

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

“Renewable Energy Systems”

A.a. 2022/2023



**Politecnico
di Torino**

Il ruolo degli enti locali nelle comunità energetiche rinnovabili: Il caso di Ragusa

Relatore :

Leone Pierluigi
Guccione

Candidato:

Giuliano

Matricola 292615

Correlatori :

D’Arcangelo Ocleto

Licitra Carmelo

Indice

Indice delle Tabelle	IV
Indice delle Figure.....	V
Introduzione	1
1. Il cambiamento climatico	3
1.1. Obiettivi Energetici Europei	8
2. Obiettivi Energetici Italiani	10
2.1. Dipendenza Energetica	12
2.2. Costo dell'Energia	15
2.3. Le fonti rinnovabili.....	17
3. Le comunità energetiche rinnovabili	22
3.1. Direttive dell'Unione Europea.....	23
3.2. Le Comunità Energetiche Rinnovabili in Italia	24
3.2.1. Il Decreto Milleproroghe	24
3.2.2. Delibera Arera 318/2020	25
3.2.4. Recepimento della Direttiva 2018/2001/UE (RED II)	27
3.2.5. Regole Tecniche del GSE.....	27
3.2.6. La Delibera ARERA 573/2022 e 727/2022, il Decreto MASE.....	28
3.3. Modelli di Forma Giuridica	31
4. Benefici delle comunità energetiche.....	33
4.1. Benefici Sociali	33
4.2. Benefici Ambientali.....	34
4.3. Benefici Economici	34
5. Il caso studio : La comunità energetica rinnovabile di Ragusa Ibla	37
5.1. Descrizione del Territorio.....	38
5.2. Atti della Giunta Comunale	42
5.3. Il regolamento comunale che disciplina l'installazione di nuovi impianti di produzione di energia alternativa nei centri storici.....	47
5.4. Descrizione della CER	52
5.4.1. Il ruolo del Comune di Ragusa nella CER di Ibla.....	55
5.4.1.1. Le superfici comunali a disposizione	55
5.4.1.2. Il Quadro energetico del Comune di Ragusa come Ente	57

5.4.2.	La fonte rinnovabile per il caso studio: l'energia fotovoltaica	61
5.4.3.	Raccolta dati	63
5.4.4.	Le modalità di finanziamento da valutare	64
5.4.5.	Cessione di Diritto di Superficie.....	64
5.5.	Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico.....	66
5.5.1.	Analisi dei consumi energetici.....	67
5.5.2.	Individuazione della superficie	72
5.5.3.	Stima della produzione fotovoltaica	76
5.5.4.	Curve di produzione e di carico	83
5.6.	Benefici Ambientali.....	87
5.7.	Analisi Economica	88
5.7.1.	Costi dell'investimento	88
5.7.2.	Analisi dei Costi Annuali.....	90
5.7.3.	Quantificazione dei Ricavi.....	91
6.	Analisi di sensitività	97
6.1.	Le modalità contrattuali CER-Comune per cessione in uso temporaneo della superficie .	98
6.1.1.	Pagamento di un canone annuale	98
6.1.2.	Finanziamento di un secondo impianto Fotovoltaico.....	98
6.1.3.	Cessione energetica	103
6.1.4.	Considerazioni finali sulle modalità contrattuali.....	105
6.2.	Modalità di investimento e meccanismo di ripartizione dei ricavi.....	107
6.2.1.	Finanziamento dell'impianto da terze parti.....	108
6.2.2.	Suddivisione delle quote di investimento e di ricavo in parti uguali tra i membri ..	110
6.2.4.	Suddivisione delle quote di investimento su base percentuale dei consumi annuali. Ripartizione dei ricavi differenziata	113
6.2.5.	Confronto tra le modalità di investimento e di ripartizione dei ricavi	114
6.3.	Dimensionamento della Taglia dell'impianto	116
7.	Conclusioni	126
	Riferimenti	129

Indice delle Tabelle

Tabella 1. Mix Energetico della produzione di energia elettrica immessa in rete in Italia nel 2019 e nel 2020.....	12
Tabella 2. Corrispettivi dovuti al GSE (Fonte : Regole Tecniche GSE (44))	28
Tabella 3. Contributi Regione Sicilia per Costituzione CER "Comunali"	46
Tabella 4. Superfici Comunali Idonee per l'installazione di Impianti Fotovoltaici	56
Tabella 5. Consumi Energetici mensili del Comune di Ragusa in Fasce (62)	59
Tabella 6. Impianti Fotovoltaici Comunali preesistenti	59
Tabella 7. Caratteristiche del Modulo Fotovoltaico (65)	62
Tabella 8. Dati Caratteristici dei Membri	67
Tabella 9. Ore Equivalenti di funzionamento in Sicilia dal Rapporto Statistico GSE del 2021 per il Solare Fotovoltaico (67).....	70
Tabella 10. Ore Equivalenti Impianti Fotovoltaici nelle Regioni Italiane (67)	71
Tabella 11. Radiazione solare Globale, Diretta e Diffusa in una giornata tipo del mese di Dicembre (Fonte : PVGIS (68))	80
Tabella 12. Radiazione Solare Globale, Diretta e Diffusa in una giornata tipo del mese di Giugno (Fonte :PVGIS)	81
Tabella 13. Valori energetici e percentuali di Autoconsumo e Autosufficienza (69) (68).....	85
Tabella 14. TEP Risparmiate.....	87
Tabella 15. Emissioni Evitate in Atmosfera (Fonte : Rapporto Ambientale Enel 2013 (70))	87
Tabella 16. Elenco dei Costi di investimento	88
Tabella 17. Analisi dei Costi Annuali	90
Tabella 18. Parametri Economici per la quantificazione dei ricavi.....	91
Tabella 19. Risultati Energetici	92
Tabella 20. Risultati Economici del primo anno di attività	92
Tabella 21. Risultati dell'analisi economica - Flussi di cassa	93
Tabella 22. Flussi di Cassa Attualizzati.....	95
Tabella 23. Risultati Energetici Impianto 8 kW	100
Tabella 24. Risultati Economici Impianto 8 kW	101
Tabella 25. Risultati Economici Impianto 8 kW per il Comune di Ragusa	102
Tabella 26. Risultati Energetici Cessione Energetica	103
Tabella 27. Flussi di Cassa per analisi di cessione energetica	104
Tabella 28. Confronto Benefici Economici delle Modalità Contrattuali.....	105

Tabella 29. Suddivisione dei costi annuali nel caso di finanziamento da terze parti.....	108
Tabella 30. Analisi Economica - Finanziamento da terze parti	109
Tabella 31. Analisi Economica - Investimento e suddivisione ricavi in parti uguali	110
Tabella 32. Analisi di Sensitività - Suddivisione dell'investimento in parti uguali, ripartizione differenziata dei ricavi.....	111
Tabella 33. Analisi Economica - Suddivisione delle quote su base percentuale, ripartizione ricavi differenziata	113
Tabella 34. Confronto Modalità di investimento e di ripartizione dei ricavi	115
Tabella 35. Flussi di Cassa Cumulati per potenze di generazione da 40 kW a 80 kW.....	117
Tabella 36. Flussi di Cassa per potenze di generazione da 90 kW a 120 kW	118

Indice delle Figure

Figura 1. Temperature medie dal 1850 al 2020 nel Mondo e in Europa.....	3
Figura 2. Emissioni di Gas serra in Europa nei diversi settori nel 2019. Fonte : European Environmental Agency (EEA) (3).....	5
Figura 3. Emissioni di CO2 da processi industriali ed energetici. Fonte: IEA , Global Energy Review:CO2 Emissions in 2021 (9)	5
Figura 4. Emissioni di CO2 per settore in Italia dal 1970 al 2021 (Fonte: CO2 emissions of all world countries, 2022 Report (10))	6
Figura 5. Consumo mondiale di energia primaria per fonte (Fonte : Statistical review of world energy – all data 1965-2021 (11))	7
Figura 6. Emissioni di CO2 nei Paesi in via di sviluppo e in quelli avanzati (9)	8
Figura 7. Consumi annuali del gas in Italia divisi per provenienza (Fonte : MiSE 2021 ((22)).....	13
Figura 8. I punti di ingresso del Gas Naturale in Italia. (Fonte : Tirreno Power (23))	14
Figura 9. Prezzo del gas naturale in Italia per un consumatore domestico tipo (Fonte : ARERA – Dati e Statistiche (24)).....	15
Figura 10. Prezzo dell'energia in Italia per un consumatore domestico tipo con un consumo annuo di 2700 kWh (Fonte : ARERA – Dati e Statistiche (25))	16
Figura 11. Il contributo delle fonti rinnovabili nel mix energetico in Italia e nel mondo (26)	17
Figura 12. Produzione elettrica rinnovabile per tecnologia 1990-2026 (Fonte : IEA, Renewables 2021 – Analysis and forecasts to 2026 (28))	18

Figura 13. Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia (Fonte : Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico GSE 2021 (29))	19
Figura 14. LCOE per diverse fonti di energia 2009-2022 (Fonte Bloomberg New Energy Finance (BNEF), Dataset Global LCOE benchmark: (32)).....	20
Figura 15. Linea Temporale Iter Normativo CER (Fonte : Guida alle Comunità Energetiche Rinnovabili a impatto sociale (37))	22
Figura 16. Perimetro cabine primarie in Sicilia	30
Figura 17. Ragusa nel territorio italiano (48)	
Figura 18. Il Comune di Ragusa nella provincia (48)	38
Figura 19. Irradianza Diretta Normale (49)	
Figura 20. Irradianza Globale Orizzontale (49).....	39
Figura 21. Distribuzione degli impianti nel Comune di Ragusa (50).....	40
Figura 22. Mappa Orografica della Sicilia (51)	40
Figura 23. Ragusa Ibla (Foto di MileStone Media)	41
Figura 24. Ragusa Ibla e Ragusa Città alle spalle (Foto di Gianfranco Guccione – Airworks.it (52))	42
Figura 25. Planimetria di Ragusa con le tre aree individuate dal Regolamento (60)	49
Figura 26. Moduli Fotovoltaici a Pavimento Calpestabili	50
Figura 27. Moduli Fotovoltaici Interamente Integrati e Colorati in maniera simile alla Copertura ..	51
Figura 28. Moduli Fotovoltaici Parzialmente integrati nella Copertura.....	51
Figura 29. Disposizione dei Membri della CER di Ibla.....	53
Figura 30. Disposizione dei membri all'interno delle Aree del Regolamento	53
Figura 31. Confini delle Cabine Primarie in cui è suddivisa Ragusa (61)	54
Figura 32. Confine della Cabina Primaria in Prossimità del Centro Storico di Ragusa Ibla (61).....	54
Figura 33. Disposizione delle Superfici Comunali sul Territorio Ragusano	57
Figura 34. Consumi Energetici del Comune di Ragusa (62).....	58
Figura 35. Disposizione degli impianti fotovoltaici comunali sul territorio	60
Figura 36. Posizione Geografica del Complesso Scolastico di Via Carmine	73
Figura 37. Copertura del Complesso Scolastico di Via Carmine.....	73
Figura 38. Zavorre per Moduli Fotovoltaici	74
Figura 39. Layout Impianto fotovoltaico	75
Figura 40. Angoli di Azimut	76
Figura 41. Orizzonte Solare visualizzato dalla copertura del Complesso Scolastico (Fonte : PVGIS (68))	78

Figura 42. Posizione Altimetrica dell'edificio individuato per accogliere l'impianto fotovoltaico....	78
Figura 43. Grafico della Radiazione Solare captata dalla superficie nel mese di Dicembre (Fonte : PVGIS (68)).....	79
Figura 44. Grafico della Radiazione Solare captata dalla superficie nel mese di Giugno (Fonte : PVGIS).....	80
Figura 45. Radiazione Solare Globale Mensile sul piano inclinato (Fonte : PVGIS (68)).....	81
Figura 46. Produzione di Energia Elettrica dall'Impianto Fotovoltaico (Fonte : PVGIS (68)).....	82
Figura 47. Produzione fotovoltaica e consumi a confronto (68) (69)	84
Figura 48. Curva di Carico e Curva di Produzione a Confronto (68) (69).....	85
Figura 49. Grafico dei flussi di cassa cumulati.....	94
Figura 50. Flussi di Cassa Attualizzati Cumulati.....	96
Figura 51. Produzione Fotovoltaica Impianto 8 kW.....	100
Figura 52. Grafico dei flussi di cassa cumulati delle modalità contrattuali a confronto.....	106
Figura 53. Percentuali di Autoconsumo e Autosufficienza al variare della potenza di generazione installata.....	117
Figura 54. Flussi di Cassa cumulati da 40 kW a 80 kW	119
Figura 55. Costi di investimento all'anno zero per diverse potenze di generazione	120
Figura 56. Costi Annuali al primo anno di attività per diverse potenze di generazione	120
Figura 57. PayBack Time al Variare della Potenza di Generazione Installata	121
Figura 58. Rendimento dell'investimento per potenze di generazione da 40 kW a 120 kW	122
Figura 59. Ritorno dell'investimento in funzione dello shifting dei consumi	123
Figura 60. Rendimento dell'investimento per ogni taglia di impianto al variare della percentuale di shifting	124
Figura 61. Tempi di ritorno a confronto – Shifting	125

Introduzione

L'Unione Europea si è posta l'obiettivo di incrementare in maniera significativa la percentuale di energia rinnovabile consumata così da divenire il primo continente clima-neutrale entro il 2050: le configurazioni di autoconsumo energetico, quali ad esempio comunità energetiche rinnovabili e gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente, possono ricoprire un ruolo fondamentale nell'ambito della transizione energetica promuovendo la produzione e l'autoconsumo di energia elettrica prodotta da impianti di generazione a fonti rinnovabili. L'introduzione delle configurazioni di autoconsumo sensibilizza il singolo cittadino sulle tematiche energetiche e ambientali favorendo un processo di innovazione sociale volto a rendere il singolo cittadino parte attiva nel processo di transizione energetica.

La prima parte della tesi descrive il quadro normativo e legislativo che definisce e regola le configurazioni di autoconsumo in Italia, concentrandosi sulle Direttive e Delibere che negli anni hanno contribuito a delineare le linee guida per la costituzione e l'esercizio delle comunità energetiche rinnovabili. L'attenzione si concentrerà poi sulla città di Ragusa ed in particolare sul Comune di Ragusa in quanto Ente locale, descrivendo gli sforzi che sono stati compiuti per promuovere l'installazione di impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in tutte le aree del territorio, ivi compresi i centri storici, al fine di ottenere benefici sociali, ambientali ed economici per l'intera comunità. Il Comune di Ragusa assume il ruolo di promotore e facilitatore di nuove installazioni di impianti fotovoltaici individuando superfici di edifici comunali idonei allo scopo. Alcune di queste superfici vengono messe a disposizione di quei residenti che intendono costituirsi in CER e non dispongono di spazi adatti per l'installazione di impianti fotovoltaici.

Il lavoro svolto si focalizza sul caso studio tecnico-economico della CER di Ragusa Ibla, una comunità energetica situata all'interno di un centro storico eletto patrimonio dell'Umanità dall'UNESCO. Il contesto urbano, architettonico e artistico del borgo ha reso necessario l'emanazione di un Regolamento Comunale che disciplina l'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile nei centri storici. Il documento individua tre diverse zone nel centro storico, indicandone i requisiti e i limiti da rispettare per l'installazione di impianti fotovoltaici. Lo studio consta di diverse fasi e si basa sull'analisi dei consumi energetici reali dei singoli membri della futura CER. Servendosi di piattaforme quali PVGIS e RECON sviluppata da ENEA, viene proposta una simulazione di progetto tecnico ed economico volto a illustrare i potenziali benefici economici, sociali e ambientali che la CER è in grado di ottenere nel corso degli anni. Conclude lo studio, un'analisi di sensitività focalizzata ad individuare l'impatto che hanno alcune variabili tecniche, economiche e contrattuali sui risultati economici finali ottenibili dalla Comunità Energetica di Ibla.

1. Il cambiamento climatico

L'aumento della temperatura registrato sul pianeta a partire soprattutto dal secondo dopoguerra sta causando un cambiamento climatico, confermato da diverse evidenze. Come citato nel sito web del WWF *“L'estate del 2022 è stata la più calda della storia in Europa. Il mese di luglio ha fatto registrare 2,26 gradi centigradi in più rispetto alla media italiana dal 1800, anno da cui si registrano i dati”* (1). Prendendo i valori di temperatura dell'epoca che precede la rivoluzione industriale, i valori medi globali di temperatura sono aumentati in maniera consistente, in particolare il decennio tra il 2010 e il 2019 è stato il più caldo registrato fino ad ora (2). La temperatura media globale superficiale tra il 2012 e il 2021 ha registrato valori più alti di circa 1.11-1.14 °C in più rispetto ai livelli preindustriali (3). Nello stesso lasso di tempo le temperature medie registrate sul suolo europeo sono aumentate ad un ritmo ancora più veloce arrivando ad un aumento di circa 1.94-1.99 °C (3). Un aumento della temperatura media globale di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali potrebbe causare conseguenze pericolose, e addirittura catastrofiche per l'ambiente e il clima (2). I grafici in Fig.1 mostrano l'andamento delle temperature medie registrate dal 1850 ad oggi in Europa e nel Mondo.

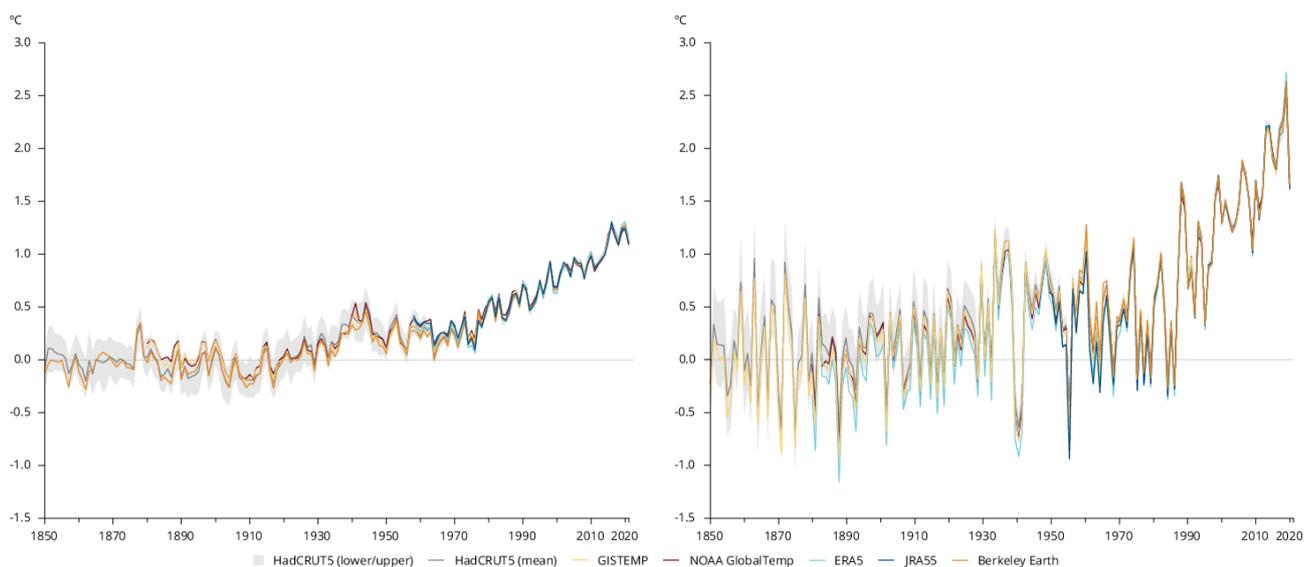


Figura 1. Temperature medie dal 1850 al 2020 nel Mondo e in Europa

Data Sources: Berkeley Earth, JRA-55 (Japanese global atmospheric reanalysis project), ERA5 monthly averaged data on single levels from 1950 to 1978 (preliminary version), GISTEMPv4, NOAA GlobalTempv5, HadCRUT5, Geographic coverage: Earth, Temporal coverage: 1850-2021 (4)

Il grafico è composto dall'interpolazione di diverse linee di tendenza frutto di altrettanti studi effettuati nel corso degli anni. L'incremento di temperatura risulta significativo a partire dal 1970, con una media di circa 0,2 °C per decade. Un incremento così repentino non è stato registrato neanche in un lasso di tempo di 50 anni nei 2000 anni precedenti il 1970 (3). Dal grafico sulla destra in Fig.1 è possibile notare come la situazione europea sia ancora più preoccupante che nel resto del mondo. In particolare, sono stati registrati preoccupanti innalzamenti di temperatura nei territori dell'Est Europa, della Scandinavia e della parte iberica della Penisola (3). Come conseguenze dirette dell'innalzamento delle temperature, si registrano una diminuzione del ghiaccio marino artico del 12,85 % per decennio, un aumento medio di circa 3,3, millimetri ogni anno del livello del mare dal 1870 ad oggi, un aumento in intensità e frequenza degli eventi metereologici estremi come cicloni e alluvioni, infine un aumento degli incendi (5). Lo stesso sito del WWF riporta : *“La comunità scientifica è ormai unanime nell'indicare le attività umane quali responsabili della crisi climatica, in particolare a causa dell'aumento dei gas serra immessi nell'atmosfera (1)”*. La maggior parte degli studi scientifici dimostrano una diretta correlazione tra l'aumento della temperatura e l'aumento delle emissioni di gas serra (GHG) in ambiente. Questi gas assorbono l'energia proveniente dal Sole e il calore radiato dalla superficie terrestre, bloccandoli e diminuendo lo scambio energetico della Terra. Il principio spiegato è alla base del processo che garantisce la vita sulla Terra, tuttavia l'eccessivo aumento dei gas serra sta generando effetti collaterali preoccupanti. Il più comune gas serra conosciuto è il biossido di carbonio, meglio conosciuto come anidride carbonica o CO₂. In atmosfera sono tuttavia presenti molti altri gas serra, alcuni con un effetto sul surriscaldamento globale maggiore dell'anidride carbonica. Il vapore acqueo, l'anidride carbonica, il protossido di azoto, il metano e l'es fluoruro di zolfo sono gas serra di origine sia naturale che antropica; i clorofluorocarburi, i bromofluorocarburi sono di origine esclusivamente antropica (6). Gli effetti della crisi climatica in Europa sono già visibili, con la perdita di biodiversità di fauna e flora, aumento degli incendi boschivi, scarsità delle risorse idriche, una diminuzione dei raccolti agricoli necessari al fabbisogno della popolazione. Basti pensare che ad un aumento di temperatura di un grado corrisponde un calo della produzione di grano del 5 % (7). A risentire del surriscaldamento in corso in Europa, è anche la salute della popolazione che ha risentito di un aumento di malattie e di decessi legati alle ondate di calore sempre più frequenti ed estreme (8). Oltre agli effetti sul clima e sull'ambiente, il surriscaldamento globale ha un effetto diretto sull'economia dei Paesi. Solo in Europa, ammontano a 487 miliardi di euro le perdite finanziarie imputabili ad eventi climatici negli ultimi 40 anni. Le esondazioni di fiumi europei hanno causato oltre 5 miliardi di euro all'anno di danni, gli incendi boschivi oltre 2 miliardi di euro (8). Al costo dei danni fisici, a peggiorare il bilancio si aggiunge il costo umano: oltre 138 000 le persone che hanno perso la vita in Europa tra il 1980 e il 2020 a causa di eventi metereologici estremi (8).

