tensione a circuito aperto dipenda soltanto dalla temperatura [76]. Le formule che descrivono la dipendenza di I_{SC} e U_{OC} da irradianza e temperatura sono le seguenti:

$$I_{SC}(G, T_C) = I_{SC}(STC) \cdot \frac{G(W/m^2)}{1000} \cdot (1 + \alpha_{I_{SC}} \cdot \Delta T_C) \tag{3.1}$$

$$U_{OC}(T_C) = U_{OC}(STC) \cdot (1 + \beta_{U_{OC}} \cdot \Delta T_C) \tag{3.2}$$

Dove:

- G è l'irradianza;
- T_C è la temperatura della cella;
- STC indica Standard Test Conditions, corrispondenti a $G = 1000\ W/m^2$ e $T_C = 25°C$;

- $\alpha_{I_{SC}}$ è il coefficiente termico della corrente;
- $\beta_{U_{OC}}$ è il coefficiente termico della tensione.

Moduli fotovoltaici

Una singola cella in condizioni ottimali può erogare tensioni e correnti che non sono sufficienti per i carichi ordinari, di conseguenza le celle vengono collegate tra loro, solitamente in serie, per formare i moduli fotovoltaici. I vantaggi dei moduli fotovoltaici sono [76]:

- elevata affidabilità e lunga vita (>25 anni);
- ridotto costo di manutenzione (pulizia del vetro);
- assenza di rumore e di inquinamento atmosferico;
- produzione vicino al consumo;
- smaltimento privo di scorie a fine vita.

Tra gli svantaggi [76]:

- fluttuazione della produzione energetica;
- necessità di componenti aggiuntivi, come l'inverter ed eventualmente l'accumulo;
- costo di installazione non trascurabile (1 000 - 2 500 €/kWp).

Le caratteristiche del fotovoltaico appena elencate lo rendono particolarmente adatto alla produzione di elettricità per le configurazioni di CER e AUC, specialmente per la possibilità di essere installato vicino al punto in cui l'energia è consumata, ad esempio sul tetto di un condominio. Dal momento che la produzione varia nell'arco della giornata, i carichi non possono essere soddisfatti sempre e potrebbe rendersi necessario installare un accumulo per aumentare l'autoconsumo, il che ovviamente comporta una spesa ulteriore.
I moduli scelti per il caso studio sono i Jinko Cheetah 60M da 320 W, costituiti da 60 celle in silicio monocristallino. In figura 3.7 sono riportate la caratteristica

corrente - tensione e la curva di potenza tratte dalla scheda tecnica dei moduli, mentre la tabella 3.3 riassume le caratteristiche principali dei moduli in STC.

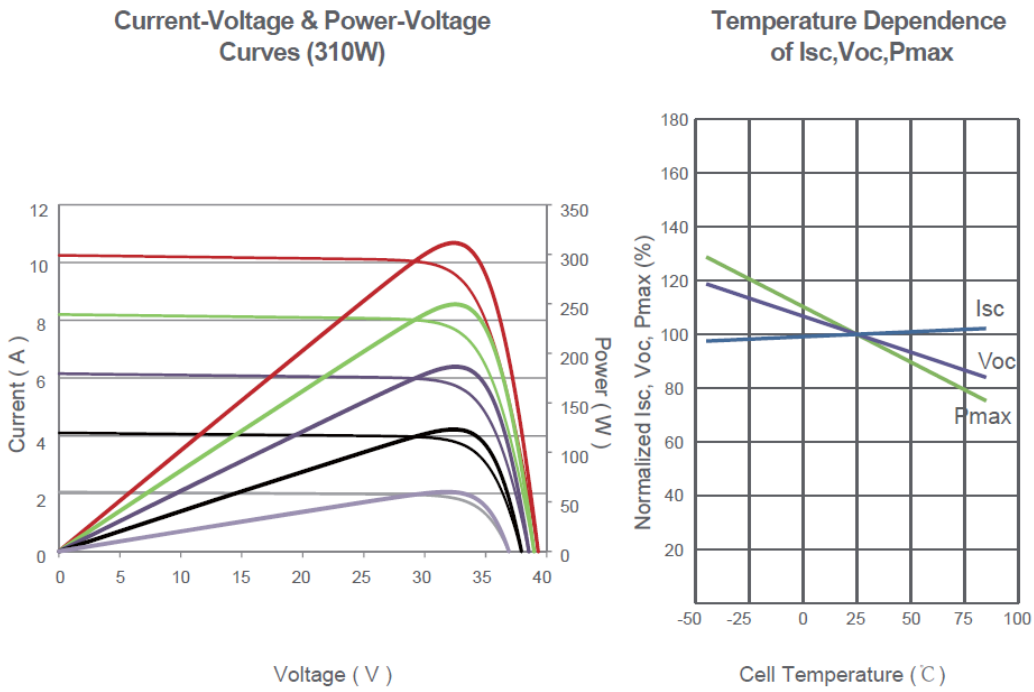

Figura 3.7. Caratteristica corrente -tensione e curva di potenza dei moduli Jinko Cheetah 60M [77].

Tabella 3.3. Caratteristiche dei moduli Jinko Cheetah 60M [77].

Dimensioni	1665×1002×35 mm
Potenza nominale	320 W
Tensione al punto di massima potenza	33,4 V
Corrente al punto di massima potenza	9,59 A
Tensione di circuito aperto	40,9 V
Corrente di corto circuito	10,15 A
Efficienza	19,18%
Temperature di esercizio	-40°C∼+85°C
Coefficiente di temperatura della tensione	-0,28%
Coefficiente di temperatura della corrente	0,048%
NOCT	45±2 °C

I moduli sono stati installati sulla falda nord della palestra, che è orientata a sud e presenta un inclinazione di 6°. Per ottenere la potenza totale di 19,2 kWp, sono stati utilizzati 60 moduli suddivisi in due blocchi da 30 moduli tra i quali è stato lasciato un corridoio di circa 80 cm per facilitare il passaggio del personale tecnico negli interventi di manutenzione. L'area totale occupata dai moduli è di 102 m^2. Lo schema della disposizione dei moduli è riportato in figura 3.8, mentre in figura 3.9 è riportata un'immagine aerea dei moduli effettivamente installati.

Figura 3.8. Schema della disposizione dei moduli.

Figura 3.9. Foto aerea dell'impianto.

3.3.2 L'inverter

L'inverter è il componente che permette di trasformare l'energia in corrente continua (DC) generata dall'impianto fotovoltaico in corrente alternata (AC), con cui sono comunemente alimentati i carichi.
Attualmente, gli inverter per connessione alla rete hanno uno stadio di ingresso che svolge la funzione di inseguitore del punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (MPPT "maximum power point tracker"). L'MPPT è un convertitore DC/DC che permette, al variare di temperatura ed irradianza, di estrarre la potenza massima erogabile e di trasferirla al carico con valori di tensione e di corrente diversi da quelli in entrata [76].
L'inverter utilizzato nel caso studio è il Fronius Symo 20.0-3-M, un dispositivo trifase dotato di due MPPT, con tre ingressi ciascuno. È dotato di un'interfaccia che dialoga con Internet via WLAN o Ethernet. La figura 3.11 mostra la curva di efficienza dell'inverter al variare della potenza in uscita, mentre la tabella 3.4

riassume le caratteristiche del dispositivo scelto.

Figura 3.10. Inverter Fronius Symo 20.0-3-M [78].

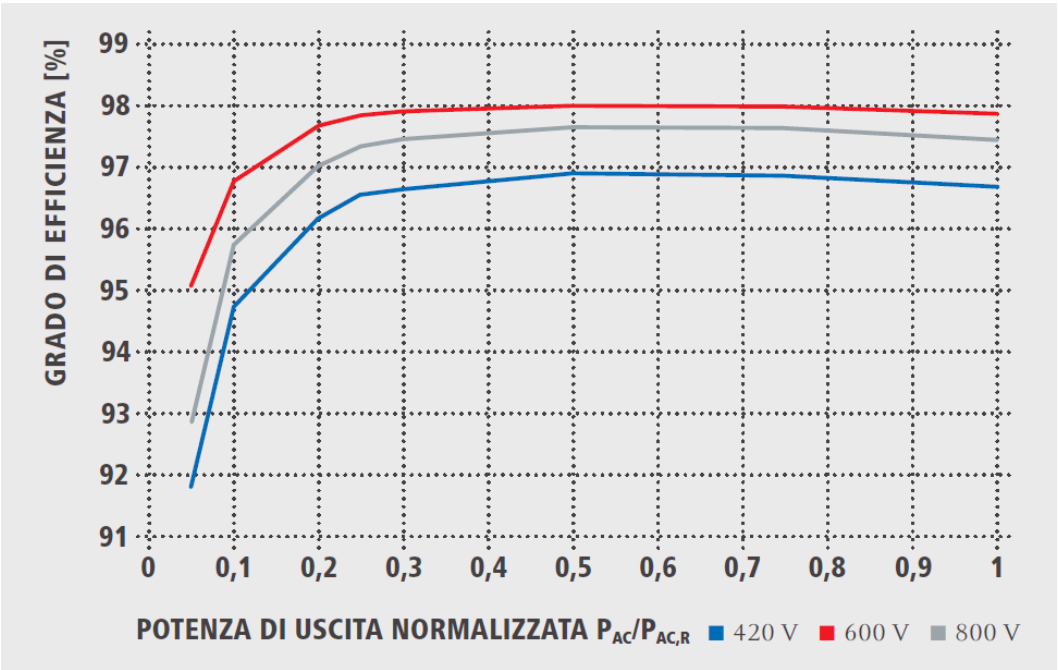

Figura 3.11. Curva del grado di efficienza dell'inverter Fronius Symo 20.0-3-M [78].

Tabella 3.4. Caratteristiche dell'inverter Fronius Symo 20.0-3-M [78].

Dimensioni	725×510×225 mm
Grado di efficienza max.	98,1%
Dati in ingresso	
Corrente di entrata massima ($I_{DC,max}$)	33 A
Tensione di entrata minima ($U_{DC,min}$)	200 V
Tensione di entrata massima ($U_{DC,max}$)	1000 V
Gamma di tensione MPP ($U_{MPP,min} - U_{MPP,max}$)	420 - 800 V
Massima potenza in uscita dal generatore	30 kW di picco
Dati in uscita	
Potenza nominale AC	20 kW
Corrente di uscita nominale ($I_{AC,nom}$)	28,9 A
Gamma di tensione AC ($U_{min} - U_{max}$)	150 - 280 V

I moduli sono stati suddivisi in 4 stringhe da 15 moduli ciascuna, con due stringhe in ingresso per ogni MPPT dell'inverter. Nella figura 3.12 è visibile la disposizione delle stringhe, da cui si può facilmente notare che sono state scelte soluzioni diverse per i due blocchi di moduli. Il blocco ad ovest non è soggetto ad ombreggamenti, per cui è stata scelta una disposizione che favorisse la rapidità di posa dei cavi; il blocco ad est invece potrebbe ricevere ombra dall'edificio ad est al mattino, di conseguenza la suddivisione delle stringhe è stata impostata per dividere i moduli più ad est da quelli più ad ovest, in modo che questi ultimi possano lavorare senza essere limitati dai primi.

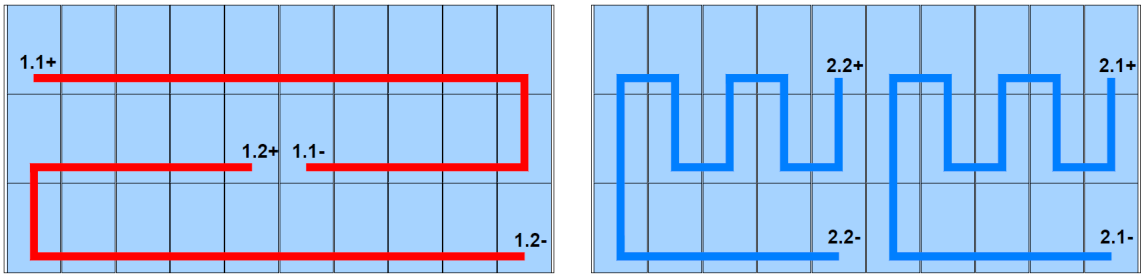

Figura 3.12. Schema della disposizione delle stringhe.

3.3.3 La stazione di ricarica per veicoli elettrici

Il PNIEC fissa dei target di decarbonizzazione anche nel settore trasporti, puntando al 22% di penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore per il 2030. Una parte del target dovrà essere coperta da elettricità da FER; per questo motivo, è atteso un contributo significativo dei veicoli elettrici e ibridi elettrici plug-in (PHEV), con il raggiungimento di 6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica nel 2030, di cui 4 milioni di veicoli elettrici puri (Battery Electric Vehicle, BEV) [8].
Negli ultimi anni, le immatricolazioni di veicoli elettrici in Italia sono aumentate per effetto del rafforzamento degli incentivi attraverso l'Ecobonus, che prevede dei contributi per l'acquisto di veicoli con emissioni ridotte, e dell'incremento dei modelli elettrici disponibili sul mercato italiano [79].
La diffusione dei mezzi elettrici si accompagna ovviamente ad un potenziamento dell'infrastruttura di ricarica, raggiungendo, nel caso di un mercato maturo, un rapporto uno a uno tra veicoli circolanti e punti di ricarica [80]. Nel 2019 in Italia, si è stimato un aumento del 170% dei punti di ricarica pubblici rispetto all'anno precedente ed una crescita del 90% delle stazioni di ricarica private [79].
Le diverse forme di ricarica possono essere classificate a seconda dell'accessibilità e della collocazione. Si riconoscono:

- ricarica pubblica: comprende i punti di ricarica installati sul suolo pubblico e accessibili a tutti;
- ricarica privata ad uso pubblico: si intendono i punti di ricarica installati su suolo privato ma ad accesso pubblico, ad esempio presso alberghi, centri commerciali;
- ricarica privata: indica punti di ricarica installati tipicamente su suolo privato e ad accesso privato. Rientrano in questa categoria i punti di ricarica residenziali installati nel box auto, ma anche quelli installati sul posto di lavoro ed accessibili ai dipendenti oppure quelli ad uso condominiale.

A seconda che il punto di ricarica sia pubblico o privato, il tipo di dispositivo installato e la potenza variano. I punti di ricarica pubblici sono le "colonnine", ossia stazioni di ricarica a terra installate lungo le strade e nei parcheggi, ed hanno solitamente potenza maggiore o uguale a 22 kW. Per la ricarica privata ad uso pubblico oppure per i punti di ricarica ad uso condominiale o installati nel luogo

di lavoro ed accessibili ai dipendenti possono essere installate colonnine o wall-box (punti di ricarica a parete), solitamente con potenze inferiori ai 20 kW. Infine, per la ricarica residenziale si utilizzano solitamente wall-box con potenza minore o uguale a 7 kW.
Lo standard IEC 61851-1 definisce quattro diverse modalità di ricarica, che variano in funzione del tipo di corrente che riceve il veicolo, della tensione, della presenza di una messa a terra e di linee di controllo per abilitare il dialogo mono o bi-direzionale fra veicolo e stazione di ricarica, della presenza di un dispositivo di sicurezza [80].

- **Modo 1** In questa modalità il veicolo è collegato attraverso un sistema presa-spina standardizzato che supporta una corrente massima di 16 A ed una tensione massima di 250 V in monofase o 480 V in trifase. È una modalità solitamente utilizzata per biciclette e scooter elettrici ed è consentita soltanto in ambito domestico per le ricariche lente (6-8 h).

- **Modo 2** Il veicolo è connesso al sistema di alimentazione attraverso un sistema presa-spina standard che supporta una corrente massima di 32 A ed una tensione massima di 250 V in monofase o 480 V in trifase. Sul cavo di alimentazione del veicolo è presente un sistema di sicurezza PWM (Pulse Width Modulation) chiamato Control Box che garantisce la sicurezza delle operazioni di carica. Questa modalità è applicabile in ambito domestico o industriale (ad esempio il parcheggio privato di un'azienda) e permette una ricarica lenta.

- **Modo 3** Il veicolo è collegato alla rete attraverso un punto di ricarica specifico con tensioni di 230/400 V e correnti fino a 63 A. È richiesta la presenza di un controllore di ricarica all'interno dell'infrastruttura, a sua volta collegato con il caricatore a bordo del veicolo. Anche in questo caso è previsto il sistema di sicurezza PWM sul cavo di alimentazione del veicolo. Questa configurazione è applicabile in ambito domestico, industriale e pubblico e consente ricariche lente (6-8 h), accelerate (1-2 h) e veloci (20-30 min).

- **Modo 4** La quarta modalità è l'unica che consente la ricarica della batteria in corrente continua, infatti la corrente alternata in ingresso alla colonnina viene trasformata in continua attraverso l'inverter installato nella colonnina. Questa tipologia è applicabile in ambito domestico, industriale e pubblico e consente

ricariche veloci in 10-15 minuti.

Le caratteristiche delle quattro modalità di ricarica sono riassunte nella tabella 3.5.

Tabella 3.5. Caratteristiche principali delle quattro modalità di ricarica previste dalla norma IEC 61851-1 [80].

Modalità	**Corrente**	**Potenza**	**Tempo di ricarica**	**Ambito**
Modo 1	Max. 16 A	3-7 kW	6-8 h (lenta)	domestico
Modo 2	Max. 16 A (domestico) Max. 32 A (industriale)	3-7 kW	4-8 h (lenta)	domestico industriale
Modo 3	Max. 63 A	3-22 kW	6-8 h (lenta) 1-2 h (accelerata) 20-30 min (veloce)	domestico industriale pubblico
Modo 4	80-200 A A	>22 kW	10-15 min (veloce)	domestico industriale pubblico

La stazione di ricarica scelta per il caso studio è la wall-box Fronius Wattpilot Go 22 J, mostrata in figura 3.13. Il dispositivo consente diverse opzioni di ricarica e può essere abbinato all'app dedicata Fronius Solar.Wattpilot, dalla quale è possibile variare alcune impostazioni ed avere una panoramica della ricarica in corso. La tabella 3.6 riassume alcune delle caratteristiche principali della wall-box.

Tabella 3.6. Alcune delle caratteristiche della stazione di ricarica Fronius Wattpilot Go 22 J [81].

Massima potenza di carica	22 kW
Connessione alla rete	Spina CEE32 rossa 5 poli, conduttore neutro da 30cm incluso
Tensione nominale	230 V (monofase)/400 V (trifase)
Corrente nominale (configurabile)	6-32 A (monofase o trifase)
Frequenza	50 Hz
Dimensioni	25,1×14,6×9,6 cm
Peso	1,9 kg

Figura 3.13. Stazione di ricarica Fronius Wattpilot Go 22 J [81].

Una delle funzioni più interessanti del dispositivo è la commutazione di fase automatica, ossia il passaggio automatico dalla carica monofase a quella trifase. Se il dispositivo è associato ad un impianto fotovoltaico che sta producendo un surplus di energia, la commutazione automatica permette di eseguire la carica con potenza iniziale ridotta (monofase con 1,38 kWh) e di regolare la potenza di carica in intervalli più piccoli (0,23 kW), sfruttando meglio le piccole quantità di energia FV in surplus. Poiché la carica monofase è limitata dall'auto, in presenza di maggiori quantità di energia FV in surplus, è opportuno passare alla carica trifase.

Per poter effettuare la ricarica utilizzando il surplus del fotovoltaico, è necessario che nella stessa rete della wall-box sia installato un inverter compatibile ed uno Smart Meter, entrambi della Fronius. Dall'app del dispositivo è possibile impostare un livello di potenza iniziale (espresso in kW) che l'impianto fotovoltaico deve raggiungere prima che Fronius Wattpilot inizi a caricare l'auto con la corrente minima ed un livello di potenza trifase che l'impianto fotovoltaico deve raggiungere prima che avvenga il passaggio dalla carica monofase a quella trifase. Nella figura 3.14 è riportato un esempio di ricarica alimentata da surplus fotovoltaico tratto dal manuale di istruzioni della wall-box. Nell'esempio, sono impostati un livello di potenza iniziale di 1,38 kW ed un livello di potenza trifase di 4,14 kW. Se il fotovoltaico produce in surplus con potenza inferiore a 1,38 kW, il veicolo non viene caricato; quando l'energia FV in surplus è compresa tra 1,38 e 4,14 kW, la potenza di carica viene regolata in intervalli di 0,23 kW. Infine, se è presente un surplus prodotto con potenza superiore a 4,14 kW, il dispositivo passa dalla carica monofase alla carica trifase e regola la potenza di carica in intervalli di 0,69 kW. In figura 3.14 si può osservare come l'utilizzo della carica monofase per potenze basse consenta di seguire meglio la produzione fotovoltaica.

