



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA



DIPARTIMENTO
DI INGEGNERIA
INDUSTRIALE

TESI MAGISTRALE IN INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Valutazione tecnico-economica sulle Comunità Energetiche Rinnovabili

CANDIDATO MAGISTRALE

Andrea Sebellin

Matricola 2028830

RELATORE

Prof. Fabio Bignucolo

Università di Padova

ANNO ACCADEMICO
2022/2023

Abstract

Sostenibilità, indipendenza energetica sono stati uno dei centri più importanti del dibattito Italiano e europeo negli ultimi anni. I trattati sul clima e la situazione geopolitica impongono il raggiungimento di una serie di obiettivi nel panorama energetico, in modo da garantire stabilità e benessere nel lungo periodo. Diventa quindi imperativo, nell'ottica di questa vera e propria "transizione energetica", l'intervento dello stato nell'incentivare aziende e privati nell'adottare soluzioni più sostenibili per contemporaneamente aumentare la generazione rinnovabile e diminuire i consumi di combustibili fossili. In questo lavoro di tesi verrà considerato una di queste incentivazioni nel contesto Italiano, la formazione delle Comunità Energetiche Rinnovabili (in breve CER), strutture organizzative di più utenti che permettono di incentivare l'utilizzo e la produzione locale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Verranno quindi valutati diversi scenari e configurazioni di CER nell'ottica valutare le combinazioni che, da un punto di vista economico, possono presentare maggiori benefici per i singoli membri o per l'intera CER.

Sommario

Il presente lavoro di tesi si concentra sul cruciale dibattito italiano ed europeo riguardante la sostenibilità e l'indipendenza energetica. In risposta ai trattati sul clima e alla complessa situazione geopolitica, il contesto attuale impone il conseguimento di obiettivi energetici per garantire stabilità e benessere a lungo termine. La "transizione energetica" emerge come imperativo, richiedendo l'intervento dello stato per incentivare l'adozione di soluzioni sostenibili da parte di aziende e privati, promuovendo contemporaneamente la generazione di energia rinnovabile e riducendo i consumi di combustibili fossili. La tesi esplora specificamente l'approccio italiano a questa transizione, concentrandosi sull'implementazione delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). Queste sovrastrutture organizzative, costituite da più utenti, fungono da catalizzatori per l'utilizzo e la produzione locale di energia elettrica da fonti rinnovabili. La ricerca analizza diversi scenari e configurazioni delle CER. Attraverso lo sviluppo di un'applicazione, il lavoro si propone di contribuire alla comprensione delle dinamiche finanziarie delle CER.

Contents

List of Figures	xi
List of Tables	xiii
List of Code Snippets	xvii
List of Acronyms	xix
1 Introduzione	1
2 Le Rinnovabili in Italia	7
2.1 Introduzione	7
2.2 Rinnovabili in Italia	8
2.3 Bonus per le rinnovabili	12
2.4 Gestore Servizi Energetici e vendita dell'energia	14
3 Comunità Energetiche Rinnovabili	17
3.1 Introduzione	17
3.2 Comunità energetiche rinnovabili	18
3.3 Calcolo Incentivi nuova normativa.	21
3.4 Altre configurazione di autoconsumo collettivo.	24
3.5 Comunità energetiche nel panorama Europeo	26
3.6 Esempio di calcolo con nuova normativa	27
4 Strumento utilizzato	29
4.1 Introduzione	29
4.2 Funzionamento Applicazione	29
4.3 Profili di carico	33
4.4 Profili di generazione da fotovoltaico	34

CONTENTS

4.5	Calcolo dei prezzi dell'energia	37
4.6	Implementazione dello Storage	39
4.7	Calcoli economici	42
5	Analisi Tecnico-Economica Delle CER	47
5.1	Introduzione	47
5.2	Casi studio base.	47
5.2.1	Generazione	48
5.2.2	Sistema di stoccaggio	49
5.3	Condominio con autoconsumo.	52
5.3.1	Prezzo Medio	53
5.3.2	Prezzi energia in salita	57
5.3.3	Prezzi energia in decrescita	59
5.3.4	Caso con profilo fotovoltaico che massimizza l'energia scambiata:	61
5.3.5	Riepilogo	62
5.4	Comunità energetica rinnovabile	63
5.4.1	Caso Prezzo Medio	64
5.4.2	Caso Prezzo Crescente	66
5.4.3	Caso Prezzo Calante	68
5.4.4	Riepilogo	69
6	Conclusioni	71
	References	73

List of Figures

1.1	Energia annuale consumata per capita intervallo 1965-2022. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)	2
1.3	PUN anni 2004-2023, source:GME.	4
1.4	PUN Gennaio-Ottobre 2023, source:GME.	4
1.2	Percentuale importo gas naturale rispetto al consumo del Unione Europea.	5
2.1	Tabella riassuntiva degli obbiettivi contenuti nella bozza PNIEC 2023 [20].	10
2.2	Emissioni annuali Italiane di CO2.	11
2.3	Aumento della potenza fotovoltaica installata, Fonte: GSE.	12
3.1	Rappresentazione grafica dell'energia condivisa.	19
3.2	Differenza tra configurazione fisica e virtuale. Fonte RSE	19
3.3	Close up delle zone sottese alle cabine primarie, zona Padova.	20
3.4	Tariffa premio in base alla Fascia di potenza.	24
4.1	Pagina principale dell'applicazione sviluppata.	30
4.2	Tab Utenti dell'applicazione.	31
4.3	Esempio di un file d'uscita prodotto dall'applicazione, si notino le diverse tab sottostanti.	32
4.4	Consumo giornaliero nel caso di rescale.	34
4.5	Andamento dei prezzi come era stato inizialmente pensato.	38
4.6	Profili prezzo utilizzati per l'applicazione.	38
5.1	VAN e DPB per il caso base.	51
5.2	VAN e DPB per il caso con BSS in supporto alla generazione.	51
5.3	Differenza tra i tempio di recupero totali e singoli.	66

List of Tables

2.1	Tabella esplicativa per il calcolo della tariffa a copertura del RID.	15
3.1	Calcolo tariffa premio.	22
3.2	Correzione incentivo nel caso di generazione fotovoltaica.	23
3.3	Dati esempio	27
5.1	Risultati ottenuti con diversi profili di generazione fotovoltaica.	49
5.2	Energia scambiata e incentivi medi per diversi casi di gestione del BSS rispetto all'assenza di batterie nella CER.	50
5.3	Variazione incentivo a seconda delle modalità di gestione batteria.	52
5.4	Variazione incentivo a seconda delle modalità di gestione batteria.	53
5.5	Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi medi ed energia scambiata media).	54
5.6	Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi medi ed energia scambiata massima).	55
5.7	Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi medi ed energia scambiata minima).	56
5.8	Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi in salita ed energia scambiata media).	57
5.9	Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi in salita ed energia scambiata massima).	58
5.10	Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi in salita ed energia scambiata minima).	59
5.11	Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi in discesa ed energia scambiata media).	60
5.12	Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi in discesa ed energia scambiata massima).	61

LIST OF TABLES

5.13 Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi in discesa ed energia scambiata minima).	62
5.14 Risultati ottenuti nel caso di una CER, prezzo medio, condominio. ** Incentivi derivanti dalla produzione fotovoltaica	65
5.15 Risultati ottenuti nel caso di una CER, prezzo medio, utenti attivi.	65
5.16 Risultati ottenuti nel caso di una CER, prezzo crescente, condominio. ** Incentivi derivanti dalla produzione fotovoltaica.	67
5.17 Risultati ottenuti nel caso di una CER, prezzo crescente, utenti attivi.	67
5.18 Risultati ottenuti nel caso di una CER, prezzo decrescente, condominio. ** Incentivi derivanti dalla produzione fotovoltaica. . .	68
5.19 Risultati ottenuti nel caso di una CER, prezzo decrescente, utenti attivi.	69

List of Code Snippets

4.1	Funzione per il recupero dei dati da PVGIS.	35
4.2	Frammento del codice che gestisce la batteria.	41
4.3	Funzione che gestisce la divisione degli incentivi.	43

List of Acronyms

CER Comunità Energetiche rinnovabili

PUN Prezzo Unico Nazionale

UNFCCC United Nations Framework Convention on Climate Change

GME Gestore dei Mercati Energetici

GSE Gestore Servizi Energetici

LNG Liquefied Natural Gas

RID Ritiro Dedicato

CB Certificati Bianchi

PZ Prezzo Zonale Orario

POD Point of Delivery

IEA Energy Information Administration

EU Unione Europea

TIAD Testo Integrato Autoconsumo Diffuso

PNRR Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

RSE Ricerca Sistema Energetico

REDII Renewable Energy Directive II

FER Fonte di Energia Rinnovabile

PNIEC Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

LIST OF CODE SNIPPETS

FF55 Fit for 55

PRIMES Policy Response Integrated Model for Energy Systems

RRF Recovery and Resilience Facility

SOC State Of Charge

BSS Battery Storage System

1

Introduzione

Negli ultimi anni si è sempre più focalizzato il dibattito politico e scientifico sul panorama Energetico globale e sulle conseguenze che questo potrà portare al nostro pianeta. Dalla rivoluzione Industriale ad oggi il consumo di energia pro capite è aumentato in maniera quasi esponenziale al pari dell'incremento del PIL dei paesi più sviluppati, questo ha portato al conseguente aumento delle emissioni provocate dalla generazione di energia. Non solo, soprattutto nell'ultimo trentennio paesi prima in stato di arretratezza e dall'alto numero di abitanti, quali l'India e Cina, hanno allargato drasticamente le loro economie diventando ad oggi veri e propri competitor delle principali potenze economiche globali. Benché il loro consumo pro capite sia ancora relativamente limitato rispetto alle medie europee e nordamericane, si prospetta che negli anni anche queste nuove economie in crescita possano raggiungere richieste di energia paragonabili a quelle occidentali, con conseguenze disastrose per quanto riguarda le emissioni. Come mostrato nella figura 1.1 negli ultimi trent'anni la Cina è passata da un consumo per capita al di sotto di 10 MWh annue a superare nel 2020 il fabbisogno Italiano stimato intorno ai 30 MWh. Il trend in aumento di Cina e India rispecchia bene la situazione di crescita economica dei due paesi. Per quanto riguarda gli altri stati rappresentati il trend tende a decrescere con il tempo, dimostrando non solo l'impegno degli stessi a far fronte ai crescenti problemi energetici, ma anche all'effetto conseguenze delle crisi susseguitesi negli ultimi anni. Diventa evidente in questo caso la necessità di passare a forme di produzione più sostenibili in modo da ridurre e eliminare le conseguenze che le emissioni moderne, e potenzialmente future, possono causare all'ambiente.

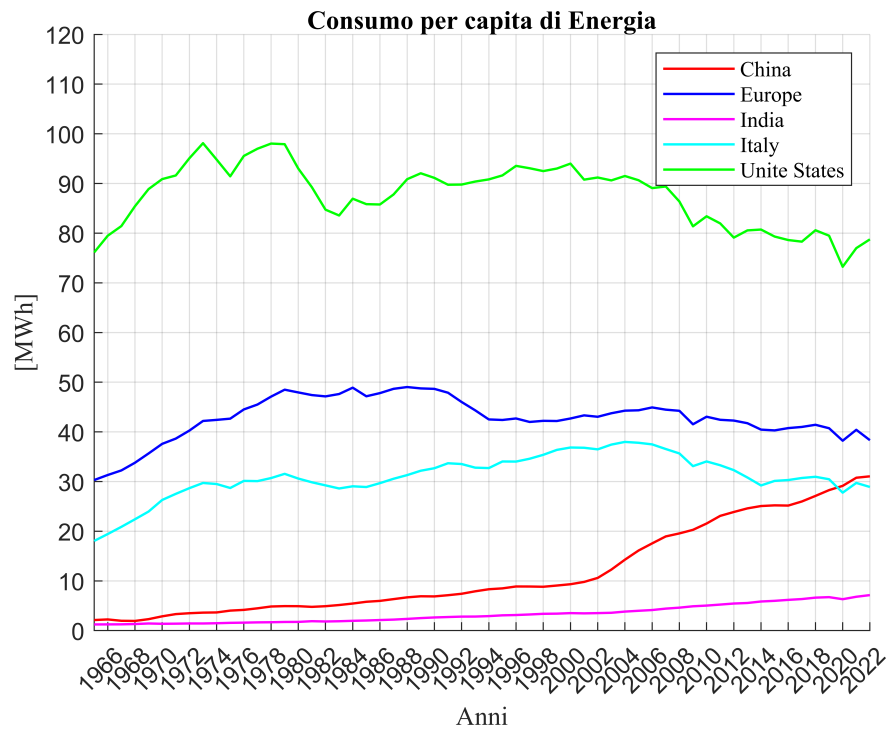


Figure 1.1: Energia annuale consumata per capita intervallo 1965-2022. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)

Nonostante una di queste conseguenze sia già stata parzialmente tamponata, il buco dell'ozono si sta infatti lentamente riducendo, il riscaldamento globale provocato dall'effetto serra resta tutt'oggi una "spada di Damocle" che pende sul capo degli ecosistemi e di rimando anche sulle nostre vite. Le conseguenze che anche pochi gradi portano all'ambiente sono le più varie: tra queste siccità, alluvioni, aumento dei livelli del mare e ondate di calore; diventa quindi subito evidente come tutti questi fenomeni in un contesto mondiale possano provocare danni ingenti ai settori più sensibili, come ad esempio quello agricolo-alimentare. Questo ha portato alla necessità di stabilire obiettivi a lungo termine per arginare e limitare gli effetti nocivi che il nostro bisogno sempre maggiore di energia ha per l'ambiente. Tali obiettivi, redatti con l'accordo di Parigi del 12 Dicembre 2015 ma entrati in vigore solo il 4 Novembre del 2016¹, preve-

¹Vale la pena precisare che le condizioni degli accordi necessitava la ratifica e l'adesione di almeno 55 stati facenti parte della UNFCCC (Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici) che rappresentano le emissioni del 55 % dei gas serra. Ad oggi 194 paesi sono firmatari e aderenti agli accordi, anche se ancora alcuni governi ritengono che questi siano un forte limite alle economie del paese. Un esempio eclatante in questo senso è il caso degli Stati

dono di mantenere l'aumento delle temperature medie provocate dal surriscaldamento globale "ben al di sotto" dei 2°C, con sforzi per raggiungere al massimo sopra temperature di 1.5°C. Gli stati che hanno aderito agli accordi si impegnano quindi a raggiungere l'equilibrio tra emissioni e assorbimento atmosferico entro la seconda metà del secolo. Un ulteriore punto caldo nel panorama energetico, e probabilmente il più influente in questo periodo storico, è la profonda crisi energetica scaturita principalmente dalle politiche estere della Russia e dalle conseguenti sanzioni imposte da diversi paesi del mondo, compresi quelli interni all'Unione Europea (EU) e gli Stati Uniti d'America. L'approvvigionamento energetico dei paesi Europei, prima basato principalmente sull'esportazione Russa di petrolio e gas naturale, è stato ridotto drasticamente e la conseguente ricerca di nuovi mercati ha portato ad un innalzamento notevole dei prezzi dell'energia elettrica con conseguenze più o meno gravi a seconda della dipendenza del paese dalle forniture estere.

Nella figura 1.2 viene riportata la percentuale di suddivisione dell'importazione dell'intero fabbisogno dell'Unione Europea di gas naturale. Come è chiaro da questi dati prima dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia (Data il 24 Febbraio 2022) l'export russo di gas naturale all'UE raggiungeva il picco di circa la metà dell'intero fabbisogno, al seguito delle sanzioni e delle politiche estere dell'unione, questa percentuale è scesa notevolmente arrivando al di sotto del 20 % negli ultimi mesi del 2022, questo a favore dell'esportazione derivante da canali alternativi quali Norvegia e Algeria.²

nell'intorno dei 100 /MWh.

- Russia (pipeline + LNG): 24.65%, 803.8 TWh
- LNG (mainly from the US, Qatar and Nigeria): 25.7%, 838.8 TWh
- Norway: 24.9%, 812.9 TWh
- Algeria: 11.6%, 378.8 TWh
- others: 13%, 426.9 TWh

Come si nota dai precedenti dati l'import Russo è stato ridotto in maniera sostanziale rispetto agli anni precedenti.

Uniti d'America dove l'amministrazione Trump ha deciso di ritirarsi dagli accordi stipulati per paura delle conseguenze alle restrizioni in ambito energetico (ritiro ufficializzato il 4 novembre 2020), ritornandovi tuttavia nel 19 Febbraio del 2021 a seguito della decisione del presidente Joe Biden di differenti vedute sulla gestione del problema. Ad oggi nel 2023 solo tre stati firmatari rimangono non aderiscono agli accordi, per una quota del 1.28 % delle emissioni totali globali, essi sono Libia, Iran e Yemen.

²In seguito riporto alcuni dati relativi alle importazioni di gas naturale nel periodo Gennaio-Novembre 2022 riportate nel sito della commissione europea:

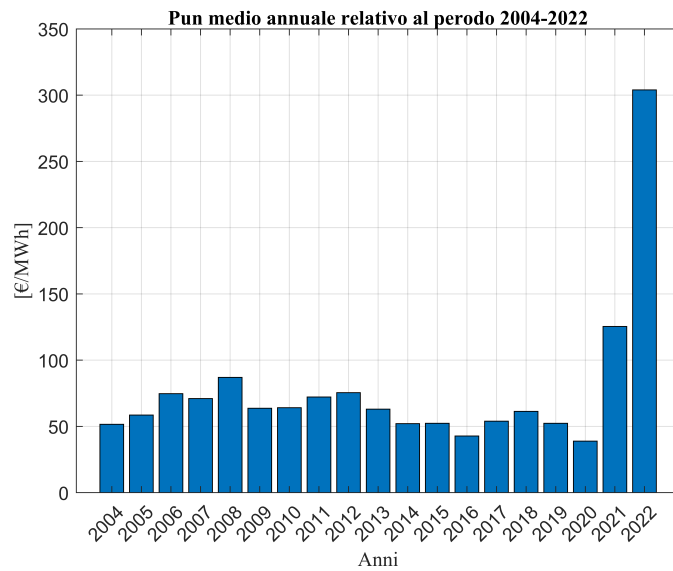


Figure 1.3: PUN anni 2004-2023, source:GME.

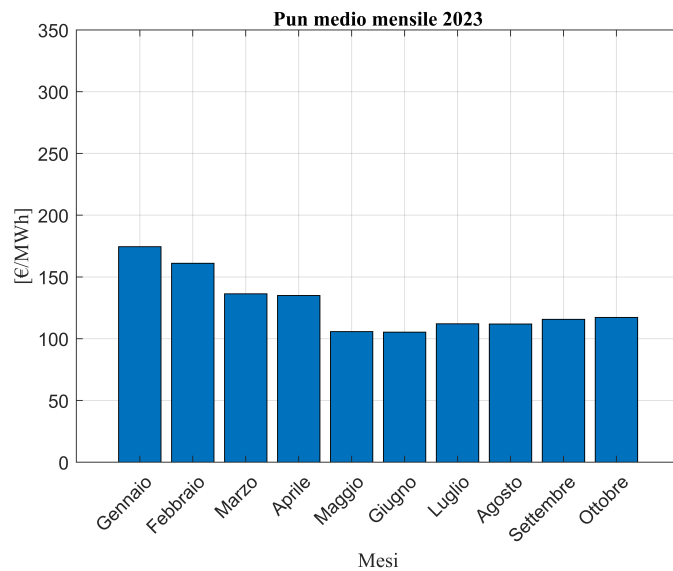


Figure 1.4: PUN Gennaio-Ottobre 2023, source:GME.

