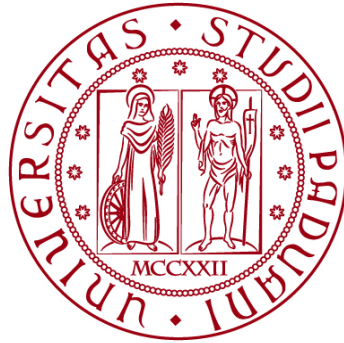


UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

Department Of Industrial Engineering

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'energia elettrica



TESI DI LAUREA

**Ipotesi e studio di una comunità energetica
rinnovabile nel comune di Porto Tolle**

Relatore:

Chiar.mo PROF. ARTURO LORENZONI

Laureando: CERVESATO MATTEO

1210597

ANNO ACCADEMICO 2023-2024

Le vent se lève, il faut tenter de vivre
Paul Valéry, Le Cimetière marin (1920)

Sommario

L'evoluzione normativa degli ultimi anni, sospinta dalla necessità del raggiungimento degli obiettivi europei per l'ambiente al 2050, ha introdotto la possibilità per i clienti del mercato elettrico di aggregarsi in configurazioni di autoconsumo atte a produrre e consumare localmente energia da fonte rinnovabile.

Queste configurazioni non solo consentono ai clienti finali di scambiare tra loro l'energia prodotta tramite gli impianti a fonte rinnovabile di cui dispongono, ma anche di ricevere una remunerazione per la condivisione della stessa con l'obiettivo di consentire anche ai soggetti che non sono in possesso di un impianto di coprire la propria domanda con energia da fonte rinnovabile.

In questo contesto è stata studiata una configurazione di comunità energetica con lo scopo di rendere quanto più possibile energeticamente autonomo il comune di Porto Tolle a cui sono riferiti i dati di consumo. Sono state analizzate diverse configurazioni impiantistiche in diversi scenari di mercato ponendo particolare attenzione all'impatto della variazione del numero di utenti sui meccanismi caratteristici sia energetici che economici delle comunità energetiche.

INDICE

INTRODUZIONE	5
1.1 CONTESTO	5
1.2 BENEFICI DELL’AUTOCONSUMO DIFFUSO	7
1.3 DESCRIZIONE ELABORATO	8
CAPITOLO 2: QUADRO NORMATIVO.....	11
2.1 QUADRO NORMATIVO EUROPEO	11
2.1.1 DIRETTIVA (UE) 2018/2001	13
2.1.2 DIRETTIVA (UE) 2019/944.....	16
2.1.3 DIRETTIVA RED III.....	17
2.2 QUADRO NORMATIVO ITALIANO.....	18
2.2.1 Consultazioni ARERA 112 e 318 del 2020.....	19
2.2.2 DECRETO MISE 16 settembre 2020.....	20
2.2.3 RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA EUROPEA RED II E IEM.....	21
2.2.4 TESTO INTEGRATO AUTOCONSUMO DIFFUSO (TIAD).....	23
2.2.5 PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR).....	24
2.2.6 DECRETO CACER	25
CAPITOLO 3:	27
PRESENTAZIONE PROGETTO CONSORZIO Cev: Studio di fattibilità per l’installazione di nuovi impianti a fonte rinnovabile nel comune di Porto Tolle (RO)..	27
3.1 QUADRO GENERALE DELL’ANALISI	27
3.2 DESCRIZIONE IMPIANTI.....	28
3.2.1 IMPIANTO GEOTERMICO.	28
3.2.2 IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	30
3.2.3 AREA DELLA CABINA ELETTRICA	31
3.3 ANALISI ENERGETICA DEGLI IMPIANTI.	32

3.3.1	CONTRIBUTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO	32
3.3.2	CONTRIBUTO IMPIANTO GEOTERMICO.....	34
3.4	CONDIVISIONE DELL'ENERGIA TRAMITE PPA.	36
3.5	STIMA CAPEX E OPEX DEL PROGETTO	37
3.5.1	IMPIANTO GEOTERMICO	37
3.5.2	IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	38
3.6	COSTO LIVELLATO DELL' ELETTRICITA' (LCOE)	38
3.6.1	PARAMETRI BASE CONSIDERATI	39
3.7	VARIAZIONI AL CASO DI STUDIO.....	40
CAPITOLO 4: DATI ANALIZZATI.....		41
4.1	DATI RICHIESTI.	41
4.2	IDENTIFICAZIONE UTENZE PUBBLICHE CER.	41
4.3	DATI SU CONSUMI UTENZE PUBBLICHE	42
4.3.1	RICOSTRUZIONE PROFILI ORARI DI CONSUMO SECONDO GSE. ...	43
4.3.2	RICOSTRUZIONE PROFILI ORARI DI CONSUMO TRAMITE ANALOGIA	46
4.4	DATI SU CONSUMO ILLUMINAZIONE PUBBLICA	48
4.5	DATI PER UTENZE DOMESTICHE	48
4.6	DATI SU PRODUZIONE SOLARE	50
CAPITOLO 5: ANALISI ENERGETICA		51
5.1	SCENARI CONSIDERATI	51
5.2	PARAMETRI ENERGETICI CONSIDERATI.....	52
5.3	CALCOLO DEI PARAMETRI ENERGETICI.....	53
5.3.1	FUNZIONAMENTO BATTERIE	54
5.3.2	DEGRADO DELLE BATTERIE.....	58
5.3.3	ACQUISTO DA RETE	59

5.4 RISULTATI ENERGIA	61
5.4.1 CONFIGURAZIONE 1	61
5.4.2 CONFIGURAZIONE 2	62
5.4.3 CONFIGURAZIONE 3	63
RIEPILOGO CONFIGURAZIONE 3	67
5.4.4 CONFIGURAZIONE 4	68
RIEPILOGO CONFIGURAZIONE 4	72
CAPITOLO 6: ANALISI ECONOMICA	73
6.1 INCENTIVAZIONE ENERGIA CONDIVISA	73
6.1.1 VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA AUTOCONSUMATA	73
6.1.2 INCENTIVAZIONE DELL'ENERGIA CONDIVISA	74
6.1.3 CORRISPETTIVO PER L'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA IN RETE	75
6.2 SPESE CONSIDERATE	76
6.2.1 COSTI DEGLI IMPIANTI	76
6.2.2 TARIFFE A COPERTURA SERVIZI GSE	78
6.2.3 COSTI ENERGIA PRELEVATA DA RETE	79
6.3 PREZZI ENERGIA CONSIDERATI	86
6.3.1 SCENARI DI MERCATO CONSIDERATI	86
6.4 PARAMETRI DI VALUTAZIONE ECONOMICA	90
6.4.1 PERIODO DI PAREGGIO	90
6.4.2 VALORE ATTUALE NETTO	90
6.4.3 TASSO INTERNO DI RENDIMENTO	90
6.4.4 RETURN ON INVESTMENT	91
6.4.5 COSTO LIVELLATO DELL'ENERGIA	91
6.5 RISULTATI ECONOMICI	91
6.5.1 CONFIGURAZIONE 1	92

6.5.2 CONFIGURAZIONE 2	95
6.5.3 CONFIGURAZIONE 3	99
6.5.3.1 RIEPILOGO CONFIGURAZIONE 3	107
6.5.4 CONFIGURAZIONE 4	109
6.5.4.1 RIEPILOGO CONFIGURAZIONE 4	117
CAPITOLO 7: VALUTAZIONE AMBIENTALE	119
7.1 ANDAMENTO DELLE EMISSIONI: PANORAMA ITALIANO	119
7.1.1 EMISSIONI INDUSTRIE ENERGETICHE	120
7.2 FATTORE DI EMISSIONE.....	121
7.3 EMISSIONI EVITATE	123
7.3.1 CONFIGURAZIONE 1	123
7.3.2 CONFIGURAZIONE 2	124
7.3.3 CONFIGURAZIONE 3	125
7.3.4 CONFIGURAZIONE 4	129
7.4 VALUTAZIONE DELL'AUTOCONSUMO	132
7.4.1 INDICE DI AUTOCONSUMO	133
7.4.2 INDICE DI AUTOSUFFICIENZA.....	133
7.4.3 KPI CONFIGURAZIONI CONSIDERATE.....	134
CAPITOLO 8: CONCLUSIONI	137
ALLEGATI	139
Allegato A: Computo metrico estimativo approssimato per stima costi impianto fotovoltaico.....	139
ALLEGATO B: formule per il calcolo della tariffa incentivante	143
ALLEGATO C: Modello valutazione degrado batterie	145
BIBLIOGRAFIA	146

INTRODUZIONE

1.1 CONTESTO

Transizione energetica, decarbonizzazione, sviluppo sostenibile e green economy, sono attualmente temi di elevata rilevanza, figurano tra le priorità di governi ed organizzazioni internazionali e alimentano movimenti d'opinione in tutto il mondo essendo, le implicazioni di questi argomenti, di interesse universale.

La necessità di ricorrere a strategie di crescita alternative e che ponessero maggiori attenzioni alle implicazioni ambientali è diventata sempre più evidente negli ultimi decenni, favorendo lo sviluppo di una maggiore consapevolezza delle conseguenze

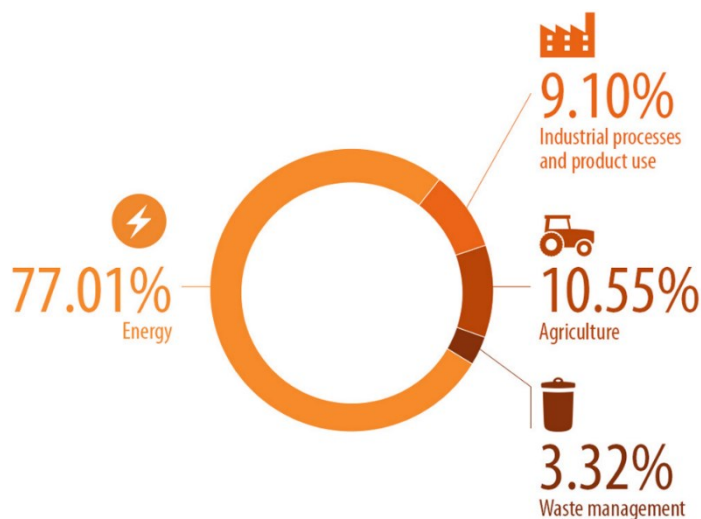


Figura 1: Greenhouse gas emission in the EU by sector in 2019-source. European Environment Agency (EEA) infografica 20180301STO98928.

globali delle attività antropiche. Tra queste, particolare impatto hanno tutte quelle attività collegate all'immissione in atmosfera di gas ad effetto serra, notoriamente responsabili dell'aumento delle temperature e quindi delle conseguenze ad esso collegate. I settori maggiormente incisivi dal punto di vista delle emissioni, sui quali risulta più necessario intervenire sono: trasporti, settore primario ed industriale, filiera della gestione dei rifiuti ed il settore dell'energia.

La strategia principale per la riduzione dell'impatto ambientale del settore energetico è quella di sostituire le fonti energetiche non rinnovabili, ad elevate emissioni, con le fonti rinnovabili. Il raggiungimento di un settore energetico a bassa emissione richiede il primo

luogo l'installazione di impianti di produzione rinnovabile il cui output però risulta generalmente non programmabile.

La non programmabilità risulta una delle caratteristiche che più rende problematica la gestione di sistemi energetici con elevata penetrazione rinnovabile essendo gli attuali sistemi di trasmissione dell'energia elettrica progettati per un funzionamento unidirezionale, inoltre la domanda elettrica ha andamento temporale diverso rispetto a quello delle fonti rinnovabili più comuni rendendo necessario l'utilizzo di sistemi di accumulo spesso costosi. Inoltre, come risulta chiaro dagli eventi degli ultimi anni e dal conseguente andamento dei prezzi energetici, il mercato delle fonti tradizionali ha un forte impatto economico sulle popolazioni di paesi importatori di tali fonti.

All'interno di questo quadro di necessità dell'evoluzione dei sistemi energetici si pone il paradigma dell'autoconsumo diffuso che mira, tramite l'aggregazione di soggetti sia produttori che consumatori, a proporre un approccio alternativo basato sulla produzione rinnovabile locale e la condivisione dell'energia autoprodotta tra i soggetti limitrofi agli impianti stessi con la finalità non solo di ridurre l'impatto ambientale, ma anche quello di creare potenziali benefici socio economici oltre a diffondere una maggiore consapevolezza riguardo le questioni energetiche.

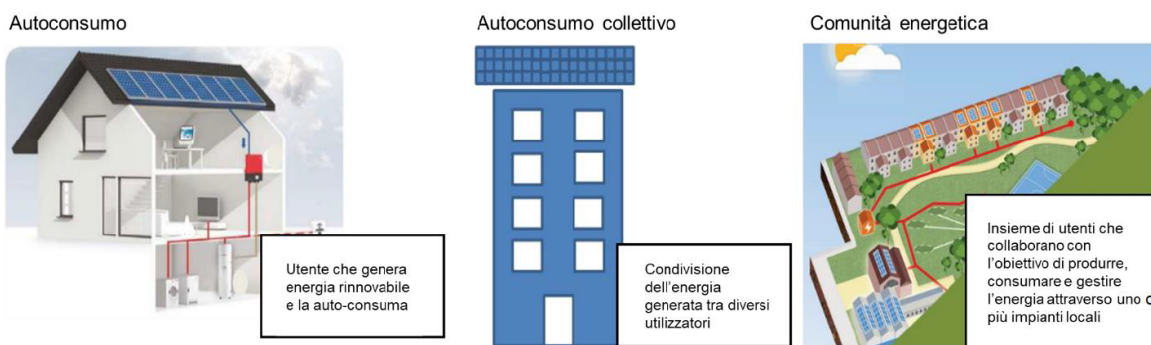


Figura 2: Diverse tipologie di autoconsumo: individuale, collettivo e comunità energetica

1.2 BENEFICI DELL'AUTOCONSUMO DIFFUSO

I benefici tecnici derivanti dall'autoconsumo sono stati declinati nella memoria 94/2019/I/com e sono essenzialmente riconducibili a:

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

Le perdite di rete evitate non includono anche le perdite della rete avente lo stesso livello di tensione a cui è connesso l'impianto di produzione, nell'ipotesi che mediamente tale rete venga comunque utilizzata per collegare unità di produzione e unità di consumo limitrofe.

b) connessione alla rete: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito, in alcune situazioni, potrebbe permettere di ottimizzare l'utilizzo delle cabine di consegna e degli stalli per la connessione, riducendo i costi di connessione. Tale eventuale riduzione dei costi di connessione è tuttavia solo ipotetica, almeno allo stato attuale;

c) potenziamento o sviluppo di nuove reti: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito potrebbe consentire, in prospettiva, la riduzione della necessità di potenziamento delle reti esistenti o di realizzazione di nuove reti, nella misura in cui contribuisce a ridurre la potenza massima richiesta sui punti di connessione piuttosto che nella misura in cui contribuisce a ridurre i transiti.

d) dispacciamento: l'autoconsumo potrebbe in teoria ridurre i costi di dispacciamento, ma non necessariamente. Infatti, Terna S.p.A., per esercire il sistema elettrico in condizioni di sicurezza, deve comunque tener conto della necessità di approvvigionarsi di capacità di riserva, al fine di soddisfare il fabbisogno di potenza del carico interno al sistema di autoconsumo nelle ore in cui la produzione interna al predetto sistema è nulla, anche per effetto di avarie degli impianti di produzione. Peraltro, al crescere della "volatilità della fonte" i costi di dispacciamento tendono ad aumentare.

Al di fuori dei benefici tecnici elencati le conformazioni di autoconsumo diffuso mirano, come anticipato, a creare un beneficio socioeconomico per i partecipanti, a prescindere dal loro ruolo di puri consumatori o di prosumer. La condivisione virtuale dell'energia in casi di autoconsumo diffuso non si traduce automaticamente in uno sconto in bolletta per i consumatori finali dato il fatto che si utilizza la linea di distribuzione pubblica, ma consente l'incentivazione della quota di energia condivisa con l'obiettivo della

realizzazione di uno scopo sociale che può spaziare dalla copertura di investimenti a favore della collettività fino anche alla restituzione di quote monetarie ai partecipanti realizzando di fatto una compensazione dei costi energetici. Essendo l'energia condivisa pari al minimo tra l'energia prodotta oraria immessa in rete ed il consumo orario dei partecipanti, la condivisione sarà tanto maggiore quanto maggiore sarà la contemporaneità di produzione e consumo, essendo la produzione da fonte rinnovabile generalmente non programmabile è evidente la necessità dello spostamento nel tempo dei consumi allo scopo di massimizzare l'incentivazione, questo significherebbe una modifica delle abitudini di consumo dei clienti finali che però sarebbero maggiormente ricompensati. Modificando le abitudini di consumo si potrebbe arrivare a diminuire i classici picchi di domanda che le curve di carico presentano nelle ore subito successive alla repentina diminuzione della produzione da solare, la fonte rinnovabile più diffusa e quella attorno al quale si andranno a sviluppare le future configurazioni di autoconsumo data la sua disponibilità e semplicità di sfruttamento.

1.3 DESCRIZIONE ELABORATO

Lo scopo di questo lavoro, sviluppato nel contesto di un percorso di tirocinio presso DBApro®, non è quello di fornire una valutazione nei minimi dettagli tecnico-economici di una configurazione di autoconsumo di comunità energetica rinnovabile, quanto più quello di analizzare, diverse possibili combinazioni di impianti e soggetti tali da rendere vantaggiosa l'istituzione di una realtà energetica alternativa in un comune di dimensioni ridotte, dimostrando il possibile vantaggio socio economico ed ambientale realizzabile nel contesto considerato, ma potenzialmente anche altre realtà analoghe per produzione energetica e consumo.

A questo scopo sono stati elaborati una serie di dati energetici per simulare una comunità energetica rinnovabile in relazione ai vincoli normativi vigenti, le valutazioni realizzate riportano un certo grado di approssimazione, ma la descrizione della configurazione di autoconsumo con eventuale e consistente penetrazione di soggetti domestici e potenziale installazione di gruppi di accumulo elettrochimico risulta affidabile e realistica allo scopo di una valutazione, soprattutto delle prestazioni energetiche.

Lo sviluppo di questo elaborato ha consentito di realizzare le potenzialità dell'autoconsumo diffuso che, per quanto non rappresenti una soluzione definitiva nella

realizzazione della transizione energetica, si rivela essere uno strumento funzionale allo scopo dell'aumento della potenza installata da fonte rinnovabile, creando un nuovo paradigma di produzione diffusa basato sulla remunerazione di comportamenti energetici virtuosi piuttosto che su agevolazioni economiche ai singoli.

CAPITOLO 2: QUADRO NORMATIVO

Nel seguente capitolo si va a presentare l'attuale quadro normativo europeo ed italiano in materia di comunità di energia rinnovabile ed autoconsumo diffuso. La legislazione in materia di CER nasce su spinta delle politiche ambientali dell'unione europea, con lo scopo di mettere a disposizione degli stati membri, e dei loro cittadini, strumenti atti all'accelerazione della transizione energetica ed al raggiungimento degli obiettivi comunitari.

2.1 QUADRO NORMATIVO EUROPEO

Il nucleo della politica energetica dell'UE è costituito da un'ampia gamma di misure volte a conseguire un mercato energetico integrato, la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la sostenibilità del settore. [2]

In virtù dell'unione energetica (2015) i cinque obiettivi della politica energetica UE sono riassumibili in: diversificazione delle fonti energetiche, mercato interno dell'energia completamente integrato allo scopo di avere flussi di energia liberi all'interno dell'unione, miglioramento efficienza energetica e riduzione dipendenza dalle importazioni, decarbonizzazione dell'economia in linea con l'accordo di Parigi e promozione della ricerca sulle tecnologie energetiche a basse emissioni. Gli attuali obiettivi strategici per il 2030 concordati informalmente nel marzo 2023 sono:

- un aumento della quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo energetico fino al 42,5%, con l'obiettivo di conseguire il 45%.
- una riduzione dell'11,7% per il consumo di energia primaria e finale dell'UE rispetto alle proiezioni del 2020.
- Interconnessione di almeno il 15% dei sistemi elettrici dell'UE [3]

L'attuale quadro normativo europeo per l'energia si basa sul pacchetto "Fit for 55%" dell'UE volto ad allineare tutti gli obiettivi in materia di energia e clima. Esso è stato modificato dal piano REPowerEU, integrando gli interventi in materia di sicurezza dell'approvvigionamento energetico e dello stoccaggio di energia con l'obiettivo finale di eliminare rapidamente la dipendenza dai combustibili fossili russi.

I capisaldi di questo piano sono:

- Risparmiare energia.
- Diversificare l’approvvigionamento.
- Sostituire rapidamente i combustibili fossili accelerando la transizione europea all’energia pulita.
- Combinare investimenti e riforme in maniera intelligente. [3]

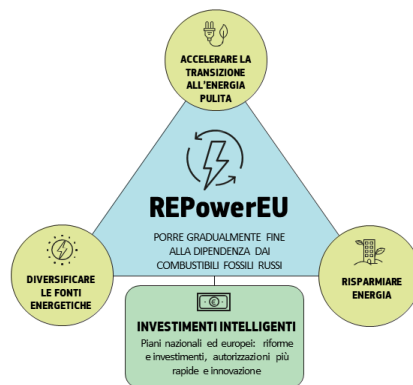


Figura 3: capisaldi piano repower EU. [3]

L’accelerazione della diffusione massiccia delle FER per la produzione elettrica, nell’industria, in edilizia e nei trasporti consentirà il progressivo abbandono dei combustibili fossili esteri con il conseguente calo dei prezzi energia nel tempo. [3]

Al fine di promuovere le energie rinnovabili REPowerEU fissa l’obiettivo di installare più di 320 gigawatt di impianti fotovoltaici entro il 2025 e quasi 600 gigawatt entro il 2030, grande attenzione viene posta verso il cosiddetto idrogeno rinnovabile, esortando l’accelerazione dei lavori sulle norme in materia e ponendo l’obiettivo di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile prodotto entro il 2030 ed altrettante di idrogeno importato. Altro obiettivo è l’incremento della produzione di biometano fino a 35 miliardi di metri cubi entro il 2030, con il vincolo di prestare particolare attenzione alla produzione sostenibile garantendo l’uso di rifiuti organici, residui forestali e agricoli onde evitare ripercussioni sull’uso del suolo. Dato il grave ostacolo posto dalla lentezza e dalla complessità delle procedure autorizzative vengono proposte misure volte a semplificare le procedure a livello nazionale chiarendo le ambiguità dell’applicazione delle leggi comunitarie, definendo inoltre buone pratiche a uso degli stati membri. [3]

All'interno dell'attuale quadro normativo esposto i provvedimenti più rilevanti in ambito di comunità energetiche sono:

- La “DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili” solitamente chiamata “Renewable Energy Directive” (RED II)
- La “DIRETTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica che modifica la direttiva 2012/27/UE2” nota come “Internal Electricity Market Directive” (IEM)
- La “DIRETTIVA (UE) 2023/2413 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 18 ottobre 2023 che modifica la 2018/2001, il regolamento 2018/1999 e la direttiva 98/70/CE in materia di energia rinnovabile” solitamente chiamata RED III

2.1.1 DIRETTIVA (UE) 2018/2001

La direttiva RED II, che si occupa di svariate tematiche in ambito di energia rinnovabile è il primo atto normativo che introduce formalmente le definizioni di: autoconsumatore di energia rinnovabile, autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità di energia rinnovabile. Esse sono descritte nelle definizioni da 14 a 16 dell'articolo 2 e recitano quanto segue. [4]

«*autoconsumatore di energia rinnovabile*»: un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale.

«*autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente*»: gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente ai sensi del punto precedente e si trovano nello stesso edificio o condominio;

«comunità di energia rinnovabile»: soggetto giuridico:

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

Le definizioni sopra riportate vengono espanse all'articolo 21 "Autoconsumatori di energia rinnovabile" e all'articolo 22 "Comunità di energia rinnovabile" della suddetta normativa. [4]

In merito agli autoconsumatori di energia rinnovabile viene aggiunto che essi possono vendere energia elettrica rinnovabile attraverso accordi di compravendita o fornitori di energia elettrica, che possono ricevere una remunerazione, anche tramite regimi di sostegno, per l'energia rinnovabile autoprodotta che immettono in rete corrispondente al valore di mercato di tale energia tenendo conto del suo valore a lungo termine per la rete, l'ambiente e la società. Viene disposto per gli autoconsumatori di energia rinnovabile che si trovano nello stesso edificio, compresi condomini, che essi hanno le stesse possibilità degli autoconsumatori oltre a quella di organizzare tra di loro lo scambio di energia rinnovabile prodotta presso il loro sito o i loro siti, fatti salvi gli oneri di rete e altri oneri, canoni, prelievi e imposte pertinenti applicabili a ciascun autoconsumatore di energia rinnovabile. L'impianto dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo in relazione all'installazione, all'esercizio, compresa la gestione dei contatori, e alla manutenzione, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. Si dispone inoltre che ogni stato membro istituisca un quadro favorevole allo sviluppo dell'autoconsumo occupandosi di eliminare ostacoli di natura normativa, e di favorire l'accesso ad incentivi e regimi di sostegno. [4]

L'articolo 22 integra la def 16 dell'Art 2 riportando quanto segue: Gli Stati membri assicurano che i clienti finali, in particolare i clienti domestici, abbiano il diritto di partecipare a comunità di energia rinnovabile, mantenendo al contempo i loro diritti o doveri in qualità di clienti finali e senza essere soggetti a condizioni o procedure ingiustificate o discriminatorie che ne impedirebbero la partecipazione a una comunità di energia rinnovabile, a condizione che, per quanto riguarda le imprese private, la loro partecipazione non costituisca l'attività commerciale o professionale principale.[4] Viene assicurato che le comunità di energia rinnovabile abbiano il diritto di:

- produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile;
- scambiare, all'interno della stessa comunità, l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute da tale comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile, fatti salvi gli altri requisiti di cui al presente articolo e il mantenimento dei diritti e degli obblighi dei membri della comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile come clienti;
- accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica appropriati, direttamente o mediante aggregazione, in modo non discriminatorio.

Gli stati membri devono inoltre fornire un quadro di sostegno atto a promuovere e agevolare lo sviluppo delle CER. Tale quadro garantisce, tra l'altro che siano eliminati gli ostacoli normativi e amministrativi e che le comunità di energia rinnovabile che forniscono energia o servizi di aggregazione, o altri servizi energetici commerciali siano soggette alle disposizioni applicabili a tali attività. Viene disposto che il gestore del sistema di distribuzione competente cooperi con le comunità di energia rinnovabile per facilitare i trasferimenti di energia all'interno delle comunità di energia rinnovabile oltre al fatto che esse siano soggette a procedure eque, proporzionate e trasparenti, in particolare quelle di registrazione e di concessione di licenze, e a oneri di rete che tengano conto dei costi, nonché ai pertinenti oneri, prelievi e imposte, garantendo che contribuiscano in modo adeguato, equo ed equilibrato alla ripartizione generale dei costi del sistema in linea con una trasparente analisi costi-benefici delle risorse energetiche distribuite realizzata dalle autorità nazionali competenti. Infine viene previsto che gli stati

membri possono prevedere che le comunità di energia rinnovabile siano aperte alla partecipazione transfrontaliera.

2.1.2 DIRETTIVA (UE) 2019/944

Altra componente importante dell'implementazione delle comunità energetiche e dei meccanismi di autoconsumo diffuso è la direttiva IEM (acronimo) il cui scopo è (cit) creare nell'Unione europea mercati dell'energia elettrica effettivamente integrati, competitivi, incentrati sui consumatori, flessibile, equi e trasparenti; introduce ulteriori definizioni fondamentali in materia di autoconsumo, le più importanti sono:

cliente attivo: un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o conserva l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale.

Comunità energetica dei cittadini, un soggetto giuridico che:

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

La comunità energetica dei cittadini (CEC) è quindi il caso più generale di comunità energetica potendo essere basata su qualsiasi fonte di energia, per il resto, in accordo con l'articolo 16 della direttiva IEM il funzionamento di una CEC è lo stesso già descritto per le CER. [5]

2.1.3 DIRETTIVA RED III

Questa direttiva, volta ad aggiornare la precedente RED II, non modifica il quadro di funzionamento delle configurazioni di autoconsumo e delle comunità energetiche, ma si concentra sul promuovere ulteriormente l'uso di energia da fonti rinnovabili. All'interno dell'articolo 1 viene introdotta una nuova definizione, quella di "*zona di accelerazione per le energie rinnovabili*" cioè luoghi o zone specifiche, comprese le acque, che uno stato membro ha designato come particolarmente adatti per l'instaurazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, per tali progetti gli Stati membri provvedono affinché la procedura di rilascio delle autorizzazioni non duri più di 12 mesi, ad eccezione dei progetti per energia rinnovabile offshore nel cui caso la procedura non può durare comunque più di due anni. Viene ribadito l'obiettivo di un consumo finale lordo comunitario da energia rinnovabile pari al 42,5% entro il 2030 con l'invito, ai singoli stati membri, di adoperarsi per l'obiettivo complessivo dell'Unione del 45% di energia da fonti rinnovabili, in linea con REPowerEU. Si fissa inoltre un obiettivo indicativo per la tecnologia innovativa per l'energia rinnovabile pari almeno al 5% della nuova capacità installata entro il 2030, con "tecnologia innovativa per l'energia rinnovabile" si intende una tecnologia di generazione di energia rinnovabile che migliora, almeno in un modo, una tecnologia rinnovabile di punta comparabile o che rende sfruttabile una tecnologia per l'energia rinnovabile che non sia pienamente commercializzata o che comporta un chiaro livello di rischio. Al fine di agevolare l'integrazione nel sistema dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, i gestori del sistema stesso sono tenuti, quando tecnicamente possibile, a mettere a disposizione dati anonimi ed aggregati sul potenziale di gestione della domanda e sull'energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili generata e immessa in rete dagli autoconsumatori e dalle comunità energetiche. Oltre agli obblighi previsti nella direttiva (UE) 2019/944, gli Stati membri garantiscono che il quadro normativo nazionale consenta a sistemi piccoli come batterie per uso domestico, ai veicoli elettrici e piccole fonti energetiche decentrate di partecipare, anche mediante aggregazione, ai mercati dell'energia elettrica, incluse la gestione della congestione e la fornitura di servizi di flessibilità e bilanciamento. La definizione dei requisiti tecnici per la partecipazione ai mercati elettrici spetta agli Stati membri in cooperazione con i partecipanti al mercato e le autorità di regolamentazione. Gli Stati membri devono garantire condizioni di parità e

una partecipazione non discriminatoria ai mercati dell'energia elettrica per piccoli impianti energetici. [6]

2.2 QUADRO NORMATIVO ITALIANO

Nell'ottica del rispetto degli obiettivi comunitari l'Italia ha iniziato l'iter di recepimento della direttiva RED II tramite l'emanazione del decreto-legge 30 dicembre 2019, n.162 “*Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica.*” meglio noto come decreto 1000 proroghe; convertito in legge, con modificazioni, tramite la legge 28 febbraio 2020, n. 8. [8]

L'articolo 42-bis della legge n.8, in attuazione degli articoli 21 e 22 della direttiva RED II, consente l'attivazione dell'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili introducendo quindi nell'ordinamento italiano la possibilità per i consumatori di associarsi per divenire autoconsumatori che agiscono collettivamente oltre alla possibilità di creazione di CER, in entrambe i casi nel rispetto delle stesse condizioni della direttiva europea. Al comma 4 sono introdotte delle condizioni alle entità giuridiche costituite per la realizzazione di comunità energetiche, viene disposto che:

- i partecipanti producono energia destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabile con potenza complessiva non superiore a 200 kW.
- i soggetti partecipanti condividono l'energia prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente. *L'energia condivisa* è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati.
- nel caso di comunità energetiche rinnovabili, i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti siano ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese, alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione. Mentre nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gli stessi si trovano nello stesso edificio o condominio. [8]

La condivisione dell'energia è consentita soltanto tramite la rete elettrica esistente, precludendo la costruzione di nuove linee, in virtù di questo vincolo lo scambio di energia risulta essere “virtuale”. Particolare rilevanza ha la definizione di *Energia condivisa*, dato che sull'energia prelevata dalla rete pubblica dai clienti finali, compresa appunto la

componente condivisa, si applicano gli oneri generali di sistema. Inoltre ARERA viene preposta all'individuazione del valore delle componenti tariffarie disciplinate in via regolata, nonché di quelle della materia prima energia che non sono tecnicamente applicabili all'energia condivisa, in quanto energia istantaneamente autoconsumata sulla porzione di rete di bassa tensione e per tale ragione equiparabile all'autoconsumo fisico in sito. In virtù di tale equivalenza l'*energia condivisa* acquista ancora maggiore importanza essendo prevista una tariffa incentivante volta a premiare l'autoconsumo istantaneo. L'ottenimento di tali incentivi comporta l'impossibilità di accedere ai meccanismi di remunerazione previsti dal decreto "FER 1" e allo Scambio Sul Posto, dato che l'energia prodotta è prevalentemente destinata al soddisfacimento dei fabbisogni dei partecipanti agli schemi di autoconsumo collettivo o dei membri delle comunità.

2.2.1 Consultazioni ARERA 112 e 318 del 2020

La consultazione ARERA 112/2020/R/eel denominata "*Orientamenti per la regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile*" amplia e chiarisce aspetti introdotti con il d.l. 162/19 oltre ad individuare componenti tariffarie tecnicamente non applicabili alle componenti di energia condivisa all'interno delle configurazioni di comunità. Il modello "virtuale" viene qui descritto e consiste nel continuare ad applicare la regolazione vigente, per tutti i clienti e i produttori presenti nelle configurazioni, prevede la restituzione da parte del GSE, di importi o di componenti tariffarie spettanti in relazione all'energia oggetto di autoconsumo o consumo collettivo, oltre a prevedere l'erogazione, da parte del GSE, dell'incentivo definito dal Ministero dello Sviluppo Economico. Il modello delineato, essendo virtuale, consente a ogni soggetto partecipante di modificare le proprie scelte, sia in relazione alla configurazione di autoconsumo, sia delle proprie scelte di approvvigionamento dell'energia, senza dover al tempo stesso richiedere nuove connessioni o realizzare nuovi collegamenti elettrici: in quanto tale, il modello delineato appare flessibile, sostenibile nel tempo e facilmente adattabile per ogni esigenza futura. [9]

La consultazione riconosce che i benefici derivanti dall'autoconsumo collettivo, in particolare quelli derivati dalla vicinanza tra i punti di produzione e quelli di consumo giustificano la restituzione di componenti tariffarie, da parte del GSE, in due casi distinti:

- *Caso dell'autoconsumo collettivo*: si prevede la restituzione di importi pari alla somma delle parti che possono essere assunte *cost reflective* delle componenti variabili (in c€/kW) delle tariffe di trasmissione (TRAS_E) e distribuzione (BTAU) versate dai clienti finali per la quantità condivisa ora per ora (al netto dell'alimentazione di eventuali sistemi ausiliari). Inoltre si prevede, per gli impianti ammessi dal DL 162/19 [7], in misura relativa all'energia condivisa su livelli di tensione minori o uguali a quelli di connessione degli impianti, la restituzione delle perdite evitate calcolate come prodotto tra energia condivisa, PUN e un coefficiente di perdite evitate (1,2% per impianti in MT e 2,6% per BT).
- *Caso delle comunità di energia rinnovabile*: le considerazioni sulla vicinanza vengono considerate valide anche in questo caso, essendo la comunità sottesa alla stessa cabina media/bassa. In questo caso i benefici tecnici derivati dalla prossimità giustificano soltanto la restituzione della componente di trasmissione (TRAS_E) e distribuzione (BTAU) relative all'energia condivisa. (tabella?)

La delibera 318/20/R/eel conferma l'impostazione della 112/20 senza sostanziali modifiche, ma va a precisare la possibilità che i potenziamenti degli impianti precedenti al DL 162/19 possano configurarsi come impianti di nuova produzione accedendo quindi alla possibilità di essere inseriti in configurazioni di condivisione purché la produzione della sezione aggiunta e di quella esistente siano misurate separatamente. La delibera contiene inoltre un allegato (allegato A) che oltre a riassumere il contenuto della delibera stessa riporta le formule precise per il calcolo delle componenti tariffarie oggetto di restituzione. [10]

2.2.2 DECRETO MISE 16 settembre 2020

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico sull'individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili [11], all'articolo 3 decreta, in accordo alle definizioni della delibera ARERA 318/2020, che: l'energia elettrica prodotta da ciascuno degli impianti a fonti rinnovabili facenti parte di autoconsumo collettivo ovvero di comunità energetiche rinnovabili e che risultino

condivisi ha diritto, per un periodo di 20 anni, ad una tariffa incentivante in forma di tariffa premio pari a:

- 100€/MWh nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una configurazione di autoconsumo collettivo.
- 110€/MWh nel caso in cui l'impianto faccia parte di una comunità energetica rinnovabile.