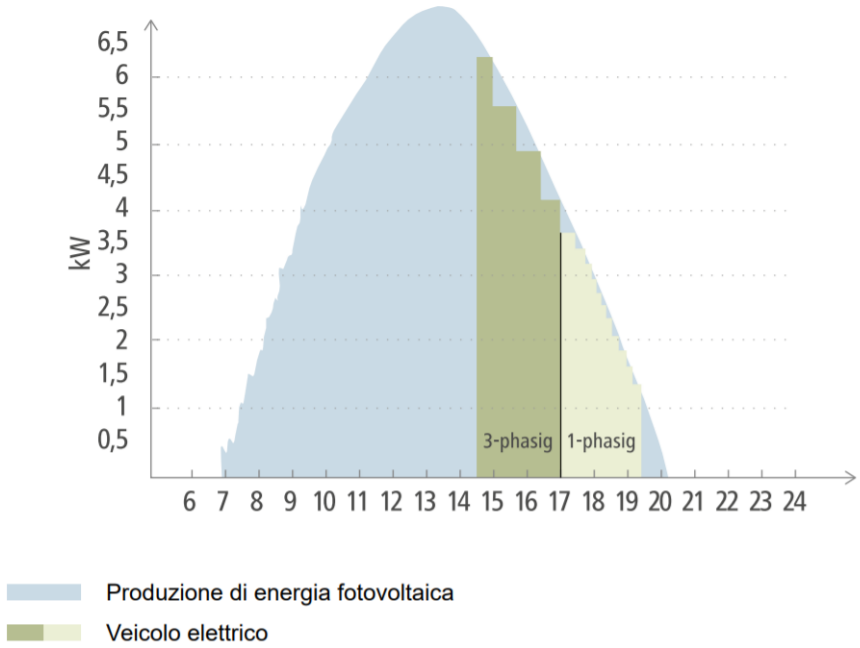

Figura 3.14. Esempio di ricarica attraverso la modalità che sfrutta l'eventuale energia in surplus prodotta dal fotovoltaico [82].

Nel manuale vengono descritte le tre impostazioni di ricarica possibili [82]:

- **Modalità standard**: la carica viene eseguita con l'intensità di corrente preimpostata (per esempio 16 A). Il livello della corrente di carica può essere modificato in fase di carica premendo un pulsante sul dispositivo oppure dall'app, in cui la corrente può essere regolata in intervalli di 1 A. In questa modalità, l'energia elettrica può essere prelevata dalla rete.

- **Eco mode**: il veicolo viene caricato solo quando è disponibile energia elettrica a basso costo. La carica può essere eseguita con l'energia elettrica a basso costo prelevata dalla rete (opzione attualmente disponibile solo in Germania ed Austria con dei fornitori che fatturano l'energia in base a fasce orarie tramite la borsa elettrica) o l'energia in surplus prodotta dall'impianto fotovoltaico (opzione "PV surplus"). Questa modalità non garantisce che l'auto venga caricata, dal momento che è necessaria la presenza di almeno una delle condizioni descritte.

- **Next Trip Mode**: vengono impostate una quantità di carica che si desidera aggiungere alla quantità di carica già disponibile nella batteria del veicolo ed un'ora per la quale si desidera che la carica sia terminata. Il veicolo viene quindi caricato nel modo più conveniente che permette di effettuare la carica selezionata almeno un'ora prima dell'orario richiesto. Il dispositivo erogherà energia nella fascia oraria più conveniente tenendo conto delle impostazioni dell'energia FV in surplus e della tariffa elettrica flessibile. La quantità di carica che si desidera aggiungere deve essere indicata in km, il sistema calcolerà l'energia richiesta assumendo un consumo di 18 kWh/100 km. Va segnalato che le condizioni esterne (stagione, velocità di guida, modello di auto, ecc.) possono causare variazioni dell'autonomia effettiva.

3.3.4 Il sistema di monitoraggio

I sistemi di monitoraggio sono componenti estremamente importanti in realtà come quelle delle comunità energetiche e degli schemi di autoconsumo collettivo, caratterizzati da numerosi flussi di energia a causa della presenza di più consumatori ed eventualmente più produttori. I dispositivi di monitoraggio essenziali sono gli smart meter, che consentono la telelettura e telegestione dei contatori di energia

elettrica, gas e acqua. Lo Smart Metering consente una riduzione dei costi per le letture e per le operazioni di gestione del contratto che possono essere effettuate in modo automatico a distanza e con maggiore frequenza. Inoltre, la raccolta frequente di dati può indurre nei clienti finali una maggiore consapevolezza dei propri consumi e promuovere un uso più razionale delle risorse.
L'Italia è stato il primo paese ad introdurre gli smart meter su larga scala: nel 2001 le società di distribuzione hanno sostituito i contatori tradizionali con gli smart meter elettrici di prima generazione, che permettevano per la prima volta la telelettura e la telegestione. I dati di consumo vengono acquisiti per fasce orarie e mensilmente aggregati; solo per le utenze con potenza > 55 kW viene resa disponibile la misura oraria. Il consumatore riceve le informazioni sul proprio consumo attraverso la fatturazione del venditore, che riceve il dato validato dal distributore. Con il recepimento della Direttiva Europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica, sono stati introdotti i contatori di seconda generazione (2G) con lo scopo di aumentare l'efficienza di telelettura e telegestione, aumentare la granularità delle misure di energia, rendere disponibili ai venditori le letture entro 24 ore, rendere disponibili i dati in tempo reale ai clienti e infine inviare messaggi dal misuratore al sistema in caso di eventi (come interruzioni). I misuratori di seconda generazione rafforzano il canale di comunicazione già utilizzato dai contatori di prima generazione, ossia trasmissione dei dati al cliente per mezzo del venditore, detto "Chain 1", ed introducono un nuovo canale, detto "Chain 2". Quest'ultima opzione consente di trasmettere i dati, seppur non validati dal distributore, direttamente al cliente, aprendo nuove opportunità come nuove tipologie contrattuali per l'acquisto dell'energia e la possibilità di avere feedback sui consumi, anche attraverso servizi di terze parti [83].
La rapida diffusione dei contatori 2G risulta essenziale per lo sviluppo delle CER, dal momento che l'incentivo viene assegnato all'energia autoconsumata su base oraria e nel caso in cui il dato orario non fosse disponibile la Delibera ARERA 318/2020 prevede che il GSE sviluppi il calcolo dell'energia condivisa basandosi su dei profili orari convenzionali, con il rischio di introdurre un errore che aumenta all'aumentare dello scostamento della curva di prelievo degli utenti da quella convenzionale. Le tempistiche di sostituzione dipendono da ogni distributore; ad esempio, e-distribuzione ha avviato la sostituzione dei suoi contatori nel 2017, ed intende terminarla entro il 2031, anche nelle zone remote.
Oltre ai contatori del distributore, sono disponibili dispositivi di aziende terze che

consentono di raccogliere i dati di consumo ed analizzarli attraverso apposite piattaforme. Ad esempio, ENEA ha proposto un modello basato sull'utilizzo dell'Energy Box, un dispositivo che comunica con altri sensori installati nell'abitazione e che trasmette i dati ad una piattaforma cloud attraverso la quale l'utente può monitorare i propri consumi e ricevere consigli suggerimenti su come ottimizzarli.

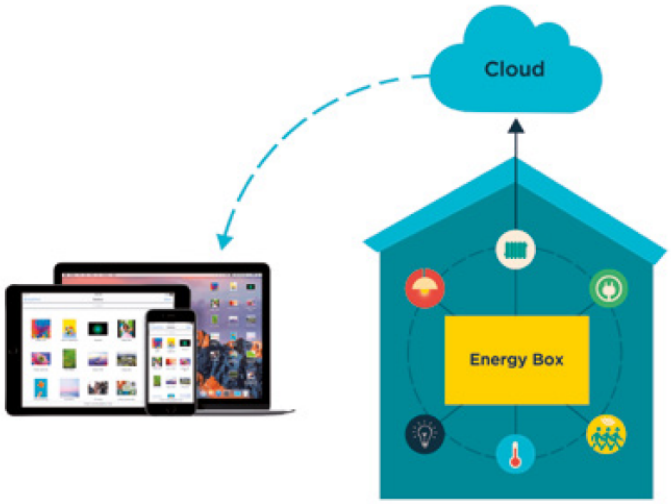

Figura 3.15. Modello di monitoraggio proposto da ENEA [23].

Per l'analisi dei dati, Enea sta elaborando un insieme di servizi chiamato "Piattaforma Local Energy Communities". Il primo servizio è già disponibile da maggio 2021 e si tratta di "Recon", un simulatore online che effettua analisi preliminari di tipo energetico, economico e finanziario. Lo strumento è in grado di stimare resa energetica, impatto ambientale, autoconsumo e condivisione dell'energia nelle CER e di calcolare i flussi di cassa e i principali indicatori economici e finanziari a partire da alcuni dati come consumi elettrici, caratteristiche degli impianti e parametri legati all'investimento. I prossimi servizi ad essere implementati saranno "Dhomus", una piattaforma IoT pensata per dare supporto al singolo cittadino, e "Cruise" un cruscotto utile per la gestione della Comunità. Dhomus raccoglie i dati dell'Energy Box e fornisce i profili di consumo, produzione ed energia condivisa, fornendo all'utente anche dei feedback su come aumentare l'autoconsumo ed un confronto con gli altri utenti. Cruise invece potrà fornire le curve di autoconsumo ed autosufficienza collettiva e potrà essere utilizzata per la gestione della distribuzione degli incentivi

[84].
Per la Comunità analizzata, non è prevista l'installazione di ulteriori dispositivi di monitoraggio presso i clienti finali e la ripartizione dell'incentivo verrà eseguita sulla base del dettaglio fornito dal GSE in fase di pubblicazione dei contributi. Verrà invece installato un contatore Fronius a monte del contatore di scambio dell'impianto fotovoltaico, il Fronius Smart Meter TS 5kA-3. Si tratta di un contatore bidirezionale che registra le curve di carico e le rende disponibili sulla piattaforma Fronius Solar.web, dove l'utente può monitorarle ed eventualmente decidere di cambiare le proprie abitudini per ottimizzare l'autoconsumo. Un'altra funzionalità dello Smart Meter è quella di gestire in modo ottimale i flussi energetici; nel caso della configurazione in esame, il dispositivo si rende necessario per gestire i flussi tra impianto fotovoltaico e stazione di ricarica e per consentire i meccanismi di ricarica che sfruttano esclusivamente la produzione in eccesso senza prelevare energia dalla rete.

Figura 3.16. Fronius Smart Meter TS 5kA-3 [85].

Capitolo 4

Stima di produzione e analisi dei consumi

In questo capitolo verranno illustrati tutti i passaggi necessari per stimare i flussi di energia della "Comunità Energetica Marconi". In primo luogo, è necessario avere una stima della produzione dell'impianto fotovoltaico e dei prelievi da parte della stazione di ricarica per veicoli elettrici. In seguito, combinando questi andamenti con i profili di carico dei vari utenti della Comunità sarà possibile ottenere l'energia totale condivisa ed i parametri di autoconsumo ed autosufficienza.

4.1 Stima della produzione fotovoltaica

La produzione dell'impianto fotovoltaico è stata stimata attraverso PV*SOL 2021, un software per la simulazione dinamica e l'analisi di producibilità degli impianti fotovoltaici. Il software dispone di un ricco database di moduli, inverter e batterie commerciali che permette di simulare l'impianto con i parametri dei componenti che verranno effettivamente installati.
Il primo passaggio richiesto da PV*SOL è la selezione del tipo di impianto, che può essere autonomo o connesso in rete. Per gli impianti connessi in rete, è possibile simulare anche la presenza di utenti, accumuli elettrochimici o veicoli elettrici connessi all'impianto, mentre per il sistema autonomo è possibile prevedere anche la presenza di un generatore ausiliario. In questo caso si è scelto di simulare la

produzione di un impianto connesso in rete senza nessuna utenza connessa; il consumo della stazione di ricarica verrà simulato separatamente. Il secondo parametro richiesto è la posizione dell'impianto, attraverso la quale vengono selezionati i dati climatici. Questi provengono dalla norma "Dati climatici" UNI 10349 se disponibili, altrimenti sono generati attraverso MeteoNorm 7.3, un database che raccoglie i dati di oltre 8000 stazioni meteorologiche nel mondo.
Lo step successivo consiste nella modellazione dell'impianto attraverso la selezione dei seguenti parametri: marca e modello dei moduli, il tipo di installazione, ossia se parallela al tetto o su supporto, inclinazione e azimut. In questa sezione è possibile anche calcolare l'ombreggiamento, inserendo un valore percentuale oppure definendo una linea d'orizzonte. Per il caso studio, è stata elaborata una linea d'orizzonte considerando l'edificio ad est della palestra ed il condominio interessato della Comunità, che si trova a sud rispetto all'impianto; i due edifici sono indicati in figura 4.1. Gli input richiesti dal software sono l'angolo orizzontale, ossia l'angolo formato tra la retta che unisce l'impianto fotovoltaico con il punto fonte di ombreggiamento e la direzione sud, e l'angolo di altezza. Il primo può essere facilmente ricavato da Google Earth, il secondo è funzione della distanza tra il fotovoltaico ed il punto considerato e la differenza di altezza tra i due, secondo la formula:

$$\alpha_h = arctan\left(\frac{d}{L}\right) \tag{4.1}$$

dove α_h è l'angolo di altezza, d è il dislivello tra il punto considerato e l'impianto fotovoltaico, L è la distanza.
Per semplicità, la stima è stata effettuata calcolando le distanze dai punti fonte di ombreggiamento rispetto al centro dell'impianto, come se quest'ultimo fosse puntiforme. Gli ostacoli sono infine rappresentati su una carta solare con coordinate rettangolari, mostrata in figura 4.2; come si può osservare, le ombre proiettate dai due edifici raggiungono l'impianto nelle mattine dei mesi da ottobre a febbraio.

Figura 4.1. Edifici considerati nell'analisi degli ombreggiamenti.

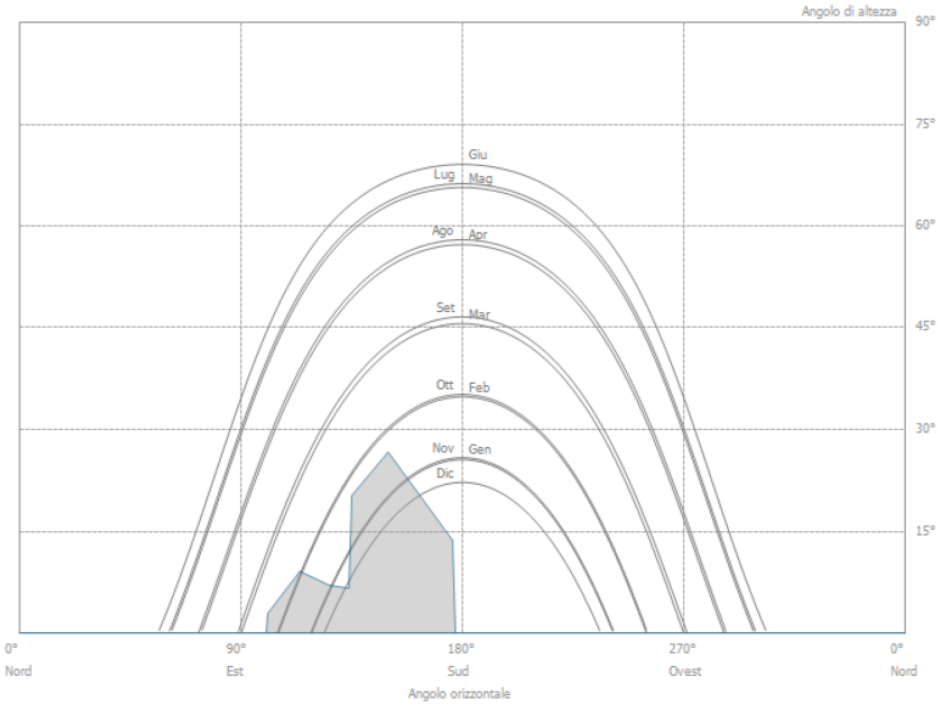

Figura 4.2. Orizzonte su carta solare elaborato su PV*SOL.

In seguito si può passare alla scelta dell'inverter ed alla configurazione delle stringhe. Dopo aver selezionato dal database il modello commerciale, il programma proporrà alcune configurazioni possibili in base al numero di MPPT presenti sull'inverter, il massimo numero di moduli per stringa ed il massimo numero di stringhe che possono essere collegate in parallelo. L'utente può apportare alcune modifiche alle configurazioni proposte ed il software restituirà un avviso in caso non vengano rispettati alcuni parametri (ad esempio, massimo numero di moduli per stringa).
Il penultimo passaggio consiste nella definizione delle perdite sui cavi, che possono essere valutate in dettaglio su ogni cavo oppure nella loro totalità. È stata inserita una perdita totale del 10%, che dall'esperienza Entec risulta essere una buona approssimazione delle perdite reali.
La figura 4.3 riporta l'output della simulazione che restituisce la produzione annua, l'indice di produzione ed un grafico con la ripartizione mensile della produzione. Si può notare che la produzione specifica (1021 kWh/kWp) non è molto elevata e che la produzione subisce una notevole riduzione nei mesi invernali. Questa situazione è dovuta al fatto che i moduli hanno un'inclinazione di 6° che favorisce la produzione fotovoltaica nei mesi estivi e la ostacola nei mesi invernali, quando l'angolo di altezza solare è ridotto; inoltre, come si è visto nell'analisi degli ombreggiamenti, le ombre degli edifici vicini raggiungono i moduli proprio nei mesi invernali.

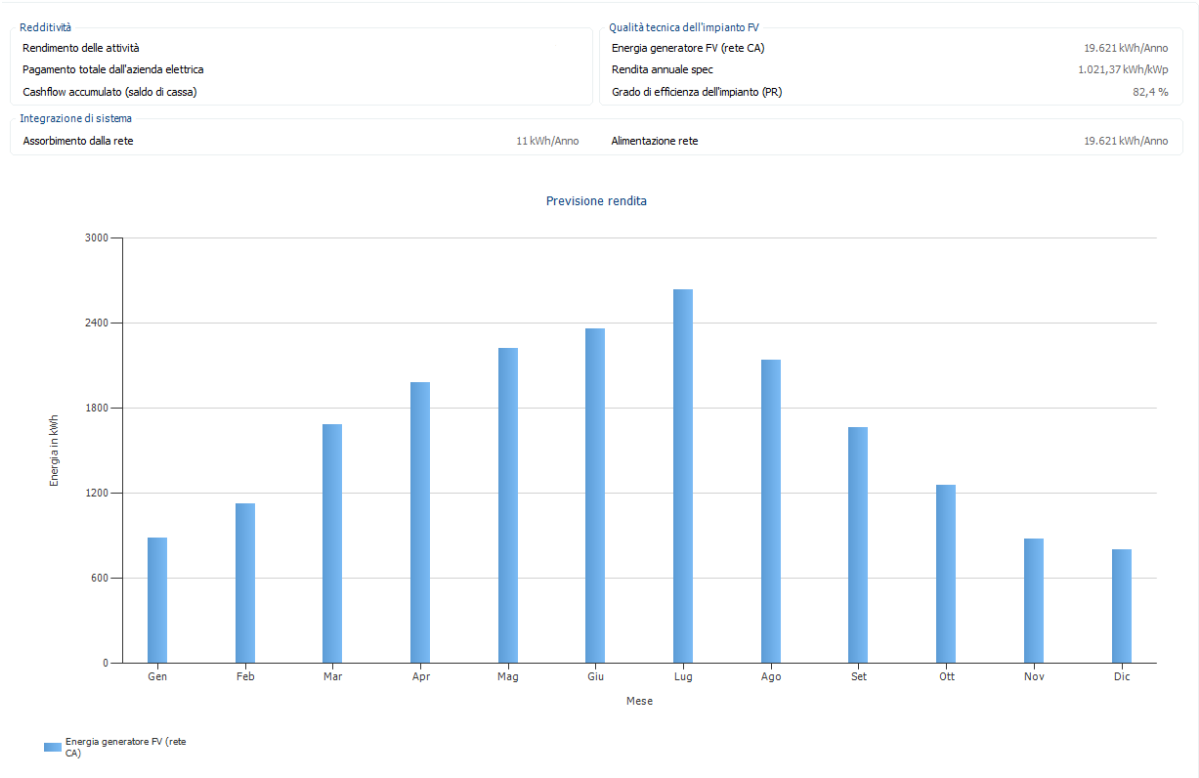

Figura 4.3. Output della simulazione con PV*SOL. I parametri di redditività sono stati nascosti perchè non sono stati forniti i dati per eseguire l'analisi economica.

Infine, è possibile scaricare un file .csv contenente i valori orari di tutti i dati elaborati da PV*SOL tra i quali, per esempio, irraggiamento, temperatura esterna, immissione in rete, ombreggiamento e molti altri. Da questo file è quindi stato estratto il profilo orario di produzione dell'impianto su un anno tipo. Nella tabella 4.1 sono sintetizzati i principali risultati della simulazione su PV*SOL.

Tabella 4.1. Risultati della simulazione su PV*SOL.

Irraggiamento [kWh/m²]	1 253
Produzione annua specifica [kWh/kWp]	1 021
Produzione annua [kWh]	19 621

Nel grafico in figura 4.4 è riportata la produzione giornaliera dell'impianto in giornate soleggiate nei mesi di marzo, giugno, settembre e dicembre. Il mese di giugno

è ovviamente quello caratterizzato dalle prestazioni migliori con picchi di potenza che sfiorano i 15 kW; seguono settembre e marzo con curve quasi sovrapponibili e potenze di picco di circa 12 kW. Il mese di dicembre è quello più sfavorito, per i motivi precedentemente descritti. Si può osservare che la produzione in inverno inizia tardi nella giornata, verso le 11 del mattino, a causa degli ombreggiamenti degli edifici vicini, e che il picco di potenza è limitato a 8 kW a mezzogiorno.