Gli aumenti repentini dei prezzi hanno provocato un danno enorme alle imprese e alle famiglie, portando gli stati Europei e in particolare quello Italiano a intervenire in modo da assicurarsi forniture di combustibili fossili a buon prezzo oltre che a spingere ancora di più sull'indipendenza energetica del paese. La produzione elettrica in Italia è ancora infatti in buona parte basata sull'utilizzo di impianti termoelettrici a fonti fossili, le quali noi importiamo quasi interamente dall'estero non essendone produttori. Dati pubblicati da Terna asseriscono che nel 2022 la quota parte della totale produzione netta di energia proveniente da fonti non rinnovabili sia di circa 69.6 % con il restante suddiviso in fotovoltaico 10.1%, idroelettrico 10.9%, eolico 7.4% e geotermico 2% , risulta quindi evidente come L'Italia sia estremamente influenzata dal panorama geo-politico

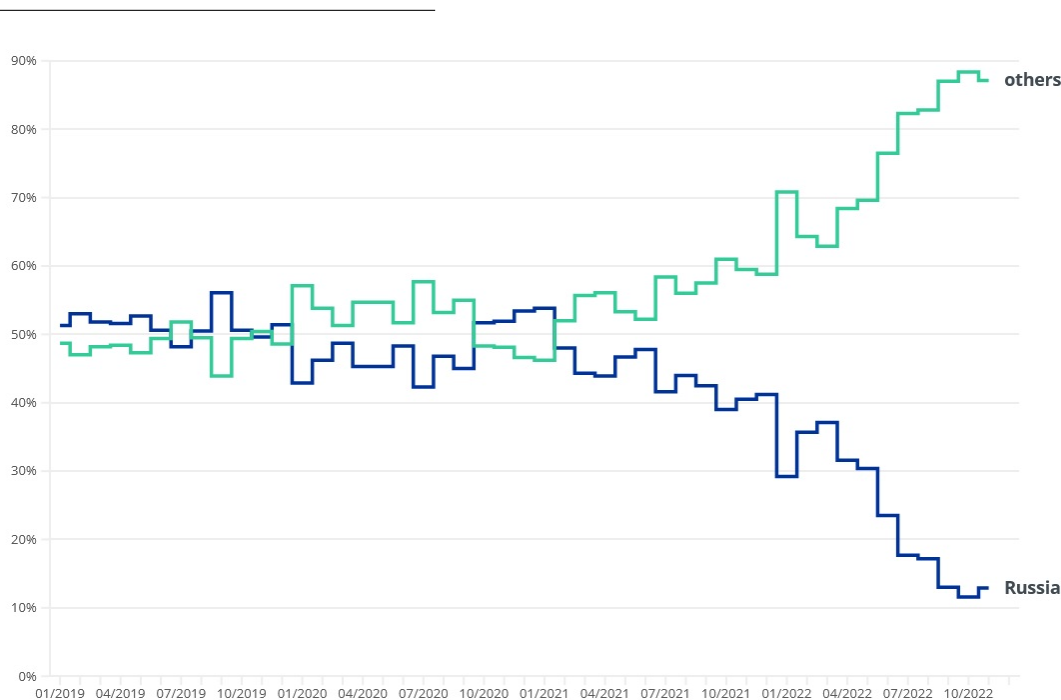


Figure 1.2: Percentuale importo gas naturale rispetto al consumo del Unione Europea.

Uno dei casi più pesanti di incremento dei prezzi dell'energia all'interno dell'UE è sicuramente quello italiano³, dai dati forniti dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) il prezzo unico nazionale (PUN) medio annuale è più che raddoppiato in un solo anno passando da 125.46 /MWh nel 2021 a 303.95 /MWh nel 2022, aggravando ulteriormente la situazione economica del paese nonostante le nette riprese nel periodo post COVID-19 Figura1.3. Nonostante la situazione attualmente sia in miglioramento, con trend al ribasso, i prezzi rimangono tuttavia a valori ben superiori rispetto a quelli che avevamo nel periodo pre e post COVID-19, come si nota dalla figura 1.4. Mentre prima avevamo oscillazioni intorno al 50 /MWh, ora il prezzo risulta

mondiale. Ad oggi la guerra Russo-Ucraina non accenna a concludersi e a causa dell'instabilità politica di alcuni tra i maggiori produttori di gas naturale e petrolio sarà possibile prevedere i prezzi dell'energia nei prossimi anni. Ed è a causa di tutti questi fattori che è cresciuta l'importanza di avvicinarsi a soluzioni sempre più sostenibili e indipendenti da fonti fossili, è in questo contesto che i governi Europei, per favorire la "transizione energetica", hanno iniziato a finanziare molti progetti per aumentare la potenza installata degli impianti a fonti di energia rinnovabili (FER) oltre che al generale miglioramento dell'efficienza energetica, uno di questi progetti è l'istituzione di diversi incentivi rivolti non solo alle aziende ma anche ai singoli utenti. Uno di questi incentivi è la definizione e l'istituzione delle Comunità Energetiche Rinnovabili (in breve CER), sovrastrutture organizzative che permettono di incentivare lo scambio sul posto di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, in modo da fornire benefici economici, ambientali e sociali ai membri stessi della CER e al territorio dove questa è situata. Risulta ora importante capire quali siano i reali vantaggi e la flessibilità di tali strutture, cioè quali reali benefici abbiano rispetto a soluzioni più tradizionali di semplice compra-vendita di energia elettrica, oltre a verificare se un potenziale investimento su un nuovo impianto rinnovabile possa risultare effettivamente conveniente. Nei prossimi capitoli di questo lavoro di tesi verrà esplorato lo scenario attuale del rinnovabile in Italia ed in Europa, passando poi per definire più approfonditamente cosa sono e come sono strutturate le CER e la loro flessibilità di utilizzo. In fine verranno studiati diversi scenari e applicazioni di CER sfruttando l'ausilio di un'applicazione creata per l'occasione.



Le Rinnovabili in Italia

2.1 INTRODUZIONE

Come già introdotto all'inizio di questo lavoro la necessità di aumentare la sostenibilità energetica, e non solo, è argomento cardine della discussione Europea e Italiana degli ultimi anni. Fin dalla sottoscrizione degli accordi di Parigi si sono attuati diversi piani per aumentare la quota parte di rinnovabile nella totale produzione di Energia, riducendo l'utilizzo di impianti basati su carbone, gas naturale e in alcuni casi nucleare¹. Le principali alternative per la produzione di energia elettrica considerando un approccio più sostenibile rimangono il fotovoltaico, l'eolico, l'idroelettrico e successivamente tutta la macro area che comprende i biocombustibili. Nonostante gli innumerevoli vantaggi che queste forme di produzione portano, principalmente ambientali ma anche legati all'indipendenza energetica, esistono una serie di problemi comuni a tutte le fonti rinnovabili principali, primo fra tutti la necessità di accumulare l'energia prodotta. Diverse soluzioni sono state proposte in tale ambito, da livello industriale al civile, ma ad oggi non vi sono infrastrutture adeguate per

¹Vale la pena dire che nonostante il nucleare sia considerato un'energia "Green" nella comunità scientifica globale l'opinione pubblica è spesso contraria al suo utilizzo, questo principalmente dovuta agli incidenti di Fukushima e Chernobil. Nell'unione europea la visione su questo tipo di energia è molto divisiva, ad esempio: in Italia ha completamente abbandonato il nucleare (anche se resta un argomento controverso), in Germania si era entrati in un periodo di decommissionamento delle centrali (rallentato e fermato a causa della crisi energetica) mentre in Francia il nucleare resta la principale fonte per la produzione di energia elettrica.

2.2. RINNOVABILI IN ITALIA

il contenimento di tutta l'energia necessaria a far muovere il paese². A causa di questo problema le fonti rinnovabili più comuni, di natura intrinsecamente non programmabile, ad oggi non possono sostituire interamente la produzione incentrata sul termoelettrico dell'Italia, questa rimane ad oggi una delle poche alternative disponibili per la salvaguardia ambientale. Sono quindi necessarie ulteriori ricerche e investimenti in merito per rendere gli obiettivi degli accordi di Parigi un traguardo realizzabile. L'Italia presenta tuttavia un piano ambizioso per l'aumento della produzione rinnovabile, nel seguente capitolo verranno introdotto lo stato delle rinnovabili italiano e i prospetti futuri del paese e alcune metodi per incentivare l'energia prodotta dal singolo utente rinnovabile.

2.2 RINNOVABILI IN ITALIA

L'aumento della discussione sul rinnovabile in Italia è frutto dell'impegno non solo del nostro paese, ma anche degli altri membri dell'unione di conseguire risultati in termini di riduzione degli effetti che le emissioni e l'inquinamento portano a livello globale. Uno dei documenti scaturiti da questo impegno è il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), dove ogni paese della UE definisce le proprie strategie per conseguire quelli che sono gli obiettivi posti dagli accordi di Parigi. Consegnato alla commissione Europea alla fine del 2019 e approvato il 21 gennaio 2020, prevede che fino al 30 % del consumo lordo di energia venga coperto da impianti ad energia rinnovabile entro il 2030 (L'obiettivo Europeo era al 32%). L'impatto che i vari settori avranno su questo incremento sarà differente, secondo le stime fino al 55.4 % sarà il contributo per il settore elettrico, il 21.6% per quello dei trasporti e il 33% quello del riscaldamento. Un altro obiettivo importante, sempre settato dalla prima versione del PNIEC, è quello della riduzione delle emissioni di CO₂ del 33 % rispetto ai valori del 2005 oltre che l'aumento dell'efficienza energetica riducendo i consumi di

²Oltre a una questione di infrastrutture un grosso problema Italiano è la gestione e la stabilità della rete elettrica, prima interamente pensata come "centralizzata" e orientata dal nord al sud Italia ora si ritrova a dover essere ripensata per avere flussi di potenza non più unidirezionali. Diventa quindi d'obbligo in questo senso per una transizione più "pulita" rivalutare il ruolo non solo della generazione ma anche dell'utente finale che da solo passivo (consumatore) può ora, grazie alla diffusione sul territorio delle rinnovabili, diventare un produttore (prosumer). In tal senso studi sull'implementazione di una Smart-Grid si sono fatti sempre più numerosi nell'ottica di potenziare la flessibilità e le capacità della rete elettrica con una generazione sempre più rinnovabile.

energia primaria del 43% rispetto allo scenario PRIMES 2007³ (Va da sottolineare che per l'Europa la riduzione era programmata per essere del 32.5%). [19].

Questa tuttavia non è la versione definitiva del Piano nazionale, esso è infatti un documento in continua evoluzione e aggiornamento che si rifà alle disposizioni Europee in fatto di clima e decarbonizzazione. A tal proposito l'uscita di un nuovo pacchetto di disposizioni Europee denominato "Fit for 55" (FF55)[15], atto a tradurre in normativa le iniziative europee inserite nel "Green Deal", modifica ulteriormente le mire ambiziose delle politiche precedenti

Nel pacchetto FF55, annunciato nel luglio 2021, si propone l'impegno di raggiungere entro il 2030 la riduzione di almeno 55% delle emissioni nette, rispetto ai livelli del 1990. Non solo, a questo si aggiunge la sfida di diventare il primo continente "climaticamente neutro" entro il 2050. Questo avviene tramite l'uso di diversi interventi quali: la modifica delle attuali disposizioni sul mercato del carbonio, l'aumento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabile, lo stabilire norme più severe per l'efficienza energetica, la riduzione delle emissioni nei trasporti, agricoltura sostenibile e iniziative per preservare i boschi e l'impatto che hanno nella decarbonizzazione.

Un'ulteriore modifica delle mire del pacchetto FF55 in termini di decarbonizzazione e accelerazione della transizione energetica è data dal REPowerEU [3]. Un nuovo piano europeo per la riduzione della dipendenza energetica dalle fonti fossili Russe, che promette di stanziare fino a 225 miliardi di € di prestiti non utilizzati del dispositivo per la ripresa e la resilienza (RRF)⁴.

L'attuale bozza del PNIEC risulta quindi avere queste mire:

³Il Policy Response Integrated Model for Energy Systems (PRIMES) è un modello energetico globale, validato a livello europeo e internazionale, che permette di simulare e valutare possibili scenari futuri in termini di emissioni gas serra, politiche estere e approvvigionamento energetico.

⁴Istituito nel febbraio 2021 l'RRF altro non è che un fondo che offre sostegno per finanziare riforme e investimenti degli stati membri, questo allo scopo di ridurre le conseguenze economico-sociali che l'epidemia di coronavirus ha portato in Europa.

2.2. RINNOVABILI IN ITALIA

	unità di misura	Dato rilevato	PNIEC 2023: Scenario di riferimento	PNIEC 2023: Scenario di policy ¹	Obiettivi FF55 REPowerEU
		2021	2030	2030	2030
Emissioni e assorbimenti di gas serra					
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	%	-47%	-55%	-62%	-62% ²
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	%	-17%	-28,6%	-35,3% / -37,1%	-43,7% ^{3,4}
Assorbimenti di CO ₂ LULUCF	MtCO ₂ eq	-27,5	-34,9	-34,9	-35,8 ³
Energie rinnovabili					
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia	%	19%	27%	40%	38,4% - 39%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8%	13%	31%	29% ⁵
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento	%	20%	27%	37%	29,6% ³ - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	36%	49%	65%	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria	%	0%	3%	42%	42% ³
Efficienza energetica					
Consumi di energia primaria	Mtep	145	130	122	112,2 (115 con flessibilità +2,5%)
Consumi di energia finale	Mtep	113	109	100	92,1 (94,4 con flessibilità +2,5%)
Risparmi annui nei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica	Mtep	1,4		73,4	73,4 ³

1. scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2023, sarà aggiornato con la sottomissione del piano definitivo entro giugno 2024

2. vincolante solo per le emissioni complessive a livello di Unione europea

3. vincolante

4. vincolante non solo il 2030 ma tutto il percorso dal 2021 al 2030

5. vincolante per gli operatori economici

Figure 2.1: Tabella riassuntiva degli obiettivi contenuti nella bozza PNIEC 2023 [20].

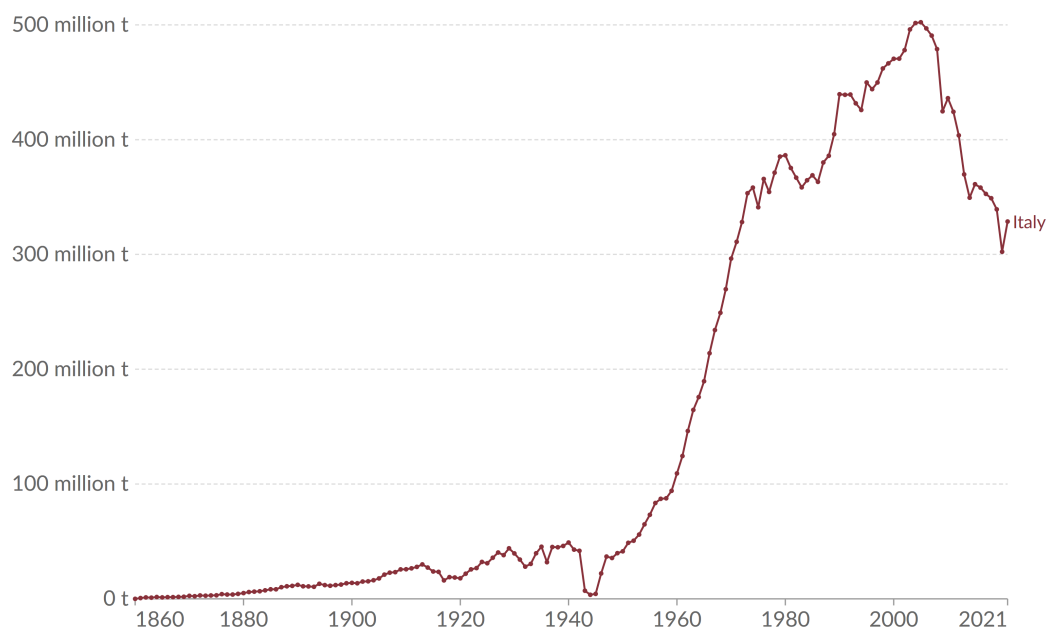
Come mostrato dall'estratto della bozza pubblicata il 24 luglio 2023 gli obiettivi per il 2030 sono stati ulteriormente alzati rispetto a quelli mostrati rispetto alla prima versione del FF55.

Si nota come vi sia quindi un continuo e incrementale impegno da parte dell'Italia e dell'Europa nel promuovere iniziative atte al potenziamento delle FER nel nostro territorio. A dimostrazione di questo vale la pena visionare i seguenti grafici.

Annual CO₂ emissions

Carbon dioxide (CO₂) emissions from fossil fuels and industry¹. Land use change is not included.

Our World
in Data



Data source: Global Carbon Budget (2022)

[OurWorldInData.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions](https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions) | CC BY

1. **Fossil emissions:** Fossil emissions measure the quantity of carbon dioxide (CO₂) emitted from the burning of fossil fuels, and directly from industrial processes such as cement and steel production. Fossil CO₂ includes emissions from coal, oil, gas, flaring, cement, steel, and other industrial processes. Fossil emissions do not include land use change, deforestation, soils, or vegetation.

Figure 2.2: Emissioni annuali Italiane di CO₂.

Come si vede dalla figura 2.2 le emissioni Italiane hanno subito un'inversione di rotta drastica dopo gli anni 2000 e il trend al 2021 rimane in decrescita⁵.

⁵Diventa interessante notare come l'epidemia di COVID-19 abbia influenzato "positivamente" quello che sono le emissioni. Si nota infatti come nel 2020 vi sia stato un particolare picco negativo, segno che in quell'anno le restrizioni hanno avuto pesanti effetti sull'economia del paese.

2.3. BONUS PER LE RINNOVABILI

Evoluzione della potenza e della numerosità 2008-2022

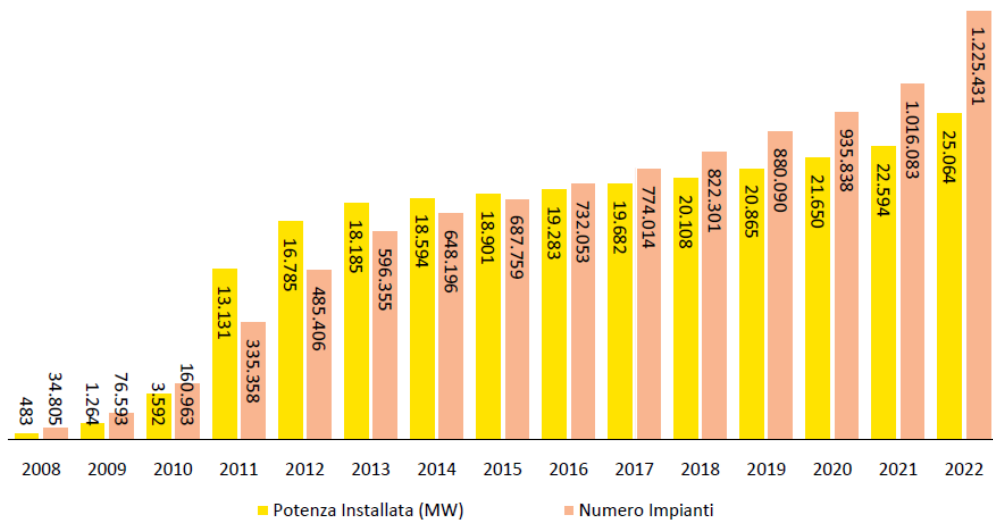


Figure 2.3: Aumento della potenza fotovoltaica installata, Fonte: GSE.

Nella figura 2.3 invece viene mostrato come negli ultimi anni sia aumentata la potenza installata fotovoltaica arrivando al 2020 a circa 25 MW installati divisi tra più di un milione di impianti. Il risultato sembra impressionante ma siamo ancora lontani ma rimane comunque parecchia strada prima di ottenere i risultati voluti alla fine del 2030 e del 2050.