Sono posti inoltre i limiti e le modalità relative all'utilizzo e alla valorizzazione dell'energia condivisa, infatti per gli enti territoriali e locali le tariffe sopra citate non sono compatibili con gli incentivi da decreto MISE 4 luglio 2019, né con il meccanismo di scambio sul posto, mentre per gli altri utenti le tariffe incentivanti sono compatibili esclusivamente con le detrazioni di cui all'art. 16-*bis* del decreto del Presidente della Repubblica n. 917/1986 e con la detrazione del 110% ad eccezioni di quegli impianti per cui rimane l'obbligo di cessione dell'energia elettrica non autoconsumata o non condivisa sottesa alla quota di potenza che accede al Superbonus. [11]

2.2.3 RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA EUROPEA RED II E IEM

Tramite il decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199 vengono definiti gli strumenti, i meccanismi, ed il quadro istituzionale necessari all'attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 con lo scopo di raggiungere gli obiettivi di aumento delle quote di energia da fonte rinnovabile al 2030. [12]

L'articolo 2 del suddetto decreto modifica alcune definizioni introdotte precedentemente, l'*energia condivisa* è ora definita come pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati situati nella stessa zona di mercato. Si modifica quindi l'area all'interno della quale è possibile la condivisione che non è più ristretta alla sola cabina secondaria.

L'articolo 5 "caratteristiche generali dei meccanismi di incentivazione" prevede al comma 4, per impianti superiori al MW inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo l'erogazione di incentivi diretti volti a premiare tramite una specifica tariffa l'energia autoconsumata istantaneamente. Gli incentivi per la condivisione di energia sono aggiornati all'articolo 8 che prevede una serie di criteri direttivi tra cui:

- Accedono all'incentivo gli impianti a fonti rinnovabili che hanno singolarmente una potenza non superiore a 1 MW.

- Per comunità energetiche e autoconsumatori che agiscono collettivamente l'incentivo viene erogato solo in riferimento alla quota di energia condivisa da impianti ed utenze connesse sotto la stessa cabina primaria.

Viene quindi aumentata la dimensione dei singoli impianti incentivabili da 200kW a 1MW, senza porre comunque un limite massimo alla potenza totale di cui una configurazione di autoconsumo può disporre, inoltre viene definito un perimetro all'interno del quale l'energia condivisa viene incentivata, cioè quello della singola cabina primaria, diverso dall'intera area in cui è possibile la condivisione cioè l'area di mercato. Altre differenze sono introdotte per le singole configurazioni di autoconsumo, nel caso di autoconsumatore o autoconsumatori che agiscono collettivamente, si prevede:

- La possibilità di ubicare impianti di produzione in edifici diversi da quelli in cui l'autoconsumatore opera, a patto che questi edifici siano nella disponibilità dell'autoconsumatore. In questo caso è concesso l'utilizzo della rete elettrica esistente allo scopo della condivisione, a questo scopo, nel caso di soggetti che agiscono collettivamente, essi devono trovarsi nello stesso edificio o condominio.
- Si consente, oltre alla possibilità di vendita dell'energia autoprodotta, la fornitura di servizi ancillari o di flessibilità eventualmente tramite aggregatore.

Vengono quindi leggermente allargati i confini all'interno dei quali un autoconsumatore può agire, consentendo l'installazione di impianti su più edifici oltre alla possibilità di agire come fornitore di servizi ausiliari.

Per quanto riguarda le CER:

- La comunità è un soggetto di diritto autonomo e l'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica. [12]
- Per le imprese partecipanti, la comunità energetica non può essere l'attività commerciale e industriale principale.

- Viene prevista la possibilità, per gli impianti entrati in azione prima del presente decreto di entrare a far parte di configurazioni di autoconsumo, per una misura comunque non superiore al 30% della potenza complessiva in capo alla comunità.
- La comunità energetica può offrire servizi ancillari e di flessibilità oltre a servizi di ricarica di veicoli elettrici, può inoltre promuovere interventi integrati di domotica ed efficienza energetica.

Resta fermo che sull'energia prelevata dalla rete dai clienti finali, compresa quella condivisa, si applicano gli oneri di sistema. L'attuazione della direttiva IEM fa capo al d.lgs 8 novembre 2021 n.210 (da completare)

2.2.4 TESTO INTEGRATO AUTOCONSUMO DIFFUSO (TIAD)

Nelle more del recepimento della direttiva europea RED II, il 22 Marzo 2022 è stata emessa da ARERA la deliberazione 120/2022/R/EEL dal titolo “*Avvii di procedimenti per l’implementazione delle disposizioni previste dai decreti legislativi 199/2021 e 210/2021 in materia di autoconsumo*”[14] finalizzata all’aggiornamento del Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC), all’aggiornamento del Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) oltre che alla predisposizione di un nuovo testo integrato orientato alla valorizzazione dell’autoconsumo “esteso” allo scopo di aggiornare la regolazione nel caso delle configurazioni di autoconsumo per il tramite della rete pubblica con obbligo di connessioni di terzi secondo i decreti 199/21 e 210/21. [12,13]

Nell’ambito del procedimento avviato con la delibera 120/2022, tramite la consultazione 390/2022 [15] vengono definiti gli orientamenti dell’autorità in merito agli argomenti precedentemente identificati in particolare viene predisposto il nuovo *Testo Integrato per l’Autoconsumo Diffuso* (di seguito: TIAD). Con la delibera 727/2022 ARERA ha infine approvato il TIAD che disciplina le modalità per la valorizzazione dell’autoconsumo diffuso. [16,17]

All’interno del nuovo testo vengono richiamate, senza puntualizzazioni, le definizioni previste dai decreti 199 e 210 per tutte le varie configurazioni per l’autoconsumo, facendo una distinzione tra energia elettrica condivisa nella zona di mercato, energia autoconsumata nell’area sottesa dalla medesima cabina primaria ed energia incentivata come da normativa. Viene confermato il modello virtuale adattandolo alle nuove

normative, per consentire una valorizzazione dell'autoconsumo efficiente ed equa. Il TIAD [17] cambia l'area di riferimento della valorizzazione dell'autoconsumo, passando dalla cabina MT/BT alla cabina AT/MT, definendo anche le modalità con cui il gestore di rete individua l'area sottesa da ogni cabina primaria, stabilendo che le stesse vengano rese liberamente consultabili on-line. Sono stabilite le modalità con cui il GSE quantifica l'energia autoconsumata su base oraria, e con cui ne viene definita la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata. Per gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente il corrispettivo è calcolato sommando: il prodotto tra energia condivisa mensilmente e la parte variabile della tariffa di trasmissione $TRAS_E$, il prodotto tra l'energia mensilmente condivisa e il valore più elevato della componente variabile di trasmissione BTAU, la sommatoria per livello di tensione e per ora dei prodotti tra energia autoconsumata per livello di tensione, il coefficiente di perdite evitate ed il prezzo zonale orario

Nel caso di CER, comunità energetica dei cittadini e autoconsumatori a distanza, che utilizzano la rete di distribuzione, il GSE calcola la valorizzazione dell'autoconsumo come prodotto tra l'energia autoconsumata e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario pari a $TRAS_E$. Viene stabilita inoltre l'incompatibilità tra autoconsumo diffuso e regime di scambio sul posto.

2.2.5 PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR).

Nel merito della “*Missione 2: rivoluzione verde e transizione ecologica*” individuata all'interno del provvedimento sono previsti una serie di investimenti negli ambiti di energia rinnovabile, idrogeno e mobilità sostenibile. Nel contesto delle CER vengono stanziati 2.2 miliardi di euro allo scopo di sostenere le comunità energetiche e le strutture collettive di autoproduzione, consentendo di focalizzarsi sulle aree in cui si prevede il maggior impatto socio-territoriale. L'investimento, individua Pubbliche Amministrazioni, famiglie e microimprese in Comuni con meno di 5.000 abitanti, sostenendo così l'economia dei piccoli Comuni, spesso a rischio di spopolamento, e rafforzando la coesione sociale. Questo investimento mira a garantire le risorse necessarie all'installazione di circa 2.000 MW di nuova capacità di generazione elettrica distribuita da parte di comunità delle energie rinnovabili e autoconsumatori di energie rinnovabili che agiscono collettivamente. La realizzazione di questi interventi, ipotizzando che

riguardino impianti fotovoltaici con una produzione annua di 1.250 kWh per kW, produrrebbe circa 2.500 GWh annui, contribuendo a una riduzione delle emissioni di gas serra stimata in circa 1,5 milioni di tonnellate di CO2 all'anno. [19]

2.2.6 DECRETO CACER

In data 24 gennaio 2024 è entrato in vigore il cosiddetto “*Decreto CACER*” [20] in seguito alla registrazione della Corte dei conti e, in precedenza, l’approvazione della Commissione europea.

Il decreto introduce la definizione di “Comunità di autoconsumo per la condivisione dell’energia rinnovabile o CACER” e cioè una qualsiasi delle configurazioni, elencate in seguito, ai sensi del d.lgs n.199, che utilizzano la rete di distribuzione esistente per la condivisione dell’energia da FER.

- “*Sistemi di autoconsumo individuale di energia rinnovabile a distanza*”: sistemi che prevedono l’autoconsumo a distanza di energia elettrica rinnovabile da parte di un singolo cliente finale, senza ricorrere a una linea diretta, utilizzando la rete di distribuzione esistente per collegare i siti di produzione e i siti di consumo.
- “*Sistemi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili*”: sistemi realizzati da gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente.
- “*Comunità energetiche rinnovabili*”

La finalità del decreto è di disciplinare le modalità di incentivazione per sostenere la produzione rinnovabile in configurazioni di autoconsumo, definendo le modalità per la concessione dei contributi previsti dal PNRR. Viene definito il sostegno, sotto forma di tariffa incentivante, sulla quota di energia condivisa in configurazioni CACER, sono inoltre previste una serie di disposizioni per l’erogazione di contributi in conto capitale per lo sviluppo di CER e CACER in comuni con popolazione fino a 5000 abitanti, fino al 40% dei conti ammissibili. [20]

Secondo l’articolo 3 i soggetti beneficiari degli incentivi sono le CACER, a patto che gli impianti ad esse afferenti rispettino una serie di criteri; in particolare le CER devono

risultare già regolarmente costituite alla data di entrata in servizio degli impianti, inoltre, nel caso di imprese, la loro partecipazione come soci o membri è consentita solo per le PMI, le grandi imprese non possono quindi far parte di una CER, ma possono far parte di un gruppo di autoconsumatori rinnovabili. Il periodo di diritto della tariffa incentivante decorre dalla data di entrata in servizio commerciale dell'impianto ed è pari a 20 anni, al netto di eventuali fermate per motivi di forza maggiore (interventi di ammodernamento e potenziamenti non incentivati). Per le CACER è inoltre previsto un valore di soglia di quota di energia condivisa al di sopra del quale il premio tariffario eccedentario deve essere destinato ai soli consumatori diversi da imprese o utilizzato per finalità sociali. La tariffa premio per l'energia condivisa incentivabile e i valori di soglia del premio tariffario eccedentario sono calcolati secondo l'allegato B del decreto CACER.

Per CER e CACER costituite in comuni con popolazione fino a 5000 abitanti le spese ammissibili per l'accesso al contributo del 40% sono riportate nell'allegato 2 del decreto, riportato nell'allegato A di questo elaborato. Infine, il decreto CACER abroga il decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 16 settembre 2020. [20]

CAPITOLO 3:

PRESENTAZIONE PROGETTO CONSORZIO

Cev: Studio di fattibilità per l'installazione di nuovi impianti a fonte rinnovabile nel comune di Porto Tolle (RO).

3.1 QUADRO GENERALE DELL'ANALISI

L'analisi energetica svolta nel contesto del comune di Porto Tolle è volta a valutare i benefici derivanti dall'installazione di due impianti fotovoltaici e un impianto geotermico, per generare e sfruttare l'energia elettrica prodotta all'interno vari edifici dell'amministrazione comunale tramite un *Power Purchase agreement (PPA)*. I vantaggi derivanti da entrambe gli interventi sarebbero molteplici, la produzione rinnovabile consentirebbe una riduzione delle emissioni di gas serra, la diminuzione di dipendenza da fonti tradizionali oltre ad un significativo beneficio economico per l'amministrazione pubblica grazie alla condivisione, tramite PPA, della quota di energia sovrapprodotta.

Il progetto ha inoltre potenziali ricadute positive sul tessuto economico locale, potendo garantire, sempre tramite PPA, una fornitura di energia elettrica a prezzi fissi e vantaggiosi.

Gli obiettivi specifici dell'analisi includono:

- Valutazione della potenziale produzione solare prendendo in considerazione dati storici di irraggiamento, condizioni climatiche e geografiche specifiche.
- Valutazione del potenziale di produzione geotermica considerando le caratteristiche geomorfologiche locali.
- Confronto tra produzione e consumi al fine di determinare la quota di autoconsumo istantaneo in base alla quale stimare la capacità degli impianti di soddisfare la richiesta energetica delle utenze dell'amministrazione comunale.

Lo scopo dell'analisi energetica è fornire una base per la valutazione dell'installazione di due impianti fotovoltaici e un impianto geotermico, oltre alla valutazione della condivisione tramite PPA.

3.2 DESCRIZIONE IMPIANTI.

3.2.1 IMPIANTO GEOTERMICO.

Lo studio di prefattibilità dell'installazione di un impianto geotermico parte dalla presenza di acque geotermiche nell'area di Porto Tolle e dalla possibilità di utilizzo delle stesse per la produzione di energia elettrica e termica, con potenziale produttivo nell'ordine dei 18 megawattora elettrici. Sono state considerate le caratteristiche di serbatoi di idrocarburi o di acque calde, precedentemente analizzati in fase di ricerca mineraria, sia per via diretta in pozzi profondi di proprietà di Agip, sia in via indiretta tramite indagini geofisiche-sismiche profonde a riflessione, tali indagini hanno consentito di investigare il sottosuolo fino a profondità di 6000 metri. Queste analisi hanno evidenziato falde profonde in rocce calcaree fratturate, con temperature comprese tra i 120 e 150°C. I dati ricavati dalle analisi eseguite da Agip nel contesto della ricerca di idrocarburi, oltre che a quelle di organi di ricerca nazionali come ENEA e CNR hanno consentito la realizzazione dell'inventario delle risorse geotermiche nazionali [24], di cui fa parte l'inventario delle risorse geotermiche di bassa temperatura di Lombardia, Veneto, Emilia Romagna, con annessa cartografia. Nel caso in esame sono stati considerati i seguenti pozzi:

- Pozzo ORNELLA 001 (Pozzo AGIP, prof. 2921m) in mare
- Pozzo MARIANGELA 01-DIR A (Pozzo AGIP, prof 2128) in mare
- Pozzo GORO 001 (Pozzo AGIP, prof 2865) a terra.

La certezza dei dati idrogeologici corredati da misurazioni affidabili, l'ottimale regime di alimentazione delle spesse falde artesiane garantita dalle precipitazioni alpine, l'origine certa del calore e la sua inesauribilità sono le basi ideali per la garanzia di produzione elettrica a basso impatto ambientale con regime stabile e costante nel corso delle 24 ore con un'operatività possibile di 8200 ore/anno. I dati geotermici ed idrogeologici dei pozzi locali e dei pozzi profondi (Agip, ENI) riportati nell'inventario delle risorser geotermiche

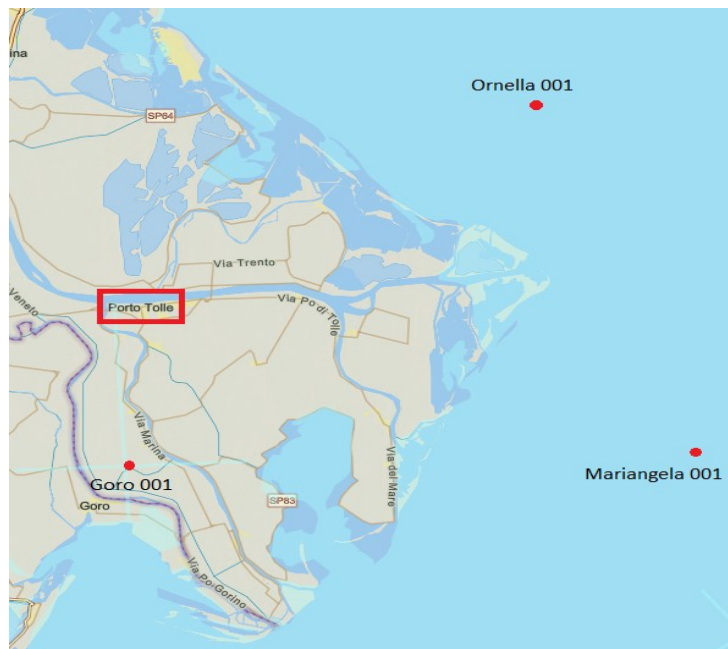


Figura 4 posizione pozzi considerati [25]

sono stati utilizzati da utilizzati da Consorzio CEV per la caratterizzazione di prefattibilità dell'impianto; questi dati sono risultati sufficienti per la realizzazione di calcoli finanziari affidabili per investimenti di impianti di produzione di energie rinnovabili. I siti considerati per l'installazione dell'impianto sono dei terreni con destinazione produttiva di proprietà del comune di Porto Tolle situati in via delle Industrie nella zona industriale di Ca'Tiepolo, il lotto infine selezionato è quello denominato 937 nella figura seguente.



Figura 5 individuazione lotti di proprietà comunali considerati per installazione impianto geotermico (cartografia catastale)

Sulla base delle analisi documentali condotte, Consorzio CEV, ha potuto determinare la seguente potenzialità produttiva elettrica:

- n° 1 pozzo di prelievo, profondità indicativa 4.000-4.500 m;
- $T=130\text{ }^{\circ}\text{C}$, portata totale= 100 l/s (c.a.);
- Potenza elettrica = 2,3 MW (netti);
- Produzione minima 8.200 ore/anno;
- n° 1 pozzo di restituzione, profondità indicativa 4.000 m;

3.2.2 IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Per le finalità dello studio è stata prevista la realizzazione di due impianti fotovoltaici distinti, posizionati nei terreni di proprietà comunale nella zona industriale di Ca' Tiepolo, ciascuno dei quali con una potenza nominale pari a 999 kWp e connessione in media tensione. Non essendo presente un'utenza locale, nella modellazione è stata considerata l'immissione in rete di tutta l'energia elettrica prodotta dagli impianti.



Figura 6 Posizionamento dei due impianti fotovoltaici da 999 kW ciascuno

Allo scopo di avere un elevato sfruttamento delle ore di sole estive che nell'area del Nord Italia rappresentano la maggior parte delle ore di sole all'anno si è scelta un'inclinazione dei pannelli a favore della produzione estiva. L'inclinazione dei pannelli solari è stata calcolata partendo dalla latitudine del luogo di installazione, pari a $44,9520^{\circ}$ e dall'altezza massima del sole a mezzogiorno nell'arco dell'anno cioè nel giorno del solstizio d'estate.

Considerando l'inclinazione dell'asse terrestre pari a $23,4^\circ$ si applica la formula empirica:

$$\text{Inclinazione estiva pannello} = 90^\circ - (90^\circ - (\text{latitudine} - 23,4^\circ)) \text{ [25]}$$

Si ottiene un'inclinazione pari a $21,5^\circ$

Come angolo di Azimut (orientamento) è stato considerato 10° Sud-Ovest uguale all'orientamento dei lotti di terreno individuati per l'installazione. Nonostante l'orientamento ottimale sia esattamente verso sud cioè pari a 0° la producibilità per orientamenti fino a 45° Sud-Ovest diminuisce appena del 3% [26] rendendo la scelta dei 10° accettabile .

3.2.3 AREA DELLA CABINA ELETTRICA

Il comune di Porto Tolle, i cui confini sono evidenziati con il colore verde rientra completamente nell'area sottesa la cabina AC001E00851 i cui confini sono evidenziati in giallo

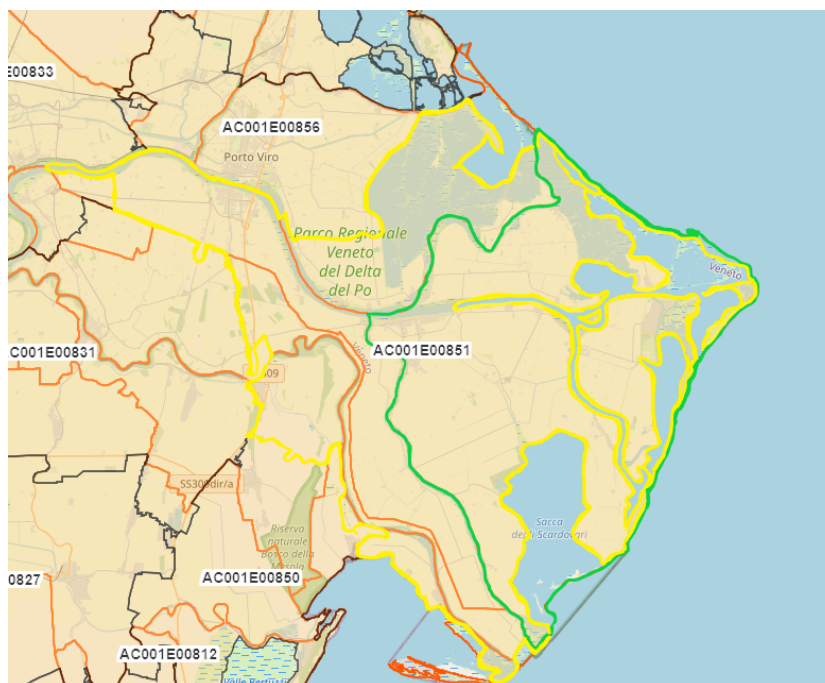


Figura 7 Individuazione della cabina primaria che serve l'area di Porto Tolle [31]

3.3 ANALISI ENERGETICA DEGLI IMPIANTI.

3.3.1 CONTRIBUTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Viene calcolata la curva di produzione oraria dei due impianti da 999 kilowatt di picco, non essendo presente nessun autoconsumo in loco, l'energia è stata considerata come totalmente immessa in rete, alla produzione totale è stata sovrapposta la curva di consumo totale delle utenze del comune, è stato così possibile calcolare la curva di autoconsumo a distanza, la curva di sovrapproduzione immessa in rete e la curva di consumo dalla rete di energia elettrica. L'elaborazione è effettuata mese per mese tramite un software sviluppato da DBApro, il cui nome non è attualmente divulgabile, essendo il suo sviluppo ancora incompleto. Questo software è stato costruito specificatamente per la simulazione di realtà di autoconsumo, gli input necessari alla simulazione sono:

- Consumi dei partecipanti alla configurazione in forma di curve con dettaglio quartorario, orario oppure consumi per fascia oraria.
- Gli impianti inseriti nella configurazione e le loro caratteristiche, nel caso di impianti fotovoltaici il software si collega automaticamente al portale PVGIS tramite il quale ricava i profili di produzione solare.

Una volta inseriti i dati il software procede a creare 10000 combinazioni di consumo e produzione risolvendole tutte, le soluzioni vengono organizzate in relazione alla loro distribuzione di probabilità consentendo di selezionare lo scenario più probabile. Questo approccio consente di diminuire gli errori dati dall'incertezza dell'andamento di domanda oltre che gli errori dati dall'imprevedibilità delle caratteristiche meteorologiche che influenzano la produzione solare.

In ciascun grafico:

- Consumi dalla rete: è il fabbisogno totale di energia elettrica.
- Produzione: è il totale dell'energia elettrica prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili di nuova installazione.
- Autoconsumo: è la quota parte di Produzione che viene utilizzata all'interno del sito di produzione senza scambio di energia con la rete elettrica nazionale (si considera una quota quasi nulla per ausiliari di impianto).

- Sovraproduzione: è la quota parte di Produzione che non viene utilizzata all'interno del sito di produzione e che non viene condivisa virtualmente tra l'insieme dei POD.
- Condivisa: è la quota parte di immissione in rete che viene utilizzata virtualmente negli altri POD del sistema di autoconsumo a distanza considerato.

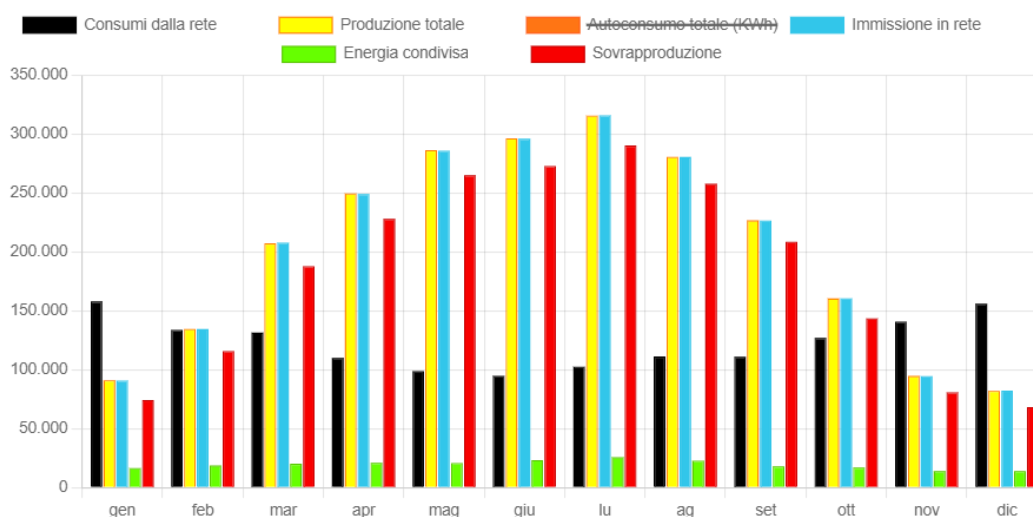


Figura 2.3 Analisi produzione solare e consumo, elaborata con software DBApro, consumi in kWh

	TOT	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lu	ag	set	ott	nov	dic
Consumi dalla rete (kWh)	1.476.842	158.207	133.989	131.551	110.072	98.765	94.766	102.708	111.328	111.104	127.191	141.008	156.153
Produzione totale (kWh)	2.418.336	90.386	133.637	206.253	249.084	286.139	296.289	315.329	280.240	226.036	159.671	93.875	81.397
Autoconsumo totale (kWh)	11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Immissione in rete (kWh)	2.417.321	90.134	133.492	206.959	248.494	285.674	296.014	315.491	280.048	225.790	159.749	93.790	81.684
Energia condivisa (kWh)	233.113	16.554	18.587	20.160	21.210	21.010	23.350	26.004	23.037	18.120	17.239	13.794	14.047
Sovraproduzione (kWh)	2.184.208	73.580	114.905	186.800	227.284	264.664	272.664	289.487	257.011	207.670	142.510	79.996	67.637

Tabella 2.1 Riepilogo numerico analisi produzione e consumo solare elaborata con software DBApro

Gli impianti garantiscono una produzione elettrica annua totale pari a 2.418.336 kilowattora a fronte di un fabbisogno energetico del Comune di 1.476.121 kilowattora all'anno. In base alla distribuzione oraria del fabbisogno energetico è stato determinato il dato previsionale di energia autoconsumata, pari a 233.133 kilowattora che rappresenta una percentuale di autoconsumo del 16% del fabbisogno elettrico, e l'utilizzo del solo 10% dell'energia complessivamente prodotta. I dati forniti dall'amministrazione per l'analisi sono esclusivamente le fatture di fornitura dell'energia elettrica che riportano la

suddivisione dei consumi secondo le tre fasce orarie standard, non so stati resi disponibili profili di consumo orari.

Nella redazione del modello energetico i consumi sono quindi stati suddivisi in ciascuna ora di ogni fascia, assegnando il valore medio del consumo per fascia ottenuto tramite il consumo mensile per fascia ed il numero totale di ore appartenenti alla fascia considerata nel mese di riferimento. Ne risulta una precisione dell'elaborazione significativamente inferiore a quanto potrebbe essere realizzato disponendo delle curve di consumo quartorarie, tale approfondimento potrà essere sviluppato in fasi successive dello studio. Per quanto riguarda i consumi della pubblica illuminazione, questi sono stati ripartiti in maniera uniforme tra le ore tipiche di funzionamento dell'illuminazione pubblica, variabili in base ai diversi periodi stagionali.

3.3.2 CONTRIBUTO IMPIANTO GEOTERMICO

La bassa percentuale di energia autoconsumata è legata all'elevata incidenza sui consumi derivato dall'illuminazione pubblica che rappresenta circa il 73% del fabbisogno dell'intero comune. Ovviamente, essendo concentrato principalmente nelle ore notturne il consumo per l'illuminazione pubblica non può essere compensato istantaneamente dalla produzione solare, non essendo considerati impianti di accumulo, per soddisfare i restanti consumi si prevede l'utilizzo dell'impianto geotermico da 2,3 megawatt elettrici capace di produrre 18.860.000 gigawattora nelle 8200 ore di esercizio annuali. La produzione, ai fini della modellazione è considerata uniformemente distribuita durante l'anno. A seguito di tale implementazione, la produzione elettrica rinnovabile annua comunale risulta pari a 21.288.433 kilowattora a fronte di un fabbisogno esclusivamente comunale di 1.476.842 kilowattora all'anno. Dai grafici si nota come il consumo del fabbisogno comunale in questa configurazione sia appena il 7% dell'energia prodotta.

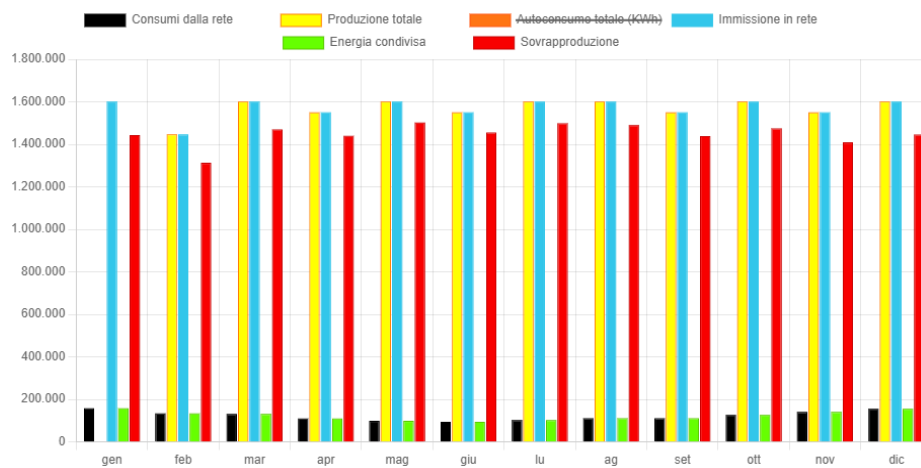


Tabella 2.2 Riepilogo numerico produzione geotermica e consumo, elaborata software DBApro, consumi in kWh

	TOT	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lu	ag	set	ott	nov	dic
Consumi dalla rete (kWh)	1.476.831	158.206	133.988	131.550	110.071	98.764	94.765	102.707	111.327	111.103	127.189	141.007	156.152
Produzione totale (kWh)	17.258.448	0	1.446.816	1.601.832	1.550.160	1.601.832	1.550.160	1.601.832	1.601.832	1.550.160	1.601.832	1.550.160	1.601.832
Autoconsumo totale (kWh)	11	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Immissione in rete (kWh)	18.860.268	1.601.831	1.446.815	1.601.831	1.550.159	1.601.831	1.550.159	1.601.831	1.601.831	1.550.159	1.601.831	1.550.159	1.601.831
Energia condivisa (kWh)	1.476.830	158.205	133.988	131.550	110.071	98.764	94.765	102.707	111.327	111.103	127.189	141.007	156.152
Sovrapproduzione (kWh)	17.383.439	1.443.626	1.312.827	1.470.281	1.440.088	1.503.067	1.455.394	1.499.124	1.490.504	1.439.056	1.474.642	1.409.152	1.445.679

3.4 CONDIVISIONE DELL'ENERGIA TRAMITE PPA.

Un Power Purchase Agreement (PPA) è un accordo commerciale a lungo termine tra un acquirente di energia (il Comune e gli altri aderenti al sistema di autoconsumo diffuso) e un produttore di energia rinnovabile (il soggetto privato che costruirà gli impianti) questa tipologia di accordo può essere utilizzata alternativa al meccanismo del ritiro dedicato regolato dal GSE conferendo la sovrapproduzione energetica ad un operatore del mercato dell'energia, ciò indipendentemente dal contratto di acquisto dell'energia in vigore consentendo di fatto la condivisione virtuale dell'energia sovrapprodotta secondo la schematizzazione riportata di seguito.

L'eccesso di energia può soddisfare il fabbisogno energetico delle attività produttive del Comune o di un totale di circa 18.000 residenti; il progetto consentirebbe quindi di rendere l'intero comune indipendente dal punto di vista del fabbisogno di energia elettrica.

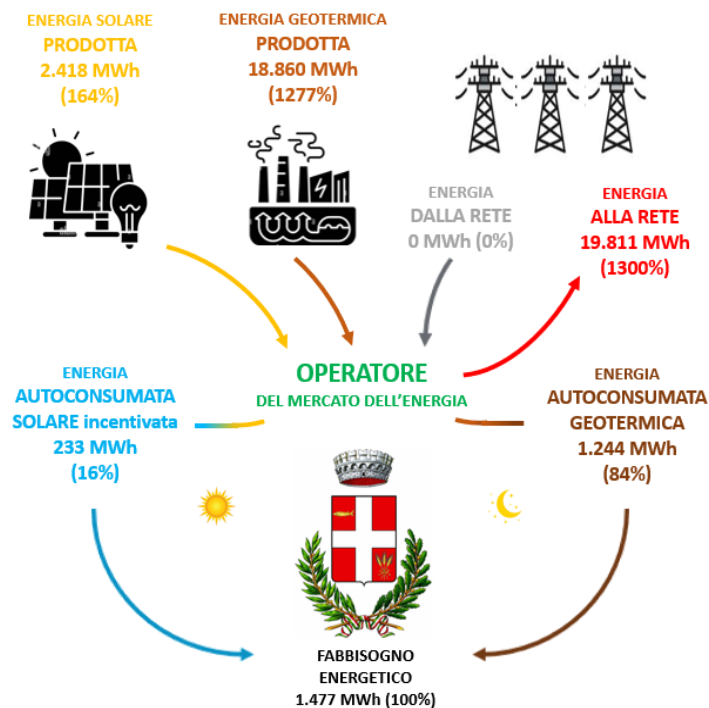


Figura 2.7 schema di funzionamento condivisione dell'energia tramite PPA

3.5 STIMA CAPEX E OPEX DEL PROGETTO

3.5.1 IMPIANTO GEOTERMICO

Sulla base dei costi parametrici rilevati in impianti analoghi per tipologia impiantistica e dimensione progettati precedentemente da consorzio CEV in Veneto, nonché di indagini di mercato presso i principali fornitori del settore è stato stimato, in via preliminare, il costo di investimento (CAPEX) ed il costo operativo annuo (OPEX) riportati nelle seguenti tabelle, viene sottolineata la natura previsionale dei costi riportati che hanno il solo scopo di fornire valori approssimativi utilizzabili solo nelle prime fasi di valutazione degli investimenti.

CAPEX - Produzione Energia Rinnovabile geotermica	24.080.000 €
--	---------------------

Produzione di energia da geotermico	21.040.000 €
Pozzi geotermici c.a 4500 m + 4000 m = 8500 m	15.300.000 €
Indagini geofisiche preliminari	430.000 €
Opere civili	500.000 €
Impianto ORC (2,3 MW utili, 2,8 MW gross) 2,8 MW	4.410.000 €
Piping e connessioni elettriche	400.000 €
Contingencies	6% 1.260.000 €
Servizi tecnici, legali, fiscali	8% 1.780.000 €

OPEX - Produzione Energia Rinnovabile geotermica	348.650 €
---	------------------

Produzione di energia da geotermico	335.250 €
Manutenzione ordinaria programmata	96.300 €
Manutenzione straordinaria programmata	91.500 €
Personale conduzione	40.000 €
Consumi energia elettrica	9.000 €
Canoni e concessioni	20.000 €
Assicurazioni	63.450 €
Amministrazione	15.000 €
Contingencies	4% 13.400 €

Tabella 2.3 CAPEX e OPEX dell'impianto geotermico

3.5.2 IMPIANTO FOTOVOLTAICO

In base ai costi rilevati in numerosi impianti analoghi per tipologia e dimensioni, oltre ai dati raccolti da indagini di mercato presso i principali fornitori, è stato possibile stimare in maniera preliminare i costi d'investimento e i costi operativi annui pari rispettivamente a circa 1.800.000,00 € e a 30.000 €. I costi d'investimento sono riportati nel computo metrico estimativo preliminare da allegato A, mentre i costi operativi sono assunti in base all'esperienza sviluppata da DBApro nella progettazione di impianti di taglia analoga a quella considerato.