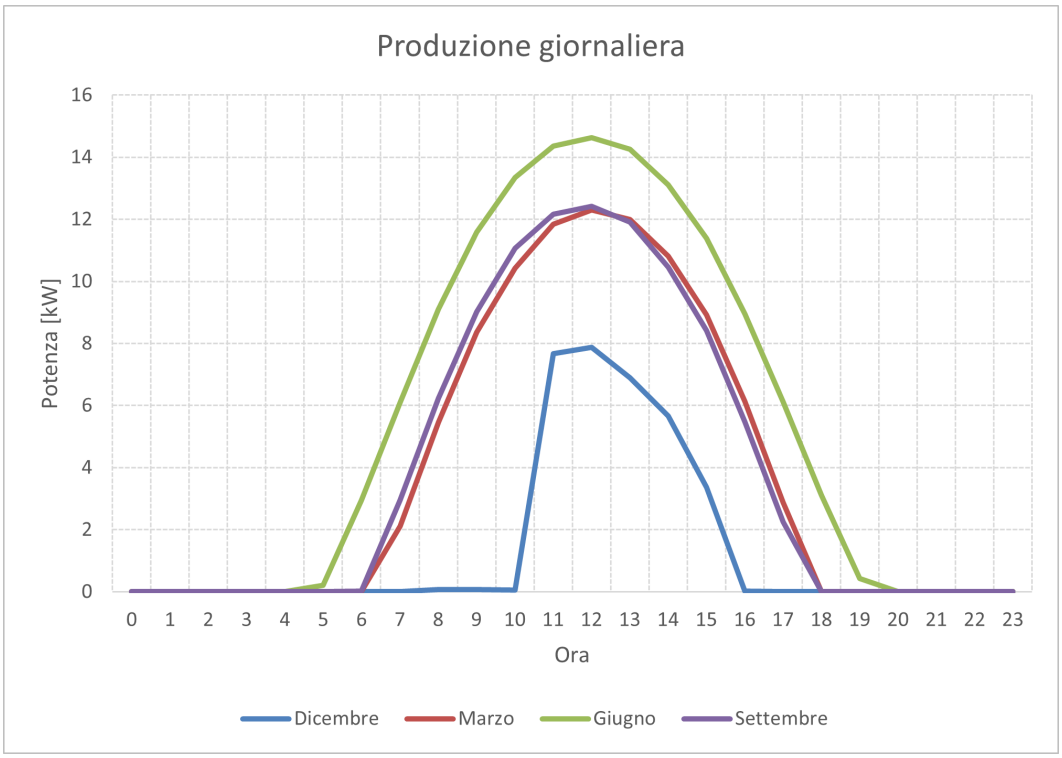

Figura 4.4. Produzione fotovoltaica in giornate soleggiate nei mesi di marzo, giugno, settembre e dicembre.

La produzione è stata suddivisa nelle fasce orarie della bolletta elettrica italiana, ottenendo i valori totali annui indicati in tabella 4.2. Come si può osservare dal grafico riportato in figura 4.5, in ogni mese dell'anno l'energia prodotta in fascia F1 supera ampiamente l'energia prodotta nelle altre due fasce; in particolare, in fasce F1 viene prodotto circa il 70% dell'energia, mentre in ognuna delle altre fasce orarie l'impianto produce il 15% dell'energia totale.

Tabella 4.2. Ripartizione della produzione di energia elettrica sulle tre fasce orarie della bolletta elettrica italiana.

u.m	F1	F2	F3	Totale
kWh	13 548	3 034	3 039	19 621
%	69,0%	15,5%	15,5%	100%

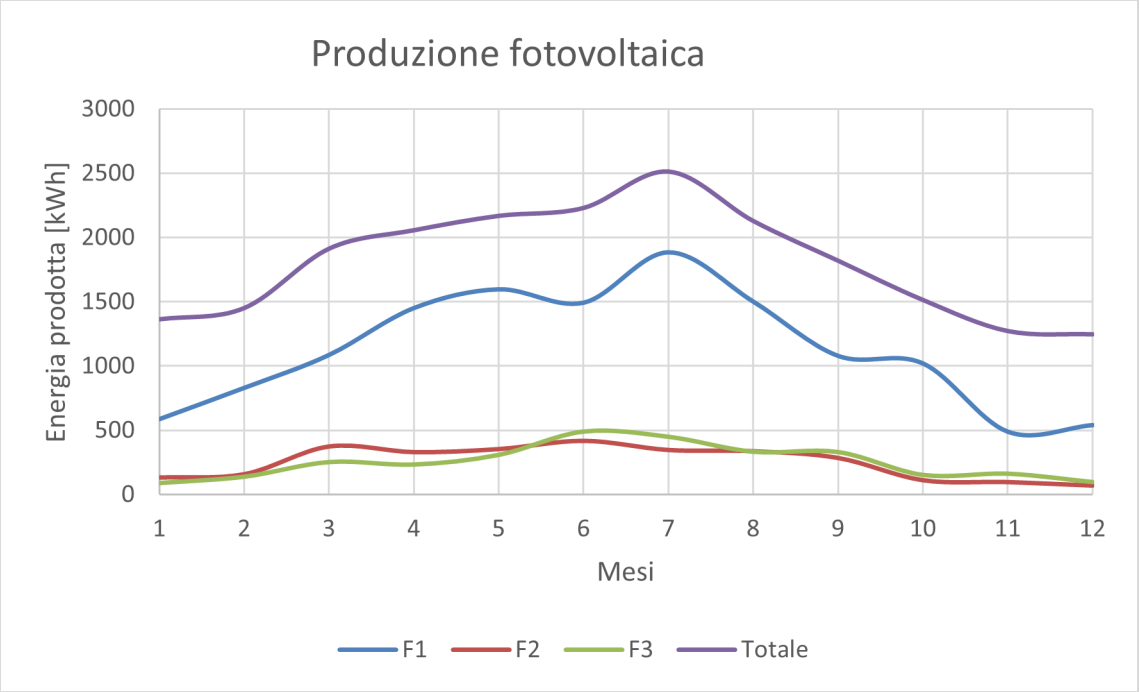

Figura 4.5. Andamento della produzione fotovoltaica nelle fasce orarie F1, F2 ed F3.

4.2 Analisi dei consumi elettrici

In questa sezione verranno analizzati i consumi di energia elettrica dei soggetti facenti parte della Comunità Energetica Marconi. Per quanto riguarda i clienti finali che autoconsumeranno l'energia del fotovoltaico in modalità virtuale, sono stati forniti dati a sufficienza per ottenere le curve di carico reali disponibili sul sito di e-distribuzione. Per i prelievi del punto di ricarica EV, invece, è stata svolta una stima facendo delle ipotesi sulle abitudini del prosumer e sulla modalità di utilizzo della wall-box.

Combinando i dati di produzione e consumo, è possibile calcolare i parametri di autoconsumo ed autosufficienza. L'autoconsumo (AC) è definito come il rapporto tra la quantità di energia localmente generata e consumata in un intervallo di tempo Δt ($E_{lgc}(\Delta t)$) e l'energia totale generata dal fotovoltaico nello stasso intervallo di tempo ($E_{FV}(\Delta t)$).

$$AC = \frac{E_{lgc}(\Delta t)}{E_{FV}(\Delta t)} \tag{4.2}$$

L'autosufficienza (AS) invece è il rapporto tra la quantità di energia localmente generata e consumata nell'intervallo Δt ($E_{lgc}(\Delta t)$) e la quantità totale di energia consumata nello stesso intervallo di tempo ($E_{cons}(\Delta t)$).

$$AS = \frac{E_{lgc}(\Delta t)}{E_{cons}(\Delta t)} \tag{4.3}$$

4.2.1 Stima dei prelievi della stazione di ricarica EV

I prelievi della stazione di ricarica influenzano la quantità di energia immessa in rete dall'impianto e di conseguenza la quantità di energia che può essere autoconsumata virtualmente dai soci della Comunità. La simulazione dei prelievi da parte della stazione di ricarica è molto complessa in quanto dipende da diversi fattori, tra i quali:

- numero di km percorsi annualmente;
- efficienza del veicolo elettrico;
- capacità della batteria;
- preferenze e abitudini dell'utente;
- modalità di utilizzo della stazione di ricarica.

Per quantificare i consumi di energia elettrica del prosumer, sono state fatte delle assunzioni sui parametri sopraindicati attraverso le quali è stato ricostruito un profilo di utilizzo del veicolo elettrico e della stazione di ricarica.
Innanzitutto si è ipotizzato che l'auto venga ricaricata esclusivamente presso il punto di ricarica in esame senza mai utilizzare le stazioni pubbliche; in questo modo, i prelievi totali annui dipendono esclusivamente dai km percorsi e dalle caratteristiche del veicolo.

Il prosumer dispone attualmente di un veicolo elettrico BEV con batteria di 22 kWh, acquistato qualche anno fa. Siccome i veicoli elettrici attualmente sul mercato sono quasi tutti dotati di batterie con capacità superiori, al fine di simulare i prelievi nel periodo di incentivazione della Comunità si è ritenuto più opportuno considerare una taglia di batteria che corrispondesse alla media di mercato. Dal report dell'Unione Nazionale Rappresentanti Autoveicoli Esteri (UNRAE) sulle immatricolazioni per alimentazione nel 2021 aggiornato al mese di agosto è stato ottenuto l'elenco delle dieci autovetture elettriche (BEV) più vendute in Italia nel periodo gennaio-agosto 2021. Nella tabella 4.3 si riporta questa classifica insieme ai dati sulla capacità della batteria e sui consumi relativi ad ogni modello recuperati dai siti delle diverse case automobilistiche.

Tabella 4.3. Auto elettriche più vendute nel periodo gennaio-agosto 2021 [86].

Modello -	**Auto vendute** -	**Capacità batteria** kWh	**Consumi** kWh/km
Fiat 500	6 569	42	0,131
Smart FortTwo	4 080	17,6	0,140
Renault Twingo	3 952	22	0,116
Tesla Model 3	3 433	50-75	0,147
Renault Zoe	2 736	52	0,178
Volkswagen ID.3	2 201	45-77	0,155
Peugeot 208	1 944	50	0,150
Peugeot 2008	1 476	50	0,156
Opel Corsa	1 349	50	0,148
Hyundai Kona	1 048	39,2-64	0,145

I dati sulla capacità della batteria e sui consumi utilizzati nella simulazione sono stati ottenuti facendo una media dei valori indicati in tabella 4.3, ponderata sul numero di veicoli immatricolati per modello. Per le auto per cui sono disponibili diverse taglie di batteria è stato considerato un valore medio.
La percorrenza annua è stata stimata pari a 12 000 km, che risulta essere il valore medio della distanza percorsa dagli automobilisti piemontesi secondo l'indagine di UnipolSai del 2018 [87]. Infine, è stato ipotizzato che la batteria dell'auto non venga mai scaricata sotto il 20% della sua capacità nominale per preservare la capacità di accumulo nel tempo.

Con queste ipotesi di partenza, è stato stimato un fabbisogno annuo di 1 824 kWh che può essere soddisfatto ricaricando l'auto ogni 7 giorni. Nella tabella 4.4 sono indicati i dati che verranno utilizzati per simulare i prelievi della wall-box.

Tabella 4.4. Profilo di utilizzo ipotizzato.

Capacità batteria [kWh]	44
Consumi [kWh/km]	0,150
Percorrenza annua [km]	12 000
Fabbisogno EV [kWh]	1 824
Frequenza di ricarica	almeno ogni 7 gg

Nel paragrafo 3.3.3 del capitolo precedente sono state descritte le modalità di ricarica consentite dalla Fronius Wattpilot 22 J Go installata, tra le quali vi è la possibilità di ricaricare l'auto solamente in presenza di elettricità proveniente dal fotovoltaico (PV Surplus). Immaginando che il prosumer utilizzi l'auto per recarsi sul posto di lavoro e che quindi non possa collegare l'auto alla stazione di ricarica nei giorni feriali durante l'orario di produzione dell'impianto fotovoltaico, si è ipotizzato che l'auto venga messa in carica alla domenica alle 12:00 e che rimanga collegata alla wall-box almeno fino a sera in modalità PV Surplus. In questo modo, se la giornata è soleggiata, a fine pomeriggio la batteria si sarà caricata senza acquistare energia dalla rete e avrà coperto il fabbisogno settimanale; in caso contrario, la parte restante del fabbisogno verrà integrata in un secondo momento impostando una modalità di carica che permette di prelevare energia dalla rete.
Al fine di quantificare l'energia prodotta dal fotovoltaico ed autoconsumata dal prosumer, è stato elaborato un modello che applica ora per ora le seguenti equazioni:

$$P_{carica}(t) = \begin{cases} P_{FV}(t) & se\, C(t-1) < C_{Max} \\ & e\, se\, d = Domenica \\ & e\, h > 12:00 \\ 0 & altrimenti \end{cases} \tag{4.4}$$

$$C(t) = \begin{cases} C(t-1) + \eta \cdot P_{carica} \cdot \Delta t & se\ P_{carica}(t) > 0 \\ & e\ C(t-1) < C_{Max} \\ C_{min} & altrimenti \end{cases} \tag{4.5}$$

Dove:

- $P_{carica}(t)$ è la potenza di carica della batteria del veicolo elettrico nell'intervallo di tempo t;
- $P_{FV}(t)$ è la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico nell'intervallo di tempo t (kW).
- d è il giorno della settimana;
- h è l'ora del giorno;
- $C(t)$ è una funzione ausiliaria per permettere di simulare la carica del veicolo elettrico con il fotovoltaico ed indica l'energia accumulata nella batteria durante la carica all'istante t.;
- C_{max} è la capacità nominale della batteria del veicolo;
- C_{min} è il limite minimo di energia che deve essere accumulato nella batteria. In questa simulazione è stato assunto pari a $0{,}2 \cdot C_{max}$;
- η è il rendimento di ricarica della batteria, stimato pari a 0,9;
- Δt è l'intervallo di tempo considerato, in questo caso un'ora.

Con questa procedura è stato possibile quantificare annualmente l'energia prelevata dalla wall-box e quindi non immessa in rete e la quota di fabbisogno del prosumer che viene soddisfatta dal fotovoltaico. Questi due valori non coincidono perché è stato ipotizzato un rendimento di ricarica del 90%. I risultati della simulazione sono riportati in tabella 4.5.

Tabella 4.5. Risultati della simulazione dei prelievi della wall-box.

Produzione FV [kWh]	19 621
Prelievi wall-box [kWh]	1 396
Autoconsumo	7%
Fabbisogno EV [kWh]	1 824
Consumo contestuale [kWh]	1 256
Autosufficienza	69%

L'autoconsumo su base annua non è molto elevato, per cui la maggior parte dell'energia viene immessa in rete. L'autosufficienza invece ha un valore abbastanza elevato, garantendo la copertura della maggior parte del fabbisogno di energia elettrica.
Nelle figure 4.6, 4.7 e 4.8 sono riportate le curve di produzione fotovoltaica e di assorbimento della wall-box per tre domeniche soleggiate in inverno, estate e mezza stagione.

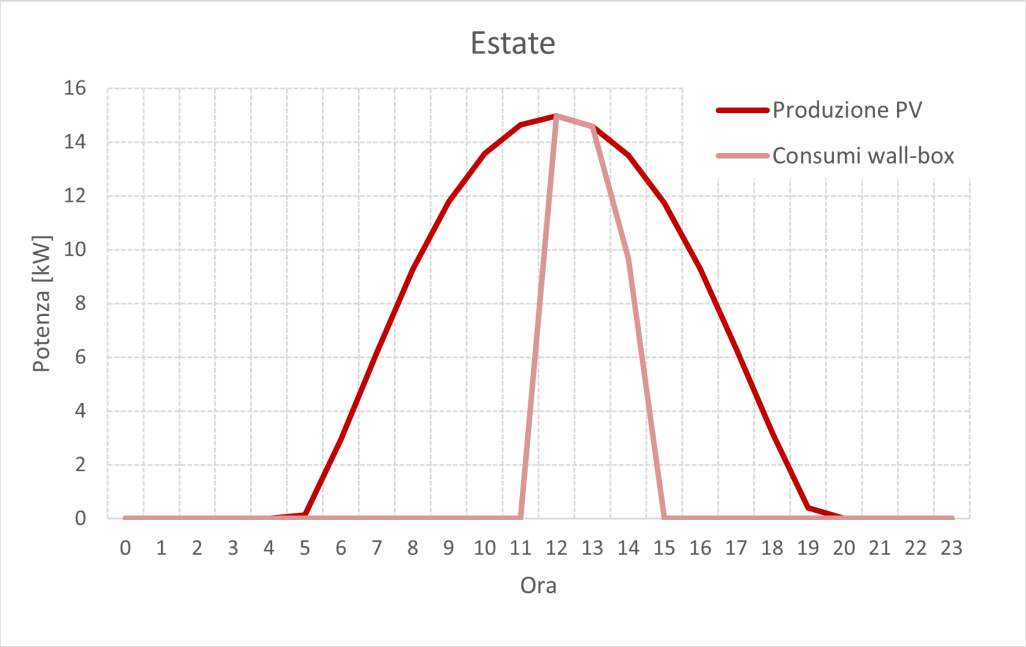

Figura 4.6. Produzione fotovoltaica e prelievi wall-box in una giornata estiva soleggiata.

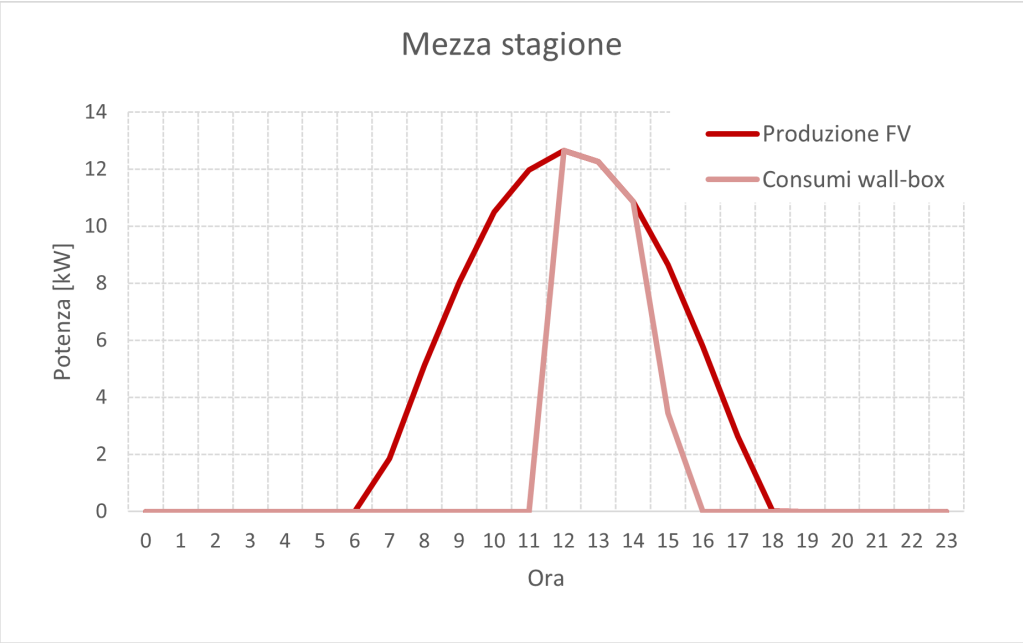

Figura 4.7. Produzione fotovoltaica e prelievi wall-box in una giornata di mezza stagione soleggiata.

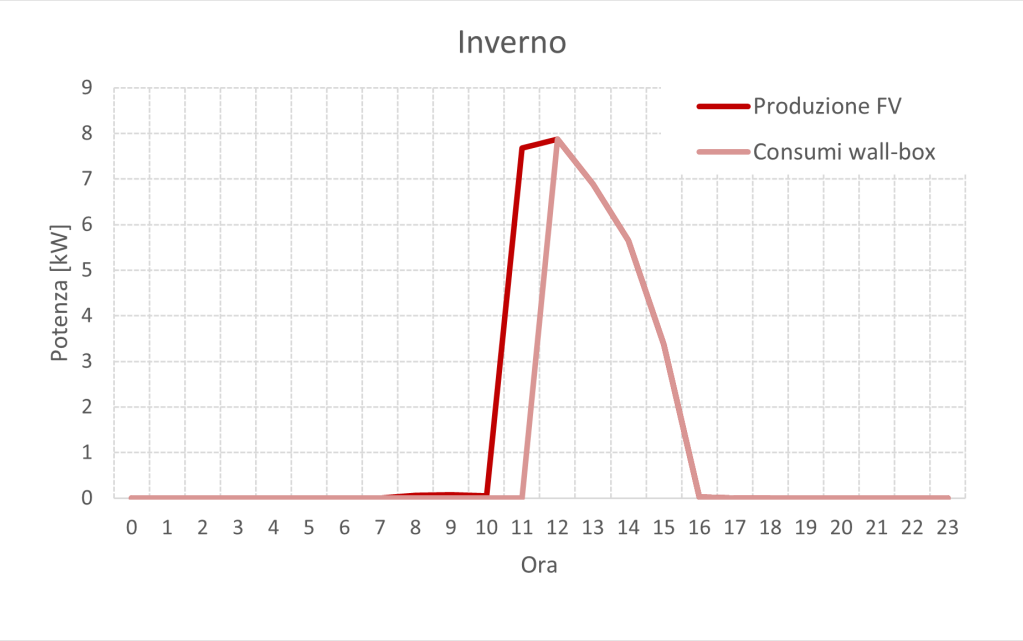

Figura 4.8. Produzione fotovoltaica e prelievi wall-box in una giornata invernale soleggiata.

Si può osservare che in estate la batteria del veicolo viene caricata in meno di tre ore e l'autoconsumo è limitato al 30%, di conseguenza la maggior parte dell'energia prodotta dall'impianto viene immessa in rete ed è fruibile dagli altri soci della Comunità. Nei mesi primaverili o autunnali, se la giornata è soleggiata il fotovoltaico riesce a caricare totalmente la batteria, ma impiegherà più tempo (più di tre ore) e verrà consumata una percentuale più elevata dell'energia prodotta (43%). In inverno la batteria del veicolo non può essere caricata totalmente neanche in una giornata di sole; inoltre, dal momento che al mattino la produzione è ridotta a causa delle ombre degli edifici vicini, la quasi totalità dell'energia prodotta (75%) viene consumata dalla stazione di ricarica.