2.3 BONUS PER LE RINNOVABILI

A seguito della pandemia COVID-19 il governo Italiano ha dato il via al Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), approvato il 13 luglio 2021 esso ha lo scopo di permettere lo sviluppo verde e digitale del Paese. Questo avviene principalmente tramite i fondi del RRF (Facenti parte del piano europeo NextGenerationEU.) e si traduce in iniziative che abbracciano diverse sfere dell'economia. Tra le molteplici iniziative previste dal PNRR, un elemento chiave è il sostegno alla transizione e all'efficienza energetica. In questo contesto, il Superbonus 110% emerge come uno strumento concreto per incentivare la riqualificazione energetica degli edifici. Introdotto per la prima volta dal Decreto Rilancio [14] il 19 maggio 2020 questo incentivo consente in una detrazione del 110% dall'imposta lorda nel caso si eseguano interventi atti a migliorare l'efficienza energetica. Dal 1 gennaio 2022 questa detrazione

viene ripartita quattro quote annuali di pari importo. Il Superbonus 110% è stato concepito come parte di un pacchetto di misure governative per sostenere l'economia durante la pandemia di COVID-19 e promuovere la transizione verso soluzioni energetiche più sostenibili. Gli interventi disponibili si suddividono in due categorie: i trainanti e i trainati. I trainanti sono interventi obbligatori focalizzati sull'aumento dell'efficienza energetica dell'edificio (Essi comprendo l'isolamento termico di un edificio e la sostituzione dell'impianto di climatizzazione) o sulla sua resistenza ai fenomeni sismici. Una volta realizzato il trainante, è possibile "trainare" un nuovo intervento da una lista ben definita, tra le opzioni più rilevanti in ambito energetico troviamo anche qui l'efficientamento energetico, l'installazione delle colonnine per la ricarica dei veicoli elettrici, di impianti fotovoltaici e di sistemi di accumulo. La detrazione può essere sfruttata per spese sostenute entro il 31 Dicembre 2025 da condomini, persone fisiche e organizzazioni non lucrative (esempio associazioni per la promozione sociale), tuttavia l'aliquota massima detraibile risulta calare al procedere con gli anni. Si passa infatti da una detrazione del 110% (come da titolo) per spese sostenute entro il 31 dicembre 2023 che scende al 70% e successivamente al 65% per le spese sostenute rispettivamente nel 2024 e 2025. La particolarità di questa forma di incentivo è la possibilità di avere alternative alle detrazioni dirette, questo costituisce un grande vantaggio per tutte quelle persone che non rientrerebbero economicamente con le sole quattro quote annuali. In questo caso abbiamo la possibilità, entro i limiti stabiliti dalle normative, di avere uno sconto sul corrispettivo dovuto e la possibilità di cessione del credito d'imposta. Questo permetterebbe, per chi non disponesse di liquidità immediata, di interfacciarsi con l'impresa che esegue i lavori e mediare la cessione del credito di imposta con uno sconto fino al 110 % (O relativo limite) in fattura. Questo permetterebbe, in linea di principio, di ottenere una riduzione di quasi il 110% su tutti i costi per gli interventi ammissibili, compresi l'installazione di un impianto fotovoltaico mirato all'inserimento in una CER. Tuttavia, è importante considerare alcuni potenziali problemi nel caso si opti per questa opzione. Numerosi vincoli possono causare ostacoli nelle fasi finali dei lavori, dovuti a diversi problemi che potrebbero impedire il conseguimento della detrazione (E quindi della cessione del debito). Ad esempio, è necessario che l'intervento migliori la classe di efficienza energetica dell'edificio di almeno due livelli (o uno se questo non fosse possibile). Il mancato adempimento di questo vincolo a fine lavori implicherebbe il non ricevere il bonus, anche se magari il progetto iniziale

prevedeva un loro raggiungimento. Il Superbonus, nonostante le limitazioni, rappresenta comunque un possibile strumento per finanziare le CER, tuttavia, è fondamentale rimanere aggiornati sulle normative in vigore in modo da non incorrere in problemi durante il periodo di intervento.

2.4 GESTORE SERVIZI ENERGETICI E VENDITA DELL'ENERGIA

Il Gestore Servizi Energetici (GSE) è una società per azioni italiana incaricata della promozione e dello sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Questo avviene attraverso vari finanziamenti e incentivi forniti per la produzione di energia pulita o l'adozione di sistemi a più alta efficienza, un esempio di questi sono i meccanismi dei Certificati Verdi e Bianchi (CB)⁶. Oltre a questi meccanismi, il GSE è coinvolto nella gestione di programmi di ritiro dedicato (RID). Il RID altro non è che una modalità per semplificare la vendita di energia elettrica prodotta da impianti di generazione anche non sfruttanti fonti rinnovabili. Esso rappresenta un servizio comodo e efficiente per valorizzare gli investimenti basati sulla costruzione di impianti di produzione FER. Il RID, entrato in vigore il primo Gennaio 2008, permette di ottenere remunerazione in funzione dei kWh di energia elettrica immessi in rete, con tariffe variabili a seconda della fascia oraria. Le tariffe vengono stabilite mensilmente dal GSE in base al prezzo medio zonale dell'energia elettrica, nell'arco temporale di riferimento, e comunicate tempestivamente nel loro sito in modo che siano reperibili dagli utenti. I prezzi sono divisi come anticipato per le tre fasce orarie (F1, F2 ed F3) e per l'ubicazione dell'utente attraverso diverse zone delle quali fanno parte le varie regioni. Tuttavia non tutti gli impianti possono accedere all'utilizzo di questa modalità di vendita dell'energia anche se, nel caso delle CER, in pratica non ci sono restrizioni particolari. Infatti tutti gli impianti, sia che sfruttino o no fonti rinnovabili, con potenza apparente sotto i 10 MVA, possono usufruire del RID, ed in particolare quindi quelli rinnovabili al di sotto di 1 MWp che,

⁶I Certificati Verdi attestano l'origine da fonti rinnovabili di una determinata quantità di energia prodotta. Il GSE assegna questi certificati al seguito della produzione di 1 MWh ottenuto da impianti FER. Questi certificati possono essere negoziati sul mercato, offrendo un incentivo finanziario ai produttori di energia rinnovabile. Parallelamente, il GSE gestisce anche i Certificati Bianchi. Noti anche come Certificati di Risparmio Energetico, questi certificati vengono assegnati a coloro che implementano misure di efficienza energetica, portando a risparmi sull'energia consumata pari a un TEP. I Certificati Bianchi possono essere venduti sul mercato o trasferiti ad altri soggetti che ne hanno bisogno per soddisfare obblighi di efficienza energetica.

FONTE	Scaglioni di Potenza [kW]			MASSIMALE
	1<P≤20 €/kW	20<P≤200 €/kW	P>200 €/kW	€/anno
Solare	0.7	0.65	0.6	10'000
Eolica	0.9	0.8	0.7	10'000
Idraulica	1.1	0.9	0.8	10'000
Altro	1.2	1.0	0.9	10'000

Table 2.1: Tabella esplicativa per il calcolo della tariffa a copertura del RID.

come precedentemente presentato, risulta essere il limite per l'accesso alle incentivazioni delle CER. Per quanto riguarda potenze superiori invece le cose cambiano, al di sopra dei 10 MVA infatti non viene più remunerata l'energia proveniente da fonti non rinnovabili e vengono fatte delle distinzioni .

Inoltre dal primo Gennaio 2015 (all'entrata in vigore del D.M. 24/12/2014 [12]) l'utilizzo del RID prevede una tariffa a cadenza annuale a copertura del servizio e degli oneri di controllo e gestione. Essa viene pattuita al GSE e dipendente dalla potenza di picco dell'impianto fino al raggiungimento di un valore massimo e non applicata ad impianti di potenza di picco inferiore ai 3 kWp. Nella tabella 2.1 viene riportata, direttamente dalla normativa, il metodo di calcolo del contributo pattuito al GSE.

3

Comunità Energetiche Rinnovabili

3.1 INTRODUZIONE

Come precedentemente anticipato le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) sono presentate come uno strumento atto alla salvaguardia ambientale, oltre che fungere da ammortizzatori per l'incremento dell'energia, o in generale come catalizzatore per incrementare la velocità della transizione energetica. La prima definizione di CER appare nella Direttiva UE 2018/2001, Articolo II, comma 16 (La Renewable Energy Directive II, o RED II, viene emanata l'11 Dicembre 2018.) [17], dove ne vengono delineati gli aspetti fondamentali e lo scopo. La CER viene quindi definita come un soggetto giuridico che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria di diversi membri, tutti ubicati nelle vicinanze degli impianti di produzione a fonti rinnovabili. Questi membri possono, nella prima definizione, essere persone fisiche, enti locali o amministrazioni comunali, e hanno come obiettivo quello di fornire benefici economici e ambientali ai membri che ne fanno parte. La norma Europea è stata recepita in maniera provvisoria in Italia attraverso il D.L 162/2019 (Anche conosciuto come "Decreto Milleproroghe" è entrato in vigore il 31 dicembre 2019)[10], dove nell' Art 42-bis ne viene data la definizione normativa.

Ad oggi il riferimento invece resta la D.L. 199/2021 (Decreto legislativo emanato l' 8 Novembre 2021 ed entrato in vigore il 15 Dicembre dello stesso anno)[11] che si presenta come il recepimento ufficiale della RED II, ma un nuovo decreto legge è tutt'ora al vaglio dalla Commissione Europea, che non si

3.2. COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI

è ancora pronunciata dalla data di invio che risulta essere il 23 Febbraio del 2023. Nel seguente capitolo verranno presentate le definizioni, restrizioni e modalità di implementazione delle CER, basandoci sulla normativa corrente (D.L. 199/2021) e futura, in modo da capirne meglio il funzionamento e valutarne l'utilità nel panorama Italiano.

3.2 COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI

La CER altro non è che una sovrastruttura, un accordo libero tra più parti che si uniscono per creare il soggetto giuridico, il cui obiettivo principale è di fornire benefici ambientali, economici o sociali alla comunità stessa, quindi ai suoi azionisti, o alle aree in cui la stessa CER opera. Possono diventare azionisti o membri che esercitano potere di controllo persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali e autorità locali, tuttavia nel caso di aziende private la partecipazione alla CER di energia, è preclusa se essa costituisce l'attività industriale o commerciale principale. La CER permette di incentivare l'energia condivisa, come si vede nella figura 3.1 essa rappresenta il minimo tra la totale energia immessa in rete prodotta da impianti a rinnovabili e la totale energia prelevata dai membri della CER, attraverso una configurazione definita di tipo "Virtuale". Come mostrato schematicamente nella figura 3.2 abbiamo che un modello definito di tipo fisico prevede la connessione diretta alla rete privata di un sistema di generazione, in questo modo l'energia elettrica prelevata o immessa dai punti di connessione alla rete (POD) sono al netto rispettivamente della generazione o della richiesta del carico. In questo modo non si incorre negli oneri di gestione della rete pubblica. Al contrario in una configurazione di tipo "Virtuale" il POD di connessione alla rete dell'impianto di generazione è diverso rispetto a quello dell'utente, necessita quindi il passaggio per la rete pubblica.

Caratteristica importante per la stipulazione della CER è che gli azionisti devono trovarsi all'interno della stessa area geografica, delimitata diversamente in base alla normativa di riferimento. Nel testo corrente i membri della CER devono essere titolari di POD alla rete elettrica di bassa sottese alla stessa cabina secondaria (media/bassa tensione). Diversamente da ciò nella nuova proposta di legge i limiti vengono ampliati, permettendo di stipulare una CER all'interno della stessa area sottesa alla cabina primaria (alta/media). Per questo ultimo punto il GSE si è preso carico di fornire i dati relativi alle zone

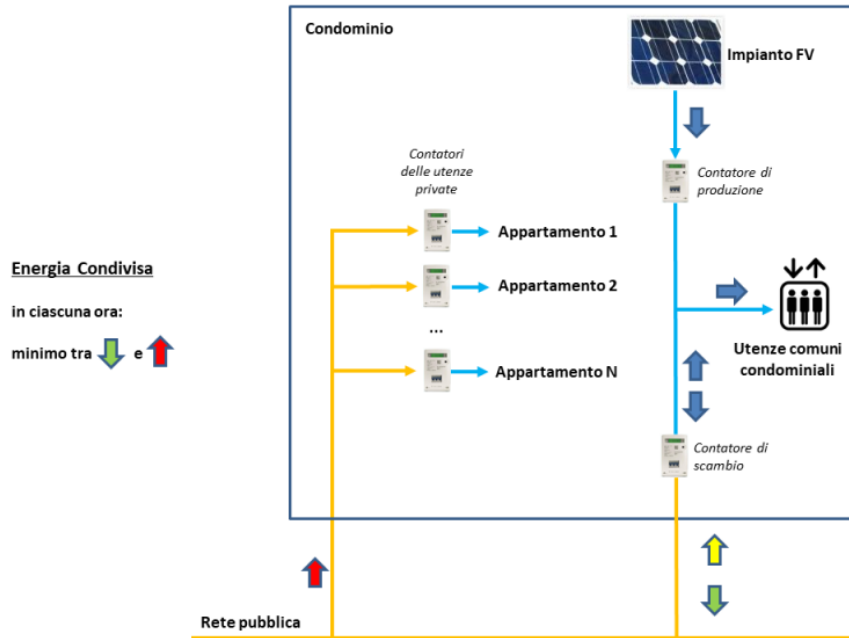
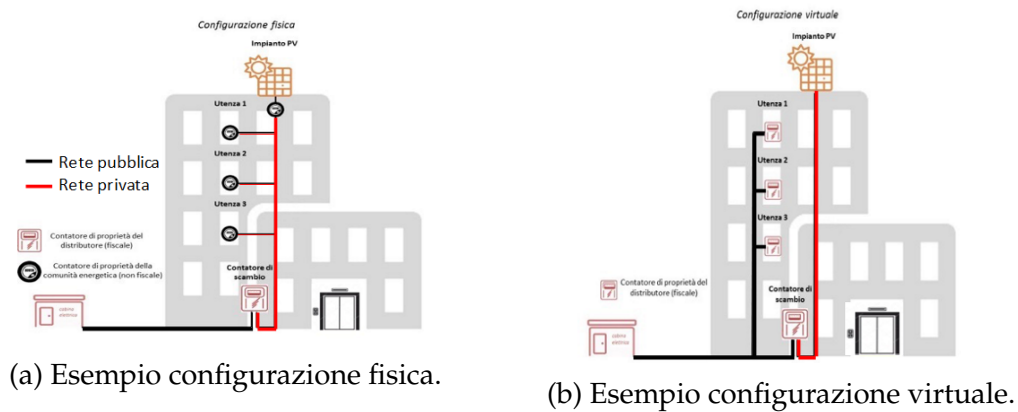


Figure 3.1: Rappresentazione grafica dell'energia condivisa.



(a) Esempio configurazione fisica.

(b) Esempio configurazione virtuale.

Figure 3.2: Differenza tra configurazione fisica e virtuale. Fonte RSE

3.2. COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI

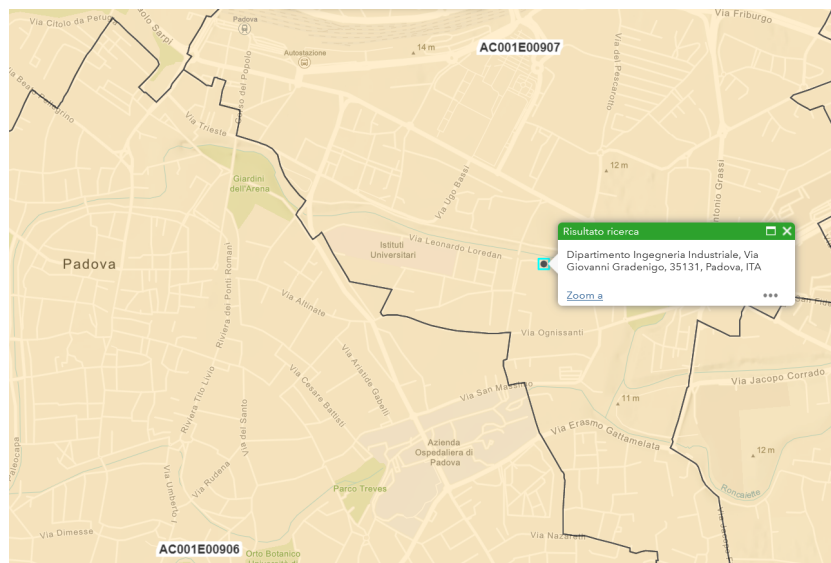


Figure 3.3: Close up delle zone sottese alle cabine primarie, zona Padova.

di competenza delle diverse cabine primarie, risorsa già presente nel loro sito [9] e di cui riporto a titolo di esempio la zona Padovana nella figura 3.3. Come si nota dalla sempre dalla figura 3.3 l'area sottesa alla cabina primaria permette di aver un potenziale numero di utenti o azionisti ben maggiore rispetto alla normativa vigente, aumentando la flessibilità delle possibili soluzioni in merito alla creazione delle CER¹.

Va da precisare che per normativa il contratto stipulato per la creazione delle CER non sostituisce il normali contratti relativi all'acquisto dell'energia elettrica, ogni utente è quindi libero di siglare un contratto di approvvigionamento seguendo le leggi del libero mercato, senza aver precluso l'accesso alla comunità. Quindi la CER è un insieme di individui che, mantenendo la loro individualità per quanto riguarda i contratti di compra-vendita dell'energia elettrica², si uniscono per ottenere i benefici che questa offre.

Oltre ai già citati limiti territoriali esistono anche limiti per gli impianti appartenenti alla comunità, la normativa corrente prevede di limitare la potenza

¹Va da precisare che nel caso delle isole minori non interconnesse il vincolo della cabina primaria non si pone, quindi il limite dell'area entro la quale gli azionisti possono stipulare una CER è da considerarsi tutto il territorio isolano. Simile questione si pone nel caso di comuni con numero di abitanti inferiore a 5000, in quanto considerare diverse cabine secondarie limiterebbe il numero di soggetti aderenti all'interno di un territorio già limitato.

²Per quanto riguarda l'acquisto dell'energia elettrica vengono considerati validi anche i contratti di maggior tutela e salvaguardia per gli aventi diritto.

nominale dei singoli impianti a 200 kW, diversamente la nuova proposta di legge propone invece di incrementare la potenza fino a 1 MW. I criteri per la costruzione invece sono i seguenti, la normativa vigente impone che l'impianto in questione debba essere entrato in esercizio dal primo Marzo 2020 ed entro i sessanta giorni solari successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001 .

Esiste inoltre una differenza sostanziale per le CER istituite in piccoli comuni con numero di abitanti inferiore ai 5000. Infatti è possibile sfruttare gli investimenti del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) per coprire i costi di costruzione delle comunità. La missione 2 Componente 2 Investimento 1.2 (M2C2.1.2) denominata come Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo [13] ha come obiettivo l'installazione fino a 2000 MW di potenza di generazione da fonti rinnovabile in configurazione distribuita in modo da ridurre le emissioni di CO₂ e aumentare effettivamente la quota parte di generazione rinnovabile. Sono ammissibili al contributo in conto capitale non solo spese indirizzate alla generazione ma anche all'accumulo, nella nuova proposta di legge viene stilata una lista degli interventi possibili e del massimo incentivo spettante in termini di €/kw. Per i richiedenti del contributo inoltre è prevista una decurtazione dell'incentivo che spetta all'energia auto consumata pari a $Tip_{ContoCapitale} = Tip * (1 - F)$ dove F è un parametro che va da 0 a 0.4 rappresentante un contributo in conto capitale fino al 40 % dell'investimento iniziale.

Quindi è già possibile fornire alcuni esempi utili per l'utilizzo delle CER. In ambito puramente economico chiaramente i soggetti aderenti alla CER devono percepire una parte dell'importo totale dell'incentivo in modo da invogliarli all'entrata, in caso contrario non vi sarebbero benefici per i soli utenti passivi.

3.3 CALCOLO INCENTIVI NUOVA NORMATIVA.

Il calcolo dell'incentivo parte dallo stabilire quale sia la parte di energia incentivabile e quindi l'energia autoconsumata dalla CER. Per ottenere tale valore si considera il minimo tra l'energia elettrica totale immessa e prelevata ai fini della condivisione da tutti gli utenti finali appartenenti o azionisti della comunità.³

³Tutte le definizioni e procedure sono indicate nella deliberazione dell' Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e ambiente (ARERA) con la 727/2022/R/EEL (Definito "Testo Integrato)

3.3. CALCOLO INCENTIVI NUOVA NORMATIVA.

Per definizione quindi l'energia scambiata è uguale a:

$$E_{Ct} = \min(E_{it}; \sum_{i=1}^n E_{pti})$$

L'energia scambiata viene quindi moltiplicata per l'incentivazione, la nuova proposta di legge redatta dal Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, presenta una nuova formulazione per il calcolo delle tariffe premio. Ad oggi D.L. con le metodologie aggiornate è ancora al vaglio, tuttavia si è scelto comunque di considerare questo decreto come base per i calcoli dell'applicazione. L'incentivo è diviso in due parti, una parte fissa dipendente dalla potenza dell'impianto e una parte variabile dipendente invece dal prezzo zonale orario (PZ), al quale somma viene applicata un limite massimo sempre basato sulla potenza totale degli impianti. Nella tabella 3.1 sono presentati i metodi di calcolo di tale incentivazione come riportati nell'allegato 1 della nuova proposta di legge.