L'Europa è un grande emettitore di gas serra, basti pensare che nel 2015 l'Unione Europea è stato il terzo produttore di gas serra, dopo Cina e Stati Uniti; nel 2019 è scesa nella quarta

posizione, superata dall'India (2). Il grafico in Fig.2 mostra in che percentuale i diversi settori hanno emesso gas serra in Europa nel 2019.

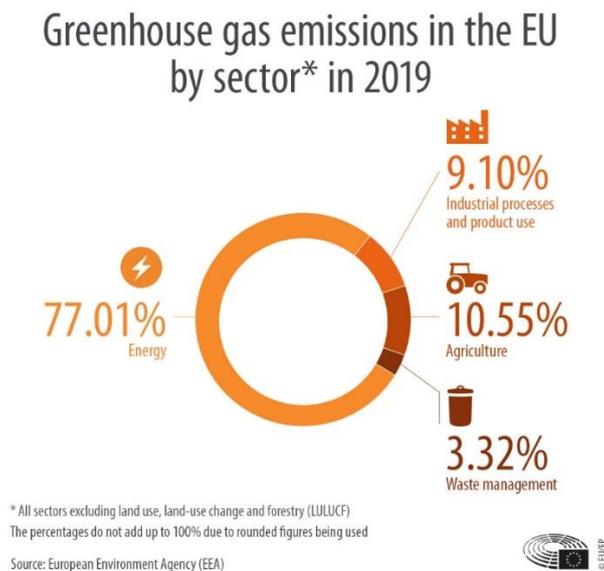


Figura 2. Emissioni di Gas serra in Europa nei diversi settori nel 2019. Fonte : European Environmental Agency (EEA) (3)

Oltre il 77 % delle emissioni di gas serra è da attribuire al settore energetico, il 10,55 % al settore agricolo, oltre il 9 % al settore industriale. Il grafico in Fig.3 mostra l'andamento delle emissioni globali di CO₂ nel settore Energetico ed Industriale dal 1900 al 2021. Sono inoltre illustrate le variazioni annuali.

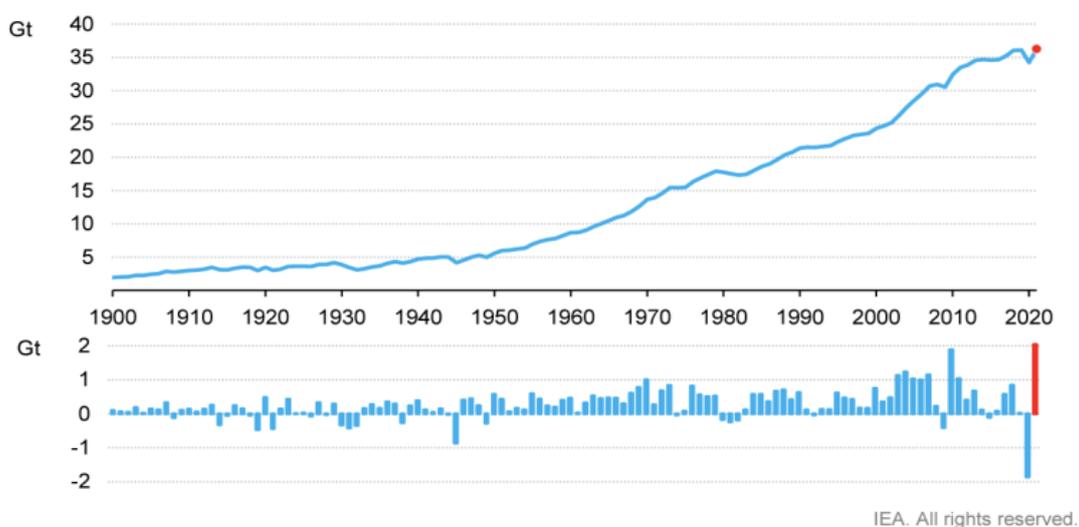


Figura 3. Emissioni di CO₂ da processi industriali ed energetici. Fonte: IEA , Global Energy Review:CO₂ Emissions in 2021 (9)

Il grafico in Fig.3 mostra una variazione di pendenza a partire dal 1950. Secondo il “Report IEA : Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021” nel 2021 è stato registrato il massimo

storico di emissioni di anidride carbonica, circa 36,3 miliardi di tonnellate. Un valore che addirittura compensa il declino che era stato indotto dalla pandemia nel corso del 2020 (9). La Cina ha guidato in gran parte il rialzo delle emissioni globali di CO₂ al di sopra dei livelli pre-pandemici. In particolare, solo nel 2021 ha emesso 750 milioni di tonnellate di anidride carbonica in più rispetto ai livelli del 2019 (9). Questo forte rialzo è in parte da attribuire all'aumento della domanda di energia elettrica la cui produzione è principalmente incentrata sul carbone. Stesso discorso vale per l'India.

Conscia del danno che le emissioni di gas serra stanno causando, l'Europa già nel 2008 ha settato l'obiettivo di ridurre, entro il 2020, le emissioni del 20 % rispetto ai livelli del 1990 (2).

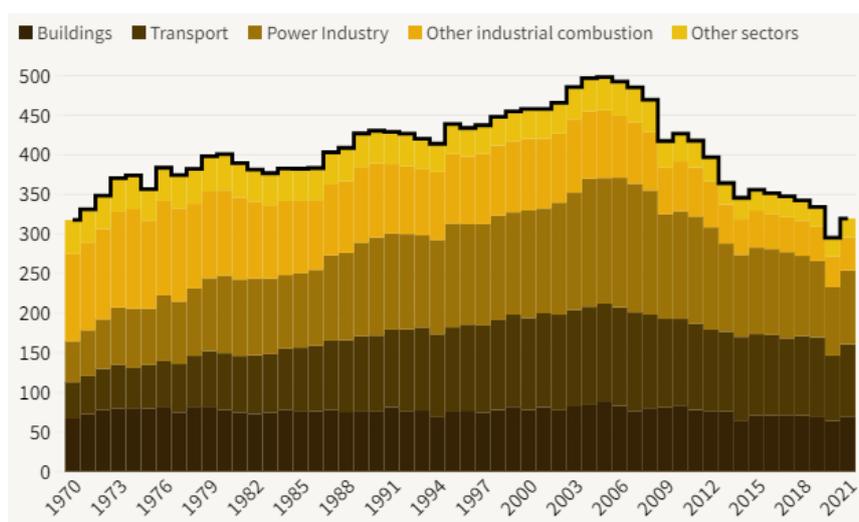


Figura 4. Emissioni di CO₂ per settore in Italia dal 1970 al 2021 (Fonte: CO₂ emissions of all world countries, 2022 Report (10))

Il grafico in Fig.4 mostra le emissioni di CO₂ in Italia dal 1970 al 2021, divise per settori. L'andamento dell'anidride carbonica può essere assunto come riferimento dal momento che la CO₂ rappresenta circa l'80% in volume dei gas serra emessi in Europa nel 2021 (2). Come visibile dal grafico in Fig.4, le emissioni sono diminuite del 24 % entro il 2019 e di circa il 31 % all'anno 2020, anche se l'ultimo risultato risente pesantemente degli effetti della pandemia. Se le emissioni legate al settore della produzione di energia, al settore industriale e al settore dei trasporti hanno risentito di un calo significativo, a rimanere pressoché costanti sono invece le emissioni di gas serra relativi al settore degli edifici.

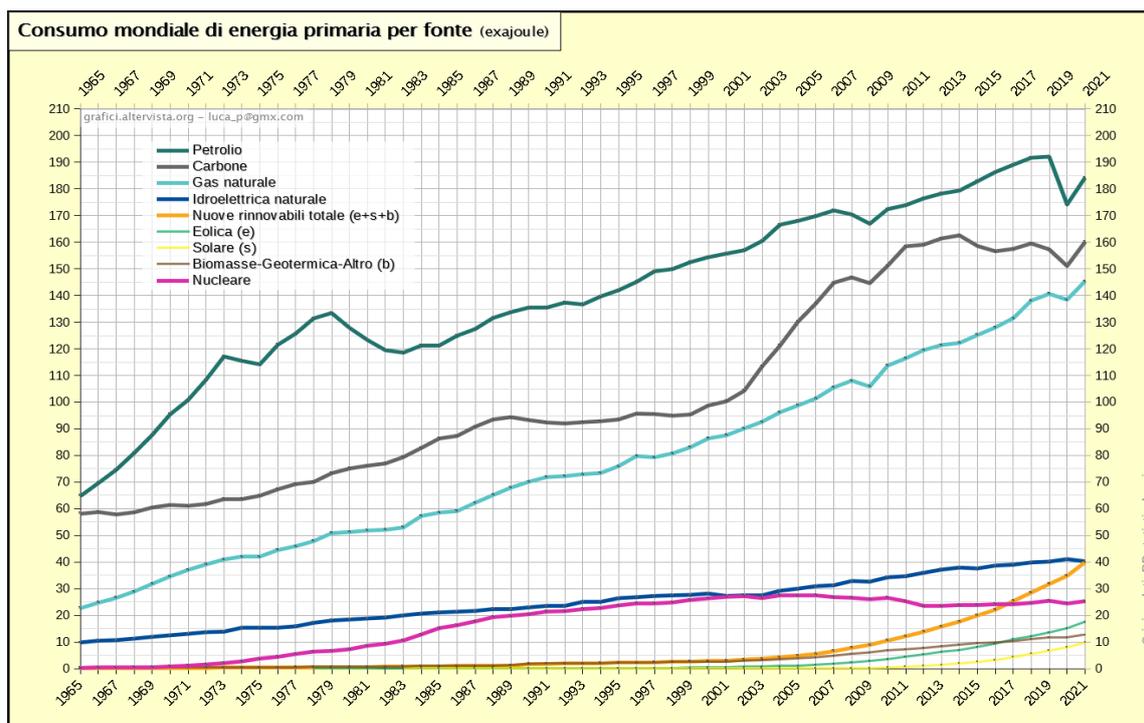


Figura 5. Consumo mondiale di energia primaria per fonte (Fonte : Statistical review of world energy – all data 1965-2021 (11))

Il grafico in Fig.5 mostra l'andamento dei consumi energetici mondiali in base alla loro origine dal 1965 al 2021 (11). Le fonti fossili hanno rappresentato e rappresentano tutt'ora la principale fonte di produzione di energia. Nel 2021 è stato registrato un consumo di energia da petrolio di 184,2 Exajoule, circa il 31 % del totale, seguono i consumi da carbone e quelli da gas naturale rispettivamente pari al 26,9 % e al 24,4% del totale (12). Le fonti rinnovabili cominciano ad avere un peso non trascurabile nel mix energetico mondiale nel 1965 grazie all'idroelettrico, nei primi anni del 2000 cominciano a diffondersi impianti di produzione di energia elettrica che sfruttano l'energia del vento e del sole. Nel 2021 i consumi da idroelettrico ammontano al 6,8 % del totale, da eolico al 2,9 %, da solare all'1,6 % (12). Sebbene le fonti rinnovabili soddisfino solo una minima parte del fabbisogno energetico mondiale, presentano un andamento esponenziale (ad eccezione dell'idroelettrico) che indica una crescita importante dei settori. D'altro canto anche i consumi energetici mondiali da fonti fossili sono in costante aumento, soprattutto per merito delle economie emergenti come India e Cina (9) come mostrato dai grafici in Fig.6.

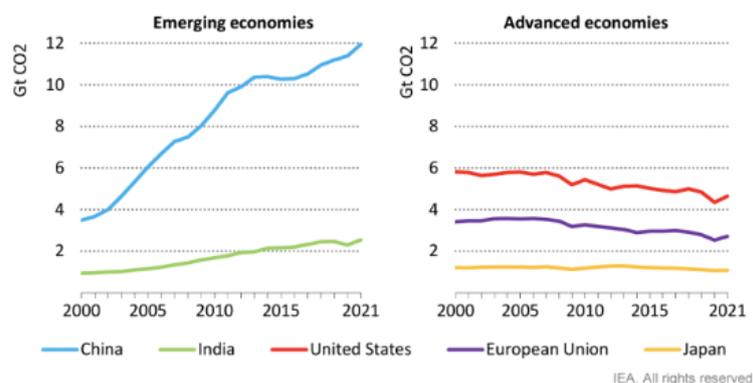


Figura 6. Emissioni di CO2 nei Paesi in via di sviluppo e in quelli avanzati (9)

1.1. Obiettivi Energetici Europei

La risoluzione o il tamponamento degli effetti causati dai cambiamenti climatici, richiedono che i paesi di tutto il mondo cooperino e uniscano gli sforzi verso obiettivi comuni. Per la prima volta, il protocollo di Kyoto nel 1997 introduce l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra per i paesi sviluppati. L'impegno a favore della tutela del clima e dell'ambiente era stato rinnovato nel 2015 con l'Accordo di Parigi che ha stabilito nuovi target per accelerare le azioni atte a mitigare il surriscaldamento globale. L'Accordo di Parigi entra in vigore il 4 Novembre del 2016, tra i 196 membri firmatari sono presenti tutti i paesi dell'Unione Europea (13). I paesi si sforzano a mantenere l'aumento della temperatura media globale al di sotto di 2 °C in più rispetto ai valori preindustriali e anzi limitarlo a soli 1,5 °C in più. Sono stati presentati piani di azione che prevedono contributi atti a sostenere la transizione ecologica. I paesi si impegnano inoltre a essere solidali, trasparenti e a comunicare ogni 5 anni gli obiettivi raggiunti e i nuovi piani d'azione (13).

Il quadro 2030 per il clima e l'energia prevede il raggiungimento di 3 obiettivi:

- Una riduzione di almeno il 40 % delle emissioni di gas serra, rispetto ai livelli del 1990;
- Il raggiungimento di almeno il 32 % di fonti rinnovabili nel mix energetico europeo;
- Un incremento dell'efficienza energetica almeno del 32,5 %.

Nel 2019, il Parlamento Europeo ha ufficialmente dichiarato lo stato di emergenza climatica chiedendo alla Commissione Europea azioni che permettessero di rispettare l'obiettivo fissato dall'Accordo di Parigi. In risposta, è stato pubblicato il Green Deal Europeo, che indica un percorso preciso e mirato al fine di rendere l'Europa il primo continente neutrale

dal punto di vista climatico entro il 2050. Esattamente un anno dopo, l'obiettivo è stato ulteriormente aggiornato, imponendo una riduzione entro il 2030 delle emissioni di gas serra di almeno il 55 % rispetto ai livelli antecedenti il 1990 (14). È stato quindi pubblicato il pacchetto "Pronti per il 55%" che comprende revisioni alle disposizioni già in corso e propone nuove iniziative. Il pacchetto interessa l'energia, il clima, i trasporti, la digitalizzazione e anche la salute dell'essere umano. Gli sforzi in ambito energetico per ridurre l'emissione di gas serra si traducono in un'attenzione particolare volta a migliorare l'efficienza energetica di edifici ed elettrodomestici e alla promozione di energie rinnovabili. La quota di energia rinnovabile nel mix energetico europeo dovrebbe raggiungere il 42,5 % entro il 2030, i singoli paesi dovrebbero puntare al raggiungimento del 45 % (2). Il Patto mira non solo a risolvere la crisi climatica in atto, anche a migliorare il benessere e la salute della presente e delle future generazioni. Il programma presenta azioni e obiettivi che spaziano dall'accesso all'acqua e al cibo alla preservazione della biodiversità, dallo sviluppo di un'economia circolare ai finanziamenti per accelerare la transizione energetica. Per far questo i Paesi Europei si concentrano sulle seguenti azioni (15):

1. Garantire fonti energetiche all'Unione Europea in maniera sicura e a prezzi accessibili;
2. Sviluppare un sistema energetico interconnesso e digitalizzato;
3. Riammodernare il settore del gas, puntando allo sviluppo di combustibili carbon-free;
4. Responsabilizzare i consumatori;
5. Collaborare a livello mondiale promuovendo gli standard e le tecnologie sviluppate dall'Unione Europea;
6. Espandere e sfruttare a pieno il potenziale del settore eolico offshore.

In definitiva, si pone l'obiettivo di rendere il continente resiliente e globalmente competitivo (14).

2. Obiettivi Energetici Italiani

Partendo dagli obiettivi europei che l'Unione Europea ha fissato, ogni stato membro ha introdotto un Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, meglio noto come PNIEC. I punti che seguono sono una sintesi tratta dal "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima" stilato dal Ministero dello Sviluppo Economico, dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del Mare e dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (16). Questo programma delinea le azioni da seguire nelle cinque dimensioni dell'Energia :

- **Dimensione della Decarbonizzazione.**
L'obiettivo è di accelerare la transizione dai combustibili fossili alle fonti di energia rinnovabili puntando ad ottenere un mix energetico altamente composto da rinnovabili e per la restante parte da gas. Risulta necessaria l'attuazione di un ammodernamento delle infrastrutture (16).
- **Dimensione dell'Efficienza Energetica.**
Ricorrendo a strumenti di natura fiscale ed economica si intende avviare interventi mirati al miglioramento dell'efficienza energetica nel settore immobiliare e dei trasporti. Nel settore immobiliare mediante interventi di riqualificazione volti a migliorare la qualità termica degli involucri, nel settore dei trasporti agendo sulla promozione dei mezzi di trasporto pubblici e sull'utilizzo di vetture elettriche o al più di combustibili alternativi nelle vetture termiche (16).
- **Dimensione della Sicurezza Energetica.**
Mirare alla sicurezza energetica, significa poter garantire l'approvvigionamento dell'energia elettrica o delle materie prime necessarie alla sua produzione. Un punto fondamentale di questa dimensione riguarda la dipendenza energetica dell'Italia, tema che verrà affrontato nel paragrafo 2.1 (16).
- **Dimensione del Mercato Energetico Interno.**
Garantire un maggior grado di integrazione dei mercati favorendo gli scambi e gli accordi con gli altri Stati Membri (16).
- **Dimensione della ricerca, innovazione e competitività.**
Si basa principalmente su tre criteri fondamentali che si basano sulla trasparente competizione e la finalizzazione delle risorse alle tecnologie rinnovabili (16).

I principali obiettivi fissati per il 2030 in termini numerici sono :

- Quota di utilizzo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) nei consumi finali lordi di Energia pari al 30 %;
- Sfruttando l'incremento dell'efficienza energetica, puntare ad una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto al 2007 pari al 43 %;
- Riduzione delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 2005 pari al 33 %.

Oltre al PNIEC, già dal 2008 è in atto il Patto dei Sindaci, un'iniziativa che la Commissione Europea ha promosso per coinvolgere attivamente le diverse città europee e sostenerle nel loro percorso verso il raggiungimento della sostenibilità ambientale ed energetica (17). Il Patto favorisce la collaborazione tra gli enti in modo da trarne beneficio e supporto per rinforzare le azioni dirette alla riduzione delle emissioni di CO₂ nel territorio. Aderendo al Patto, le città si impegnano volontariamente a raggiungere gli obiettivi climatici ed energetici imposti dall'Unione Europea.

Così recita un estratto del documento (18):

“Noi, sindaci di tutta Europa, rafforziamo le nostre ambizioni climatiche e ci impegniamo ad agire al ritmo dettato dalla scienza, in uno sforzo congiunto per mantenere l'aumento della temperatura globale al di sotto di 1,5 °C - la massima ambizione dell'accordo di Parigi.”

Il documento si concentra sui seguenti punti :

- Impegnarsi a fissare obiettivi nel medio e nel lungo termine al fine di ottenere una riduzione delle emissioni di gas serra del 55 % entro il 2030;
- Cercare di ridurre la povertà energetica del proprio territorio;
- Fare rete comune al fine di ottenere obiettivi comuni per rafforzare la resilienza energetica.

Il Comune di Ragusa aderisce al Patto dei Sindaci e pubblica il “Ragusa Green Plan – Il percorso partecipato del capoluogo ibleo verso la sostenibilità (19)” emanando inoltre una serie di delibere in ambito energetico che verranno trattate nei capitoli successivi. La stessa città di Ragusa aderisce e pubblica un Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile, anche detto PAES, un documento finalizzato alla pianificazione di una serie di azioni atte a promuovere l'efficienza energetica e l'uso di energie rinnovabili. Il Piano individua le attività del territorio che maggiormente concorrono alle emissioni di inquinanti in atmosfera e stila poi delle Azioni di Piano che mirano al raggiungimento degli obiettivi energetici prefissati. Non è un documento fisso o vincolante, esso viene ampliato e aggiornato periodicamente con nuovi progetti.

La transizione energetica necessita di essere appoggiata da un opportuno sistema di finanziamenti. A tal proposito il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) ha stanziato risorse pari a 191,5 miliardi di euro ripartite in sei missioni. La seconda missione

prevede finanziamenti pari a 59,47 miliardi di euro da destinare alla rivoluzione verde e alla transizione ecologica attraverso lo strumento dei contratti di sviluppo (20).

Nell'ambito della Missione 2 del PNRR si inserisce il progetto "Rinnovabili e Batterie" volto a stanziare 1 miliardo di euro per lo sviluppo dei settori fotovoltaico, eolico e delle batterie.

- 400 Milioni di Euro per sostenere investimenti privati atti alla realizzazione di pannelli fotovoltaici innovativi ad alto rendimento;
- 100 Milioni di Euro per sostenere investimenti privati allo sviluppo di aerogeneratori medio-grandi di nuova generazione;
- 500 Milioni di Euro per sostenere e sviluppare la produzione di batterie, dispositivi necessari per compensare la scarsa prevedibilità delle fonti energetiche rinnovabili (20).

Lo scopo di questi patti è favorire la cooperazione e l'azione degli stati e dei territori firmatari al fine di agevolare e accelerare la transizione ecologica, preservando e anzi migliorando il benessere dei cittadini, del clima e dell'ambiente.

2.1. Dipendenza Energetica

La situazione geopolitica odierna comporta come sua conseguenza una riflessione riguardo la dipendenza energetica dell'Europa e soprattutto dell'Italia nei confronti di altre nazioni. Dipendere da altre nazioni dal punto di vista energetico significa non poter garantire con certezza il sostentamento del fabbisogno energetico italiano con dirette conseguenze sulla sicurezza stessa della Nazione. Il GSE ha determinato le percentuali di fonti energetiche che compongono il mix energetico nazionale dell'energia elettrica immessa in rete, i dati si riferiscono alla produzione di energia elettrica del 2019 e del 2020 (21).

Tabella 1. Mix Energetico della produzione di energia elettrica immessa in rete in Italia nel 2019 e nel 2020

Fonti Primarie Utilizzate	Anno 2019	Anno 2020
Carbone	7,91 %	6,34 %
Gas Naturale	43,20 %	42,28 %
Prodotti Petroliferi	0,50 %	0,48 %
Nucleare	3,55 %	3,22 %
Fonti Rinnovabili	41,74 %	45,04 %
Altre Fonti	3,10 %	2,64 %

In un solo anno le percentuali di tutte le fonti energetiche presenti nell'elenco sono diminuite, fatta eccezione per le fonti rinnovabili che hanno raggiunto il 45,04 % nel mix energetico.

Dalla Tabella 1 risulta evidente come gran parte del sistema energetico poggia sul Gas Naturale, il che rappresenta un problema non solo dal punto di vista ambientale per le cause spiegate nei capitoli precedenti, bensì dal punto di vista di sicurezza energetica. L'Italia dispone di alcune risorse e riserve di fonti fossili, ma tende in gran parte ad importare sia petrolio che gas da altri stati.