4.2.2 Consumi elettrici dei clienti finali

I soci della Comunità hanno reso disponibili le bollette elettriche ed i dati necessari per accedere al portale e-distribuzione, dove per ogni POD è disponibile lo storico degli ultimi 18 mesi delle curve di carico con i valori di energia elettrica prelevati ogni 15 minuti. Sono stati scaricati i dati da giugno 2020 a maggio 2021, evitando così il periodo del lockdown nella primavera del 2020, in cui i comportamenti degli utenti potrebbero essere stati diversi dal solito. I valori quartorari sono stati aggregati per ottenere i valori orari, in modo da ricavare per ogni utente la curva di carico su base oraria per dodici mesi che potrà essere utilizzata per svolgere il calcolo dell'energia condivisa secondo la definizione contenuta nella Delibera ARERA.
Sono stati riscontrati dei problemi per quanto riguarda l'utente 5, l'utente 6 e la palestra, per i quali si è resa necessaria la stima dei consumi.
Per l'utente 5, erano presenti delle anomalie nella distribuzione dei consumi fino a marzo 2021 compreso. La curva è quindi stata ricostruita ridistribuendo i consumi totali mensili indicati sulla bolletta elettrica secondo un andamento orario medio ottenuto dall'analisi dei mesi da aprile ad agosto 2021, in cui le curve di carico presentavano invece un andamento realistico.
Per il POD associato all'utente 6 erano disponibili pochi mesi di dati perché l'inquilino è subentrato di recente. I consumi sono quindi stati stimati e la curva di carico è stata elaborata tenendo conto dell'andamento dei prelievi nei mesi disponibili.

Per la palestra invece i dati erano disponibili, ma a causa della situazione di emergenza sanitaria le palestre sono state chiuse per lunghi periodi negli ultimi 18 mesi ed i consumi risultavano infatti troppo bassi per essere attendibili. Sono stati quindi utilizzati i valori di consumo mensile riferiti al 2019, tratti da una bolletta del 2020, e la curva di carico oraria è stata stimata prendendo come esempio i mesi di settembre ed ottobre 2020 in cui la palestra era regolarmente aperta.
In tabella 4.6 sono riassunti i consumi totali annui di tutti i POD che rilevano nella configurazione e la ripartizione sulle tre fasce orarie.

Tabella 4.6. Consumi per fascia e consumi totali annuali degli utenti della Comunità.

	F1 kWh	**F2** kWh	**F3** kWh	**F1** %	**F2** %	**F3** %	**Tot** kWh
Utente 1	459	552	541	30%	36%	35%	1 550
Utente 2	411	354	394	36%	31%	34%	1 156
Utente 3	442	513	465	31%	36%	33%	1 418
Utente 4	792	620	933	34%	27%	40%	2 341
Utente 5	1 167	958	1 020	37%	31%	32%	3 141
Utente 6	607	632	602	33%	34%	33%	1 839
Utente 7	751	739	676	35%	34%	31%	2 164
Utente 8	771	608	638	38%	30%	32%	2 015
Utente 9	515	396	431	38%	30%	32%	1 340
Utente 10	70	42	95	34%	20%	46%	208
Utente 11	133	119	214	29%	26%	46%	465
Condominio SC 1	408	243	403	39%	23%	38%	1 052
Condominio SC 3	554	321	520	40%	23%	37%	1 393
Condominio CT	1 204	922	1827	30%	23%	46%	3 948
Ufficio	1 076	346	433	58%	19%	23%	1 851
Scuola di lingue	2 606	1 150	530	61%	27%	12%	4 279
Palestra	8 619	3 784	1 531	62%	27%	11%	13 890
Totale	20 586	12 300	11 254	47%	28%	26%	44 049

La palestra rappresenta l'associato con i consumi maggiori, pari a 13 890 kWh/anno, a cui segue la scuola di lingue con 4279 kWh/anno. L'utente 10 invece ha dei consumi molto bassi perché il POD è in realtà associato ad un appartamento che non è stato occupato in modo continuativo.

Avendo visto nel paragrafo 4.1 che il fotovoltaico produce la maggior parte dell'energia nella fascia F1, è atteso un maggior consumo contestuale per quegli utenti che hanno consumi maggiori in quella fascia, che corrisponde alle ore diurne dei giorni feriali. Come si può osservare dalla tabella, le attività commerciali sono quelle con maggiori prelievi in fascia F1, di conseguenza si attende che queste beneficeranno maggiormente dell'incentivo previsto per le comunità energetiche.
In figura 4.9 è mostrato l'andamento dei consumi elettrici nel corso dell'anno. Sono state aggregate le curve di carico degli 11 utenti residenziali e dei tre POD associati agli usi comuni, mentre palestra, ufficio e scuola di lingue sono considerati singolarmente. I consumi degli appartamenti mostrano un lieve aumento nei mesi invernali ed un calo nel mese di agosto, tuttavia si tratta di variazioni abbastanza contenute. Gli usi comuni e l'ufficio prelevano energia elettrica senza grandi variazioni nel corso dell'anno. La scuola di lingue vede un calo drastico dei consumi nei mesi estivi, quando probabilmente vengono erogati meno corsi. Infine, nel grafico si vede chiaramente come la palestra sia l'utente singolo con i consumi più importanti, con un picco nel mese di luglio legato alla presenza di un sistema di raffrescamento, ed un calo nel mese di agosto per la chiusura estiva dell'attività.

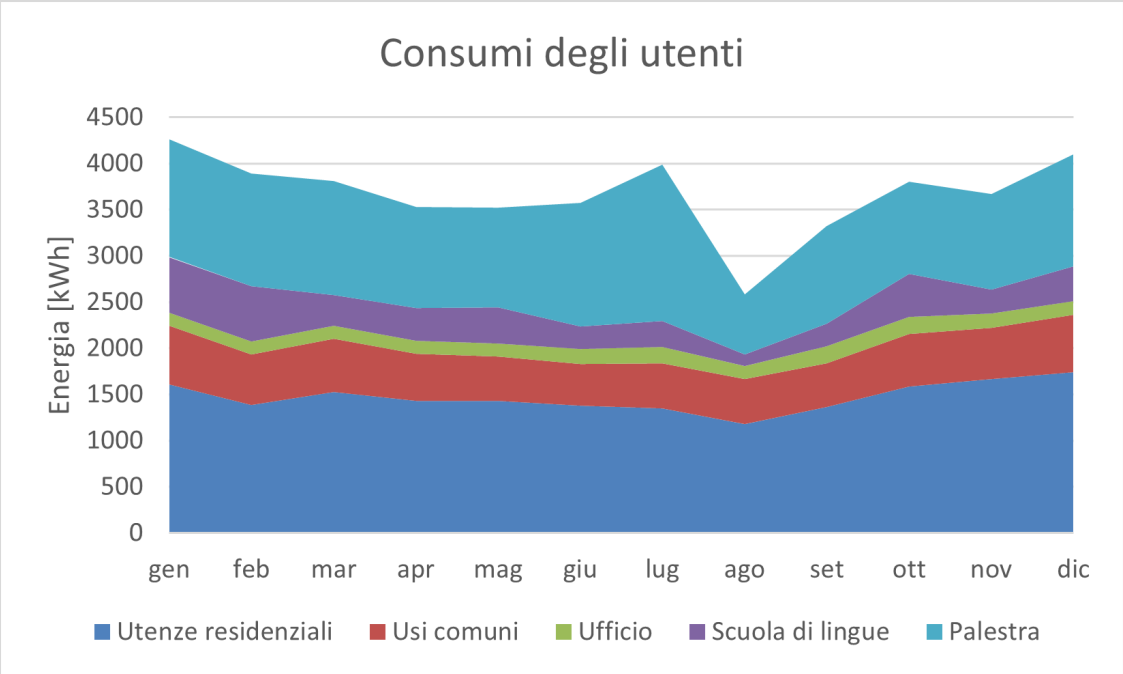

Figura 4.9. Consumi degli utenti nell'arco dell'anno.

Nelle figure 4.10, 4.11, 4.12, 4.13 e 4.14 sono riportate le curve di carico giornaliere rispettivamente degli utenti residenziali aggregati, degli usi comuni dell'ufficio, della scuola di lingue e della palestra. Per ogni utente o gruppo di utenti sono state selezionate quattro giornate feriali, una per ogni stagione, per tenere conto delle variazioni dei carichi che possono intercorrere durante l'anno. Siccome il profilo giornaliero della curva di carico è soggetto ad una notevole variabilità, si riporta anche una curva media che dà un'idea più chiara di quali sono le ore di picco nel corso della giornata per ogni tipologia di utente.
In figura 4.10, si nota che la curva di carico degli utenti residenziali presenta un aumento dei consumi al mattino verso le otto e attorno all'ora di pranzo, ma il picco più importante si ha nelle ore serali, generando quindi un'incongruenza tra le ore di massima produzione fotovoltaica e quelle di massima domanda. Si può inoltre osservare che i consumi sono leggermente più elevati in inverno rispetto che in estate.
Gli usi comuni (figura 4.11) presentano un andamento relativamente costante nell'arco della giornata, con un lieve aumento nelle ore serali quando le luci delle scale e l'ascensore sono probabilmente più utilizzati.
La figura 4.12 mostra che i consumi elettrici dell'ufficio iniziano al mattino attorno alle otto e cessano attorno alle 19, secondo il tipico orario di apertura di questo genere di attività, e sono pressoché costanti nel corso della giornata, ad eccezione di un lieve calo nell'ora di pranzo.
Le curve di carico della scuola di lingue riportate nella figura 4.13 dipendono sostanzialmente dagli orari dei corsi e sono caratterizzate in media da un picco nelle ore mattutine ed un altro di maggiore entità nelle ore pomeridiane, risultando abbastanza compatibile con la curva di produzione giornaliera del fotovoltaico. È presente invece una grande incongruenza su base annua, poiché il fabbisogno della scuola è massimo in inverno quando la generazione fotovoltaica è molto limitata e si riduce notevolmente in estate quando invece viene raggiunto il picco di produzione.
I consumi della palestra (figura 4.14) iniziano al mattino presto e vanno aumentando fino a raggiungere il picco attorno alle 19-20, orario in cui tipicamente le palestre sono più affollate.

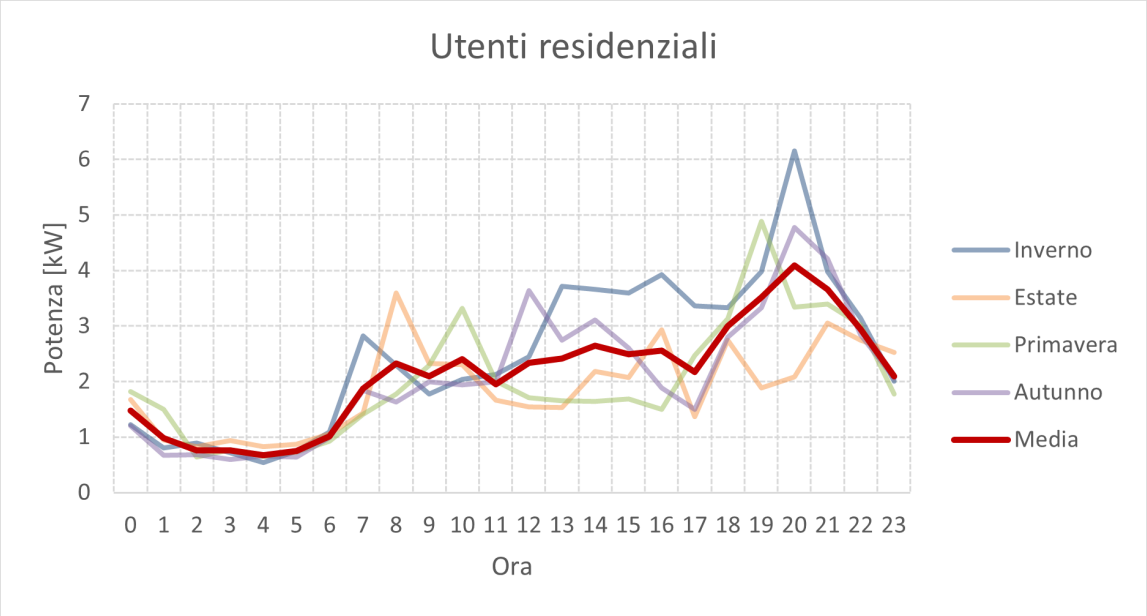

Figura 4.10. Curve di carico giornaliere degli utenti residenziali aggregati.

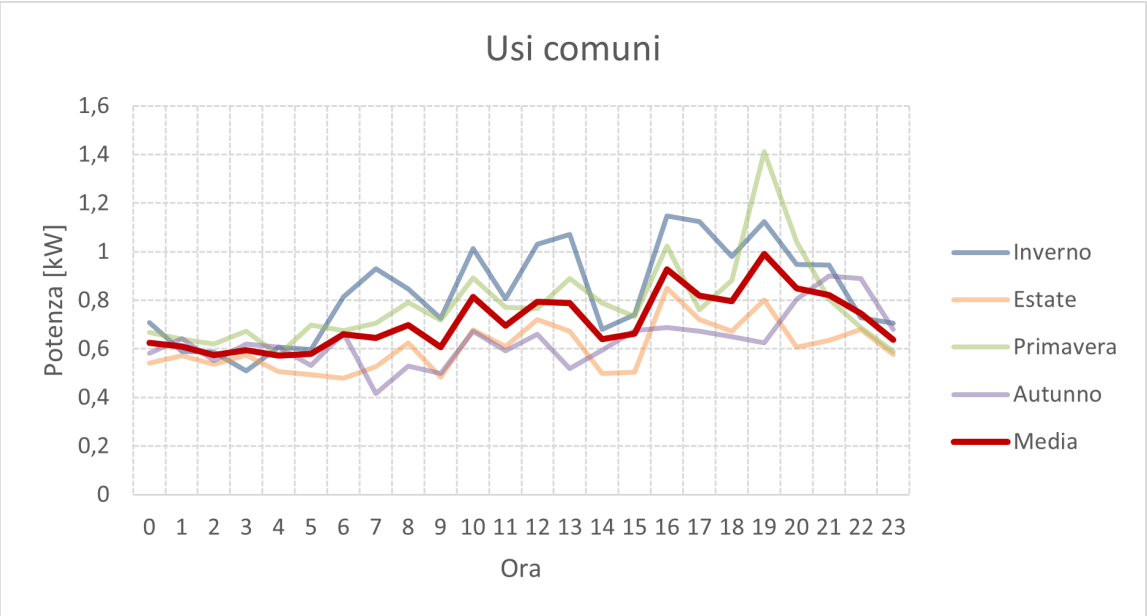

Figura 4.11. Curve di carico giornaliere degli usi comuni aggregati.

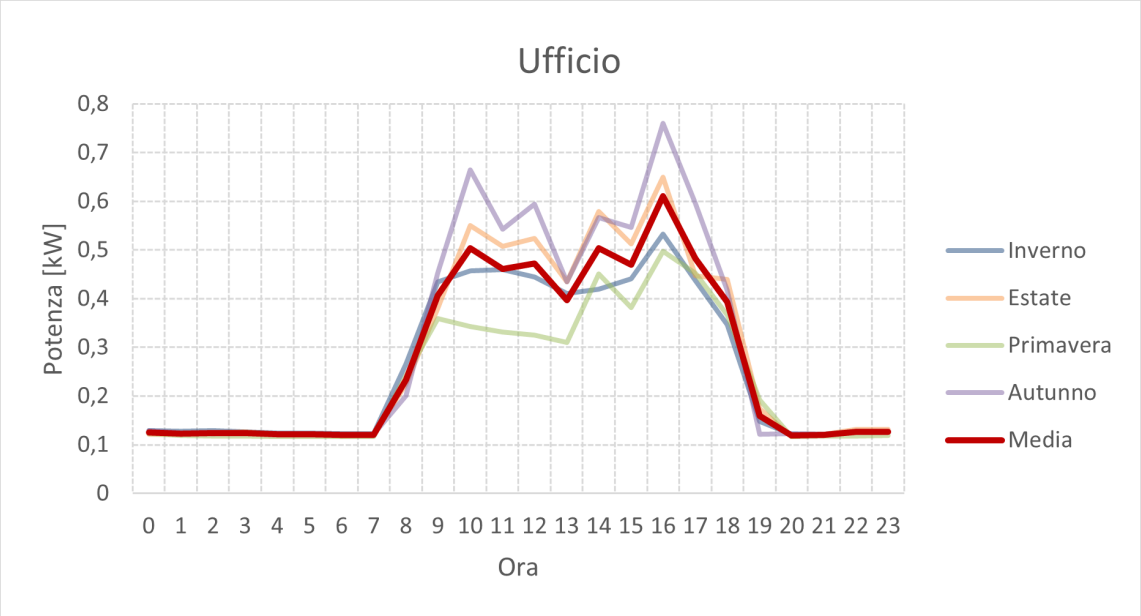

Figura 4.12. Curve di carico giornaliere dell'ufficio.

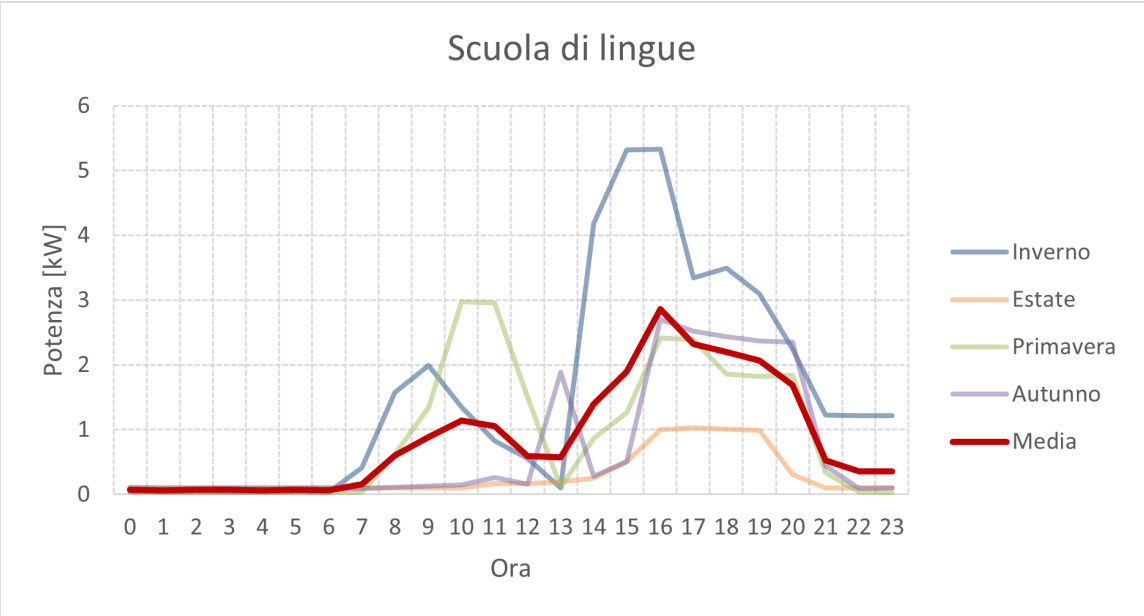

Figura 4.13. Curve di carico giornaliere della scuola di lingue.

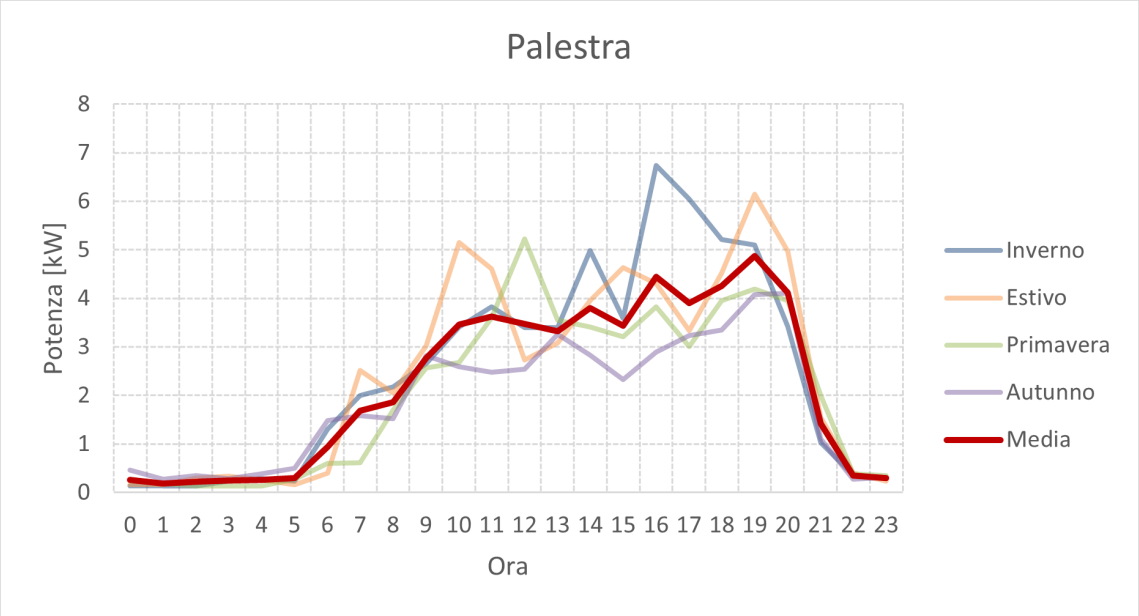

Figura 4.14. Curve di carico giornaliere della palestra.