Potenza	TIP	Massimale
P > 600 kW	60 + max(0; 180- PZ) €/MWh	100 €/MWh
P ≤ 600 kW P > 200 kW	70 + max(0; 180- PZ) €/MWh	110 €/MWh
P ≤ 200 kW	80 + max(0; 180- PZ) €/MWh	120 €/MWh

Table 3.1: Calcolo tariffa premio.

Oltre alla tariffa premio base esiste una correzione, attuata solo per impianti fotovoltaici, che permette di tenere in considerazione lo squilibrio di generazione tra il nord e il sud del paese. All'incentivo per la sola energia condivisa viene aggiunta una quota che tiene in considerazione della regione dove l'impianto è

Autoconsumo Diffuso" -TIAD emesso il 29 dicembre 2022) [2].

ubicato , con un massimo di 10 €/MWh per le regioni del nord Italia, tabella 3.2.

Zona	Correzione
Centro (Lazio Marche Toscana Umbria e Abruzzo)	+4 €/MWh
Nord (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta e Veneto)	+10 €/MWh
Sud	+0 €/MWh

Table 3.2: Correzione incentivo nel caso di generazione fotovoltaica.

Per quanto riguarda invece la normativa vigente (Riferimento Consultazione 390/2022/R/EEL [1]) non vi sono distinzioni particolari per l'erogazione dell'incentivo. Infatti esso risulta essere fisso e posto pari a 110 €/MWh per le CER indipendentemente della potenza totale installata (Tariffa che si porta 100 €/MWh nel caso di gruppi per l'autoconsumo collettivo.). Messe a confronto le due normative invece si nota come nella figura 3.4 i prezzi della nuova proposta di legge siano in linea con quelli attuali solo per prezzi zionali orari inferiori a 140-150 €/MWh in base alla fascia di potenza. Un'altra differenza sostanziale è la volontà di incentivare maggiormente le CER con piccole potenze di generazione rispetto a possibili grandi aggregati locali. Inoltre il GSE calcola il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica auto consumata (CACV) espresso in € e pari, nel caso delle CER, all'energia scambiata moltiplicata per il massimo della componente variabile della tariffa di trasmissione TRASE definita per le utenze di bassa tensione, pari nel 2023 a 0,848 cent €/kWh, pe tener conto delle riduzioni di costi ottenuti con l'autoconsumo locale delle CER.

3.4. ALTRE CONFIGURAZIONE DI AUTOCONSUMO COLLETTIVO.

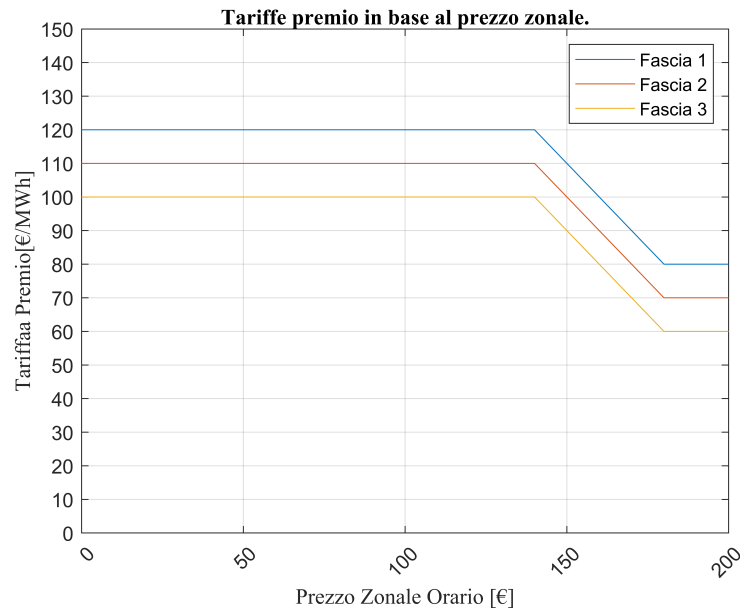


Figure 3.4: Tariffa premio in base alla Fascia di potenza.

3.4 ALTRE CONFIGURAZIONE DI AUTOCONSUMO COLLETTIVO.

Oltre che le CER il TIAD [2] introduce altre configurazioni per l'autoconsumo diffuso. Questi si dividono in due grandi gruppi uno che permette fonti non strettamente rinnovabili, l'altro generazione che sfrutta le FER.

Per l'autoconsumo da fonti non strettamente rinnovabili, la Delibera identifica tre configurazioni chiave:

1. **Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC):** In questo contesto, l'energia elettrica condivisa proviene da impianti di produzione situati nella stessa zona di mercato dei consumatori. Importante è il fatto che i poteri di controllo della configurazione non possono essere esercitati da medie e grandi imprese.
2. **Gruppi di Clienti Attivi che Agiscono Collettivamente:** Questa configurazione coinvolge autoconsumatori che sono titolari di punti di connessione nel medesimo edificio o condominio. L'energia elettrica destinata alla condivisione deve essere prodotta da impianti situati nell'area afferente al medesimo edificio o condominio, o anche in altre aree, purché siano nella piena disponibilità di uno o più dei clienti finali facenti parte della configurazione e comprese nella stessa zona di mercato.
3. **Cliente Attivo "A Distanza" che Utilizza la Rete di Distribuzione:** In questa configurazione, un cliente finale utilizza la rete di distribuzione, mentre uno o più produttori, coincidenti con il cliente finale o soggetti terzi alle

direttive del cliente attivo individuale "a distanza", utilizzano la stessa rete di distribuzione. Questa opzione consente la presenza di più unità di consumo e più impianti di produzione, a condizione che appartengano alla stessa zona di mercato.

Per quanto riguarda l'autoconsumo diffuso da fonti rinnovabili oltre alle CER, la Delibera identifica quattro configurazioni specifiche:

1. Gruppi di Autoconsumatori di Energia Rinnovabile che Agiscono Collettivamente (GAERAC): Simile alla configurazione con fonti non strettamente rinnovabili, questa opzione consente impianti anche in altre aree, purché siano nella piena disponibilità di uno o più clienti finali nella stessa zona di mercato.
2. Autoconsumatore Individuale di Energia Rinnovabile "A Distanza" con Linea Diretta: Qui, un cliente finale e un produttore sono collegati da una linea elettrica diretta entro 10 km e devono essere ubicati in aree nella piena disponibilità dell'autoconsumatore.
3. Autoconsumatore Individuale di Energia Rinnovabile "A Distanza" che Utilizza la Rete di Distribuzione: Questa configurazione coinvolge un cliente finale e uno o più produttori, con l'energia elettrica destinata alla condivisione prodotta da impianti situati nella stessa zona di mercato delle unità di consumo.

Di questi ultimi di particolare interesse sono i GAERAC, essi sono infatti alternative utili e equivalenti alle CER ma limitate spazialmente all'area afferente al medesimo edificio o condominio. Differenza principale in questo caso non sono tanto la tariffa incentivante che rimane uguale a quella fornita alle CER ma quanto la valorizzazione dell'autoconsumo che in questo caso vale:

$$C_{accv} = CU_{Afa},m * E_{ACV} + CU_{Afb},m * E_{ACVC} + \sum_{i,h} (E_{ACV,i} * c_{PR,i} * Pz)_h$$

Dove in questo caso CU_{Afa},m è la parte variabile della tariffa di trasmissione TRANSe per le utenze di bassa tensione pari nel 2023 a 8.48 €/MWh come nel caso della CER. A questo si aggiunge CU_{Afb},m che è il valore più elevato della componente variabile di distribuzione sempre definita per le utenze di bassa tensione (BTAU) che ad oggi vale 0.60 €/MWh. In fine la somma per livello di tensione (i) e ora (h) del prodotto tra l'energia elettrica autoconsumata, riferita a quel livello di tensione, moltiplicata per il coefficiente delle perdite evitate $c_{PR,i}$ dal valore di 2.5 % per la MT e 1.2 % per la BT. Si nota subito come in questo caso la valorizzazione dell'energia autoconsumata risulta superiore rispetto al caso delle CER.

3.5 COMUNITÀ ENERGETICHE NEL PANORAMA EUROPEO

Come già precedentemente anticipato, la direttiva UE 2018/2001 introduce per la prima volta a livello europeo le comunità energetiche rinnovabili, segnando un importante passo nella trasformazione del settore energetico. Questa direttiva si propone di promuovere attivamente l'utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili attraverso il sostegno finanziario mirato per l'energia elettrica prodotta da questi impianti, attraverso la costituzione delle comunità energetiche rinnovabili. L'obiettivo generale è quello incentivare la partecipazione diretta dei cittadini nella produzione e nella gestione dell'energia elettrica rinnovabile, in modo da accelerare quello che è il percorso verso la transizione energetica. Le direttive europee implicano un recepimento di esse da parte degli stati membri dell'unione, esiste quindi un panorama normativo in continua evoluzione per quanto riguarda la condivisione dell'energia elettrica. Vale la pena quindi presentare alcuni casi in merito:

Germania:

In Germania, la definizione di CER è stata introdotta attraverso modifiche apportate alla già esistente definizione di "Azienda energetica cittadina" nella Legge sull'espansione delle energia rinnovabili del 2022 [7]. In questo caso tuttavia non vi è ancora un completo recepimento della direttiva europea 2018/2001 [17], inoltre le normative relative al vecchio concetto di cooperative, stabilite dalla "Legge sulle Cooperative" [8], continuano tuttavia ad essere ancora applicate, la CER ne risulta quindi essere un caso particolare.

Francia:

In Francia, l'Ordinanza pubblicata a marzo 2021 [4] che recepisce la Direttiva europea 2018/2001 [17], fornisce le prime definizioni Francesi per le comunità energetiche rinnovabili e le comunità di cittadini. Nonostante questo significativo per implementare direttive europee sulle energie rinnovabili e il consumo energetico collettivo, ci sono ancora sfide nel tradurre questi sforzi in azioni concrete. Prima della RED II e del relativo pacchetto europeo (Clean Energy Package) la Francia stava già lavorando ad un quadro legislativo autonomo per normare il consumo energetico collettivo a livello di quartiere o distretto. Sebbene il governo francese abbia fissato obiettivi ambiziosi e proposto misure di supporto, la realizzazione di tali obiettivi richiede ancora del tempo, essi sono stati presentati dal Ministero della Transizione ecologia attraverso il rilascio di una roadmap ("10 mesures pour le développement des énergies renouvelables

citoyennes" [16]) che si impegnano di realizzare entro il 2028 1000 nuovi progetti di comunità energetiche.

Austria:

In Austria, la Legge sull'Elettricità [5] e la Legge sull'Espansione delle Energie Rinnovabili [6] coprono le definizioni e gli scopi sia delle CER che le CEC. La definizione corrente risulta essere in linea con quelle europee fornite dalla RED II ma presentano alcune piccoli difetti di forma, soprattutto per quanto riguarda l'autonomia. In compenso dal punto di vista pratico sono già state introdotte delle tariffe incentivanti che coprono la parte relativa alla rete utilizzata, oltre a premi fino al 50 % dell'energia immessa.

3.6 ESEMPIO DI CALCOLO CON NUOVA NORMATIVA

In questa sezione verrà mostrato a titolo di esempio il calcolo per la determinazione dell'incentivo totale spettante alla CER. Per semplicità di esposizione verrà considerata una singola ora di produzione. La CER presa in esempio sarà formata da tre utenti, con POD appartenenti alla zona sottesa allo stesso trasformatore primario. La CER è ubicata a Padova, quindi appartenente alla zona nord italiana. La generazione di energia elettrica è affidata a un impianto fotovoltaico di potenza di picco pari a 20 kWp. Il PZ verrà considerato pari a 140 €/MWh. Tutti i dati relativi ai consumi orari sono riportati in tabella 3.3.

Utenti	Generazione [kWh]	Energia richiesta [kWh]	Immissione [kWh]	Prelievo [kWh]
Utente 1	2.5	0.4	2.1	0
Utente 2	0	0.3	0	0.3
Utente 3	0	0.4	0	0.4
Totale			2.1	0.7

Table 3.3: Dati esempio

Prima di tutto si deve trovare l'energia scambiata, per definizione risulta essere il minimo tra la totale energia immessa e quella prelevata ogni singola ora. In questo caso l'energia totale immessa è 2.1 kWh prodotta dall'impianto fotovoltaico del primo utente. Il totale dell'energia prelevata è invece uguale a

3.6. ESEMPIO DI CALCOLO CON NUOVA NORMATIVA

0.7, somma dei prelievi degli utenti passivi 2 e 3. Il minimo, e quindi l'energia scambiata e incentivabile risulta essere pari a 0.7 kWh. A questo punto si deve determinare la tariffa premio. In questo caso trattasi di un impianto fotovoltaico situato nel nord Italia, quindi è prevista anche un'integrazione di 10 €/MWh. La tariffa premio, essendo la potenza totale installata inferiore ai 200 kW, risulta essere uguale a $80 + \max(0; 180 - PZ)$ pari a quindi 120 €/MWh limite di tariffa per la fascia considerata. A questa va aggiunto non solo il bonus ma anche la CACV pari per l'anno 2023 a 0.848 cent€/kwh. Il totale per kwh risulta quindi essere pari a circa 0.138 €/kwh. L'incentivo totale che spetta alla CER risulta, in fine, pari a poco meno di 0.10 €. Risulta subito chiaro che il collo di bottiglia in questo caso risulta la potenza assorbita dai due utenti passivi che se fosse maggiore porterebbe l'incentivo finale a valori più elevati. Se per esempio la potenza totale assorbita dai due utenti fosse pari a quella immessa dall'utente attivo il risultato l'energia condivisa sarebbe ora pari a 2.1 kWh praticamente triplicando l'incentivo, portandolo a circa 0.28 €. Diventa subito ovvio come gestendo non solo la produzione ma soprattutto i carichi sia possibile influenzare di molto l'incentivo finale, un esempio fra tutti è l'intervento di dispositivi di stoccaggio, come le batterie, oppure la programmazione anticipata dell'accensione di alcuni apparecchi energivori.

4

Strumento utilizzato

4.1 INTRODUZIONE

Come già anticipato i risultati di questo di questa tesi sono stati ottenuti sfruttando l'utilizzo di un tool creato su Matlab per l'occasione. L'applicazione, interamente sviluppata su App Design, permette di stimare gli incentivi pattuiti in diverse configurazioni di autoconsumo diffuso utilizzando le direttive fornite dalle diverse normative vigenti oltre che dalla nuova proposta di legge. Rispetto ad altri trattati simili, che si basano sullo studio di casi completi e specifici, questo lavoro permette di analizzare varie configurazioni diverse tra di loro.

La natura open-source del codice e la struttura di base solida le permettono inoltre di poter essere utilizzata eventualmente come base per lavori futuri grazie alla flessibilità del codice. Nel seguente capitolo di tesi saranno presentate le funzioni principali dell'applicazione, come essa opera e che approssimazioni sono state fatte in merito ai calcoli eseguiti.

4.2 FUNZIONAMENTO APPLICAZIONE

L'applicazione funziona tramite l'inserimento di alcuni dati utenti e il successivo calcolo, a seconda del tipo di configurazione di autoconsumo, della tariffa bonus spettante. I dati vengono caricati all'interno dell'applicazione tramite un file "utenti" che precedentemente è stato creato dalla stessa applicazione in formato *.xlms. La gestione di questi file utente e l'eventuale modifica di essi

4.2. FUNZIONAMENTO APPLICAZIONE

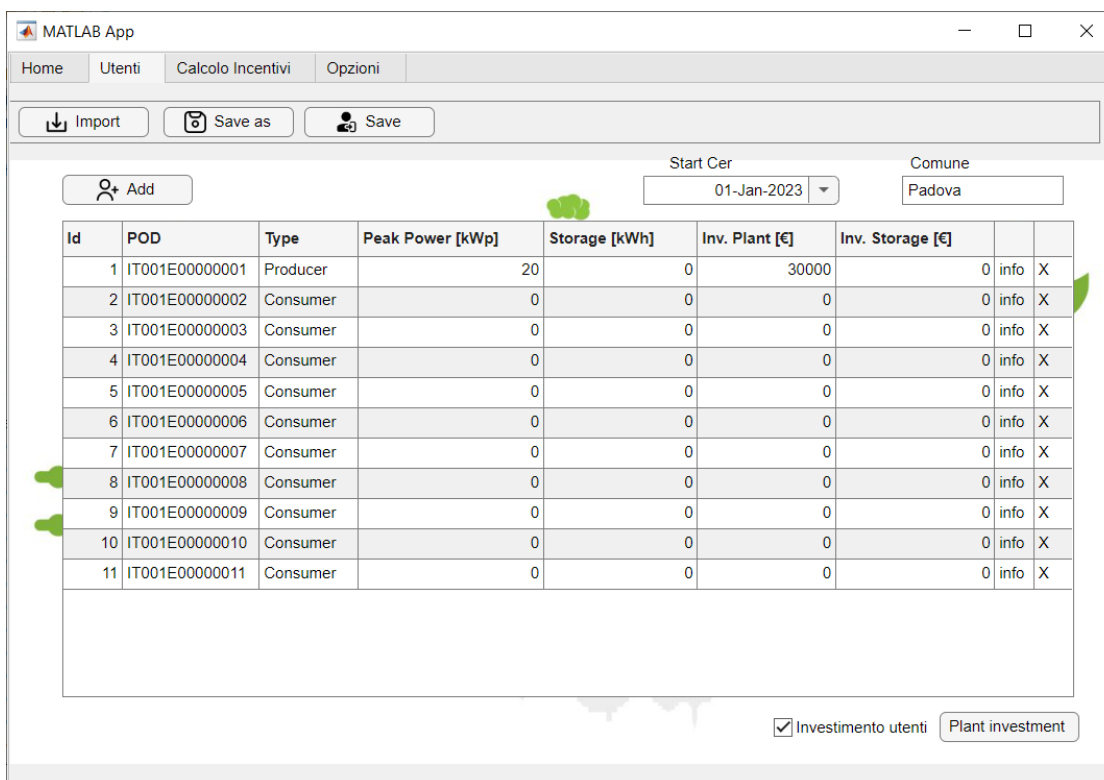


Figure 4.1: Pagina principale dell'applicazione sviluppata.

può essere effettuata sfruttando le features fornite dall'app nella tab chiamata con il nome di "Utenti". In questa parte è infatti possibile gestire i file di input degli utenti, creandoli o importandoli, e eventualmente modificarli.