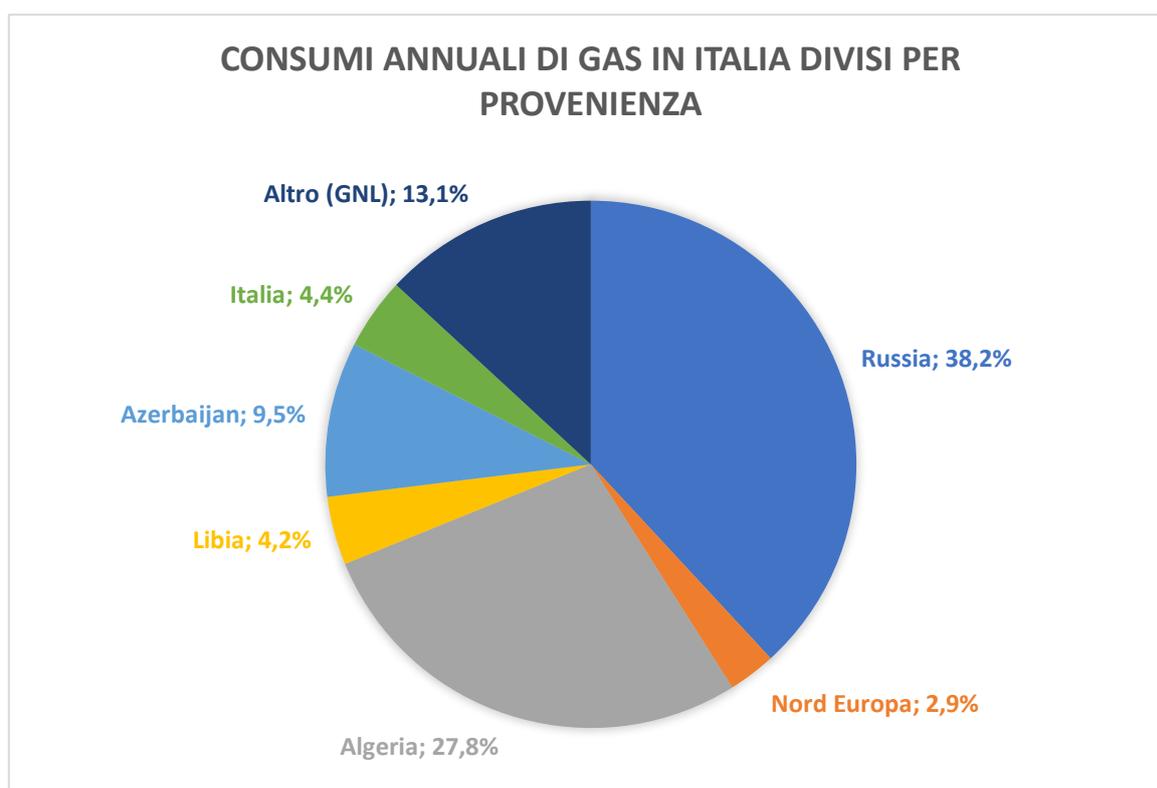


Figura 7. Consumi annuali del gas in Italia divisi per provenienza (Fonte : MiSE 2021 (22))

In Fig. 7 è possibile visualizzare i principali Paesi da cui l'Italia importa gas naturale. I dati sono stati estrapolati dal rapporto MiSE del 2021 (22). Al primo posto, la Russia, dalla quale viene importato il 38,2 % del fabbisogno totale di gas naturale. Al secondo posto l'Algeria con il 27,8 % e al terzo l'Azerbaijan con il 9,5 %. Segue il Nord Europa (Norvegia e Olanda) con il 2,9 %. L'Italia possiede delle riserve di gas naturale, ma riesce a contribuire al fabbisogno totale solo per il 4,4 %. Altre fonti di approvvigionamento sono rappresentate dalle navi che importano gas naturale liquefatto (GNL) e contribuiscono per il 13,1 %. L'immagine che segue in Fig.8 mostra i punti di ingresso del gas naturale in Italia.



Figura 8. I punti di ingresso del Gas Naturale in Italia. (Fonte : Tirreno Power (23))

Il gas naturale viene importato in Italia mediante 5 punti di ingresso principali. Il gas russo giunge in Italia per mezzo del gasdotto TAG che passa dal Tarvisio. A seguire, per quantità di gas importato, vi è il gasdotto TRANSMED che veicola il gas algerino passando per Mazara del Vallo, in Sicilia. Il terzo ingresso, per quantità importate, riguarda il gas naturale liquefatto che mediante navi metaniere approda nei terminal di rigassificazione di Rovigo, Livorno e La Spezia. Il 9,5 % del fabbisogno di gas, assicurato dall’Azerbaijan, viene veicolato in Italia per mezzo del TAP, un gasdotto di recente costruzione che passando da Georgia, Turchia, Grecia e Albania, approda sulle coste Pugliesi nella città di Melendugno (23). Seguono infine il gasdotto Green Stream che trasporta il gas libico fino a Gela e il gasdotto TENP che permette l’ingresso in Italia, attraverso il Passo Gries, del gas europeo proveniente da Norvegia e Olanda (23).

L’Italia è un netto importatore di gas naturale, il suo approvvigionamento di gas dipende non solo da accordi di tipo economico ma anche e soprattutto dai rapporti politici che l’Italia ha con gli altri paesi fornitori e dai rapporti politici che intercorrono tra i Paesi che ospitano i gasdotti. Che l’Italia mantenga buoni rapporti con i Paesi fornitori purtroppo non è sufficiente. Basti pensare che il TAG, il gasdotto che fornisce il gas proveniente dalla Russia, è solo il tratto finale di una serie di gasdotti che attraversano l’Ucraina, la Slovacchia e l’Austria. Un interruzione del gasdotto in Ucraina, a causa delle tensioni provocate dalla guerra Russo-Ucraina in corso, metterebbe a rischio la sicurezza energetica italiana. Stesso

discorso vale per TAP, il gasdotto che per trasportare il gas naturale dall’Azerbaijan all’Italia attraversa ben 4 Nazioni diverse.

Per i motivi appena citati, è necessario che al fine di migliorare la sicurezza energetica venga ridisegnata una nuova geografia degli approvvigionamenti affinché la dipendenza energetica nei confronti di paesi esteri sia ridotta al minimo. Tra le soluzioni da implementare rientrano strategie per ridurre i consumi, per aumentare la capacità di stoccaggio in modo da rendere il sistema più resiliente ad eventuali interruzioni di approvvigionamenti, infine delle strategie mirate ad accelerare lo sviluppo e l’adozione di fonti rinnovabili (23).

2.2. Costo dell’Energia

Come tutte le merci che vengono acquistate e vendute, il costo delle fonti fossili risponde ai meccanismi di domanda e offerta del mercato, e per questo è soggetto a fluttuazioni stagionali e annuali. Si illustra di seguito in Fig.9 l’andamento dei prezzi del gas naturale dal 2016 al 2023 per un consumatore domestico tipo.

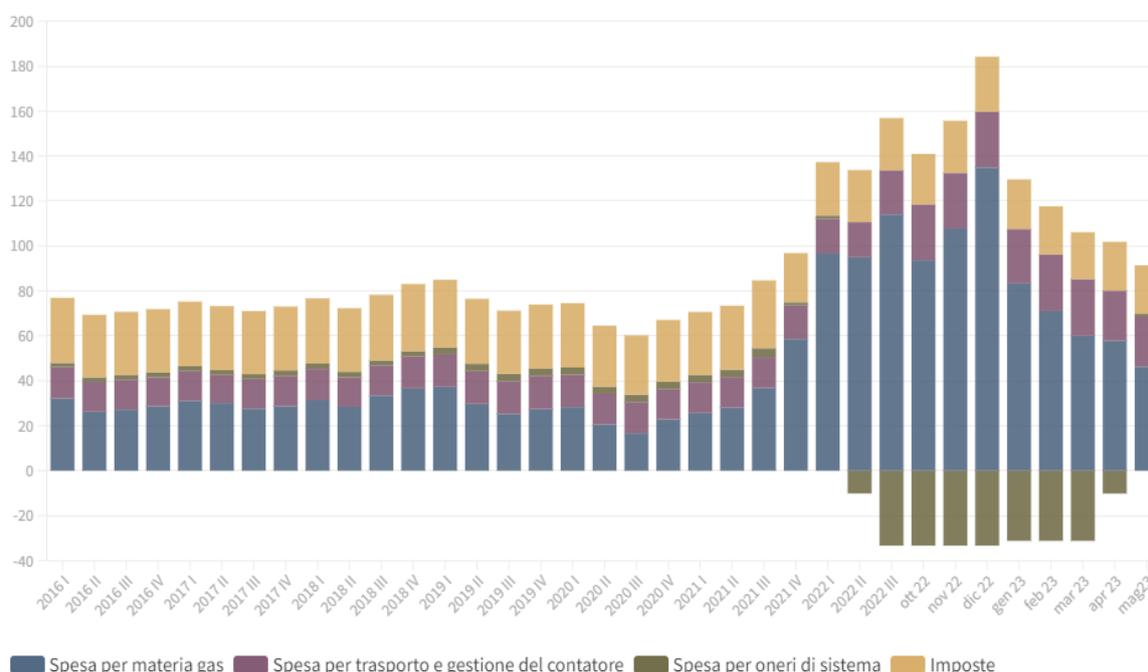


Figura 9. Prezzo del gas naturale in Italia per un consumatore domestico tipo (Fonte : ARERA – Dati e Statistiche (24))

Il grafico in Fig.9, prodotto dai dati registrati dalla sezione dati e statistiche di ARERA, mostra anche la composizione del prezzo della fonte fossile suddivisa in: spesa per materia gas, spesa per trasporto e gestione del contatore, spesa per oneri di sistema e imposte. Sull’asse delle ordinate il prezzo in centesimi di € per ogni metro cubo di gas naturale. Il calo della domanda di gas causato dalla pandemia ha fatto registrare, nel secondo trimestre

del 2020, una diminuzione della spesa per la materia gas naturale del 28 %. Restano pressoché costanti le altre voci di spesa. Il miglioramento della situazione pandemica fa registrare un graduale aumento della domanda del gas con conseguente incremento della spesa per la materia gas già nel quarto trimestre del 2020. Le tensioni geopolitiche provocate dal conflitto Russo-Ucraino fanno schizzare in alto il costo della materia gas fino a toccare il picco di 134,92 c€/m³ ben il 378 % in più rispetto ai livelli pre-pandemici registrati nel quarto trimestre del 2019 (24). La Fig.10 mostra invece l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica in Italia per un consumatore domestico tipo con un consumo annuo di 2700 kWh.

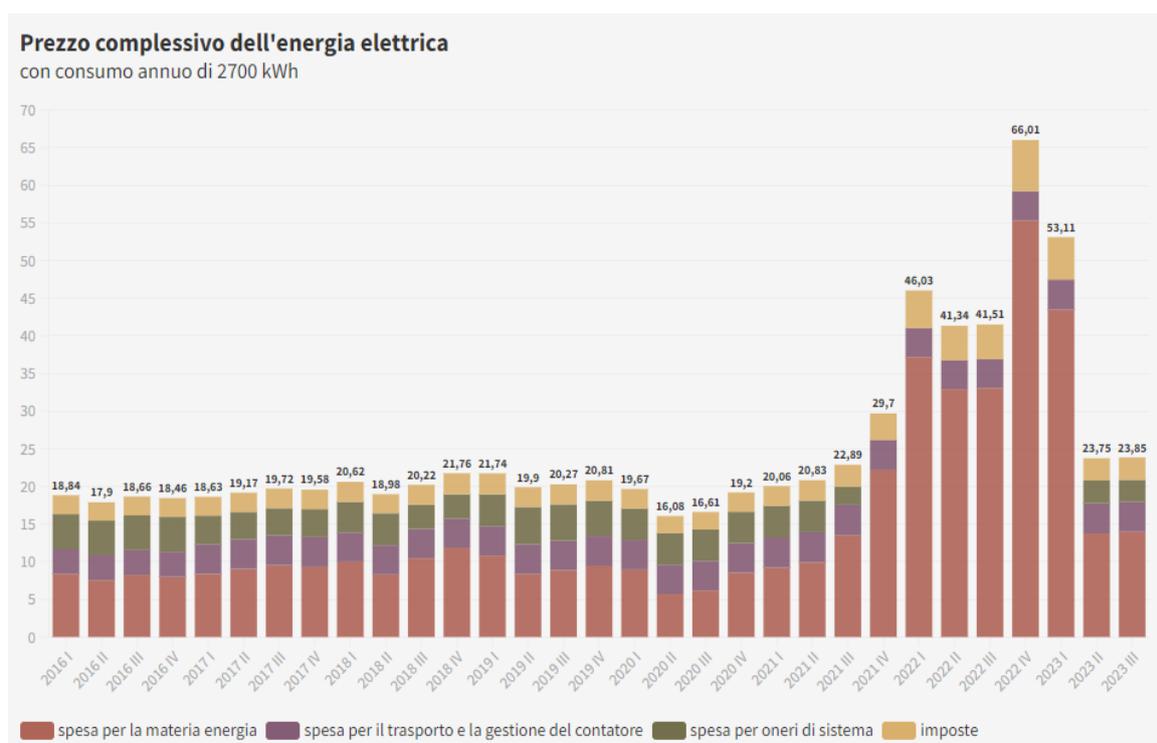


Figura 10. Prezzo dell'energia in Italia per un consumatore domestico tipo con un consumo annuo di 2700 kWh (Fonte : ARERA – Dati e Statistiche (25))

Allo stesso modo del grafico contenente l'andamento dei prezzi del gas, anche il grafico in Fig.10 mostra la suddivisione delle diverse voci di spesa. Sull'asse delle ordinate il prezzo in centesimi di € per ogni kWh. Concentrandosi sulla spesa per la materia energia, anche in questo caso il prezzo subisce un forte calo (circa il 36 %) nel secondo trimestre del 2020. La spesa per la materia energia comincia un graduale incremento già nel quarto trimestre del 2020 per poi raggiungere il picco di 55,36 c€/kWh nel quarto trimestre del 2022. Il picco rappresenta un incremento del 515 % rispetto ai livelli pre-pandemici.

Questa breve analisi dei prezzi vuole mostrare quanto il contesto geopolitico influenzi il mercato energetico e del gas, alla pari di qualsiasi altro mercato. Se a questo fattore, si aggiunge una fragile sicurezza energetica scaturita da un'elevata dipendenza energetica del Paese nei confronti di Paesi esteri, risulta evidente la necessità di affrontare il problema su più fronti. E' necessario attuare soluzioni che tendano a limitare l'impatto della volatilità dei prezzi sul costo dell'energia con strategie politiche e tecniche.

2.3. Le fonti rinnovabili

Scegliere le fonti rinnovabili risulta essere una valida mitigazione dei problemi citati nei capitoli precedenti. Oltre al puro beneficio ambientale che viene immediatamente prodotto con l'utilizzo di fonti rinnovabili, il loro utilizzo può contribuire alla diminuzione della dipendenza energetica dell'Italia nei confronti di altri Paesi esteri. Il contributo delle fonti rinnovabili nel mix energetico italiano è aumentato negli anni fino a coprire il 18,36 % del fabbisogno energetico nel 2021 (26). Come mostrato nel grafico in Fig. 11, l'Italia nel 2021 risulta essere stata più virtuosa della media globale che si assesta solo sul 13,47 %.

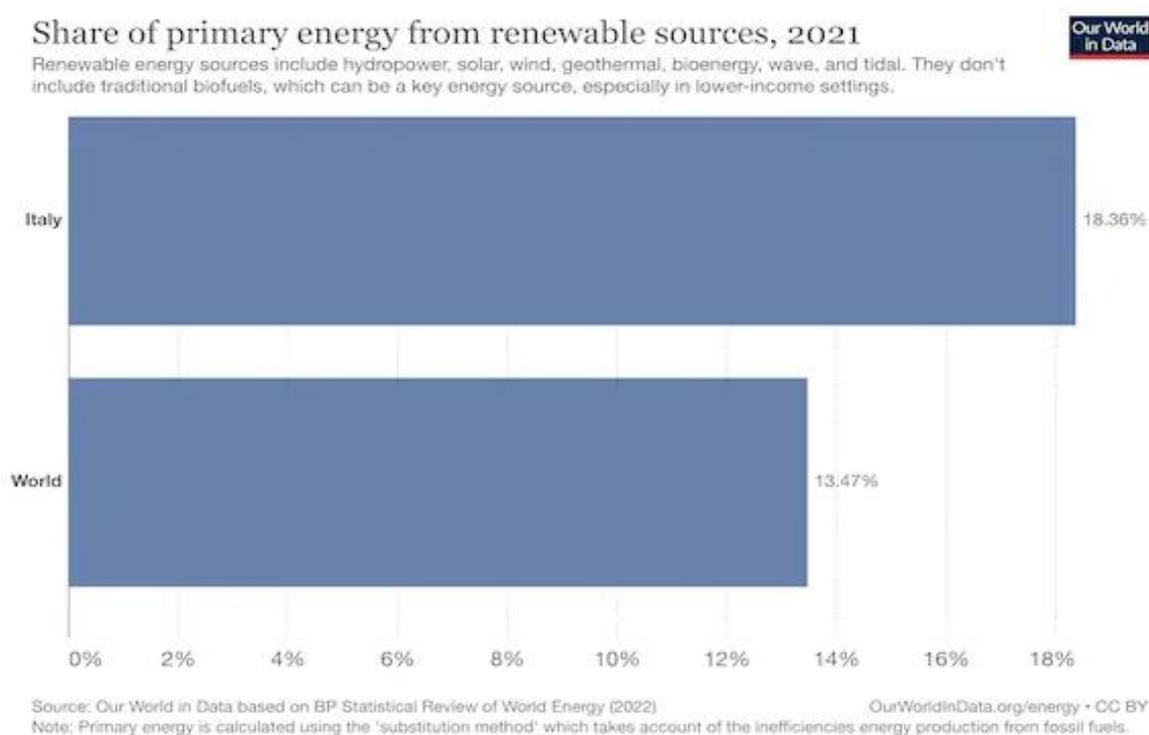


Figura 11. Il contributo delle fonti rinnovabili nel mix energetico in Italia e nel mondo (26)

Rimanendo sul contesto italiano nel 2021, con una produzione totale di energia elettrica da rinnovabili pari a 114,7 TWh, l'idroelettrico ha generato 44,7 TWh (il 39 % del totale) , il solare 25 TWh (il 21,8 % del totale) , altre fonti rinnovabili quali ad esempio geotermico e biomasse 24,2 TWh (il 21,1 %) e infine l'eolico 20,8 TWh (il 18,1 %) (27).

Produzione elettrica rinnovabile globale 1990-2026 per tecnologia (fonte: IEA, *Renewables 2021 – Analysis and forecasts to 2026*)

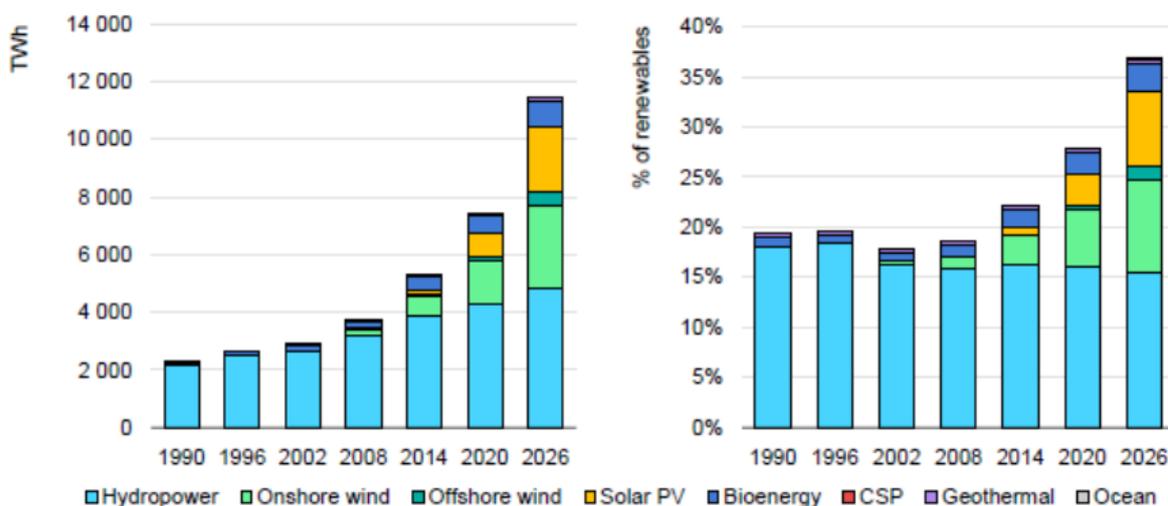


Figura 12. Produzione elettrica rinnovabile per tecnologia 1990-2026 (Fonte : IEA, *Renewables 2021 – Analysis and forecasts to 2026* (28))

Il grafico sulla sinistra in Fig.12 mostra la produzione di energia elettrica rinnovabile globale per fonte in TWh dal 1990 al 2020, inoltre viene fatta una previsione che estende l'analisi fino al 2026. Risulta evidente una crescita esponenziale della quantità di energia rinnovabile prodotta. Il grafico sulla destra in Fig.12 mostra invece le percentuali di potenza rinnovabile installata per ogni fonte nel mix energetico globale. L'idroelettrico, protagonista indiscusso della scena energetica rinnovabile nel 1990, risente di un calo nella percentuale di potenza installata dal 1996 in poi. A conquistare la scena sono nuove tecnologie che permettono lo sfruttamento di altre fonti rinnovabili, si distinguono fra tutte l'eolico e il solare. Complice un sistema di incentivi chiamato "Conto Energia" la tecnologia solare a partire dal 2006 viene installata ad un ritmo sempre crescente.

Evoluzione della potenza e della numerosità 2008-2021

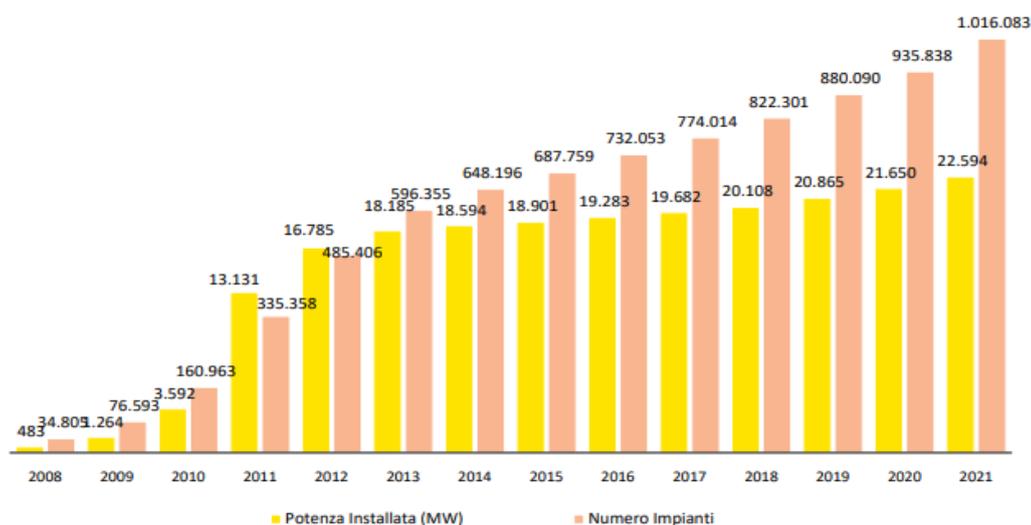


Figura 13. Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia (Fonte : Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico GSE 2021 (29))

Il grafico in Fig.13 mostra l'evoluzione del numero di impianti fotovoltaici e della potenza installata in Italia dal 2008 al 2021. Si può notare una rapida crescita iniziale favorita da meccanismi di incentivazione quali ad esempio il Conto Energia (29). A questa fase, segue una di consolidamento in cui le nuove installazioni si sono susseguite con un andamento più graduale. Il potenziale del fotovoltaico è ancora molto ampio. Uno studio di Enea, ha calcolato che dei 12 milioni di edifici residenziali presenti sul territorio nazionale, il 30 % possiede caratteristiche idonee all'installazione di pannelli fotovoltaici (30), il che si traduce in una superficie complessiva di tetti pari a circa 450 km². Tale superficie potrebbe ospitare una potenza di generazione pari a 72 GW (30). A questo studio, si aggiunge quello svolto dalla Cerved Group, che interpolando immagini satellitari con i dati di irradiazione sul territorio, ha individuato più di 111.000 tetti di imprese idonei all'installazione di impianti fotovoltaici, per una potenza di generazione pari a 30 GW (31).