3.6 COSTO LIVELLATO DELL' ELETTRICITA' (LCOE)

Il costo livellato dell'elettricità (*Levelized Cost of Energy – LCOE*) è il ricavo medio per unità di elettricità generata necessario al fine di recuperare i costi di costruzione e gestione degli impianti di generazione durante il suo ciclo di vita finanziaria e di funzionamento, questo è il punto di pareggio, cioè il valore minimo di vendita dell'energia al fine di avere un adeguato ritorno economico dei costi di finanziamento e manutenzione degli impianti stessi, è calcolato secondo:

$$LCOE = \frac{\text{somma dei costi sull'intera vita operativa}}{\text{totale energia prodotta nella vita operativa}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Dove:

- I_t , sono le spese di investimento nell'anno t
- M_t , sono le spese operative e di mantenimento nell'anno t
- E_t , è l'energia elettrica generata nell'anno t
- r , è il tasso di sconto
- n , è la vita operativa dell'impianto.

3.6.1 PARAMETRI BASE CONSIDERATI

Nel calcolo dell'LCOE dell'insieme degli impianti proposti sono state formulate le seguenti assunzioni:

- Tasso di attualizzazione del 6 %

Il tasso indicato è stato assunto secondo una pratica aziendale, derivata dall'esperienza, che prevede per il calcolo dell'LCOE di una combinazione di impianti di produzione elettrica, l'utilizzo del massimo WACC (*Weighted Average cost of capital, costo medio ponderato del capitale*) definito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas [26]

Geotermico

- CAPEX e OPEX riportati in 3.5.1 ;
- Valore residuo dell'impianto nullo (ipotesi conservativa in quanto la durata dei pozzi è di 40/50 anni);
- Costruzione dell'impianto negli anni 2024 e 2025;
- Inizio esercizio nell'anno 2026 per un periodo di 20 anni;
- Produzione elettrica di 18.860 GWh/anno;

Fotovoltaico

- CAPEX e OPEX riportati 3.5.2, vedi allegato A;
- Condivisione totale dell'energia immessa in rete con i membri della CER da sviluppare con conseguente incentivazione pari a 92,41 €/MWh
- Costruzione dell'impianto nel 2024;
- Inizio esercizio nell'anno 2024 per un periodo di 20 anni;
- Valore residuo dell'impianto nullo (ipotesi conservativa in quanto la durata dell'impianto supera i 30 anni);
- Produzione elettrica di 2.418 MWh/anno con degrado annuo del 0,7%.

L'analisi ha permesso di determinare un valore di LCOE relativo al progetto complessivo pari a 128,91 €/MWh.

3.7 VARIAZIONI AL CASO DI STUDIO

Il progetto presentato riporta la possibilità di istituire una CER sulla base di quanto riportato in conformità con il decreto legislativo 199 del 2021, data l'evoluzione normativa in merito e l'istituzione di un nuovo sistema di incentivi con il decreto CER del 23 gennaio 2024 si è voluto analizzare una configurazione alternativa, considerando una serie di cambiamenti impiantistici, in particolare valutando l'utilizzo dell'accumulo elettrico per la compensazione dei consumi legati all'illuminazione pubblica, analizzando l'impatto delle utenze domestiche sulla configurazione di autoconsumo diffuso e le prestazioni della CER in base all'attuale regime incentivante. Gli impianti fotovoltaici considerati rimangono quelli presentati, mentre l'impianto geotermico non è stato considerato allo scopo di analizzare un caso più generale rendendolo eventualmente confrontabile con altri casi di studio.

CAPITOLO 4: DATI ANALIZZATI

4.1 DATI RICHIESTI.

Alla base dell'analisi di una comunità energetica ci sono la valutazione della produzione oraria rinnovabile e del consumo orario dei soggetti che partecipano la configurazione di autoconsumo. Nel caso in esame i dati riguardanti i consumi sono stati forniti da DBApro ed integrati con dati statistici ricavati da ARERA, mentre quelli riguardanti la produzione fotovoltaica sono stati ricavati attraverso il portale gratuito Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

4.2 IDENTIFICAZIONE UTENZE PUBBLICHE CER.

Il primo passo per l'analisi dei consumi è l'identificazione della tipologia di soggetti che saranno inseriti nella configurazione di autoconsumo. Le utenze di pubblica amministrazione selezionate sono le stesse utenze considerate per il progetto descritto nel capitolo precedente, e vengono riportate di seguito in maniera sintetica.

POD	UTENZA	N°utente	F1	F2	F3	Consumo totale
IT001E04923095	Municipio	372149292	20590	10818	18711	50119
IT001E33734213	IP 3	372149279	20289	6370	8328	34987
IT001E04923086	Scuola media Cà Tiepolo	372149278	9675	6500	10600	26775
IT001E04923085	Biblioteca	372149303	10538	5433	8491	24462
IT001E33688976	Ufficio Tecnico	372149304	10825	4800	7950	23575
IT001E04923107	Casa Albergo per Anziani	372149293	7150	5600	7975	20725
IT001E04923064	PORTO	372149264	6725	4850	8750	20325
IT001E04923018	Scuola Elementare e Materna Boccasette	372149228	6779	4381	8168	19328
IT001E04923098	Asilo Nido	372149296	9980	2615	3649	16244
IT001E33661502	Scuola Materna Cà Tiepolo	372149246	3929	3803	8111	15843
IT001E04923054	Scuola media Scardovari	372149263	4898	3149	6309	14356
IT001E04923104	Scuola Elementare Cà Tiepolo	372149234	6605	2568	4782	13955
IT001E18660044	Mensa Scuole Elementari Cà Tiepolo	372149244	3126	2618	5942	11686
IT001E04923096	Anagrafe/Uffici demografici	372149298	6531	2246	2638	11415
IT001E04742270	IMPIANTO SOLLEVAMENTO	535589350	2838	2142	3998	8978
IT001E35926135	Campo sportivo 1	372149289	3370	2366	3017	8753
IT001E34123427	Palestra Cà Tiepolo 1	372149269	3873	3086	1512	8471
IT001E04923106	Centro Sociale Badaloni	372149270	4018	1376	2762	8156
IT001E04923094	UFFICIO IAT	372149273	3037	1604	2677	7318
IT001E32097237	Sala della Musica	372149274	2093	2080	2688	6861
IT001E04923077	Magazzino Ex Federica	372149265	1336	1497	3480	6313
IT001E35927850	Cimitero Donzella	372149297	1769	1516	3019	6304
IT001E04742261	Scuola Elementare Donzella	372149224	2576	1154	1481	5211
IT001E04923015	IMPIANTI DI DEPURAZIONE 2	372149221	600	1150	2975	4725

Tabella 4.1 utenze pubbliche considerate nella CER, consumi in kWh

Le utenze selezionate sono tutte collegate alla rete di bassa tensione e rappresentano l'85.7% del consumo elettrico afferente al comune esclusa l'illuminazione pubblica, ognuna rappresenta singolarmente una quota di consumo maggiore o uguale all'1% del totale, le altre utenze di cui sono stati forniti i dati, ognuna delle quali rappresentava una quota del consumo totale minore di 1% sono state scartate.

4.3 DATI SU CONSUMI UTENZE PUBBLICHE.

L'elaborazione della domanda delle utenze pubbliche parte dai dati delle bollette, consentendo di ricostruire il consumo mensile totale per fascia oraria. Le fasce orarie, definite da ARERA sono dei periodi di tempo ai quali corrispondono prezzi diversi dell'energia, sono suddivise come segue:

- Fascia F1: da lunedì a venerdì, dalle 08:00 alle 19:00 escluse festività nazionali.
- Fascia F2: da lunedì a venerdì, dalle 07:00 alle 08:00 e dalle 19:00 alle 23:00; il sabato dalle ore 07:00 alle ore 23:00, escluse festività nazionali.
- Fascia F3: da lunedì a sabato, dalle 07:00 alle 08:00 e dalle 23:00 alle 00:00; la domenica e festivi tutta la giornata.

I dati, tabellati come segue, risultano poco utili al fine di una valutazione oraria dell'autoconsumo.

Un' analisi precisa dei parametri fondamentali di una comunità energetica, in particolare

POD	Colonna2	N° UTENTE	Fascia	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
IT001E04923095	Municipio	372149292	F1	1844	1573	1645	1357	1535	2352	2804	2674	961	1015	1413	1417
IT001E04923095	Municipio	372149292	F2	771	674	715	676	719	1361	1856	1492	522	571	712	749
IT001E04923095	Municipio	372149292	F3	1557	1068	1106	1261	1227	2353	3072	2683	867	960	1177	1380
IT001E04923085	Biblioteca	372149303	F1	670	663	639	484	639	1724	1622	1757	645	536	584	575
IT001E04923085	Biblioteca	372149303	F2	360	360	369	318	346	749	883	789	365	331	223	340
IT001E04923085	Biblioteca	372149303	F3	680	572	617	610	545	944	1133	1302	593	549	373	573
IT001E04923064	PORTO	372149264	F1	825	400	775	475	575	550	525	500	400	475	500	725
IT001E04923064	PORTO	372149264	F2	600	275	550	350	400	375	400	350	225	350	375	600
IT001E04923064	PORTO	372149264	F3	1325	475	925	575	675	675	650	600	425	575	725	1125

Tabella 4.2 Tabella esemplificativa consumi per fascia

dell'energia condivisa tra gli utenti, richiederebbe l'utilizzo di dati con profilazione oraria.

4.3.1 RICOSTRUZIONE PROFILI ORARI DI CONSUMO SECONDO GSE.

In mancanza di valori orari reali misurati, risulta necessario l'utilizzo di un metodo di stima del profilo dei consumi, si è adottato quello proposto dal GSE descritto nell'allegato A della Delibera 318/2020/R/eel.

Questo approccio si basa sull'utilizzo di una serie di profili standard da applicare ai punti di prelievo non trattati orari in relazione a:

- Tipologia di utenza di prelievo.
- Tipologia di fonte impianto di produzione FER.
- Tipologia del punto di connessione alla rete (puro prelievo o immissione, misto)

Tutte le utenze selezionate sono classificabili, ai fini della profilazione oraria, come profili di prelievo puro, vanno quindi trattati come segue secondo quanto citato.

Per ricostruire i profili di prelievo su base oraria sono disponibili quattro differenti curve di prelievo in relazione alla tipologia di utenza in bassa tensione definita del comma 2 articolo 2 del Testo Integrato del Trasporto – TIT:

- a) per utenze domestiche in bassa tensione, quando per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare:
 - i) le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari;
 - ii) le applicazioni relative a servizi generali in edifici di al massimo due unità immobiliari, le applicazioni relative all'alimentazione di infrastrutture di ricarica private per veicoli elettrici, le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione ed adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo, per l'abitazione e i locali annessi, e la potenza disponibile non superi 15 kW;

- b) per utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
- c) per utenze in bassa tensione per alimentazione esclusiva delle infrastrutture di ricarica per veicoli pubblici
- d) per utenze in bassa tensione diverse da quelle di cui alle lettere a), b) e c) del presente comma, ivi incluse le utenze relative a pompe di calore, anche di tipo reversibile, per il riscaldamento degli ambienti nelle abitazioni e le utenze per la ricarica privata dei veicoli elettrici, quando l'alimentazione sia effettuata in punti di prelievo distinti rispetto a quelli relativi alle utenze di cui alla precedente lettera a).

Tutte le utenze considerate sono state categorizzate come appartenenti alla tipologia d è stato per cui utilizzato il profilo associato. I profili forniti dal GSE sono espressi in coefficienti percentuali definiti sulla base del peso che ogni ora ha all'interno del giorno, sono inoltre differenziati a livello mensile per tener conto degli effetti della stagionalità.

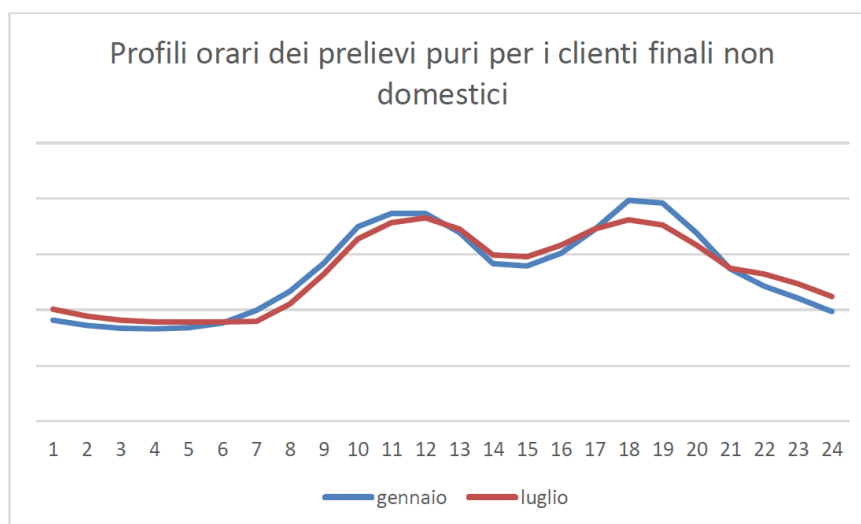


Figura 6 Curva esemplificativa per clienti finali non domestici con effetto della stagionalità.

Secondo quanto riportato dal GSE, nel caso di misura per fasce la curva oraria viene calcolata per ogni ora h di ogni fascia f :

$$E_{h_f} = M_f * \frac{Cnv_{h_f}}{\sum_{h_f}^{n_f} Cnv_{h_f}}$$

Dove:

E_{h_f} : valore orario di energia della curva stimata nella ora h della fascia f .

M_f : valore della misura della fascia f trasmessa dal Gestore di Rete.

Cnv_{h_f} : valore orario di energia nell'ora h nella fascia f

n_f : numero totale di ore presenti nella fascia f del mese

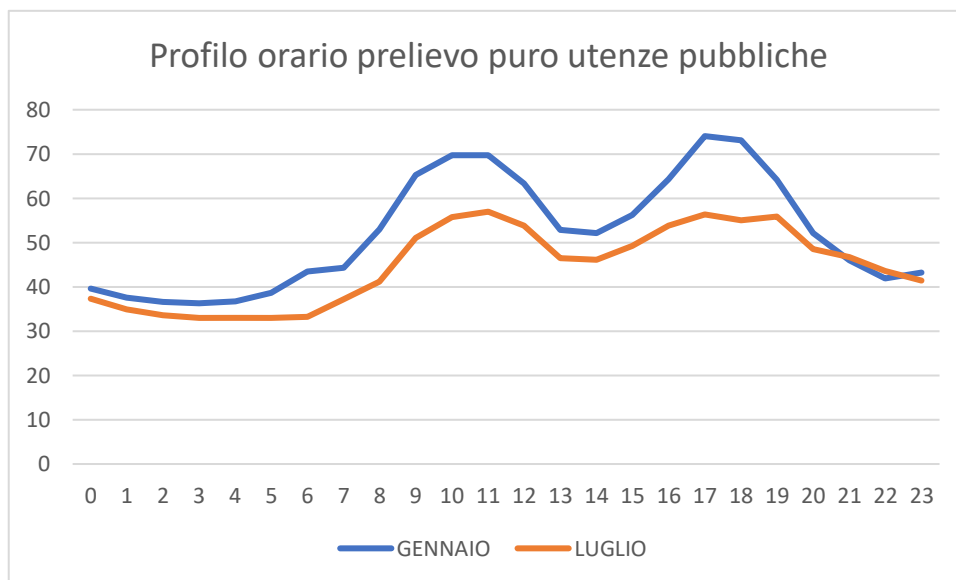


Figura 7 Esempio di profilo giornaliero ricavato per utenze considerate, consumo in kWh

La ricostruzione del profilo orario è stata eseguita tramite software Excel.

4.3.2 RICOSTRUZIONE PROFILI ORARI DI CONSUMO TRAMITE ANALOGIA

I profili di consumo ottenuti tramite la metodologia proposta dal GSE sono stati ritenuti eccessivamente generici derivando da medie di profili di utenze che hanno andamenti di consumo anche molto diversi. Si è deciso quindi di procedere con un approccio alternativo: costruire dei profili orari di consumo per ogni utenza in base a profili orari reali di utenze con utilizzi analoghi. A questo scopo sono stati utilizzati profili di consumo con dettaglio orari resi disponibili a DBApro in altri progetti, in particolare sono stati utilizzati profili orari di utenze del comune di Taglio di Po, confinante con Porto Tolle e demograficamente simile. Le utenze considerate per l'analogia sono riportate nella tabella di seguito. Tutte le utenze per cui non è stato possibile reperire un profilo analogo sono state escluse.

Utenza con profilo orario disponibile	Utenze associate per analogia
Sede municipale Taglio di Po	Sede municipale Porto Tolle
Asilo nido	Asilo nido Porto Tolle
Scuola elementare Taglio di Po	Scuola elementare Bocassette Scuola elementare Ca'Tiepolo
Scuola materna Taglio di Po	Scuola materna Bocassette Scuola materna Ca'Tiepolo
Scuola media Taglio di Po	Scuola media Ca'Tiepolo Scuola media Scardovari
Uffici	Ufficio tecnico Anagrafe/uffici demografici Ufficio IAT
Biblioteca di Taglio di Po	Biblioteca di Porto Tolle
Cimitero di Taglio di Po	Cimitero Donzella
Campo sportivo	Campo sportivo 1
Depuratore di Taglio di Po	Impianto depurazione2
Deposito comunale	Magazzino ex Federica
Auditorium Taglio di Po	Sala della musica Porto Tolle

Tabella 4.3: Tabella utenze utilizzate per analogia tra profili

Allo scopo di mantenere il consumo orario per fascia invariato nelle utenze di cui si è ricostruito il profilo, l'energia consumata in ogni ora è stata ripartita come segue;

$$E_{f_h_m} = Ma_{f_h_m} * \frac{C_{f_m}}{Ca_{f_m}}$$

Dove:

$E_{f_h_m}$: valore di energia della curva ricostruita nella fascia f , all'ora h del mese m .

$Ma_{f_h_m}$: valore del consumo orario dell'utenza considerata analoga nella fascia f , all'ora h del mese m .

C_{f_m} : consumo totale della curva da ricostruire nella fascia f per il mese m

Ca_{f_m} : consumo totale della curva considerata analoga nella fascia f per il mese m

Ripartendo in questo modo l'energia si costruisce un profilo orario con lo stesso consumo per fascia mantenendo costante il consumo mensile delle utenze. L'approccio alla ripartizione oraria dell'energia riportato è stato scelto proprio in virtù del fatto che i valori dei consumi nelle singole ore rimangono invariati cosa che non accadrebbe scalando i profili scelti come analoghi tramite il rapporto dei consumi totali mensili, in questo modo si manterrebbe solo la forma del profilo modificando però le reali entità dei consumi. Confrontando i profili riportati di seguito si nota come i profili ricavati per analogia siano molto più rappresentativi delle utenze rispetto a quelli generici riportati in figura 7.

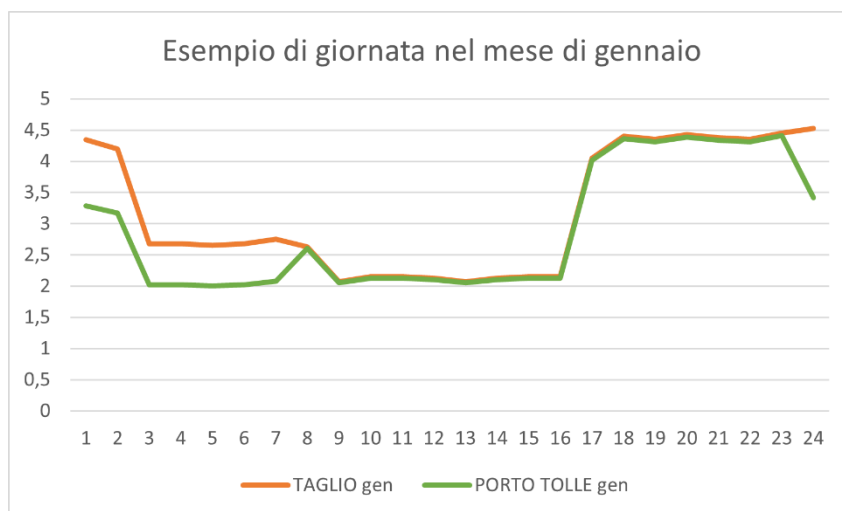


Figura 11 confronto tra profilo municipio di Taglio e profilo analogo municipio di Porto Tolle per il mese di gennaio consumi in kWh

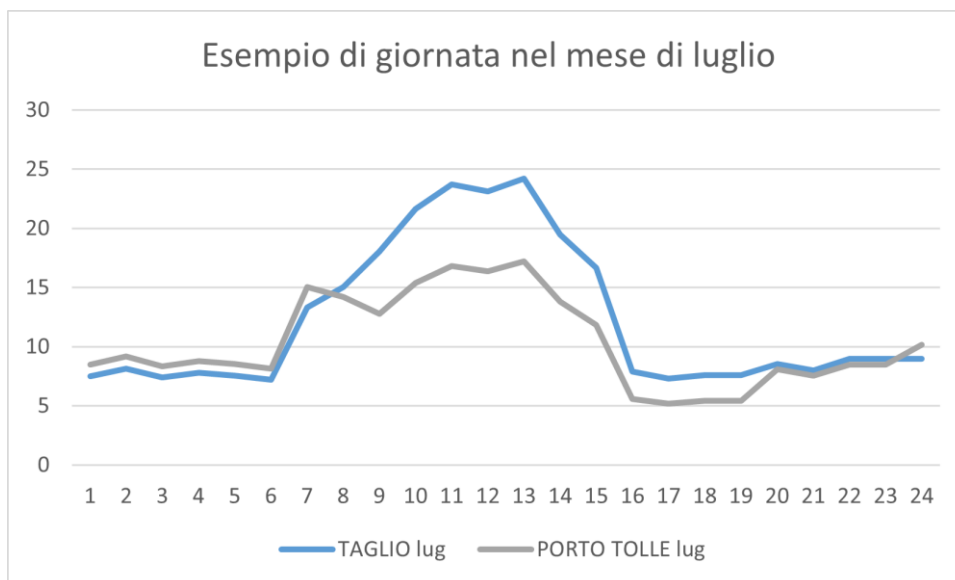


Figura 8 confronto tra profilo municipio di Taglio e profilo analogo municipio di Porto Tolle per il mese di luglio consumi in kWh

4.4 DATI SU CONSUMO ILLUMINAZIONE PUBBLICA

I dati dei consumi riguardanti la rete di illuminazione pubblica distribuita sono stato forniti in formato orario per ogni giorno dell'anno, consentendo una ricostruzione diretta dei profili di consumo senza passare per l'approccio con profili standard del GSE. Come anticipato il consumo derivato dall'illuminazione pubblica risulta particolarmente elevato rispetto ai consumi delle utenze pubbliche, con un consumo orario medio superiore ai 200kWh e un consumo medio giornaliero sull'anno di circa 3000kWh. Il consumo della pubblica illuminazione è tendenzialmente una componente maggioritaria nel bilancio energetico dei comuni ed in questo caso risulta di particolare interesse un metodo per l'abbattimento o compensazione di questi consumi.

4.5 DATI PER UTENZE DOMESTICHE

All'interno del progetto di cui al capitolo precedente non sono considerate utenze di tipo domestico all'interno del bilancio energetico, non erano per giunta disponibili dati diretti di consumatori siti nel comune di Porto Tolle. A causa della difficoltà di reperibilità dei suddetti dati oltre all'elevata variabilità dei consumi degli utenti domestici sono stati considerati dati statistici sui consumi medi annui di utenti domestici pubblicati da ARERA.

Tramite il sito di ARERA [28] sono disponibili dati mensili su:

- il prelievo medio mensile, in kWh, rilevato per tutti i clienti domestici;
- la ripartizione del consumo per fasce, con riferimento ai clienti domestici trattati per fasce;
- il prelievo medio orario, in kWh, rilevato per i clienti domestici trattati orari.

I dati sono catalogati in base a: regione, provincia, classe di potenza, mercato in cui sono inseriti e l'eventuale residenza del cliente finale. Le elaborazioni sono condotte da ARERA sulla base delle misurazioni messe a disposizione dalle imprese distributrici tramite il SII. In particolare, i dati sono riferiti a:

- i prelievi aggregati messi a disposizione dal SII sulla base dei dati di misura validati di ciascun punto di prelievo, trasmessi dalle imprese distributrici agli utenti del trasporto, tramite il SII stesso;
- il totale dei clienti domestici del settore elettrico in Italia, distinti per area geografica (regione o provincia), rispetto ai quali sono stati depurati alcuni dati considerati incoerenti. Sono inclusi i *prosumer*, per i quali i dati non sono al netto delle immissioni, considerando i consumi complessivi del cliente.

Per il caso in esame sono stati considerati i prelievi orari medi della provincia di Rovigo per l'anno 2022 che, nonostante abbia presentato delle anomalie generali dei mercati dell'energia, ha fatto registrare un consumo annuo pari a 295,8 TWh in linea con i prelievi annui precedenti, escluso l'anno 2020. Sono stati considerati utenti residenti, partecipanti al mercato libero dell'energia elettrica di tutte le classi di potenza disponibili. Le classi di potenza disponibili sono:

- fino a 1,5 kW.
- Da 1.5 a 3 kW
- Da 3 a 4.5 kW
- Da 4.5 a 6 kW
- Potenza superiore a 6 kW

I dati sono forniti per un generico giorno feriale, per il sabato e la domenica, il profilo orario annuo è stato ricostruito tramite software Excel.

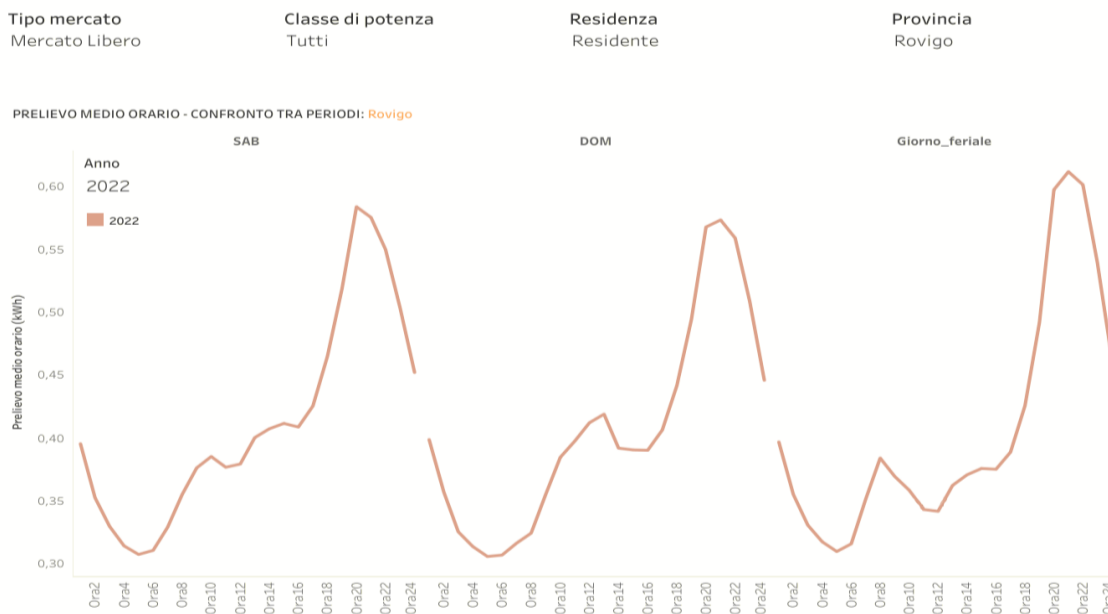


Figura 9 Prelievo medio orario utenti domestici. Fonte ARERA

4.6 DATI SU PRODUZIONE SOLARE

Il profilo di produzione solare è stato rilevato direttamente dal portale PVGIS considerando gli impianti precedentemente descritti, con la sola differenza di aver imposto la potenza installata totale dei due impianti pari a 1000kWp ciascuno. Al fine di utilizzare un profilo di produzione il più generale possibile sono stati considerati tutti gli anni disponibili, dal 2005 al 2020 per costruire un anno solare medio sommando i contributi di tutti gli anni pesati, ognuno allo stesso modo, per un quindicesimo. L'impianto non ha capacità di inseguimento, l'inclinazione imposta è pari a 21.5° mentre l'angolo di azimut considerato è -10°. Per la tecnologia delle celle fotovoltaiche si è scelto silicio cristallino, le perdite di sistema considerate sono pari al 14%.

CAPITOLO 5: ANALISI ENERGETICA

In questo capitolo vengono presentati i calcoli effettuati per ricavare i parametri energetici che caratterizzano il funzionamento di una CER.

5.1 SCENARI CONSIDERATI

Allo scopo di valutare la configurazione potenzialmente più conveniente per una CER, sono stati considerati scenari diversi in cui variano sia le configurazioni impiantistiche sia i partecipanti. Gli scenari considerati sono:

- Sole Utenze Pubbliche, solo impianti di produzione fotovoltaica.
- Sole utenze pubbliche, impianti di produzione fotovoltaica accostati ad accumulo finalizzato alla copertura della domanda da pubblica illuminazione
- Utenze pubbliche e utenze domestiche, solo impianti di produzione fotovoltaica
- Utenze pubbliche ed utenze domestiche, impianti di produzione fotovoltaica accostati ad accumulo finalizzato alla copertura della domanda da pubblica illuminazione.

Nei casi in cui sono stati considerati Utenti domestici sono stati risolti 4 scenari in cui il numero di partecipanti varia, arbitrariamente sono stati considerati 250, 500, 1000 e 2000 partecipanti. Per ripartire i clienti domestici in classi di potenza a cui sono associati i profili riportati nel capitolo precedente è stata utilizzata la tabella 2.18 “*distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2022 per classe di potenza*” estrapolata da [32] e riportata di seguito:

Classe di potenza [kw]	Punti di prelievo	Incidenza sul totale
fino a 1,5	109	0.45%
Da 1,5 a 3	20785	87.05%
da 3 a 4,5	1685	7%
da 4,5 a 6	1134	4.7%
da 6 a 10	119	0.68%
da 10 a 15	31	
oltre 15	13	
totale	23877	

Tabella 5.1: Distribuzione utenti domestici per classe di potenza [32]

5.2 PARAMETRI ENERGETICI CONSIDERATI

Tutti i parametri energetici che caratterizzano una comunità energetica hanno alla base la produzione rinnovabile e la domanda di energia dei partecipanti alla configurazione di autoconsumo. I parametri principali sono:

- **Produzione fotovoltaica:** Come descritto in precedenza questa grandezza è ricavata dal portale pubblico PVGIS, di fondamentale importanza è considerare l'andamento temporale della produzione in modo da ricavare in maniera il più precisa possibile i profili di energia condivisa e di quella immessa in rete.
- **Profilo di domanda:** i dati di domanda, oltre a dover essere disponibili con il maggior dettaglio temporale possibile devono essere ben ripartiti tra i diversi utenti in modo da poter valutare il contributo di ognuno alla configurazione di autoconsumo.
- **Autoconsumo:** questo parametro individua la quantità di energia consumata in contemporaneità con la sua produzione, nel caso in esame è stata trascurata data l'assunzione di immissione totale in rete dell'energia prodotta, così facendo tutta l'energia prodotta viene messa a disposizione della condivisione potenziale.
- **Energia immessa in rete:** quantità di energia messa a disposizione dagli impianti di produzione configurazione autoconsumo tramite rete esistente.
- **Energia condivisa:** parametro fondamentale attorno a cui ruota il funzionamento della CER stessa, essa è pari in ogni ora al minimo tra l'energia prodotta dagli impianti afferiti alla comunità energetica (P_h) e la domanda di energia dei partecipanti alla configurazione (D_h).

$$\text{Energia condivisa oraria}(E_{c,h}) = \min (P_h ; D_h)$$

La sua determinazione è fondamentale al fine del calcolo dell'incentivazione oltre che la valutazione dei benefici ambientali conseguibili essendo di fatto una componente rinnovabile consumata dai partecipanti al posto dell'energia acquistata in rete.

- **Sovraproduzione:** questa componente rappresenta l'eccesso di energia prodotta che non viene consumata contemporaneamente, che non viene condivisa e che non viene accumulata, rimanendo ha a disposizione per eventuali altri utilizzi o per l'invio in rete.

- Energia venduta alla rete: potendo la comunità energetica agire come qualsiasi altro soggetto produttore di energia rinnovabile le quantità di energia eccedenti il fabbisogno dei partecipanti possono essere liberamente vendute tramite gli appositi strumenti regolati (ritiro dedicato) [33].
- Energia caricata e scaricata dalle batterie: nelle configurazioni in cui è considerata la presenza di accumulo le quantità di energia caricata è scaricata dalle batterie è di fondamentale importanza. Non soltanto l'energia immagazzinata nelle batterie viene valorizzata come condivisa [34] rappresentando quindi un flusso monetario a disposizione della Comunità energetica, ma consente anche un importante risparmio energetico compensando i carichi in momenti di produzione bassa o nulla; la compensazione di carichi tramite accumulo comporta inoltre un risparmio economico essendo l'unica alternativa per l'alimentazione l'acquisto di energia tramite distributore dalla rete nazionale.
- Energia acquistata dalla rete: quando la produzione e l'accumulo non sono sufficienti a coprire la domanda gli utenti vengono alimentati da energia acquistata dalla rete di distribuzione

5.3 CALCOLO DEI PARAMETRI ENERGETICI

Le grandezze descritte in 5.2 sono state ricavate per ogni ora su un arco di 20 anni per ogni configurazione considerata.

La prima grandezza determinata è la componente “Energia immessa in rete” che risulta pari alla produzione oraria data l'assunzione di autoconsumo nullo, in ogni ora quindi vale:

$$\text{Produzione oraria } (P_h) = \text{Energia immessa in rete oraria } (Ei_h)$$

Viene quindi determinata la quota di energia condivisa se è presente domanda da parte dei partecipanti:

$$\text{Energia condivisa oraria } (Ec_h) = \min (P_h ; D_h)$$

Essendo noto il consumo orario di ogni utenza può essere valutato il contributo di ogni singolo alla condivisione, nello studio effettuato è stata data precedenza ai consumi delle utenze della pubblica amministrazione facendo rientrare sempre completamente il loro consumo cumulativo nella quantità oraria di energia condivisa. Questa assunzione è stata

effettuata considerando la domanda delle utenze pubbliche come una quota “fissa” non solo perché presente in ogni scenario, ma anche alla luce del fatto che essa rappresenta sostanzialmente un blocco unico ed indivisibile con un profilo di domanda più prevedibile.

Decurtando l’energia immessa in rete oraria della quota di energia condivisa si ricava la quota di sovrapproduzione lorda.

$$\text{Sovraproduzione lorda } (Sl_h) = P_h - El_h$$

Questa quota è definita “lorda” in quanto nelle configurazioni in cui è presente il sistema di accumulo essa è utilizzata come base per il calcolo dell’energia caricata nelle batterie. Negli scenari in cui non viene considerato l’accumulo la sovrapproduzione viene integralmente conferita alla rete di distribuzione ed è quindi pari alla quota di energia venduta alla rete.

5.3.1 FUNZIONAMENTO BATTERIE

Nel caso di studi analizzato l’energia accumulata viene destinata alla compensazione dei consumi notturni dell’illuminazione pubblica che rappresentano una parte consistente del consumo comunale; lo scopo è quindi quello di valutare il livello di copertura dei suddetti consumi ed il potenziale risparmio. La tecnologia di stoccaggio scelta è quella delle batterie a ioni di litio essendo esse le più diffuse per soluzioni di accumulo da fotovoltaico ed avendo quindi comprovata maturità tecnologica e commerciale.

Il sistema di accumulo (da qui in poi BESS, *battery energy storage sistem*) è descritto da una serie di parametri tecnici [35]:

- $E_{\text{BESS}}^{(\text{max})}$, $E_{\text{BESS}}^{(\text{min})}$ rispettivamente capacità di energia massima e minima espresso in kilowattora. La quantità effettivamente immagazzinata all’interno del BESS è espressa dallo “Stato di carica”, di seguito SOC (*state of charge*) valutato come percentuale di $E_{\text{BESS}}^{(\text{max})}$. Durante il funzionamento vale sempre:

$$\text{SOC}_{\text{min}} < \text{SOC}_h < \text{SOC}_{\text{max}}$$

- Potenza di carica (P_{bc}) e di scarica (P_{dc}), sono i valori di potenza misurati in ogni ora e caratterizzano lo stato di carica e scarica delle batterie, nello scenario considerato la potenza di carica e scarica sono pari rispettivamente alla potenza della sovrapproduzione lorda nell'ora considerata e alla potenza domandata nell'ora considerata con il vincolo della potenza massima trasferibile dagli apparati di conversione che il BESS (essendo tutte le quantità considerate calcolate ora per ora, le assunzioni descritte fanno sì che, il modulo della potenza di carica in ogni ora sia pari a quello dell'energia sovrapprodotta lorda quando il modulo della stessa è minore della massima potenza di carica).
- η_{sd} : efficienza di autoscarica, esprime la percentuale di energia persa nell'unità di tempo, consentendo di valutare la quantità di energia persa nelle ore in cui il BESS non sta né caricando né scaricando.
- η_c : rendimento di carica.
- η_d : rendimento di scarica.