Nella figura 4.2 viene mostrato il caricamento di uno dei file utilizzato nelle simulazioni del prossimo capitolo. Come si evince dalla figura è presente a schermo un sunto delle informazioni principali del file caricato. La tab comprende un pulsante di input, dove caricare le informazioni, e due bottoni per il salvataggio dei dati. La cancellazione o la modifica delle informazioni riguardanti gli utenti avviene attraverso il pulsante "x" o "info" direttamente sulla tabella di riepilogo¹. Al tentativo di modifica o inserimento di un utente,

¹Vale la pena sottolineare il funzionamento anche del bottone "Plant investment", esso permette di gestire quali utenti intervengono nell'investimento di un determinato POD e la quota parte che spetta loro sia di spese di gestione che di guadagni. Un esempio esplicativo potrebbe essere portato sulla figura 4.2. In questo caso si potrebbe assegnare un decimo dei guadagni e delle spese del primo POD a tutti gli altri utenti, che si ritroverebbe quindi a non avere ne guadagni ne spese in quanto considerato un POD "comune". L'assegnazione dell'investimento viene fatto attraverso una tabella $n \times n$, dove n è il numero di POD nella configurazione, nella quale è possibile definire per ogni utente la quota parte di investimento sugli altri punti di



Start Cer: 01-Jan-2023
Comune: Padova

Id	POD	Type	Peak Power [kWp]	Storage [kWh]	Inv. Plant [€]	Inv. Storage [€]		
1	IT001E00000001	Producer	20	0	30000	0	info	X
2	IT001E00000002	Consumer	0	0	0	0	info	X
3	IT001E00000003	Consumer	0	0	0	0	info	X
4	IT001E00000004	Consumer	0	0	0	0	info	X
5	IT001E00000005	Consumer	0	0	0	0	info	X
6	IT001E00000006	Consumer	0	0	0	0	info	X
7	IT001E00000007	Consumer	0	0	0	0	info	X
8	IT001E00000008	Consumer	0	0	0	0	info	X
9	IT001E00000009	Consumer	0	0	0	0	info	X
10	IT001E00000010	Consumer	0	0	0	0	info	X
11	IT001E00000011	Consumer	0	0	0	0	info	X

Investimento utenti

Figure 4.2: Tab Utenti dell'applicazione.

chi sfrutta l'applicazione, si ritroverà davanti una nuova finestra dove sarà possibile inserire i dati necessari al funzionamento del programma. La figura mostra appunto la schermata di inserimento nuovi utenti che adesso brevemente andrò a spiegare. Per prima cosa abbiamo i dati generici per gestire i diversi utenti, nel primo riquadro possono essere inseriti il nome del POD associato all'utente e la potenza di allacciamento alla rete di esso, l'id viene automaticamente affidato dal programma e successivamente utilizzato per le uscite. Nella parte di Generazione si possono inserire tutti i dati relativi all'impianto fotovoltaico dell'utente in questione in modo da determinare l'energia annuale prodotta. Nella parte dei consumi invece è possibile inserire diversi parametri per delineare i profili di carico. In fine la parte delle batterie dove anche in questo caso sono presenti diversi valori per descrivere il loro funzionamento, tutti questi punti verranno trattati meglio in seguito essendo centrali nel funzionamento del programma.

accesso alla rete (valore da 1 a 0 che rappresenta la propria quota). In questo modo si possono gestire gruppi di utenti con diverse quote di investimento in diversi impianti contemporaneamente. Di default la matrice è una matrice identità, implicando che ogni POD detiene la totalità dei costi e dei guadagni di se stesso.

4.2. FUNZIONAMENTO APPLICAZIONE

#	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	nomi	Potenza_jmc	E_tot_generi	E_med	E_tot_cons	E_media_cor	E_autoconsu	E_media_aut	Batterie	Cicli_CD	Incentivo_totale	Incentivo_medio			
2	Utente 1	15	384102.0851	18291	63000	3000	26866.53391	1279.35876	0	0	14650.12487	697.6249938			
3	Utente 2	0	0	0	63000	3000	0	0	0	0	976.6749913	46.50833292			
4	Utente 3	0	0	0	63000	3000	0	0	0	0	976.6749913	46.50833292			
5	Utente 4	0	0	0	63000	3000	0	0	0	0	976.6749913	46.50833292			
6	Utente 5	0	0	0	63000	3000	0	0	0	0	976.6749913	46.50833292			
7	Utente 6	0	0	0	63000	3000	0	0	0	0	976.6749913	46.50833292			
8	Utente 7	0	0	0	63000	3000	0	0	0	0	976.6749913	46.50833292			
9	Utente 8	0	0	0	63000	3000	0	0	0	0	976.6749913	46.50833292			
10	Utente 9	0	0	0	63000	3000	0	0	0	0	976.6749913	46.50833292			
11	Utente 10	0	0	0	63000	3000	0	0	0	0	976.6749913	46.50833292			
12	Utente 11	0	0	0	63000	3000	0	0	0	0	976.6749913	46.50833292			
13	CER	15	384102.0851	18291	630000	3000	26866.53391	1279.35876	0	0	24416.67478	1162.708323			
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															
21															
22															
23															
24															
25															
26															
27															
28															
29															
30															
31															
32															
33															
34															
35															
36															
37															

Figure 4.3: Esempio di un file d'uscita prodotto dall'applicazione, si notino le diverse tab sottostanti.

La seconda tab denominata "Calcolo Incentivi" invece tratta la parte dei calcoli, all'inserimento di un file di input e allo start del programma esso inizierà a processare i dati forniti e restituirà nella stessa schermata alcuni dei risultati ottenuti in modo da avere una prima valutazione di massima del caso utilizzato. Soluzione più comoda invece se si vuole considerare più scenari possibili, magari per determinare quale investimento possa essere il più conveniente, è sempre possibile inserire più file di ingresso attraverso la funzione "Casi multipli". Per salvare i dati in uscita in modo da valutare effettivamente se le soluzioni proposte sono soddisfacenti per un eventuale investitore il programma permette di salvare tutte le soluzioni direttamente in un file excel esportandole sul proprio dispositivo. Nell'immagine viene mostrato direttamente il file degli uscite di una delle configurazioni che verranno trattate nel successivo capitolo.

In fine, indispensabile per le simulazioni, è presente una tab per le opzioni, qui sarà possibile fornire indicazioni aggiuntive al programma per permettergli di trattare tutti i differenti casi. In questa sezione si possono modificare come gli incentivi della CER (o della configurazione di autoconsumo diffuso) vengano distribuiti tra utenti passivi e attivi, quale profilo di generazione utilizzare, quale gestione della batteria considerare e in fine l'andamento dei prezzi per la simulazione.

4.3 PROFILI DI CARICO

Conoscere i profili di carico degli azionisti, sia che essi siano normali utenti condominiali o piccole attività commerciali, risulta essere fondamentale per il calcolo degli incentivi pattuiti per la condivisione dell'energia elettrica. Nell'ottica di considerare una situazione il più possibile "standardizzata" questi profili di carico sono stati prelevati direttamente dai file messi a disposizione da ARERA e considerati fissi nell'arco dei venti anni di durata dell'incentivazione delle comunità energetiche. Questi profili sono divisi per provincia, potenza, residenza e per regime. Questa varietà di dati permette quindi di identificare in maniera esaustiva l'andamento medio dei profili di carico di tutta la penisola Italiana ottenendo quindi una panoramica completa sulle eventuali differenze geografiche che le incentivazioni potrebbero avere. I profili forniscono l'energia prelevata dalla rete per ogni ora e per ogni giorno dell'anno e sono riferiti al periodo del 2022. Già in questo frangente possono essere eseguite alcune considerazioni in merito all'energia richiesta dalle utenze nell'ottica dell'aumento degli incentivi forniti dal GSE. Se confrontato i picchi di carico con quelli di generazione fotovoltaica si evince che questi non coincidano perfettamente.

Nell'ottica di massimizzare l'incentivo pattuito dalla CER è possibile quindi immaginare di modificare la curva di carico delle famiglie, attuando strategie di controllo attraverso impianti di domotica. Ricordo che questi andamenti sono valori medi, ma se fosse possibile spostare l'utilizzo di elettrodomestici o apparecchi più energivori direttamente nelle ore di picco della produzione si potrebbe teoricamente massimizzare l'incentivo ottenuto dalle CER. Questo prevede non solo quindi la programmazione di alcuni elettrodomestici ma anche, ad esempio, il riscaldamento e la conservazione in appositi boiler di acqua sanitaria per permettere un utilizzo serale, o il preriscaldamento degli interni se questi presentano adeguati sistemi di insolazione termica. Per garantire quindi che l'applicazione creata possa gestire utenti con profili di carico diversificati rispetto al profilo medio base si è optato per la modifica di quest'ultimo attraverso il rescaling dei dati forniti da ARERA, in modo da mantenere in generale l'andamento della richiesta oraria di energia ma riportandolo a quello dell'utente. Il programma fornisce la possibilità di riscalarne i profili di carico in due modi differenti, il primo attraverso l'energia totale consumata annualmente o mensilmente, nel secondo caso invece attraverso il rescale di ogni singola fascia oraria (anche in questo caso tenendo conto dell'energia totale per fascia sia

4.4. PROFILI DI GENERAZIONE DA FOTOVOLTAICO

annuale che mensile). Queste informazioni, presenti in bolletta, permettono di riadattare i dati medi forniti di ARERA e fornire quindi una migliore stima sugli incentivi.

Un esempio di questi rescale è presentato in figura 4.4 dove l'energia totale annua è stata impostata dal valore predefinito di 3626 kWh/annui nel secondo caso a 2700 kWh/annui. Il terzo caso invece presenta un rescale per fascia dove sono state settate le seguenti caratteristiche: Fascia F1 pari a 1800 kWh/annui, fascia F2 pari a 700 kWh/annui e in fine fascia F3 pari a 400 kWh/annui per un totale di 2900 kWh/annui. Il profilo di carico risulta in questo ultimo caso con dei picchi particolarmente aspri al variare della fascia ma permette di simular meglio quelle che sono le esigenze del singolo cliente.

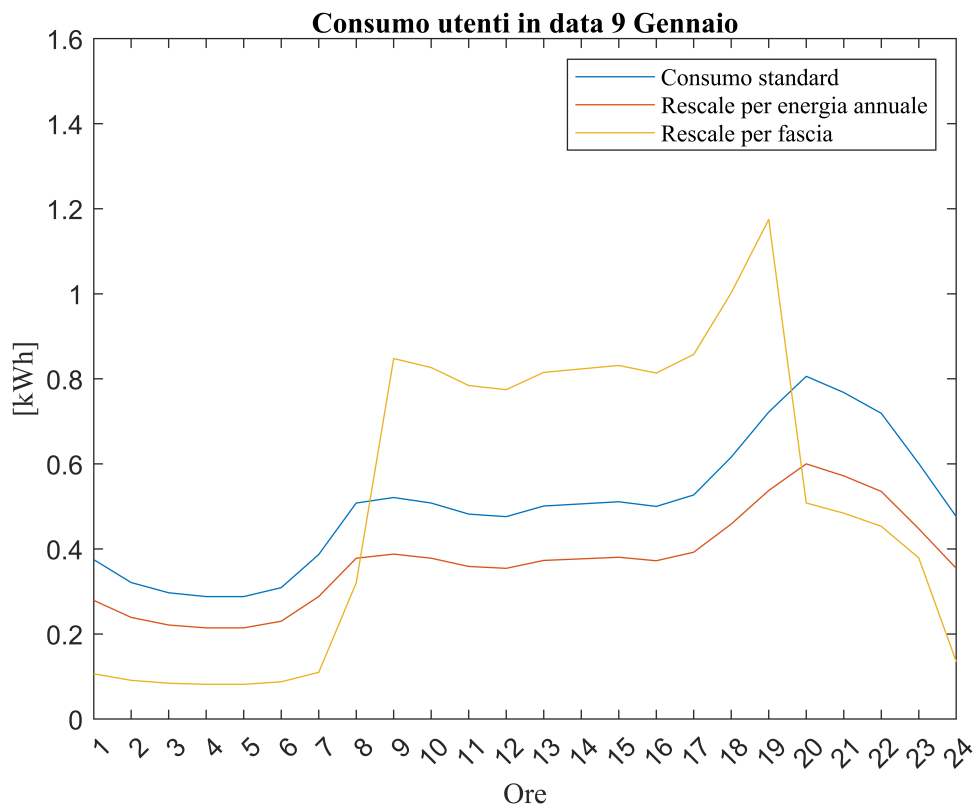


Figure 4.4: Consumo giornaliero nel caso di rescale.

4.4 PROFILI DI GENERAZIONE DA FOTOVOLTAICO

Gli impianti fotovoltaici sono tra le soluzioni più comuni e versatili per quanto riguarda l'installazione di un impianto di generazione domestico, so-

prattutto nelle grandi città, Diventa quindi imperativo conoscere a priori quali siano le reali potenzialità dell'investimento che si sta per fare, che si traduce nel conoscere le stime sulla produzione di energia annuale. Diversi fattori influenzano infatti la produttività di un impianto fotovoltaico che vanno dalla tecnologia utilizzata per la costruzione delle celle, all'orientazione, dall'angolo del pannello rispetto al suolo, al luogo dove questo è situato e in generale oltre che le temperature del pannello al momento della produzione. Stimare quindi la produzione oraria presenta diversi livelli di difficoltà, per semplificare quindi il processo, ma mantenere il più possibile un risultato accurato, è stato scelto di optare per il prelievo automatico dei dati di produzione attraverso l'utilizzo del sito, di proprietà della Commissione Europea, di Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)[18], il quale permette, attraverso l'inserimento di diversi dati, di stimare direttamente la produttività di un impianto fotovoltaico utilizzando come base l'irradianza oraria e l'azimut del sole in una determinata località per ogni ora del giorno. I database dell'irradianza sono tutti referenti a misurazioni effettuate e divisi per anno nel periodo compreso tra 2005 e il 2020. Per poter in qualche modo stimare quelli che sono i possibili andamenti futuri si è quindi deciso di considerare una produzione media annuale come base per il calcolo della generazione e come casi particolari l'anno avete produzione fotovoltaica maggiore e minore in modo da vedere le differenze che questi tre differenti casi portano alla determinazione dell'incentivo. Per l'ottenimento automatico di questi dati dal sito, in modo da creare i profili di generazione di tutti i vent'anni di incentivazione della CER, è stata utilizzata una Application Programming Interface (API) che permette l'interazione diretta tra l'applicazione e il database di PVGIS. Grazie alla creazione di un indirizzo specifico è infatti possibile ottenere tutti i dati necessari direttamente in un formato *.json potendoli quindi utilizzare direttamente dall'applicazione. Di seguito riporto la funzione utilizzata per l'importazione dei dati di generazione.

```

1 function [E_production]=import_data_pvgis(lat, long, year,
    power, angle, orientation)
2 url = sprintf('https://re.jrc.ec.europa.eu/api/v5_2/
    seriescalc?lat=%f&lon=%f&startyear=%d&endyear=%d&
    pvcalculation=1&peakpower=%d&loss=14&pvtechchoice=
    crystSi&angle=%d&aspect=%d&outputformat=json', ...
3     lat, long, year, year, power, angle, orientation);

```

4.4. PROFILI DI GENERAZIONE DA FOTOVOLTAICO

```
4 options = weboptions('Timeout', 10); % Set the timeout to
    10 seconds
5 response = webread(url, options);
6
7 E_production=[response.outputs.hourly.P]';
8
9 end
```

Code 4.1: Funzione per il recupero dei dati da PVGIS.

Come si nota dalla funzione semplificata essa prende in ingresso i dati generici di un impianto fotovoltaico quali la potenza di picco installata, orientazione, angolo e le coordinate di latitudine e longitudine, per poi far uscire come output la potenza oraria media prodotta dall'impianto. Ottenuta quest'ultima e le caratteristiche di generazione di diversi anni il programma provvederà a determinare il profilo di generazione medio, l'anno con generazione massima e quello con generazione minima. Inoltre per garantire una previsione il più possibile accurata si è tenuto conto della variazione annua di generazione dovuta alla degradazione delle prestazioni, essa è stata stimata parti a 0.6 % annuo e può essere modificata direttamente intervenendo nello script del programma. Attraverso la sperimentazione e l'analisi dei dati ottenuti dall'applicazione si è notato che questo non bastava a garantire la presenza di un anno "tipico" per la produzione fotovoltaica in quanto un anno con generazione media, inteso come media della generazione oraria dei quindici anni disponibili nel database, portava paradossalmente a un caso con energia scambiata ben superiore al caso di generazione massima. Sfruttando le potenzialità del programma si è quindi optato per una seconda strada, quindi sfruttare gli script creati per stimare anticipatamente l'anno con maggiore e minore energia scambiabile, in modo da avere un possibile range di variazione degli incentivi verosimile. A questo va ad aggiungersi l'anno con "Energia scambiata media", esso viene determinato calcolando la media dell'energia scambiata e valutando quale dei quindici anni considerati ha l'energia scambiata pi vicino a questo valore medio. Questo permette di ottenere un range di soluzioni più realistiche per quanto riguarda i tempi di ritorno dell'investimento. Nel capitolo 5 verrà mostrato più nei dettagli la differenza tra questi profili di generazione.

4.5 CALCOLO DEI PREZZI DELL'ENERGIA

I prezzi dell'energia, come già introdotto, sono un tema caldo nel panorama contemporaneo. Il loro andamento è fortemente influenzato non solo dalla stagionalità e dall'aumento della generazione rinnovabile ma anche dal panorama geopolitico mondiale, basti pensare come la guerra Isdraele-Palestinese, scoppiata durante la scrittura di questa tesi, abbia nuovamente cambiato le carte in tavola per quanto riguarda i prezzi dell'energia, rialzando in pochi mesi un trend che puntava al ribasso. Diventa quindi di vitale importanza considerare andamenti realistici, ma conservativi, della variazione temporale del prezzo dell'energia elettrica in modo da poter fare le giuste considerazioni in termini di redditività di un impianto. Queste variazioni di prezzo nel lungo periodo, utilizzate per il calcolo degli incentivi e dei ricavi dalla vendita del fotovoltaico nell'applicazione, sono basate sulla stima della variazione a lungo termine del trend del PUN. Quello che si è voluto fare inizialmente è considerare un anno di partenza (nel nostro caso 2023) e ottenere attraverso lo studio del trend diversi andamenti, più o meno ottimistici, sull'andamento a lungo termine di questo valore. Per fare questo si è preso un anno di riferimento arbitrario (2050) e si è ipotizzato di far scendere il valore del trend del PUN a un valore specifico in questo anno. Al variare di questo valore sarebbe stato possibile gestire differenti scenari tra i quali il ritorno a una situazione di decrescita dei prezzi (simile a quella che stava avvenendo nel periodo post COVID-19) oppure la risalita dei prezzi a valori post guerra Ucraina. Nella figura 4.5 è possibile vedere i prezzi risultanti da questo metodo.

A seguito dell'inasprirsi delle situazioni geopolitiche globali quanto stimato dallo studio del trend non era più un panorama realistico. Come mostrato in figura già i primi valori di PUN successivi allo scoppio della guerra presentano valori del prezzo ben più alti rispetto a inizio anno ma anche ben più alti rispetto a quanto precedentemente stimato.

Per ovviare a questo problema si è pensato quindi di mantenere le considerazioni base fatte nei casi precedenti, quindi considerare lo studio del trend fatto e partire dal 2024 con il risultato ottenuto pari a circa 120 €/MWh, ma semplificare gli andamenti dei prezzi con funzioni lineari. Questo è lontano dall'essere una soluzione ottimale, ma contando i cambiamenti che il mercato dell'energia elettrica ha subito nell'ultimo periodo è stata una soluzione dovuta. In seguito nella figura sono mostrati i tre andamenti dei prezzi selezionati. Nella figura 4.6

4.5. CALCOLO DEI PREZZI DELL'ENERGIA

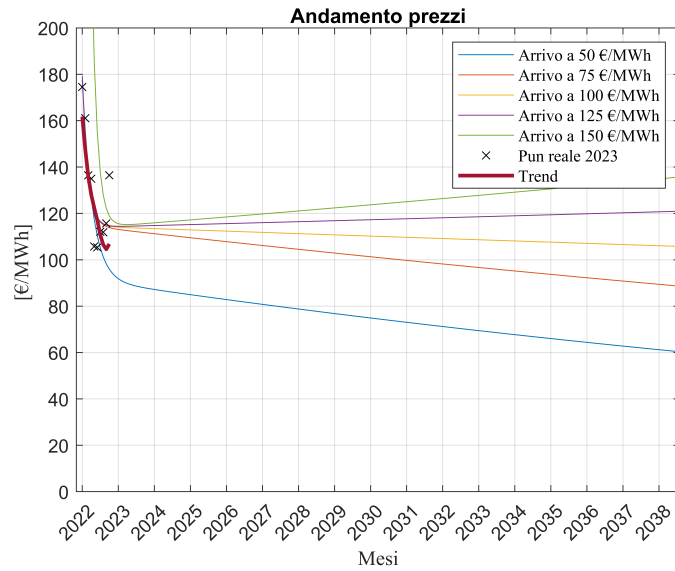


Figure 4.5: Andamento dei prezzi come era stato inizialmente pensato.

è possibile vedere i prezzi ora utilizzati dall'applicazione.



Figure 4.6: Profili prezzo utilizzati per l'applicazione.