4.3 Calcolo dell'energia condivisa

Una volta definito l'autoconsumo del prosumer, è nota l'energia immessa in rete ed è quindi possibile calcolare la quantità di energia condivisa e quindi valorizzata. Si è visto nel paragrafo 2.3.1 che la normativa vigente definisce l'energia condivisa come "il minimo orario tra l'energia elettrica prodotta ed immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati". In questa analisi è stato ritenuto opportuno elaborare un modello per calcolare l'energia consumata contestualmente da ogni singolo utente, per poter effettuare due importanti operazioni:

- valutare i parametri di autoconsumo ed autosufficienza per ogni utente;
- simulare la ripartizione dei ricavi.

Innanzitutto, è stata calcolata per ogni ora l'energia immessa in rete come differenza dell'energia prodotta dal fotovoltaico e l'energia prelevata dalla stazione di ricarica:

$$E_{immessa}(\Delta t) = E_{FV}(\Delta t) - E_{carica}(\Delta t) \tag{4.6}$$

Dove:

- $E_{immessa}(\Delta t)$ è l'energia immessa in rete nell'intervallo di tempo Δt;
- $E_{FV}(\Delta t)$ è l'energia prodotta dal fotovoltaico nell'intervallo di tempo Δt;
- $E_{carica}(\Delta t)$ sono i prelievi della stazione di ricarica nell'intervallo di tempo Δt.

In ogni ora, l'energia consumata contestualmente da ciascun utente è pari al consumo dell'utente stesso se il consumo totale degli utenti è inferiore all'energia immessa in rete dall'impianto fotovoltaico, altrimenti è pari all'energia immessa moltiplicata per un fattore di ripartizione che è uguale al rapporto tra il consumo del singolo utente ed il consumo totale. Questo ragionamento è sintetizzato dall'equazione:

$$E_{cc}(i, \Delta t) = \begin{cases} E_{cons}(i, \Delta t) & se\ E_{immessa}(\Delta t) > E_{cons,tot}(\Delta t) \\ E_{immessa}(\Delta t) \cdot \dfrac{E_{cons}(i, \Delta t)}{E_{cons,tot}(\Delta t)} & altrimenti \end{cases} \tag{4.7}$$

Dove:

- $E_{cc}(i, \Delta t)$ è l'energia consumata contestualmente dall'utente i nell'intervallo di tempo Δt;
- $E_{cons}(i, \Delta t)$ è il consumo di energia dell'utente i nell'intervallo di tempo Δt;
- $E_{cons,tot}(\Delta t)$ è il consumo totale di tutti i soci della comunità che autoconsumano in modalità virtuale nell'intervallo di tempo Δt, calcolata come:

$$E_{cons,tot}(\Delta t) = \sum_{i=1}^{N} E_{cons}(i, \Delta t)$$

Nella tabella 4.7 si riportano i consumi degli utenti già indicati in tabella 4.6, il risultato del calcolo dell'energia condivisa ed i valori di autoconsumo ed autosufficienza, ricavati attraverso le formule riportate nelle equazioni 4.2 e 4.3.
Da questi risultati si può osservare che la palestra e l'ufficio, avendo percentuali di consumo in fascia F1 più elevate, riescono a raggiungere valori di autosufficienza maggiori rispetto alle utenze residenziali perché sfruttano meglio le ore di produzione del fotovoltaico. La scuola di lingue invece, pur avendo un elevato consumo in

fascia F1 non raggiunge i valori di autosufficienza delle altre due attività commerciali, perché i consumi sono elevati in inverno quando la generazione fotovoltaica è ridotta e bassi in estate quando la risorsa è invece elevata.
Le percentuali di autoconsumo dipendono, oltre che dalla compatibilità tra la curva di carico e quella di produzione, dal consumo totale del singolo utente; si noti infatti come la palestra da sola consumi il 27,8% della produzione fotovoltaica.

Tabella 4.7. Risultati in termini di consumi contestuali, autoconsumo e autosufficienza dei soci che autoconsumano energia in modalità virtuale.

	Consumi kWh	**E_{cc}** kWh	**Autoconsumo** %	**Autosufficienza** %
Utente 1	1 550	395	1,9%	25%
Utente 2	1 156	301	1,5%	26%
Utente 3	1 418	366	1,9%	26%
Utente 4	2 341	581	3,0%	25%
Utente 5	3 141	900	4,6%	29%
Utente 6	1 839	485	2,5%	26%
Utente 7	2 164	609	3,1%	28%
Utente 8	2 015	490	2,5%	24%
Utente 9	1 340	385	2,0%	29%
Utente 10	208	56	0,3%	27%
Utente 11	465	123	0,7%	26%
Condominio SC 1	1 052	323	1,7%	31%
Condominio SC 3	1 393	435	2,2%	31%
Condominio CT	3 948	882	4,5%	22%
Ufficio	1 851	747	3,8%	40%
Scuola di lingue	4 279	1 347	6,9%	31%
Palestra	13 890	5 448	27,8%	39%
Totale	44 049	13 873	71%	31%

Nella tabella 4.8 sono stati combinati i risultati in termini di autoconsumo ed autosufficienza per le utenze che autoconsumano in modalità virtuale e per il prosumer dotato di wall-box. Come si può osservare, il valore di autoconsumo è molto elevato (78%), questo perché l'impianto è sostanzialmente sottodimensionato. Infatti, la produzione di energia elettrica da parte del fotovoltaico è ridotta rispetto ai consumi ed in particolare la generazione in fascia F1 (13 548 kWh) è insufficiente a

coprire il fabbisogno nella medesima fascia dei clienti finali (20 586 kWh). L'autosufficienza raggiunge il 33%, quindi un terzo dei consumi elettrici delle utenze è coperto dalla produzione locale.

Tabella 4.8. Risultati finali in termini di autosufficienza ed autoconsumo.

	Autoconsumo %	**Autosufficienza** %
Autoconsumo virtuale	71%	31%
Prosumer con wall-box	7%	69%
Totale	78%	33%

Capitolo 5

Analisi economica

In questa sezione verranno utilizzati i risultati dell'analisi energetica per quantificare i ricavi della Comunità Energetica e valutare così la convenienza economica della configurazione. Per il prosumer che ha sostenuto l'investimento si valuteranno i parametri ricavati con la Discounted Cash Flow Analysis, come Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) e Pay-Back Time (PBT). Per gli altri utenti invece il beneficio economico è definito dal risparmio annuo in bolletta.

5.1 Quantificazione dei costi

I costi della Comunità si suddividono nei costi di investimento e nei costi operativi. I primi vengono sostenuti per realizzare la configurazione e sono totalmente a carico del prosumer, i secondi invece sono costi annuali che si suddividono ulteriormente in costi per la gestione tecnica dell'impianto (a carico del prosumer) e costi per la gestione della Comunità (ripartiti tra prosumer e clienti finali).

5.1.1 Costi di investimento

Nella tabella 5.1 è riportato un dettaglio delle diverse voci che compongono il costo di investimento: alcune sono ricavate dai preventivi dei fornitori, altre sono state stimate sulla base di altri lavori simili eseguiti da Entec Spa. Si può osservare che le voci con il peso maggiore nell'investimento sono il costo legato ai moduli fotovoltaici ed all'installazione dell'impianto.

Tabella 5.1. Quantificazione dei costi di investimento.

Voce di costo		**Costo** [€]	**Totale** [€]
Moduli	Moduli Jinko	5 760	**6 090**
	Contributo RAEE	150	
	Trasporto	180	
Inverter	Inverter Fronius	1 957	**1 982**
	Trasporto	25	
Struttura	Profili in alluminio	441	**952**
	Guaina adesiva	99	
	Rivetti	200	
	Morsetti	132	
	Trasporto	80	
Installazione			**7 200**
Altro materiale	Protezione di interfaccia	300	**800**
	Verifica PDI	500	
Progetto	Progetto	140	**630**
	Procedura comunale	140	
	Pratiche ENEL, TERNA, GSE	350	
Altro			**3 895**
IVA 10%			**2 155**
Totale impianto FV IVA inclusa			***23 705***
Stazione di ricarica	Fronius Smart Meter	210	**2 440**
	Fronius Wattpilot	610	
	Router GSM	600	
	Installazione	800	
	Altro (10%)	220	
Totale stazione di ricarica			**2 440**
IVA 10%			**244**
Totale stazione di ricarica IVA inclusa			***2 684***
Costo di allacciamento			**1 290**
Imprevisti			**1 500**
Totale investimento			***29 180***

5.1.2 Costi operativi

Come anticipato, i costi operativi si suddividono in costi tecnici e costi di gestione della Comunità. La prima categoria include i costi di gestione tecnica amministrativa e l'assicurazione, quest'ultima quantificata come lo 0,5% del costo dell'impianto fotovoltaico e della stazione di ricarica. Queste due voci di spesa sono esclusivamente a carico del prosumer e sono quantificate in tabella 5.2.

Tabella 5.2. Costi operativi a carico del prosumer.

Gestione tecnica amministrativa	200 €
Assicurazione	132 €
Totale	332 €

La seconda categoria dei costi operativi è ripartita tra prosumer e clienti finali e comprende il costo per la gestione della Comunità, che include ad esempio la gestione dei rapporti con il GSE e l'elaborazione del rendiconto annuale con la ripartizione dei ricavi tra gli utenti, ed i corrispettivi per il GSE. Questi ultimi sono stati introdotti nel paragrafo 2.3.4 e sono comprensivi di 30 €/anno più un contributo aggiuntivo di 4€/anno per ogni POD facente parte della configurazione (in questo caso 18). La tabella 5.3 riassume i costi appena descritti; il valore finale ottenuto verrà detratto dai ricavi provenienti dall'incentivazione dell'energia condivisa, in questo modo verrà ripartito tra prosumer e clienti finali nella stessa proporzione in cui viene ripartito l'incentivo.

Tabella 5.3. Costi operativi ripartiti tra prosumer e clienti finali.

Gestione Comunità	500 €
Corrispettivo GSE	30 €
Corrispettivo aggiuntivo GSE	72 €
Altro	200 €
Totale	802 €

5.2 Quantificazione dei ricavi

Come già descritto nella sezione 2.3, i ricavi della Comunità derivano da tre voci:

- l'incentivo definito dal MiSE per l'energia condivisa;
- la compensazione per gli oneri non goduti;
- la valorizzazione tramite Ritiro Dedicato dell'energia elettrica immessa in rete.

Inoltre, per il prosumer è necessario tenere conto dei risparmi generati dall'utilizzo della wall-box privata al posto delle colonnine pubbliche.
Nel regolamento operativo è stata accordata la ripartizione dei ricavi tra i soci in modo da tenere conto del fatto che il prosumer si è fatto carico dell'investimento che dovrà quindi essere ripagato negli anni di incentivazione dell'impianto. Si è stabilito che il rimborso degli oneri spetterà ai clienti finali che autoconsumano in modalità virtuale, la valorizzazione dell'energia immessa in rete al prosumer ed il ricavo proveniente dall'incentivo verrà ripartito al 50% tra prosumer e clienti finali. In figura 5.1 viene proposto uno schema di come verranno ripartiti i ricavi secondo gli accordi attualmente validi tra i soci.

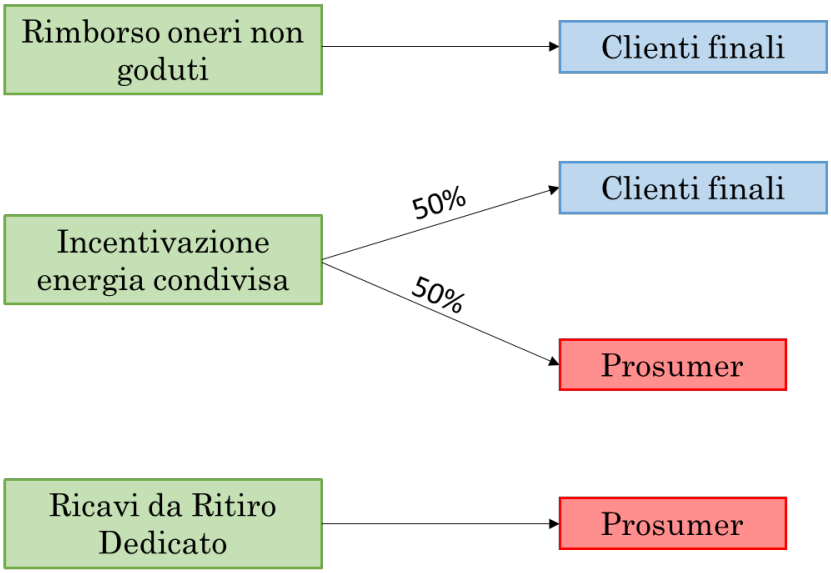

Figura 5.1. Schema della ripartizione dei ricavi secondo gli accordi tra gli associati.

L'incentivo per l'energia condivisa nelle Comunità Energetiche è stato stabilito dal MiSE ed è pari a 110 €/MWh, mentre per il rimborso degli oneri non goduti si considererà il valore riportato in tabella 2.1 (8 €/MWh). Non sono invece noti a priori il prezzo di vendita dell'energia attraverso il servizio di Ritiro Dedicato del

GSE ed il risparmio al kWh derivante dall'utilizzo del punto di ricarica privato.
Il prezzo riconosciuto per l'energia ritirata dal GSE è il Prezzo Zonale Orario, ossia il prezzo che si forma sul mercato elettrico che varia in base all'ora nella quale l'energia viene immessa in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto. Per avere un ordine di grandezza del prezzo di vendita dell'energia si può osservare l'andamento nel tempo del Prezzo Unico Nazionale (PUN) che è ottenuto come media pesata nazionale dei prezzi zonali di vendita dell'energia elettrica per ogni ora e per ogni giorno. Nel grafico in figura 5.2 sono mostrati i valori assunti dal PUN nel periodo gennaio 2020 - settembre 2021: si può osservare che in corrispondenza dell'inizio della pandemia di COVID-19 i prezzi dell'energia sono calati a causa della notevole riduzione della domanda, mentre negli ultimi mesi sono stati raggiunti prezzi molto elevati. Dal momento che si tratta di oscillazioni estreme, risulta difficile fare previsioni sull'andamento futuro; per svolgere l'analisi economica del caso studio verrà utilizzato un prezzo di vendita di 55 €/MWh, valore vicino ai prezzi di mercato precedenti alla pandemia.

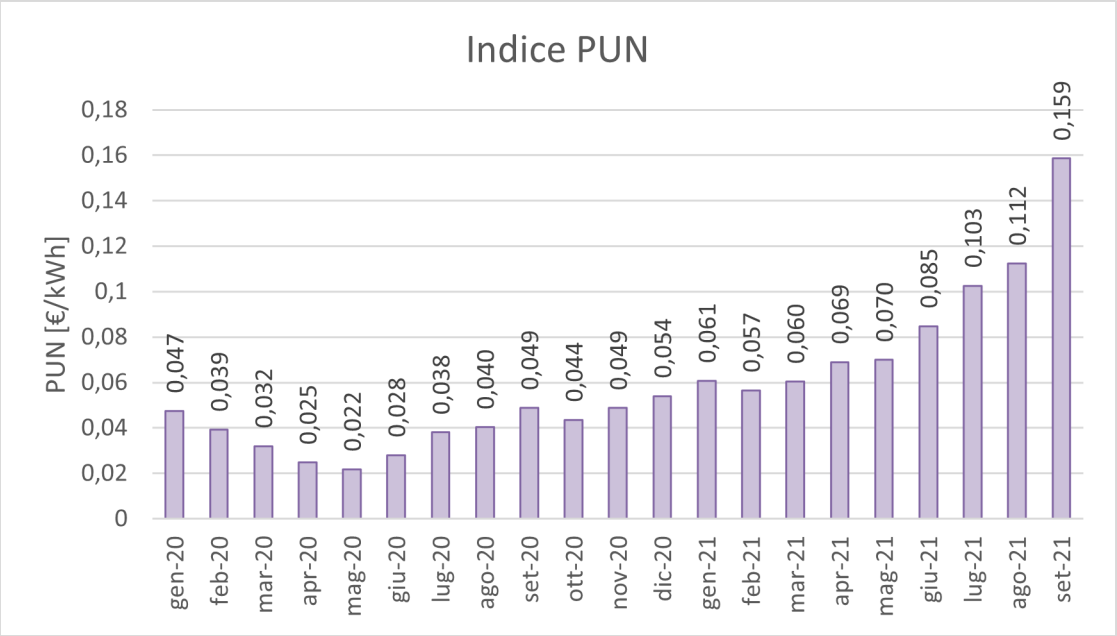

Figura 5.2. Andamento del PUN nel periodo gennaio 2020 - settembre 2021. Dati disponibili sul sito del Gestore dei Mercati Energetici [88].

Il prezzo di ricarica dei veicoli elettrici dipende dalle tariffe offerte dall'operatore che gestisce le colonnine, dalla modalità di ricarica (lenta o veloce) e dalla potenza

di ricarica. In questo studio è stata presa come riferimento la tariffa di Enel-X per ricarica in corrente alternata con potenza fino a 22 kW, che è di 0,40 €/kWh [89] e diventa 0,488 €/kWh considerando l'applicazione dell'IVA al 22%.
Scegliendo di utilizzare la wall-box privata, il prosumer genererà due tipi di risparmi:

- Risparmio dovuto al prelievo di energia elettrica direttamente dal fotovoltaico, calcolato come prodotto tra l'energia autoconsumata e la tariffa Enel-X.

- Risparmio dovuto al prelievo di energia elettrica dalla rete attraverso un punto di ricarica privato anziché uno pubblico, calcolato come prodotto tra il fabbisogno del prosumer non soddisfatto dal fotovoltaico e la differenza tra la tariffa Enel-X ed il prezzo al kWh per utenza privata, assunto pari a 0,22 €/kWh.

Nelle tabella 5.4 sono sintetizzate le voci di ricavo della Comunità, tenendo conto anche dei costi che devono essere sostenuti da tutti gli associati. La figura 5.3 mostra il peso di ogni voce di ricavo sul totale: si osserva come la componente più importante sia quella dovuta alla valorizzazione dell'energia immessa in rete attraverso il Ritiro Dedicato, a cui seguono il risparmio del prosumer derivante dall'utilizzo di una stazione di ricarica privata ed il ricavo derivante dall'incentivo. La voce meno rilevante è invece quella relativa al rimborso degli oneri non goduti.

Tabella 5.4. Calcolo delle voci di ricavo.

Componente ricavo	Energia kWh	Valorizzazione €/kWh	Totale €
Valorizzazione energia immessa in rete	18 226	0,055	**1 002,41**
Incentivazione energia condivisa	13 873	0,110	1 525,98
Detrazione spese gestione Comunità	-	-	802
Totale incentivazione energia condivisa	-	-	**723,98**
Rimborso oneri non goduti	13 873	0,008	**110,98**
Risparmio da autoconsumo	1 256	0,488	612,92
Risparmio da utilizzo wall-box privata	568	0,268	152,23
Totale risparmi prosumer	-	-	**765,15**

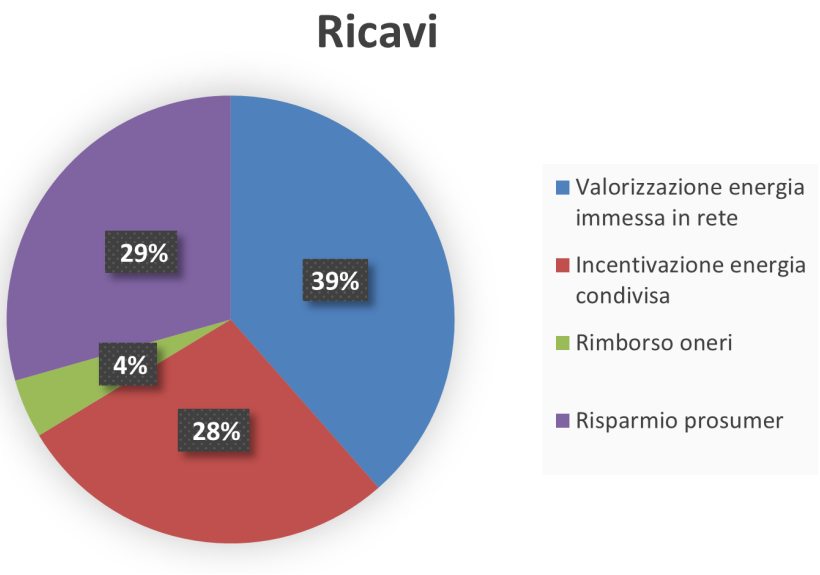

Figura 5.3. Ripartizione dei ricavi.

Nelle tabelle 5.5 e 5.6 sono quantificati rispettivamente i ricavi dei clienti finali e del prosumer.

Tabella 5.5. Quantificazione dei ricavi annui spettanti ai clienti finali.

Ricavi clienti finali	€
Rimborso oneri non goduti	110,98
Quota incentivo energia condivisa (50%)	361,99
Totale	**472,97**

Tabella 5.6. Quantificazione dei ricavi annui spettanti al prosumer.

Ricavi Prosumer	€
Valorizzazione energia immessa in rete	1 002,41
Risparmio da mancati consumi	765,15
Quota incentivo energia condivisa (50%)	361,99
Totale	**2 129,55**

5.3 Risultati

In questa sezione verranno presentati i risultati dell'analisi economica della configurazione, proponendo diversi indicatori per il prosumer e per i clienti finali.