La capacità massima del BESS (C_n) è stata scelta in base al consumo medio giornaliero dell'illuminazione pubblica ed è stata quindi posta pari a 3MW. È stato inoltre considerato il degrado della capacità del BESS utilizzando il modello di degrado esposto in [36] basato sui seguenti parametri.

Specificata	Unità di misura	Valore
Rendimento round-tip (η_b)	%	0.98
Efficienza di carica e scarica ($\eta_c = \eta_d$)	%	0.95
Numero di cicli su vita operativa (L_{cic})	n° di cicli	/
SOC max	%	0.1
SOC min	%	0.95

Tabella 5.2: specifiche di batterie a ioni di litio assunte in [36]

- Rendimento round-tip: per i sistemi di accumulo si utilizza il concetto del rendimento round-tip (RTE, *round-tip efficiency*) che tiene conto sia dell'intero processo di carica e scarica sia dei consumi e delle perdite degli impianti a supporto dell'impianto BESS. [37]

- Numero di cicli su vita utile: numero di cicli completi di carica e scarica previsti per l'impianto, nel caso in esame, dovendo il sistema BESS alimentare la pubblica illuminazione è soggetto ad un ciclo al giorno per un totale di 7305 cicli in 20 anni.
- SOC max e SOC min : per evitare un eccessivo degrado della capacità del BESS questo non è mai caricato o scaricato completamente, SOC max rappresenta quindi la percentuale massima di capacità che viene caricata mentre SOC min la percentuale di carica a cui viene fermata la scarica.

Per lo studio effettuato il BESS è stato considerato collegato alla rete tramite un gruppo di conversione statica di potenza nominale 500kW con fattore di potenza assunto pari a 0.9 per avere un tempo di carica di circa 6 ore e mezzo.

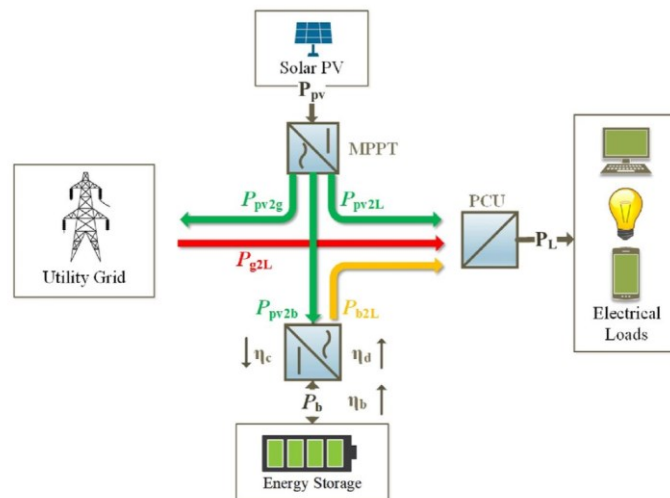


Figura 10: flussi di potenza tra gli elementi chiave di una CER [36]

CARICA BESS.

η_{c_tot} : rendimento totale di carica = $\eta_c * \eta_{cv}$

$(P_{bc} * 1h) * (\eta_{c_tot})$: energia netta massima caricabile in un'ora = E_{im}

Se: $S_{l_h} > 0$ & $SOC_h < SOC_{max}$ \rightarrow Carica BESS

Se: $S_{l_h} = < E_{im}$ & $E_{BESS_h-1} + S_{l_h} < E_{BESS}^{(max)}$ $\rightarrow E_{l_h} = S_{l_h}$

Se: $S_{l_h} > E_{im}$ & $E_{BESS_h-1} + E_{im} < E_{BESS}^{(max)}$ $\rightarrow E_{l_h} = E_{im}$

Se: $S_{l_h} = < E_{im}$ & $E_{BESS_h-1} + S_{l_h} > E_{BESS}^{(max)}$ $\rightarrow E_{l_h} = E_{BESS}^{(max)} - E_{BESS_h-1}$

Se: $S_{l_h} > E_{im}$ & $E_{BESS_h-1} + E_{im} > E_{BESS}^{(max)}$ $\rightarrow E_{l_h} = E_{BESS}^{(max)} - E_{BESS_h-1}$

Nel caso in cui ci sia sovrapproduzione e la batteria non sia completamente carica, energia viene immessa nel BESS, per ogni ora si valuta se l'energia sovrapprodotta è maggiore o minore della quantità netta di energia immagazzinabile e se la capacità disponibile è sufficiente, per poi caricare la quantità netta o quella mancante alla massima carica a seconda dei casi.

Ad ogni ora si aggiorna lo stato di carica considerando il valore di autoscarica (η_{sd}):

$$SOC_{h+1} = (E_{BESS_h-1} * \eta_{sd} + E_{l_h}) / E_{BESS}^{(max)}.$$

SCARICA BESS

D_{ill_h} : domanda da illuminazione pubblica.

η_{d_tot} : rendimento totale di scarica = $\eta_b * \eta_d * \eta_{cv}$

Se: $D_{ill_h} > 0$; $SOC_h > SOC_{min}$ \rightarrow Scarica BESS

Se: $E_{BESS_h} > D_{ill_h}$ & $E_{BESS_h} - D_{ill_h} > E_{BESS}^{(min)}$ $\rightarrow E_{s_h} = D_{ill_h} / (\eta_{d_tot})$

Se: $E_{BESS_h} < D_{ill_h}$ $\rightarrow E_{s_h} = (E_{BESS_h} - E_{BESS}^{(min)}) / (\eta_{d_tot})$

Ad ogni ora si aggiorna lo stato di carica considerando il valore di autoscarica (η_{sd}):

$$SOC_{h+1} = (E_{BESS_h-1} * \eta_{sd} - E_{s_h}) / E_{BESS}^{(max)}.$$

MANTENIMENTO DELLA CARICA

Nelle ore in cui le batterie sono cariche, ma la domanda da illuminazione pubblica non è presente queste mantengono semplicemente il loro stato di carica, a meno del loro valore di autoscarica.

$$SOC_h = (E_{BESS_h} * \eta_{sd}) / E_{BESS}^{(max)}.$$

5.3.2 DEGRADO DELLE BATTERIE

Di fondamentale importanza è la valutazione del degrado delle prestazioni del BESS, allo scopo di determinarne la vita utile, oltre che per avere una rappresentazione più rigorosa possibile di come si modificano i bilanci energetici della configurazione considerata nel tempo. Per le batterie agli ioni di litio, l'energia nominale diminuisce nel tempo a causa dell'utilizzo stesso delle batterie e in funzione delle caratteristiche di ciclaggio; tipicamente il limite convenzionale di capacità residua associato al fine vita di uno stoccaggio elettrochimico è assunto pari al 70% del valore ad inizio vita. [37]

Il degrado delle batterie ha due componenti: invecchiamento da calendario e invecchiamento da ciclo, l'invecchiamento da calendario dipende da vari fattori di stress come il tempo di stoccaggio lo stato di carica e la temperatura. Assumendo che il BESS possa mantenere una temperatura circa costante si può assumere un modello semiempirico lineare del decadimento di capacità in ogni ora a causa dell'invecchiamento da calendario [36,38](Allegato C).

$$\beta_{cal_1h} = 6.6148 * 10^{-6} SOC_h + 4.6404 * 10^{-6}$$

il valore complessivo di decadimento da calendario per ogni intervallo di tempo può essere calcolato come:

$$\beta_{cal_n} = \sum_{t=1}^n \beta_{cal_1h}(t)$$

La perdita di capacità dovuta all'invecchiamento da ciclaggio che dipende dal passaggio di carica attraverso il BESS, in un qualsiasi intervallo di tempo è definito come [36]:

$$\beta_{cic_n} = 0.5 * \frac{\sum_{t=1}^n |P_{bc}(t)| * \Delta t}{L_{cic} * C_n}$$

Per stimare infine l'invecchiamento totale in un qualsiasi intervallo di tempo si può utilizzare la sovrapposizione degli effetti [36,39] :

$$\beta_{\text{tot}_n} = \beta_{\text{cal}_n} + \beta_{\text{cic}_n}$$

$\beta_{\text{tot}_n} = 0$ rappresenta una batteria nuova ed inutilizzata, mentre $\beta_{\text{tot}_n} = 1$ significa una batteria a fine vita. Infine, l'indicatore dello "stato di salute" (SOH, *state of health*) del BESS che rappresenta la capacità al momento considerato rispetto alla capacità originale è definito [36,39] :

$$\text{SOH}_n = 1 - 0.2 * \beta_{\text{tot}_n}$$

L'applicazione del modello descritto al caso in esame ha come risultato un SOH di 0,62 dopo 20 anni; quindi, una diminuzione media annua di capacità del 1.9% ed il valore di capacità residua pari al 70% viene raggiunto nella seconda metà del quindicesimo anno di esercizio, coerentemente con quanto descritto in [37]. Essendo la configurazione considerata attiva per 20 anni si è optato per mantenere attivo il BESS per tutta la durata di esercizio. La scelta è stata effettuata considerando accettabile di superare il limite convenzionale di fine vita per le batterie dato l'SOH a 20 anni comunque non troppo basso. Inoltre si è tenuto conto del fatto che la configurazione di autoconsumo ha alla base un meccanismo di incentivazione che ha un certo carattere sperimentale, i cui reali benefici richiederanno ancora studi approfonditi su casi reali per valutarne l'efficienza nel sostenimento degli investimenti in tecnologie per l'energia rinnovabile, data questa incertezza si è optato per rimandare un eventuale sostituzione di un BESS di grandi dimensioni come quello considerato alla conclusione dei 20 anni di esercizio.

5.3.3 ACQUISTO DA RETE

Nelle ore in cui la produzione è minore della domanda e l'energia accumulata nelle batterie non è sufficiente per compensare l'energia richiesta, viene calcolata l'energia acquistata per l'alimentazione delle utenze afferite alla pubblica amministrazione, compresa l'illuminazione pubblica, allo scopo di valutare l'impatto economico sulla configurazione di comunità della spesa energia delle utenze comunali. Si calcola inoltre la quantità totale di energia acquistata dalla rete compresi tutti gli utenti di ogni configurazione in modo da poter valutare le diminuzioni dei consumi di tutti i partecipanti ed il conseguente beneficio ambientale.

L'energia acquistata è ricavata come segue:

$$\text{Se: } Ec_{_h} + \eta_{d_tot} * E_{BESS_h} < \text{Domanda TOT}_{_h} \longrightarrow \text{Acquisto da rete}_{_h} (\text{Acq}_{TOT_h}) > 0$$

ACQUISTO TOTALE

$$\text{Se: } D_{ill_h} = 0 \longrightarrow \text{Acq}_{TOT_h} = \text{Domanda ToT}_{_h} - Ec_{_h}$$

$$\text{Se: } D_{ill_h} > 0 \longrightarrow \text{Acq}_{TOT_h} = \text{Domanda ToT}_{_h} - (Ec_{_h} + \eta_{d_tot} * E_{s_h})$$

ACQUISTO PUBBLICA AMMINISTRAZIONE

D_{PA_h} : Domanda dei soli utenti afferiti alla pubblica amministrazione

Data la precedenza nella condivisione della pubblica amministrazione assunta in ogni ora in cui l'energia condivisa è maggiore della domanda della PA questa non acquista dalla rete.

$$\text{Se: } D_{ill_h} = 0 \ \& \ Ec_{_h} < D_{PA_h} \longrightarrow \text{Acq}_{PA_h} = D_{PA_h} - Ec_{_h}$$

$$\text{Se: } D_{ill_h} > 0 \ \& \ Ec_{_h} < D_{PA_h} \ \& \ E_{BESS_h} - (D_{ill_h} / \eta_{d_tot}) > E_{BESS}^{(min)}$$

$$\longmapsto \text{Acq}_{PA_h} = D_{PA_h} - Ec_{_h}$$

$$\text{Se: } D_{ill_h} > 0 \ \& \ Ec_{_h} < D_{PA_h} \ \& \ E_{BESS_h} - (D_{ill_h} / \eta_{d_tot}) < E_{BESS}^{(min)}$$

$$\longmapsto \text{Acq}_{PA_h} = (D_{PA_h} - Ec_{_h}) + (D_{ill_h} - E_{BESS_h})$$

5.4 RISULTATI ENERGIA

Vengono presentate di seguito le quantità energetiche calcolate per ogni configurazione descritta.

5.4.1 CONFIGURAZIONE 1: Sole UtENZE Pubbliche, solo impianti di produzione fotovoltaica. In questo scenario la quantità “Venduta alla rete” è pari alla sovrapproduzione lorda, i valori di domanda totale per PA e illuminazione pubblica sono uguali per tutte le configurazioni, vengono riportati soltanto nella tabella TAB:AB

Anno	Produzione MWh	Condivisa MWh	Venduta alla rete MWh	Domanda PA MWh	Domanda ill.pubb MWh	Prelievo da rete MWh
1	2743,78	208,49	2535,29	261,56	1114,22	1167,29
2	2724,57	208,26	2516,31	261,56	1114,22	1167,52
3	2705,37	208,03	2497,34	261,56	1114,22	1167,75
4	2686,16	207,80	2478,36	261,56	1114,22	1167,98
5	2666,95	207,56	2459,39	261,56	1114,22	1168,22
6	2647,75	207,32	2440,42	261,56	1114,22	1168,46
7	2628,54	207,08	2421,46	261,56	1114,22	1168,70
8	2609,33	206,84	2402,49	261,56	1114,22	1168,94
9	2590,13	206,60	2383,53	261,56	1114,22	1169,18
10	2570,92	206,35	2364,57	261,56	1114,22	1169,42
11	2551,71	206,11	2345,60	261,56	1114,22	1169,67
12	2532,51	205,87	2326,64	261,56	1114,22	1169,91
13	2513,30	205,61	2307,69	261,56	1114,22	1170,16
14	2494,09	205,36	2288,73	261,56	1114,22	1170,41
15	2474,89	205,11	2269,78	261,56	1114,22	1170,67
16	2455,68	204,85	2250,83	261,56	1114,22	1170,93
17	2436,48	204,59	2231,89	261,56	1114,22	1171,19
18	2417,27	204,33	2212,94	261,56	1114,22	1171,45
19	2398,06	204,06	2194,00	261,56	1114,22	1171,72
20	2378,86	203,80	2175,06	261,56	1114,22	1171,98
TOT	51226,34	4124,02	47102,32	5231,20	22284,40	23391,53

Tabella 5.3: Valori energia configurazione 1

5.4.2 CONFIGURAZIONE 2: Sole utenze pubbliche, impianti di produzione fotovoltaica accostati ad accumulo finalizzato alla copertura della domanda da pubblica illuminazione.

Anno	Produzione MWh	Condivisa MWh	Imnessa in rete MWh	Domanda totale MWh	Prelievo da rete MWh	Accumulo utilizzato MWh	Venduta alla rete MWh
1	2743,78	208,49	2535,29	1375,78	391,00	786,43	1722,29
2	2724,57	208,26	2516,31	1375,78	396,97	780,14	1710,67
3	2705,37	208,03	2497,34	1375,78	404,39	772,32	1699,27
4	2686,16	207,80	2478,36	1375,78	412,47	764,01	1688,30
5	2666,95	207,56	2459,39	1375,78	420,47	755,79	1677,75
6	2647,75	207,32	2440,42	1375,78	429,20	746,99	1667,71
7	2628,54	207,08	2421,46	1375,78	438,65	737,43	1658,41
8	2609,33	206,84	2402,49	1375,78	448,37	727,24	1649,41
9	2590,13	206,60	2383,53	1375,78	458,71	715,99	1640,82
10	2570,92	206,35	2364,57	1375,78	469,16	704,78	1632,84
11	2551,71	206,11	2345,60	1375,78	480,36	693,08	1625,38
12	2532,51	205,87	2326,64	1375,78	491,80	681,28	1618,16
13	2513,30	205,61	2307,69	1375,78	503,80	668,63	1611,28
14	2494,09	205,36	2288,73	1375,78	515,57	656,09	1604,67
15	2474,89	205,11	2269,78	1375,78	528,22	643,21	1598,71
16	2455,68	204,85	2250,83	1375,78	540,89	630,35	1592,75
17	2436,48	204,59	2231,89	1375,78	554,63	616,70	1587,89
18	2417,27	204,33	2212,94	1375,78	569,18	602,38	1583,88
19	2398,06	204,06	2194,00	1375,78	583,81	587,99	1579,95
20	2378,86	203,80	2175,06	1375,78	598,57	573,48	1575,86
TOT	51226,34	4124,02	47102,32	27515,54	9636,23	13844,29	32725,99

Tabella 5.4: Valori energia configurazione 2

5.4.3 CONFIGURAZIONE 3: Utenze pubbliche e utenze domestiche, solo impianti di produzione fotovoltaica.

In questo scenario la quantità “Venduta alla rete” è pari alla sovrapproduzione lorda; nelle configurazioni con utenti domestici la quantità “prelievo da rete” è ‘energia totale prelevata da tutti gli utenti cella CER.

SCENARIO 1 : 250 UTENTI DOMESTICI

Anno	Produzione MWh	Condivisa MWh	Venduta alla rete MWh	Domanda totale MWh	Prelievo da rete MWh
1	2743,78	442,33	2301,45	1978,34	1536,02
2	2724,57	441,89	2282,68	1978,34	1536,45
3	2705,37	441,46	2263,91	1978,34	1536,89
4	2686,16	441,02	2245,14	1978,34	1537,33
5	2666,95	440,58	2226,38	1978,34	1537,77
6	2647,75	440,13	2207,62	1978,34	1538,21
7	2628,54	439,68	2188,86	1978,34	1538,66
8	2609,33	439,23	2170,10	1978,34	1539,12
9	2590,13	438,77	2151,36	1978,34	1539,58
10	2570,92	438,30	2132,62	1978,34	1540,05
11	2551,71	437,83	2113,89	1978,34	1540,52
12	2532,51	437,35	2095,16	1978,34	1541,00
13	2513,30	436,86	2076,44	1978,34	1541,48
14	2494,09	436,37	2057,73	1978,34	1541,98
15	2474,89	435,87	2039,02	1978,34	1542,47
16	2455,68	435,37	2020,31	1978,34	1542,98
17	2436,48	434,85	2001,62	1978,34	1543,49
18	2417,27	434,34	1982,93	1978,34	1544,01
19	2398,06	433,81	1964,25	1978,34	1544,53
20	2378,86	433,27	1945,58	1978,34	1545,07
TOT	51226,34	8759,28	42467,06	39566,87	30807,59

Tabella 5.5 Valori energia configurazione 3 scenario 1

SCENARIO 2 : 500 UTENTI DOMESTICI

Anno	Produzione MWh	Condivisa MWh	Venduta alla rete MWh	Domanda totale MWh	Prelievo da rete MWh
1	2743,78	652,88	2090,89	2580,91	1928,03
2	2724,57	652,10	2072,47	2580,91	1928,81
3	2705,37	651,30	2054,07	2580,91	1929,61
4	2686,16	650,48	2035,68	2580,91	1930,43
5	2666,95	649,66	2017,29	2580,91	1931,25
6	2647,75	648,83	1998,92	2580,91	1932,08
7	2628,54	647,99	1980,55	2580,91	1932,92
8	2609,33	647,14	1962,20	2580,91	1933,77
9	2590,13	646,27	1943,86	2580,91	1934,64
10	2570,92	645,38	1925,55	2580,91	1935,53
11	2551,71	644,47	1907,24	2580,91	1936,44
12	2532,51	643,56	1888,95	2580,91	1937,35
13	2513,30	642,62	1870,68	2580,91	1938,29
14	2494,09	641,67	1852,42	2580,91	1939,24
15	2474,89	640,72	1834,17	2580,91	1940,19
16	2455,68	639,75	1815,93	2580,91	1941,16
17	2436,48	638,78	1797,70	2580,91	1942,13
18	2417,27	637,80	1779,47	2580,91	1943,11
19	2398,06	636,81	1761,25	2580,91	1944,10
20	2378,86	635,81	1743,04	2580,91	1945,10
TOT	51226,34	12894,02	38332,32	51618,20	38724,18

Tabella 5.6 Valori energia configurazione 3 scenario 2

SCENARIO 3 : 1000 UTENTI DOMESTICI

Anno	Produzione MWh	Condivisa MWh	Venduta alla rete MWh	Domanda totale MWh	Prelievo da rete MWh
1	2743,78	1023,12	1720,66	3786,04	2762,92
2	2724,57	1021,55	1703,02	3786,04	2764,49
3	2705,37	1019,96	1685,41	3786,04	2766,08
4	2686,16	1018,36	1667,80	3786,04	2767,69
5	2666,95	1016,74	1650,21	3786,04	2769,30
6	2647,75	1015,12	1632,63	3786,04	2770,93
7	2628,54	1013,47	1615,07	3786,04	2772,57
8	2609,33	1011,81	1597,52	3786,04	2774,23
9	2590,13	1010,12	1580,01	3786,04	2775,93
10	2570,92	1008,40	1562,52	3786,04	2777,64
11	2551,71	1006,67	1545,05	3786,04	2779,37
12	2532,51	1004,92	1527,59	3786,04	2781,12
13	2513,30	1003,15	1510,15	3786,04	2782,89
14	2494,09	1001,36	1492,74	3786,04	2784,69
15	2474,89	999,54	1475,34	3786,04	2786,50
16	2455,68	997,71	1457,98	3786,04	2788,34
17	2436,48	995,86	1440,62	3786,04	2790,18
18	2417,27	993,98	1423,29	3786,04	2792,07
19	2398,06	992,07	1405,99	3786,04	2793,97
20	2378,86	990,15	1388,70	3786,04	2795,89
TOT	51226,34	20144,04	31082,30	75720,86	55576,81

Tabella 5.7 Valori energia configurazione 3 scenario 3

SCENARIO 4 : 2000 UTENTI DOMESTICI

Anno	Produzione MWh	Condivisa MWh	Venduta alla rete MWh	Domanda totale MWh	Prelievo da rete MWh
1	2743,78	1633,23	1110,54	6196,31	4563,07
2	2724,57	1629,88	1094,69	6196,31	4566,43
3	2705,37	1626,51	1078,86	6196,31	4569,80
4	2686,16	1623,12	1063,04	6196,31	4573,19
5	2666,95	1619,69	1047,27	6196,31	4576,62
6	2647,75	1616,22	1031,53	6196,31	4580,09
7	2628,54	1612,72	1015,82	6196,31	4583,58
8	2609,33	1609,20	1000,13	6196,31	4587,11
9	2590,13	1605,64	984,49	6196,31	4590,67
10	2570,92	1602,06	968,86	6196,31	4594,25
11	2551,71	1598,45	953,27	6196,31	4597,86
12	2532,51	1594,80	937,71	6196,31	4601,51
13	2513,30	1591,11	922,19	6196,31	4605,20
14	2494,09	1587,38	906,71	6196,31	4608,92
15	2474,89	1583,62	891,27	6196,31	4612,69
16	2455,68	1579,81	875,87	6196,31	4616,50
17	2436,48	1575,97	860,51	6196,31	4620,34
18	2417,27	1572,08	845,18	6196,31	4624,22
19	2398,06	1568,15	829,91	6196,31	4628,16
20	2378,86	1564,18	814,68	6196,31	4632,13
TOT	51226,34	31993,81	19232,53	123926,17	91932,36

Tabella 5.8 Valori energia configurazione 3 scenario 4

RIEPILOGO CONFIGURAZIONE 3

Scenario	Produzione MWh	Condivisa MWh	Venduta alla rete MWh	Domanda totale MWh	Prelievo da rete MWh
250	51226,34	8759,28	42467,06	39566,87	30807,59
500	51226,34	12894,02	38332,32	51618,20	38724,18
1000	51226,34	20144,04	31082,30	75720,86	55576,81
2000	51226,34	31993,81	19232,53	123926,17	91932,36

Tabella 5.9 Riepilogo configurazione 3.

L'aumento del numero di utenti domestici fa crescere la quota di energia condivisa in virtù del solo aumento di domanda, avendo tutti lo stesso profilo di prelievo giornaliero, concordemente si ha infatti una crescita dell'energia che è necessario richiedere alla rete.

5.4.4 CONFIGURAZIONE 4: Utenze pubbliche ed utenze domestiche, impianti di produzione fotovoltaica accostati ad accumulo finalizzato alla copertura della domanda da pubblica illuminazione.

SCENARIO 1 : 250 UTENTI DOMESTICI

Anno	Produzione MWh	Condivisa MWh	Imnessa in rete MWh	Domanda totale MWh	Prelievo da rete MWh	Accumulo utilizzato MWh	Venduta alla rete MWh
1	2743,78	434,32	2301,45	1978,34	787,89	756,14	1518,04
2	2724,57	434,77	2282,68	1978,34	793,60	749,97	1506,04
3	2705,37	435,31	2263,91	1978,34	800,70	742,34	1494,37
4	2686,16	435,42	2245,14	1978,34	808,43	734,49	1483,28
5	2666,95	435,33	2226,38	1978,34	816,48	726,53	1472,51
6	2647,75	435,31	2207,62	1978,34	825,25	717,78	1462,25
7	2628,54	435,21	2188,86	1978,34	834,10	709,03	1452,56
8	2609,33	435,23	2170,10	1978,34	843,95	699,16	1443,68
9	2590,13	435,11	2151,36	1978,34	854,33	688,90	1435,33
10	2570,92	435,14	2132,62	1978,34	865,33	677,87	1427,64
11	2551,71	435,09	2113,89	1978,34	876,66	666,59	1420,28
12	2532,51	435,09	2095,16	1978,34	888,30	654,95	1413,25
13	2513,30	435,25	2076,44	1978,34	900,13	642,96	1406,44
14	2494,09	435,21	2057,73	1978,34	912,38	630,76	1400,02
15	2474,89	435,12	2039,02	1978,34	924,86	618,37	1393,87
16	2455,68	434,96	2020,31	1978,34	937,61	605,78	1387,98
17	2436,48	434,81	2001,62	1978,34	951,10	592,44	1382,62
18	2417,27	434,33	1982,93	1978,34	964,79	579,22	1377,95
19	2392,57	433,66	1958,92	1978,34	979,45	565,24	1368,54
20	2378,86	433,27	1945,58	1978,34	993,27	551,80	1369,21
TOT	51220,85	8697,95	42461,72	39566,87	17558,60	13310,32	28615,87

Tabella 5.10: Valori energia configurazione 4 scenario 1

SCENARIO 2 : 500 UTENTI DOMESTICI

Anno	Produzione MWh	Condivisa MWh	Imnessa in rete MWh	Domanda totale MWh	Prelievo da rete MWh	Accumulo utilizzato MWh	Venduta alla rete MWh
1	2743,78	644,84	2090,89	2580,91	1204,95	731,12	1333,93
2	2724,57	644,37	2072,47	2580,91	1210,48	726,06	1321,44
3	2705,37	643,71	2054,07	2580,91	1217,48	719,72	1309,56
4	2686,16	643,45	2035,68	2580,91	1225,15	712,32	1298,14
5	2666,95	643,49	2017,29	2580,91	1232,59	704,83	1287,00
6	2647,75	643,64	1998,92	2580,91	1240,72	696,55	1276,32
7	2628,54	643,51	1980,55	2580,91	1249,58	687,82	1266,39
8	2609,33	643,42	1962,20	2580,91	1259,22	678,27	1257,29
9	2590,13	643,14	1943,86	2580,91	1269,64	668,13	1249,01
10	2570,92	642,65	1925,55	2580,91	1280,60	657,66	1241,26
11	2551,71	642,26	1907,24	2580,91	1291,98	646,67	1233,93
12	2532,51	641,50	1888,95	2580,91	1303,63	635,78	1226,87
13	2513,30	640,86	1870,68	2580,91	1315,68	624,38	1220,24
14	2494,09	639,89	1852,42	2580,91	1327,98	613,04	1213,86
15	2474,89	639,38	1834,17	2580,91	1340,54	600,99	1207,76
16	2455,68	638,82	1815,93	2580,91	1353,28	588,81	1201,85
17	2436,48	638,36	1797,70	2580,91	1366,63	575,92	1196,57
18	2417,27	637,76	1779,47	2580,91	1380,42	562,73	1191,74
19	2392,57	636,50	1756,05	2580,91	1395,07	549,34	1182,29
20	2378,86	635,80	1743,04	2580,91	1408,73	536,39	1182,81
TOT	51220,85	12827,35	38327,12	51618,20	25874,32	12916,53	24898,29

Tabella 5.11: Valori energia configurazione 4 scenario 2

SCENARIO 3 : 1000 UTENTI DOMESTICI

Anno	Produzione MWh	Condivisa MWh	Imnessa in rete MWh	Domanda totale MWh	Prelievo da rete MWh	Accumulo utilizzato MWh	Venduta alla rete MWh
1	2743,78	1011,88	1720,66	3786,04	2079,22	694,94	1005,28
2	2724,57	1010,93	1703,02	3786,04	2085,35	689,76	992,87
3	2705,37	1010,67	1685,41	3786,04	2092,29	683,08	980,94
4	2686,16	1010,17	1667,80	3786,04	2099,49	676,38	969,27
5	2666,95	1010,08	1650,21	3786,04	2107,21	668,76	958,14
6	2647,75	1009,20	1632,63	3786,04	2115,45	661,40	947,53
7	2628,54	1008,10	1615,07	3786,04	2124,33	653,62	937,58
8	2609,33	1007,04	1597,52	3786,04	2133,94	645,06	928,40
9	2590,13	1005,59	1580,01	3786,04	2144,76	635,69	919,96
10	2570,92	1004,02	1562,52	3786,04	2155,23	626,79	912,13
11	2551,71	1002,96	1545,05	3786,04	2166,61	616,48	904,77
12	2532,51	1001,97	1527,59	3786,04	2178,22	605,85	897,67
13	2513,30	1001,10	1510,15	3786,04	2190,14	594,80	890,85
14	2494,09	1000,17	1492,74	3786,04	2202,33	583,54	884,34
15	2474,89	999,20	1475,34	3786,04	2214,67	572,17	877,98
16	2455,68	997,68	1457,98	3786,04	2227,62	560,74	872,23
17	2436,48	995,86	1440,62	3786,04	2241,17	549,02	867,07
18	2417,27	993,97	1423,29	3786,04	2255,03	537,04	862,24
19	2392,57	991,52	1401,05	3786,04	2269,69	524,83	852,74
20	2378,86	990,15	1388,70	3786,04	2282,74	513,15	852,57
TOT	51220,85	20062,27	31077,36	75720,86	43365,49	12293,10	18314,57

Tabella 5.12 Valori energia configurazione 4 scenario 3

SCENARIO 4 : 2000 UTENTI DOMESTICI

Anno	Produzione MWh	Condivisa MWh	Immessa in rete MWh	Domanda totale MWh	Prelievo da rete MWh	Accumulo utilizzato MWh	Venduta alla rete MWh
1	2743,78	1628,89	1110,54	6196,31	3972,61	594,81	493,10
2	2724,57	1625,86	1094,69	6196,31	3980,90	589,55	482,44
3	2705,37	1622,82	1078,86	6196,31	3989,77	583,72	472,39
4	2686,16	1619,84	1063,04	6196,31	3999,16	577,31	462,63
5	2666,95	1616,67	1047,27	6196,31	4008,73	570,92	453,55
6	2647,75	1613,32	1031,53	6196,31	4018,85	564,14	444,79
7	2628,54	1610,22	1015,82	6196,31	4029,29	556,80	436,38
8	2609,33	1607,08	1000,13	6196,31	4040,22	549,01	428,21
9	2590,13	1603,95	984,49	6196,31	4050,89	541,48	420,27
10	2570,92	1600,60	968,86	6196,31	4062,24	533,47	412,79
11	2551,71	1597,15	953,27	6196,31	4074,10	525,06	405,83
12	2532,51	1593,36	937,71	6196,31	4086,14	516,81	399,04
13	2513,30	1589,77	922,19	6196,31	4098,55	507,99	392,65
14	2494,09	1586,76	906,71	6196,31	4111,27	498,28	386,59
15	2474,89	1583,49	891,27	6196,31	4124,41	488,41	380,98
16	2455,68	1579,80	875,87	6196,31	4138,29	478,22	375,85
17	2436,48	1575,97	860,51	6196,31	4151,80	468,54	370,85
18	2417,27	1572,08	845,18	6196,31	4165,62	458,60	365,90
19	2392,57	1567,02	825,55	6196,31	4181,38	447,91	357,45
20	2378,86	1564,18	814,68	6196,31	4193,39	438,74	356,14
TOT	51220,85	31958,82	19228,18	123926,17	81477,60	10489,75	8297,83

Tabella 5.13 Valori energia configurazione 4 scenario 4

RIEPILOGO CONFIGURAZIONE 4

Scenario	Produzione MWh	Condivisa MWh	Immessa in rete MWh	Domanda totale MWh	Prelievo da rete MWh	Accumulo utilizzato MWh	Venduta alla rete MWh
250	51220,85	8697,95	42461,72	39566,87	17558,60	13310,32	28615,87
500	51220,85	12827,35	38327,12	51618,20	25874,32	12916,53	24898,29
1000	51220,85	20062,27	31077,36	75720,86	43365,49	12293,10	18314,57
2000	51220,85	31958,82	19228,18	123926,17	81477,60	10489,75	8297,83

Tabella 5.14: Riepilogo configurazione 4

Al crescere della domanda con il numero di utenti domestici si ha anche in questo caso un aumento importante dell'energia condivisa, questo ha come conseguenza la diminuzione della quota di sovrapproduzione disponibile alla carica del BESS che rimane comunque consistente. Il consumo totale da illuminazione pubblica, sulla durata totale della configurazione è 22284.4 megawattora (Tabella 5.4) e la quantità di accumulo massima che gli viene resa disponibile, cioè quella ricavata nella configurazione 2 è 13844.29 megawattora (Tabella 5.5) per una copertura dei consumi pari al 62%.

Nel caso della configurazione 4 la copertura totale per ogni scenario è:

Scenario	Copertura consumo ill.pubb
250	59.7 %
500	57.9 %
1000	55.16 %
2000	47,07 %

Tabella 5.15 Copertura ill.pubb. configurazione 4

La Tabella 5.16 consente di evidenziare che, in una configurazione come quella considerata, un potenziale aumento esagerato della domanda dato dall'ingresso di un numero crescente di utenti porterebbe a livelli di energia disponibile per l'accumulo sempre minori, con la conseguente diminuzione della compensazione dei consumi non contemporanei alla produzione e la conseguente necessità di acquisto dalla rete. Nell'ottica di indipendenza energetica della pubblica amministrazione quindi è necessario, a parità di potenza di produzione, studiare attentamente la quantità ottimale di soggetti inclusi nella configurazione, oltre al loro profilo di domanda.

CAPITOLO 6: ANALISI ECONOMICA

In questo capitolo vengono presentati i calcoli effettuati per ricavare i parametri economici per la valutazione degli investimenti necessari alla messa in opera delle configurazioni descritte.

6.1 INCENTIVAZIONE ENERGIA CONDIVISA

Il meccanismo tramite cui una configurazione di comunità energetica è in grado di generare un flusso monetario atto alla creazione di benefici socioeconomici per i partecipanti è quello dell'incentivazione dell'energia condivisa. Essendo la quota di energia su cui è corrisposto un contributo economico la cosiddetta “Energia condivisa”, i partecipanti ricevono una remunerazione per un comportamento virtuoso in termini di consumi energetici, viene infatti incentivato il consumo contemporaneo alla produzione, pratica che consente la massimizzazione della quota di condivisione. In questo modo la domanda è coperta da energia proveniente da FER con conseguente beneficio ambientale.

I contributi economici spettanti sono regolati in base alla Delibera ARERA 727/20 7272022R/eel/22 [17] di cui fa parte il TIAD, sono riconosciuti in relazione a ciascun impianto di produzione per una durata di vent'anni, i corrispettivi previsti sono [40]:

- Valorizzazione dell'energia autoconsumata, mediante la restituzione delle componenti tariffarie previste dalla Delibera ARERA 727/20 7272022R/eel/22
- Incentivazione (tariffa premio) dell'energia elettrica condivisa ai sensi del “decreto CACER” (2.2.6) [20]
- Corrispettivo per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da parte del GSE ove richiesto.

6.1.1 VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA AUTOCONSUMATA

Nel caso di comunità energetiche rinnovabili il GSE calcola su base mensile, il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata, espresso in euro, pari al prodotto tra l'energia elettrica autoconsumata e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile (CU_{Afa_m}).

Il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile, espresso in c€/kWh, è pari alla parte unitaria variabile della tariffa di trasmissione (TRAS_E) definita per le utenze di bassa tensione [20].

Per l'anno 2024 la tariffa di trasmissione vale 10.57€/MWh [41, Tab3], il valore di TRAS_E è stato considerato uguale per tutti gli anni considerati.