La crescita del fotovoltaico è anche dovuta allo sviluppo continuo della tecnologia e dei processi produttivi che ha provocato un crollo dell'80 % del costo di questa energia (Levelized Cost of Energy) in 10 anni.

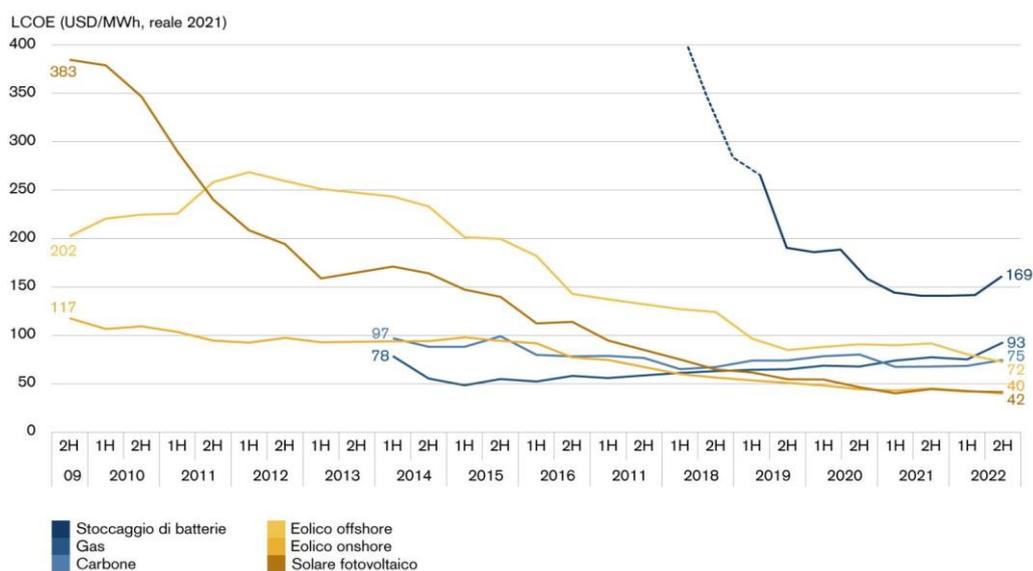


Figura 14. LCOE per diverse fonti di energia 2009-2022 (Fonte Bloomberg New Energy Finance (BNEF), Dataset Global LCOE benchmark: (32))

Per Levelized Cost of Energy (LCOE) si intende il costo netto medio che viene speso per produrre un kWh di elettricità da un dato sistema di generazione. Il grafico in Fig.14 mostra i LCOE per diverse fonti energetiche, molto evidente la riduzione del fotovoltaico che da un valore di 383 USD/MWh nel 2009 è sceso a soli 42 USD/MWh nel 2022. Anche l'eolico ha subito importanti riduzioni del LCOE. I valori raggiunti dalle fonti rinnovabili sono oggi competitivi con i valori ottenuti dalle fonti fossili quali carbone e gas. Risulta ancora alto il Levelized Cost of Energy dei sistemi di stoccaggio di energia, necessari per ovviare alla non programmabilità della disponibilità delle fonti rinnovabili. L'impiego delle fonti rinnovabili permette di assicurarsi una porzione di energia elettrica ad un prezzo non soggetto alle politiche di mercato. Di contro, la mancata programmabilità e prevedibilità di cui non godono alcune delle fonti rinnovabili, prime fra tutte il solare e l'eolico, non risolvono del tutto il problema della sicurezza energetica, a meno che non si predispongano opportuni sistemi di accumulo in grado di rendere il sistema resiliente alle fluttuazioni di produzione.

2.4. Gli incentivi per le fonti rinnovabili

Questo paragrafo intende illustrare brevemente i meccanismi di incentivazione per le fonti rinnovabili presenti in Italia.

- **Conto Energia.** È stato introdotto in Italia con la Direttiva comunitaria 2001/77/CE e diventato operativo per la prima volta con l'entrata in vigore dei Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 con l'introduzione del I Conto Energia (33). A questo fanno seguito il II Conto Energia con il D.M. 19/02/2007, il

III Conto Energia con D.M. 06/08/2010, il IV Conto Energia con il D.M. 05/05/2011, infine il V Conto Energia con D.M. 05/07/2012 (33).

Il meccanismo prevedeva delle tariffe incentivanti da applicare sull'energia fotovoltaica prodotta per un periodo di 20 anni. Questo meccanismo ha dato un forte impulso all'installazione di impianti fotovoltaici in Italia dal 2005 al 2011, in un periodo in cui il LCOE della tecnologia fotovoltaica era molto elevato, per nulla competitivo con quello delle fonti fossili, e l'investimento richiesto per le nuove installazioni non sarebbe stato economicamente conveniente.

- **Scambio sul posto.** Come indicato dal GSE “Il servizio di Scambio sul Posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione (34)”. Il meccanismo consente dunque di utilizzare il sistema elettrico nazionale come fosse un sistema di accumulo virtuale. Condizione necessaria per usufruire del servizio, è che gli impianti di produzione e i punti di prelievo per il consumo di energia siano connessi con il medesimo punto di connessione con la rete pubblica (34).
- **Decreto Ministeriale 4 Luglio 2019.** Conosciuto anche come Decreto FER, introduce un meccanismo di incentivazione da applicare all'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici, idroelettrici, eolici on shore e impianti alimentati da gas ottenuto come residuo dai processi di depurazione. Vengono individuati 4 gruppi di impianti suddivisi in base alla tipologia, alla categoria di intervento e alla fonte energetica rinnovabile (35).
- **Detrazioni al 50 % e Superbonus 110 %.** Questi meccanismi non permettono la maturazione di ricavi per mezzo di tariffe incentivanti sulla produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili, bensì prevedono delle agevolazioni economiche per favorire l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici.

3. Le comunità energetiche rinnovabili

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) vengono introdotte dall'Unione Europea come un modello di aggregazione di utenti finali di energia elettrica in grado di coinvolgere attivamente cittadini e istituzioni nel processo di transizione energetica in corso per raggiungere gli obiettivi citati nei capitoli precedenti (36).

La definizione di Comunità energetica rinnovabile viene introdotta dalla Direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Renewable Energy Directive II, RED II) e successivamente dalla Direttiva 2019/944/UE per il mercato interno dell'energia elettrica (Internal Energy Market Directive, IEMD). A queste fanno seguito la pubblicazione di altre delibere e altre regole tecniche come mostra lo schema temporale in Fig.15.

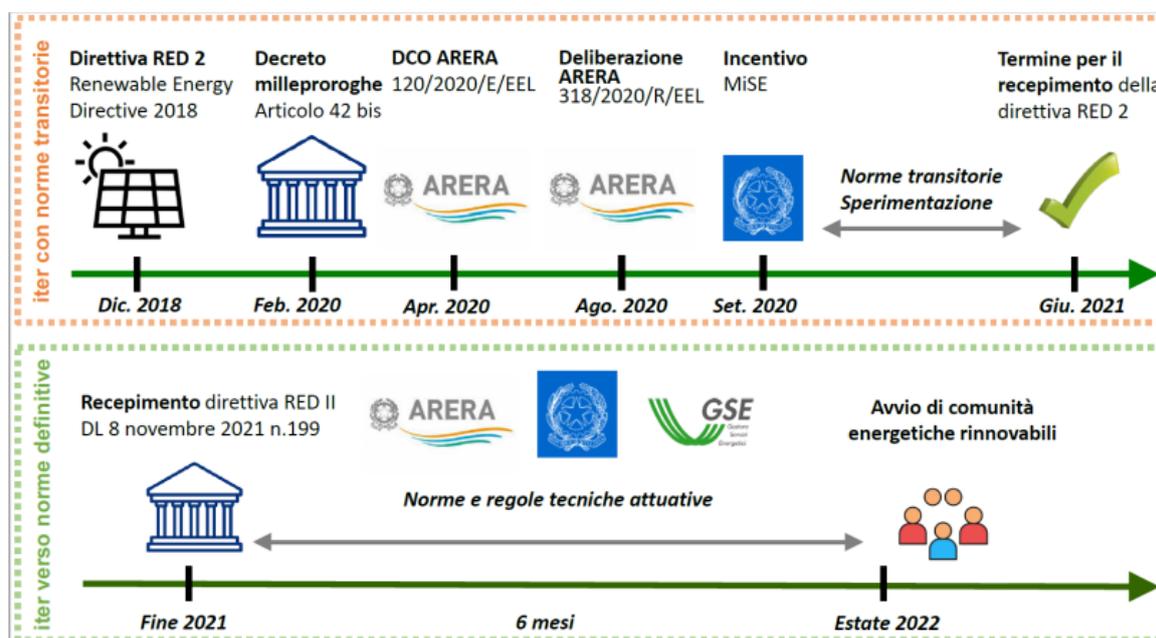


Figura 15. Linea Temporale Iter Normativo CER (Fonte : Guida alle Comunità Energetiche Rinnovabili a impatto sociale (37))

La Fig.15 mostra le diverse fasi dell'iter normativo e regolatorio delle CER in Italia aggiornato ad Aprile 2022. I paragrafi che seguono entreranno nel dettaglio di alcune delle delibere illustrate, presentandone i punti chiave. Non è compreso nell'immagine il decreto MASE di cui si attende una versione definitiva e che potrebbe introdurre importanti novità illustrate al paragrafo 3.2.6..

3.1. Direttive dell'Unione Europea

Considerando che il ricorso all'energia da fonti rinnovabili risulta essere parte integrante delle soluzioni da attuare per ridurre le emissioni di gas serra e per rispettare gli impegni dell'Unione Europea in merito ai cambiamenti climatici (38), nell'articolo 2 della Direttiva 2018/2001/UE vengono introdotte 3 importanti definizioni:

- Autoconsumatore di Energia Rinnovabile: un cliente finale che produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo, per immagazzinarla o per venderla purché tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale. L'attività può essere svolta in propri siti ubicati entro confini definiti (38).
- Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente: con questa nomenclatura si indicano i gruppi composti da almeno due autoconsumatori, così come definiti al punto precedente, che agiscono collettivamente all'interno di un confine ben definito rappresentato dal proprio edificio o condominio (38).
- Comunità di Energia Rinnovabile:
 - Il soggetto giuridico è autonomo e controllato da membri e azionisti posti nelle vicinanze degli impianti di produzione. La partecipazione è aperta e volontaria.
 - Azionisti e membri possono essere persone fisiche, Piccole Medie Imprese o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali.
 - L'obiettivo principale è di fornire benefici di tipo sociale, ambientale ed economico, piuttosto che generare profitti finanziari (38).

L'articolo 22 si rivolge agli stati membri dell'Unione Europea affinché analizzino gli ostacoli e le barriere normative esistenti così da prendere provvedimenti per snellire la burocrazia e favorire la formazione delle comunità. La Direttiva 2019/944/UE introduce la definizione di cliente attivo e di comunità energetica dei cittadini che presentano delle similitudini rispettivamente con l'autoconsumatore di energia rinnovabile e la comunità di energia rinnovabile.

- Per cliente attivo si intende un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati impegnati a consumare e conservare energia elettrica prodotta da impianti di energia rinnovabile ubicati all'interno di una zona delimitata. Il soggetto può altresì vendere energia elettrica autoprodotta o partecipare a meccanismi di efficientamento energetico purché queste non costituiscano l'attività professionale o commerciale principale (39).
- Per Comunità Energetica dei cittadini (CEC) si intende un soggetto giuridico :
 - Fondato sulla partecipazione aperta e volontaria dei membri. I membri possono essere persone fisiche, PMI e autorità locali comprese le amministrazioni comunali (39);

- Il cui scopo principale sia quello di generare benefici ambientali, sociali ed economici per membri della comunità, e non può essere il perseguimento di profitti finanziari (39);
- Che può partecipare alla generazione di energia rinnovabile, al suo consumo, allo stoccaggio della stessa e partecipare inoltre a servizi di efficientamento energetico, e di ricarica di veicoli elettrici (39).

Le Direttive presentate non vanno nel dettaglio di alcune questioni, per esempio per quanto riguarda le CER e le CEC non è chiaro quali siano i limiti geografici della comunità; inoltre non viene specificata la forma giuridica da adottare.

3.2. Le Comunità Energetiche Rinnovabili in Italia

Le comunità energetiche rinnovabili possono contribuire in maniera importante nella transizione energetica sensibilizzando i cittadini a consumare energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e promuovendo quindi abitudini virtuose e sostenibili indispensabili per raggiungere gli obiettivi energetici che l'Italia, e gli stati Europei in generale, si sono prefissati.

3.2.1. Il Decreto Milleproroghe

Il decreto legge del 30 dicembre 2019, n.162 (anche definito Decreto Milleproroghe) poi convertito in Legge n.8 del 28 Febbraio 2020 definisce all'art.42 bis le modalità e le condizioni per rendere possibile l'autoconsumo collettivo da fonti energetiche rinnovabili avviando di fatto un regime normativo transitorio e di sperimentazione per la formazione di comunità energetiche rinnovabili. L'articolo riporta le stesse definizioni riportate nelle Direttive Europee citate nel paragrafo precedente. Si riportano quindi i principali punti di novità.

- I rapporti tra i membri vengono regolati da uno statuto che individua un soggetto delegato a cui può essere demandato il compito di gestire la ripartizione dei pagamenti ottenuti dalla CER nel corso della sua attività (40). I membri della CER devono essere costituiti in un unico soggetto giuridico, tuttavia non vengono date indicazioni in merito alla forma giuridica da adottare. Si deduce che il modello di aggregazione possa essere valutato caso per caso in base a quale sia l'opzione più conveniente (40).

- Dal momento che la partecipazione è aperta e volontaria, i clienti finali hanno piena facoltà di entrare nella CER o recedere da essa in ogni momento a patto di rispettare gli accordi stipulati in merito agli investimenti sostenuti (40).
- I membri mantengono i loro diritti di cliente finale, tra questi è nella loro facoltà la possibilità di scegliere il proprio venditore di energia, che può essere diverso da quello degli altri membri (40);
- Viene introdotto un sistema incentivante che verrà spiegato in maniera più chiara dalle regole tecniche del GSE pubblicate in seguito. La tariffa incentivante viene infatti erogata dal GSE Spa ed è volta a premiare l'autoconsumo istantaneo dell'energia elettrica prodotta dagli impianti e l'utilizzo dei sistemi di accumulo (40). Le CER non potranno accedere agli incentivi introdotti dal Decreto Ministeriale del 4 Luglio 2019 né al meccanismo dello scambio sul posto (40).
- L'energia può essere prodotta per mezzo di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW. Per essere ammessi al sistema incentivante gli impianti devono essere entrati in esercizio dopo l'entrata in vigore della legge di conversione del decreto ed entro i sessanti giorni successivi (40).
- Viene introdotto il confine territoriale per le CER in maniera più precisa di quanto non fosse stato fatto con le Direttive Europee. I punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti di produzione di energia devono essere connessi, alla data di costituzione della comunità, alla medesima cabina di trasformazione di media tensione/bassa tensione (cabina secondaria) (40).

3.2.2. Delibera Arera 318/2020

La Delibera ARERA 318/2020/R/EEL disciplina le modalità di accesso al sistema incentivante e regola i meccanismi economici relativi all'energia elettrica condivisa e quindi oggetto di valorizzazione. La valorizzazione è un meccanismo volto a riconoscere i benefici ottenuti mediante l'autoconsumo, i quali vengono di seguito elencati:

- Riduzione delle perdite di rete, come risultato di una diminuzione dei transiti energetici nelle aree limitrofe alla zona in cui l'energia viene prodotta e autoconsumata (41);
- Ottimizzazione dell'utilizzo delle cabine di consegna con conseguente riduzione dei costi di connessione (41);
- Riduzione della potenza massima richiesta sui punti di prelievo. Tale fenomeno potrebbe, ipoteticamente, ridurre la necessità di potenziare il sistema di reti di quella zona (41);
- I costi di dispacciamento, potrebbero ridursi per effetto dell'autoconsumo. Tuttavia, a causa della mancata programmabilità della fonte energetica utilizzata (soprattutto quella solare) i costi di dispacciamento potrebbero anche aumentare (41).

Nel caso di CER la valorizzazione viene espressa in c€/kWh e viene calcolata sulla base delle componenti variabili delle tariffe di distribuzione e trasmissione versate dai clienti finali per una certa quantità di energia elettrica. L'energia elettrica oggetto di valorizzazione viene individuata come il minimo, per ogni ora, tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata dai membri della medesima comunità (41) .

Per ciascuna configurazione, il GSE si occupa di calcolare il contributo volto a valorizzare l'energia elettrica condivisa. Il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile viene espresso in c€/kWh. Il valore totale risulta dalla somma algebrica delle componenti variabili delle tariffe di trasmissione per le utenze in bassa tensione e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione per altri usi in bassa tensione (41). Per il 2021 viene individuato un valore pari a 0,794 c€/kWh per le utenze in bassa tensione e per ciò che concerne gli altri usi in bassa tensione pari a 0,061 c€/kWh per potenza disponibile fino a 16,5 kW e pari a 0,060 c€/kWh per potenza disponibile superiore a 16,5 kW (41).

3.2.3. Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 16 Settembre 2020

Segue, in ordine cronologico, il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico pubblicato il 16 Settembre 2020, il quale individua la tariffa incentivante, riconosciuta dal GSE, da applicare all'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni sperimentali di comunità energetiche rinnovabili e autoconsumo collettivo (42). L'articolo 3 del decreto riconosce, per un periodo di 20 anni, una tariffa incentivante in forma di tariffa premio pari a :

- Nel caso di impianti di produzione inseriti in una configurazione di autoconsumo collettivo 100 €/MWh (42);

- Nel caso di impianti di produzione inseriti in una configurazione di comunità energetica rinnovabile 110 €/MWh (42).

3.2.4. Recepimento della Direttiva 2018/2001/UE (RED II)

Il Decreto Legislativo 199/2021, entrato in vigore il 15/12/2021, segna il recepimento della Direttiva Europea 2018/2001. Vengono introdotte novità volte ad alleggerire alcuni ostacoli. Come scritto nell'Art.1:

“Il presente decreto ha l’obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili... (43)”.

In merito alle comunità energetiche rinnovabili, vengono di seguito illustrate le principali novità introdotte:

- Sono ammessi nella configurazione di comunità energetica rinnovabile e gruppo di autoconsumatori collettivi impianti di potenza non superiore a 1 MW. Viene quindi superato il limite sulla taglia di 200 kW imposto dall'art.42-bis della Legge n.8 del 28 Febbraio 2020 (43);
- Il confine territoriale per le configurazioni di comunità energetica rinnovabile viene esteso alla cabina di connessione primaria (43);
- Vengono stabilite modalità di transizione dal vecchio regime transitorio al nuovo, al fine di tutelare gli investimenti già effettuati (43);
- I potenziali membri possono essere persone fisiche, Piccole e Medie Imprese, Enti territoriali e anche autorità locali inclusi comuni, scuole, enti di ricerca e formazione. Seguono l’elenco gli enti religiosi, del terzo settore e di protezione ambientale, infine anche le amministrazioni locali (43).
- Qualora tra i membri, siano presenti imprese, la loro attività commerciale principale non può essere la partecipazione alla CER (43).
- Possono aderire alla CER tutte le tipologie di consumatore, comprese quelle a basso reddito o vulnerabili (43).

3.2.5. Regole Tecniche del GSE

Le linee guida e le definizioni indicate nelle delibere e nelle leggi presentate fino a questo momento trovano conferma e attuazione nelle Regole Tecniche pubblicate dal GSE a Dicembre 2020 e poi aggiornate ad Aprile 2022. Le Regole Tecniche del GSE non contengono tuttavia le novità introdotte con il Decreto Legislativo 199/2021. Per questo motivo nelle regole tecniche del GSE il limite territoriale per le configurazioni di comunità

energetiche rinnovabili è ancora rappresentato dalla cabina secondaria e la potenza massima degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ammessi nelle configurazioni di autoconsumo (sia CER che gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente) rimane settata a 200 kW.

Oltre a richiamare le definizioni di Comunità energetica rinnovabile e di gruppo di autoconsumatori collettivi, le regole tecniche presentano degli approfondimenti in merito alle tariffe incentivanti riconosciute e alla durata di tale servizio.

In particolare, viene specificato che al termine dei 20 anni il servizio potrebbe essere oggetto di proroga su base annuale tacitamente rinnovabile. Oltre alla tariffa premio, già individuata nel Decreto del 16 Settembre 2020, vengono aggiornati i contributi di valorizzazione per l'anno 2022. Calcolato come la somma algebrica delle componenti variabili delle tariffe di trasmissione per le utenze connesse in bassa tensione, il corrispettivo unitario risulta pari a 8,37 €/MWh per l'anno 2022 (44). Nel caso di gruppi di autoconsumatori collettivi, viene previsto un secondo contributo, che si somma al precedente, pari a 3,2 €/MWh per la bassa tensione e circa 1,5 €/MWh per la media tensione, a titolo di valorizzazione per le perdite di rete evitate (44).

Vengono infine individuati i corrispettivi che richiede il GSE a copertura dei costi amministrativi che vengono indicati nella Tabella.

Tabella 2. Corrispettivi dovuti al GSE (Fonte : Regole Tecniche GSE (44))

Potenza	Corrispettivo Fisso	Corrispettivo Variabile
kW	€/Anno	€/kW
P ≤ 3	0,00	0,00
3 < P ≤ 20	30,00	0,00
20 < P ≤ 200	30,00	1,00

Ai corrispettivi indicati in Tabella 2, si applica inoltre un contributo pari a € 4,00/anno per ogni punto di connessione collegato alla configurazione di autoconsumo (44).