5.3.1 Analisi DCF

I costi ed i ricavi quantificati nei paragrafi precedenti sono stati combinati nell'analisi dei flussi di cassa attualizzati (Discounted Cash Flow Analysis) per ottenere una serie di indicatori economici relativi all'investimento.
Il Valore Attuale Netto (Net Present Value, NPV) dell'investimento è definito come la somma algebrica del costo di investimento e dei flussi di cassa netti durante la vita dell'impianto, scontati ad un determinato tasso.

$$NPV = -I + \sum_{t=1}^{n} \frac{R_t}{(1+i)^t} \tag{5.1}$$

Dove:

- n è la vita utile dell'impianto;
- I è l'investimento iniziale;
- R_t sono i ricavi netti all'anno t;
- i è il tasso di sconto dell'investimento.

Il tasso interno di rendimento (Internal Rate of Return, IRR) è il tasso di sconto che fa sì che i flussi di cassa siano pari all'investimento, ossia il tasso di sconto che rende nullo il NPV:

$$-I + \sum_{t=1}^{n} \frac{R_t}{(1+i)^t} = 0 \tag{5.2}$$

Infine, l'ultimo parametro ad essere considerato è il periodo di recupero del capitale investito (Pay-Back Time, PBT), il quale restituisce il momento in cui i flussi di cassa positivi eguagliano quelli negativi.
L'analisi DCF è stata svolta su un intervallo temporale di 20 anni, che corrisponde al periodo di incentivazione dell'energia condivisa. Il costo di investimento è il valore finale indicato in tabella 5.1 dimezzato, dal momento che questa tipologia di

intervento può beneficiare della detrazione dell'IRPEF al 50%. I costi ed i ricavi annui sono invece i risultati indicati rispettivamente nelle tabelle 5.2 e 5.6. L'ultimo dato di input necessario è il tasso di sconto dell'investimento, il quale dovrebbe tenere conto del rischio dell'investimento e dell'inflazione durante la vita del progetto. Solitamente per investimenti di questo tipo è ipotizzabile un tasso del 4%, ma sono stati valutati anche gli scenari con tassi del 2% e del 6%.
La figura 5.4 mostra l'andamento dei flussi di cassa nei tre casi considerati.
Nella tabella 5.7 sono riportati i dati di input ed i risultati dell'analisi. Con tutti e tre i tassi di sconto l'NPV è positivo, tuttavia solo con il tasso al 2% l'investimento ha un tempo di ritorno inferiore ai 10 anni, negli altri casi l'investimento viene recuperato nella seconda metà della vita dell'impianto.

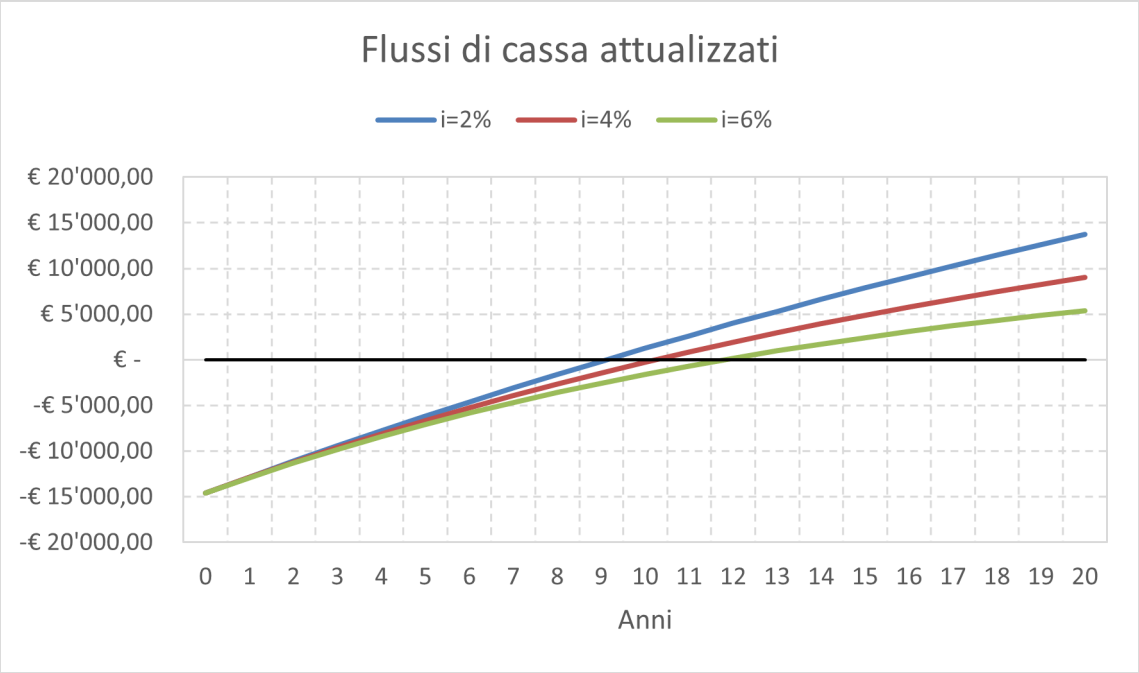

Figura 5.4. Flussi di cassa attualizzati con tre ipotesi di tasso di sconto.

Tabella 5.7. Dati e risultati dell'analisi dei flussi di cassa attualizzati.

Dati			
Costo di investimento [€]		14 590	
Costi operativi [€]		332	
Ricavi [€]		2 130	
Risultati	**i=2%**	**i=4%**	**i=6%**
NPV [€]	13 478	8 676	5 083
IRR [%]		10,31%	
PBT [aa]	9 anni 1 mese	10 anni 3 mesi	11 anni 10 mesi

5.3.2 Risparmio in bolletta

Per i clienti finali che non hanno partecipato all'investimento, il beneficio economico è quantificato attraverso il risparmio percentuale (RP) annuo in bolletta.

$$RP(i) = \frac{R_{tot}(i)}{S(i)} \cdot 100 \tag{5.3}$$

Dove $R_{tot}(i)$ è il rimborso spese che l'utente i riceve annualmente dalla Comunità e *S(i)* è la spesa annua dell'utente i per l'energia elettrica.
Il rimborso è composto dalla somma della restituzione degli oneri non goduti e dell'incentivo per l'energia condivisa. Per ogni utente, il rimborso oneri è calcolato come:

$$RO(i) = E_{cc}(i) \cdot CU_{Af,m} \tag{5.4}$$

Dove $E_{cc}(i)$ è l'energia contestualmente consumata dall'utente i e $CU_{Af,m}$ è la componente di restituzione oneri definita da ARERA come indicato nel paragrafo 2.3.2, stimabile come 8 €/MWh.
L'incentivo invece viene ripartito secondo la formula:

$$RI(i) = \frac{E_{cc}(i)}{E_{cc,tot}} \cdot TP_{AC} \tag{5.5}$$

Dove:

- $E_{cc}(i)$ è l'energia autoconsumata contestualmente dall'utente i;

- $E_{cc,tot}$ è il totale dell'energia autoconsumata contestualmente da tutti gli utenti che autoconsumano in modalità virtuale;
- TP_{AC} è la tariffa premio per l'energia condivisa definita dal MiSE.

Il costo al kWh per ogni utente è stato ottenuto dalle bollette che sono state fornite e con esso è stata stimata la spesa annua. La tabella 5.8 riporta i risultati per ogni utente.

Tabella 5.8. Risultati in termini di risparmio annuo in bolletta per gli utenti della Comunità.

	$\mathbf{E_{cc}}$	**RO**	**RI**	$\mathbf{R_{tot}}$	**Costo medio bolletta**	**Spesa annua**	**RP**
	kWh	€	€	€	€	€	%
Utente 1	395	3,16	10,29	13,45	0,28	434	3,10%
Utente 2	301	2,41	7,85	10,26	0,29	337	3,04%
Utente 3	366	2,93	9,56	12,49	0,25	354	3,52%
Utente 4	581	4,65	15,17	19,82	0,26	599	3,31%
Utente 5	900	7,20	23,49	30,69	0,20	628	4,89%
Utente 6	485	3,88	12,64	16,52	0,32	589	2,81%
Utente 7	609	4,87	15,89	20,76	0,32	692	3,00%
Utente 8	490	3,92	12,80	16,72	0,20	403	4,15%
Utente 9	385	3,08	10,05	13,13	0,28	374	3,51%
Utente 10	56	0,45	1,47	1,91	0,65	135	1,42%
Utente 11	123	0,98	3,21	4,19	0,79	368	1,14%
Condominio SC 1	323	2,58	8,42	11,00	0,67	700	1,57%
Condominio SC 3	435	3,48	11,34	14,82	0,53	734	2,02%
Condominio CT	882	7,06	23,02	30,08	0,35	1 401	2,15%
Ufficio	747	5,98	19,50	25,48	0,41	764	3,34%
Scuola di lingue	1 347	10,77	35,14	45,92	0,29	1 258	3,65%
Palestra	5 448	43,58	142,15	185,73	0,35	4 828	3,85%
Totale	13 873	111	362	473	0,33	14 598	3,24%

La ripartizione del rimborso per gli oneri non goduti e dell'incentivo dipende dai consumi contestuali del singolo utente, perciò il valore minimo del rimborso totale è associato all'utente 10 (circa 2 €) ed il massimo alla palestra (circa 186 €). Il risparmio percentuale dipende invece anche dal costo al kWh in bolletta, per cui

godono di una maggiore riduzione gli utenti 5 e 8 che hanno un minor costo in bolletta. Il risparmio medio in bolletta per l'insieme degli utenti che autoconsumano in modalità virtuale è del 3,24%.

Capitolo 6

Analisi di sensibilità

Nei capitoli precedenti sono stati valutati i parametri energetici ed economici della Comunità così come è costituita e secondo gli attuali accordi tra gli associati. In questa sezione verranno invece presentati i risultati di un'analisi di sensibilità in cui sono stati fatti variare uno alla volta alcuni dati di partenza, ossia: taglia dell'impianto fotovoltaico, ripartizione dei ricavi generati dall'incentivo sull'energia condivisa, tariffa premio per l'energia condivisa e consumi del veicolo elettrico.

6.1 Variazione della potenza installata

La potenza dell'impianto fotovoltaico è stata scelta prima che fossero noti tutti i partecipanti alla Comunità e quindi prima di conoscere il fabbisogno energetico. Come si è visto nei capitoli precedenti, la quota di autoconsumo raggiunta è molto elevata (78%), mentre l'autosufficienza rappresenta un terzo dei consumi dei soci. Potrebbe essere interessante valutare se un incremento della potenza installata possa apportare un beneficio alla Comunità, tenendo però in considerazione il fatto che non è possibile accedere al meccanismo dello Scambio Sul Posto e che la configurazione non è dotata di dispositivi di accumulo, per cui l'energia in eccesso viene ceduta al GSE e valorizzata al prezzo di mercato.
La potenza installata è stata fatta variare tra i 17 kWp ed i 50 kWp; i relativi costi di investimento sono stati stimati considerando che solamente i costi relativi all'impianto fotovoltaico variano con la potenza (il costo per la stazione di ricarica e lo

smart meter rimangono costanti, ad esempio). Il costo al kW IVA esclusa dell'impianto considerato è pari a 1122 €/kW, ma il costo al kW diminuisce all'aumentare della taglia e per un impianto da 50 kW si può ipotizzare un valore di 950 €/kW. Per determinare il costo di investimento al variare della potenza, si è ipotizzato che il costo al kW variasse linearmente e dunque per un impianto di potenza X può essere determinato come:

$$Costo(X)\left[\frac{€}{kWh}\right] = \frac{950 - 1122}{50 - 19{,}2} \cdot (X - 19{,}2) + 1122 \tag{6.1}$$

Moltiplicando il risultato per la potenza analizzata si ottiene il costo dell'impianto IVA esclusa; aggiungendo l'IVA e le altre voci di spesa (smart meter, wall-box, connessione alla rete, imprevisti) si ottiene il costo totale di investimento.
La figura 6.1 mostra gli andamenti di autosufficienza ed autoconsumo in funzione della taglia dell'impianto: all'aumentare della potenza installata l'autoconsumo diminuisce mentre l'autosufficienza aumenta. Le variazioni sono prima maggiori per ogni "scatto" di potenza considerato, dopodiché le curve tendono ad appiattirsi.
Nella figura 6.2 sono riportati gli andamenti dell'energia prodotta e dell'energia autoconsumata da prosumer e clienti finali: l'energia autoconsumata non aumenta allo stesso ritmo dell'energia prodotta, per cui al crescere della taglia dell'impianto è sempre maggiore la quantità di energia immessa in rete e valorizzata al prezzo di mercato, mentre si riduce la percentuale di energia autoconsumata nella Comunità.
Le figure 6.3, 6.4 e 6.5 mostrano invece gli andamenti di Net Present Value a 20 anni e Pay-Back Time per il prosumer e del risparmio in bolletta degli altri utenti.

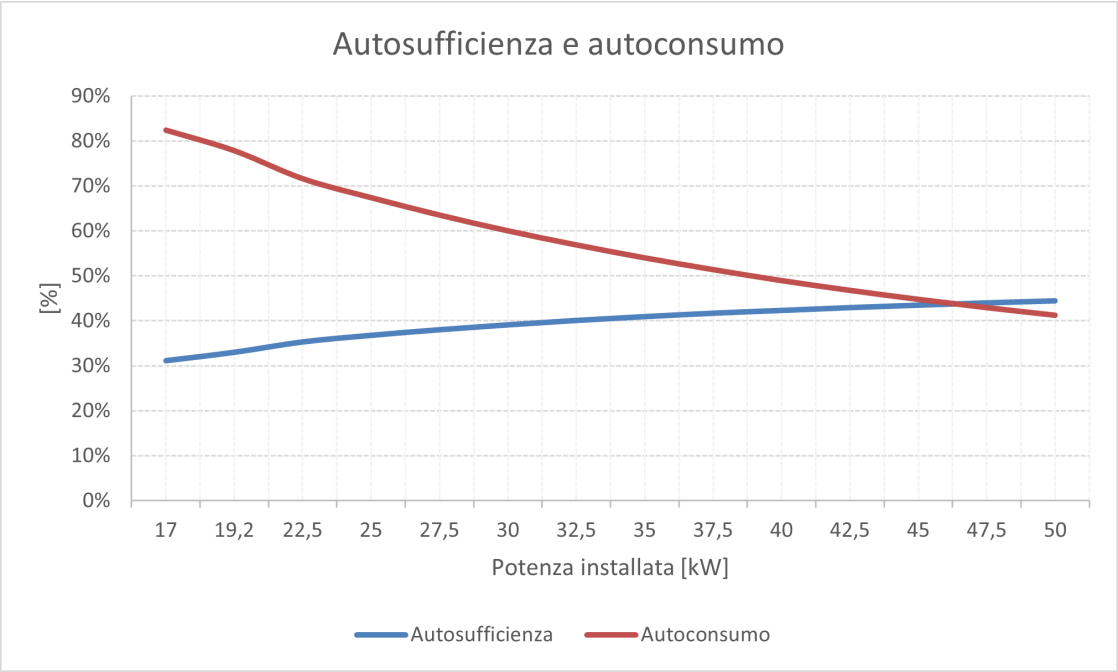

Figura 6.1. Andamento di autosufficienza ed autoconsumo al variare della potenza installata.

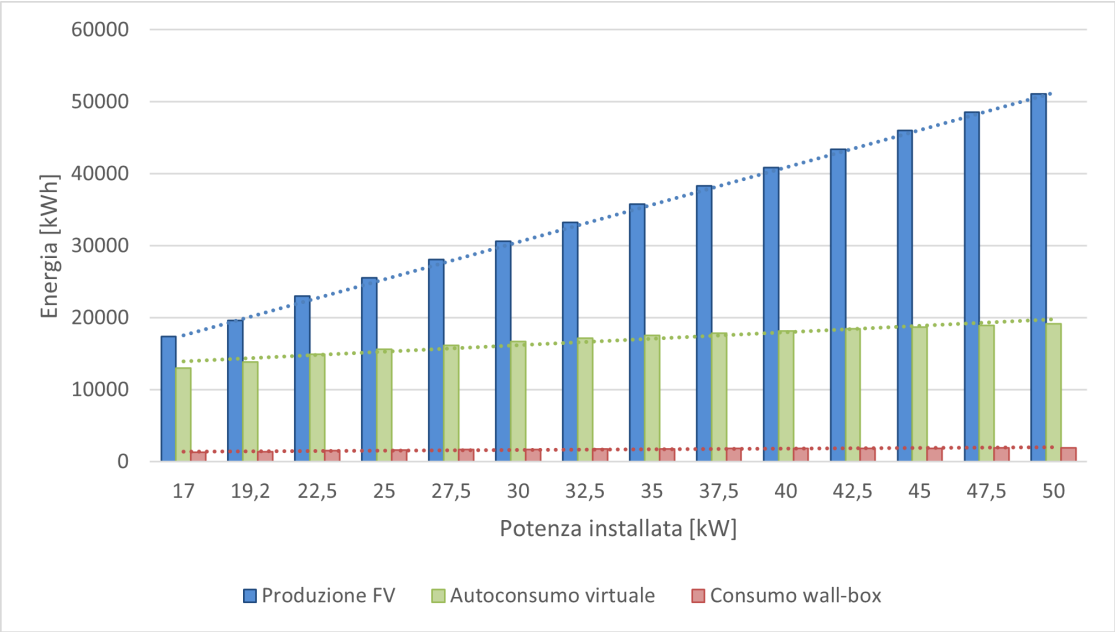

Figura 6.2. Variazione dell'energia prodotta ed autoconsumata in funzione della potenza installata.

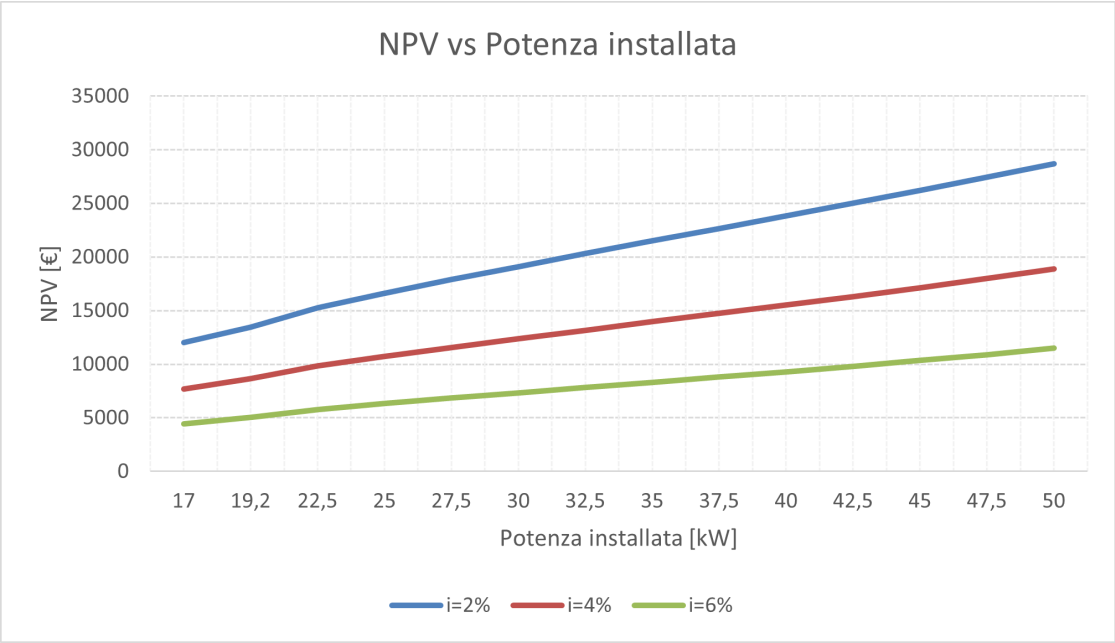

Figura 6.3. Variazione del Net Present Value a 20 anni in funzione della potenza installata.

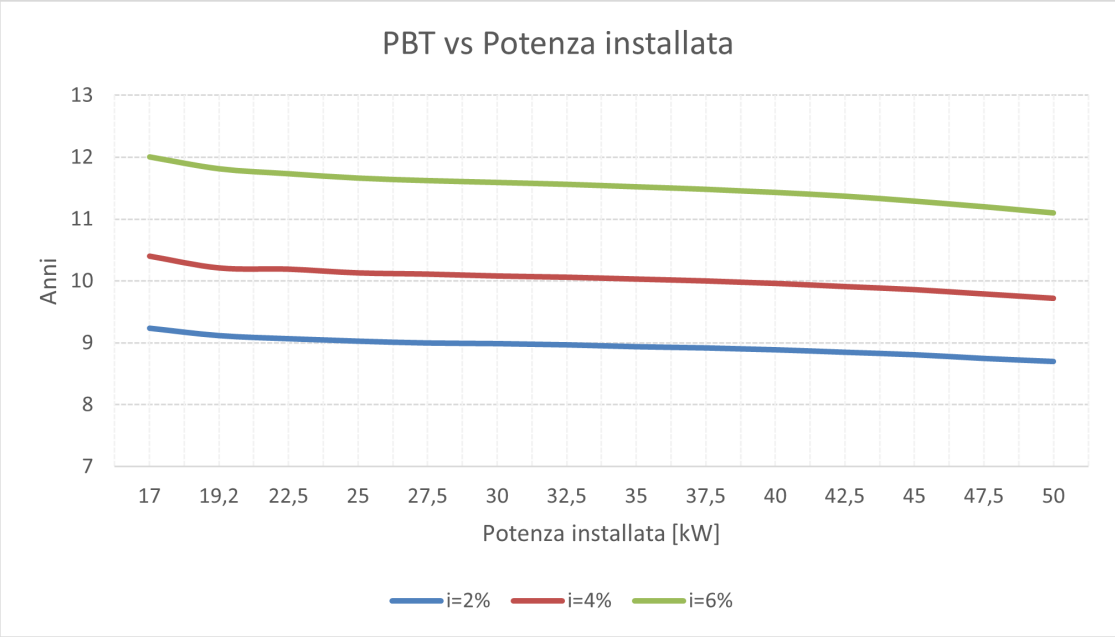

Figura 6.4. Variazione del Pay-Back Time in funzione della potenza installata.