Il PUN è legato a doppia mandata al prezzo dell'energia per fasce e zonale e quindi in sostanza al prezzo in bolletta della componente variabile dell'energia oltre che alla remunerazione attraverso il ritiro dedicato dell'energia immessa in rete. Per ottenere i nuovi profili delle variazioni di prezzo e mantenere una certa variabilità temporale a breve termine è stato scelto di sfruttare i prezzi

relativi all'anno 2022 e riscalarli attraverso lo sfruttamento del PUN in modo da mantenere una certa variabilità stagionale nella variazione dei prezzi. Per quanto riguarda i prezzi dell'energia in bolletta e il caso dei prezzi zonali orari è stato considerato il rapporto aggiornato mensilmente del prezzo di vendita e acquisto dell'energia elettrica al GSE nel periodo di fatturazione appunto del 2022. Considerando quindi il PUN medio mensile del 2022, il PUN medio mensile dei primi mesi del 2023 e il pun stimato dalle curve precedentemente mostrate negli anni successivi al 2023 è stato possibile riscalarlo a un più corretto valore. Chiaramente questo non offre una correttezza assoluta, ma permette di gestire la variazione dei prezzi in maniera sufficientemente adatta.

4.6 IMPLEMENTAZIONE DELLO STORAGE

Nell'ottica della modifica delle curve di carico è possibile far rientrare la presenza di un impianto di accumulo nel computo delle energie, questo per aumentare l'energia scambiata dalla CER e quindi il valore finale dell'incentivo. Chiaramente a seconda di come si gestiscono i cicli di carica e scarica lo storage può aumentare l'energia assorbita dalla rete del POD o diminuirla portando all'incremento degli incentivi se la carica avviene in concomitanza con la generazione. Un esempio di questo può essere la presenza di un accumulo domestico che si carica durante le ore dove la generazione è massima per scaricarsi poi durante il resto del giorno, oppure la presenza di una colonnina di ricarica dei veicoli che se correttamente gestita può aumentare di molto l'energia scambiata.

Diventa però d'obbligo determinare un metodo per approssimare in maniera verosimile quello che è il reale comportamento di una batteria in modo da valutare se un investimento in tal senso possa essere economicamente valido ai fini dell'istituzione della CER. Le batterie sono state modellate in maniera semplice ma il più possibile completa, in modo da fornire tutti quei parametri che normalmente influenzano il tempo di vita e la capacità totale del sistema di stoccaggio. Ogni batteria è trattata come una singola unità ed è caratterizzata da otto parametri fondamentali quali: la capacità nominale (espressa in energia cumulabile kWh), la capacità effettiva (parametro che tiene conto della decadenza della batteria in funzione dei cicli di carica-scarica), la potenza di carica e scarica e infine lo State of Charge (SOC) massimo e minimo ammissibili.

Parametro fondamentale per la produttività della batteria è la capacità effettiva che, a seconda del numero di cicli annui, può diminuire drasticamente

4.6. IMPLEMENTAZIONE DELLO STORAGE

durate il tempo di incentivazione della CER, riducendo drasticamente i tempi di vita di questa. Diventa quindi importante tenere conto del degrado della batteria e di come questo influisca sull'energia prelevata dalla rete. Per semplificare il computo di tale calcolo è stato scelto di considerare un degrado lineare con un tasso di decadimento pari a 5% ogni 1000 cicli. Il computo della batteria è stato quindi considerato come tale:

$$\Delta_e = E_{discharge}/E_{eff} * 5\%/1000$$

Dove in questo caso l'energia effettiva viene considerata già ridotta del SOC massimo ammesso dal sistema di accumulo.

Oltre al decadimento della capacità effettiva della batteria viene considerato il numero totale di cicli di carica e scarica in modo da vedere se la vita della batteria riesce a resistere ai vent'anni di incentivazione della CER.

Il controllo della batteria viene gestito da una funziona chiamata "check" che permette di dare il comando di carica o scarica alla batteria attraverso le due uscite `check_in` e `check_out` della funzione. Lo stato di questi due valori booleani varia su base oraria a seconda del metodo di gestione della batteria, questo permette di bloccare la funzione che gestisce l'energia immessa o estratta dallo storage. Chiaramente per queste ultime vengono considerate parametri come la potenza in entrata/uscita della batteria, il rendimento e la potenza di allacciamento dell'utenza. Di seguito riporto un'altra frazione di codice della funzione che gestisce in questo caso la scarica. Per quanto riguarda la ricarica viene data priorità allo stoccaggio rispetto alla vendita, quindi l'energia immessa in rete per la remunerazione è al netto dell'energia richiesta dall'utente e dall'energia immagazzinabile in batteria, anche in questo caso vengono comunque tenuti conto parametri fondamentali come l'efficienza di carica, il SOC massimo, la potenza di carica e la potenza dell'allacciamento. L'algoritmo che gestisce la carica o la scarica della batteria è stato dotato di quattro possibili opzioni che coprono i casi principali possibili per lo sfruttamento dello stoccaggio, ma è stato tenuto il più semplice possibile in virtù della componente open-source dell'applicazione in modo da adattarsi eventualmente alle specifiche di ogni successivo utente. Le quattro gestione possibili sono chiamate e definite quanto seguono:

- Mode 1: Definito "User-Oriented" gestisce la batteria in modo da fornire vantaggi al singolo utente, la batteria viene ricaricata nelle fasce orarie dove l'energia costa meno (F3) e scaricata invece quando i prezzi si alzano (fasce F1-F2).

- Mode 2: Definito "CER-Oriented" gestisce la batteria in modo da incrementare i guadagni attraverso l'incentivazione dell'energia scambiata, la batteria viene ricaricata nelle fasce orarie dove l'energia costa maggiormente (fasce F1-F2) e scaricata invece quando i prezzi si abbassano (fasce F3).
- Mode 3: Definito "Picco fotovoltaico". Permette la ricarica o la scarica in base alla generazione massima fotovoltaica. La batteria viene caricata nel momento in cui si ha il picco di generazione (dalle 10 alle 15), e scaricata nel restante del tempo, l'idea è di incrementare l'energia condivisa aumentando la contemporaneità dell'immissione e del prelievo.
- Mode 4: Definito "Immissione". Caso più generale del precedente permette di caricare la batteria nel momento in cui ho immissione positiva di almeno uno degli impianti di produzione di energia.

In tutti e quattro i casi è evidente come il numero dei cicli di carica e scarica risulti essere elevato nel caso di batterie dalla capacità medio-piccola, ma permettono di mostrare se lo sfruttamento intensivo della risorsa possa aumentare, e di quanto, l'energia scambiata.

```

1   if check_in
2       e_assorbita=user_array(i).e_prelievo{index_y}(
index_h,index_d);
3       e_in=min([(power_c-e_assorbita),(E_eff-user_array(
i).e_charge{index_y}(index_h,index_d))/kc, p_in/kc  ]);
4       if e_in==(power_c-e_assorbita)
5           user_array(i).e_charge{index_y}(index_h,
index_d)=user_array(i).e_charge{index_y}(index_h,
index_d)+e_in*kc;
6       elseif e_in == p_in/kc
7           user_array(i).e_charge{index_y}(index_h,
index_d)=user_array(i).e_charge{index_y}(index_h,
index_d)+p_in;
8
9       else
10          user_array(i).e_charge{index_y}(index_h,
index_d)=E_eff;
11      end
12      e_assorbita=e_assorbita+e_in;
13      user_array(i).e_prelievo{index_y}(index_h,index_d)
=e_assorbita;

```

14 `end`

Code 4.2: Frammento del codice che gestisce la batteria.

Come si vede dal frammento di codice precedente se la funzione `check_in` è positiva calcola il minimo tra l'energia che è in grado di essere assorbita dalla rete, la massima energia cumulabile nella batteria (considerando la capacità effettiva massima) e quanto la batteria è in grado di assorbire (parametro dettato dalla sua potenza). A seconda di quale sia il minimo vengono ri-aggiornati parametri come l'energia prelevata, quella contenuta nella batteria e il numero di cicli effettuati. Questo frammento di codice tiene solo conto della carica, per non appesantire la trattazione la scarica non verrà mostrata.

La gestione così fatta delle batterie permette a livello di software di gestire abbastanza bene ogni possibile caso con una semplice modifica dei parametri in ingresso, un esempio può essere il caso della gestione della ricarica di un veicolo elettrico nell'ottica di aumentare gli incentivi di una CER fornendo un servizio di ricarica dell'auto².

4.7 CALCOLI ECONOMICI

Per il calcolo degli incentivi il programma si rifà a quanto riportato nella nuova proposta di legge già precedentemente introdotta nel capitolo 3. Per ogni ora per ogni giorno dell'anno e per ognuno dei vent'anni di attività della configurazione per l'autoconsumo diffuso vengono calcolate l'energia immessa totale e l'energia prelevata totale. Il minimo di questi due valori viene infine moltiplicato per la tariffa bonus ricavata attraverso le regole date dalla normativa, separando eventualmente il caso di una CER da quello di un gruppo

²Ad esempio immaginiamo di avere una CER formata da un'azienda di medie dimensioni, che decide di investire nella realizzazione di un impianto fotovoltaico e di un sistema di colonnine di ricarica per veicoli elettrici. L'energia immessa al netto dei consumi viene ceduta al GSE tramite RID e viene fornito un servizio di ricarica dei veicoli ai propri dipendenti a prezzi esigui durante l'orario di lavoro. Questo, se il POD relativo alle colonnine di ricarica fosse diverso da quello associato all'impianto di generazione, permetterebbe l'istituzione di una CER e il percepimento di un incentivo ad uso dell'azienda che può non solo compensare il prezzo di vendita dell'energia ai suoi dipendenti, ma anche rappresentare un possibile guadagno. Questi incentivi possono ulteriormente aumentare in base all'immissione e all'entrata nella CER di altri utenti formati dai nuclei abitativi confinanti con l'azienda. A seconda della gestione e della ripartizione degli incentivi può diventare un vantaggio non solo per l'azienda ma anche per gli utenti esterni.

di auto consumatori che agiscono collettivamente. Gli incentivi pattuiti per l'energia condivisa vengono quindi sommati per anno, ne vengono detratti una percentuale per i costi di gestione e vengono suddivisi in base ai criteri settati nelle impostazioni. Di base questi ultimi permettono di individuare ogni ora gli utenti che generano energia o che la consumano suddividendoli in utenti "attivi" e "passivi". Dalle impostazioni viene scelta la quota parte che spetta a ognuno di questi due gruppi e in entrambi i casi questa viene divisa ulteriormente in base all'energia immessa sul totale immesso, per gli utenti attivi, e all'energia prelevata sul totale prelevato nel caso degli utenti passivi. Successivamente vengono calcolati i guadagni del ritiro dedicato, considerando i prezzi di vendita forniti dal GSE riscalati anche essi in base alla previsione dell'andamento del PUN. In seguito a questi calcoli di base viene sviluppata una parte di calcolo economico. Vengono determinati i flussi di cassa di ognuno degli utenti appartenenti alla comunità energetica e calcolati il valore del TIR, del VAR e del DPB. Per quanto riguarda i guadagni essi considerano non solo la vendita di energia del singolo utente, ma anche l'eventuale valore di mercato dell'energia autoconsumata e la ripartizione degli investimenti fatti. I costi di gestione della configurazione per l'autoconsumo inoltre vengono stimati pari al 5% dell'incentivi totali.

```

1 function [user,gestione]=div_cer(inc,user)
2
3 n_user=length(user);
4 %% Parametri per la ripartizione degli incentivi della CER
   .Considerati allo scopo di questo frammento di codice
   costanti.
5
6 k_act=0.0;      % Ripartizione produttori
7 k_pass=1.0;    % Ripartizione consumatori
8 gestione=zeros(1,20); % Costi di gestione
9
10 for n=1:n_user
11 user(n).cer_incentive{1}=zeros(1,20);
12 user(n).cer_incentive{2}=zeros(1,20);
13 end
14 for y=1:20
15     for d=1:length(inc{y})
16         for h=1:24

```

4.7. CALCOLI ECONOMICI

```
17
18         % Per ogni ora estraggo il 5% per i costi di
gestione.
19         gestione(y)=gestione(y)+inc{y}(h,d)*5/100;
20         inc{y}(h,d)=inc{y}(h,d)*(1-5/100);
21
22         % Calcolo la totalità dell'energia immessa e
prelevata ogni ora.
23
24         e_i=0;
25         e_p=0;
26
27         for n=1:n_user
28             e_i=e_i+ user(n).e_immissione{y}(h,d);
29             e_p=e_p+user(n).e_prelievo{y}(h,d);
30         end
31
32         % Divido gli incentivi in base alla quota
parte dell'energia immessa o prelevata considerando il
coefficiente di ripartizione.
33
34         for n=1:n_user
35             if user(n).e_immissione{y}(h,d)
36                 user(n).cer_incentive{1}(y)=user(n).
cer_incentive{1}(y)+inc{y}(h,d)*k_act*user(n).
e_immissione{y}(h,d)/e_i;
37             else
38                 user(n).cer_incentive{2}(y)=user(n).
cer_incentive{2}(y)+inc{y}(h,d)*k_pass*user(n).
e_prelievo{y}(h,d)/e_p;
39             end
40         end
41     end
42 end
43 end
```

44 `end`

Code 4.3: Funzione che gestisce la divisione degli incentivi.

5

Analisi Tecnico-Economica Delle CER

5.1 INTRODUZIONE

In questo capitolo verranno presentati alcuni esempi delle capacità dell'applicazione in relazione ad alcune configurazioni di autoconsumo diffuso. Prima di trattare casi più rilevanti e realistici verranno presentati alcuni risultati preliminari mirati a mettere in evidenza alcuni punti fondamentali prima dello studio vero e proprio. Verrà quindi qui presentato la dipendenza dell'incentivo dal profilo di generazione fotovoltaica, continuazione del discorso del già iniziato nel capitolo 4 e l'efficacia che ha il BSS di incrementare l'energia scambiata. In seguito verranno presentati due casi studio inerenti a due diverse configurazioni di autoconsumo. Il primo un condominio che ricade nella definizione di "auto-consumatori che agiscono collettivamente" e il secondo una CER.

5.2 CASI STUDIO BASE.

Come già introdotto all'inizio di questo capitolo verranno trattati per prima alcuni casi "base" per indirizzare focalizzare il perché sono state fatte certe scelte. Il caso base "standard" sarà composto da undici utenze tra cui un utente "attivo" e dieci utenti passivi. L'utente con generazione avrà installato un impianto di generazione con potenza di picco pari a 20 kWp, situato a Padova e con orientazione sud. Inoltre tutti gli utenti, per semplicità, avranno lo stesso profilo di carico con un'energia annuale assorbita pari a 3000 kWh/annui che si rifanno

5.2. CASI STUDIO BASE.

ai profili medi degli utenti aventi potenza di allacciamento pari a 3kW.

5.2.1 GENERAZIONE

Prima di iniziare con la parte dell'incentivazione vera e propria vale la pena focalizzare l'attenzione su un tema già trattato del profilo di generazione fotovoltaico. Come anticipato nel capitolo 4 quest'ultimo inizialmente comprendeva la media oraria di quindici anni di dati, l'idea era quella di creare un profilo "standard" da utilizzare come base per lo studio ed eventualmente ampliare il range di possibili scenari utilizzando quei profili con energia massima e minima generata. Quello che si è notato però nelle prime analisi è che nel caso del profilo di generazione media l'energia scambiata era superiore anche al caso di generazione massima. Questo avveniva perché l'operazione di media appiannava completamente tutti quei giorni dell'anno dove la generazione era ridotta a causa del maltempo, fornendo quindi valori di energia scambiata fuori norma. Per risolvere questo problema, e quindi ottenere un profilo il più coerente con un possibile caso reale, si è optato per utilizzare come metodo di paragone non l'energia totale prodotta ma l'energia scambiata. Si sono quindi prelevati tutti i dati relativi ai quindici anni disponibili nel database di PVGIS e preventivamente si è fatto un calcolo sommario, non contando l'intervento dello stoccaggio, dell'energia scambiata totale. Questo ha permesso di selezionare tra i quindici quale fosse l'anno che permettesse una maggiore o minore energia scambiata nella configurazione di autoconsumo corrente. Conoscendo gli estremi si è proceduto con il prendere come anno di riferimento "base" quello con l'energia scambiata più vicina alla media di questi, ottenendo quindi il vantaggio di poter calcolare entro quali valori l'eventuale incentivo potesse variare¹ Di seguito riporto alcuni esempi per chiarire la questione in modo da comprendere il perché di questa scelta, l'impianto di riferimento ha potenza 20 kWp, orientazione Sud, inclinazione 25° localizzato a Padova.

¹Va da precisare che questo caso non sempre corrisponde con l'anno avente generazione massima per un impianto specifico. Questo perché il calcolo dell'energia scambiata è stato fatto considerando la generazione annuale di tutti gli impianti contemporaneamente. Ci possono essere casi infatti dove, per motivi principalmente legati alla disposizione dei pannelli, l'anno che presenta la massima energia scambiata per la configurazione di autoconsumo non corrisponda all'anno con generazione massima.

Caso	E. scambiata [kWh]	E. Scambiata /E. Prodotta	Incentivo Medio Annuo	Anno di riferimento
Eg Media*	235484	41.96	1545	/
Eg Max	211203	37.36	1387	2020
Eg Min	198057	40.20	1300	2013
Es Max	211203	37.36	1387	2020
Es Media	201302	39.31	1321	2016
Es Min	192961	39.08	1267	2008

Table 5.1: Risultati ottenuti con diversi profili di generazione fotovoltaica.

Come si nota subito dalla tabella 5.1 il caso con generazione media risulta avere un'energia scambiata più grande di circa l'11 % rispetto all'anno migliore. Chiaramente questo comporta un risultato sfalsato rispetto a quello che porterebbe un profilo di generazione più realistico. Vi è un'altra questione inoltre che emerge da questi risultati, l'anno con generazione massima, in questo caso 2020, corrisponde anche con quello di picco dell'energia scambiata. Questo tuttavia non vale anche per la controparte minima. Come si vede l'anno con generazione minima risulta essere, per questo specifico caso, il 2013 mentre abbiamo il minimo dell'energia scambiata durante il 2008. Questo è da imputare alla non concomitanza tra generazione e assorbimento dovuta principalmente a giorni con bassa generazione dovuta al maltempo.

5.2.2 SISTEMA DI STOCCAGGIO

Consideriamo ora invece la presenza di un sistema di stoccaggio. Le possibilità per l'inserimento di un BSS sono praticamente due, la prima è avere una batteria allacciata a un utente avente un impianto di generazione, la seconda che essa appartenga ad un utente passivo². Andremo a visionare il risultato di una configurazione semplice, lo stesso tipo di generazione del caso precedente ma con l'aggiunta di una batteria avente una capacità pari a 5 kWh, con SOC minimo pari al 10% e rendimento sia di carica che di scarica pari al 95%. I diversi metodi di gestione della batteria sono stati introdotti nel capitolo 4, essi possono essere considerati dei casi "limite" per la gestione intelligente del sistema di accu-

²Questo potrebbe ad esempio descrivere la presenza di una colonnina per ricarica dei veicoli elettrici.

5.2. CASI STUDIO BASE.

mulo, ma permettono di identificare come l'inserimento di una batteria influisca sull'energia scambiata. Nella tabella 5.2 sono riportati i risultati ottenuti dallo studio.

Caso	E. scambiata [kWh]	E. scambiata/ E. prodotta	Incentivo Medio annuo [€]	Numero Cicli c/dc
Caso Base	201 301	39.31	1 321	/
Batteria Gen.	178917	34.94	1174	363
Mode M1 Utente	188024	36.71	1234	302
Mode M2 Utente	206503	40.32	1355	184
Mode M3 Utente	221570	43.26	1454	365
Mode M4 Utente	205865	40.20	1351	362

Table 5.2: Energia scambiata e incentivi medi per diversi casi di gestione del BSS rispetto all'assenza di batterie nella CER.