3.2.6. La Delibera ARERA 573/2022 e 727/2022, il Decreto MASE

Il 15 Novembre 2022 viene pubblicata la Delibera Arera 573/2022 che aggiorna il decreto legislativo 199/21 in merito al sistema semplice di produzione e consumo (SSPC). La nuova definizione descrive il SSPC come il sistema in cui più unità di produzione, collegate alla medesima linea elettrica, e gestite, in veste di produttore, dalla stessa persona giuridica o fisica o da persone giuridiche diverse appartenenti al medesimo gruppo societario, risultino collegate ad una o più unità di consumo gestite da persone giuridiche o fisiche, singole o appartenenti al medesimo gruppo societario (45). I componenti costituenti il sistema

semplice di produzione e consumo, ad eccezione dei collegamenti elettrici, devono essere siti in particelle catastali di cui almeno uno dei soggetti membri del SSPC abbia piena disponibilità (45). I collegamenti elettrici tra gli elementi del SSPC e la rete elettrica possono insistere in aree di cui almeno uno dei soggetti membri del SSPC abbia semplice disponibilità (45).

Il 27 Dicembre 2022 viene pubblicata la Delibera Arera 727/2022/R/EEL che introduce delle direttive in merito alla regolazione dell'autoconsumo diffuso e approva il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso, detto TIAD. Il documento prevede che le imprese distributrici che dispongono di cabine primarie ne definiscano i confini territoriali e li pubblichino sulle proprie piattaforme web entro il 28 Febbraio 2023 così da rendere note le aree territoriali di competenza di ciascuna cabina.

Il 23 Febbraio del 2023 il panorama legislativo e normativo delle Comunità energetiche rinnovabili viene nuovamente smosso da una Bozza di Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica che potrebbe introdurre importanti novità nel settore oggetto di studio in questo lavoro.

Il testo identifica con l'acronimo CACER le Configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile, che comprende le Comunità Energetiche Rinnovabili, i gruppi di autoconsumatori collettivi e i sistemi di autoconsumo individuale di energia rinnovabile a distanza. Il documento ammette nei sistemi di autoconsumo singoli impianti la cui potenza nominale massima non ecceda 1 MW, inoltre ribadisce il confine territoriale individuato dalla cabina primaria. Le tariffe incentivanti per i sistemi CACER vengono definite nell'Allegato 1 del documento e vengono diversificate sulla base della potenza installata a servizio della configurazione. La tariffa premio per l'energia condivisa viene espressa in €/MWh e viene determinata come segue:

- a) Impianti con potenza maggiore di 600 kW.

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

Dove Pz indica il prezzo zonale orario dell'energia elettrica.
Il valore della Tariffa Premio non può eccedere i 100 €/MWh.

- b) Impianti con potenza compresa tra 200 kW e 600 kW.

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

Il valore della Tariffa Premio in questo caso non può eccedere i 110 €/MWh.

- c) Impianti con potenza minore di 200 kW.

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

Il valore della Tariffa Premio non può eccedere i 120 €/MWh.

La Tariffa viene inoltre corretta su base nazionale con un contributo aggiuntivo che tiene conto dei diversi livelli di radiazione.

- Per le regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo) viene applicato un fattore di correzione pari a + 4 €/MWh.
- Per le regioni del Nord (Emilia – Romagna, Friuli -Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino- Alto Adige, Valle D'Aosta, Veneto) viene applicato un fattore di correzione pari a + 10 €/MWh.

Fino a quando non verrà pubblicato un decreto ufficiale che, al momento della stesura della tesi, si attende da mesi, le novità introdotte dalla bozza non possono essere confermate e non possono quindi essere oggetto di analisi per il lavoro che segue. Discorso simile vale per le novità introdotte con il Decreto MiSE del 16 Settembre 2020. Tra le proposte avanzate, sembrerebbe che il superamento del limite territoriale potrebbe essere effettivamente aggiornato ed esteso alla cabina primaria, per questo motivo, ponendosi in un'ottica ottimistica, il caso studio che segue al capitolo 5 si basa sull'ipotesi di poter collegare tra loro POD connessi alla medesima cabina primaria. Affinché tale limite diventi ufficiale si attende la pubblicazione delle nuove regole tecniche GSE.

Tale modalità di connessione troverebbe conferma nel fatto che i Distributori di energia elettrica siano stati obbligati, per mezzo della Delibera ARERA 727/2022, a pubblicare i confini delle cabine primarie entro il mese di Febbraio 2023. La pubblicazione di tali confini risulta necessaria al fine di configurare le comunità energetiche rinnovabili in modo ottimale. La Fig.16 mostra i confini delle cabine primarie in Sicilia pubblicate dal sito di E-Distribuzione il 27 Febbraio 2023.

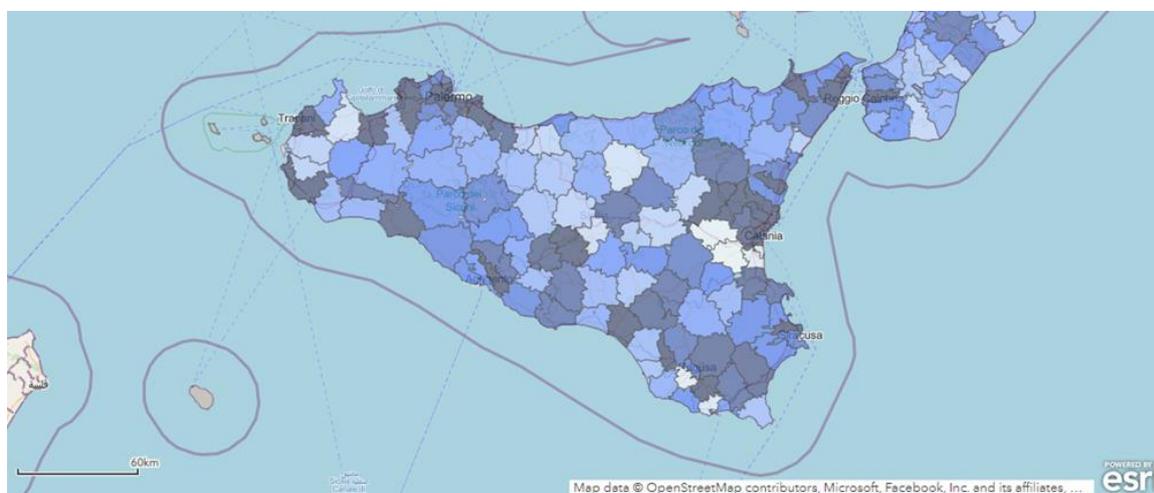


Figura 16. Perimetro cabine primarie in Sicilia

3.3. Modelli di Forma Giuridica

Questo paragrafo intende mostrare in maniera esemplificativa alcune delle possibili forme giuridiche in cui dei clienti finali possono costituirsi per formare una Comunità Energetica Rinnovabile.

- **Associazioni Riconosciute e Non Riconosciute**

Le associazioni sono organizzazioni collettive i cui scopi non comprendono il generare profitti finanziari. Possono svolgere attività economiche, ma resta preclusa la possibilità di ripartire gli utili tra i membri. Possono essere riconosciute se dotate di personalità giuridica oppure non riconosciute qualora non ne siano dotate. Se riconosciute, la personalità giuridica ha il diritto di esercitare un'autonomia patrimoniale perfetta, il che si traduce in una separazione tra il patrimonio degli associati e quello dell'ente. Se non riconosciute, l'autonomia patrimoniale risulta imperfetta e il patrimonio dei membri può risentire degli effetti delle vicende dell'organizzazione (37).

La costituzione di un'associazione non riconosciuta non prevede un atto pubblico. Al contrario, le associazioni riconosciute necessitano, per la loro costituzione, di un atto pubblico, un atto costitutivo e uno statuto. Una CER potrebbe, con il concorrere di altri requisiti previsti dalla normativa, assumere anche la forma di associazione qualificata del Terzo Settore (ETS).

- **Consorzi e Società Consortili**

Tali Enti possono perseguire lo scopo di lucro purché questo non rappresenti l'attività principale. Il consorzio può essere con attività interna quando non sia prevista un'attività verso terzi e il contratto sia mirato esclusivamente a disciplinare i rapporti tra i membri per lo svolgimento di alcune o tutte le fasi di impresa (37). Dal momento che l'attività di una CER si estende a soggetti terzi, ad esempio ai fini dell'accesso ai meccanismi di incentivo e di valorizzazione dell'energia condivisa, diviene interessante valutare i consorzi con attività esterna e le società consortili. Questo modello giuridico ammette la realizzazione e la ripartizione degli utili tra i membri purché tale attività non rappresenti lo scopo principale. La società consortile prevede che la CER sia aperta a tutti i soggetti, comprese le Pubbliche Amministrazioni. In presenza di Pubbliche Amministrazioni tra i suoi membri, la società può essere costituita esclusivamente sotto forma di società per azioni o di società a responsabilità limitata (37).

La legge prevede che partecipino ai consorzi e alle società consortili esclusivamente imprenditori, sarebbe quindi discussa la possibilità di partecipazione ai non imprenditori (come ad esempio le pubbliche amministrazioni). Vi è tuttavia evidenza storica di società consortili miste, partecipate da imprenditori e non.

Infine, per procedere alla costituzione di un consorzio con attività esterna, è previsto un atto pubblico e l'iscrizione dello stesso al registro delle imprese (37).

- **Cooperative**

Le cooperative sono società a capitale variabile, i membri possono parteciparvi per la gestione comune di un'impresa al fine di fornire ai soci i beni e i servizi prefissati. I membri devono essere almeno 9 qualora questi siano persone fisiche e giuridiche. Il numero minimo dei soci può essere ridotto a tre qualora la totalità sia composta da persone fisiche o venga assunto il modello della SRL. Anche questo modello giuridico ammette la distribuzione di utili. Le amministrazioni pubbliche possono partecipare purché vengano rispettate le modalità stabilite dal d.lgs. 175/2016. La costituzione prevede la stipula di un atto pubblico e il deposito al registro delle imprese (37).

4. Benefici delle comunità energetiche

Come anticipato nelle definizioni presentate nei capitoli precedenti, la partecipazione ad una configurazione di autoconsumo permette di generare benefici di tipo sociale, ambientale ed economico. Il perseguimento di questi benefici deve rappresentare lo scopo principale dell'attività della CER (o del gruppo di autoconsumatori collettivi).

4.1. Benefici Sociali

Il beneficio sociale è innanzitutto rappresentato dall'innovazione sociale che investe i singoli membri e il sistema energetico in generale. I singoli cittadini sono chiamati a divenire parte attiva del processo di produzione, il che implica una crescita di consapevolezza e di competenza sui temi ambientali, climatici ed energetici (37).

Oltre all'aspetto appena citato, i benefici sociali sono anche correlati ai benefici economici che una CER è in grado di ottenere. Dal momento che la produzione di energia e la sua condivisione possono generare un ricavo economico, i membri della configurazione di autoconsumo hanno facoltà di utilizzare le entrate come meglio preferiscono. In quest'ottica, si inserisce la possibilità di contribuire alla lotta alla povertà energetica a favore di quei membri che non riescono a sostenere i fabbisogni energetici primari necessari al riscaldamento, all'illuminazione e all'acqua calda sanitaria. I membri affetti da povertà energetica potrebbero essere ammessi nella configurazione senza sostenere alcun investimento e godendo dell'autoconsumo fisico dell'energia prodotta (nel caso di gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente) o di una piccola percentuale dei ricavi (nel caso di CER).

Oltre alla lotta alla povertà energetica, i membri potrebbero decidere di creare un fondo comune per pagare alcuni servizi primari, come quello della TARI, o potrebbero destinare parte dei ricavi per fornire servizi di alto valore sociale all'intera comunità, come ad esempio installare delle stazioni di ricarica per veicoli elettrici offrendo tariffe agevolate all'intera comunità. Infine la partecipazione ad una CER sensibilizza i cittadini sull'importanza della produzione di energia da fonti rinnovabili, e responsabilizza i membri ad effettuare consumi energetici in opportuni momenti della giornata così da massimizzare l'autoconsumo.

Un esempio virtuoso di Comunità Energetica Rinnovabile che si impegna nel perseguimento di benefici sociali, è la CER e Solidale di Napoli Est. Risulta essere la seconda CER costituita in Italia, e la prima Solidale. In quanto solidale, si pone come obiettivo quello di partire da contesti con forti criticità ambientali e socioeconomiche al fine di avviare un processo di innovazione sociale volto a cambiare il territorio (46). Il progetto è stato finanziato da "Fondazione con il Sud" con un investimento di € 100.000,00

e mira a sviluppare una comunità energetica rinnovabile in un quartiere periferico di Napoli, San Giovanni a Teduccio, composta dalla Fondazione Famiglia di Maria e da 40 famiglie in condizioni di povertà energetica e disagio (47). Ipotizzando una vita utile dell'impianto di 25 anni, il progetto mira a generare circa € 300.000,00 di risparmio reale in termini di minor energia elettrica consumata e circa € 200.000,00 con i ricavi ottenuti dagli incentivi (al netto dei costi di gestione) (47). Il progetto prevede inoltre che i membri siano inseriti in dei programmi socio-assistenziali e che venga adottato un sistema di monitoraggio dei consumi elettrici e della qualità dell'edilizia (in termini di dispersione di calore) delle abitazioni dei membri (47).

4.2. Benefici Ambientali

Introdotta quale strumento per incentivare l'utilizzo delle fonti rinnovabili e l'autoconsumo dell'energia prodotta da esse, le Comunità Energetiche Rinnovabili offrono benefici prima di tutto ambientali e contribuiscono, insieme ad altre soluzioni, al raggiungimento degli obiettivi energetici e climatici prefissati dall'Europa. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili genera immediati benefici in termini di emissioni evitate di gas ad effetto serra e di gas nocivi che sarebbero altrimenti prodotti con l'impiego di altre tecnologie che utilizzano fonti fossili. Le configurazioni di autoconsumo inoltre garantiscono la collocazione degli impianti di produzione in prossimità dei consumatori generando una riduzione delle dispersioni di energia e dei costi di trasporto (37).

E' inoltre possibile ottenere benefici tecnici, dal momento che l'autoconsumo dell'energia prodotta dagli impianti inseriti in CER si tramuta in una maggiore efficienza della rete elettrica nella zona in quanto:

- Vengono ridotte le perdite di trasporto e distribuzione (37);
- Viene mitigato il mismatch tra domanda e offerta (37);
- Riduce la necessità di potenziamento della rete elettrica mitigando i periodi di picco di richiesta.

I benefici tecnici trovano inoltre riscontro nel contributo di valorizzazione previsto da ARERA che viene applicato all'energia condivisa dalle configurazioni di autoconsumo come accennato dai paragrafi precedenti.

4.3. Benefici Economici

A livello economico le configurazioni di autoconsumo sono in grado di generare benefici dall'impatto diretto sui costi energetici. L'energia prodotta dagli impianti di produzione da

fonti rinnovabili, mediante l'autoconsumo fisico, permette di diminuire i prelievi di energia dal sistema elettrico nazionale con un effetto immediato sui costi della bolletta elettrica. A tale beneficio economico si sommano i ricavi generati con il meccanismo di incentivazione e di valorizzazione applicati all'energia condivisa i quali concorrono a rendere l'investimento più conveniente.

I benefici economici verranno analizzati nel dettaglio nel corso del caso studio presentato al Capitolo 5. Analizzarli risulta necessario affinché si proceda ad un corretto dimensionamento dell'impianto a servizio della CER e di conseguenza i membri possano ricevere un rendimento positivo in tempi accettabili.

L'obiettivo principale delle CER, come ribadito più volte, non è la generazione di profitti finanziari, tuttavia anche il solo perseguimento dei benefici ambientali e sociali richiede che vengano effettuati investimenti da parte di investitori o da parte di intere comunità. Per questo motivo non è possibile non considerare che l'investimento in quanto tale, debba essere conveniente dal punto di vista economico.

4.4. Il ruolo degli Accumuli

La fonte solare è soggetta a fluttuazioni e variazioni stagionali e giornaliere, ad oggi non è possibile programmare con assoluta precisione la sua disponibilità, inoltre la fonte non è presente durante le ore notturne generando un mismatch tra domanda e offerta che richiede delle soluzioni. Per i motivi appena citati, un sistema energetico fondato esclusivamente sulla fonte solare non può garantire un alto livello di sicurezza energetica, a meno che non si faccia utilizzo di sistemi di accumulo. I sistemi di accumulo immagazzinano l'energia elettrica quando questa viene prodotta in quantità maggiori rispetto a quanta ne viene richiesta, in modo da renderla disponibile nelle fasce orarie in cui la domanda di energia elettrica è superiore alla produzione. Le configurazioni di CER e di Gruppi di Autoconsumatori Collettivi ammettono l'installazione di sistemi di accumulo, i quali permettono di aumentare la quota di energia elettrica autoconsumata fisicamente (qualora il sistema di accumulo sia collegato al medesimo POD dell'impianto di produzione) o di aumentare la quota dell'energia condivisa (nei casi in cui il sistema di accumulo sia collegato ai POD connessi come consumatori alla configurazione di autoconsumo). Da un punto di vista economico, l'investimento aggiuntivo per l'installazione di un sistema di accumulo può essere conveniente qualora la quota aggiuntiva percepita per mezzo dell'incentivo per l'energia condivisa lo renda possibile. Al momento della scrittura della tesi, il costo dei sistemi di accumulo risulta piuttosto elevato, e a meno che non si usufruisca di particolari incentivi o ribassi sul costo della tecnologia, l'aggiunta di tali sistemi nella configurazione di autoconsumo potrebbe non risultare conveniente.

Si precisa che l'energia elettrica immagazzinata nei sistemi di accumulo concorre ad incrementare la percentuale di energia condivisa quando la ricarica avviene nelle ore di produzione di energia rinnovabile; tuttavia, il quadro normativo attuale (comprese le novità introdotte dalle delibere), prevedono che l'energia erogata dal sistema di accumulo ed eventualmente immessa in rete a beneficio dei membri della comunità non concorra al conteggio di energia condivisa e non è oggetto di incentivazione. Si spera, in un prossimo futuro, che anche l'energia re-immessa in rete dai sistemi di accumulo possa essere oggetto di incentivazione se consumata virtualmente dai membri.

5. Il caso studio : La comunità energetica rinnovabile di Ragusa Ibla

Il caso studio di fattibilità tecnico-economico intende analizzare nello specifico le diverse fasi della costituzione e realizzazione della comunità energetica rinnovabile di Ragusa Ibla. Lo studio è stato eseguito nel corso del 2022 ed è stato aggiornato nei primi mesi del 2023 così da essere attualizzato alle nuove delibere e ai nuovi atti che al momento modificano il panorama, non ancora del tutto definito, delle comunità energetiche in Italia. La particolarità degna di nota della CER è la sua collocazione all'interno di un centro storico eletto patrimonio dell'umanità dall'UNESCO. Per anni all'interno di tale area è stata vietata ogni forma di azione che potesse in qualche modo deturpare l'integrità architettonica e culturale del borgo. Come diretta conseguenza, ai residenti è stata preclusa la possibilità di installare impianti di produzione di energia rinnovabile. L'ente comunale, intenzionato a promuovere la nascita di configurazioni di autoconsumo energetico, nel corso degli anni ha approvato delibere che hanno condotto all'emanazione di un regolamento comunale che disciplina l'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile all'interno del centro storico, indicando alcuni limiti e requisiti che verranno approfonditi nel corso dei paragrafi successivi. Oltre a questo, il Comune assume il ruolo di facilitatore mettendo a disposizione le superfici di alcuni edifici comunali ai cittadini che vorranno costituirsi in CER. Allo stato attuale non è prevista una partecipazione dell'Ente come membro della CER, il panorama burocratico dell'amministrazione sull'argomento è ancora in fase di evoluzione. Nei diversi paragrafi che costituiscono il capitolo verranno analizzati gli aspetti peculiari del territorio, del Comune di Ragusa, e della CER nella sua interezza. Il caso studio si concentra sul dimensionamento dell'impianto fotovoltaico a servizio della CER e sui benefici economici che l'adesione a una comunità può generare. Chiude il caso studio un'analisi economica dettagliata e un'analisi di sensitività al capitolo 6.

5.1. Descrizione del Territorio

Prima di addentrarsi nelle diverse fasi che compongono lo studio è necessario fornire delle brevi descrizioni del territorio e della storia architettonica del comune di Ragusa, al fine di comprendere alcune delle scelte fatte nei paragrafi successivi. Nella Fig.17 è possibile vedere la geolocalizzazione di Ragusa all'interno del territorio italiano. Nella Fig.18, viene mostrata l'estensione del territorio comunale di Ragusa all'interno della provincia omonima.



Figura 17. Ragusa nel territorio italiano (48)

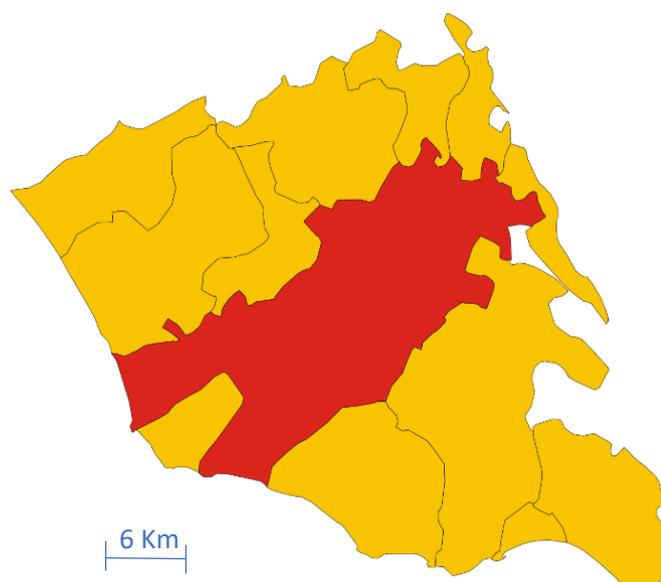


Figura 18. Il Comune di Ragusa nella provincia (48)

Ragusa è un comune Italiano situato nella parte Sud-Orientale della Sicilia, l'isola più grande d'Italia. Il Comune è capoluogo dell'omonimo libero consorzio comunale in Sicilia e conta 73087 abitanti (48). La Città risulta essere il capoluogo di provincia più a Sud d'Italia e dista mediamente 20 km dal mare. La vicinanza al mare, la sua latitudine e la sua estensione sui Monti Iblei fanno sì che Ragusa goda di un clima mediterraneo di tipo collinare caratterizzato da temperature medie più fredde rispetto a quelle della costa siciliana. Il clima è caratterizzato da inverni piovosi da ottobre a tutto marzo ed estati calde e miti (48).

La latitudine del comune di Ragusa gioca un ruolo fondamentale in ambito di risorse energetiche. Le Fig. 19-20 mostrano rispettivamente la radiazione normale diretta e la radiazione orizzontale globale nella penisola italiana.

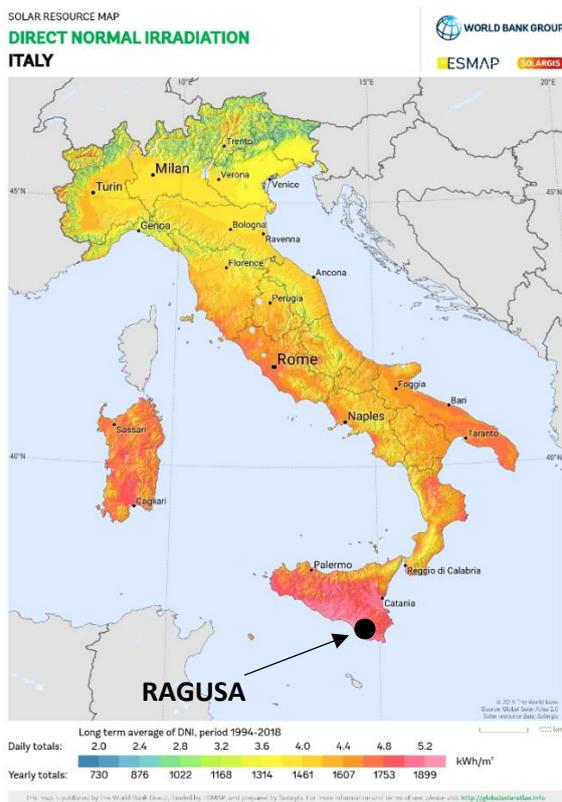


Figura 19. Irradianza Diretta Normale (49)



Figura 20. Irradianza Globale Orizzontale (49)

© 2020 The World Bank, Source: Global Solar Atlas 2.0, Solar resource data: Solargis.