6.1.2 INCENTIVAZIONE DELL'ENERGIA CONDIVISA

La tariffa premio di incentivazione dell'energia condivisa (TIP) è costituita da: una parte fissa, stabilita in funzione della taglia dell'impianto e da una parte variabile funzione del prezzo zonale orario (Pz) dell'energia. La componente variabile è quindi collegata alle dinamiche di mercato e alle fluttuazioni di prezzo, inoltre varia in ogni ora della giornata essendo il prezzo zonale stabilito ogni ora.

La tariffa TIP viene calcolata in ogni ora come segue [20] (Allegato B) :

$$TIP_{_h} = \{ \min [CAP ; TP_{base} + \max (0, 180-Pz)] + FC_{zonale} \} * (1 - F)$$

- TP_{base} : valore base della tariffa, così definito in base al valore della potenza degli impianti (Pi).

$$TP_{base} = \begin{cases} 80 \text{ €/MWh} & \text{con } Pi \leq 200 \text{ kW} \\ 70 \text{ €/MWh} & \text{con } 200 \text{ kW} < Pi \leq 600 \text{ kW} \\ 60 \text{ €/MWh} & \text{con } Pi > 600 \text{ kW} \end{cases}$$

- CAP : valore di soglia della tariffa spettante, definito in base al valore della potenza degli impianti (Pi)

$$CAP = \begin{cases} 120 \text{ €/MWh} & \text{con } Pi \leq 200 \text{ kW} \\ 110 \text{ €/MWh} & \text{con } 200 \text{ kW} < Pi \leq 600 \text{ kW} \\ 100 \text{ €/MWh} & \text{con } Pi > 600 \text{ kW} \end{cases}$$

- FC_{zonale} = fattore di correzione della tariffa, che tiene conto dei diversi livelli di insolazione per gli impianti fotovoltaici, definito in base alla regione di installazione.

Regioni del centro: Lazio, Marche Toscana, Umbria, Abruzzo.

$$FC_{zonale} = + 4 \text{ €/MWh}$$

Regioni del nord: Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto

$$FC_{\text{zonale}} = + 10 \text{ €/MWh}$$

Il parametro F è legato all'eventuale erogazione di un contributo in conto capitale: Ehi nella generalità dei casi varia linearmente tra 0, nel caso in cui non sia previsto alcun contributo in conto capitale e un valore pari a 0,5 nel caso di contributo in conto capitale pari al 40% dell'investimento [20], non considerato nel caso in esame. Tale fattore di riduzione non trova applicazione in relazione all'energia elettrica oggetto di incentivazione afferente a punti di prelievo nella titolarità di enti territoriali e autorità locali, enti religiosi, enti del terzo settore e protezione ambientale.

Inoltre è previsto che le CER assicurino, mediante esplicita previsione statutaria o pattuizione privatistica, che l'eventuale importo della tariffa premio eccedentaria rispetto a quello determinato in applicazione del valore soglia dell'energia oggetto di incentivazione sia destinato ai soli consumi diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione [20], i valori soglia dell'energia condivisa incentivabile sono:

- 55% nei casi di accesso alla sola tariffa premio.
- 45% nei casi di cumulo della tariffa premio con il contributo in conto capitale.

Nel caso considerato il 45% dell'incentivazione è quindi destinato ad essere utilizzato per avere finalità sociali la parte restante rimane ad uso della CER.

6.1.3 CORRISPETTIVO PER L'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA IN RETE.

Le CER sono compatibili con il meccanismo del "Ritiro Dedicato" cioè con la cessione al GSE dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che vi possono accedere, su richiesta e in alternativa al mercato libero, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato; il GSE corrisponde infatti al produttore un determinato prezzo per ogni kWh immesso in rete [42].

Il prezzo riconosciuto ai produttori dipende dalla tipologia di impianto e da eventuali ulteriori incentivi riconosciuti sullo stesso, nel caso in esame, essendo gli impianti considerati a fonte rinnovabile, soggetti a incentivazione e con potenza pari a 1MW, il prezzo riconosciuto è il prezzo zonale orario [42].

6.2 SPESE CONSIDERATE.

Le spese da considerare per la valutazione delle prestazioni economiche della configurazione di autoconsumo sono:

- Costi di installazione (CAPEX) e costi operativi (OPEX) degli impianti.
- Costi legali per la costituzione della CER, approssimativamente questi costi oscillano tra i 15.000€ ed i 50.000€, nel caso in esame è stato considerato un importo di 25000€.
- Costi di progettazione: questi costi riguardano le attività di studio di prefattibilità, progettazione e valutazione integrale della configurazione sia dal punto di vista tecnico che economico. Generalmente spaziano dai 25.000€ ai 45.000€, nel caso in esame è stato considerato un importo di 35.000€
- Tariffe a copertura dei servizi del GSE
- Costi dell'energia prelevata dalla rete suddivisi tra oneri e quote materia energia.

I costi legali sono stati assunti in base a stime aziendali basate su progetti di dimensioni paragonabili, gli altri costi e le tariffe sono stati considerati come riportato in seguito.

6.2.1 COSTI DEGLI IMPIANTI

I costi riguardanti l'impianto fotovoltaico sono quelli riportati al paragrafo 3.5.2 e precisati dal computo metrico riportato nell'allegato A.

OPEX fotovoltaico	CAPEX fotovoltaico
1 850 634,50 €	30000€/anno

I costi riguardanti l'impianto di accumulo sono stati dedotti dal documento pubblicato da TERNA denominato "Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica" [37].

Le voci principali che compongono il CAPEX di sistemi di stoccaggio agli ioni di litio sono [37]:

- La batteria: Tale componente copre circa metà del CAPEX ehm e include principalmente il costo dei materiali e delle lavorazioni

- Gli apparati di conversione e controllo: il convertitore DC/AC, i sistemi di misura e monitoraggio e controllo necessari per il funzionamento efficiente e sicuro dell'accumulo elettrochimico.
- Ingegneria, approvvigionamenti e costruzione, connessione alla rete: Opere civili cablaggi e installazione di componenti necessari ad un'adeguata connessione alla rete elettrica (quadri elettrici, trasformatori, servizio ausiliari ecc)

I costi opex rappresentano le spese operative ricorrenti necessarie per un funzionamento normale del sistema di accumulo, le componenti di tale voce di costo includono [37]:

- Manutenzione ed esercizio: l'ispezione e le verifiche delle batterie e delle apparecchiature correlate, sostituzione di componenti, manutenzione servizi ausiliari e apparati di misura, monitoraggio dell'impianto.
- Polizze assicurative per la protezione da eventuali imprevisti o danni.

I valori di riferimento utilizzati sono riportati in seguito.

Parametri economici	Valore
Costi di investimento [k€/MWh]	207 - 228
Costi fissi annuali [k€/MWh/anno]	2,1 – 2,8
WACC [%]	6

Tabella 16: valori di riferimento parametri economici per impianti di stoccaggio [37]

Per ogni parametro è stata considerata la media dell'intervallo proposto.

$$\text{CAPEX BESS: } 217\,500 \text{ [€/MWh]} * 3 \text{ [MWh]} = 652\,500 \text{ €}$$

$$\text{OPEX BESS: } 2450 \text{ [k€/MWh/anno]} * 3 \text{ [MWh]} = 7350 \text{ €/anno}$$

Configurazioni con solo impianto fotovoltaico:

$$\text{CAPEX}_{\text{TOT}}: 1\,850\,634,50 \text{ € €}$$

$$\text{OPEX}_{\text{TOT}}: 30\,000 \text{ €/anno}$$

Configurazioni con impianto fotovoltaico e BESS:

$$\text{CAPEX}_{\text{TOT}}: 1\,850\,634,50 \text{ €} + 652\,500 \text{ €} = 2\,503\,134,5 \text{ €}$$

$$\text{OPEX}_{\text{TOT}}: 30\,000 \text{ €/anno} + 7350 \text{ €/anno} = 37\,350 \text{ €/anno}$$

6.2.2 TARIFFE A COPERTURA SERVIZI GSE

I produttori che aderiscono al servizio di Ritiro Dedicato devono corrispondere al GSE una tariffa a copertura degli oneri di gestione del servizio, tale tariffa, differenziata per fonte di alimentazione, viene calcolata sulla base della potenza nominale dell'impianto, applicando corrispettivi unitari variabili in funzione degli scaglioni progressivi di potenza prevedendo un massimo annuo, secondo quanto riportato nella tabella [41]:

FONTE	Scaglioni di potenza (kW)			Massimale €/anno
	1 < P ≤ 20	20 < P ≤ 200	P > 200	
	€/kW	€/kW	€/kW	
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

Tabella 17: corrispettivo per ritiro dedicato [41]

In base alla tabella riportata, nel caso in esame la tariffa è di 10 000 €/anno.

Per configurazioni di CER è previsto un corrispettivo a copertura dei costi gestionali ed operativi dovuto al GSE è stabilito dal Decreto MASE n° 106 del 15 marzo 2024 [40]. La tariffa da corrispondere è composta da un corrispettivo fisso e da uno variabile sulla base della potenza del singolo impianto/unità di produzione facente parte della configurazione, richiesto ai soggetti ammessi alle tariffe incentivanti come riportato nella tabella riportata:

Potenza kW	Corrispettivo fisso €/anno	Corrispettivo variabile €/kW/anno
P ≤ 3	0	0
3 < P ≤ 20	15	0
20 < P ≤ 1000	15	1

Tabella 18: Tariffa GSE a copertura costi operativi CER

Nel caso in esame, che prevede 2 impianti di potenza 1000kW la tariffa vale:

$$2 * (15 \text{ [€/anno]} + 1000 \text{ [kW]} * 1 \text{ [€/kW/anno]}) = 2030 \text{ [€/anno]}$$

Le tariffe a copertura dei servizi del GSE sono considerate parte dell'OPEX.

6.2.3 COSTI ENERGIA PRELEVATA DA RETE

Nella CER ipotizzata sono state poste a carico della stessa le spese per l'energia acquistata dalla rete per coprire la domanda delle utenze afferite alla pubblica amministrazione, compresa l'illuminazione pubblica, mentre le spese delle utenze domestiche non sono considerate nel bilancio della configurazione di autoconsumo.

Essendo tutte le utenze considerate afferite alla pubblica amministrazione le spese per i loro consumi sono calcolate in base alla Gara per la fornitura di energia elettrica e dei servizi per la PA ed.21 (da ora EE21) [43], indetta e gestita da Consip; una società italiana che funge da centrale acquisti della pubblica amministrazione allo scopo di garantire per le PA la disponibilità di: contratti per l'acquisto di beni e servizi, strumenti di negoziazione e iniziative di acquisti "su misura" per le amministrazioni [44].

I corrispettivi sono definiti dall'allegato 5 "capitolato tecnico" della documentazione generale della gara EE21. Il corrispettivo, per la sola materia energia, per utenze multiorarie è determinato dalla somma di due contributi:

- *Spread*¹ offerti Ψ_i espressi in €/MW e differenziati per fascia oraria (contributo fisso)
- Media aritmetica mensile dei prezzi di acquisto espressa in €/MW sul sistema delle offerte di cui al "Decreto del ministro delle attività produttive 19 dicembre 20023", nelle ore appartenenti alla Fascia Oraria del mese di prelievo [43, All.5]

La spesa per l'energia consumata è pari al prodotto tra: la quantità di energia prelevata dalla PA e la somma dei contributi descritti maggiorata delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione così come da deliberazione ARERA n.107/09, il coefficiente di maggiorazione per utenze BT è 10.4%. Inoltre, il fornitore, impegnandosi a mantenere attivi i contratti necessari all'attivazione del servizio di trasporto (inteso come trasmissione, distribuzione e misura) e di dispacciamento dell'energia fattura gli oneri derivati dai suddetti contratti a carico delle amministrazioni contraenti [43, All.5]. Tali oneri sono definiti anno per anno dall' autorità, si riportano in seguito quelli considerati.

¹ Lo spread in bolletta è un contributo al consumo applicato direttamente dal fornitore. Si applica solamente per offerte variabili o indicizzate in relazione al mercato dell'energia

Categorie contrattuali di cui all'articolo 2 del TIT 2024-2027	TRAS _p [c€/kWh]	TRAS _e [c€/kWh]
Utenze BT per illuminazione pubblica	0	1,057
Altre utenze BT	0	1,057

Tabella 19: estratto tabella 3 (componenti TRAS copertura costi di trasporto per clienti finali) [41]

Tipologie contratto	Quota fissa c€/POD/anno	Quota energia c€/anno	Quota energia c€/kWh
Illuminazione pubblica	0	0	1,334
Utenze BT con pot.impegnata < 16.5 kW	/	/	/
pot.imp ≤ 1.5 kW	503,46	3135,86	0,065
1.5 kW ≤ pot.imp ≤ 3 kW	503,46	2969,94	0,065
3 kW ≤ pot.imp ≤ 6 kW	503,46	3301,77	0,065
6 kW ≤ pot.imp ≤ 10 kW	553,80	3301,77	0,065
pot.imp ≥ 10 kW	553,80	3301,77	0,065
Utenze BT con pot.impegnata ≥ 16.5 kW	503,46	3135,86	0,063

Tabella 20: estratto tabella 3[45] (componenti tariffe uso infrastrutture per distribuzione, clienti non domestici)

Tipologie di contratto	MIS (INS-RAV) c€/POD/anno	MIS (INS-RAV) c€/kWh
Utenze in BT illuminazione pubblica	-	0,076
Altre utenze in BT	1884,90	-

Tabella 21 estratto tabella 1[45] (componenti tariffe servizio di misura INS-RAV)

Tipologie di contratto	MIS (RES) c€/POD/anno	MIS (RES) c€/kWh
Utenze in BT illuminazione pubblica	-	0,076
Altre utenze in BT	1884,90	-

Tabella 22 estratto tabella 2[45] (componenti tariffe servizio di misura RES)

Il corrispettivo per il servizio di dispacciamento è stato calcolato, per ogni fascia oraria, sommando i contributi riportati in [45,46] riportati di seguito, il contributo “consultivo uplift” viene pubblicato da TERNA ogni mese, per le stime effettuate si è considerato sempre quello riportato.

	F1 [c€/kWh]	F2 [c€/kWh]	F3 [c€/kWh]
Corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammesse alla reintegrazione dei costi (art 45 delibera ARERA 111-06 Allegato A) c€/kWh	0,2291	0,2291	0,2291
Corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di terna (art 46 delibera ARERA 111-06 Allegato A) c€/kWh	0,0558	0,0558	0,0558
Corrispettivo unitario relativo al mese di aprile 2024 di cui all'articolo 44 comma 44,6 delibera ARERA 111/06 (consultivo uplift) c€/kWh	0,0862885	0,0862885	0,0862885
TOT	0,3711885	0,3711885	0,3711885

Tabella 23: Ricostruzione prezzi servizio di dispacciamento

Ulteriori oneri totalmente a carico dell'amministrazione contraente sono [43, All 5]:

- Oneri di sistema (a titolo esemplificativo le componenti tariffarie A_{RIM} , A_{SOS} , UC, MCT) relativi al solo mercato libero come stabiliti volta per volta da ARERA e l'eventuale C^{mor} .
- Le imposte e le addizionali, previste dalla normativa vigente.

Non essendo disponibili dati sui flussi di potenza reattiva per le utenze considerate i corrispettivi ad essa legati sono stati trascurati. Le tariffe UC (UC3 e UC6) sono componenti perequative definite secondo la tabella 7 da Deliberazione ARERA 45/2024/R/com, il loro valore totale è 1.6€/MWh + 1.7€/POD/anno; data la piccola entità questo contributo di spesa è stato trascurato. Anche la quota denominata MCT per gli oneri per la messa in sicurezza del nucleare e le compensazioni territoriali di circa 2,9€/anno è stata trascurata.

Tipologie contratto	Quota fissa c€/POD/anno	Quota energia c€/anno	Quota energia c€/kWh
Illuminazione pubblica	0	0	4.895
Utenze BT con pot.impegnata < 16.5 kW	/	/	/
pot.imp ≤ 1.5 kW	1194,36	1465,08	4.263
1.5 kW ≤ pot.imp ≤ 3 kW	1194,36	1387,44	4.263
3 kW ≤ pot.imp ≤ 6 kW	1194,36	1542,48	4.263
6 kW ≤ pot.imp ≤ 10 kW	1218	1542,48	4.263
pot.imp ≥ 10 kW	1218	1542,48	4.263
Utenze BT con pot.impegnata ≥ 16.5 kW	1175,64	1442,16	4.194

Tabella 24: estratto tabella 2[45] (tariffa Asos: Classe di agevolazione 0)

Tipologie contratto	Quota fissa c€/POD/anno	Quota energia c€/anno	Quota energia c€/kWh
Illuminazione pubblica	0	0	1,144
Utenze BT con pot.impegnata < 16.5 kW	/	/	/
pot.imp ≤ 1.5 kW	1108,56	1359,72	0,56
1.5 kW ≤ pot.imp ≤ 3 kW	1108,56	1287,84	0,56
3 kW ≤ pot.imp ≤ 6 kW	1108,56	1431,72	0,56
6 kW ≤ pot.imp ≤ 10 kW	1130,52	1431,72	0,56
pot.imp ≥ 10 kW	1130,52	1431,72	0,56
Utenze BT con pot.impegnata ≥ 16.5 kW	1108,56	1359,72	0,56

Tabella 25: estratto tabella 2[45] (tariffa Arim: Classe di agevolazione 0)

Le accise per l'energia elettrica sono applicate alla quantità di energia consumata indipendentemente dal contratto e dal fornitore in base al D.L. 504 del 26/10/1995 del Testo Unico Accise (T.U.A), per qualsiasi uso in locali e luoghi diversi dalle abitazioni vale [48]:

Consumo fino a 200 000 kWh/mese	Accisa di 0,0125 €
Consumo eccedente 200 000 kWh/mese	Accisa di 0,075 €

Tabella 26: accise applicate al consumo di energia elettrica per illuminazione pubblica e altri usi [48]

Tutte le utenze considerate hanno un consumo inferiore alla soglia di 200 000 kWh/mese.

L'imposta sul valore aggiunto per l'energia elettrica è stabilita in base al Testo Unico IVA [49]

Illuminazione pubblica	10%
Usi diversi da abitazioni e dall'illuminazione pubblica	22%

Tabella 27: valori iva energia elettrica [49]

Oneri acquisto da rete per illuminazione pubblica:

Dispacciamento [c€/kWh]	0,3711885
TRAS _p + TRAS _e [c€/kWh]	0 + 1,057
Distribuzione [c€/kWh]	1,334
MIA3(INS - RAV) + MIS(RES) [c€/kWh]	0,076 + 0,01
Asos+ Arem [c€/kWh]	4,895 + 1,144
Accise [c€/kWh]	1,25
IVA	22%
TOT [c€/kWh]	12,4

Tabella 28: oneri energia illuminazione pubblica

Quote fisse oneri utenze BT considerate, valori in c€/POD/anno

Tipologie contratto	Servizio di distribuzione	Servizio di misura	Asos	Arim	TOT
pot.imp ≤ 1.5 kW	503,46	2095,78	1194,36	1108,56	4902,16
1.5 kW ≤ pot.imp ≤ 3 kW	503,46	2095,78	1194,36	1108,56	4902,16
3 kW ≤ pot.imp ≤ 6 kW	503,46	2095,78	1194,36	1108,56	4902,16
6 kW ≤ pot.imp ≤ 10 kW	553,8	2095,78	1218	1130,52	4998,1
pot.imp ≥ 10 kW	553,8	2095,78	1218	1130,52	4998,1
Utenze BT con pot.impegnata ≥ 16.5 kW	503,46	2095,78	1175,64	1108,56	4883,44

Quote potenza oneri utenze BT considerate, valori in c€/kW

Tipologie contratto	Servizio di distribuzione	Servizio di misura	Asos	Arim	TOT
pot.imp ≤ 1.5 kW	3135,86	0	1465,08	1359,72	5960,66
1.5 kW ≤ pot.imp ≤ 3 kW	2969,94	0	1387,44	1287,84	5645,22
3 kW ≤ pot.imp ≤ 6 kW	3301,77	0	1542,48	1431,72	6275,97
6 kW ≤ pot.imp ≤ 10 kW	3301,77	0	1542,48	1431,72	6275,97
pot.imp ≥ 10 kW	3301,77	0	1542,48	1431,72	6275,97
Utenze BT con pot.impegnata ≥ 16.5 kW	3135,86	0	1442,16	1359,72	5937,74

Quote energia oneri utenze BT considerate, valori in c€/kWh

Tipologie contratto	Dispacci.	Servizio di distribuzione	Servizio di trasporto	Asos	Arim	TOT
pot ≤ 1.5 kW	0,3711	0,065	1,057	4,263	0,56	6,3131885
1.5kW ≤ pot ≤ 3kW	0,3711	0,065	1,057	4,263	0,56	6,3131885
3 kW ≤ pot ≤ 6 kW	0,3711	0,065	1,057	4,263	0,56	6,3131885
6 kW ≤ pot ≤ 10 kW	0,3711	0,065	1,057	4,263	0,56	6,3131885
pot.imp ≥ 10 kW	0,3711	0,065	1,057	4,263	0,56	6,3131885
pot ≥ 16.5 kW	0,3711	0,063	1,057	4,194	0,56	6,2411885

Oneri acquisto da rete per pubblica amministrazione:

Utenza PA	Potenza [kW]	Quota fissa c€/POD/anno	Quota potenza c€/kW
Municipio	25	4883,44	148443,5
Scuola media ca' Tiepolo	20	4883,44	118754,8
Biblioteca	15	4998,1	94139,55
Ufficio tecnico	10	4998,1	62759,7
Scuola elementare e materna Boccasette	7	4998,1	43931,79
Asilo nido	10	4998,1	62759,7
Scuola materna ca 'Tiepolo	25	4883,44	148443,5
Scuola media Scardovari	10	4998,1	62759,7
Scuole elementari Scardovari	10	4998,1	62759,7
anagrafe/ufficio demografico	10	4998,1	62759,7
campo sportivo	40	4883,44	237509,6
ufficio IAT	6	4902,16	37655,82
Sala della musica	13	4998,1	81587,61
Magazzino ex Federica	10	4998,1	62759,7
Cimitero donzella	3	4902,16	16935,66
Scuola elementare donzella	10	4998,1	62759,7
Impianto di depurazione	6	4902,16	37655,82
TOT [€/anno]		842,21	14043,75

6.3 PREZZI ENERGIA CONSIDERATI.

Per le ipotesi fatte la CER ipotizzata è fortemente legata ai prezzi del mercato dell'energia elettrica, essi influenzano: il valore dell'incentivazione dell'energia autoconsumata, il prezzo di vendita dell'energia tramite il meccanismo del ritiro dedicato e i costi dell'energia acquistata essendo il suo prezzo indicizzato rispetto al mercato libero.

Il maggiore indicatore dell'andamento temporale del mercato dell'energia è il prezzo unico nazionale (da ora PUN) cioè il prezzo di riferimento all'ingrosso dell'energia elettrica che viene acquistata sul mercato della borsa elettrica italiana (IPEX – Italian Power Exchange) e rappresenta quindi la media pesata nazionale dei prezzi zonal di vendita dell'energia elettrica per ogni ora e per ogni giorno. Il dato nazionale è un importo che viene calcolato sulla media di diversi fattori e che tiene conto delle quantità e dei prezzi formati nelle diverse zone d'Italia e nelle diverse ore della giornata [50]. Dall'analisi dell'andamento del PUN negli ultimi 15 anni si notano delle fluttuazioni anche di grande entità nei prezzi del mercato [51].

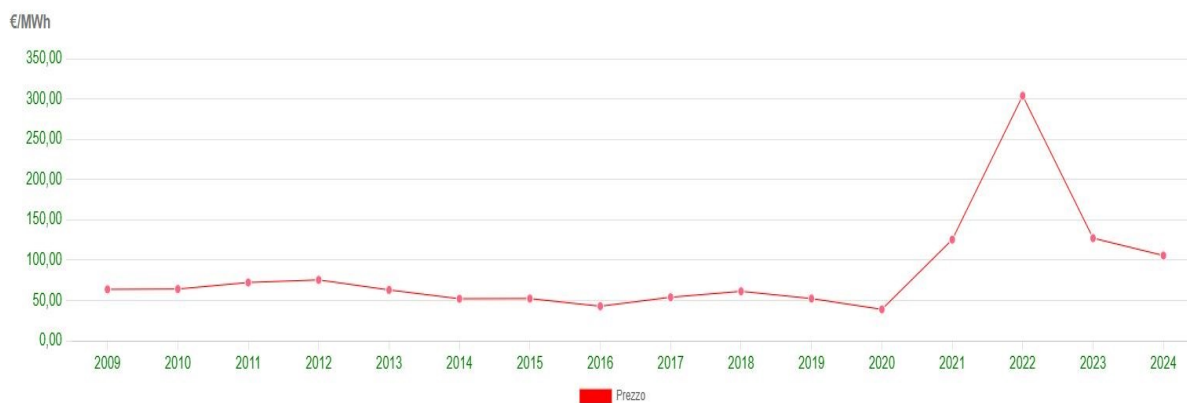


Figura 11 andamento del PUN con dettaglio annuo [51]

6.3.1 SCENARI DI MERCATO CONSIDERATI

Dalla figura 11 si evince come, fino al 2020, il PUN abbia avuto un andamento poco variabile mentre a partire dal 2021 e negli anni successivi siano stati raggiunti valori di prezzo più alti rispetto i 10 anni precedenti. Come evidenziato in figura gli ultimi dati disponibili mostrano come il prezzo non sia ancora tornato a livelli “normali”. Alla luce di questo andamento del mercato si è deciso di studiare due diversi scenari di prezzo in modo da valutare le prestazioni della CER anche in base a diverse situazioni di mercato, questi scenari sono:

- Scenario prezzo storico (Pst): in questo caso sono state valutate le performance della configurazione di autoconsumo nell'ipotesi di un ritorno dell'andamento del mercato ad una situazione simile quella precedente il 2020. Per questo scenario, come profilo di prezzo è stata considerata la media dei profili dei prezzi zonali dal 2014 al 2020
- Scenario prezzo alto (Pal): in questo caso l'ipotesi è stata quella di un non ritorno alla situazione storica considerando quindi un profilo di prezzo più alto. Il profilo di prezzo considerato in questo scenario è stato ricavato come la media dei profili di prezzo zonale degli anni 2021 e 2023.

I prezzi riferiti al 2022 sono stati scartati data l'evidente eccezionalità dell'andamento del mercato elettrico in quell'anno. I prezzi zonali considerati, per il calcolo dell'incentivazione e del ricavo da Ritiro Dedicato in quanto dati pubblici sugli esiti del mercato dell'energia sono stati ricavati con dettaglio orario dal sito del gestore del mercato elettrico [52].

I prezzi per il calcolo delle spese energia sono stati ricavati dai dati pubblicati tramite il portale online "acquistinretepa" [52]. Per lo scenario Pst sono stati utilizzati prezzi relativi al lotto 5 (Veneto) delle gare energia EE16 ed EE17 in modo da poter costruire un profilo di prezzo medio degli anni 2019 e 2020.

PUN per fascia				
Mese	F0	F1	F2	F3
	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh
gen-19	69,02	76,54	75,16	61,19
feb-19	57,67	61,79	63,65	51,11
mar-19	52,88	55,61	57,81	48,15
apr-19	53,35	59,2	59,14	46,7
mag-19	50,67	53,6	56,09	45,64
giu-19	48,58	54,02	52,49	42,65
lug-19	52,31	57,64	56,51	45,59
ago-19	49,54	51,54	54,78	45,18
set-19	51,18	57,4	56,35	43,96
ott-19	52,82	60,17	58,39	43,7
nov-19	48,16	57,73	52,43	39,17
dic-19	43,34	53,03	47,91	35,33
gen-20	47,47	54,53	51,66	40,67
feb-20	39,3	43,6	43,41	33,61
mar-20	31,99	34,76	39,12	26,14
apr-20	24,81	25,78	31,31	21,17
mag-20	21,79	22,99	26,20	18,71
giu-20	28,01	30,44	31,21	24,56
lug-20	38,01	43,08	41,43	31,93
ago-20	40,32	43,47	46,69	35,07
set-20	48,80	55,72	54,49	40,04
ott-20	43,57	49,42	48,58	36,00
nov-20	48,75	57,15	52,48	40,72
dic-20	54,04	68,46	59,43	42,49

Tabella 29: PUN mensile per fascia EE16 ed EE17 [52]

	EE16; da gen19 a ott19	EE 17 da ott19 a dic19
Fascia oraria	Ψ VAR	Ψ VAR
F0	1,95	2,18
F1	14,39	2,18
F2	2,39	2,18
F3	-10,61	2,18

Tabella 30: spread consip EE16 e EE17 [52]

PUN [€/MWh]												
Mese	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SETT	OTT	NOV	DIC
F1	81,20	67,07	58,81	55,85	51,23	55,56	64,50	61,36	71,32	69,38	65,58	69,21
F2	72,26	61,39	55,82	52,26	47,77	48,54	56,38	58,32	63,47	61,34	60,09	61,43
F3	51,38	41,9	36,22	32,69	30,75	32,32	37,99	39,50	41,56	39,19	46,33	45,19

Tabella 31 Profilo di prezzo considerato per spesa energia scenario Pst

Per lo scenario Pal sono stati utilizzati i prezzi riferiti a EE21 per l'anno 2023.

PUN per fascia				
Mese	F0	F1	F2	F3
	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh
gen-23	174,49	196,24	184,24	155,10
feb-23	161,07	174,33	172,89	144,22
mar-23	136,38	139,78	151,95	124,66
apr-23	134,97	135,55	152,05	126,40
mag-23	105,73	109,99	119,81	95,11
giu-23	105,34	108,20	117,96	96,61
lug-23	112,09	114,91	122,32	104,34
ago-23	111,89	110,26	128,12	104,48
set-23	115,70	118,55	128,08	105,99
ott-23	134,26	144,56	148,63	119,08
nov-23	121,74	139,73	128,26	105,30
dic-23	115,46	131,87	118,69	105,36

Tabella 32: PUN mensile per fascia EE21 [52]

	EE21; da gen23 a ott23
Fascia oraria	ΨVAR
F0	7,02
F1	7,02
F2	7,02
F3	7,02

Tabella 33 Tabella 34: spread consip EE21 [52]

PUN [€/MWh]												
Mese	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SETT	OTT	NOV	DIC
F1	223,6	199,5	161,5	156,8	128,7	126,7	134,1	129,0	138,1	166,7	161,4	152,8
F2	210,3	198,0	174,9	175,5	139,5	137,5	142,3	148,7	148,6	171,2	148,8	138,3
F3	178,3	166,4	144,8	146,8	112,3	114,0	122,5	122,7	124,3	138,7	123,6	123,6

Tabella 35 Profilo di prezzo considerato per spesa energia scenario Pal

6.4 PARAMETRI DI VALUTAZIONE ECONOMICA

Allo scopo di valutare in termini economici gli investimenti necessari alla realizzazione della CER sono stati utilizzati gli indicatori economici descritti in seguito.

6.4.1 PERIODO DI PAREGGIO

Il periodo di pareggio o tempo di recupero di un progetto o di un investimento è il tempo necessario, in anni, affinché i flussi di cassa positivi generati dal progetto stesso compensino le gli investimenti iniziali sostenuti, questo parametro risulta particolarmente utile quando si tratta di individuare il livello di convenienza di un progetto rispetto ad un altro.

$$\text{Periodo di pareggio} = \frac{\text{Investimento iniziale}}{\text{Flusso di cassa positivo netto}}$$

6.4.2 VALORE ATTUALE NETTO

Il Valore attuale netto rappresenta la differenza tra il valore attualizzato dei flussi di cassa attesi dall'investimento nella sua vita prevista in anni (n) e il costo iniziale dell'investimento stesso, consente di misurare in termini monetari il valore creato da un progetto di investimento stabilendo un criterio per la determinazione della convenienza del progetto.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \left(\frac{\text{Flusso di cassa positivo netto}}{(1 + \text{tasso attualizzazione})^t} \right) - \text{Investimento iniziale}$$

Il calcolo del VAN prevede la definizione di un tasso di redditività attesa (tasso di attualizzazione, i), nel caso in esame si è considerato il WACC e lo si è posto pari al 6% (parag 3.6.1, Tab 16). Un VAN positivo indica un investimento conveniente con una redditività maggiore a quella attesa mentre un VAN negativo offre una redditività minore di quella considerata.

6.4.3 TASSO INTERNO DI RENDIMENTO

Da definizione il tasso interno di rendimento (TIR) è il tasso di attualizzazione che rende nullo il valore attuale netto dell'investimento, il calcolo del TIR si utilizza per valutare la convenienza o meno di un investimento confrontandolo con il tasso di redditività attesa;

da un punto di vista puramente finanziario conviene effettuare l'investimento se il tasso interno di rendimento è maggiore della redditività.

6.4.4 RETURN ON INVESTMENT (Ritorno sull'investimento)

Il *Return on investment* (ROI) è il rapporto tra il capitale investito e il profitto realizzato, è calcolato come rapporto tra il guadagno totale al netto di tutti i costi e la totalità del capitale investito, indica quanto sia remunerativo un investimento. Un ROI positivo indica un investimento redditizio mentre un valore negativo indica una perdita. Di seguito ROI è stato calcolato sull'intera vita prevista per la configurazione cioè 20 anni.

$$ROI = \frac{\text{Guadagno totale netto}}{\text{Costo d'Investimento}} * 100$$

6.4.5 COSTO LIVELLATO DELL'ENERGIA

Il costo livellato dell'energia (*Levelized Cost of Energy*, *LCOE*) misura il costo medio di tutta l'energia generata nell'intera vita operativa della configurazione comprendendo tutti i costi associati al progetto oltre alle spese operative.

Il parametro LCOE è stato calcolato con la formula semplificata, è stato considerato un tasso di attualizzazione pari 6%:

$$LCOE = \frac{\text{Costi totali sulla vita utile dell'impianto}}{\text{Quantità totale di energia prodotta nella vita utile}}$$

6.5 RISULTATI ECONOMICI

Vengono presentati di seguito i risultati economici calcolati per ogni configurazione descritta negli scenari descritti. Nella maggior parte dei casi le spese sono risultate tali da non avere nessun guadagno da parte della CER, avendo ogni anno un flusso monetario negativo, rendendo automaticamente non appetibile l'investimento. Essendo le spese di maggiore entità quelle riferite all'illuminazione pubblica sia in termini di oneri che di spesa energia, le configurazioni sono state valutate anche escludendo le spese della pubblica illuminazione, mantenendo però la stessa come un soggetto partecipante alle dinamiche energetiche, ma escludendone i consumi dal bilancio della CER allo stesso modo dei clienti domestici. Questa opzione si dimostra molto più funzionale dal punto di vista monetario, in ogni caso la partecipazione dell'illuminazione pubblica alla

condivisione si tradurrebbe in un beneficio economico sul bilancio della municipalità data la diminuzione dei consumi.