Quello che si nota subito dalla è che l'energia scambiata varia considerevolmente a seconda di chi possiede la batteria o come essa viene gestita. Rispetto al caso base la presenza di una batteria collegata nella sotto-rete dell'utente prosumer porta a una riduzione drastica dell'energia scambiata, conseguenza di un'immissione minore a causa della carica. Se la batteria viene invece gestita da un utente, nell'ottica di avere un impianto condiviso e di voler aumentare artificialmente l'energia scambiata, si ottengono diversi risultati. Gli scenari mostrano che a parte il caso M1 (User-oriented) per tutti gli altri si ottiene un incremento dell'energia scambiata. Il rapporto tra l'energia scambiata e quella prodotta rimane sempre comunque basso, segno che la generazione è sovradimensionata rispetto alla somma del consumo degli individui. Per quanto riguarda la parte finanziaria abbiamo che, consideriamoun CAPEX pari a 1500 €/kWp per quanto riguarda il sistema di generazione³ e 1000 €/kWh nel caso del sistema di stoccaggio. Per l'OPEX in entrambi i casi si è optato di considerare il 2% del CAPEX annualmente con un profilo di prezzi medio. Quello che si è ottenuto, con un tasso di attualizzazione pari al 5%, è il seguente risultato:

³Valore volutamente alto che tiene conto non solo i costi dei pannelli ma anche quello dell'installazione

CASO BASE:

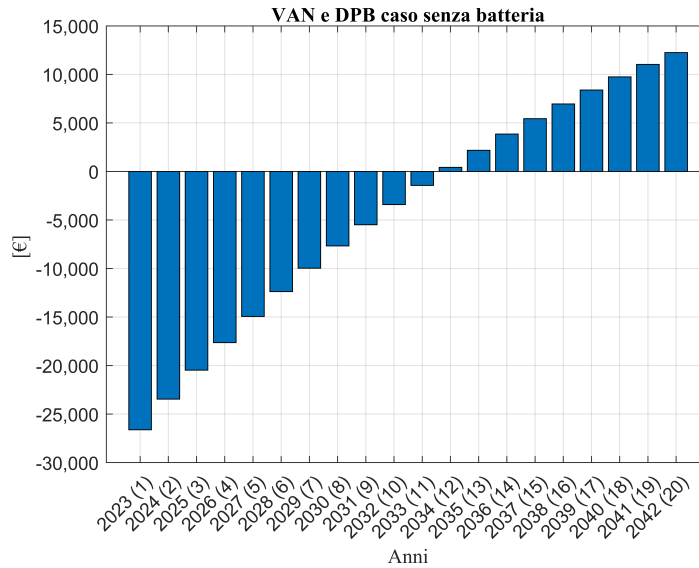


Figure 5.1: VAN e DPB per il caso base.

Con DPB pari a 11.78 anni, TIR dal valore di 10.49 % e VAN 12200 €.

BATTERIA SUL PROSUMER:

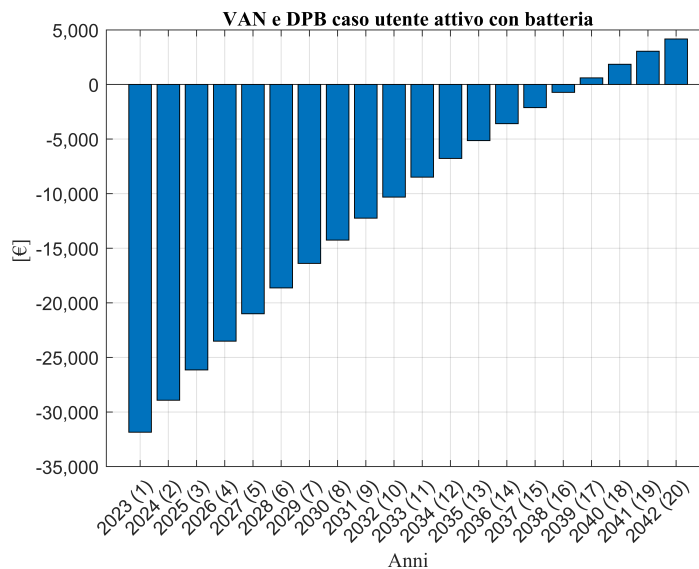


Figure 5.2: VAN e DPB per il caso con BSS in supporto alla generazione.

Con DPB pari a 16.54 anni, TIR dal valore di 6.9 % e VAN 4169 €.

5.3. CONDOMINIO CON AUTOCONSUMO.

In entrambi questi casi abbiamo un recupero dell'investimento iniziale e un TIR che supera l'indice di attualizzazione settato pari al 5%, i tempi di recupero tuttavia ne risentono portandosi da 11 a 16 anni. Per quanto riguarda gli incentivi medi anche questi ne risentono, portandosi da 753 a 700 €/anno nel caso del prosumer e da 50 a 44 €/anno per gli utenti passivi (la divisione che si è scelta per il totale degli incentivi è 60 % per gli utenti attivi e 40% per quelli passivi).

Per quanto riguarda gli altri casi nonostante vi sia un aumento dell'incentivo non abbiamo rientri economici, questo dovuto principalmente all'investimento iniziale decisamente elevato. Essi passano da:

	Caso Base	M1	M2	M3	M4
Incentivo Produttore [€]/annuo	753	703	772	828	770
Incentivo Utente [€]/annuo	50	51	50	50	49
Incentivo Utente BSS [€]/annuo	50	11	66	103	74

Table 5.3: Variazione incentivo a seconda delle modalità di gestione batteria.

L'aumento degli incentivi non giustifica l'acquisto di una batteria specifica per aumentare l'autoconsumo. Va da precisare che questo non considera il caso in cui la essa appartenga a un veicolo elettrico, in quella situazione la batteria potrebbe non rientrare nell'investimento della comunità energetica (al massimo questo comprenderebbe solo il costo della colonnina di ricarica) portando quindi alla possibilità di rientrare nei costi.

5.3 CONDOMINIO CON AUTOCONSUMO.

In questa sezione verrà mostrato il calcolo effettuato su di un esempio più realistico trattando il caso di un gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente. Il caso studio comprende un condominio formato da dieci unità abitative composte da un numero diverso di persone e con questo un diverso profilo di carico. Esse decidono autonomamente di investire su di un impianto fotovoltaico comune e di allacciarlo al POD della palazzina in modo da ridurre le spese condominiali mensili dovute all'utilizzo dell'energia elettrica per gli ambienti comuni. L'impianto è posizionato sul tetto dell'edificio ed è composto da

un certo numero di pannelli orientati regolarmente verso sud e con inclinazione di 25 gradi, non è presente nessun sistema di accumulo in questo caso. Gli utenti in questione decidono di sfruttare una delle modalità di incentivazione dell'autoconsumo e formare quindi un gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente. L'investimento iniziale per la messa in funzione dell'impianto è pari a 30000 €, ripartiti in maniera equa tra i condomini. Allo stesso modo verranno divisi gli introiti provenienti dalla vendita dell'energia rinnovabile e la tariffa premio per l'energia autoconsumata. Nella tabella seguente verranno presentate le diverse utenze.

Consumi POD comune
11 000 [kWh/annui]

Utente 1	Utente 2	Utente 3	Utente 4	Utente 5
2600 [kWh/annui]	3100 [kWh/annui]	2500 [kWh/annui]	2500 [kWh/annui]	3400 [kWh/annui]
Utente 6	Utente 7	Utente 8	Utente 9	Utente 10
2000 [kWh/annui]	1400 [kWh/annui]	2400 [kWh/annui]	2500 [kWh/annui]	3400 [kWh/annui]

Table 5.4: Variazione incentivo a seconda delle modalità di gestione batteria.

Le utenze risultano quindi essere eterogenee con un POD comune con consumo annuo abbastanza elevato a causa della presenza di ascensore nell'edificio. Per questo caso studio sono state considerate tutte le possibili variabili sia di prezzo che di energia scambiata, in modo da dare una panoramica generale su come possa variare in un caso reale l'incentivo pattuito da ogni singolo utente.

5.3.1 PREZZO MEDIO

I risultati presentati a seguire in questo sottocapitolo saranno valutati utilizzando un andamento medio del prezzo dell'energia elettrica.

CASO ENERGIA SCAMBIATA MEDIA:

In questo caso l'energia scambiata risulta essere pari a 7800 kWh/annui con rapporto $E_{generata}/E_{prodotta}$ pari a circa il 32% e costi di gestioni annui che

5.3. CONDOMINIO CON AUTOCONSUMO.

ammontano mediamente a 56 €.

Utente	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	3 000	60	1 878	9.73	13.09	102
Utente 2	3 000	60	2 286	8.79	14.71	133
Utente 3	3 000	60	1 903	9.67	13.19	103
Utente 4	3 000	60	1 826	9.86	12.89	97
Utente 5	3 000	60	2503 (12.9 %)	8.36	15.56	149
Utente 6	3 000	60	1 569	10.60	11.87	78
Utente 7	3 000	60	1261 (6.5 %)	11.64	10.63	54
Utente 8	3 000	60	1 784	9.97	12.72	94
Utente 9	3 000	60	1 972	9.50	13.46	109
Utente 10	3 000	60	2 363	8.63	15.01	138
Tot	30 000	600	19 345	9.59	13.32	1118

Table 5.5: Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi medi ed energia scambiata media).

I risultati riportati nella tabella 5.5 presentano la redditività dell'investimento specifico per ognuno dei condomini nel caso di un anno tipo. Come è chiaramente mostrato a parità di investimento iniziale la differenza sostanziale per quanto riguarda il ritorno lo fa la quota parte dell'incentivo pattuito. Essendo quest'ultimo diviso per energia consumata l'utente che ne beneficia maggiormente risulta essere quello con il consumo più elevato (in questo caso l'Utente 5) che rappresenta un VAN al termine del periodo utile per l'incentivazione uguale a 2503 € pari a circa il 13 % del totale. In ogni caso, in generale si ha che l'investimento risulta redditizio per tutti i condomini con tempi di recupero inferiori in quasi tutti i casi agli undici anni. Vale la pena in questo caso considerare anche eventualmente il caso che promuove generazione massima e generazione minima, in modo da determinare il range entro cui si possono muovere gli indici finanziari all'interno dell'ipotesi di prezzo medio.

CASO CON PROFILO FOTOVOLTAICO CHE MASSIMIZZA L'ENERGIA SCAMBIATA:

In questo caso l'energia scambiata risulta essere pari a 8400 kWh/annui con rapporto $E_{generata}/E_{prodotta}$ pari a circa il 31% e costi di gestioni annui che ammontano mediamente a 60 €.

Utente	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	3 000	60	2 372	8.59	15.07	109
Utente 2	3 000	60	2 811	7.79	16.82	142
Utente 3	3 000	60	2 385	8.56	15.12	110
Utente 4	3 000	60	2 317	8.70	14.86	104
Utente 5	3 000	60	3 050 (12.53%)	7.42	17.76	160
Utente 6	3 000	60	2 043	9.30	13.77	84
Utente 7	3 000	60	1 715 (7.04%)	10.14	12.47	58
Utente 8	3 000	60	2 272	8.79	14.68	101
Utente 9	3 000	60	2 478	8.38	15.49	117
Utente 10	3 000	60	2 891	7.67	17.13	148
Tot	30 000	600	24 335	8.47	15.32	1 133

Table 5.6: Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi medi ed energia scambiata massima).

5.3. CONDOMINIO CON AUTOCONSUMO.

CASO CON PROFILO FOTOVOLTAICO CHE MINIMIZZA L'ENERGIA SCAMBIATA:

In questo caso l'energia scambiata risulta essere pari a 7400 kWh/annui con rapporto $E_{generata}/E_{prodotta}$ pari a circa il 32% e costi di gestioni annui che ammontano mediamente a 53 €.

Utente	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	3 000	60	1 661	10.32	12.23	96
Utente 2	3 000	60	2 053	9.30	13.79	126
Utente 3	3 000	60	1 690	10.24	12.34	99
Utente 4	3 000	60	1 613	10.47	12.04	93
Utente 5	3 000	60	2262 (13.17 %)	8.84	14.61	142
Utente 6	3 000	60	1 370	11.25	11.07	74
Utente 7	3 000	60	1078 (6.27%)	12.37	9.89	52
Utente 8	3 000	60	1 575	10.58	11.89	90
Utente 9	3 000	60	1 757	10.05	12.61	104
Utente 10	3 000	60	2 122	9.14	14.06	131
Tot	30 000	600	17 181	10.16	12.46	1006

Table 5.7: Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi medi ed energia scambiata minima).

Quello ottenuto dai risultati è qualcosa che ci si aspettava, con l'aumentare dell'energia scambiata aumenta anche l'incentivo medio e con questo la quota parte di tutti gli utenti all'interno del gruppo di autoconsumatori. Con il diminuire dell'energia scambiata tuttavia diminuisce anche la produzione⁴ e con essa i tempi di recupero. Tuttavia anche in questo caso l'investimento totale, e quello di ogni singolo individuo, risultano essere profittevoli, con un incentivo totale medio annuo che varia dai 1133 ai 1005 € per anno. Unico punto di nota è il diminuire del contributo al VAN totale del quinto Utente, chiaramente a sig-

⁴Come è stato mostrato all'inizio del capitolo non è garantito che l'anno con minore energia prodotta sia uguale a quello con minore energia scambiata. Tuttavia questo non toglie che, rispetto alla media, l'energia prodotta risulti comunque essere inferiore.

nificare che man mano che la generazione cresce cresce anche l'energia immessa alla rete, e con questa, il guadagno dalla sua vendita. In sostanza maggiore è l'energia venduta e minore sarà la differenza relativa di VAN_i/VAN_{tot} (Dove VAN_i è il contributo al VAN dell'utente i -esimo).

5.3.2 PREZZI ENERGIA IN SALITA

Consideriamo ora invece un profilo del prezzo dell'energia in salita durante il periodo di vita della CER. Le premesse sono le stesse dei casi precedenti.

CASO CON PROFILO CON ENERGIA SCAMBIATA MEDIA:

In questo caso l'energia scambiata risulta essere pari a 7800 kWh/annui con rapporto $E_{generata}/E_{prodotta}$ pari a circa il 32% e costi di gestioni annui che ammontano mediamente a 50 €.

Utente	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	3 000	60	2 623	8.91	15.12	91
Utente 2	3 000	60	2 988	8.19	16.53	118
Utente 3	3 000	60	2 645	8.87	15.21	92
Utente 4	3 000	60	2 576	9.01	14.94	87
Utente 5	3 000	60	3 177 (11.89%)	7.85	17.27	131
Utente 6	3 000	60	2 340	9.55	14.06	70
Utente 7	3 000	60	2 057 (7.70%)	10.26	13.01	49
Utente 8	3 000	60	2 537	9.10	14.80	84
Utente 9	3 000	60	2 698	8.74	15.42	96
Utente 10	3 000	60	3 063	8.06	16.81	123
Tot	30 000	600	26 703	8.81	15.31	942

Table 5.8: Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi in salita ed energia scambiata media).

5.3. CONDOMINIO CON AUTOCONSUMO.

CASO CON PROFILO FOTOVOLTAICO CHE MASSIMIZZA L'ENERGIA SCAMBIATA:

In questo caso l'energia scambiata risulta essere pari a 8400 kWh/annui con rapporto $E_{generata}/E_{prodotta}$ pari a circa il 31% e costi di gestioni annui che ammontano mediamente a 53 €.

Utente	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	3 000	60	3 193	7.96	17.15	97
Utente 2	3 000	60	3 586	7.33	18.68	125
Utente 3	3 000	60	3 204	7.94	17.19	97
Utente 4	3 000	60	3 143	8.05	16.95	93
Utente 5	3 000	60	3 796 (11.70%)	7.03	19.52	141
Utente 6	3 000	60	2 892	8.51	16.00	74
Utente 7	3 000	60	2 591 (7.98%)	9.12	14.87	52
Utente 8	3 000	60	3 102	8.12	16.80	90
Utente 9	3 000	60	3 279	7.81	17.50	103
Utente 10	3 000	60	3 664	7.23	18.98	131
Tot	30 000	600	32 449	7.87	17.35	1004

Table 5.9: Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi in salita ed energia scambiata massima).

CASO CON PROFILO FOTOVOLTAICO CHE MINIMIZZA L'ENERGIA SCAMBIATA:

In questo caso l'energia scambiata risulta essere pari a 7400 kWh/annui con rapporto $E_{generata}/E_{prodotta}$ pari a circa il 32% e costi di gestioni annui che ammontano mediamente a 47 €.

Utente	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	3 000	60	2 382	9.39	14.27	86
Utente 2	3 000	60	2 733	8.62	15.62	112
Utente 3	3 000	60	2 407	9.33	14.37	88
Utente 4	3 000	60	2 337	9.49	14.10	83
Utente 5	3 000	60	2 917 (12.00 %)	8.26	16.33	125
Utente 6	3 000	60	2 114	10.04	13.27	66
Utente 7	3 000	60	1 846 (7.59 %)	10.79	12.27	46
Utente 8	3 000	60	2 302	9.57	13.97	80
Utente 9	3 000	60	2 460	9.19	14.58	91
Utente 10	3 000	60	2 800	8.49	15.87	117
Tot	30 000	600	24 298	9.27	14.46	893

Table 5.10: Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi in salita ed energia scambiata minima).

Anche in questo caso i risultati ottenuti sono in linea con quanto detto nel gruppo di casi precedenti. L'energia totale scambiata è rimasta uguale, quello che varia è però il prezzo di vendita dell'energia e con esso i guadagni. In questo caso però gli incentivi sono leggermente minori, dovuto alla dipendenza di questi dal prezzo zonale orario. Anche la quota parte del VAN degli utenti si è portata più vicino al 10 % segno che in tutti e tre questi casi è la divisione dei profitti dell'impianto che domina sugli incentivi. L'incentivo totale medio risulta esser compreso tra 1004 e 893 € per anno.

5.3.3 PREZZI ENERGIA IN DECRESCITA

Duale ai casi precedenti vengono riportati i risultati per il condominio con prezzi dell'energia in decrescita.

5.3. CONDOMINIO CON AUTOCONSUMO.

CASO CON PROFILO CON ENERGIA SCAMBIATA MEDIA:

In questo caso l'energia scambiata risulta essere pari a 7800 kWh/annui con rapporto $E_{generata}/E_{prodotta}$ pari a circa il 32% e costi di gestione annui che ammontano mediamente a 56 €.

Utente	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	3 000	60	1020	11.17	10.23	102
Utente 2	3 000	60	1428	9.76	12.08	133
Utente 3	3 000	60	1045	11.07	10.34	103
Utente 4	3 000	60	969	11.39	9.99	98
Utente 5	3 000	60	1645 (15.28%)	9.17	13.05	149
Utente 6	3 000	60	712	12.64	8.79	78
Utente 7	3 000	60	405 (6.61%)	14.73	7.29	55
Utente 8	3 000	60	927	11.57	9.79	94
Utente 9	3 000	60	1114	10.80	10.66	109
Utente 10	3 000	60	1505	9.54	12.43	138
Tot	30 000	600	10769	10.94	10.49	1059

Table 5.11: Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi in discesa ed energia scambiata media).

5.3.4 CASO CON PROFILO FOTOVOLTAICO CHE MASSIMIZZA L'ENERGIA SCAMBIATA:

In questo caso l'energia scambiata risulta essere pari a 8400 kWh/annui con rapporto $E_{generata}/E_{prodotta}$ pari a circa il 31% e costi di gestioni annui che ammontano mediamente a 59 €.

Utente	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	3 000	60	1428	9.61	12.19	108
Utente 2	3 000	60	1867	8.50	14.17	141
Utente 3	3 000	60	1441	9.57	12.25	109
Utente 4	3 000	60	1374	9.76	11.94	104
Utente 5	3 000	60	2105 (14.13%)	8.01	15.22	160
Utente 6	3 000	60	1101	10.68	10.69	83
Utente 7	3 000	60	773 (5.19%)	12.11	9.14	58
Utente 8	3 000	60	1329	9.90	11.74	101
Utente 9	3 000	60	1534	9.31	12.68	116
Utente 10	3 000	60	1946	8.33	14.52	148
Tot	30 000	600	14898	9.43	12.47	1128

Table 5.12: Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi in discesa ed energia scambiata massima).

PER IL CASO CON PROFILO FOTOVOLTAICO CHE MINIMIZZA L'ENERGIA SCAMBIATA:

In questo caso l'energia scambiata risulta essere pari a 7400 kWh/annui con rapporto $E_{generata}/E_{prodotta}$ pari a circa il 32% e costi di gestioni annui che ammontano mediamente a 53 €.

5.3. CONDOMINIO CON AUTOCONSUMO.

Utente	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	3 000	60	835	12.06	9.34	96
Utente 2	3 000	60	1 226	10.46	11.14	126
Utente 3	3 000	60	863	11.92	9.48	98
Utente 4	3 000	60	786	12.31	9.12	92
Utente 5	3 000	60	1 435 (16.09 %)	9.79	12.08	142
Utente 6	3 000	60	544	13.74	7.97	74
Utente 7	3 000	60	254 (2.85 %)	16.23	6.53	52
Utente 8	3 000	60	748	12.51	8.94	89
Utente 9	3 000	60	931	11.61	9.79	103
Utente 10	3 000	60	1 294	10.22	11.45	131
Tot	30 000	600	8 916	11.79	9.61	1 002

Table 5.13: Risultati ottenuti per gli utenti nel caso studio del condominio (Prezzi in discesa ed energia scambiata minima).