Le mappe, pubblicate da Global Solar Atlas e preparate da Solargis, mostrano chiaramente le enormi potenzialità energetiche che la fonte solare garantisce nel Sud-Italia e in particolare anche a Ragusa. Nella parte sud-orientale dell'isola si registrano valori di radiazione globale di oltre 5.2 kWh/m². La risorsa solare viene già sfruttata sul territorio, come dimostrato dal numero di impianti residenziali e industriali installati nel comune. Per mezzo della piattaforma ATLAIMPIANTI messa a disposizione dal GSE è possibile visualizzare in mappa la distribuzione degli impianti fotovoltaici sul territorio ragusano. Con dati aggiornati a Luglio 2021 risultano installati 1642 impianti per una potenza installata complessiva pari a 39050 kWp (50). La potenza installata è poi distribuita in maniera eterogenea su impianti di diversa grandezza. Il 21 % della potenza installata è ottenuto da impianti di piccola taglia al di sotto dei 20 kWp. Oltre il 26 % della potenza installata è coperto da impianti di media grandezza di taglia compresa tra i 20 kWp e i 200 kWp. Infine oltre il 53 % della potenza installata risulta ottenuto da impianti di grossi dimensioni con taglie che arrivano a 4000 kWp (50).

Dato importante da menzionare è il numero di impianti installati per ognuno delle categoria sopra citate. Gli impianti di taglia inferiore a 20 kW sono 1478, il 90 % della totalità. Gli impianti con una taglia compresa tra i 20 kW e i 200 kW sono 146, poco più dell' 8 % del totale (50). Infine gli impianti con una taglia maggiore di 200 kW sono solo 29, meno del

2% del totale (50). Gli impianti di grossa taglia contribuiscono in maniera preponderante sulla totalità della potenza di generazione installata, tuttavia l'elevato numero di impianti di piccola taglia fa lievitare il valore degli impianti totali dimostrando il forte interesse che coinvolge le piccole utenze nell'ambito dell'energia rinnovabile, in particolare quella fotovoltaica.

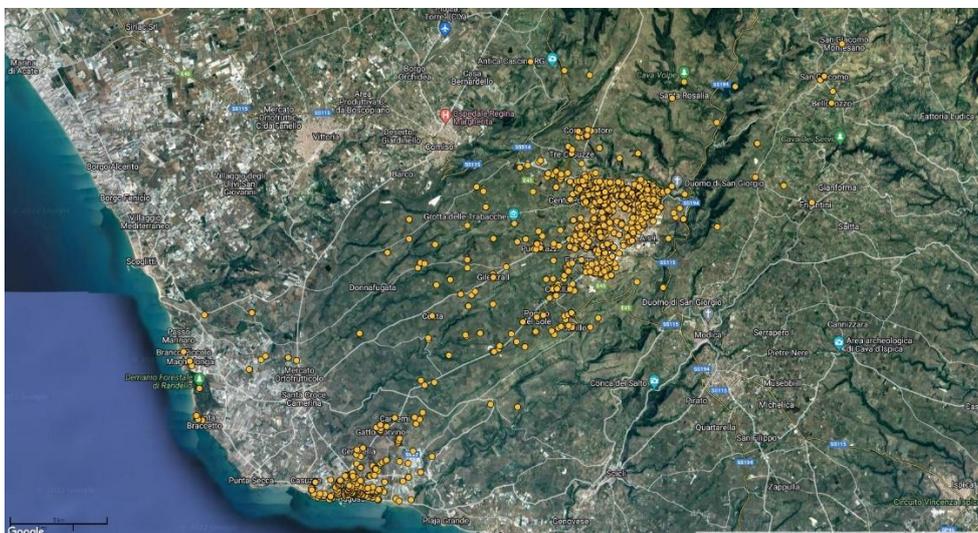


Figura 21. Distribuzione degli impianti nel Comune di Ragusa (50)

La mappa in Fig. 21 mostra la distribuzione degli impianti fotovoltaici presenti sul territorio comunale.

Oltre all'energia solare, l'isola gode di ampie potenzialità energetiche offerte da energia eolica ed energia marina. Nelle mappe elaborate da Global Wind Atlas in Fig. 22 è possibile vedere la velocità del vento sul territorio ragusano.

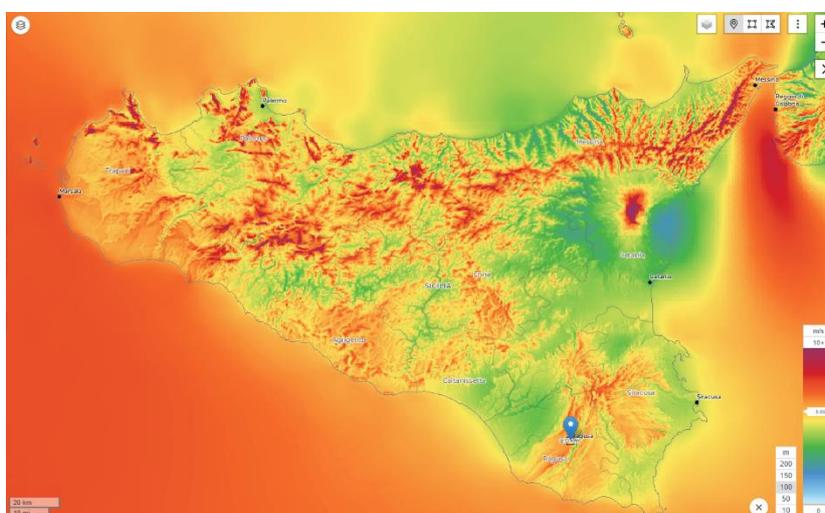


Figura 22. Mappa Orografica della Sicilia (51)

Map obtained from the "Global Wind Atlas 3.0, a free, web-based application developed, owned and operated by the Technical University of Denmark (DTU). The Global Wind Atlas 3.0 is

released in partnership with the World Bank Group, utilizing data provided by Vortex, using funding provided by the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP).

For additional information: <https://globalwindatlas.info>”

I dati, valutati ad un'altezza di 100 metri dal suolo e riferiti all'area relativa al 10 % con maggiori risorse eoliche mostrano una velocità media di 6,87 m/s ed una densità energetica di 509 W/m² nel territorio ragusano. L'azione del sole unita a quella del vento, fanno sì che la Sicilia abbia disponibilità di una discreta quantità di energia da moto ondoso, energia tuttavia, che ad oggi risulta ben poco sfruttata a causa dei limiti tecnologici ed economici ad essa collegati.

Ragusa è anche chiamata “la città dei ponti” per la presenza di tre strutture di valore storico e molto pittoresche che collegano due parti della città divise dalla vallata San Leonardo. La conformazione della città è frutto di un evento catastrofico avvenuto nel 1693, un terremoto di magnitudo pari a 7,3 colpisce l'intera Val Di Noto, nella Sicilia Sud-Orientale mietendo più di 60 mila vittime (48). Ragusa venne distrutta quasi del tutto perdendo circa il 50 % della popolazione. La città risorge dalle proprie macerie per dare vita a uno dei borghi barocchi più belli d'Italia, Ragusa Ibla. Nel 2002 la quasi totalità dei capolavori architettonici costruiti dal 1693 in poi sono stati dichiarati patrimonio dell'umanità dall'UNESCO. Le chiese e i palazzi settecenteschi di Ragusa fanno della città uno dei luoghi più importanti per la presenza di testimonianze d'arte barocca.



Figura 23. Ragusa Ibla (Foto di MileStone Media)

Nel corso della ricostruzione, la città si divide in due, Ragusa alta, la città nuova, e Ragusa Bassa o Ragusa Ibla, la città vecchia. L'elezione di molti edifici di Ragusa Ibla a patrimonio dell'umanità oltre a essere motivo di vanto e di attrazione turistica porta con sé una serie di vincoli paesaggistici ed architettonici che pongono dei limiti a opere di intervento

urbanistico, architettonico e qualsiasi altro intervento che possano alterare l'integrità del borgo.

In Fig. 24 una veduta aerea con Ragusa Ibla in basso e Ragusa superiore sullo sfondo.



Figura 24. Ragusa Ibla e Ragusa Città alle spalle (Foto di Gianfranco Guccione – Airworks.it (52))

5.2. Atti della Giunta Comunale

Sulla base degli obiettivi energetici prefissati dall'Europa, la città di Ragusa ha aderito negli anni a diversi Piani aventi come scopo il raggiungimento di vari target energetici.

Come anticipato nel capitolo 2, l'adesione del Comune di Ragusa al Patto dei Sindaci, conduce alla pubblicazione del PAES. Il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile, meglio conosciuto come PAES, è un documento che indica le strategie e le modalità che i firmatari del Patto seguiranno per rispettare gli obiettivi di riduzione dei gas serra prefissati per il 2020. La Città di Ragusa aderisce al PAES con Deliberazione di C.C. n.7 del 2015, allo scopo di contribuire alla riduzione delle emissioni climalteranti anche tramite una più incisiva implementazione delle fonti rinnovabili di energia nel territorio amministrato. Il buon auspicio, prevedeva che le strategie e i comportamenti virtuosi assunti continuassero nel tempo anche oltre il 2020. Quale aggiornamento del PAES, l'Ente ha avviato, con Deliberazione di C.C. n.2/19, l'iter di predisposizione e adozione dello strumento di pianificazione energetica del territorio, cosiddetto PAESc (53). Questo piano sigla le nuove modalità che occorre attuare per raggiungere nel 2050 gli obiettivi fissati dal patto dei sindaci.

La Città di Ragusa si concentra in particolare su tre azioni :

- Promozione delle comunità energetiche;
- Promozione dei tetti verdi;
- Gestione sostenibile delle comunità.

Mettere in atto le azioni stabilite ha reso necessario l'emanazione di delibere comunali che regolassero le modalità per attuare attività mirate. Nel corso del capitolo l'attenzione verrà focalizzata sulle attività volte alla promozione delle Comunità Energetiche Rinnovabili.

Prima fra tutte, la deliberazione della giunta comunale n.88 emanata il 17 Marzo 2020. Oggetto del documento è l'attuazione di un programma di interventi per l'incremento dell'autoconsumo energetico da fonti rinnovabili. Il testo contenuto nella delibera premette che l'Amministrazione Comunale ha facoltà di promuovere la realizzazione di numerosi ulteriori impianti di produzione energetica rinnovabile destinati all'autoconsumo, prioritariamente per la copertura dei fabbisogni dei propri immobili e servizi, tenuto conto dell'ampia disponibilità di aree e superfici edificate idonee allo scopo, in particolare mediante la tecnologia fotovoltaica. La delibera conclude con due punti principali:

1. Disporre l'attuazione di un programma di interventi attinenti allo strumento giuridico delle "comunità energetiche rinnovabili" previsto dall'art. 42 bis della Legge n.8/2020 (54).
2. La produzione energetica rinnovabile ottenuta dai nuovi impianti deve essere destinata in maniera prioritaria alla copertura dei fabbisogni energetici di :
 - Stabili Comunali o di Terzi;
 - Impianti di Pubblica Illuminazione;
 - Infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici (54).

Il 19 Gennaio 2021 viene emanata la Deliberazione del Consiglio Comunale n.7 in cui vengono approvati i modelli-tipo per la costituzione delle "Comunità Energetiche Rinnovabili" in attuazione del programma di interventi per l'incremento dell'autoconsumo energetico sfruttando anche gli incentivi di cui all'art.42 bis della Legge 8/2020. Viene inoltre dato atto che la costituzione dei singoli aggregati di CER partecipati dal Comune vengano formati nella forma di Enti del Terzo Settore (APS/ETS). La Deliberazione contiene anche le linee guida per la stesura del Regolamento sulla ripartizione degli importi derivanti dalla condivisione dell'energia, oltre che di uno Statuto per la costituzione di una CER. In merito al Regolamento appena citato, l'Articolo 3 prevede che i ricavi ottenuti vengano ripartiti ai singoli membri mediante un contributo calcolato ogni anno con metodo proporzionale; tale contributo prende il nome di "Contributo alla riduzione dei Costi Energetici". Il Comune di Ragusa a questo punto assume un importante ruolo di promotore pubblicando una Manifestazione di interesse per la partecipazione volontaria a progetti di costituzione delle comunità energetiche rinnovabili per autoconsumo collettivo. Con Determinazione del Settore 05 Politiche Ambientali - Energetiche - Mobilità n° 235 del

08/04/2020 si prevede di attuare una sperimentazione tramite lo sviluppo di progetti pilota da realizzare in aree urbane localizzate nell'interno dei seguenti cespiti comunali (55):

1. Gruppo Moro : Comprende gli edifici che si affacciano su Via Aldo Moro, che include tra l'altro la scuola materna Walt Disney e la Palestra Moro;
2. Gruppo Berlinguer : Zona che circonda la scuola elementare Blangiardo e la scuola materna Psaumida;
3. Gruppo Zama : La zona insiste sul PalaZama e le limitrofe scuole;
4. Gruppo Palazzello : Include il plesso elementare Palazzello e la scuola materna;
5. Gruppo Forlanini : Comprende il campo Rugby di via Forlanini e il Serbatoio Idrico Palazzello;
6. Gruppo Italia : La zona include parte del Corso Italia e comprende Palazzo Dell'Aquila;
7. Gruppo San Giovanni : Palazzo ex INA ed Uffici Comunali;
8. Gruppo Zona Artigianale : Centro Direzionale Comunale.

All'interno del documento non era ancora stato individuato un Gruppo Ibla dal momento che i vincoli urbanistici e paesaggistici rendevano molto difficoltosa l'installazione di impianti fotovoltaici. La lista indicata è stata oggetto di revisioni e integrazioni nel corso del tempo.

Lo stesso documento, precisa i requisiti tecnici generale dei soggetti interessati :

- Essere titolari di un contratto di fornitura di energia elettrica presso un POD ubicato in area limitrofa ad uno dei siti contenuti nei gruppi sopra riportati;
- Essere in regola con il pagamento dei tributi locali e delle tasse;
- Manifestare la propria disponibilità a valutare e sottoscrivere la richiesta volontaria di adesione (55).

Con Deliberazione della Giunta Comunale n.280 del 25/05/2021 viene approvato lo schema di protocollo di intesa con il libero consorzio comunale di Ragusa per la "promozione dell'autoconsumo collettivo di energia rinnovabile e la creazione di comunità energetiche rinnovabili partecipate dagli enti locali nel territorio comunale". Il testo propone inoltre il raggiungimento di due obiettivi :

- Partecipare in maniera attiva alle CER che nasceranno sul territorio non solo come membri ma anche come facilitatori, mettendo a disposizione le superfici comunali idonee all'installazione di impianti fotovoltaici (56).
- Promuovere per quanto possibile la costituzione di analoghe comunità sul territorio anche implementando politiche di incentivazione locali (56).

Non solo il Comune di Ragusa, l'intera Regione Siciliana si fa promotrice instaurando un programma di sostegno dal nome "Investimenti ai Comuni Siciliani per la costituzione di Comunità Energetiche e Solidali". Tenendo in mente l'obiettivo di promuovere

l'autoconsumo, massimizzare il consumo locale dell'energia e abbattere i costi della bolletta elettrica; il piano energetico ambientale della Regione Siciliana per il 2030 approva una serie di misure incentivanti sfruttando i fondi europei del PNRR. Gli incentivi, sottoforma di investimenti, si rivolgono a Pubbliche Amministrazioni e solo per comuni con meno di 5000 abitanti anche a famiglie e microimprese.

Il testo indica, come beneficiari dei contributi, gli enti comunali siciliani che assunto il ruolo di Promotore si impegnino a costituire una o più Comunità Energetiche occupandosi dei seguenti punti (57):

- Individuare un nucleo minimo di partenza di potenziali membri di una CER, fermo restando che il Comune faccia parte dei membri.
- Facilitare la creazione di almeno un impianto a servizio della Comunità con una delle seguenti modalità:
 - Messa a disposizione di una superficie di un edificio comunale adatto ad ospitare un impianto FV;
 - Oltre a mettere a disposizione una superficie comunale, individuare forme di finanziamento degli impianti da parte di soggetti terzi;
 - Individuare i soggetti che vorranno mettere a disposizione i propri impianti divenendo PROSUMER della Comunità;
 - Coordinare la costituzione della CER dal punto di vista giuridico, facendosene carico;

Il finanziamento proposto dalla Regione Sicilia potrà essere percepito chiedendo domanda e costituendo Comunità Energetiche e Solidali con caratteristiche ben definite (57):

1. Le Comunità dovranno possedere i requisiti indicati dalle Regole Tecniche pubblicate dal GSE;
2. La figura del Sindaco sarà indicata come presidente della Comunità da costituire;
3. Almeno il 10 % dei membri facenti parte della CER sarà rappresentato da soggetti investiti da povertà energetica. Quattro indicatori primari vengono indicati dall'Osservatorio Europeo della Povertà Energetica (EPOV) per misurare la povertà energetica. Questi sono:
 - Il consumo energetico troppo basso
 - La quota di reddito dedicata alla spesa energetica in relazione al costo della bolletta elettrica
 - Morosità nei pagamenti
 - Incapacità di riscaldare o raffrescare la casa adeguatamente, il tutto collegato alla presenza di problemi qualitativi dell'abitazione.
4. La Comunità dovrà far richiesta di accesso al servizio di incentivazione e valorizzazione della quota di energia elettrica condivisa.

Vengono stanziati in questo modo un totale di € 4.976.088,93, attraverso un contributo a fondo perduto, a copertura delle spese sostenute dagli uffici tecnici comunali per la costituzione delle Comunità Energetiche Rinnovabili e Solidali (57). Il contributo risulta costituito da una parte fissa e da una variabile. La parte variabile è proporzionale al numero di abitanti residenti nel Comune. I contributi vengono dunque calcolati sulla base delle indicazioni presenti nella Tabella 3 di seguito.

Tabella 3. Contributi Regione Sicilia per Costituzione CER "Comunali"

RIPARTIZIONE COMUNI X LA COSTITUZIONE DI COMUNITÀ DI ENERGIE RINNOVABILI			
Popolazione residente (abitanti)	abitanti	Contributo fisso	Contributo variabile (procapite)
	fino a 5.000	€ 9.500,00	€ 0,80
	da >5.000 a 10.000	€ 9.500,00	€ 0,40
	da >10.000 a 50.000	€ 9.500,00	€ 0,20
	da >50.000 a 100.000	€ 9.500,00	€ 0,18
	da >100.000 a 200.000	€ 9.500,00	€ 0,15
	da >200.000 a 500.000	€ 9.500,00	€ 0,10
	oltre 500.000	€ 9.500,00	€ 0,08

Il Comune di Ragusa accede al bando pubblicato dalla Regione Siciliana riuscendo ad aggiudicarsi € 22.730,00 (57). Con una popolazione di 73.500 abitanti residenti, la parte variabile del contributo ammonta a € 13.230,00. Come indicato dal bando, il Comune utilizzerà i fondi stanziati per coprire le spese amministrative e burocratiche di futuri progetti di CER in cui l'Ente parteciperà come membro. Nel caso studio in esame, la CER di Ibla non beneficerà di tale aiuto economico dal momento che i suoi membri non includono alcun POD comunale all'interno della configurazione.

Gli sforzi dell'Amministrazione Comunale, ovviamente non finiscono qui. Quale promotore e facilitatore, il Comune di Ragusa mette in atto nuove disposizioni mediante l'emanazione di successive Deliberazioni.

L'8 Marzo 2022 viene pubblicata la Deliberazione della Giunta Comunale n.107. Una Delibera, i cui punti si rivolgono in maniera specifica anche al caso della CER di Ibla. Nel testo viene constatato il forte interesse mostrato da parte di soggetti privati in seguito alle numerose richieste pervenute in risposta all'avviso pubblico di "Manifestazione d'interesse per l'associazione a Comunità Energetiche Rinnovabili". Tra gli interessati, viene individuato un gruppo di residenti del Centro Storico di Ibla. Tale gruppo risulta impossibilitato a installare impianti di fonti rinnovabili poiché privi di spazi idonei ad accogliere tali impianti (58). Non solo, i vincoli paesaggistici che pendono sul centro Storico rendono ancor più difficile l'individuazione di un sito di installazione. Per andare incontro alle diverse richieste, la Pubblica Amministrazione di Ragusa decide quindi di diversificare le strategie atte a favorire la diffusione delle CER cercando di ridurre le barriere tecniche ed amministrative. Da questa decisione vengono approvati i seguenti punti :

- Viene approvata la possibilità di "cessione temporanea in uso" di coperture, totali o parziali, di edifici di proprietà del Comune, mediante diritto di superficie a titolo oneroso. I beneficiari saranno gruppi di privati costituiti in

CER. L'uso delle coperture in cessione di utilizzo sarà unicamente finalizzato alla realizzazione e gestione ventennale di impianti di produzione di energia rinnovabile di proprietà della medesima CER (58).

- La compensazione dovuta alla Pubblica Amministrazione potrà essere parzialmente o totalmente rappresentata dal controvalore dell'energia elettrica prodotta da suddetti impianti e utilizzata in autoconsumo fisico dall'edificio Comunale su cui è installato l'impianto (58).

Il Comune di Ragusa è inoltre consapevole che l'approvazione della Deliberazione della Giunta Comunale n.107 potrà produrre effetti benefici sul proprio quadro economico, attenuando i costi sostenuti per la spesa elettrica.

Segue la serie cronologica delle deliberazioni comunali, la numero 86 del 26 Ottobre 2022. Una delle più significative per i residenti dei centri storici. Gli obiettivi che il testo si pone sono i seguenti (59):

- Contribuire alla diffusione degli impianti di energia rinnovabile semplificandone l'installazione su costruzioni e manufatti esistenti;
- Per conciliare l'obiettivo del contenimento del consumo del suolo, escludere l'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile da installarsi a terra.
- Tenendo a mente le caratteristiche storico-artistiche della Città di Ragusa ed in particolare dei suoi centri Storici, andare incontro all'esigenza di favorire la diffusione degli impianti su citati tutelando il contesto urbano preesistente.

Tali obiettivi conducono all'approvazione e pubblicazione del "Regolamento Comunale per la disciplina dell'installazione di impianti di produzione di energia alternativa nei centri storici di Ragusa". Il Regolamento abbatte parte dei vincoli paesaggistici presenti nel centro storico di Ragusa consentendo ai residenti l'installazione di impianti fotovoltaici, pur seguendo dei requisiti che verranno spiegati nel paragrafo 5.3.