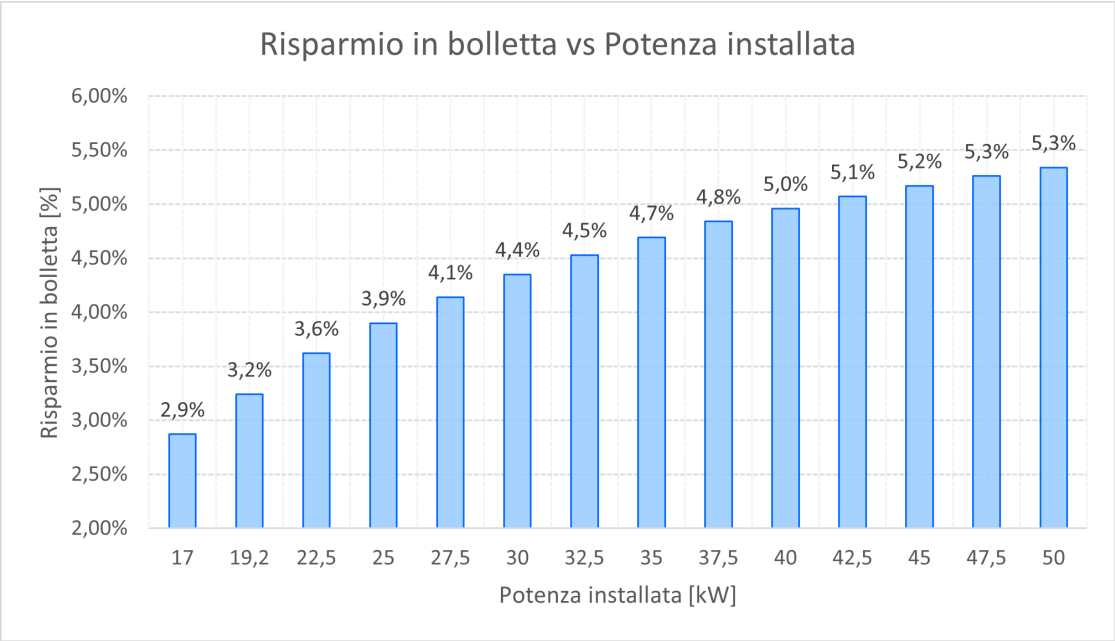

Figura 6.5. Variazione del risparmio annuo in bolletta per gli utenti in funzione della potenza installata.

Si può osservare che il NPV aumenta insieme alla potenza: questo si spiega con il fatto che con la potenza aumenta la quantità di energia immessa in rete, la cui valorizzazione costituisce la principale fonte di ricavo per il prosumer, come si era osservato nel capitolo precedente (figura 5.3). Il PBT decresce leggermente all'aumentare della potenza, ma si tratta di una variazione poco significativa: infatti, insieme ai ricavi aumentano anche i costi di investimento posticipando così il ritorno dell'investimento. Per quanto riguarda gli altri utenti, si osserva che il risparmio annuo in bolletta aumenta al crescere della taglia dell'impianto, in concomitanza con l'aumento dell'autosufficienza energetica. Come per l'autosufficienza, il beneficio che si ha aumentando la taglia è maggiore per i primi incrementi di potenza e diminuisce man mano che la potenza dell'impianto aumenta.
Alla luce di questa analisi si può concludere che una potenza leggermente più alta di quella scelta, come ad esempio 27,5 kW, potrebbe garantire un beneficio alla Comunità in termini autosufficienza, risparmio in bolletta e NPV a 20 anni. Non sarebbe indicato aumentare eccessivamente la potenza, dal momento che per potenze elevate l'autosufficienza ed il risparmio in bolletta non aumentano più in modo significativo.

Il dimensionamento ideale dell'impianto cambierebbe ancora se fosse presente nella configurazione un sistema di accumulo che potrebbe garantire, oltre ad una maggiore autosufficienza, una percentuale di autoconsumo più elevata anche con un impianto più grande e quindi maggiori ricavi attraverso l'incentivo sull'energia condivisa. Il limite principale dei sistemi di accumulo è il costo ancora elevato e per il caso studio non è stata presa in considerazione l'installazione.

6.2 Variazione della ripartizione dell'incentivo

Gli accordi attualmente validi tra i soci della Comunità prevedono che il ricavo proveniente dalla tariffa incentivante sia ripartito al 50% tra prosumer e clienti finali. Si è voluto valutare l'effetto della variazione di questo accordo, considerando una ripartizione che va da 80% prosumer - 20% clienti finali a 20% prosumer - 80% clienti finali. Le figure 6.6, 6.7 e 6.8 mostrano gli andamenti di Net Present Value a 20 anni, Pay-Back time e risparmio in bolletta nel caso in cui la quota spettante al prosumer vada dall'80% al 20%.
A differenza del caso precedente, in cui un miglioramento dei parametri del prosumer (NPV) si accompagna all'incremento del beneficio economico per gli altri utenti, ora un aumento del risparmio in bolletta implica un peggioramento dei parametri economici del prosumer. Ad esempio, con una ripartizione dell'incentivo 30% prosumer - 70% clienti finali il risparmio in bolletta sale al 4,2% e, nel caso in cui i=4%, il prosumer ha un NPV di 6 763 € e un PBT 11 anni e 5 mesi; invece, con la variazione della potenza dell'impianto si ottiene un risparmio in bolletta simile (4,1%) per una taglia di 27,5 kWp, a cui corrispondono NPV di 11 571 € e PBT di 10 anni e 1 mese. Ne consegue che la ripartizione dell'incentivo dipende da quali sono i parametri economici che si vogliono ottimizzare; in ogni caso, si tratta di una scelta che dipende dagli accordi privati tra gli utenti.
Si può infine osservare che anche assegnando al prosumer solamente il 20% dei ricavi provenienti dall'incentivo, il NPV non è negativo per nessuno dei tassi di sconto considerati; questo avviene perché nonostante l'energia immessa in rete non sia valorizzata ad una tariffa particolarmente elevata (55 €/MWh), la cessione in rete dell'energia costituisce comunque un'importante fonte di ricavo per il prosumer, con un peso anche superiore rispetto alla valorizzazione dell'energia condivisa.

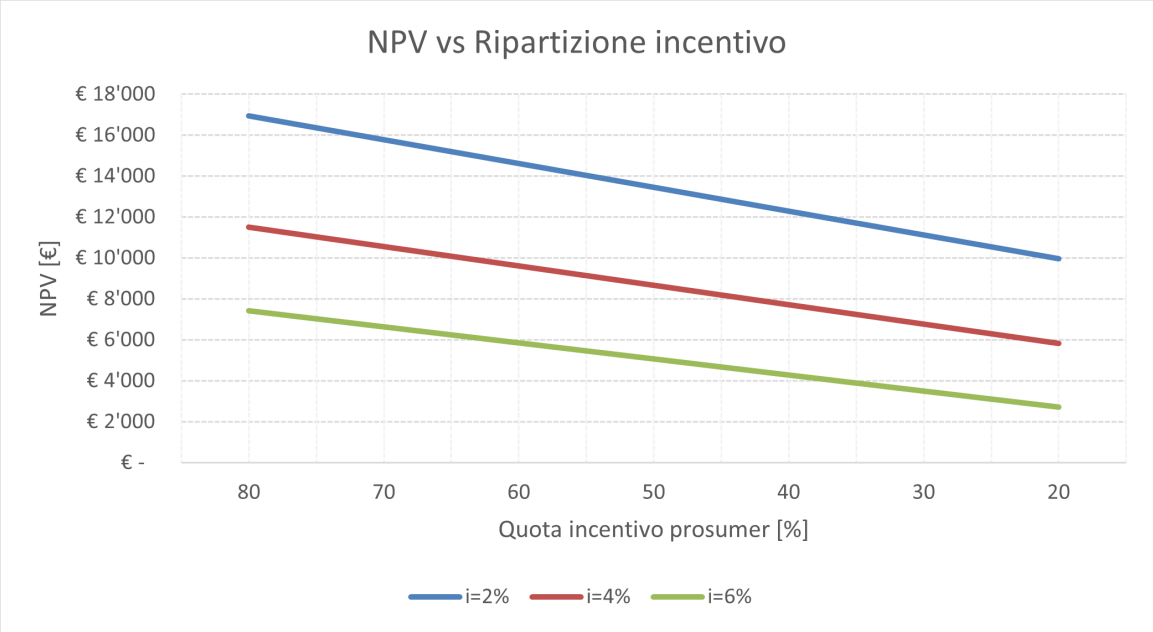

Figura 6.6. Variazione del Net Present Value a 20 anni in funzione della ripartizione dei ricavi provenienti dall'incentivo.

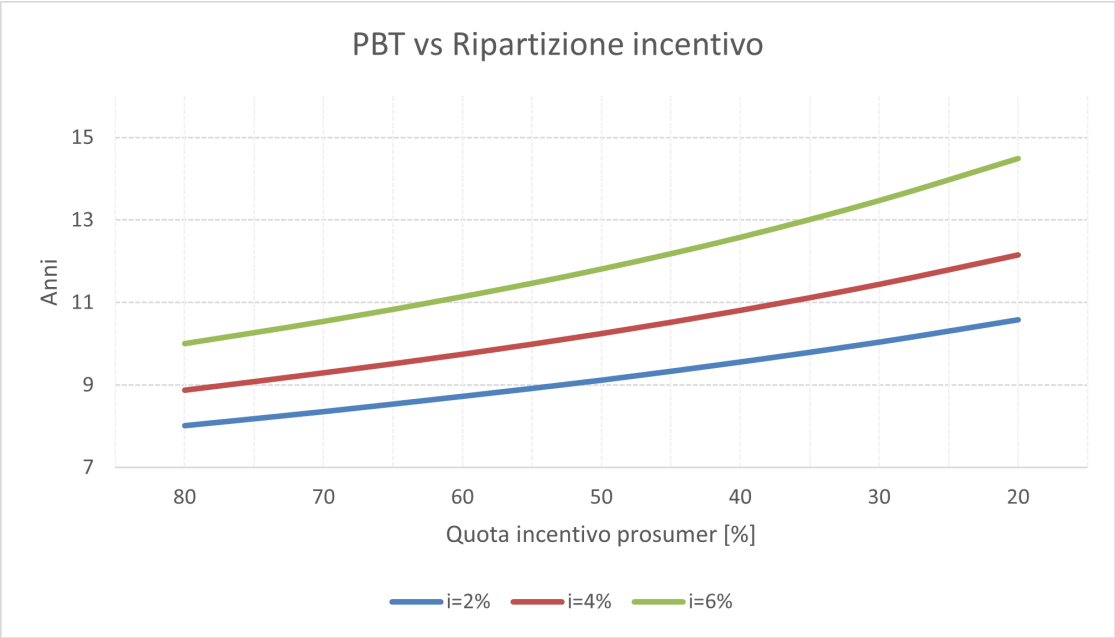

Figura 6.7. Variazione del Pay-Back Time in funzione della ripartizione dei ricavi provenienti dall'incentivo.

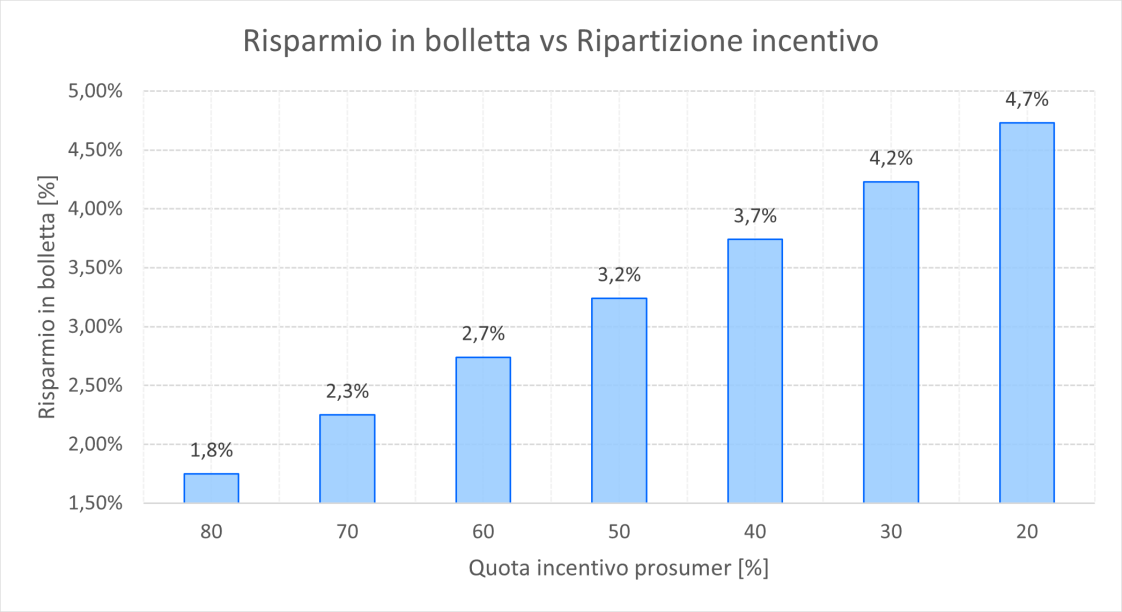

Figura 6.8. Variazione del risparmio annuo in bolletta in funzione della ripartizione dei ricavi provenienti dall'incentivo.

6.3 Variazione dell'incentivo

La tariffa incentivante definita dal MiSE (110 €/MWh) è garantita per 20 anni alle configurazioni realizzate ai sensi del DL n. 162/2019, come quella considerata per il caso studio. Con il pieno recepimento delle Direttive europee potrebbe cambiare e potrebbe essere interessante capire se con una diversa tariffa premio la configurazione considerata possa risultare più o meno vantaggiosa. È stata quindi valutata l'influenza della tariffa incentivante sui parametri economici della Comunità, considerando una variazione da 80 €/MWh a 140 €/MWh e la ripartizione stabilita dal Regolamento operativo, ossia 50% prosumer - 50% clienti finali.
Nelle figure 6.9, 6.10 e 6.11 sono rappresentate le variazioni rispettivamente di NPV a 20 anni, PBT e risparmio in bolletta al variare della tariffa incentivante. Ovviamente, un aumento della tariffa premio favorisce sia il prosumer che i clienti finali. Con la tariffa attuale, il risparmio in bolletta degli utenti non è molto elevato (3,24%) e il PBT con un tasso di sconto del 4% è vicino a 10 anni. Per una configurazione di questo tipo, risulta quindi auspicabile che la tariffa non venga ridotta; in particolare l'investimento risulterebbe poco interessante se la tariffa

premio scendesse al di sotto di 100€/MWh, poiché il risparmio in bolletta sarebbe di poco superiore al 2% e l'investimento verrebbe ripagato solamente nella seconda metà della vita utile dell'impianto.

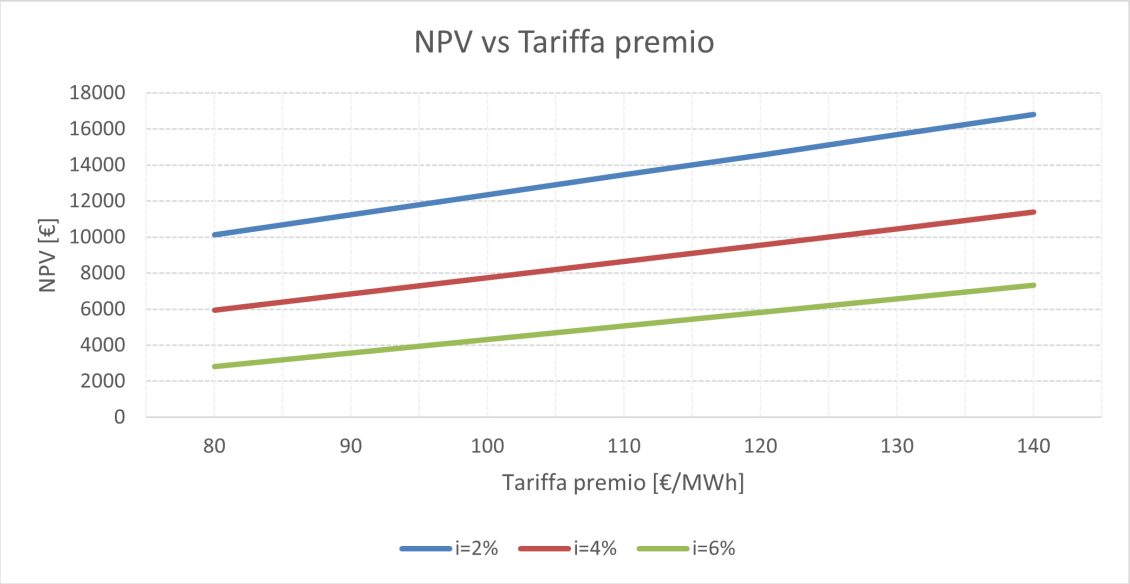

Figura 6.9. Variazione del Net Present Value a 20 anni in funzione della tariffa incentivante.

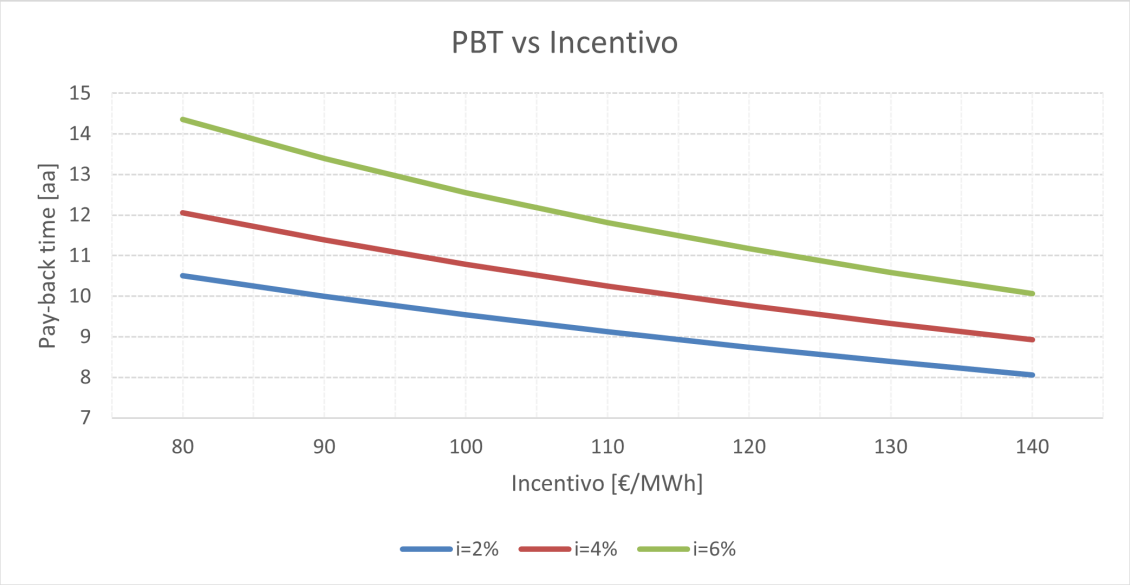

Figura 6.10. Variazione del Pay-Back Time in funzione della tariffa incentivante.

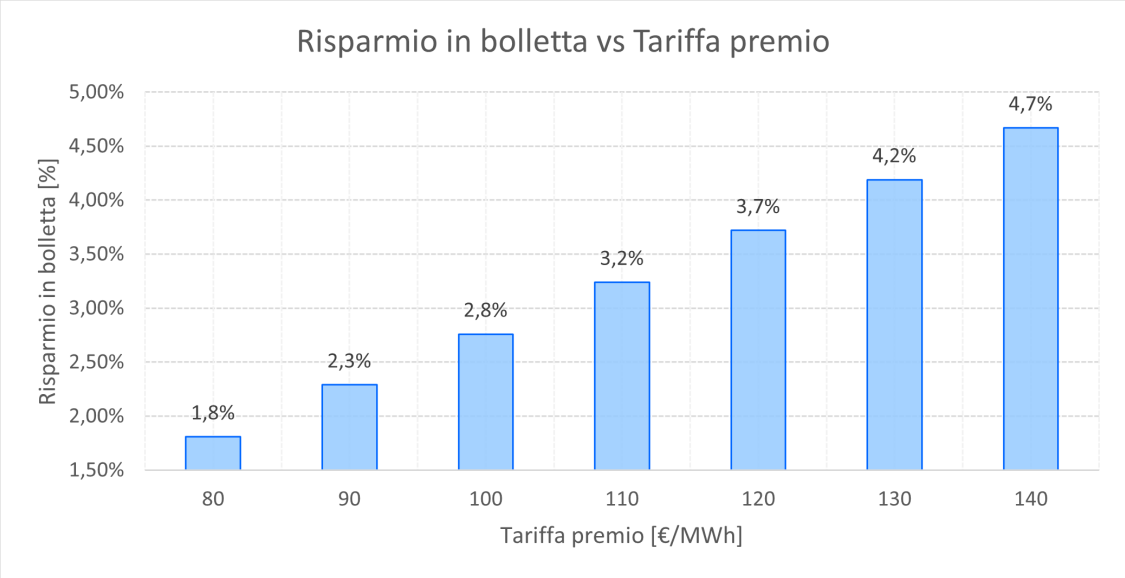

Figura 6.11. Variazione del risparmio annuo in bolletta per gli utenti in funzione della tariffa incentivante.