Le soluzioni anche in questo caso sono duali alle precedenti, l'incentivo medio rimane quasi del tutto invariato rispetto ai primi tre casi trattati, la minima differenza ottenuta è da imputare al calcolo della tariffa incentivante che come si è visto nel capitolo 3 per una configurazione di questo tipo la parte di oneri della rete evitati presenta una dipendenza dal PZ. Questo comporta una diminuzione del totale degli incentivi pattuiti, che risultano mediamente compresi tra 1128 e 1002 € annui. Per quanto riguarda i tempi di ritorno degli investimenti si nota come essi si siano alzati rispetto al caso base, situazione dovuta principalmente alla riduzione del costo dell'energia. Con la diminuzione dei prezzi, e quindi dei guadagni derivanti dalla vendita dell'energia elettrica, anche in questo caso il VAN_i/VAN_{tot} risulta spostarsi rispetto al 10 % segno che gli incentivi hanno un ruolo meno marginale.

5.3.5 RIEPILOGO

In generale abbiamo visto che per tutti i casi abbiamo una redditività dell'investimento non indifferente, con il TIR che supera il tasso di attualizzazione di almeno uno

o due punti rispetto al caso peggiore. Quindi con le ipotesi fatte, questa configurazione porta un guadagno netto a tutti i condomini che rientreranno con tempi più o meno lunghi dall'investimento a seconda delle condizioni al contorno. In tutti i casi tuttavia l'energia scambiata risulta essere in proporzione meno del 40% rispetto a quella generata, segno che dal punto di vista dell'autoconsumo l'impianto può gestire ancora diversi utenti. Chiaramente questo rimane solo un esempio, ma permette già di fare alcune considerazioni sulla redditività di queste soluzioni.

5.4 COMUNITÀ ENERGETICA RINNOVABILE

Il caso studio che andremo a trattare ora è quello di una comunità energetica rinnovabile che deriva dall'espansione del gruppo di autoconsumatori precedentemente trattato. Si è optato per questa scelta in modo considerare una situazione il più possibile eterogenea e testare quindi le potenzialità dell'applicazione, oltre ovviamente a quello di valutarne gli aspetti economici. Per questo motivo in questa configurazione saranno considerati non solo impianti di generazione, quattro per l'esattezza, ma due di questi avranno anche un sistema di accumulo. Si è evitato di inserire utenti con solo accumulo perché, come è stato precedentemente mostrato all'inizio del capitolo, questa non presenta essere una scelta ottimale in termini economici a meno di non beneficiare di un particolare bonus o incentivo che permetta di ridurre il costo di investimento iniziale del BSS, in quel caso l'energia scambiata può essere incrementata anche in maniera sostanziale permettendo la ricezione di un incentivo molto più cospicuo.

La comunità energetica che andremo a considerare è così formata:

1. Un condominio avente:

- Un POD comune a cui è allacciato un impianto da 20 kWp (Orientazione sud, inclinazione 25 °).
- Dieci unità familiari con profilo di carico diversificato.

2. Un prosumer avente:

- Impianto di produzione con potenza pari a 10 kWp (Orientazione sud, inclinazione 28 °).
- Sistema di stoccaggio basato su batterie (BSS) con capacità di stoccaggio pari a 3 kWh.

5.4. COMUNITÀ ENERGETICA RINNOVABILE

3. Un prosumer avente:

- Impianto di produzione con potenza pari a 17.5 kWp (Orientazione sud, inclinazione 29°).

4. Un prosumer avente:

- Impianto di produzione con potenza pari a 15 kWp (Orientazione sud, inclinazione 25°).
- Sistema di stoccaggio basato su batterie (BSS) con capacità di stoccaggio batterie pari a 5 kWh.

5. Sedici utenti passivi con profili di carico diversificati.

Anche in questo caso le soluzioni saranno presentate divise per profilo di prezzo. Per semplicità di esposizione in tutti e tre i casi sarà evitato di considerare tutti i casi di generazione ma verrà fatto un commento alla fine nel caso vi fossero particolari differenze

5.4.1 CASO PREZZO MEDIO

Iniziamo a trattare le soluzioni dal caso con prezzo medio, per semplicità di esposizione e per evitare di riempire di dati questo elaborato mi limiterò a portare il caso con generazione media. Ove sia presente qualche differenza sostanziale tra i tre valori di generazione la menzionerò a seguire. Per prima cosa riportiamo i dati relativi all'energia scambiata. In questo caso abbiamo che l'energia scambiata media è pari a 22.5 MWh annui che corrispondono a 2900 € di incentivi, il rapporto tra $E_{scambiata}/E_{prodotta}$ risulta pari a 29.47 %. I costi di gestione ammontano a circa 155 € l'anno.

SOLUZIONE CONDOMINI:

Utenti	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	3000	60	1870	9.75	13.06	72
Utente 2	3000	60	2160	9.06	14.20	94
Utente 3	3000	60	1833	9.85	12.91	70
Utente 4	3000	60	1833	9.85	12.91	70
Utente 5	3000	60	2313	8.74	14.81	106
Utente 6	3000	60	1651	10.35	12.19	56
Utente 7	3000	60	1432	11.03	11.32	39
Utente 8	3000	60	1803	9.92	12.79	67
Utente 9	3000	60	1936	9.59	13.32	77
Utente 10	3000	60	2214	8.94	14.42	99
Tot. Condominio	30000	600	19045 (47 %)	9.66	12.86	750 (+ 267 *)

Table 5.14: Risultati ottenuti nel caso di una CER, prezzo medio, condominio.
** Incentivi derivanti dalla produzione fotovoltaica

SOLUZIONE CLIENTI ATTIVI:

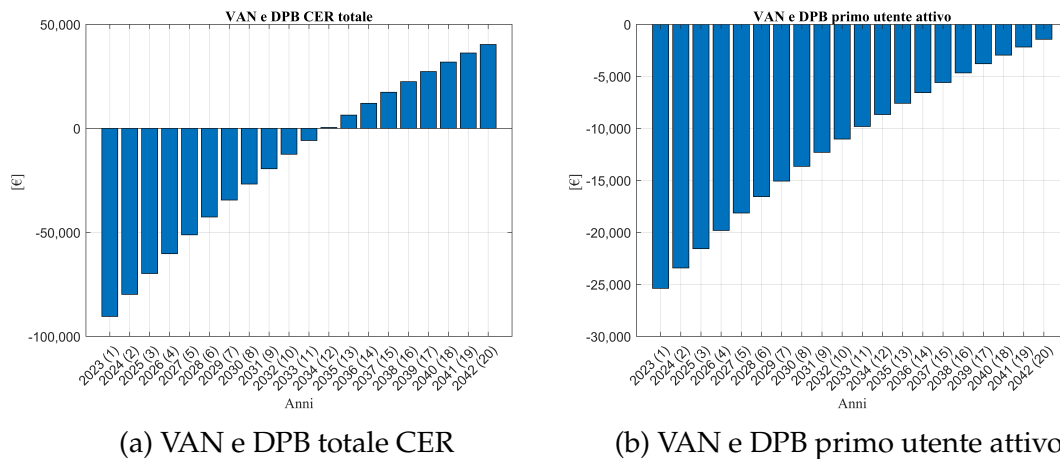
Utenti (Attivi)	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	27500	550	-1433	0	/	72
Utente 2	18000	360	-1187	0	/	198
Utente 3	26250	525	6669 (16 %)	13.88	8.6	290
ToT CER	101750	2035	40337	11.92	10.33	2953

Table 5.15: Risultati ottenuti nel caso di una CER, prezzo medio, utenti attivi.

Come si vede dalle precedenti tabelle il condominio partecipa per quasi il 50% al VAN totale della CER, gli incentivi pattuiti a quest'ultimo sono tuttavia

5.4. COMUNITÀ ENERGETICA RINNOVABILE

diminuiti rispetto allo studio precedente, va da dire che in questo caso essi sono stati calcolati in modo diverso rispetto a prima. Per questi valori dei prezzi la CER nel suo totale rimane profittevole, anche se al suo interno due degli utenti attivi non riescono ad avere un ritorno nei vent'anni di incentivazione. Questo è chiaramente dovuto alla presenza delle batterie che, per questa configurazione di prezzi, non convengono. Anche se non riportato lo stesso risultato appare nel caso in cui abbiamo generazione ridotta. Per quanto riguarda la generazione che massimizza lo scambio invece gli utenti prima in perdita hanno ora un ritorno, seppur lungo, del proprio investimento. In questo caso il primo utente attivo ha un DPB pari a 17.9 anni, mentre il secondo si assesta a 18.21. Gli incentivi totali a seconda del caso variano tra 3100 e 2800 € (al netto dei costi di gestione). Un esempio della differenza tra tempi di dell'investimento totale e del singolo utente è presentato nella figura 5.3 relativa al caso con generazione media.



(a) VAN e DPB totale CER

(b) VAN e DPB primo utente attivo.

Figure 5.3: Differenza tra i tempo di recupero totali e singoli.

5.4.2 CASO PREZZO CRESCENTE

Trattiamo ora il caso per un prezzo dell'energia elettrica che sale nel tempo. Il profilo di generazione dei risultati qui riportati è quello tipo, eventuali appunti sugli altri casi verranno riportati in seguito. In questo caso abbiamo che l'energia scambiata media è pari a 22.5 MWh annui che corrispondono a circa 2600 € di incentivi, il rapporto tra $E_{scambiata}/E_{prodotta}$ risulta pari a 29.47 %. I costi di gestione in questo caso sono mediamente di 136 € l'anno.

SOLUZIONE CONDOMINI:

Utenti Condominio	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	3000	60	2607	8.94	15.07	64
Utente 2	3000	60	2864	8.42	16.06	83
Utente 3	3000	60	2574	9.01	14.95	61
Utente 4	3000	60	2574	9.01	14.95	61
Utente 5	3000	60	2996	8.16	16.58	92
Utente 6	3000	60	2408	9.38	14.32	49
Utente 7	3000	60	2209	9.86	13.58	34
Utente 8	3000	60	2547	9.07	14.85	59
Utente 9	3000	60	2660	8.82	15.28	67
Utente 10	3000	60	2917	8.32	16.26	86
Tot Condominio	30000	600	26358 (42 %)	8.87	14.99	570 (+ 235 *)

Table 5.16: Risultati ottenuti nel caso di una CER, prezzo crescente, condominio.
** Incentivi derivanti dalla produzione fotovoltaica.

SOLUZIONE UTENTI ATTIVI:

Utenti (Attivi)	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	27500	550	4547	16.31	7.34	173
Utente 2	18000	360	2738	16.59	7.18	113
Utente 3	26250	525	13894 (22 %)	13.88	8.6	256
ToT CER	101750	2035	63170	10.63	12.40	2589

Table 5.17: Risultati ottenuti nel caso di una CER, prezzo crescente, utenti attivi.

Come si vede da questi risultati la situazione cambia drasticamente rispetto al caso precedente, benché gli incentivi totali siano diminuiti il prezzo elevato

5.4. COMUNITÀ ENERGETICA RINNOVABILE

copre e risolve il problema che alcuni degli utenti passivi avevano nell'avere un ritorno di investimento. Questo porta a un DPB totale della CER più alto. Benché l'investimento in sé sia ora profittevole va da precisare che il ritorno è comunque molto lungo, per gli utenti attivi con batteria si parla infatti di circa 16 anni. L'incentivo totale risulta essere compreso tra 2750 e 2450 €.

5.4.3 CASO PREZZO CALANTE

Ultimo caso riguardante la CER presentata, verrà studiata con un profilo dei prezzi decrescente. In questo caso abbiamo che l'energia scambiata media è pari a 22.5 MWh annui che corrispondono a circa 3000 € di incentivi, il rapporto tra $E_{scambiata}/E_{prodotta}$ risulta pari a 29.47 %. Le spese di gestione medie per la CER, che si traducono in riduzione di incentivi annuali, sono di 155 €.

SOLUZIONE CONDOMINI:

Utenti Condominio	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	3000	60	1019	11.19	10.21	73
Utente 2	3000	60	1310	10.14	11.54	95
Utente 3	3000	60	982	11.34	10.05	70
Utente 4	3000	60	982	11.34	10.05	70
Utente 5	3000	60	1464	9.68	12.23	107
Utente 6	3000	60	800	12.19	9.19	56
Utente 7	3000	60	580	13.45	8.15	39
Utente 8	3000	60	952	11.48	9.91	68
Utente 9	3000	60	1086	10.92	10.52	78
Utente 10	3000	60	1365	9.96	11.79	99
Tot Condominio	30000	600	10540 (75 %)	11.04	10.20	750 (+ 268 *)

Table 5.18: Risultati ottenuti nel caso di una CER, prezzo decrescente, condominio. ** Incentivi derivanti dalla produzione fotovoltaica.

SOLUZIONE UTENTI ATTIVI:

Utenti (Attivi)	CAPEX [€]	OPEX [€]	VAN [€]	DPB [Anni]	TIR [%]	Incentivo medio annuo [€]
Utente 1	27500	550	-7660	0	/	173
Utente 2	18000	360	-5273	0	/	113
Utente 3	26250	525	-890	0	/	256
ToT CER	101750	2035	14015	14.84	7.31	2963

Table 5.19: Risultati ottenuti nel caso di una CER, prezzo decrescente, utenti attivi.

Come era abbastanza chiaro intuire, anche considerando i risultati ottenuti dal condominio, quello con i prezzi inferiori è paradossalmente il caso peggiore per quanto riguarda questo tipo di investimento. In questo frangente solo la parte del condominio rimane profittevole. Va da ricordare che questo è dovuto principalmente a come sono divisi gli incentivi della CER. Abbiamo infatti che gli incentivi vengono divisi 30 % per i produttori e 70 % per gli utenti attivi (che costituiscono la maggior parte degli utenti della CER). In questo caso però devono andare aggiunti anche la quota parte degli incentivi prodotti dall'impianto condominiale che andranno poi divisi per i condomini. Questa particolare divisione degli incentivi fa sì che la parte di CER composta dal condominio sia quella più redditizia, mentre nessuno dei prosumer risulta avere un ritorno economico. La cosa non cambia chiaramente con la riduzione dell'energia scambiata, ma con l'aumento invece il terzo prosumer inizia ad avere un DPB di 16 anni con un TIR pari a 6.5 %, situazione comunque al limite. L'incentivo medio annuo varia tra 3100 e 2800 € l'anno.

5.4.4 RIEPILOGO

In tutti i casi l'investimento nel suo totale diventa profittevole ma singolarmente può non esserlo. Il problema principale riscontrato è la presenza delle batterie che portano un grosso peso, in termini di investimento iniziale, nei tempi di recupero della CER. Risulta quindi evidente come l'acquisto di un sistema di stoccaggio non sia sempre conveniente in termini di ritorno economico. Cambia

5.4. COMUNITÀ ENERGETICA RINNOVABILE

la questione se si riuscisse ad accedere a incentivi o bonus particolari che permetterebbero di avere riduzioni dell'investimento iniziale del BSS. Gli incentivi si comportano meglio quando il prezzo dell'energia è basso e si riducono quando questo si alza oltre a una certa soglia.



Conclusioni

In conclusione i modelli di autoconsumo condiviso, tra i quali le CER e i gruppi di auto consumatori che agiscono collettivamente, risultano essere strumenti con una discreta efficacia, che permettono di incrementare il guadagno di una soluzione e dare benefici ai partecipanti. Tuttavia questi possono non essere sufficienti a gestire situazioni in cui l'investimento di base è già di per sé non redditizio. La presenza di un BSS risulta essere impattante per quanto riguarda l'energia scambiata, portando aumenti di quest'ultima e quindi in contemporanea degli incentivi pattuiti, ma questi non riescono comunque a giustificare l'investimento iniziale da parte di utente passivo di un sistema di stoccaggio apposito per l'incremento dell'incentivo. Situazione diversa è il caso in cui la batteria appartenga a un veicolo, non rientrando nell'investimento iniziale della CER potrebbe portare alla riduzione dei tempi di recupero e l'aumento dell'energia totale scambiata. Gli incentivi pattuiti dalla comunità energetica hanno una forte dipendenza dal prezzo dell'energia, e risultano essere più impattanti nel momento in cui vi è una situazione dove il prezzo PZ è relativamente basso, al contrario invece risultano essere sempre più marginali rispetto alla vendita diretta. Va da sottolineare che in questo lavoro di tesi non sono stati considerati ogni possibile scenario data la natura intrinseca di flessibilità dello strumento. Un caso particolare che potrebbe far ottenere risultati interessanti, oltre a quello già citato dell'intervento del sistema di stoccaggio di un veicolo elettrico, è il vantaggio sociale derivante dall'unione di più individui in una CER. Sarebbe possibile ad esempio utilizzare gli incentivi, o anche solo parte di essi, per alleviare la pressione economica che in questi anni sta schiacciando le

famiglie italiane ottimizzando quello che è la condivisione dell'energia elettrica. Un'ultima idea per quanto riguarda i comuni potrebbe essere sfruttare il finanziamento del PNRR per aiutare a ripopolare alcune aree Italiane, promuovendo comunità di energia rinnovabile incentrate in piccole imprese. Queste, con l'aiuto dei proventi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica e con i fondi beneficiati, potrebbero aiutare risollevare la situazione del sud Italia.

References

- [1] Arera. *Consultazione 02 agosto 2022 390/2022/R/eel*. Orientamenti in materia di configurazioni per l'autoconsumo previste dal decreto legislativo 199/21 e dal decreto legislativo 210/21. 2022.
- [2] Arera. *Delibera 27 dicembre 2022 727/2022/R/eel*. Definizione, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, della regolazione dell'autoconsumo diffuso. Approvazione del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso. 2022.
- [3] Unione europea. *com/2022/230 final, FREPowerEU Plan*. Communication from the commission to the European Parliament, the European Council, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions. 2021.
- [4] Governo Francese. *Ordonnance n° 2021-236*. Ordinanza n. 2021-236 del 3 marzo 2021 che recepisce varie disposizioni della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 relativa alla promozione dell'uso dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sulle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. 2021.
- [5] *Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz*. Normativa completa. 2010.
- [6] *Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz*. Normativa completa. 2021.
- [7] *Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen*. Legge su misure immediate per una rapida espansione delle energie rinnovabili e ulteriori misure. 20 luglio 2022. 2022.

REFERENCES

- [8] *Gesetz betreffend die Erwerbs- und Wirtschaftsgenossenschaften*. Legge sul lavoro e sulle cooperative d'impresa. 1889.
- [9] *Mappa delle zone sottese alle cabine primarie*. <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/mappa-interattiva-delle-cabine-primarie>.
- [10] Governo Italiano. *Decreto Legislativo 30 dicembre 2019, n. 162 (Decreto Milleproroghe)*. Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica. 2019.
- [11] Governo Italiano. *Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199*. 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.
- [12] Governo Italiano. *Decreto Ministeriale del 24 dicembre 2014*. Approvazione delle tariffe per la copertura dei costi sostenuti dal Gestore servizi energetici GSE S.p.A. per le attività di gestione, verifica e controllo, inerenti i meccanismi di incentivazione e di sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. 2014.
- [13] Governo Italiano. *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza*. 2021.
- [14] Governo Italiano. *Decreto Legge 19 maggio 2020, n.34*. Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19. 2020.
- [15] Massimo Lombardini. *Fit for 55, il nuovo pacchetto climatico dell'UE e le sfide per l'Italia, 20 Luglio 2021*. 2021.
- [16] *10 mesures pour le développement des énergies renouvelables citoyennes*. <https://www.ecologie.gouv.fr/10-mesures-developpement-des-energies-renouvelables-citoyennes>. 2021.
- [17] Parlamento Europeo e del Consiglio. *DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. (RED II)*. 2018.
- [18] *Photovoltaic Geographical Information System*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- [19] Il Ministero dello Sviluppo Economico. *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*. 2020.

- [20] Il Ministero dello Sviluppo Economico. *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*. Bozza per aggiornamento ai piani FF55 e REPowerEU. 2023.