5.3. Il regolamento comunale che disciplina l'installazione di nuovi impianti di produzione di energia alternativa nei centri storici

Come accennato nel paragrafo 5.1. l'importanza storica e artistica del centro storico di Ragusa Ibla ha fatto sì che l'intero borgo fosse protetto da vincoli di natura urbanistica e paesaggistica. Per questo motivo, nei quartieri storici di Ragusa, l'installazione di impianti di energia alternativa come anche altre opere di efficientamento energetico hanno trovato l'ostruzionismo della prefettura il cui compito era quello di preservare l'integrità e la coerenza del paesaggio architettonico. Il Comune di Ragusa nel 2022 sceglie di trovare una

soluzione, conscia del fatto che la diffusione di impianti di energia rinnovabile come anche delle CER non può non estendersi alla totalità dei cittadini. La soluzione è un compromesso, che permette l'installazione di alcuni impianti ma con precisi requisiti da rispettare. Con deliberazione del consiglio comunale n. 86 del 26/10/2022 è stato approvato il "Regolamento Comunale che disciplina l'installazione di impianti di produzione di energia alternativa nei centri storici di Ragusa". Se ne richiamano di seguito alcuni principi generali:

- Semplificazione degli iter amministrativi per l'installazione di pannelli solari fotovoltaici e termici collocati su costruzioni o manufatti esistenti (60);
- Esclusione di nuove installazioni di impianti su terra così da contenere il consumo del suolo (60);
- Nessun limite in termini di potenza massima o di superficie massima. Come spiegato di seguito, sussistono solo limiti di superficie in senso relativo (60);
- Gli interventi vengono qualificati come manutenzione ordinaria rientrando pertanto in Edilizia Libera, a meno di norme regolamentari specifiche locali (60).

L'Articolo 1 del Regolamento prevede che il piano sia in coerenza con il Piano Paesaggistico della Provincia di Ragusa riguardo all'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle zone tutelate. Punto fondamentale del regolamento è la mitigazione degli impatti visivi e l'adeguata integrazione con l'architettura dei centri storici. In particolare :

- Per limitare l'impatto visivo degli impianti, i pannelli installati su coperture (piane o inclinate) non dovranno essere visibili da punti panoramici e dalle principali piazze e strade.
- I pannelli, quando installati su coperture inclinate, dovranno seguire il verso della falda e posizionati dunque in maniera parallela ad essa. L'impianto potrà occupare solo parzialmente la falda di interesse e i moduli dovranno avere un colore simile a quello della copertura o una superficie di colore scuro non riflettente in modo da mitigarne l'impatto visivo.
- Nel caso in cui l'installazione sia prevista su di un terrazzo, è possibile inclinare i moduli con la pendenza ritenuta ottimale purché l'altezza massima non superi l'altezza del parapetto. Dovrà essere privilegiata, per l'installazione, la porzione di copertura meno visibile dai punti panoramici.
- Per quanto concerne gli edifici vincolati quali beni architettonici o artistici, le installazioni di impianti fotovoltaici o solari potranno essere eseguite solo ed esclusivamente su terrazzi.

Il Regolamento stabilisce inoltre le tipologie di interventi ammessi in relazione all'ubicazione del sito di installazione all'interno del territorio comunale. Vengono quindi identificate tre aree distinte, ben visibili nella Fig. 25.



Figura 25. Planimetria di Ragusa con le tre aree individuate dal Regolamento (60)

Di seguito l'individuazione:

- Area Unesco: questa comprende il Centro Storico di Ibla nella sua interezza e le aree limitrofe alla Cattedrale di San Giovanni. Indicata nella Fig.25 in colore fucsia;
- Area Buffer Unesco: questa comprende tutte le aree nelle immediate vicinanze della zona Unesco. Di colore azzurro nella Fig. 25;
- Area Centro Storico Ordinario: questa comprende le aree del Centro Storico di Ragusa superiore e di Ragusa Ibla che non sono state inserite nelle due aree precedenti. Nella planimetria in Fig.25 è delimitata esternamente da una linea rossa tratteggiata ed internamente dalle aree precedentemente elencate.

L'Art.3 del Regolamento illustra le linee guida generali per l'installazione degli impianti fotovoltaici nelle 3 Aree identificate. Di seguito vengono elencate le linee guida generali (60):

- Viene ammessa l'installazione di impianti fotovoltaici esclusivamente sulle falde delle coperture o sulle terrazze. Il montaggio dei pannelli con diversa collocazione non sarà ammesso;
- Gli impianti potranno avere un ingombro massimo pari al 50% della superficie della falda di interesse (Vengono compresi nel calcolo anche

- eventuali moduli o pannelli già preesistenti) .Limitazioni diverse, previo parere della Soprintendenza, nel caso in cui si installino Coppi Fotovoltaici;
- Gli impianti dovranno avere una distanza dai lati della falda pari ad almeno un metro;
 - Tutti i componenti dell'impianto, quali ad esempio piastre, profili e sistemi di montaggio, eventualmente a vista dovranno possedere la medesima tonalità del colore del tetto o della terrazza sottostante l'impianto. La tonalità di colore dovrà poi essere opaca o satinata così da evitare fastidiosi fenomeni di riflessione.

Ad ogni Area, come sopra definita, corrispondono poi precise indicazioni e caratteristiche che regolano la tipologia di interventi ammessi.

1. Aree Unesco. Sarà finalmente possibile installare impianti fotovoltaici e solari esclusivamente su terrazze e lastrici solari, purché i pannelli siano posizionati con inclinazione di 0° e a pavimento di tipo calpestabile. Ovviamente valgono le indicazioni delle linee guida generali per cui la superficie dei pannelli dovrà essere non riflettente e possedere una colorazione tale da ottenere un'armocromia con le coperture circostanti. All'interno di quest'area non è ammesso installare impianti fotovoltaici e solari posizionati su coperture a falde. In Fig. 26 un esempio di moduli fotovoltaici calpestabili, utilizzati per le installazioni di impianti fotovoltaici a pavimento (60).



Figura 26. Moduli Fotovoltaici a Pavimento Calpestabili

2. Aree Buffer Unesco. All'interno di quest'area il Regolamento ammette l'installazione di impianti termici e fotovoltaici sia su terrazze che su falde inclinate, a patto che i moduli siano totalmente integrati nel tetto. Anche in questo caso vige l'obbligo di adottare pannelli non riflettenti e con colorazioni in tono con le coperture in laterizio. In Fig.27 vengono illustrati la tipologia di Moduli Fotovoltaici ammessi in questa Area. I Moduli sono interamente integrati nella copertura,

l'altezza del modulo non supera quella della copertura. I moduli possiedono una particolare colorazione in tinta con l'ambiente architettonico circostante così da limitarne l'impatto visivo (60).



Figura 27. Moduli Fotovoltaici Interamente Integrati e Colorati in maniera simile alla Copertura

3. Aree Centro Storico Ordinario. In questa zona è ammesso installare gli impianti solari e fotovoltaici sia su terrazze che su falde inclinate. A differenza dell'Area Buffer Unesco, in quest'area è consentita anche l'installazione di moduli parzialmente integrati nel tetto. È quindi ammesso il montaggio dei pannelli al di sopra del manto di copertura purché complanari alla stessa. La Fig.28 mostra la tipologia di impianto fotovoltaico appena citato. La struttura presenta un'altezza massima superiore alla superficie della copertura e i moduli presentano la loro colorazione classica (60).



Figura 28. Moduli Fotovoltaici Parzialmente integrati nella Copertura

L'Art.4 e 5 del Regolamento illustrano altre indicazioni in merito all'installazione di impianti solari termici e impianti che siano misti o potenziamenti di sezioni preesistenti.

L'Art.6 illustra altre disposizioni per gli edifici di proprietà pubblica (60):

- Viene esteso il limite riguardante la superficie massima della falda su cui è possibile installare impianti pur restando invariate le linee guida da rispettare in merito alle distanze da mantenere dai parapetti.

- Gli impianti installati su copertura piana potranno essere anche parzialmente integrati o non integrati affatto. Rimane l'obbligo di attuare di volta in volta criteri e soluzioni atti a non deturpare il contesto architettonico e artistico circostante.

5.4. Descrizione della CER

Nell'ambito della pianificazione energetica comunale le comunità energetiche rappresentano un pilastro importante su cui puntare per ottenere una maggiore diffusione degli impianti fotovoltaici nel territorio comunale e per incentivare l'autoconsumo di energia elettrica in loco e la produzione di fonti rinnovabili. La CER di Ragusa Ibla si presterà ad essere la prima CER del territorio comunale. Data la sua localizzazione, il processo che porterà alla sua formazione segue un percorso tortuoso e non convenzionale. Il Regolamento Comunale, come spiegato nel paragrafo precedente, consente l'installazione di alcune tipologie di impianti di produzione di energia rinnovabile all'interno del Centro Storico di Ibla, tuttavia i richiedenti membri della futura CER non godono di spazi idonei a disposizione e usufruiranno dei vantaggi dell'autoconsumo virtuale offerto dalla Comunità energetica.

In linea con la Deliberazione della Giunta Comunale n.107 dell'8 Marzo 20202, il Comune di Ragusa decide quindi di individuare una superficie comunale, tra quelle messe a disposizione, da dedicare all'installazione di un impianto fotovoltaico a servizio della Comunità Energetica di Ibla. Coloro che hanno risposto all'avviso pubblico di manifestazione di interesse e residenti a Ibla verranno rappresentati dalla dicitura "Gruppo Ibla" e costituiranno la Comunità Energetica Rinnovabile di Ibla. I membri sono disposti come illustrato dalla mappa in Fig.29.

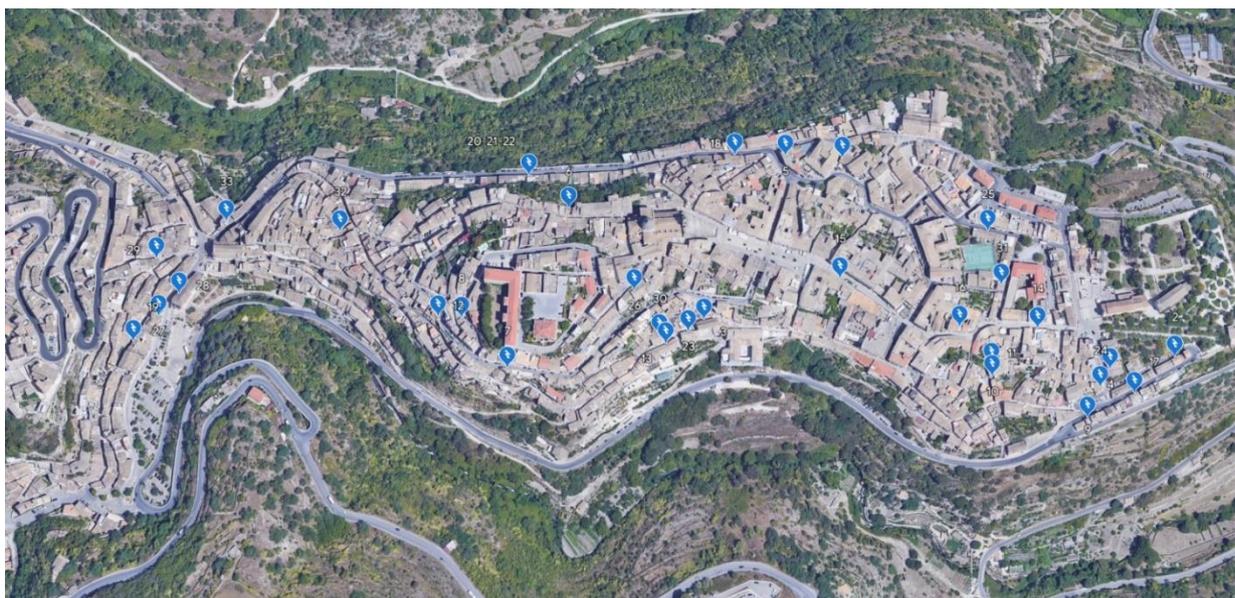


Figura 29. Disposizione dei Membri della CER di Ibla

In Figura 30 è possibile visualizzare la disposizione dei membri all'interno delle Aree individuate dal Regolamento.

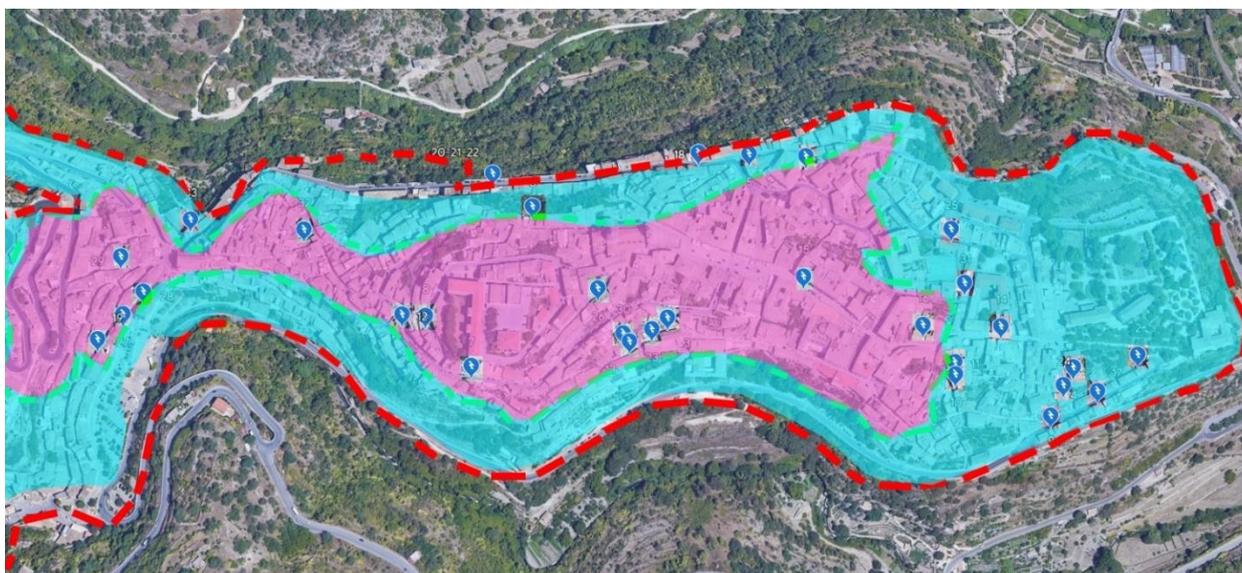


Figura 30. Disposizione dei membri all'interno delle Aree del Regolamento

La totalità dei membri è situata all'interno dell'Area Unesco e dell'Area Buffer Unesco, caratterizzate da limiti stringenti riguardo la tipologia di installazioni di impianti fotovoltaici ammessi. L'ubicazione all'interno delle Aree del Regolamento, unitamente alla mancanza di spazi idonei di proprietà del Gruppo di Ibla, rende difficile l'individuazione di una o più superfici che possano ospitare uno o più impianti fotovoltaici a servizio della CER di Ibla. Risulta necessario accogliere l'opportunità concessa dal Comune e individuare una o più superfici comunali tra quelle disponibili nelle vicinanze del borgo rispettando il confine

territoriale della cabina primaria. La pubblicazione, da parte di Enel, dei confini delle cabine primarie renderà più facile questo compito.

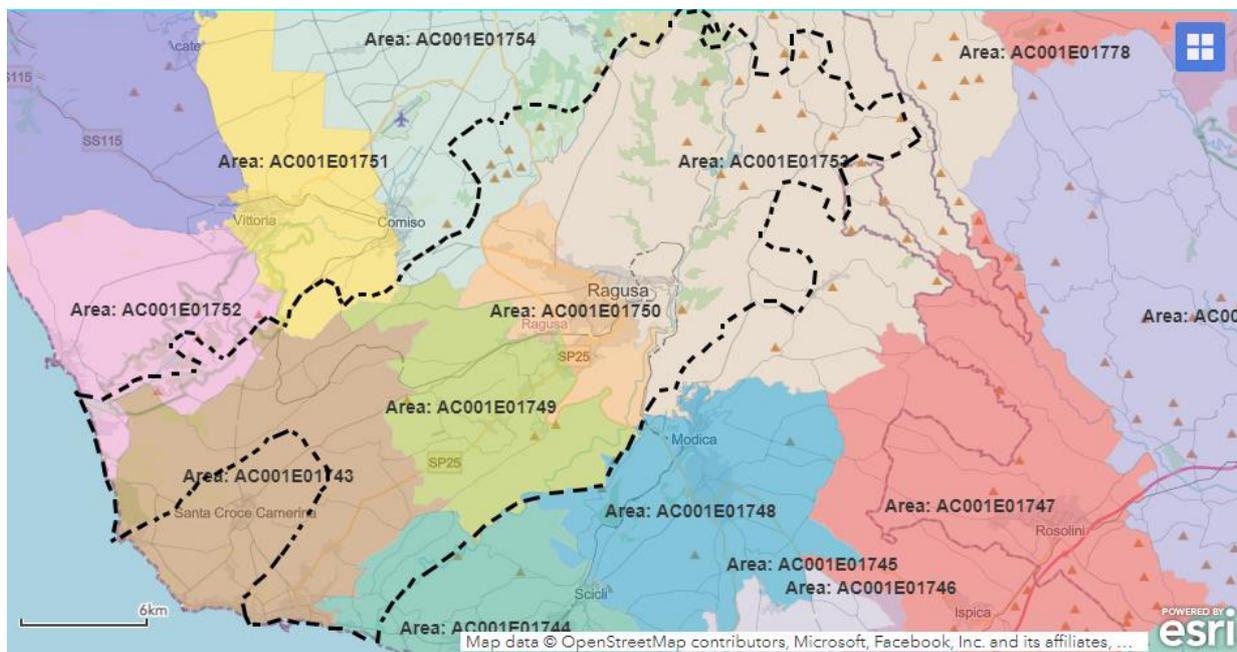


Figura 31. Confini delle Cabine Primarie in cui è suddivisa Ragusa (61)

La Fig.31 mostra con il tratteggio nero il Confine del Libero Consorzio Comunale di Ragusa e in colori diversi le aree coperte dalle Cabine Primarie in cui è suddivisa la distribuzione elettrica nel territorio. Le cabine primarie che insistono sul territorio ragusano sono in totale 8. In questa fase di studio, viene assunto per certo il nuovo limite territoriale per le comunità energetiche dettato dalla delibera 727/2022/R/eel nei requisiti principali indicati nel TIAD, sebbene si attenda ancora la pubblicazione di un decreto attuativo.



Figura 32. Confine della Cabina Primaria in Prossimità del Centro Storico di Ragusa Ibla (61)

Stando ai confini mostrati in Fig.32 tutti i cittadini del Gruppo Ibla potranno far parte, come desiderano, di un'unica CER. Inoltre il Comune di Ragusa avrà facoltà di mettere a loro

disposizione non solo superfici di edifici comunali all'interno del borgo ma anche altre che rendano più agevole l'installazione di un unico impianto fotovoltaico. Nei paragrafi successivi verranno individuate alcune coperture comunali la cui posizione all'interno del territorio comunale risulta idonea per lo scopo sopracitato.

5.4.1. Il ruolo del Comune di Ragusa nella CER di Ibla

Il Comune di Ragusa, delibera dopo delibera, assume il ruolo di promotore e facilitatore, così come illustrato nei paragrafi precedenti. Le disposizioni in ambito energetico hanno reso più agevole l'installazione di nuovi impianti, le manifestazioni di avviso di pubblico interesse hanno raccolto numerose richieste da parte di potenziali membri e contribuito a promuovere le configurazioni energetiche rinnovabili. I paragrafi che seguono illustrano le superfici comunali idonee all'installazione di impianti fotovoltaici a servizio di CER comunali o al servizio di cittadini che vorranno costituirsi in CER. Nel paragrafo 5.4.1.2 segue poi un'analisi generale del Quadro Economico del Comune di Ragusa.

5.4.1.1. Le superfici comunali a disposizione

Sebbene il Regolamento che disciplina l'installazione di impianti fotovoltaici nei centri storici abbia alleggerito i vincoli e i limiti amministrativi, il Comune di Ragusa rimane consapevole del fatto che formare una comunità energetica rinnovabile risulti ancora molto complicato, specialmente in un territorio con stringenti vincoli urbanistici e paesaggistici. La Deliberazione della Giunta Comunale n.107 dell'8 Marzo 2022 approva la cessione temporanea in uso di coperture di edifici comunali in maniera totale o parziale al fine di installare impianti fotovoltaici da utilizzare per produrre energia elettrica da condividere all'interno di comunità energetiche rinnovabili. La Deliberazione n.235 dell'8 Aprile 2020 aveva già individuato alcune zone del territorio ragusano idonee ad ospitare progetti pilota di CER. Alcune delle superfici messe a disposizione rientrano all'interno delle aree individuate dai Gruppi elencati al paragrafo 5.2 altre sono invece state individuate in seguito. La Tabella 4 le elenca di seguito mostrando la tipologia di copertura, la superficie totale, l'esposizione delle falde e la presenza o assenza di impianti preesistenti sulla copertura stessa.

Tabella 4. Superfici Comunali Idonee per l'installazione di Impianti Fotovoltaici

SUPERFICI COMUNALI A DISPOSIZIONE						
Superficie	Denominazione immobile	Tipologia Copertura	Superficie [mq]	Esposizione	Inclinazione (N-S-W-E)	Impianti già esistenti [kWp]
1	FORO BOARIO	PIANA	6500 [+nuovo]	EST	EST	20
2	FRIGOMACELLO	FALDE	4300	SUD-EST	SUD-EST	/
3	PISCINA	CURVA CILINDRICA	2270	NORD/SUD	NORD /SUD	/
4	MANEGGIO PALASPORT	FALDE / CUPOLINI	4490	SUD/SUD-OVEST	SUD/SUD-OVEST	/
5	Zama Palasport	CURVA PARABOLOIDE	1747	Tutti i lati	Tutti i lati	/
6	Bellarmino Palazzo Uff.	CUPOLINI	1180	SUD/EST	SUD/EST	/
7	Tributi Scuola Paolo	PIANA	600	SUD/ NORD	SUD	114
8	Vetri Scuola Ecce	PIANA	770	SUD/NORD	SUD	/
9	Homo Scuola O.M.	PIANA	985	SUD-OVEST	SUD-EST	/
10	Corbino Scuola	FALDE	765	SUD	SUD	/
11	Psaumida Mercato	PIANA	760	SUD	SUD	/
12	ortofrutticolo Scuola Materna	FALDE / PIANA	3765	SUD-EST	SUD_EST	/
13	P.V. Scuola Media	PIANA	500	Tutti i lati	SUD	2,3
14	P.V. Scuola Materna	PIANA	888	Tutti i lati	SUD	/
15	Patro Scuola Mariele	PIANA	540	Tutti i lati	Tutti i lati	/
16	Ventre Scuola Liceo	PIANA	2900	Tutti i lati	Tutti i lati	4,6
17	Lingue Scuola dello	PIANA	1670	NORD/EST/SUD	EST	/
18	SPORT Scuola V.E.	FALDE / CUPOLINI	2420	Tutti i lati	Tutti i lati	/
19	Orlando	PIANA	2000	SUD/EST	SUD/EST	20
20	Scuola GBH Ex Scuola	PIANA	1400	SUD/EST	SUD	/
21	Carmine	PIANA	750	Tutti i lati	Tutti i lati	/
22	Serbatoio Idrico	PIANA	620	Tutti i lati	Tutti i lati	/
23	Asilo nido Palazzello 1	PIANA	475	Tutti i lati	Tutti i lati	2
24	Asilo nido Palazzello 2	FALDE	545	Tutti i lati	Tutti i lati	2
25	Scuola Walt Disney	PIANA	880	Tutti i lati	Tutti i lati	2

La mappa in Figura 33 mostra la disposizione delle superfici comunali sul territorio ragusano. Non rientrano nella mappa i siti 13 e 14 poiché lontani dalla città di Ragusa e appartenenti alla frazione di Marina di Ragusa.