6.4 Variazione dei consumi del veicolo elettrico

L'ultimo parametro che è stato fatto variare sono i consumi del veicolo elettrico. Per il caso base è stato ipotizzato che il veicolo percorra 12 000 km all'anno, che è pari alla percorrenza media degli automobilisti piemontesi. Adesso verranno considerati anche uno scenario di utilizzo basso (percorrenza annua pari a 9 500 km) ed uno di utilizzo elevato (20 000 km/anno). Sono stati utilizzati gli stessi parametri del veicolo (capacità nominale, batteria ed efficienza) ed è stata mantenuta l'ipotesi che il prosumer non riesca a collegare l'auto in orario di produzione del fotovoltaico nei giorni feriali, di conseguenza anche nei nuovi scenari l'auto verrà caricata sfruttando il fotovoltaico una volta la settimana (la domenica) e l'eventuale fabbisogno non soddisfatto dal fotovoltaico verrà integrato con l'elettricità della rete. Infine, si ipotizza sempre che la batteria non venga mai scaricata al di sotto del 20% della capacità nominale.
Nella tabella 6.1 sono riportati i dati per i tre scenari di utilizzo.

Tabella 6.1. Dati per i tre scenari di utilizzo del veicolo elettrico.

	u.m.	Utilizzo basso	Utilizzo medio	Utilizzo elevato
Percorrenza annua	[km]	9 500	12 000	20 000
Fabbisogno annuo	[kWh]	1 444	1 824	3 040
Fabbisogno settimanale	[kWh]	27,7	35,0	58,5

I risultati in termini di autosufficienza, autoconsumo e parametri economici per il prosumer sono sintetizzati in tabella 6.2.

Tabella 6.2. Risultati per i tre scenari per il prosumer.

	u.m.	Utilizzo basso	Utilizzo medio	Utilizzo elevato
Prelievi FV	[kWh]	1 252	1 396	1 396
Fabbisogno soddisfatto dal fotovoltaico	[kWh]	1 127	1 256	1 256
Autoconsumo	[%]	6%	7%	7%
Autosufficienza	[%]	78%	69%	41%
IRR	[%]	9,27%	10,31%	13,03%
i=2%				
NPV	[€]	11 580	13 478	18 703
PBT	[aa]	9 anni 10 mesi	9 anni 1 mese	7 anni 7 mesi
i=4%				
NPV	[€]	7 128	8 676	12 935
PBT	[aa]	11 anni 2 mesi	10 anni 3 mesi	8 anni 4 mesi
i=6%				
NPV	[€]	3 801	5 083	8 609
PBT	[aa]	13 anni 1 mese	11 anni 10 mesi	9 anni 3 mesi

Nello scenario base il fabbisogno settimanale è pari a circa l'80% della capacità della batteria, infatti nei capitoli precedenti si era concluso che la batteria richiedeva una ricarica a settimana. Nello scenario con utilizzo basso, invece, il fabbisogno settimanale è inferiore, pertanto con una ricarica settimanale la batteria dovrebbe sempre

avere uno stato di carica superiore al 20%. Infine, per lo scenario di utilizzo elevato si renderà necessaria una ricarica infrasettimanale con prelievi dalla rete elettrica. I dati di partenza per l'analisi dei tre scenari sono riportati nella tabella 6.1. Nello scenario di utilizzo basso, il prosumer riesce a soddisfare gran parte del proprio fabbisogno (78%) attraverso il fotovoltaico, mentre l'autosufficienza cala (41%) nel caso di utilizzo elevato, per il fatto che il prosumer ha necessità di ricaricare l'auto anche quando non può sfruttare la produzione fotovoltaica. Sono stati riportati gli indicatori economici per i tre tassi di sconto utilizzati nei paragrafi precedenti; si osserva un miglioramento della resa dell'investimento al crescere dei consumi dell'utilizzo, dovuta al fatto che anche la ricarica attraverso elettricità prelevata dalla rete genera un risparmio per il prosumer. Nella tabella 6.3 sono riportati i risultati i risultati per i clienti finali ed i valori di autoconsumo ed autosufficienza totali della Comunità.

Tabella 6.3. Risultati per i tre scenari per i clienti finali.

	u.m	**Utilizzo basso**	**Utilizzo medio**	**Utilizzo elevato**
Consumi contestuali	[kWh]	13 943	13 873	13 873
Autoconsumo	[%]	71%	71%	71%
Autosufficienza	[%]	32%	31%	31%
Risparmio in bolletta	[%]	3,27%	3,24%	3,24%
Autoconsumo totale	[%]	77%	78%	78%
Autosufficienza totale	[%]	33%	33%	32%

Nello scenario di utilizzo basso, l'energia consumata contestualmente dai clienti finali vede un lieve aumento a causa dei minori prelievi del prosumer, tuttavia questa variazione (70 kWh) può essere ritenuta trascurabile come anche l'aumento del risparmio in bolletta che ne deriva. Non si osservano variazioni significative nemmeno per l'autoconsumo e l'autosufficienza dei clienti finali e della Comunità tutta.

Conclusioni

In questa tesi è stato analizzato il panorama europeo ed italiano delle Comunità Energetiche e dell'autoconsumo collettivo, fornendo una sintesi della normativa di settore e presentando alcuni esempi già realizzati. Questi nuovi schemi potrebbero dare un contributo significativo per raggiungere gli obiettivi nazionali ed europei di penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico.
Il caso studio analizzato è la "Comunità Energetica Marconi", nata il 15 luglio 2021 sotto forma di associazione non riconosciuta nel comune di Savigliano, in provincia di Cuneo. La Comunità dispone di un impianto fotovoltaico da 19,2 kWp, una wall-box per la ricarica dei veicoli elettrici ed uno smart meter per il monitoraggio della produzione dell'impianto e dei consumi della stazione di ricarica EV. Fanno parte della Comunità il "prosumer", ossia il soggetto che ha sostenuto l'investimento e che è titolare dell'impianto fotovoltaico, 11 utenti residenziali, 3 POD associati agli usi comuni, una scuola di lingue, una palestra ed un piccolo ufficio.
Attraverso il software PV*SOL, si è stimato che l'impianto fotovoltaico produrrà in media 19 621 kWh all'anno: la produzione è concentrata nei mesi estivi ed è invece particolarmente sfavorita nei mesi invernali a causa dell'inclinazione non ottimale dei moduli e della presenza di ombreggiamenti da parte degli edifici vicini.
Sono state formulate alcune ipotesi sull'utilizzo del veicolo elettrico e della stazione di ricarica attraverso le quali è stato possibile calcolare il fabbisogno annuo del prosumer (1 824 kWh) e simulare i prelievi elettrici della wall-box, ottenendo un valore di autoconsumo del 7% ed un'autosufficienza del 69%.
Le curve di carico degli altri utenti sono state ottenute dal portale e-distribuzione ed è stato calcolato un consumo annuo di 44 049 kWh. Sono state riprodotte le curve di carico giornaliere, dalle quali si osserva che le utenze condominiali presentano consumi maggiori alla sera, quando la produzione fotovoltaica non è più disponibile,

mentre le utenze commerciali hanno una curva di carico giornaliera maggiormente compatibile con la curva di produzione dell'impianto fotovoltaico. Combinando i dati su carichi e produzione fotovoltaica, l'energia elettrica condivisa è stata quantificata in 13 873 kWh, che corrisponde ad un autoconsumo del 71% e garantisce ai clienti finali un'autosufficienza del 31%. In totale, i parametri di autoconsumo ed autosufficienza della Comunità Energetica sono rispettivamente 78% e 33%.
In seguito è stata svolta un'analisi economica in cui sono stati definiti i costi, i ricavi della Comunità e la modalità con cui vengono ripartiti tra prosumer e clienti finali. L'investimento è stato analizzato con l'analisi dei flussi di cassa attualizzati ipotizzando tre tassi di sconto (2%, 4% e 6%); l'IRR è pari a 10,31%, NPV e PBT dipendono invece dal tasso di sconto: il NPV a 20 anni è positivo con tutti e tre i tassi di sconto considerati (rispettivamente 13 478 €, 8 676 € e 5 083 €) ed il PBT oscilla tra i 9 e gli 11 anni circa.
Per i clienti finali, il beneficio economico apportato dalla partecipazione alla Comunità è stato quantificato come il risparmio annuo in bolletta ed il valore medio ottenuto è del 3,24%.
Per concludere è stata condotta un'analisi di sensibilità in cui sono stati fatti variare uno alla volta i seguenti parametri: taglia dell'impianto fotovoltaico, ripartizione dell'incentivo tra clienti finali e prosumer, valore della tariffa incentivante e utilizzo del veicolo elettrico.
Si è visto che aumentando la taglia dell'impianto crescono l'autosufficienza, il risparmio in bolletta dei soci ed i parametri economici del prosumer, come effetto dell'incremento dell'energia valorizzata al prezzo di mercato.
Variare la ripartizione dell'incentivo tra prosumer e clienti finali muterebbe gli equilibri all'interno della configurazione, ma la scelta della ripartizione dipende dagli accordi privati tra associati.
Per una configurazione di questo tipo risulta auspicabile che la tariffa premio non venga ridotta con il recepimento definitivo della direttiva europea, altrimenti l'investimento risulterebbe poco interessante ed i benefici in termini di risparmio in bolletta sarebbero eccessivamente ridotti.
Infine, si è osservato che se l'utilizzo del veicolo elettrico è più elevato sono anche maggiori i benefici economici del prosumer, mentre per il resto degli associati non si osservano variazioni significative.

Bibliografia

[1] IEA. *Data and statistics*. URL: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser/?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySector.

[2] Commissione Europea. *Pacchetto per il clima e l'energia 2020*. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_it.

[3] *Direttiva 2009/29/CE del parlamento europeo e del Consiglio*. 2009.

[4] Commissione Europea. *Quadro 2030 per il clima e l'energia*. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_it.

[5] Commissione Europea. *Accordo di Parigi*. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it.

[6] Commissione Europea. *Clean energy for all Europeans package*. URL: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en#documents.

[7] Parlamento Europeo e Consiglio. *Regolamento (UE) 2018/1999*.

[8] Ministero dello Sviluppo Economico; Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare; Ministero delle Infrastrutture e e dei Trasporti. «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (National Energy and Climate Plan)». In: (2019). URL: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/it_final_necp_main_en.pdf%0Ahttps://www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2040668-pniec2030.

[9] Commissione Europea. *L'azione per il clima dell'UE e il Green Deal europeo*. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action_it.

[10] Commissione Europea. *Legge europea sul clima*. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/law_it.

[11] Commissione europea. *Patto climatico europeo*. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/pact_it.

[12] Commissione europea. *Piano degli obiettivi climatici 2030*. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030_ctp_it.

[13] Emi Minghui Gui, Mark Diesendorf e Iain MacGill. *Distributed energy infrastructure paradigm: Community microgrids in a new institutional economics context*. 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2016.10.047.

[14] A. Berka e M. Dreyfus. *Decentralisation and inclusivity in the energy sector: Preconditions, impacts and avenues for further research*. Mar. 2021. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110663.

[15] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. 2018. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN.

[16] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE*. 2019. URL: http://www.omel.es/en/files/directive_celex_32019l0944_en.pdf.

[17] Aura Caramizaru, Andreas Uihlein e European Commission Joint Research Centre. *Energy communities : an overview of energy and social innovation*. ISBN: 9789276107132.

[18] Fabio Armanasco. *Le Comunità Energetiche in Italia: buone pratiche e temi di indagine*. 2021.

[19] IRENA. «Community-ownership Models. Innovation landscape brief». In: *Innovation Landscape Brief* (2020), pp. 169–178.

[20] Josh Roberts, Francis Bodman e Robert Rybski. *Community Power: Model Legal Frameworks for Citizen-owned Renewable Energy*. 2016.

[21] Bernadette Fina e Hans Auer. «Economic viability of renewable energy communities under the framework of the renewable energy directive transposed to Austrian law». In: *Energies* 13.21 (2020). ISSN: 19961073. DOI: 10.3390/en13215743.

[22] Vasco Brummer. «Community energy – benefits and barriers: A comparative literature review of Community Energy in the UK, Germany and the USA, the benefits it provides for society and the barriers it faces». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 94.June (2018), pp. 187–196. ISSN: 18790690. DOI: 10.1016/j.rser.2018.06.013.

[23] GECO. *La comunità energetica*. 2021.

[24] PVP4Grid. *Autoconsumo collettivo e comunita' energetiche: sviluppi futuri e raccomandazioni*. 2020. URL: https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2020/04/D4.3-National-Policy-Paper-Italy.pdf.

[25] Dorian Frieden et al. *Collective self-consumption and energy communities: Trends and challenges in the transposition of the EU framework*. 2020.

[26] PVP4Grid. *Autoconsumo collettivo : esempi e buone pratiche in Europa*. 2020.

[27] Achille Hannoset, Leen Peeters e Andreas Tuerk. *Energy Communities in the EU Task Force Energy Communities*. Rapp. tecn. 2019.

[28] Thomas Bauwens. «Analyzing the determinants of the size of investments by community renewable energy members: Findings and policy implications from Flanders». In: *Energy Policy* 129 (giu. 2019), pp. 841–852. ISSN: 03014215. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.02.067.

[29] Leire Gorroño-Albizu, Karl Sperling e Søren Djørup. «The past, present and uncertain future of community energy in Denmark: Critically reviewing and conceptualising citizen ownership». In: *Energy Research and Social Science* 57 (nov. 2019), p. 101231. ISSN: 2214-6296. DOI: 10.1016/J.ERSS.2019.101231.

[30] Dr Neil Simcock, Rebecca Willis e Peter Capener. *Cultures of Community Energy*. 2016. URL: https://www.britac.ac.uk/sites/default/files/CoCE_International%20Case%20Studies_online_1.pdf.

[31] Carine Sebi e Anne Lorène Vernay. «Community renewable energy in France: The state of development and the way forward». In: *Energy Policy* 147 (dic. 2020), p. 111874. ISSN: 0301-4215. DOI: 10.1016/J.ENPOL.2020.111874.

[32] Enercoop. *Notre projet*. URL: https://www.enercoop.fr/.

[33] Bridge. *Economies of Energy Communities: Review of electricity tariffs and business models*. Rapp. tecn. 2021.

[34] Özgür Yildiz. «Financing renewable energy infrastructures via financial citizen participation - The case of Germany». In: *Renewable Energy* 68 (ago. 2014), pp. 677–685. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2014.02.038.

[35] Campos Inês et al. «Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the EU». In: *Energy Policy* 138 (mar. 2020). ISSN: 03014215. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.111212.

[36] Robert B. Mangoyana e Timothy F. Smith. «Decentralised bioenergy systems: A review of opportunities and threats». In: *Energy Policy* 39.3 (mar. 2011), pp. 1286–1295. ISSN: 03014215. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.11.057.

[37] IEA Bioenergy. *The first bioenergy village in Jühnde / germany. Energy self sufficiency with biogas*. 2009.

[38] *Sprakebüll-A Pioneering Energy Community in Norh Frisia, Germany*. Rapp. tecn. 2019. URL: http://co2mmunity.eu/wp-content/uploads/2019/02/Factsheet-Sprakeb%7B%5C%22%7Bu%7D%7Dll.pdf.

[39] REScoop MECISE. *Som Energia*. URL: https://www.rescoop-mecise.eu/aboutmecise/som-energia.

[40] Parlamento Italiano. *D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79*. 1999.

[41] Terna. *Come funziona il sistema elettrico*. URL: https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/come-funziona-sistema-elettrico.

[42] Massimo Rivarolo. *Il sistema elettrico italiano*. 2016. URL: tpg.unige.it.

[43] ARERA. *Tipologia delle reti elettriche (reti con obbligo di connessione di terzi e Sistemi di Distribuzione Chiusi)*. 2019.

[44] ARERA. *Memoria dell'Autorità di Regoplazione per Energia Reti e Ambiente in merito alle attività produttive mediante l'impiego di sistemu du generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (Atto n. 59)*. 2019.

[45] 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.

[46] GSE. *Scambio sul posto*. URL: https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto.

[47] Aeeg. *Testo Unico Ricognitivo Della Produzione Elettrica*. 2020.

[48] ARERA. *Come leggere la bolletta*. URL: https://bolletta.arera.it/bolletta20/index.php/guida-voci-di-spesa/elettricita.

[49] ARERA. *Composizione percentuale del prezzo dell'energia elettrica*. URL: https://www.arera.it/it/dati/ees5.htm#.

[50] GSE. *Servizio di scambio sul posto - Regole Tecniche*. Rapp. tecn. 2019.

[51] Governo della Repubblica Italiana. *Decreto legge 19 maggio 2020, n.34*.

[52] Presidente della Repubblica. *Legge n. 178 - Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2021 e bilancio pluriennale per il triennio 2021-2023*. 2020.

[53] Ministero dello Sviluppo Economico. *Decreto 04 luglio 2019*. 2019.

[54] ARERA. *Deliberazione 233/2020/R/EEL - Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria e registro dei consorzi storici dotati di rete propria*. 2020.

[55] SECAB. *Società Elettrica Cooperativa dell'Alto But*. URL: https://www.secab.it/home/.

[56] *Energia Positiva*. URL: https://www.energia-positiva.it/.

[57] Legambiente. *Cooperativa di Comunità di Melpignano*. URL: https://www.comunirinnovabili.it/cooperativa-di-comunita-di-melpignano/.

[58] Regione Piemonte. *Legge Regionale n. 12 del 2018 - Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche*. 2018.

[59] 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.

[60] Presidente della Repubblica. *Legge n. 221 del 2015 -Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali"*. 2015.

[61] Silvia Santantonio. «Le Comunità Energetiche. L'esperienza nel Pinerolese.» Tesi di Laurea Magistrale. Politecnico di Torino, 2020.

[62] Legambiente. *Comunità Energetica del Pinerolese*. URL: https://www.comunirinnovabili.it/acea-pinerolese/.

[63] RSE. *Gli schemi di Autoconsumo Collettivo e le Comunità dell'Energia*. Rapp. tecn. 2020.

[64] Governo della Repubblica Italiana. *Decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162*. 2019.

[65] ARERA. *Del.318/2020/R/EEL - Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa*. 2020. URL: https://www.arera.it/it/docs/20/318-20.htm.

[66] GSE. *Regole tecniche per l' accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell' energia elettrica condivisa*. Rapp. tecn. 2020.

[67] CER Magliano Alpi. *Chi siamo*. URL: https://cermaglianoalpi.it/index.php/chi-siamo/.

[68] Legambiente. *Comunità Rinnovabili*. 2021.

[69] ACEA. *Inaugurato a Pinerolo il primo condominio autoconsumatore collettivo operativo d'Italia: un passo avanti verso la transizione energetica*. URL: https://www.aceapinerolese-energia.it/2021/05/14/inaugurato-a-pinerolo-il-primo-condominio-autoconsumatore-collettivo-operativo-ditalia-una-passo-avanti-verso-la-transizione-energetica/.

[70] Senato della Repubblica. *Atto del Governo n.262 - Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. 2021.

[71] Gruppo Professione Energia. *Autoconsumo collettivo e comunità dell'energia - Manuale operativo*. 2021.

[72] AltaLex. *Associazioni non riconosciute: la guida completa*. URL: https://www.altalex.com/guide/associazioni-non-riconosciute.

[73] GSE. *Rapporto statistico - Solare fotovoltaico 2020*. 2021.

[74] Elemens. *Il contributo delle Comunità Energetiche alla decarbonizzazione: Modelli attuali e futuri, stime di potenziale e pillole di benefici*. 2020.

[75] QualEnergia. *Prezzi, potenze, materiali: le tendenze che stanno plasmando il fotovoltaico*. 2021. URL: https://www.qualenergia.it/pro/articoli/prezzi-potenze-materiali-tendenze-stanno-plasmando-fotovoltaico/.

[76] Filippo Spertino. *Appunti del corso Solar photovoltaic systems*. 2020.

[77] Jinko Solar. *Scheda tecnica moduli Cheetah 60M 305-325 Watt*.

[78] Fronius. *Scheda tecnica inverter Fronius Symo*.

[79] Energy and Strategy Group. *Smart mobility report - Ottobre 2020*. 2020.

[80] Energy and Strategy Group. *E-Mobility Report - Gennaio 2017*. 2017.

[81] Fronius. *Scheda tecnica stazione di ricarica Fronius Wattpilot Go 22 J*.

[82] Fronius. *Fronius Wattpilot Go 11 / 22 J Fronius Wattpilot Home 11 J - Istruzioni per l'uso*.

[83] ARERA. *Smart Metering*. URL: https://www.arera.it/it/operatori/smartmetering.htm.

[84] Mauro Annunziato. *Comunità Energetiche: le piattaforme digitali abilitanti per lo sviluppo delle economie locali*. 2021.

[85] Fronius. *Scheda tecnica Fronius Smart Meter TS 5kA-3*.

[86] UNRAE. *Immatricolazioni in Italia di autovetture e fuoristrada, top 10 per alimentazione - Agosto 2021*. 2021. URL: http://www.unrae.it/dati-statistici/immatricolazioni/5499/top-10-per-alimentazione-agosto-2021.

[87] UnipolSai Assicurazioni. *Comunicato stampa: presentati i risultati dell'osservatorio UnipolSai sulle abitudini di guida degli italiani in seguito all'analisi dei dati delle scatole nere installate nelle automobili*. 2018.

[88] GME. *Dati di sintesi*. URL: https://www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx.

[89] InsideEVs. *Quanto costa ricaricare un'auto elettrica alle colonnine pubbliche*. URL: https://insideevs.it/features/497016/quanto-costa-ricaricare-auto-elettrica-tariffe-colonnine/.