6.5.1 CONFIGURAZIONE 1: Sole Utenze Pubbliche, solo impianti di produzione

Scenario prezzo Storico, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	24602	13531	11071	145114	156185
2	24575	13516	11059	144025	155083
3	24548	13501	11046	142935	153982
4	24520	13486	11034	141846	152880
5	24492	13471	11021	140757	151778
6	24464	13455	11009	139668	150677
7	24436	13440	10996	138579	149575
8	24407	13424	10983	137490	148474
9	24378	13408	10970	136402	147372
10	24350	13392	10957	135313	146270
11	24321	13377	10944	134224	145169
12	24292	13361	10931	133136	144067
13	24263	13344	10918	132048	142966
14	24233	13328	10905	130960	141864
15	24203	13312	10891	129872	140763
16	24173	13295	10878	128784	139661
17	24142	13278	10864	127696	138560
18	24110	13261	10850	126609	137459
19	24079	13244	10836	125522	136358
20	24048	13226	10822	124435	135256

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
29536	164445	42015	1910634	-1990446	-1823541	-1990446	-1823541
29540	164475	42015	-	-80947	85986	-2071393	-1737555
29544	164506	42015	-	-82083	84877	-2153476	-1652677
29548	164536	42015	-	-83219	83769	-2236695	-1568908
29552	164567	42015	-	-84356	82661	-2321051	-1486248
29556	164599	42015	-	-85493	81552	-2406543	-1404696
29560	164630	42015	-	-86630	80444	-2493173	-1324252
29564	164662	42015	-	-87767	79335	-2580941	-1244917
29568	164694	42015	-	-88905	78227	-2669846	-1166690
29573	164725	42015	-	-90042	77118	-2759888	-1089572
29577	164757	42015	-	-91180	76009	-2851068	-1013563
29581	164789	42015	-	-92318	74900	-2943386	-938663
29586	164821	42015	-	-93456	73791	-3036842	-864871
29590	164854	42015	-	-94595	72682	-3131437	-792189
29595	164887	42015	-	-95734	71573	-3227171	-720615
29599	164921	42015	-	-96873	70464	-3324044	-650151
29604	164955	42015	-	-98014	69355	-3422058	-580796
29609	164989	42015	-	-99154	68246	-3521212	-512550
29614	165023	42015	-	-100294	67137	-3621506	-445413
29619	165057	42015	-	-101435	66027	-3722941	-379386

Configurazione 1, prezzo storico, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
24.96	-1 900 223,36	< 0	< 0	71,5

Scenario prezzo alto, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	23098	10394	12704	294169	309077
2	23073	10383	12690	291953	306845
3	23048	10372	12677	289738	304614
4	23023	10360	12662	287523	302382
5	22997	10349	12648	285309	300151
6	22971	10337	12634	283095	297920
7	22945	10325	12620	280881	295690
8	22918	10313	12605	278668	293459
9	22892	10301	12590	276454	291228
10	22865	10289	12576	274241	288998
11	22838	10277	12561	272027	286767
12	22812	10265	12546	269814	284537
13	22784	10253	12531	267602	282306
14	22757	10240	12516	265390	280076
15	22729	10228	12501	263177	277846
16	22701	10215	12485	260966	275617
17	22672	10202	12469	258755	273387
18	22643	10189	12454	256545	271158
19	22614	10176	12438	254334	268929
20	22585	10163	12422	252124	266699

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
41201	268200	42015	1910634	-1910635	-1684774	-1910635	-1684774
41207	268249	42015	-	-223623	223623	-2134257	-1461151
41214	268298	42015	-	-221384	221384	-2355642	-1239767
41221	268348	42015	-	-219147	219147	-2574788	-1020620
41228	268399	42015	-	-216909	216909	-2791697	-803712
41234	268450	42015	-	-214671	214671	-3006368	-589040
41241	268501	42015	-	-212433	212433	-3218801	-376607
41248	268553	42015	-	-210196	210196	-3428997	-166411
41255	268604	42015	-	-207958	207958	-3636955	41546
41263	268655	42015	-	-205720	205720	-3842674	247266
41270	268707	42015	-	-203482	203482	-4046156	450748
41278	268759	42015	-	-201244	201244	-4247400	651992
41285	268812	42015	-	-199006	199006	-4446406	850998
41293	268865	42015	-	-196768	196768	-4643175	1047767
41301	268918	42015	-	-194531	194531	-4837706	1242297
41309	268973	42015	-	-192293	192293	-5029999	1434590
41317	269028	42015	-	-190055	190055	-5220054	1624646
41325	269083	42015	-	-187818	187818	-5407872	1812464
41333	269139	42015	-	-185580	185580	-5593452	1998044
41342	269195	42015	-	-183342	183342	-5776795	2181386

Configurazione 1, prezzo alto no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
9.34	1 592 908,41	10,63	114,2	71,2

6.5.2 CONFIGURAZIONE 2: Utenze pubbliche, impianti fotovoltaici accostati ad accumulo finalizzato alla copertura della domanda da pubblica illuminazione.

Scenario prezzo Storico, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	120535	50785	62071	94212	158487
2	119641	50412	61614	93585	157400
3	118719	50024	61140	92971	156310
4	117747	49615	60640	92389	155226
5	116725	49182	60111	91830	154134
6	115644	48723	59550	91301	153042
7	114475	48225	58941	90805	151935
8	113270	47711	58314	90319	150819
9	112018	47176	57660	89852	149695
10	110693	46609	56966	89415	148562
11	109307	46014	56239	89006	147424
12	107894	45408	55498	88614	146288
13	106439	44783	54735	88242	145150
14	104953	44145	53955	87886	144012
15	103390	43473	53134	87565	142867
16	101826	42801	52313	87249	141727
17	100134	42071	51420	86985	140568
18	98340	41297	50474	86772	139405
19	96538	40518	49522	86568	138246
20	94754	39748	48580	86362	137097

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
29536	42687	49365	2561634	-2524736	-2482049	-2524736	-2482049
29540	43610	49365	-	34886	78495	-2489850	-2403554
29544	44766	49365	-	32635	77401	-2457215	-2326153
29548	46015	49365	-	30298	76313	-2426918	-2249841
29552	47253	49365	-	27965	75218	-2398953	-2174623
29556	48594	49365	-	25527	74121	-2373426	-2100502
29560	50042	49365	-	22968	73010	-2350458	-2027492
29564	51538	49365	-	20352	71890	-2330106	-1955602
29568	53143	49365	-	17618	70762	-2312488	-1884841
29573	54753	49365	-	14871	69625	-2297617	-1815216
29577	56467	49365	-	12016	68483	-2285601	-1746733
29581	58211	49365	-	9131	67342	-2276470	-1679392
29586	60051	49365	-	6148	66199	-2270323	-1613193
29590	61852	49365	-	3205	65057	-2267118	-1548136
29595	63769	49365	-	139	63908	-2266979	-1484228
29599	65686	49365	-	-2924	62762	-2269903	-1421466
29604	67745	49365	-	-6146	61599	-2276049	-1359867
29609	69916	49365	-	-9485	60431	-2285534	-1299436
29614	72100	49365	-	-12833	59268	-2298367	-1240168
29619	74299	49365	-	-16186	58113	-2314553	-1182055

Configurazione 2, prezzo storico, con ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
207.35	-2 214 529,26	/	< 0	95,8

Configurazione 2, prezzo storico, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
37.13	-1 600 897	< 0	< 0	95,8

Scenario prezzo alto, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	112855	50785	62071	189717	251788
2	112026	50412	61614	188458	250072
3	111164	50024	61140	187212	248352
4	110255	49615	60640	186018	246658
5	109292	49182	60111	184863	244974
6	108272	48723	59550	183757	243307
7	107166	48225	58941	182730	241671
8	106025	47711	58314	181728	240042
9	104836	47176	57660	180761	238421
10	103575	46609	56966	179856	236823
11	102253	46014	56239	179009	235248
12	100906	45408	55498	178198	233696
13	99517	44783	54735	177422	232156
14	98100	44145	53955	176672	230627
15	96608	43473	53134	175992	229126
16	95114	42801	52313	175317	227630
17	93492	42071	51420	174739	226159
18	91771	41297	50474	174265	224739
19	90040	40518	49522	173808	223330
20	88328	39748	48580	173350	221930

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
41201	68389	49365	2561634	-2468801	-2400413	-2468801	-2400413
41207	69957	49365	-	89543	159500	-2379259	-2240913
41214	71941	49365	-	85832	157773	-2293427	-2083140
41221	74063	49365	-	82009	156072	-2211418	-1927068
41228	76160	49365	-	78222	154382	-2133196	-1772686
41234	78414	49365	-	74294	152707	-2058902	-1619979
41241	80855	49365	-	70209	151065	-1988693	-1468914
41248	83401	49365	-	66028	149428	-1922665	-1319486
41255	86155	49365	-	61645	147800	-1861020	-1171685
41263	88909	49365	-	57286	146195	-1803734	-1025491
41270	91803	49365	-	52810	144613	-1750924	-880878
41278	94738	49365	-	48316	143054	-1702608	-737824
41285	97837	49365	-	43669	141506	-1658939	-596318
41293	100891	49365	-	39079	139969	-1619860	-456349
41301	104087	49365	-	34374	138460	-1585486	-317888
41309	107279	49365	-	29678	136957	-1555808	-180932
41317	110678	49365	-	24800	135478	-1531008	-45454
41325	114243	49365	-	19806	134049	-1511202	88595
41333	117826	49365	-	14806	132632	-1496396	221227
41342	121429	49365	-	9794	131223	-1486602	352450

Configurazione 2, prezzo alto, con ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
47,65	-1.705 207	< 0	< 0	95,8

Configurazione 2, prezzo alto no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
17.58	-710 900	1.45	13.75	95,8

Gli indicatori economici evidenziano la profonda differenza, data dal considerare o meno le spese legate all'illuminazione, dai dati riportati si nota che soltanto gli oneri ed essa imputabili hanno un'entità paragonabile all'intera spesa energia di tutte le altre utenze della PA. Nella configurazione considerata si ha:

Spesa totale media PA = 41268€

Onere medio illuminazione pubblica = 40037€

Il solo considerare gli oneri dovuti all'illuminazione pubblica significa una spesa praticamente doppia. Tenendo conto, inoltre, che nel caso considerato la presenza del BESS ha come conseguenza un minore consumo dell'illuminazione pubblica le profonde differenze che gli indicatori economici degli scenari successivi evidenziano risultano maggiormente comprensibili e giustificate.

6.5.3 CONFIGURAZIONE 3: Utenze pubbliche e utenze domestiche, solo impianti di produzione fotovoltaica.

SCENARIO 1: 250 utenti domestici, prezzo storico, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	52195	23488	28707	130939	164321
2	52143	23465	28679	129863	163213
3	52092	23441	28651	128787	162104
4	52040	23418	28622	127712	160996
5	51988	23395	28593	126637	159887
6	51935	23371	28564	125562	158779
7	51882	23347	28535	124487	157670
8	51829	23323	28506	123413	156561
9	51774	23298	28476	122339	155453
10	51719	23274	28446	121266	154344
11	51663	23249	28415	120193	153236
12	51607	23223	28384	119120	152127
13	51549	23197	28352	118048	151018
14	51491	23171	28320	116977	149909
15	51433	23145	28288	115905	148800
16	51373	23118	28255	114834	147691
17	51313	23091	28222	113763	146582
18	51252	23063	28188	112693	145473
19	51190	23035	28154	111624	144363
20	51126	23007	28119	110555	143254

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
29536	166111	42015	1910634	-73341	-1817865	-1983975	-1817865
29540	166143	42015	-	-74486	91657	-2058461	-1726207
29544	166176	42015	-	-75631	90545	-2134092	-1635662
29548	166208	42015	-	-76776	89433	-2210867	-1546230
29552	166241	42015	-	-77920	88320	-2288788	-1457909
29556	166273	42015	-	-79065	87208	-2367853	-1370702
29560	166306	42015	-	-80211	86095	-2448064	-1284607
29564	166338	42015	-	-81356	84982	-2529419	-1199624
29568	166371	42015	-	-82501	83870	-2611921	-1115754
29573	166404	42015	-	-83647	82757	-2695568	-1032998
29577	166437	42015	-	-84793	81644	-2780361	-951354
29581	166470	42015	-	-85940	80531	-2866300	-870824
29586	166505	42015	-	-87087	79417	-2953388	-791406
29590	166540	42015	-	-88236	78304	-3041623	-713102
29595	166575	42015	-	-89384	77190	-3131008	-635912
29599	166610	42015	-	-90534	76077	-3221541	-559835
29604	166647	42015	-	-91684	74963	-3313225	-484872
29609	166684	42015	-	-92835	73849	-3406060	-411024
29614	166721	42015	-	-93987	72734	-3500047	-338289
29619	166759	42015	-	-95139	71620	-3595187	-266669

SCENARIO 1: 250 utenti domestici, prezzo alto, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	49234	22155	27079	265578	292656
2	49186	22134	27052	263389	290441
3	49138	22112	27026	261201	288227
4	49090	22090	26999	259013	286012
5	49041	22068	26973	256825	283798
6	48992	22046	26946	254638	281584
7	48942	22024	26918	252451	279370
8	48893	22002	26891	250265	277156
9	48842	21979	26863	248080	274943
10	48790	21955	26834	245896	272730
11	48738	21932	26806	243712	270518
12	48685	21908	26777	241529	268306
13	48631	21884	26747	239347	266094
14	48577	21860	26717	237166	263883
15	48522	21835	26687	234986	261673
16	48467	21810	26657	232806	259463
17	48410	21785	26626	230627	257253
18	48353	21759	26594	228450	255044
19	48295	21733	26562	226273	252835
20	48235	21706	26530	224097	250627

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
41201	270909	42015	1910634	-1972104	-1701194	-1972104	-1701194
41207	270962	42015	-	-63744	207219	-63744	-1493976
41214	271015	42015	-	-66018	204998	-66018	-1288978
41221	271068	42015	-	-68291	202776	-68291	-1086202
41228	271120	42015	-	-70565	200555	-70565	-885646
41234	271173	42015	-	-72839	198334	-72839	-687312
41241	271226	42015	-	-75112	196114	-75112	-491199
41248	271278	42015	-	-77385	193893	-77385	-297306
41255	271331	42015	-	-79658	191673	-79658	-105633
41263	271384	42015	-	-81931	189453	-81931	83820
41270	271438	42015	-	-84205	187233	-84205	271053
41278	271492	42015	-	-86478	185013	-86478	456066
41285	271547	42015	-	-88753	182794	-88753	638860
41293	271604	42015	-	-91029	180576	-91029	819436
41301	271661	42015	-	-93304	178357	-93304	997793
41309	271718	42015	-	-95579	176139	-95579	1173932
41317	271777	42015	-	-97856	173921	-97856	1347853
41325	271837	42015	-	-100133	171704	-100133	1519557
41333	271897	42015	-	-102411	169487	-102411	1689043
41342	271959	42015	-	-104689	167270	-104689	1856313

SCENARIO 2: 500 utenti domestici, prezzo storico, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	77040	34668	42372	118350	167623
2	76948	34627	42321	117298	166512
3	76853	34584	42269	116245	165399
4	76757	34541	42216	115195	164287
5	76660	34497	42163	114144	163174
6	76562	34453	42109	113095	162062
7	76463	34408	42055	112045	160949
8	76362	34363	41999	110997	159837
9	76260	34317	41943	109950	158724
10	76154	34269	41885	108904	157611
11	76048	34222	41826	107859	156497
12	75940	34173	41767	106815	155384
13	75829	34123	41706	105771	154270
14	75718	34073	41645	104729	153156
15	75604	34022	41582	103687	152042
16	75491	33971	41520	102645	150927
17	75376	33919	41457	101604	149812
18	75260	33867	41393	100563	148698
19	75144	33815	41329	99522	147583
20	75026	33762	41264	98483	146468

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
29536	166111	42015	1910634	-1992338	-1814563	-1992338	-1814563
29540	166143	42015	-	-82854	94956	-2075192	-1719607
29544	166176	42015	-	-84006	93840	-2159198	-1625767
29548	166208	42015	-	-85157	92724	-2244356	-1533043
29552	166241	42015	-	-86309	91607	-2330665	-1441436
29556	166273	42015	-	-87461	90491	-2418126	-1350945
29560	166306	42015	-	-88613	89374	-2506738	-1261571
29564	166338	42015	-	-89765	88258	-2596503	-1173313
29568	166371	42015	-	-90917	87141	-2687420	-1086173
29573	166404	42015	-	-92071	86023	-2779491	-1000149
29577	166437	42015	-	-93224	84906	-2872715	-915244
29581	166470	42015	-	-94379	83788	-2967094	-831456
29586	166505	42015	-	-95535	82669	-3062629	-748787
29590	166540	42015	-	-96692	81551	-3159321	-667236
29595	166575	42015	-	-97849	80432	-3257170	-586804
29599	166610	42015	-	-99007	79313	-3356177	-507492
29604	166647	42015	-	-100166	78193	-3456343	-429299
29609	166684	42015	-	-101326	77074	-3557669	-352225
29614	166721	42015	-	-102487	75954	-3660156	-276271
29619	166759	42015	-	-103649	74834	-3763805	-201438

SCENARIO 2: 500 utenti domestici, prezzo alto, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	72784	32753	40031	239966	286898
2	72698	32714	39984	237822	284699
3	72609	32674	39935	235681	282500
4	72520	32634	39886	233541	280302
5	72429	32593	39836	231401	278104
6	72338	32552	39786	229263	275907
7	72245	32510	39735	227126	273711
8	72151	32468	39683	224992	271515
9	72055	32425	39630	222859	269321
10	71957	32381	39576	220730	267128
11	71858	32336	39522	218601	264935
12	71757	32291	39466	216475	262743
13	71654	32244	39410	214350	260552
14	71549	32197	39352	212227	258361
15	71444	32150	39294	210105	256172
16	71337	32102	39235	207985	253982
17	71230	32054	39177	205865	251793
18	71122	32005	39117	203746	249605
19	71013	31956	39057	201628	247416
20	70903	31906	38997	199511	245229

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
41201	270909	42015	1910634	-1976653	-1706952	-1976653	-1706952
41207	270962	42015	-	-68276	201476	-2044929	-1505476
41214	271015	42015	-	-70532	199271	-2115461	-1306205
41221	271068	42015	-	-72788	197066	-2188249	-1109139
41228	271120	42015	-	-75044	194862	-2263293	-914277
41234	271173	42015	-	-77300	192658	-2340593	-721620
41241	271226	42015	-	-79555	190454	-2420148	-531165
41248	271278	42015	-	-81809	188252	-2501958	-342914
41255	271331	42015	-	-84063	186050	-2586021	-156863
41263	271384	42015	-	-86316	183850	-2672336	26986
41270	271438	42015	-	-88568	181650	-2760904	208636
41278	271492	42015	-	-90820	179450	-2851725	388087
41285	271547	42015	-	-93073	177252	-2944798	565338
41293	271604	42015	-	-95327	175053	-3040125	740392
41301	271661	42015	-	-97579	172856	-3137704	913248
41309	271718	42015	-	-99832	170659	-3237536	1083906
41317	271777	42015	-	-102086	168462	-3339623	1252368
41325	271837	42015	-	-104341	166265	-3443964	1418633
41333	271897	42015	-	-106596	164068	-3550559	1582700
41342	271959	42015	-	-108850	161872	-3659410	1744572

SCENARIO 3: 1000 utenti domestici, prezzo storico, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	120728	66401	54328	96551	161693
2	120543	66299	54244	95550	160592
3	120355	66195	54160	94549	159490
4	120166	66091	54075	93550	158388
5	119976	65987	53989	92551	157287
6	119784	65881	53903	91553	156185
7	119590	65774	53815	90556	155084
8	119393	65666	53727	89560	153982
9	119194	65556	53637	88566	152880
10	118991	65445	53546	87573	151778
11	118787	65333	53454	86581	150676
12	118580	65219	53361	85590	149574
13	118371	65104	53267	84601	148471
14	118160	64988	53172	83612	147369
15	117946	64870	53076	82625	146266
16	117729	64751	52978	81640	145164
17	117511	64631	52880	80655	144061
18	117289	64509	52780	79672	142958
19	117064	64385	52679	78690	141856
20	116838	64261	52577	77710	140753

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
29536	166111	42015	1910634	-1986603	-1820493	-1986603	-1820493
29540	166143	42015	-	-77107	89036	-2063710	-1731456
29544	166176	42015	-	-78245	87931	-2141955	-1643526
29548	166208	42015	-	-79383	86825	-2221338	-1556700
29552	166241	42015	-	-80521	85720	-2301859	-1470980
29556	166273	42015	-	-81659	84614	-2383518	-1386366
29560	166306	42015	-	-82797	83509	-2466315	-1302857
29564	166338	42015	-	-83935	82403	-2550250	-1220455
29568	166371	42015	-	-85074	81297	-2635324	-1139158
29573	166404	42015	-	-86213	80190	-2721537	-1058968
29577	166437	42015	-	-87353	79084	-2808890	-979884
29581	166470	42015	-	-88493	77977	-2897383	-901906
29586	166505	42015	-	-89634	76871	-2987017	-825036
29590	166540	42015	-	-90776	75764	-3077793	-749272
29595	166575	42015	-	-91918	74657	-3169712	-674616
29599	166610	42015	-	-93061	73549	-3262773	-601066
29604	166647	42015	-	-94205	72442	-3356977	-528625
29609	166684	42015	-	-95349	71334	-3452327	-457290
29614	166721	42015	-	-96494	70227	-3548821	-387063
29619	166759	42015	-	-97640	69119	-3646462	-317944

SCENARIO 3: 1000 utenti domestici, prezzo alto, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	114306	51438	62868	195304	268987
2	114134	51360	62774	193264	266835
3	113959	51282	62678	191226	264685
4	113784	51203	62581	189190	262535
5	113607	51123	62484	187155	260385
6	113428	51043	62385	185122	258237
7	113247	50961	62286	183091	256089
8	113065	50879	62186	181062	253943
9	112879	50795	62083	179038	251798
10	112690	50711	61980	177016	249654
11	112500	50625	61875	174996	247512
12	112307	50538	61769	172979	245370
13	112113	50451	61662	170965	243230
14	111916	50362	61554	168953	241091
15	111717	50273	61444	166944	238953
16	111515	50182	61333	164938	236817
17	111312	50091	61222	162934	234682
18	111106	49998	61108	160935	232549
19	110897	49904	60993	158938	230418
20	110687	49809	60878	156944	228288

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
41201	270909	42015	1910634	-1995773	-1724864	-1995773	-1724864
41207	270962	42015	-	-87350	183613	-2083123	-1541251
41214	271015	42015	-	-89559	181456	-2172682	-1359795
41221	271068	42015	-	-91769	179299	-2264451	-1180497
41228	271120	42015	-	-93977	177143	-2358429	-1003354
41234	271173	42015	-	-96185	174988	-2454614	-828366
41241	271226	42015	-	-98393	172833	-2553007	-655533
41248	271278	42015	-	-100599	170679	-2653606	-484854
41255	271331	42015	-	-102803	168528	-2756409	-316327
41263	271384	42015	-	-105008	166377	-2861417	-149950
41270	271438	42015	-	-107211	164227	-2968627	14276
41278	271492	42015	-	-109414	162078	-3078041	176354
41285	271547	42015	-	-111617	159930	-3189659	336284
41293	271604	42015	-	-113821	157783	-3303479	494068
41301	271661	42015	-	-116023	155638	-3419502	649705
41309	271718	42015	-	-118225	153494	-3537727	803199
41317	271777	42015	-	-120427	151350	-3658154	954549
41325	271837	42015	-	-122628	149209	-3780782	1103758
41333	271897	42015	-	-124828	147070	-3905610	1250828
41342	271959	42015	-	-127028	144931	-4032637	1395759

SCENARIO 3: 2000 utenti domestici, prezzo storico, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	192722	86725	105997	61165	184425
2	192326	86546	105779	60272	183279
3	191928	86367	105560	59381	182133
4	191528	86188	105340	58491	180987
5	191123	86005	105118	57603	179841
6	190714	85821	104893	56717	178693
7	190301	85636	104666	55833	177545
8	189885	85448	104437	54951	176397
9	189465	85259	104206	54071	175249
10	189043	85069	103973	53193	174100
11	188617	84878	103739	52317	172951
12	188186	84684	103502	51443	171802
13	187751	84488	103263	50571	170652
14	187311	84290	103021	49702	169502
15	186867	84090	102777	48835	168350
16	186418	83888	102530	47970	167199
17	185964	83684	102280	47108	166046
18	185506	83478	102028	46248	164893
19	185042	83269	101773	45391	163739
20	184573	83058	101515	44536	162585

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
29536	166111	42015	1910634	-1963872	-1797761	-1963872	-1797761
29540	166143	42015	-	-54419	111724	-2018291	-1686037
29544	166176	42015	-	-55602	110574	-2073893	-1575463
29548	166208	42015	-	-56784	109424	-2130676	-1466039
29552	166241	42015	-	-57967	108274	-2188643	-1357765
29556	166273	42015	-	-59151	107122	-2247794	-1250643
29560	166306	42015	-	-60335	105970	-2308130	-1144673
29564	166338	42015	-	-61520	104818	-2369650	-1039854
29568	166371	42015	-	-62705	103666	-2432355	-936189
29573	166404	42015	-	-63891	102513	-2496246	-833676
29577	166437	42015	-	-65077	101360	-2561323	-732317
29581	166470	42015	-	-66264	100206	-2627588	-632111
29586	166505	42015	-	-67453	99051	-2695041	-533059
29590	166540	42015	-	-68643	97897	-2763684	-435163
29595	166575	42015	-	-69834	96741	-2833518	-338422
29599	166610	42015	-	-71026	95584	-2904544	-242838
29604	166647	42015	-	-72220	94427	-2976764	-148411
29609	166684	42015	-	-73415	93269	-3050179	-55142
29614	166721	42015	-	-74611	92110	-3124790	36968
29619	166759	42015	-	-75808	90951	-3200598	127919

SCENARIO 3: 2000 utenti domestici, prezzo alto, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	183138	82412	100726	123194	241183
2	182771	82247	100524	121389	239140
3	182402	82081	100321	119585	237098
4	182031	81914	100117	117783	235056
5	181656	81745	99911	115986	233017
6	181276	81574	99702	114194	230979
7	180893	81402	99491	112406	228943
8	180506	81228	99278	110621	226909
9	180116	81052	99064	108841	224876
10	179724	80876	98848	107064	222846
11	179329	80698	98631	105291	220818
12	178929	80518	98411	103523	218791
13	178524	80336	98188	101758	216765
14	178117	80153	97964	99999	214742
15	177704	79967	97737	98244	212720
16	177287	79779	97508	96494	210701
17	176865	79589	97276	94751	208685
18	176440	79398	97042	93011	206670
19	176010	79204	96805	91280	204661
20	175575	79009	96566	89554	202653

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
41201	270909	42015	1910634	-2023577	-1752667	-2023577	-1752667
41207	270962	42015	-	-115044	155918	-2138621	-1596749
41214	271015	42015	-	-117146	153869	-2255767	-1442880
41221	271068	42015	-	-119247	151821	-2375014	-1291060
41228	271120	42015	-	-121346	149774	-2496360	-1141285
41234	271173	42015	-	-123443	147730	-2619803	-993555
41241	271226	42015	-	-125538	145687	-2745342	-847868
41248	271278	42015	-	-127632	143646	-2872974	-704223
41255	271331	42015	-	-129725	141606	-3002699	-562617
41263	271384	42015	-	-131816	139568	-3134515	-423049
41270	271438	42015	-	-133905	137532	-3268420	-285516
41278	271492	42015	-	-135994	135498	-3404414	-150018
41285	271547	42015	-	-138083	133465	-3542497	-16554
41293	271604	42015	-	-140170	131434	-3682667	114880
41301	271661	42015	-	-142256	129405	-3824923	244285
41309	271718	42015	-	-144341	127377	-3969264	371662
41317	271777	42015	-	-146424	125353	-4115689	497014
41325	271837	42015	-	-148507	123330	-4264195	620345
41333	271897	42015	-	-150585	121312	-4414780	741657
41342	271959	42015	-	-152662	119297	-4567442	860954

6.5.3.1 RIEPILOGO CONFIGURAZIONE 3

Configurazione 3, 250 utenti domestici, prezzo storico, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
23,24	-835 487	< 0	< 0	71,2

Configurazione 3, 250 utenti domestici, prezzo alto, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
10,14	406 086,4	9,2	97 .0	71,2

Configurazione 3, 500 utenti domestici, prezzo storico, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
22,35	-797 977	< 0	< 0	71,2

Configurazione 3, 500 utenti domestici, prezzo alto, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
10,45	341 589,8	8,71	91,3	71,2

Configurazione 3, 1000 utenti domestici, prezzo storico, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
23,99	-865 038	< 0	< 0	71,2

Configurazione 3, 1000 utenti domestici, prezzo alto, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
11,55	140 448,4	7,13	73	71,2

Configurazione 3, 2000 utenti domestici, prezzo storico, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
18,74	-608 313	0,64	6,7	71,2

Configurazione 3, 2000 utenti domestici, prezzo alto, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
13,79	-168 731	4,05	45,06	71,2

La configurazione studiata risulta potenzialmente profittevole soltanto escludendo dal bilancio le spese per l'illuminazione pubblica e considerando un prezzo medio del mercato relativamente alto a favore del guadagno proveniente dal ritiro dedicato, essendo l'incentivazione decrescente all'aumentare dei prezzi zonali di mercato.

L'unica eccezione tra gli scenari a prezzo storico è quello con 2000 utenti domestici, cioè quello con la quota di energia condivisa maggiore che corrisponde ad una minore disponibilità di energia da vendere in rete, si nota infatti come le prestazioni economiche degli scenari a prezzo alto peggiorino all'aumentare dei partecipanti. Una maggiore quota di energia condivisa corrisponde ad una maggiore incentivazione e di conseguenza ad una disponibilità monetaria a fine socioeconomico maggiore, essendo questo beneficio il fine ultimo delle CER lo scenario "Configurazione 3, 2000 utenti domestici, prezzo storico, no ill.pubb" risulta comunque interessante per quanto poco profittevole finanziariamente. Nel complesso gli indicatori economici riportati evidenziano che nel caso di prezzi di mercato relativamente bassi il guadagno principale della CER proviene dall'incentivazione rendendo conveniente aumentare la quota di energia condivisa tramite l'aumento della domanda e quindi del numero di partecipanti, mentre nel caso di prezzi di mercato alti il guadagno principale diventa quello proveniente dal ritiro dedicato che cresce all'aumentare della quota di energia venduta alla rete e quindi al diminuire della quantità di energia condivisa. Bisogna ricordare che per gli utenti domestici è piuttosto semplice entrare e uscire dalla CER, rendendo potenzialmente possibile modificare le prestazioni della configurazione di autoconsumo in relazione all'andamento del mercato cambiando il numero di utenti partecipanti allo scopo di massimizzare i rendimenti. Questo approccio, per quanto realizzabile, risulterebbe in un certo senso una forzatura dei meccanismi alla base delle comunità energetiche favorendo gli aspetti puramente economici a discapito di quelli ambientali e sociali rendendo inoltre più complicata la valutazione tecnica della CER.

6.5.4 CONFIGURAZIONE 4: Utenze pubbliche, impianti fotovoltaici accostati ad accumulo finalizzato alla copertura della domanda da pubblica illuminazione.

SCENARIO 1: 250 utenti domestici, prezzo storico, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	144637	65087	79550	82495	166637
2	143787	64704	79083	81844	165522
3	142898	64304	78594	81211	164406
4	141940	63873	78067	80617	163287
5	140944	63425	77519	80045	162166
6	139888	62950	76938	79503	161043
7	138765	62444	76321	78983	159904
8	137547	61896	75651	78502	158753
9	136266	61320	74946	78047	157592
10	134907	60708	74199	77625	156424
11	133509	60079	73430	77222	155251
12	132072	59433	72640	76838	154076
13	130610	58774	71835	76465	152901
14	129100	58095	71005	76113	151719
15	127560	57402	70158	75775	150533
16	125988	56695	69294	75452	149344
17	124355	55960	68395	75154	148146
18	122640	55188	67452	74894	146937
19	120836	54376	66460	74369	145413
20	119138	53612	65526	74419	144525

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
29536	49136	49365	2561634	-2523035	-2473899	-2523035	-2473899
29540	50005	49365	-	36611	86617	-2486424	-2387283
29544	51097	49365	-	34400	85497	-2452024	-2301785
29548	52269	49365	-	32105	84374	-2419919	-2217412
29552	53479	49365	-	29770	83249	-2390149	-2134162
29556	54801	49365	-	27321	82122	-2362828	-2052041
29560	56125	49365	-	24854	80980	-2337974	-1971061
29564	57602	49365	-	22222	79824	-2315752	-1891237
29568	59150	49365	-	19509	78659	-2296243	-1812578
29573	60793	49365	-	16694	77486	-2279550	-1735092
29577	62481	49365	-	13828	76309	-2265722	-1658783
29581	64215	49365	-	10915	75130	-2254807	-1583653
29586	65981	49365	-	7969	73950	-2246837	-1509703
29590	67801	49365	-	4963	72764	-2241875	-1436939
29595	69654	49365	-	1919	71573	-2239955	-1365366
29599	71543	49365	-	-1163	70379	-2241119	-1294987
29604	73538	49365	-	-4362	69177	-2245481	-1225810
29609	75548	49365	-	-7586	67963	-2253066	-1157848
29614	77689	49365	-	-11255	66434	-2264321	-1091414
29619	79721	49365	-	-14179	65541	-2278501	-1025873

SCENARIO 1: 250 utenti domestici, prezzo alto, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	136025	61211	74814	165903	245307
2	135236	60856	74380	164596	243571
3	134404	60482	73922	163316	241839
4	133503	60076	73426	162106	240135
5	132565	59654	72911	160935	238448
6	131569	59206	72363	159811	236775
7	130509	58729	71780	158746	235126
8	129352	58209	71144	157764	233508
9	128135	57661	70474	156831	231904
10	126839	57078	69762	155955	230316
11	125504	56477	69027	155112	228738
12	124130	55859	68272	154312	227183
13	122731	55229	67502	153525	225627
14	121285	54578	66707	152778	224085
15	119809	53914	65895	152061	222555
16	118304	53237	65067	151373	221038
17	116737	52532	64206	150727	219528
18	115088	51790	63298	150157	218046
19	113357	51011	62346	149053	215983
20	111721	50274	61446	149112	215138

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
41201	79027	49365	2561635	-2485920	-2406893	-2485920	-2406893
41207	80525	49365	-	72474	152999	-2413446	-2253895
41214	82420	49365	-	68840	151260	-2344606	-2102634
41221	84419	49365	-	65131	149549	-2279475	-1953085
41228	86462	49365	-	61393	147855	-2218082	-1805230
41234	88682	49365	-	57494	146175	-2160588	-1659055
41241	90918	49365	-	53602	144520	-2106986	-1514534
41248	93411	49365	-	49484	142895	-2057502	-1371640
41255	96016	49365	-	45268	141283	-2012235	-1230356
41263	98778	49365	-	40910	139688	-1971325	-1090668
41270	101605	49365	-	36497	138103	-1934827	-952565
41278	104508	49365	-	32032	136540	-1902795	-816025
41285	107471	49365	-	27506	134977	-1875289	-681048
41293	110507	49365	-	22920	133427	-1852368	-547621
41301	113591	49365	-	18299	131889	-1834070	-415732
41309	116727	49365	-	13638	130364	-1820432	-285367
41317	120029	49365	-	8817	128846	-1811615	-156521
41325	123334	49365	-	4022	127356	-1807593	-29165
41333	126842	49365	-	-1557	125285	-1809150	96120
41342	130172	49365	-	-5741	124431	-1814892	220551

SCENARIO 2: 500 utenti domestici, prezzo storico, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	166362	74863	91499	72032	170347
2	165569	74506	91063	71354	169228
3	164705	74117	90588	70707	168098
4	163786	73704	90083	70086	166969
5	162834	73275	89559	69483	165843
6	161828	72823	89005	68906	164714
7	160733	72330	88403	68368	163573
8	159541	71793	87748	67869	162418
9	158252	71213	87039	67411	161248
10	156900	70605	86295	66979	160067
11	155498	69974	85524	66572	158884
12	154065	69329	84736	66180	157696
13	152581	68661	83919	65812	156506
14	151067	67980	83087	65459	155309
15	149521	67285	82237	65122	154117
16	147953	66579	81374	64797	152923
17	146308	65839	80470	64505	151722
18	144612	65075	79537	64235	150513
19	142813	64266	78547	63705	148980
20	141133	63510	77623	63738	148082

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
29536	51158	49365	2561635	-2561634,5	-2470189	-2521347	-2470189
29540	55592	49365	-	34731	90323	-2486616	-2379866
29544	56579	49365	-	32611	89189	-2454005	-2290677
29548	57665	49365	-	30391	88056	-2423614	-2202620
29552	58720	49365	-	28206	86926	-2395408	-2115694
29556	59875	49365	-	25918	85794	-2369490	-2029901
29560	61137	49365	-	23511	84648	-2345979	-1945252
29564	62510	49365	-	20978	83489	-2325001	-1861764
29568	63999	49365	-	18316	82315	-2306685	-1779449
29573	65565	49365	-	15565	81130	-2291120	-1698319
29577	67190	49365	-	12752	79943	-2278368	-1618377
29581	68854	49365	-	9896	78750	-2268471	-1539627
29586	70575	49365	-	6980	77555	-2261491	-1462072
29590	72331	49365	-	4023	76354	-2257468	-1385718
29595	74122	49365	-	1034	75157	-2256434	-1310561
29599	75940	49365	-	-1981	73959	-2258415	-1236602
29604	77845	49365	-	-5092	72753	-2263508	-1163850
29609	79811	49365	-	-8272	71539	-2271780	-1092311
29614	81877	49365	-	-11876	70001	-2283656	-1022310
29619	83845	49365	-	-14747	69098	-2298402	-953212

SCENARIO 2: 500 utenti domestici, prezzo alto, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	156917	70613	86304	144638	237759
2	156184	70283	85901	143296	236008
3	155376	69919	85457	142000	234262
4	154513	69531	84982	140745	232528
5	153616	69127	84489	139508	230799
6	152668	68700	83967	138313	229083
7	151632	68235	83398	137211	227411
8	150501	67725	82776	136191	225767
9	149276	67174	82102	135257	224156
10	147988	66594	81393	134379	222565
11	146649	65992	80657	133536	220982
12	145280	65376	79904	132731	219415
13	143860	64737	79123	131963	217860
14	142410	64085	78326	131225	216314
15	140928	63418	77511	130504	214772
16	139423	62741	76683	129803	213238
17	137843	62029	75814	129159	211720
18	136212	61295	74916	128563	210221
19	134486	60519	73967	127450	208145
20	132864	59789	73075	127473	207269

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
41201	85214	49365	2561635	-2499656	-2414442	-2499656	-2414442
41207	90151	49365	-	55284	145436	-2444371	-2269006
41214	91803	49365	-	51880	143682	-2392492	-2125324
41221	93614	49365	-	48328	141942	-2344163	-1983382
41228	95377	49365	-	44830	140207	-2299333	-1843175
41234	97298	49365	-	41186	138484	-2258147	-1704691
41241	99398	49365	-	37406	136804	-2220741	-1567887
41248	101686	49365	-	33468	135154	-2187273	-1432733
41255	104164	49365	-	29372	133536	-2157901	-1299197
41263	106768	49365	-	25169	131937	-2132732	-1167259
41270	109464	49365	-	20883	130346	-2111850	-1036913
41278	112218	49365	-	16554	128773	-2095295	-908140
41285	115063	49365	-	12147	127210	-2083148	-780931
41293	117962	49365	-	7694	125656	-2075454	-655275
41301	120915	49365	-	3192	124107	-2072262	-531168
41309	123908	49365	-	-1344	122565	-2073606	-408603
41317	127037	49365	-	-5999	121039	-2079605	-287565
41325	130262	49365	-	-10731	119531	-2090336	-168034
41333	133647	49365	-	-16200	117446	-2106537	-50587
41342	136870	49365	-	-20308	116562	-2126845	65975

SCENARIO 3: 1000 utenti domestici, prezzo storico, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	205142,53	92314,14	112828,39	53538,81	177062,77
2	204340,50	91953,22	112387,27	52860,13	175932,97
3	203482,51	91567,13	111915,38	52201,14	174799,31
4	202593,05	91166,87	111426,18	51558,49	173662,16
5	201639,71	90737,87	110901,84	50947,13	172525,47
6	200625,32	90281,39	110343,93	50362,55	171373,69
7	199533,12	89789,90	109743,22	49813,81	170212,64
8	198350,44	89257,70	109092,74	49301,73	169038,89
9	197079,75	88685,89	108393,86	48828,89	167851,88
10	195736,92	88081,61	107655,30	48385,92	166653,73
11	194339,27	87452,67	106886,60	47965,64	165453,54
12	192910,94	86809,92	106101,02	47563,32	164255,12
13	191448,72	86151,92	105296,79	47176,26	163054,68
14	189950,76	85477,84	104472,92	46806,61	161851,31
15	188435,43	84795,95	103639,49	46446,73	160647,75
16	186847,82	84081,52	102766,30	46118,01	159429,80
17	185189,77	83335,40	101854,37	45821,33	158201,93
18	183492,93	82571,82	100921,11	45541,65	156969,06
19	181700,13	81765,06	99935,07	45005,09	155420,58
20	180101,46	81045,66	99055,80	44989,16	154510,88

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
29536	63579	49365	2561635	-2527052	-2527052	-2463473	-2463473
29540	64320	49365	-	32708	-2494344	97028	-2366445
29544	65184	49365	-	30707	-2463638	95890	-2270555
29548	66085	49365	-	28664	-2434974	94749	-2175806
29552	67061	49365	-	26547	-2408427	93609	-2082198
29556	68114	49365	-	24339	-2384087	92453	-1989745
29560	69259	49365	-	22029	-2362058	91288	-1898457
29564	70509	49365	-	19601	-2342458	90110	-1808347
29568	71931	49365	-	16988	-2325470	88919	-1719429
29573	73300	49365	-	14416	-2311054	87716	-1631713
29577	74801	49365	-	11711	-2299343	86512	-1545201
29581	76335	49365	-	8974	-2290369	85309	-1459892
29586	77909	49365	-	6195	-2284174	84104	-1375788
29590	79521	49365	-	3375	-2280798	82896	-1292892
29595	81151	49365	-	538	-2280261	81688	-1211204
29599	82865	49365	-	-2400	-2282661	80465	-1130738
29604	84665	49365	-	-5432	-2288093	79233	-1051506
29609	86504	49365	-	-8509	-2296601	77995	-973511
29614	88397	49365	-	-11955	-2308556	76442	-897069
29619	90175	49365	-	-14648	-2323204	75527	-821542

SCENARIO 3: 1000 utenti domestici, prezzo alto, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	194437	87497	106940	107368	225003
2	193679	87155	106523	105973	223182
3	192855	86785	106070	104602	221355
4	191998	86399	105599	103258	219535
5	191079	85986	105094	101955	217725
6	190109	85549	104560	100746	215973
7	189070	85082	103989	99617	214261
8	187944	84575	103369	98576	212590
9	186731	84029	102702	97614	210945
10	185447	83451	101996	96712	209321
11	184108	82849	101260	95842	207703
12	182740	82233	100507	95005	206103
13	181338	81602	99736	94197	204515
14	179901	80955	98946	93419	202936
15	178447	80301	98146	92653	201360
16	176923	79615	97307	91959	199812
17	175328	78898	96430	91329	198285
18	173696	78163	95533	90738	196778
19	171979	77391	94589	89630	194699
20	170438	76697	93741	89575	193782

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
41201	174913	49365	2561635	-2602110	-2427197	-2602110	-2427197
41207	175622	49365	-	-43013	132609	-2645123	-2294588
41214	176455	49365	-	-45679	130776	-2690802	-2163812
41221	177319	49365	-	-48371	128949	-2739172	-2034863
41228	178248	49365	-	-51115	127133	-2790288	-1907731
41234	179248	49365	-	-53874	125374	-2844162	-1782357
41241	180335	49365	-	-56681	123655	-2900843	-1658702
41248	181517	49365	-	-59541	121976	-2960383	-1536726
41255	182844	49365	-	-62520	120324	-3022903	-1416402
41263	184134	49365	-	-65441	118693	-3088344	-1297709
41270	185532	49365	-	-68464	117068	-3156808	-1180642
41278	186958	49365	-	-71498	115460	-3228306	-1065181
41285	188418	49365	-	-74553	113865	-3302859	-951317
41293	189909	49365	-	-77631	112278	-3380490	-839039
41301	191414	49365	-	-80719	110694	-3461209	-728344
41309	192987	49365	-	-83849	109138	-3545058	-619206
41317	194629	49365	-	-87026	107604	-3632084	-511603
41325	196303	49365	-	-90215	106088	-3722299	-405515
41333	198027	49365	-	-94026	104001	-3816325	-301514
41342	199646	49365	-	-96570	103075	-3912895	-198439

SCENARIO 4: 2000 utenti domestici, prezzo storico, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	265580	119511	146069	25303	188589
2	264571	119057	145514	24725	187425
3	263491	118571	144920	24175	186248
4	262376	118069	144307	23640	185069
5	261181	117531	143650	23142	183879
6	259949	116977	142972	22662	182687
7	258675	116404	142271	22198	181489
8	257373	115818	141555	21747	180288
9	256043	115219	140823	21309	179086
10	254659	114597	140063	20896	177877
11	253215	113947	139268	20511	176661
12	251749	113287	138462	20138	175442
13	250237	112607	137630	19785	174220
14	248685	111908	136777	19449	172998
15	247081	111187	135895	19136	171768
16	245420	110439	134981	18848	170527
17	243744	109685	134059	18568	169285
18	242062	108928	133134	18293	168044
19	240145	108065	132080	17834	166478
20	238680	107406	131274	17755	165562

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
41201	174913	49365	2561635	-2533516	-2451947	-2533516	-2451947
41207	175622	49365	-	26159	108520	-2507356	-2343427
41214	176455	49365	-	24106	107339	-2483251	-2236088
41221	177319	49365	-	21976	106156	-2461275	-2129932
41228	178248	49365	-	19814	104963	-2441461	-2024969
41234	179248	49365	-	17572	103766	-2423889	-1921204
41241	180335	49365	-	15280	102564	-2408609	-1818639
41248	181517	49365	-	12920	101359	-2395689	-1717280
41255	182844	49365	-	10601	100153	-2385088	-1617127
41263	184134	49365	-	8176	98939	-2376912	-1518188
41270	185532	49365	-	5676	97719	-2371236	-1420469
41278	186958	49365	-	3150	96496	-2368086	-1323973
41285	188418	49365	-	574	95269	-2367512	-1228704
41293	189909	49365	-	-2044	94042	-2369556	-1134662
41301	191414	49365	-	-4723	92808	-2374279	-1041854
41309	192987	49365	-	-7512	91563	-2381792	-950290
41317	194629	49365	-	-10244	90316	-2392036	-859974
41325	196303	49365	-	-13016	89070	-2405052	-770905
41333	198027	49365	-	-16240	87499	-2421291	-683406
41342	199646	49365	-	-18551	86578	-2439842	-596828

SCENARIO 4: 2000 utenti domestici, prezzo alto, valori in euro

Anno	Incentivo condivisione	Quota sociale	Quota CER	Ricavo ritiro dedicato	Ricavo netto
1	253398	114029	139369	51097	207683
2	252454	113604	138850	49931	205966
3	251439	113148	138291	48831	204276
4	250391	112676	137715	47768	202605
5	249262	112168	137094	46771	200953
6	248098	111644	136454	45804	199311
7	246895	111103	135792	44872	197684
8	245663	110548	135115	43965	196067
9	244403	109981	134422	43075	194450
10	243091	109391	133700	42234	192852
11	241719	108773	132945	41449	191276
12	240326	108147	132179	40699	189721
13	238888	107499	131388	39975	188167
14	237409	106834	130575	39267	186614
15	235879	106146	129734	38609	185080
16	234292	105431	128861	38010	183569
17	232692	104711	127980	37431	182069
18	231085	103988	127097	36862	180575
19	229265	103169	126096	35930	178590
20	227855	102535	125320	35747	177601

Spesa TOT PA	Spesa TOT ill.pubb	OPEX	CAPEX	Flusso di cassa con ill.pubb	Flusso di cassa no ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo con ill.pubb	Flusso di cassa Cumulativo no ill.pubb
80514	94031	49365	2561635	-2577861	-2444517	-2577861	-2444517
81084	94768	49365	-	-19252	115393	-2597113	-2329124
81717	95584	49365	-	-22390	113697	-2619503	-2215427
82405	96471	49365	-	-25636	112019	-2645138	-2103408
83107	97373	49365	-	-28892	110361	-2674030	-1993048
83868	98346	49365	-	-32267	108712	-2706298	-1884336
84661	99360	49365	-	-35701	107078	-2741998	-1777258
85502	100430	49365	-	-39230	105453	-2781229	-1671804
86311	101467	49365	-	-42692	103830	-2823921	-1567975
87192	102586	49365	-	-46291	102225	-2870212	-1465750
88125	103763	49365	-	-49978	100641	-2920190	-1365109
89075	104958	49365	-	-53677	99078	-2973867	-1266032
90061	106192	49365	-	-57451	97516	-3031318	-1168515
91079	107459	49365	-	-61289	95956	-3092607	-1072559
92138	108768	49365	-	-65191	94415	-3157798	-978145
93273	110164	49365	-	-69233	92895	-3227031	-885250
94363	111500	49365	-	-73159	91387	-3300190	-793862
95483	112875	49365	-	-77148	89885	-3377338	-703977
96691	114373	49365	-	-81840	87891	-3459178	-616086
80514	94031	49365	-	-85103	86894	-3544281	-529192

6.5.4.1 RIEPILOGO CONFIGURAZIONE 4

Configurazione 4, 250 utenti domestici, prezzo storico, ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
180,9	-2 193 914	< 0	< 0	95,8

Configurazione 4, 250 utenti domestici, prezzo storico, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
33,36	-1 510 443	< 0	< 0	95,8

Configurazione 4, 250 utenti domestici, prezzo alto, ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
68,61	-1 895 014	< 0	< 0	95,8

Configurazione 4, 250 utenti domestici, prezzo alto, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
18,41	-786 170,7	0,92	8,6	95,8

Configurazione 4, 500 utenti domestici, prezzo storico, ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
194,63	-2 350 557,61	< 0	< 0	95,8

Configurazione 4, 500 utenti domestici, prezzo storico, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
31,85	-1613587,23	< 0	< 0	95,8

Configurazione 4, 500 utenti domestici, prezzo alto, ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
117,83,54	-2 220 817,63	< 0	< 0	95,8

Configurazione 4, 500 utenti domestici, prezzo alto, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
19,49	-1019476,56	0,25	2,57	95,8

Configurazione 4, 1000 utenti domestici, prezzo storico, ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
214,87	-2 223 577,1	< 0	< 0	95,8

Configurazione 4, 1000 utenti domestici, prezzo storico, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
29,44	-1 392 741,7	< 0	< 0	95,8

Configurazione 4, 1000 utenti domestici, prezzo alto, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
21,67	-1 025 311,4	< 0	< 0	95,8

Configurazione 4, 2000 utenti domestici, prezzo storico, ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
420,65	-2 293 402,5	< 0	< 0	95,8

Configurazione 4, 2000 utenti domestici, prezzo storico, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
26,07	-1 263325,3	< 0	< 0	95,8

Configurazione 4, 2000 utenti domestici, prezzo alto, no ill.pubb:

Pareggio [anni]	VAN [€]	IRR [%]	ROI [%]	LCOE [€/MWh]
25,21	-1 213 286,3	< 0	< 0	95,8

I parametri economici riportati presentano un quadro generale sostanzialmente negativo per la configurazione considerata. Gli unici scenari con un tempo di ritorno minore della vita considerata della configurazione sono: “Configurazione 4, 250 utenti domestici, prezzo alto, no ill.pubb” e “Configurazione 4, 500 utenti domestici, prezzo alto, no ill.pubb” che comunque non risultano particolarmente remunerativi. La combinazione di condivisione e accumulo rende minima la quantità di energia venduta alla rete diminuendo in maniera sostanziale gli introiti rendendo difficoltosa la copertura dei costi di investimento aumentati dalla presenza del BESS. La configurazione 4 è però quella con la maggiore quota di incentivazione scopo socioeconomico.

Nel complesso le configurazioni considerate hanno dimostrato prestazioni finanziarie migliori in scenari con prezzo alto, mostrando però come l’aumento della quantità di energia condivisa possa rendere funzionale una configurazione di autoconsumo condiviso a prezzi di mercato “normali”. Gli scenari caratterizzati dalla presenza di gruppi di accumulo hanno mostrato un peggioramento delle prestazioni economiche all'aumentare del numero di utenti domestici e del conseguente aumento di energia condivisa che si accompagna ad una diminuzione di energia disponibile per la carica delle batterie. Il peso delle spese dell’illuminazione pubblica si è dimostrato un fattore decisivo per la determinazione delle performance economiche al punto che il considerarlo o meno può dare a risultati diametralmente opposti per lo stesso scenario.

CAPITOLO 7: VALUTAZIONE AMBIENTALE

In questo capitolo vengono presentati i benefici ambientali in termini di diminuzione di emissione di CO₂ raggiunti dagli scenari di autoconsumo considerati. Le diminuzioni di emissione sono derivate dal consumo di energia da FER in alternativa a quella prelevata dalla rete nazionale, lo sfruttamento dell'energia condivisa quindi si traduce automaticamente in un tornaconto ambientale.

7.1 ANDAMENTO DELLE EMISSIONI: PANORAMA ITALIANO

Le emissioni italiane totali di gas serra (*Green house Gas*, GHG), espresse in CO₂ equivalente, sono diminuite del 19.9% tra il 1990 ed il 2021. Questa riduzione è conseguenza sia della riduzione dei consumi energetici sia delle riduzioni delle produzioni industriali a causa della crisi economica e della delocalizzazione, ma anche della crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico ed eolico) e di un incremento dell'efficienza energetica [56]. Tra il 1990 e il 2021 le emissioni di tutti i gas serra sono passate da 521 a 418 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente, variazione ottenuta principalmente grazie alla riduzione delle emissioni di CO₂, che contribuiscono per 80.8% del totale e risultano, nel 2021, inferiori del 23.2% rispetto al 1990 [56]. Il settore energetico contribuisce in maniera consistente alle emissioni nazionali di GHG con una quota, nel 2021, del 79.7%. Le emissioni di questo settore sono diminuite del 21.8% dal 1990 al 2021. La CO₂ mostra in generale un decremento del 21.3% dal 1990 al 2021 e rappresenta il 96.6% del totale nel settore energetico. In termini di CO₂ equivalente totale, il settore dei trasporti (31.0% del totale delle emissioni di energia) ha registrato un aumento dell'1.1 dal 1990 al 2021; si è inoltre osservato un aumento (pari allo 6.4%) delle emissioni negli altri settori, incluso il residenziale, che nel 2021 rappresentano il 25.0% del totale delle emissioni settoriali [56]. Le emissioni relative al settore processi industriali hanno mostrato una diminuzione del 18.9% dal 1990 al 2021. Per l'agricoltura le emissioni si riferiscono principalmente a CH₄ e N₂O, che rappresentano rispettivamente il 64.9% e il 33.7% del totale settoriale. La diminuzione osservata delle emissioni nel periodo 1990-2021 (-13.2%) è principalmente dovuta alla diminuzione delle emissioni di CH₄, e alla diminuzione di N₂O dai suoli agricoli che rappresentano il 28.2% delle emissioni settoriali. Infine, le emissioni del settore rifiuti sono aumentate del 6.3% dal 1990 al 2021, principalmente a causa dell'aumento delle

emissioni da smaltimento in discarica (14.7%), che rappresentano il 77.6% delle emissioni di settore [56]. Le categorie emmissive che contribuiscono maggiormente alle emissioni totali di gas serra sono quelle del settore Energia che comprende: industrie energetiche, manifatturiere, trasporti, residenziale e altri settori sono responsabili, complessivamente, di quasi l'80% delle emissioni totali nazionali nel 2021. Il settore Agricoltura e le categorie emmissive dei Processi industriali ed uso di altri prodotti (IPPU) sono responsabili del 7.8% e 7.6%, rispettivamente, mentre il settore Rifiuti contribuisce al restante 4.8% alle emissioni totali.

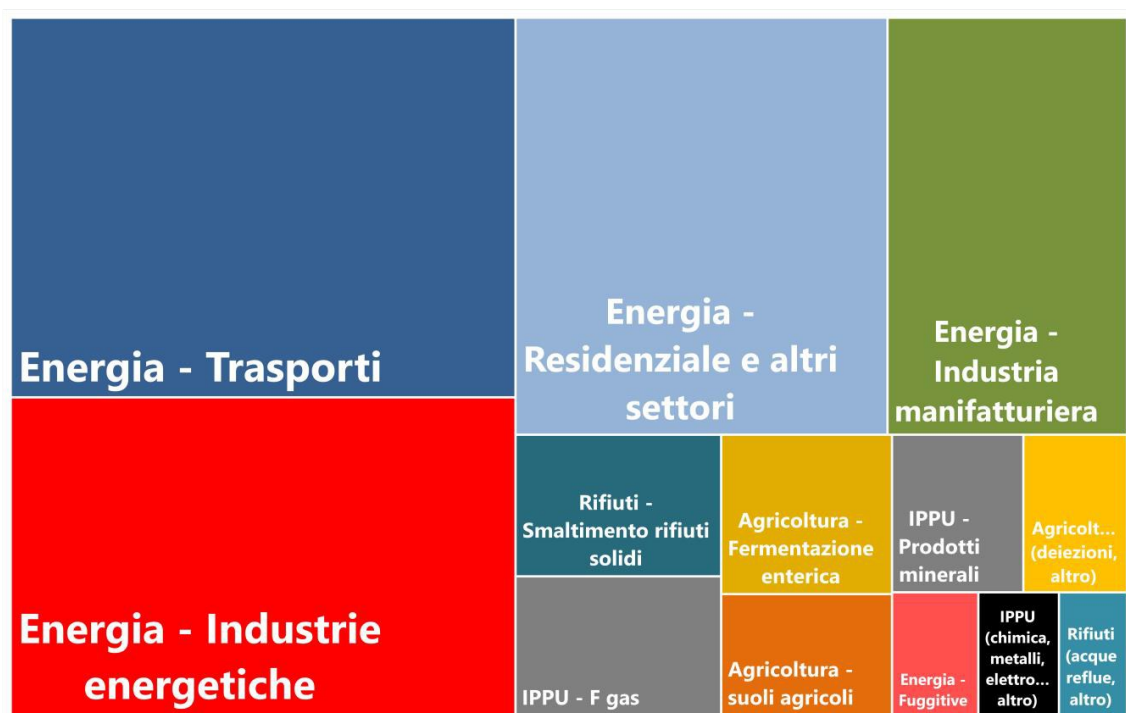


Figura 12: Emissioni nazionali di gas climalteranti nel 2021 per categorie settoriali (proporzione stimata in base al contributo in CO2 equivalente) [56]

7.1.1 EMISSIONI INDUSTRIE ENERGETICHE

Le emissioni del settore Industrie energetiche costituiscono, in media, circa il 30% del settore Energia. Tuttavia, dopo aver raggiunto il picco di emissioni nell'anno 2006, è in forte calo e le sue emissioni assolute sono diminuite di circa il 50% rispetto al massimo. Il settore può suddividersi nella Produzione di elettricità e calore, che in media rappresenta circa il 75% delle emissioni del settore, dalla raffinazione dei prodotti petroliferi (in media il 17% del settore) e dalla . Il trend complessivo è guidato dalla produzione di energia elettrica che decresce a partire dal 2007 grazie a un aumento della

produzione di energia da fonti rinnovabili, unito ad un'ulteriore riduzione dell'utilizzo di prodotti petroliferi per la produzione di energia elettrica.

produzione di combustibili fossili e altre industrie energetiche, che rappresentano in media il restante 8% [56].

7.2 FATTORE DI EMISSIONE

Il fattore di emissione per la produzione termoelettrica lorda nazionale è diminuito dal 1990 al 2021 passando da 709,1 gCO₂/kWh a 406,6 gCO₂/kWh con il primo incremento rispetto all'anno precedente registrato nel 2021. La diminuzione è dovuta principalmente alla quota crescente del gas naturale e alla continua riduzione del fattore di emissione specifico di questo combustibile, a sua volta dovuta all'aumento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti. Gioca un ruolo importante anche l'utilizzo della bioenergia a bilancio di carbonio pari a zero tra gli altri combustibili che contribuiscono per il 10,1% alla produzione termoelettrica nel 2021. La differenza tra i fattori di emissione degli impianti termoelettrici con o senza apporto di bioenergia mostra il ruolo di tali fonti nella riduzione del fattore di emissione. La differenza diventa significativa dopo il 2000 a causa dell'aumento della quantità di biomassa solida e rifiuti solidi urbani o assimilati utilizzati per la produzione di energia elettrica e dell'aumento ancora maggiore di bioliquidi e biogas osservato dopo il 2008 [55].

La produzione di energia elettrica FER riduce il fattore di emissione per la produzione totale di energia elettrica poiché le fonti rinnovabili non hanno emissioni di CO₂. Il fattore di emissione per i consumi elettrici si riduce ulteriormente per effetto della quota di energia elettrica importata dall'estero le cui emissioni vengono rilasciate fuori dal territorio nazionale. Insieme ad un aumento della produzione di elettricità dal 1990 al 2021 di 72,5 TWh, si è verificata una diminuzione delle emissioni di CO₂ di 49,5 Mt. La riduzione dei fattori di emissione per la produzione di elettricità dal 2007 al 2014 è stata principalmente dovuta all'aumento della produzione di elettricità da FER, mentre il decremento registrato rispetto al 2015 è dovuto essenzialmente alla quota crescente del gas naturale [55]. Dal 1990 al 2007, l'impatto FER in termini di emissioni annue evitate è stato costante attorno ad un valore medio di 30,7 Mt di CO₂. Successivamente, lo sviluppo delle fonti non tradizionali ha portato ad un'impennata dell'impatto con un picco registrato nel 2014 quando è stata evitata l'emissione di 69,4 Mt di CO₂ grazie alla produzione rinnovabile.

Negli anni successivi si è assistito ad una diminuzione delle emissioni evitate parallelamente alla diminuzione della produzione di energia elettrica da FER. Nel 2021, grazie all'aumento della produzione elettrica da rinnovabili, le emissioni evitate ammontano a 52,6 Mt CO₂ [55]. I più recenti dati sui fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia sono riportati di seguito [57].

Anno	Produzione termoelettrica lorda (solo combustibili fossili)	Produzione termoelettrica lorda	Produzione elettrica lorda
	g CO ₂ /kWh		
1990	709,3	709,1	593,1
1991	708,8	708,4	561,1
1992	694,2	693,8	550,6
1993	681,1	680,7	539,9
1994	679,4	678,7	535,1
1995	682,9	681,8	562,3
1996	676,8	675,1	544,8
1997	664,6	662,3	537,9
1998	666,2	663,0	541,7
1999	649,7	645,0	518,5
2000	640,6	636,2	517,7
2001	637,2	631,5	507,6
2002	649,6	642,0	534,7
2003	613,5	604,4	510,7
2004	609,2	598,1	495,7
2005	585,2	574,0	487,2
2006	575,8	564,1	478,8
2007	560,1	548,6	471,2
2008	556,5	543,7	451,6
2009	548,2	529,9	415,4
2010	546,8	524,4	404,5
2011	548,4	522,3	395,6
2012	562,8	530,4	386,8
2013	556,0	506,6	338,2
2014	575,5	514,1	324,4
2015	544,2	489,1	332,6
2016	518,2	467,3	322,5
2017	492,6	446,9	317,4
2018	495,0	445,5	297,2
2019	462,6	416,2	278,0
2020	449,1	400,4	259,8
2021	452,2	406,6	267,9
2022	473,0	431,1	303,4
2023*	459,1	413,1	257,2

Tabella 36 estratto tabella 14 [57] Fattori di emissione di CO₂ per la produzione elettrica, produzione di calore e dei consumi elettrici. 2023 stime preliminari Ispra.

Il valore considerato è quello stimato per il 2023 per produzione elettrica lorda:

$$\text{Fattore di emissione} = 257,2 \text{ g CO}_2/\text{kWh} = 257,2 \text{ kg CO}_2/\text{MWh}$$

7.3 EMISSIONI EVITATE

Le emissioni evitate sono calcolate come prodotto tra il fattore di emissione e la quota di domanda coperta da FER, tale quota è pari alla somma della quota di energia condivisa e della domanda coperta con energia scaricata dal BESS.

7.3.1 CONFIGURAZIONE 1: Sole UtENZE Pubbliche, solo impianti di produzione fotovoltaica.

Ann o	Emissioni potenziali [tonCO2]	Emissioni evitate [tonCO2]	Diminuzione emissioni [%]
1	353,85	53,62	15,15
2	353,85	53,56	15,14
3	353,85	53,51	15,12
4	353,85	53,45	15,10
5	353,85	53,38	15,09
6	353,85	53,32	15,07
7	353,85	53,26	15,05
8	353,85	53,20	15,03
9	353,85	53,14	15,02
10	353,85	53,07	15,00
11	353,85	53,01	14,98
12	353,85	52,95	14,96
13	353,85	52,88	14,95
14	353,85	52,82	14,93
15	353,85	52,75	14,91
16	353,85	52,69	14,89
17	353,85	52,62	14,87
18	353,85	52,55	14,85
19	353,85	52,48	14,83
20	353,85	52,42	14,81
TOT	353,85	52,35	14,79

7.3.2 CONFIGURAZIONE 2: Sole utenze pubbliche, impianti di produzione fotovoltaica accostati ad accumulo finalizzato alla copertura della domanda da pubblica illuminazione.

Ann o	Emissioni potenziali [tonCO2]	Emissioni evitate [tonCO2]	Diminuzione emissioni [%]
1	353,85	255,89	72,32
2	353,85	254,22	71,84
3	353,85	252,15	71,26
4	353,85	249,95	70,64
5	353,85	247,77	70,02
6	353,85	245,45	69,37
7	353,85	242,93	68,65
8	353,85	240,25	67,89
9	353,85	237,29	67,06
10	353,85	234,34	66,23
11	353,85	231,27	65,36
12	353,85	228,17	64,48
13	353,85	224,85	63,55
14	353,85	221,57	62,62
15	353,85	218,19	61,66
16	353,85	214,81	60,71
17	353,85	211,24	59,70
18	353,85	207,49	58,64
19	353,85	203,71	57,57
20	353,85	199,92	56,50
TOT	353,85	196,27	55,47

Nel caso considerato è evidente come l'uso del BESS per la copertura dei consumi dell'illuminazione pubblica, prevalentemente notturni, consenta di avere cospicue riduzioni di emissioni.

7.3.3 CONFIGURAZIONE 3: Utenze pubbliche e utenze domestiche, solo impianti di produzione fotovoltaica.

SCENARIO 1: 250 utenti domestici

Ann o	Emissioni potenziali [tonCO2]	Emissioni evitate [tonCO2]	Diminuzione emissioni [%]
1	508,83	113,77	22,36
2	508,83	113,65	22,34
3	508,83	113,54	22,31
4	508,83	113,43	22,29
5	508,83	113,32	22,27
6	508,83	113,20	22,25
7	508,83	113,09	22,22
8	508,83	112,97	22,20
9	508,83	112,85	22,18
10	508,83	112,73	22,15
11	508,83	112,61	22,13
12	508,83	112,49	22,11
13	508,83	112,36	22,08
14	508,83	112,23	22,06
15	508,83	112,11	22,03
16	508,83	111,98	22,01
17	508,83	111,84	21,98
18	508,83	111,71	21,95
19	508,83	111,58	21,93
20	508,83	111,44	21,90
TOT	508,83	113,77	22,36

SCENARIO 2: 500 utenti domestici

Ann o	Emissioni potenziali [tonCO2]	Emissioni evitate [tonCO2]	Diminuzione emissioni [%]
1	663,81	167,92	25,30
2	663,81	167,72	25,27
3	663,81	167,51	25,24
4	663,81	167,30	25,20
5	663,81	167,09	25,17
6	663,81	166,88	25,14
7	663,81	166,66	25,11
8	663,81	166,44	25,07
9	663,81	166,22	25,04
10	663,81	165,99	25,01
11	663,81	165,76	24,97
12	663,81	165,52	24,94
13	663,81	165,28	24,90
14	663,81	165,04	24,86
15	663,81	164,79	24,83
16	663,81	164,54	24,79
17	663,81	164,29	24,75
18	663,81	164,04	24,71
19	663,81	163,79	24,67
20	663,81	163,53	24,64
TOT	663,81	163,27	24,60

SCENARIO 3: 1000 utenti domestici

Ann o	Emissioni potenziali [tonCO2]	Emissioni evitate [tonCO2]	Diminuzione emissioni [%]
1	973,77	263,15	27,02
2	973,77	262,74	26,98
3	973,77	262,33	26,94
4	973,77	261,92	26,90
5	973,77	261,51	26,86
6	973,77	261,09	26,81
7	973,77	260,67	26,77
8	973,77	260,24	26,72
9	973,77	259,80	26,68
10	973,77	259,36	26,63
11	973,77	258,92	26,59
12	973,77	258,46	26,54
13	973,77	258,01	26,50
14	973,77	257,55	26,45
15	973,77	257,08	26,40
16	973,77	256,61	26,35
17	973,77	256,13	26,30
18	973,77	255,65	26,25
19	973,77	255,16	26,20
20	973,77	254,67	26,15
TOT	973,77	263,15	27,02

SCENARIO 4: 2000 utenti domestici

Ann o	Emissioni potenziali [tonCO2]	Emissioni evitate [tonCO2]	Diminuzione emissioni [%]
1	1593,69	420,07	26,36
2	1593,69	419,20	26,30
3	1593,69	418,34	26,25
4	1593,69	417,47	26,19
5	1593,69	416,58	26,14
6	1593,69	415,69	26,08
7	1593,69	414,79	26,03
8	1593,69	413,89	25,97
9	1593,69	412,97	25,91
10	1593,69	412,05	25,86
11	1593,69	411,12	25,80
12	1593,69	410,18	25,74
13	1593,69	409,23	25,68
14	1593,69	408,28	25,62
15	1593,69	407,31	25,56
16	1593,69	406,33	25,50
17	1593,69	405,34	25,43
18	1593,69	404,34	25,37
19	1593,69	403,33	25,31
20	1593,69	402,31	25,24
TOT	1593,69	420,07	26,36

Per la configurazione 3, all'aumentare del numero di utenti si ha sia un aumento lineare sia dell'emissione totale da abbattere che della quota di energia condivisa portando ad una riduzione percentuale molto simile tra tutti gli scenari.

7.3.4 CONFIGURAZIONE 4: Utenze pubbliche ed utenze domestiche, impianti di produzione fotovoltaica accostati ad accumulo finalizzato alla copertura della domanda da pubblica illuminazione.

SCENARIO 1: 250 utenti domestici

Ann o	Emissioni potenziali [tonCO2]	Emissioni evitate [tonCO2]	Diminuzione emissioni [%]
1	508,83	306,19	60,17
2	508,83	304,72	59,89
3	508,83	302,89	59,53
4	508,83	300,90	59,14
5	508,83	298,83	58,73
6	508,83	296,57	58,29
7	508,83	294,30	57,84
8	508,83	291,76	57,34
9	508,83	289,10	56,82
10	508,83	286,27	56,26
11	508,83	283,35	55,69
12	508,83	280,36	55,10
13	508,83	277,32	54,50
14	508,83	274,17	53,88
15	508,83	270,96	53,25
16	508,83	267,68	52,61
17	508,83	264,21	51,92
18	508,83	260,69	51,23
19	508,83	256,91	50,49
20	508,83	253,36	49,79
TOT	508,83	249,76	49,08

SCENARIO 2: 500 utenti domestici

Ann o	Emissioni potenziali [tonCO2]	Emissioni evitate [tonCO2]	Diminuzione emissioni [%]
1	663,81	353,8977	53,31309
2	663,81	352,4743	53,09868
3	663,81	350,6749	52,82759
4	663,81	348,7023	52,53044
5	663,81	346,787	52,2419
6	663,81	344,697	51,92705
7	663,81	342,4181	51,58375
8	663,81	339,9399	51,21042
9	663,81	337,2591	50,80657
10	663,81	334,4386	50,38168
11	663,81	331,5132	49,94097
12	663,81	328,5175	49,48969
13	663,81	325,418	49,02275
14	663,81	322,2524	48,54588
15	663,81	319,0239	48,05952
16	663,81	315,7473	47,56591
17	663,81	312,3132	47,04859
18	663,81	308,7665	46,51429
19	663,81	304,9988	45,9467
20	663,81	301,4852	45,41738
TOT	663,81	297,8678	44,87244

SCENARIO 3: 1000 utenti domestici

Ann o	Emissioni potenziali [tonCO2]	Emissioni evitate [tonCO2]	Diminuzione emissioni [%]
1	973,77	439,00	45,08
2	973,77	437,42	44,92
3	973,77	435,63	44,74
4	973,77	433,78	44,55
5	973,77	431,80	44,34
6	973,77	429,68	44,13
7	973,77	427,39	43,89
8	973,77	424,92	43,64
9	973,77	422,14	43,35
10	973,77	419,44	43,07
11	973,77	416,52	42,77
12	973,77	413,53	42,47
13	973,77	410,47	42,15
14	973,77	407,33	41,83
15	973,77	404,16	41,50
16	973,77	400,83	41,16
17	973,77	397,34	40,80
18	973,77	393,78	40,44
19	973,77	390,01	40,05
20	973,77	386,65	39,71
TOT	973,77	383,10	39,34

SCENARIO 4: 2000 utenti domestici

Ann o	Emissioni potenziali [tonCO2]	Emissioni evitate [tonCO2]	Diminuzione emissioni [%]
1	1593,691	571,9346	35,88743
2	1593,691	569,8028	35,75367
3	1593,691	567,5226	35,61059
4	1593,691	565,1077	35,45906
5	1593,691	562,6461	35,3046
6	1593,691	560,0428	35,14126
7	1593,691	557,356	34,97266
8	1593,691	554,5458	34,79633
9	1593,691	551,8024	34,62419
10	1593,691	548,8822	34,44095
11	1593,691	545,8326	34,2496
12	1593,691	542,7348	34,05522
13	1593,691	539,5446	33,85504
14	1593,691	536,2723	33,64971
15	1593,691	532,892	33,43761
16	1593,691	529,3233	33,21368
17	1593,691	525,8469	32,99554
18	1593,691	522,2926	32,77252
19	1593,691	518,24	32,51824
20	1593,691	515,1501	32,32435
TOT	1593,691	511,5868	32,10076

A parità di capacità massima del BESS la percentuale di riduzione delle emissioni decresce all'aumentare del numero di partecipanti, questo perché con la domanda cresce la quota di energia condivisa facendo diminuire quella disponibile per la carica delle batterie.

7.4 VALUTAZIONE DELL'AUTOCONSUMO

Come evidenziato in precedenza le riduzioni di emissione sono direttamente correlate alla quota di energia prodotta e condivisa, la massimizzazione di questa si è visto essere alla base del miglioramento delle prestazioni ambientali, ma anche di quelle economiche in determinati casi. La valutazione dell'autoconsumo può essere effettuata tramite gli indicatori chiave di prestazione (*Key performance index, KPI*) riportati in seguito.

7.4.1 INDICE DI AUTOCONSUMO (*Self-Consumption index, SCI*)

L'indice di autoconsumo valuta la quota di produzione fotovoltaica sfruttata localmente come indicatore percentuale calcolato ogni anno, per definizione SCI vale [35]:

$$SCI = \frac{\text{Totale energia condivisa in un anno}}{\text{Totale energia prodotta dalla CER in un anno}}$$

Il valore di SCI varia tra 0 e 1 dove 1 corrisponde al consumo totale dell'energia fotovoltaica, in generale una CER con un basso valore di SCI sarà costretta ad acquistare energia da rete [35]. Nonostante SCI pari a 1 significhi che la massima quota di energia da FER viene sfruttata e che si ha quindi la massima riduzione di emissione possibile in termini assoluti, questo valore potrebbe essere dovuto ad uno squilibrio tra produzione e domanda, infatti, un impianto di potenza troppo piccola rispetto alla domanda porterà la CER ad avere una SCI pari a 1, ma la riduzione relativa sarà minore.

7.4.2 INDICE DI AUTOSUFFICIENZA (*Self-Sufficiency index, SSI*)

L'indice di autosufficienza valuta la quota di domanda totale coperta da energia condivisa, per definizione SSI si calcola come [35]:

$$SSI = \frac{\text{Totale energia condivisa in un anno}}{\text{Totale energia domandata dalla CER in un anno}}$$

Una CER altamente autosufficiente utilizza principalmente energia autoprodotta mentre in caso contrario deve fare affidamento all'energia prelevata da rete, SSI varia tra 0 e 1 dove 1 significa che l'energia condivisa è capace di compensare completamente la domanda della CER [35]. Il BESS influenza in maniera significativa l'indice di autosufficienza consentendo di immagazzinare la produzione fotovoltaica in eccesso, in generale si può dire che una CER con SSI elevato venderà parte della sua produzione alla rete [35]. Nonostante SSI pari a 1 significhi che la totale domanda dei partecipanti è coperta dalla produzione fotovoltaica ottenendo la massima riduzione di emissione possibile, questo potrebbe essere dovuto ad uno squilibrio tra produzione e domanda e indicare gli impianti sono sovradimensionati.

Una CER con SCI e SSI entrambe uguali a 1 si troverebbe nella condizione ideale in cui tutta la produzione sarebbe utilizzata e allo stesso tempo la configurazione nella sua interezza sarebbe energeticamente autosufficiente, questa condizione è della *utopia point* [35].

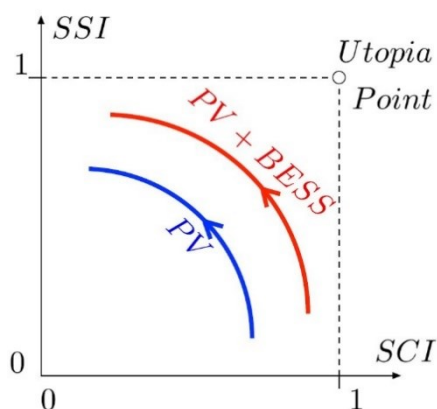


Figura 13 rappresentazione andamento dei KPI al variare delle taglie degli impianti [35]

7.4.3 KPI CONFIGURAZIONI CONSIDERATE

ANNO	CONFIGURAZIONE 1		CONFIGURAZIONE 2	
	SSI	SCI	SSI	SCI
1	0,076	0,152	0,363	0,723
2	0,076	0,151	0,363	0,718
3	0,077	0,151	0,362	0,713
4	0,077	0,151	0,362	0,706
5	0,078	0,151	0,361	0,700
6	0,078	0,151	0,360	0,694
7	0,079	0,151	0,359	0,687
8	0,079	0,150	0,358	0,679
9	0,080	0,150	0,356	0,671
10	0,080	0,150	0,354	0,662
11	0,081	0,150	0,352	0,654
12	0,081	0,150	0,350	0,645
13	0,082	0,149	0,348	0,635
14	0,082	0,149	0,345	0,626
15	0,083	0,149	0,343	0,617
16	0,083	0,149	0,340	0,607
17	0,084	0,149	0,337	0,597
18	0,085	0,149	0,334	0,586
19	0,085	0,148	0,330	0,576
20	0,086	0,148	0,327	0,565
MEDIA	0,081	0,150	0,350	0,653

ANNO	CONFIGURAZIONE 3							
	250		500		1000		2000	
	SSI	SCI	SSI	SCI	SSI	SCI	SSI	SCI
1	0,161	0,224	0,238	0,253	0,373	0,270	0,595	0,264
2	0,162	0,223	0,239	0,253	0,375	0,270	0,598	0,263
3	0,163	0,223	0,241	0,252	0,377	0,269	0,601	0,262
4	0,164	0,223	0,242	0,252	0,379	0,269	0,604	0,262
5	0,165	0,223	0,244	0,252	0,381	0,269	0,607	0,261
6	0,166	0,222	0,245	0,251	0,383	0,268	0,610	0,261
7	0,167	0,222	0,247	0,251	0,386	0,268	0,614	0,260
8	0,168	0,222	0,248	0,251	0,388	0,267	0,617	0,260
9	0,169	0,222	0,250	0,250	0,390	0,267	0,620	0,259
10	0,170	0,222	0,251	0,250	0,392	0,266	0,623	0,259
11	0,172	0,221	0,253	0,250	0,395	0,266	0,626	0,258
12	0,173	0,221	0,254	0,249	0,397	0,265	0,630	0,257
13	0,174	0,221	0,256	0,249	0,399	0,265	0,633	0,257
14	0,175	0,221	0,257	0,249	0,401	0,264	0,636	0,256
15	0,176	0,220	0,259	0,248	0,404	0,264	0,640	0,256
16	0,177	0,220	0,261	0,248	0,406	0,264	0,643	0,255
17	0,178	0,220	0,262	0,248	0,409	0,263	0,647	0,254
18	0,180	0,220	0,264	0,247	0,411	0,263	0,650	0,254
19	0,181	0,219	0,266	0,247	0,414	0,262	0,654	0,253
20	0,182	0,219	0,267	0,246	0,416	0,262	0,658	0,252
MEDIA	0,171	0,221	0,252	0,250	0,394	0,266	0,625	0,258

ANNO	CONFIGURAZIONE 4							
	250		500		1000		2000	
	SSI	SCI	SSI	SCI	SSI	SCI	SSI	SCI
1	0,434	0,602	0,501	0,533	0,622	0,451	0,810	0,359
2	0,435	0,599	0,503	0,531	0,624	0,449	0,813	0,358
3	0,435	0,595	0,504	0,528	0,626	0,447	0,816	0,356
4	0,436	0,591	0,505	0,525	0,628	0,445	0,818	0,355
5	0,436	0,587	0,506	0,522	0,629	0,443	0,820	0,353
6	0,435	0,583	0,506	0,519	0,631	0,441	0,822	0,351
7	0,435	0,578	0,506	0,516	0,632	0,439	0,824	0,350
8	0,435	0,573	0,507	0,512	0,633	0,436	0,826	0,348
9	0,434	0,568	0,506	0,508	0,634	0,434	0,828	0,346
10	0,433	0,563	0,506	0,504	0,634	0,431	0,830	0,344
11	0,432	0,557	0,505	0,499	0,635	0,428	0,832	0,342
12	0,430	0,551	0,504	0,495	0,635	0,425	0,833	0,341
13	0,429	0,545	0,503	0,490	0,635	0,422	0,835	0,339
14	0,427	0,539	0,502	0,485	0,635	0,418	0,836	0,336
15	0,426	0,533	0,501	0,481	0,635	0,415	0,837	0,334
16	0,424	0,526	0,500	0,476	0,635	0,412	0,838	0,332
17	0,422	0,519	0,498	0,470	0,634	0,408	0,839	0,330
18	0,419	0,512	0,497	0,465	0,633	0,404	0,840	0,328
19	0,417	0,505	0,496	0,459	0,634	0,401	0,842	0,325
20	0,414	0,498	0,493	0,454	0,632	0,397	0,842	0,323
MEDIA	0,429	0,556	0,502	0,499	0,632	0,427	0,829	0,343

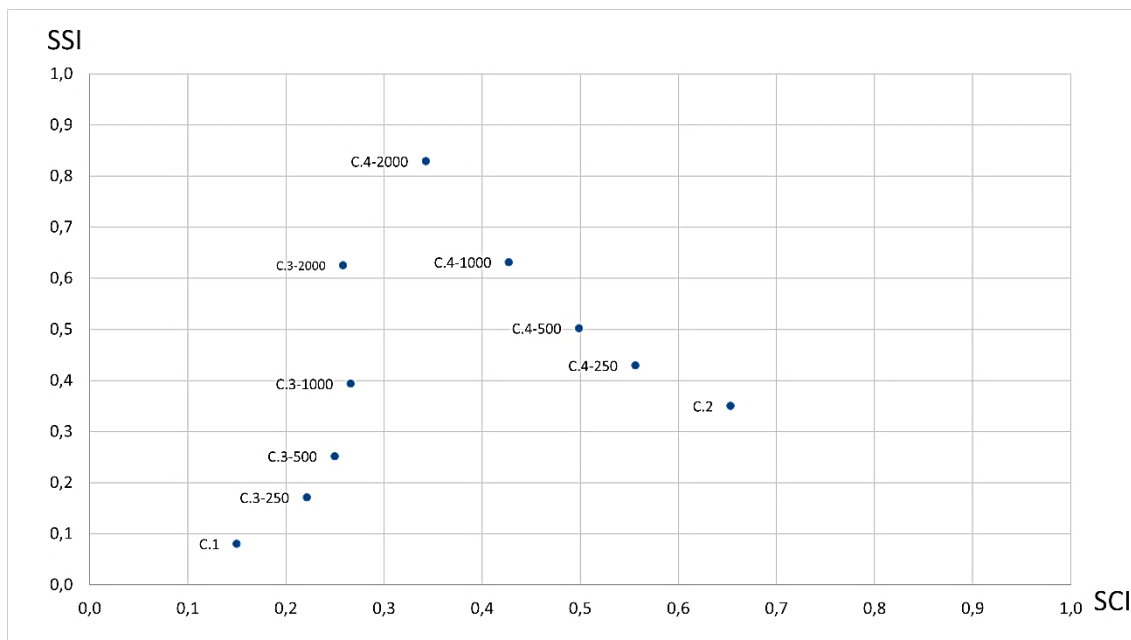


Figura 14: Rappresentazione KPI mr di delle configurazioni considerate

Dal grafico riportato si vede come, nelle configurazioni con soli impianti fotovoltaici (C.1, C.3-250, C.3-500, C.3-1000, C.3-2000) all'aumentare dei partecipanti ci sia uno spostamento verso la condizione di utopia fino alla condizione di domanda totale maggiore della produzione, da quel punto in poi per quanto si raggiunga la condizione di massima condivisione la quota relativa di consumo coperto da FER diminuisce. Nei casi in cui invece il BESS è presente (C.2, C.4-250, C.4-500, C.4-1000, C.4-2000) all'aumentare della domanda la CER diventa sempre più autosufficiente coprendo una maggiore domanda con l'energia condivisa con conseguente diminuzione di emissioni.

CAPITOLO 8: CONCLUSIONI

Lo studio condotto ha consentito di valutare un ampio ventaglio di scenari operativi per una CER costituita su base comunale, consentendo un approfondimento piuttosto dettagliato delle dinamiche operative che ne definiscono il funzionamento.

Si è compreso come variano le caratteristiche di autoconsumo in base al numero di partecipanti, mettendone in luce il ruolo fondamentale, infatti, una volta definite le dimensioni degli impianti di produzione ed accumulo le maggiori leve delle prestazioni sia energetiche che economiche sono l'andamento della domanda e la sua entità.

La progettazione di una CER dovrebbe quindi passare necessariamente per un'attenta e dettagliata analisi del profilo di domanda al fine di costruire un mix di utenti finali ottimale. L'importanza di questo approccio ha avuto riscontro anche nell'esperienza di tirocinio su cui si basa questo elaborato, spesso infatti uno dei vincoli posti dai soggetti che desiderano costituire una CER è lo spazio a disposizione delle installazioni limitando le potenze degli impianti, in casi come questo una domanda attentamente programmata consente l'ottimizzazione delle quote di energia.

Aver analizzato la configurazione di autoconsumo per diversi scenari di mercato ha consentito di capire come le variazioni dei prezzi dell'energia influiscano sui flussi economici delle CER. Si è visto che, nonostante l'incentivazione diminuisca all'aumentare dei prezzi di mercato, le prestazioni economiche migliori si hanno per prezzi energia alti, questi risultati indicano che le comunità energetiche possono essere uno strumento di lotta alla povertà energetica tramite la spartizione degli incentivi e allo stesso tempo dei validi investimenti.

Si è visto inoltre come una configurazione comunità energetica consenta una riduzione di emissioni soprattutto se si affianca la produzione fotovoltaica con gruppi di accumulo, gli utenti sono quindi incentivati ad agire in modo da massimizzare la condivisione che va ad accostarsi ad un miglioramento ambientale.

Le CER su base comunale si configurano quindi come un valido strumento per la capillarizzazione delle fonti da energia rinnovabile soprattutto Italia dove i comuni sono particolarmente numerosi e di piccole dimensioni

Allo stato attuale le CER risultano ancora una novità in campo energetico, e ulteriori dati e studi saranno necessari per valutarne e confermarne la validità, ma hanno di certo il potenziale di modificare i paradigmi di approccio al consumo dell'energia soprattutto considerando la possibilità di accoppiarle con altre tecnologie energetiche come sistemi per la produzione di idrogeno o biocombustibili.

La transizione energetica è una necessità sempre più stringente, in questo contesto le CER si pongono come una buona soluzione per la diffusione non solo delle fonti rinnovabili, ma anche di un approccio più consapevole e razionale al consumo elettrico.

ALLEGATI

Allegato A: Computo metrico estimativo approssimato per stima costi impianto fotovoltaico.

N°	Voce					
c 1	FPO di modulo Fotovoltaico in silicio monocristallino Bifacciale, potenza 500W PERC, Eff. 21,3%, inclusi accessori di montaggio e fissaggio. Dati costruttivi dei moduli Caratteristiche elettriche - Potenza di picco P=500Wp o maggiore - Tensione massima <=1500V - Tensione al punto di massima potenza a STC > 38Vdc - Efficienza del modulo > 21 % Altre caratteristiche: - Tipologia celle: Celle monocristalline - Telaio: In lega di alluminio anodizzato - Vetro: Vetro antiriflesso temprato spessore 3,2 mm - Scatola di giunzione: IP67, 2 diodi - Collegamenti: 2 Cavi unipolari, lunghezza 1,2m, sezione 4mm ² , connettori compatibili MC4 - Classe di protezione: II - Classe di reazione al fuoco: 1					
	UDM	Part. Uguali	Lung.	Quantità	P. unitario	Prezzo
	W	2000000		2000000	0,18 €	360 000,00 €
2	Voce					
	Inverter trifase conforme alla norma CEI 0-21 per impianti connessi in rete (grid connected), conversione DC/AC realizzata con tecnica PWM e ponte a IGBT, senza trasformatore, varistori di classe 2 e controllore di isolamento lato c.c. varistori di classe 3 lato c.a., dispositivo di distacco automatico dalla rete, 2 MPPT range di tensione 150-800 V, massima tensione in ingresso 1000 V, tensione di uscita 230/400 V c.a. ± 15% con frequenza 50 Hz, fattore di potenza 0,85-1, distorsione armonica < 5%, efficienza > 90%, display Led con tasti capacitivi, interfacce WLAN-Ethernet LAN, ingressi e uscite digitali programmabili, interfacce USB, RJ45, MODBUS RS485, involucro in materiale metallico con grado di protezione IP 65, compresa l'attivazione dell'impianto, potenza nominale in c.a.: 50 kW					
	UDM	Part. Uguali	Lung.	Quantità	P. unitario	Prezzo
Cad	40		40	6 432,50 €	257 300,00 €	
3	Voce					
	Cavo unipolare H1Z2Z2-K, guaina isolante e di protezione in miscela reticolata senza alogeni, conduttori a corda di rame, per trasmissione energia, tensione d'esercizio 1200/1200 V, non propagante l'incendio, conforme ai requisiti della Normativa Europea Regolamento UE 305/2011 - Prodotti da costruzione CPR, classe Eca secondo CEI EN 50575/14: armato: sezione 10 mmq					
	UDM	Part. Uguali	Lung.	Quantità	P. unitario	Prezzo
m		2000	2000	6,15 €	12 300,00 €	

N°	Voce					
4	Cavo flessibile conforme CEI 20-13, isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo con guaina in mescola termoplastica, tensione nominale 0,6/1 kV, a bassissima emissione di fumi, gas tossici e nocivi conforme CEI 20-38, non propagante l'incendio e la fiamma conforme EN 60332-1-2, EN 50399 e ai requisiti della Normativa Europa Regolamento UE 305/2011 - Prodotti da Costruzione CPR e alla CEI UNEL 35324, classe Cca-s1b,d1,a1: unipolare FG16M16 - 0,6/1 kV: sezione 95 mmq					
	UDM	Part. Uguali	Lung.	Quantità	P. unitario	Prezzo
	m		3500	3500	19,89 €	69 615,00 €
5	Cavo flessibile conforme CEI 20-13, isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo con guaina in mescola termoplastica, tensione nominale 0,6/1 kV, a bassissima emissione di fumi, gas tossici e nocivi conforme CEI 20-38, non propagante l'incendio e la fiamma conforme EN 60332-1-2, EN 50399 e ai requisiti della Normativa Europa Regolamento UE 305/2011 - Prodotti da Costruzione CPR e alla CEI UNEL 35324, classe Cca-s1b,d1,a1: unipolare FG16M16 - 0,6/1 kV: sezione 70 mmq					
	UDM	Part. Uguali	Lung.	Quantità	P. unitario	Prezzo
	m		3500	3500	21,14 €	73 990,00 €
6	Fornitura e posa in opera di Cabina elettrica prefabbricata distribuzione MT/BT. Dimensioni interne cabina: 10,35 x 4,70 x 3x30. Compreso e compensato qualsiasi onere per fornire l'opera completa e funzionante a regola d'arte. Compresi accesso di montaggio e fissaggio, trasporto del materiale a piè d'opera, noli di mazzi anche speciali per l'installazione alla quota di progetto, messa in servizio, programmazione e collaudo.					
	UDM	Part. Uguali	Lung.	Quantità	P. unitario	Prezzo
	Cad	2		2	80 565,71 €	161 131,43 €
7	Fornitura e posa in opera di Quadro assieme di Bassa tensione Congiuntore-FPVx Fpo di quadro di Bassa Tensione assieme forma 4b, composizione come da schema allegato al presente progetto. Compreso e compensato qualsiasi onere per fornire l'opera completa e funzionante a regola d'arte. Compresi accesso di montaggio e fissaggio, trasporto del materiale a piè d'opera, noli di mazzi anche speciali per l'installazione alla quota di progetto, messa in servizio, programmazione e collaudo.					
	UDM	Part. Uguali	Lung.	Quantità	P. unitario	Prezzo
	Cad	2		2	36 781,46 €	73 562,92 €

N°	Voce					
8	Fornitura e posa in opera di cavo di media tensione unipolare tipo RG26H1M16 18/30KV - CEI UNEL 35334, conforme al regolamento C.P.R. UE 305:2011, conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso, isolante in miscela speciale di gomma ad alto modulo di qualità G26, semiconduttivo esterno elastomerico estruso pelabile a freddo, schermatura a filo di rame rosso, guaina termoplastica speciale di qualità M16, colore rosso: formazione 1x95mmq. In turno diurno					
	UDM	Part. Uguali	Lung.	Quantità	P. unitario	Prezzo
	m		300	300	45,45 €	13 635,00 €
9	Voce					
	IMPIANTOI DI GESTIONE TV CC , CABLAGGIO STRUTTURATO E BMS					
	UDM	Part. Uguali	Lung.	Quantità	P. unitario	Prezzo
A CORPO	2		2	100 000,00 €	200 000,00 €	
10	Voce					
	STRUTTURA IMPIANTO A TERRA - SOLA FORNITURA VELA 4x25 PANNELLI ORIZZONATLI, STRUTTURE BIPALO					
	UDM	Part. Uguali	Lung.	Quantità	P. unitario	Prezzo
A CORPO	20		20	18 955,01 €	379 100,15 €	
11	Voce					
	OPERE EDILI-SCAVI, PLATEE, FONDAZIONI, CAVIDOTTI, POZZETTI					
	UDM	Part. Uguali	Lung.	Quantità	P. unitario	Prezzo
A CORPO	1		1	150 000,00 €	150 000,00 €	
12	Voce					
	OPERE VARIE-QUADRI DA CAMPO COMPONENTI ELETTRICI VARI E ALLESTIMENTO CABINE					
	UDM	Part. Uguali	Lung.	Quantità	P. unitario	Prezzo
A CORPO	2		2	50 000,00 €	100 000,00 €	
TOTALE					1 850 634,50 €	

ALLEGATO B: formule per il calcolo della tariffa incentivante [20, Appendice B].

Di seguito si riporta il contenuto dell'allegato 1 del decreto CER intitolato: Tariffa premio spettante da applicare all'energia condivisa incentivabile.

1 Calcolo della tariffa premio

La tariffa premio spettante applicabile all'energia elettrica condivisa, espressa in €/MWh, è determinata sulla base della presente formula:

- per impianti di potenza > 600 kW

$$\text{TIP: } 60 + \max(0; 180 - Pz)$$

Dove **Pz** è il prezzo zonale orario dell'energia elettrica.

La tariffa premio non può eccedere il valore di 100 €/MWh.

-per impianti di potenza > 200 kW e ≤600 kW

$$\text{TIP: } 70 + \max(0; 180 - Pz)$$

Dove **Pz** è il prezzo zonale orario dell'energia elettrica.

La tariffa premio non può eccedere il valore di 110 €/MWh.

Per impianti di potenza ≤ 200 kW

-per impianti di potenza > 600 kW

$$\text{TIP: } 80 + \max(0; 180 - Pz)$$

Dove **Pz** è il prezzo zonale orario dell'energia elettrica.

La tariffa premio non può eccedere il valore di 120 €/MWh.

A.2 Correzione della tariffa premio per impianti fotovoltaici

Per impianti fotovoltaici la tariffa premio, calcolata secondo le modalità di cui al primo paragrafo, è corretta per tenere conto dei diversi livelli di insolazione, sulla base della seguente tabella:

Zona geografica	Fattore di correzione
Regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo)	+ 4 €/MWh
Regioni del Nord (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto)	+ 10 €/MWh

3 Applicazione delle decurtazioni nel caso di contribuzione in conto capitale

Nei casi di cui è prevista l'erogazione di un contributo in conto capitale, come disciplinato dall'articolo 6, comma 1 del presente decreto, la tariffa spettante è determinata come segue:

$$\text{TIP Conto Capitale} = \text{Tip} * (1 - F)$$

dove F è un parametro che, nella generalità dei casi, varia linearmente tra 0, nel caso in cui non sia previsto alcun contributo in conto capitale, e un valore pari a 0,50, nel caso di contributo in conto capitale pari al 40% dell'investimento.

Tale fattore di riduzione non trova applicazione in relazione all'energia elettrica condivisa da punti di prelievo nella titolarità di enti territoriali e autorità locali, enti religiosi, enti del terzo settore e di protezione ambientale.

4 Valori soglia per l'applicazione delle previsioni di cui all'articolo 3, comma 2, lettera g) del decreto CACER.

La disposizione di cui all'articolo 3, comma 2, lettera g) trova applicazione per percentuali della quota di energia condivisa che eccedono i seguenti valori:

- a) nei casi di accesso alla sola tariffa premio: 55%
- b) nei casi di cumulo della tariffa premio con un contributo in conto capitale: 45%;

La verifica del superamento del valore soglia è effettuata dal GSE su base annuale.

ALLEGATO C: Modello valutazione degrado batterie [36,38]

$$\beta_{\text{cal}}(m, \text{Temp}, \text{SOC}) = (0.019\text{SOC}^{0.823} + 0.5195) * (3.258 * 10^{-9} * \text{Temp}^{5.087} + 0.295) * m^{0.8}$$

- β_{degrad} (%): decadimento di capacità da calendario.
- m : tempo di stoccaggio in mesi
- Temp (°C) : temperatura del BESS
- SOC : stato di carica.

$$\beta_{\text{cal}}(180, 25, \text{SOC}) = 0.408066 * \text{SOC}^{0.823} + 11.15738$$

Scalando l'equazione ad un'ora e normalizzando per avere 1 per una diminuzione di capacità del 30% si ottiene.

$$\beta_{\text{cal_1h}} = 6.6148 * 10^{-6} \text{SOC} + 4.6404 * 10^{-6}$$

BIBLIOGRAFIA

Bibliografia e sitografia.

[1] Commissione Europea, “Energy Roadmap 2050 Impact assessment and scenario analysis”, Bruxelles 15 dicembre 2011.

[2] Note tematiche sull’unione europea, Politica energetica: principi generali. <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/it/sheet/68/politica-energetica-principi-generalisti>, ultimo aggiornamento novembre 2023.

[3] Commissione Europea, “Piano REPowerEU” Bruxelles 18 maggio 2022

[4] DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell’11 dicembre 2018 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, Gazzetta ufficiale dell’Unione europea 21/12/2018. (RED II)

[5] DIRETTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 5 giugno 2019 relativa a norme per il mercato interno dell’energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, Gazzetta ufficiale dell’Unione europea 14/06/2019.

[6] DIRETTIVA (UE) 2023/2413 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 18 ottobre 2023 che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la produzione dell’energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio. Gazzetta ufficiale dell’Unione europea 31/10/2023.

[7] Decreto-legge 30/12/2019 n.162: Disposizioni urgenti in materie di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica (decreto Milleproroghe 2020), Gazzetta ufficiale n. 305 del 31/12/2019

[8] Legge 28 febbraio 2020 n.8. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n.162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica. Roma, 29 febbraio 2020.

[9] ARERA, Documento per la consultazione 112/2020/R/eel: Orientamento per la regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile. 1 aprile 2020.

[10] ARERA, Deliberazione 4 agosto 2020 318/2020/R/eel: Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile.

[11] MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO, DECRETO 16 settembre 2020: Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili, in attuazione dell'articolo 42-bis, comma 9, del decreto-legge n.162/2019, convertito dalla legge n.8/2020. Gazzetta ufficiale n.285 16 novembre 2020.

[12] 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. *Supplemento ordinario n. 42/L* alla Gazzetta ufficiale n.285 30 novembre 2021

[13] DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 201 n.210, Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE. Gazzetta ufficiale n.294 30 novembre 2021

[14] ARERA, Deliberazione 22 marzo 2022 120/2022/R/eel: Avvii di procedimenti per l'implementazione delle disposizioni previste dai decreti legislativi 199/2021 e 210/2021 in materia di autoconsumo.

[15] ARERA, Documento per la consultazione 390/2022/R/eel: Orientamento in materia di configurazioni per l'autoconsumo previste dal decreto legislativo 199/2021 e dal decreto legislativo 210/2021. 2 agosto 2022.

[16] Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Dipartimento energia: Consultazione pubblica: Attuazione della disciplina per la regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199 (Comunità energetiche e sistemi di autoconsumo – impianti di potenza fino a 1 MW). Termine invio contributi: 12 dicembre 2022

[17] ARERA, Deliberazione 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, Allegato A: Testo integrato delle disposizioni dell'autorità di regolazione per energia reti ambiente per la regolazione dell'autoconsumo diffuso, Testo Integrato Autoconsumo Diffuso.

[18] Ministero Dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 7 dicembre 2023, Decreto Ministeriale n.414/2023 (cd. Decreto CER)

[19] Piano Nazionale Di Ripresa e Resilienza, trasmesso dal Governo italiano alla Commissione europea il 30 aprile 2021, approvato definitivamente il 13 luglio 2021.

[20] Ministero Dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, GSE: DECRETO CACER & Allegato 1, TIAD – Regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR, 7 dicembre 2023.

[21] ARERA, Deliberazione 30 gennaio 2024 15/2024/R/eel Modifiche al testo integrato autoconsumo diffuso e verifica delle regole tecniche per il servizio per l'autoconsumo diffuso predisposte dal gestore dei servizi energetici s.p.a.

[22] TERNA, 04 agosto 2023: Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete/scenari>.

[23] ARERA, Relazione Annuale 2023 sullo stato dei servizi e sull'attività svolta nell'anno 2022 volume 1. <https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2023>

- [24] Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Inventario delle risorse geotermiche nazionali. <https://unmig.mase.gov.it/inventario-delle-risorse-geotermiche-nazionali-aggiornamenti/> [Online]
- [25] Progetto ViDEPI: Visibilità dei dati afferenti all'attività di esplorazione petrolifera in Italia <https://www.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=7596b9556827437b8b540d52bf3dbff4&extent=9.6927,41.1093,17.8061,44.7086> [Online]
- [26] GSE, SERVIZIO PER L'AUTOCONSUMO DIFFUSO: Consultazione proposte di Regole Operative del GSE 5 giugno 2023 <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/consultazione-sulle-regole-operative-per-l-autoconsumo-diffuso>.
- [27] INNOVASOL; Inclinazione pannelli solari: guida completa. 26 aprile 2023 <https://innovasol.it/inclinazione-pannelli-solari/> [Online]
- [28] ENEA, Il poster del fotovoltaico. N. Calabrese per ENEA, A. Boriani per ISNOVA e A. Castagna per Logical Soft, opinion leader della campagna ItaliainclassA
- [29] ARERA, deliberazione 614/2021/R/COM, allegato A, criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)
- [30] ARERA <https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/analisi-dei-consumi-dei-clienti-domestici> [Online]
- [31] GSE, Mappa interattiva delle cabine primarie <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/mappa-interattiva-delle-cabine-primarie> [Online]
- [32] ARERA, RELAZIONE ANNUA, STATO DEI SERVIZI 2022, VOLUME 1. S.Besseghini, G.Castelli, A.Guerrini, C.Poletti, S.Saglia.
- [33] GSE, Ritiro dedicato <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato> [Online]
- [34] GSE, Le comunità energetiche rinnovabili “in pillole” <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/le-comunita-energetiche-rinnovabili-in-pillole> [Online]

- [35] Renewable Energy Communities business models under the 2020 Italian regulation. A.Cielo, P.Margiaria, P. Lazzeroni, I. Mariuzzo, M.Repetto. Disponibile online dal 12 Luglio 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128217>
- [36] Optimally sizing of battery energy storage capacity by operational optimization of residential PV-Battery systems: An Australian household case study. U.G.K. Mulleriyawage, W.X. Shen. Disponibile online da 14 luglio 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.07.022>.
- [37] TERNA, Adempimento della Delibera 247/2023/R/eel: studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica, pubblicato 04/08/2023 <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/programmazione-territoriale-efficiente/piano-sviluppo-rete/scenari>
- [38] M. Swierczynski, D.I. Stroe, A.I. Stan, R. Teodorescu, S.K. Kær, Lifetime estimation of the nanophosphate LiFePO₄/C battery chemistry used in fully electric vehicles, IEEE Trans. Ind. Appl. 51 (2015) 3453e3461, <https://doi.org/10.1109/TIA.2015.2405500>.
- [39] H.C. Hesse, R. Martins, P. Musilek, M. Naumann, C. Nam Truong, A. Jossen, Economic optimization of component sizing for residential battery storage systems, Energies 10 (2017) 835e853, <https://doi.org/10.3390/en10070835>.
- [40] GSE, configurazioni per l'autoconsumo diffuso <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/corrispettivi-e-tariffa> [Online]
- [41] ARERA Deliberazione 28 dicembre 2023 632/2023/R/eel determinazione dei ricavi di riferimento del servizio di trasmissione e dispacciamento e delle tariffe di trasmissione dell'energia elettrica, per l'anno 2024.
- [42] GSE, Ritiro dedicato <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato> [Online]
- [43] consip, Gara per la fornitura di energia elettrica e dei servizi per la PA (ed 21) <https://www.consip.it/bandi-di-gara/gare-e-avvisi/gara-energia-elettrica-ed21> [Online]
- [44] Wikipedia, voce cercata: Consip <https://it.wikipedia.org/wiki/Consip> [Online]

[45] ARERA Deliberazione 28 dicembre 2023 630/2023/R/eel aggiornamento, per l'anno 2024, delle tariffe per l'uso delle infrastrutture per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici, non domestici e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

[46] ARERA Allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006 n 111/06, come da modifica Deliberazione 5/2024/R/eel e precedenti. Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale [...] decreto legislativo 16 marzo 1999 n 79.

[47] TERNA Avviso agli UdD: Corrispettivo art.44, c.44.6 del. ARERA 111/06 Consuntivo Uplift aprile 2024, pubblicato 05/06/2024 <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-elettrico/corrispettivi/uplift> [Online]

[48] Decreto legislativo 26 ottobre 1995 n.504, e successive modifiche Testo unico disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali amministrative.

[49] Decreto Presidente della Repubblica D.P.R., tabelle, 26/10/1972 n° 633, Testo unico IVA.

[50] enel, Cos'è il PUN e a cosa serve [https://www.enel.it/it/supporto/faq/cos-e-il-pun#:~:text=Il%20PUN%20\(acronimo%20di%20Prezzo,IPEX%20%2D%20Italian%20Power%20Exchange\)](https://www.enel.it/it/supporto/faq/cos-e-il-pun#:~:text=Il%20PUN%20(acronimo%20di%20Prezzo,IPEX%20%2D%20Italian%20Power%20Exchange).). [Online]

[51] GME, MGP-ESITI-PUN <https://gme.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricit/MGP/Esiti/PUN> [Online]

[52] GME, MGP – ESITI – PREZZI ZONALI <https://gme.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricit/MGP/Esiti/PrezziZonali#IntestazioneGrafico> [Online]

[53] acquistinretepa, Energia elettrica 21 https://www.acquistinretepa.it/opencms/opencms/scheda_iniziativa_dummy.html?idIniziativa=a8f04aac97b21ac [Online]

[54] GSE, FUEL MIX, PUBBLICATA LA COMPOSIZIONE DEL MIX ENERGETICO RELATIVO AGLI ANNI 2022 E 2023 <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/fuel-mix->

[pubblicata-la-composizione-del-mix-energetico-relativo-agli-anni-2022-e-2023](#) [Online]
pubblicato il 27/06/2024

[55] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), Rapporti 386/2023, Efficiency and decarbonization indicators in Italy and in the biggest European Countries. Edition 2023. Antonio Caputo 05/maggio/2023

[56] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), Rapporti 384/2023, Le emissioni di gas serra in Italia: obiettivi di riduzione e scenari emissivi. Marina Vitullo, Antonio Caputo (§3.3.5, §5.1.1), Daniela Romano, Antonella Bernetti (§3.3.3), Marina

Colaiezzi (§5.1.3), Monica Pantaleoni (§5.1, §5.1.4), Marco Cordella (§3.3.3), Riccardo De Lauretis, Ilaria D'Elia (§5.2.1), Eleonora Di Cristofaro (§3.5, §5.2.1), Angela Fiore (§3.5), Andrea Gagna (§3.4, §5.2.3), Barbara Gonella (§3.4, §3.7, §5.2.3), Federica Moricci (§3.4, §5.2.3), Guido Pellis (§3.6), Emanuele Peschi (§4, §5), Ernesto Taurino (§3, §5.2.4). Aprile 2023

[57] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia, periodo di riferimento 1990-2022 <https://emissioni.sina.isprambiente.it/> pubblicato il 28/02/2024

[58] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), Tabella Parametri standard nazionali. Ultimo aggiornamento 15 dicembre 2023. <https://www.ets.minambiente.it/News#427-pubblicazione-parametri-standard-nazionali-anno-2023>

[59] Energy-sharing mechanisms for energy community members under different asset ownership schemes and user demand profiles. Francesco Demetrio Minuto, Andrea Lanzini. Disponibile online dal 27 agosto 2022. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112859>

[60] Modeling of Renewable Energy Communities: the RECoupled approach. Lazzeroni Paolo, Lorenti Gianmarco, Moraglio Francesco, Repetto Maurizio. Disponibile online da 31 agosto 2022, ©2022 IEEE. DOI:10.1109/COMPSAC54236.2022.00213

[61] Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review. Vladimir Z. Gjorgievski, Snezana Cundeva, George E. Georghiou. Disponibile online dal 21 gennaio 2021. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.078>

[62] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), Rapporti 363/2022, ISBN 978-88-448-1107-5. A cura dell'Area Comunicazione dell'ISPRA, 15 aprile 2022.

[63] GSE, Le comunità energetiche rinnovabili “in pillole” <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/le-comunita-energetiche-rinnovabili-in-pillole> [Online]

Ringrazio profondamente il Professor Arturo Lorenzoni per la disponibilità e la comprensione dimostrati oltre che per la possibilità di integrare il mio percorso universitario con un tirocinio in una realtà di rilievo come DBApro, sono riconoscente alle persone li conosciute per avermi mostrato una finestra sul mondo post-universitario.

Grazie anche alla mia famiglia per l'aiuto incondizionato, in particolare a mio padre per il profondo supporto nelle fasi finali della stesura di questo elaborato.

Infine, mi risulta difficile trovare delle parole che possano esprimere la gratitudine che provo verso la mia compagna Lodovica, il suo sostegno e la sua vicinanza sono stati fondamentali ed impagabili per il completamento del mio percorso, semplicemente Grazie.