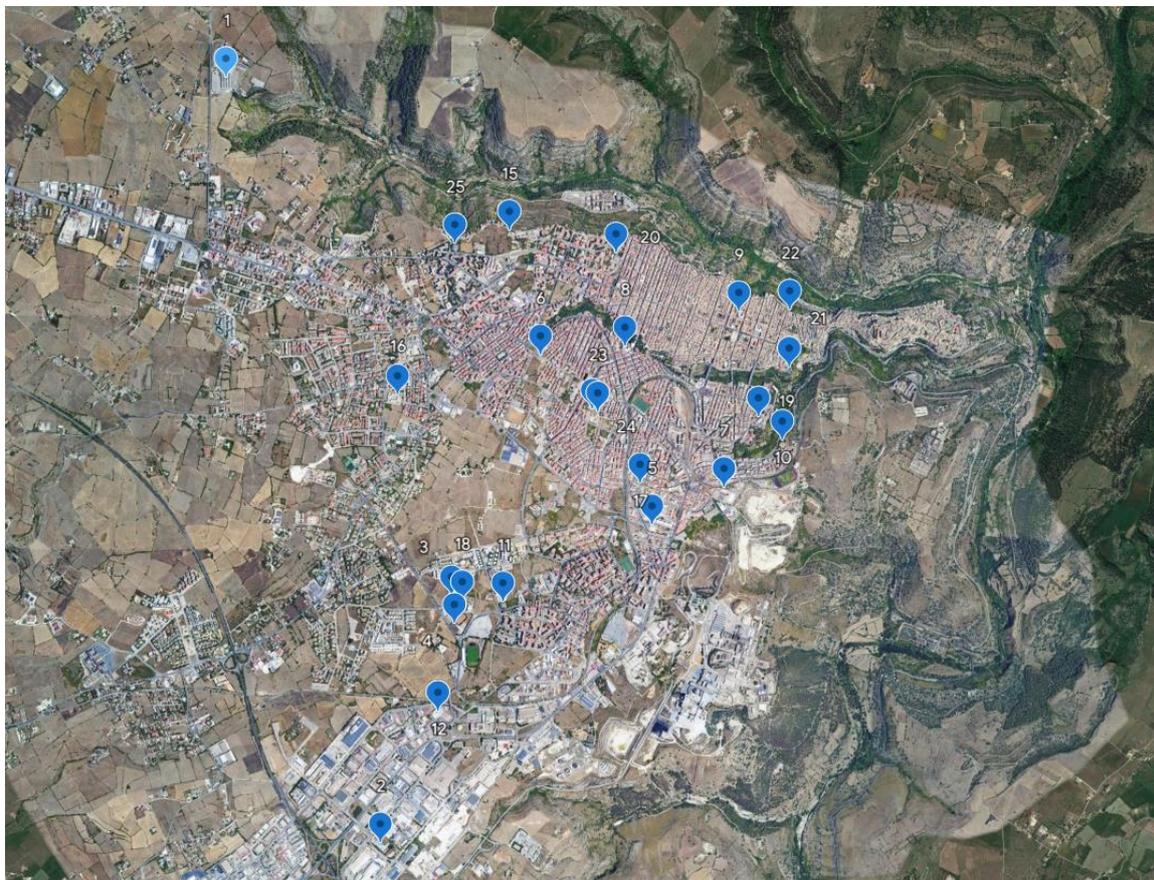


Figura 33. Disposizione delle Superfici Comunali sul Territorio Ragusano

5.4.1.2. Il Quadro energetico del Comune di Ragusa come Ente

Come anticipato nel paragrafo 5.2 la Deliberazione della Giunta Comunale n.107 da atto che le decisioni del comune prese riguardo all'argomento CER avranno un impatto sul quadro economico generale comunale. Per comprendere in che modo la diffusione di CER comunali possa influenzare l'economia della Pubblica Amministrazione risulta utile illustrare in maniera generale parte di quel quadro.

La spesa per l'energia elettrica che il Comune di Ragusa affronta annualmente è, come la spesa di ogni cittadino, soggetta alle variazioni del prezzo dell'energia. La pandemia prima e il seguente scoppio della Guerra Russo-Ucraina, hanno contribuito a generare importanti fluttuazioni del prezzo di mercato dell'energia con conseguente variazione dei costi delle bollette di energia elettrica. Il ricorso alla produzione di energia rinnovabile permetterebbe

di ridurre i consumi diretti dalla rete pubblica e di ottenere un immediato risparmio nei costi finali della bolletta. Un'altra soluzione potrebbe risiedere in opere di efficientamento energetico volti a ridurre i consumi energetici del Comune, come ad esempio l'utilizzo di lampade a LED nell'illuminazione stradale o il miglioramento della coibentazione esterna degli edifici. Tuttavia, gran parte del consumo energetico complessivo annuale è da attribuire al servizio idrico integrato. Il servizio idrico integrato è costituito dall'insieme dei servizi pubblici di captazione, adduzione e distribuzione di acqua per finalità di uso pubblico, sono compresi anche i servizi di fognatura e depurazione delle acque. Il grafico in Fig.34 mostra i consumi energetici dell'ente comunale nel corso dell'anno solare 2022.

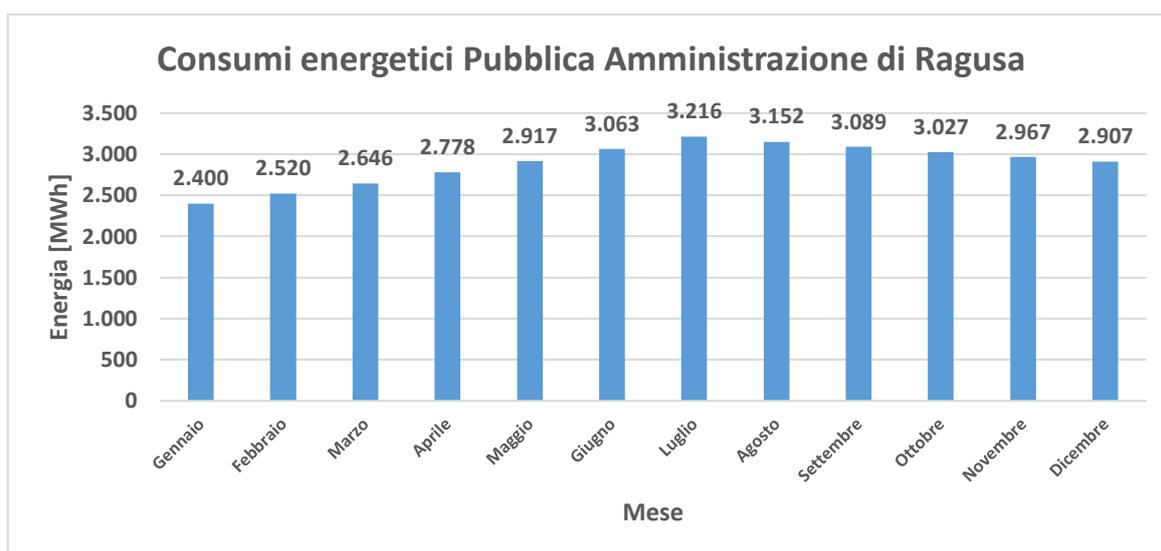


Figura 34. Consumi Energetici del Comune di Ragusa (62)

I consumi energetici totali su base annuale ammontano a 34.682 MWh di cui circa 22.540 MWh riguardano esclusivamente il servizio idrico integrato (62). Gli impianti e i sistemi di approvvigionamento sparsi sul territorio comunale per garantire tali servizi gravano sul 65 % dei consumi totali. Tali impianti non possono essere oggetto di opere di efficientamento tali da ridurre in maniera significativa il consumo di energia elettrica. Puntare sull'installazione di impianti fotovoltaici rappresenta invece la soluzione dal potenziale maggiore. Un'analisi dettagliata dei consumi rivela una distribuzione mensile influenzata dalle stagioni. La quota maggiore di consumo energetico viene rilevata a Luglio con 3.216 MWh, la quota minore, invece a Gennaio, con un totale di 2.400 MWh. Un semplice paragone tra i due dati conduce alla conclusione che i consumi energetici del Comune di Ragusa sono soggetti a fluttuazioni del 25 % nel corso dell'anno.

Tabella 5. Consumi Energetici mensili del Comune di Ragusa in Fasce (62)

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Totale
TOTALE [MWh]	2.400	2.520	2.646	2.778	2.917	3.063	3.216	3.152	3.089	3.027	2.967	2.907	34.682
F1	891	940	1.055	1.126	1.228	1.302	1.379	1.330	1.229	1.200	1.115	1.094	13.890
F1 %	37,1%	37,3%	39,9%	40,5%	42,1%	42,5%	42,9%	42,2%	39,8%	39,7%	37,6%	37,6%	40,0%

Dall'analisi delle bollette mensili di energia elettrica della Pubblica Amministrazione, illustrati nella Tabella 5, si può osservare che ogni mese circa il 40 % dell'energia viene consumata durante la fascia F1.

Tabella 6. Impianti Fotovoltaici Comunali preesistenti

	SITO	POTENZA NOMIMALE [kWp]	PRODUZIONE ANNUA [kWh]
1	FORO BOARIO (Superficie 1)	20,16	29230
2	SCUOLA GBH - VIA CANOVA (Superficie 20)	18,705	27120
3	SCUOLA GBH MARINA - VIA PORTO VENERE (Superficie 13)	7,14	10710
4	STADIO MARINA DI RAGUSA	1,085	1630
5	ASILO NIDO PSAUMIDA (Superficie)	10,23	14830
6	SCUOLA STESICORO	13,2	19140
7	SCUOLA CESARE BATTISTI	16,275	21970
8	SCUOLA SALVATORE QUASIMODO	5,6	8120
9	SCUOLA RODARI	19,95	28930
10	SCUOLA MARIELE VENTRE (Superficie)	4,55	6600
11	SCUOLA VANN'ANTO'	19,32	28010
12	SCUOLA MATERNA MARINA (Superficie)	2,3	3450
13	UFFICI CENTRO DIREZIONALE	10,2	14280
14	SCUOLA CRISPI (Superficie)	20	29000
15	COLOMBARI CIMITERO RAGUSA	10	14090
16	COLOMBARI CIMITERO RAGUSA IBLA	9,8	13710
17	TEATRO TENDA RAGUSA	114	148720
18	CIRCOLO DEL TENNIS	20	27000
19	SCUOLA MATERNA G.CULTRONE	6	8100
20	SCUOLA MATERNA WALT DISNEY (Superficie)	2	3120
21	ASILO PALAZZELLO 1 (Superficie)	2	3247
22	ASILO PALAZZELLO 2 (Superficie)	2	3117

TOTALE**383,515****530434**

La Tabella 6 elenca gli impianti fotovoltaici comunali già installati negli anni passati per soddisfare parte del fabbisogno energetico degli edifici su cui sono ubicati. Stimando una produzione annua totale di circa 530 434 kWh, e supponendo una media di autoconsumo fisico del 70 %, il Comune è in grado di ridurre i consumi in bolletta di circa 371 303,8 kWh. In termini economici, con un prezzo medio dell'energia di 0,28 €/kWh, tale risparmio energetico rappresenta un mancato costo per la bolletta elettrica di circa € 103 964,00 (62). A questo guadagno, non sono stati aggiunti eventuali incentivi percepiti per mezzo di molti impianti installati con il servizio del Conto Energia.



Figura 35. Disposizione degli impianti fotovoltaici comunali sul territorio

La Fig.35 illustra la disposizione degli impianti fotovoltaici di proprietà del Comune già installati sul territorio. Uno tra quelli presenti in elenco non è visibile nella mappa poiché si trova nella località di Marina di Ragusa. Tra quelli già installati altri sono già in fase di progettazione come l'ampliamento sulla copertura delle strutture presenti al Foro Boario o l'impianto già in fase di progettazione sulla copertura del Polo Sportivo PalaMinardi.

5.4.2. La fonte rinnovabile per il caso studio: l'energia fotovoltaica

Tra le diverse fonti rinnovabili di cui gode il territorio, la CER di Ibla sarà alimentata da energia fotovoltaica prodotta da uno o più impianti, in base alla superficie richiesta dai moduli necessari per soddisfare il fabbisogno energetico dei membri facenti parte la comunità. La tecnologia fotovoltaica offre i seguenti vantaggi (63):

- Possibilità di avere un punto di produzione in prossimità del punto di consumo;
- Ridotto costo di manutenzione nei confronti di altre tecnologie;
- Assenza di rumore e di inquinamento atmosferico durante il suo esercizio;
- Vita utile stimata superiore a 25 anni;
- Energy Pay-back Time (EPBT) inferiore a 3 anni. Con questo parametro si indica la quantità di tempo che il modulo fotovoltaico impiega per generare la stessa quantità di energia che è stata impiegata per produrlo. In Europa si ottiene un EPBT tra i 2,1-2,5 nel Nord Europa e circa 1,2 anni nel Sud Europa (64);
- Possibilità di smaltire i dispositivi guasti senza produrre scorie;

Per completezza si riportano anche gli svantaggi della tecnologia:

- Fluttuazione della fonte solare con conseguente fluttuazione della produzione energetica;
- Costi di installazione non accessibili a tutti;
- L'impianto necessita di componenti aggiuntivi quali inverter ed eventualmente anche sistemi di accumulo;

Oltre ai vantaggi appena citati, nel contesto urbano di interesse l'energia fotovoltaica rappresenta non solo la scelta ottimale per questioni di praticità e di ingombro, ma risulta essere l'unica scelta a disposizione. Il regolamento comunale per l'installazione di impianti di energia rinnovabile permette esclusivamente e con ben precise limitazioni l'utilizzo di moduli fotovoltaici come elementi di un impianto di produzione di energia rinnovabile. Come accennato nel paragrafo 5.2 il Comune faciliterà i membri della CER mettendo a disposizione le superfici degli edifici comunali sparsi sul territorio. In base alla localizzazione dell'edificio e alla sua area di regolamento di appartenenza sarà possibile scegliere la tipologia dell'impianto di produzione. Sebbene la maggior parte dei membri

della CER di Ibla appartengano all'area di regolamento UNESCO, la tipologia di impianto dipende dall'ubicazione della superficie comunale selezionata. Ciò significa che la scelta potrebbe non ricadere necessariamente sull'installazione di un impianto composto da moduli calpestabili a pavimento su un terrazzo. Si precisa che indipendentemente dalle disposizioni comunali e dalle regole dettate dal Regolamento che disciplina l'installazione degli impianti fotovoltaici, sarebbe difficile immaginare di poter installare un parco eolico o anche una singola turbina all'interno di una conformazione urbanistica di questo tipo.

Dal momento che la CER di Ibla sarà basata sulla produzione di energia fotovoltaica acquisisce molta importanza la distribuzione dei consumi dei membri nell'arco della giornata. L'analisi dei dati energetici dei membri svolta nei seguenti paragrafi si concentrerà anche su questo aspetto. Già in questa fase, si decide di individuare la tipologia di pannello fotovoltaico che costituirà l'impianto o gli impianti a servizio della Comunità. La scelta ricade sul modulo Q.Cells Q.Peak Duo G11. Il modulo, con un'efficienza del 21.5 % è in grado di produrre una potenza nominale di 400 Wp. Nella tabella 7 di seguito si riportano le caratteristiche principali del modulo in oggetto.

Tabella 7. Caratteristiche del Modulo Fotovoltaico (65)

Q.CELLS Q.PEAK DUO M-G11S – 400 Wp	
Dimensioni	1722 mm x 1134 mm x 30 mm (cornice inclusa)
Ingombro	1,952 mq
Peso	21,1 Kg
Cella	6 x 18 semicella monocristallina Q.ANTUM
Prestazioni a MPP	400 W
Corrente nel MPP	13,44 A
Tensione nel MPP	31,26 V
Efficienza	≥ 21,5

Gli impianti fotovoltaici prevedono che file di moduli fotovoltaici vengano collegati in serie o in parallelo al fine di ottenere i valori di corrente, tensione e potenza desiderati. Le stringhe create vengono quindi collegate ad uno o più inverter, il quale gestirà l'energia prodotta dall'impianto per erogarla all'utenza a cui esso è collegato. In presenza di sistemi di accumulo, l'inverter ibrido è in grado di dialogare con il sistema in modo da caricare le batterie quando si verifica un surplus di produzione rispetto al carico energetico richiesto, o viceversa scaricare le batterie (precedentemente caricate) quando si verifica un deficit di produzione rispetto al carico energetico richiesto.

Nel caso studio in esame si prevede l'installazione di diversi inverter in base all'inclinazione e all'orientamento delle diverse falde su cui poggeranno i moduli fotovoltaici. E' bene che le stringhe collegate al medesimo canale MPPT (Maximum Power Point Tracker) abbiano uguali valori di corrente, tensione e potenza, il che si traduce nel collegare tra loro stringhe fotovoltaiche composte da un ugual numero di moduli con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento verso SUD. Il MPPT permette all'inverter di individuare, nella curva

Tensione-Corrente di funzionamento il punto in cui è possibile massimizzare la potenza e quindi la produzione di energia elettrica. Risulta prematuro individuare una tipologia di inverter in questa fase dal momento che non se ne conoscono le caratteristiche richieste. La scelta verrà fatta dopo aver dimensionato l'impianto e aver individuato la superficie di installazione.

5.4.3. Raccolta dati

Come accennato nel paragrafo 5.2 sono pervenute al Comune numerose risposte alla Manifestazione di Pubblico interesse da parte di cittadini che intendono costituirsi in CER o a inserirsi in gruppi già formati. Tra le diverse richieste ben 33 provengono dal centro storico di Ragusa Ibla. In questa fase il Gruppo di Ibla comprende i cittadini che hanno espresso interesse e si trovano all'interno della stessa cabina primaria individuata al paragrafo 5.4. I dati degli interessati che hanno chiesto e continuano a chiedere di poter aderire in progetti come questo vengono registrati così da avere a disposizione informazioni quali la localizzazione del punto di prelievo, il codice POD, la potenza impegnata e la potenza disponibile, i consumi energetici annuali e mensili (quando forniti) e la loro suddivisione nelle diverse fasce energetiche oltre che i dati personali di contatto. Indipendentemente dall'ubicazione dell'edificio del cittadino richiedente, la localizzazione del punto di prelievo (POD) rappresenta un'informazione necessaria al fine di verificare che tutti i membri siano connessi alla medesima cabina primaria. Il caso studio si concentra sul Gruppo di Ibla poiché questo rappresenta un discreto numero di interessati già membri, in parte, di un'associazione locale, particolare che rende più semplice la coordinazione tra i futuri membri della Comunità Energetica.

Il Comune di Ragusa riguardo la CER in studio si propone come facilitatore e promotore. Non parteciperà come membro ma si limita a mettere a disposizione, con contratti ad hoc, le superfici degli edifici comunali per ospitare l'impianto di produzione. Per questo motivo la quota dei consumi annuali di questi edifici non sarà conteggiata ai fini del dimensionamento dell'impianto né come autoconsumo fisico né come autoconsumo virtuale. I consumi degli edifici comunali saranno tuttavia utilizzati e utili per fare considerazioni di tipo economico e contrattuale nel capitolo 6.

Sulla base delle analisi e dei calcoli svolti verranno poi scelte opportunamente la superficie o le superfici degli edifici comunali in cui poter ospitare l'impianto o gli impianti fotovoltaici necessari al sostentamento della comunità energetica.

5.4.4. Le modalità di finanziamento da valutare

A ciascun membro che ha fatto richiesta di partecipazione è stato chiesto di esprimere la propria preferenza in merito alle modalità di finanziamento del progetto. Le modalità proposte sono due.

1. La prima prevede il finanziamento del progetto da parte di soggetti di terze parti.
2. La seconda prevede il finanziamento del progetto da parte dei membri facenti parte della CER.

Le due modalità offrono pro e contro di natura soprattutto economica.

Chiunque finanzia il progetto con risorse proprie prevede e pretende un ritorno economico dell'investimento entro una data prestabilita; eventuali imprevisti di natura meteorologica o tecnica possono generare incrementi del PayBack Time (PBT) con risvolti economici non indifferenti. D'altra parte i membri il cui impianto è stato finanziato da soggetti di terze parti godranno del beneficio economico in misura minore rispetto ai finanziatori (come è giusto che sia), il loro beneficio economico sarà stabilito mediante accordi con i finanziatori e sarà calcolato sulla base dell'autoconsumo virtuale raggiunto dalla comunità energetica. Questo secondo scenario mantiene comunque invariato il beneficio ambientale che l'attività di una CER è in grado di generare con la produzione di energia elettrica rinnovabile; il beneficio sociale può essere ottenuto mediante accordi tra i consumatori e i finanziatori o mediante accordi tra i soli facenti parte della comunità decidendo di utilizzare i ricavi economici maturati per finalità ben precise come ad esempio la lotta alla povertà energetica. La disponibilità economica dei membri sarà determinante nella scelta dell'una o dell'altra forma di finanziamento.

Si precisa che i risultati economici delle due modalità verranno calcolati nel corso dell'analisi di sensitività al Capitolo 6, tuttavia mediante comunicazione diretta i membri hanno già espresso la loro intenzione di procedere alla formazione della CER finanziando l'impianto fotovoltaico con risorse proprie.

5.4.5. Cessione di Diritto di Superficie

La Delibera n.107 dell'8 Marzo 2022 ha approvato la cessione temporanea in uso delle coperture di alcuni edifici comunali a titolo oneroso. Vengono analizzate tre diverse metodologie di accordo tra il Comune e la CER. I vantaggi e gli svantaggi offerti dalle 3 metodologie saranno oggetto di analisi di sensitività al capitolo 6.

1 Pagamento di un canone per utilizzare la superficie dell'ente comunale

Rappresenta uno dei tre modelli di accordo possibile. In questo caso viene stipulato un contratto di cessione della superficie che prevede il pagamento di un compenso economico. L'entità del compenso tuttavia non può essere troppo elevata e non può certamente seguire i prezzi di mercato (€/mq) perché a quel punto l'investimento potrebbe diventare non conveniente per i finanziatori della CER.

2 Impianto Fotovoltaico dedicato di pertinenza del Comune

La tipologia d'accordo scelta dal Comune prevede l'acquisto e l'installazione di un secondo impianto finanziato dai membri della CER dedito alla sola produzione di energia elettrica per l'autoconsumo fisico dell'edificio comunale. Questa alternativa può risultare vantaggiosa per i membri della CER dal momento che la produzione dei due impianti segue la disponibilità della fonte solare in egual modo. Rispetto alla cessione di energia (descritta di seguito), con questo accordo la CER si svincola dalla cessione di una quota di autoconsumo fisico variabile. In questo modo quando la fonte solare scarseggia entrambi gli impianti produrranno una quota di energia minore e il Comune potrà beneficiare esclusivamente dell'autoconsumo dell'energia prodotta dal proprio impianto dedicato. L'autoconsumo fisico dell'energia prodotta dall'impianto comunale avrebbe potuto generare squilibri energetici ed economici all'interno della CER. L'impianto di pertinenza del Comune avrà un costo pari al canone attualizzato nei 20 anni che l'Ente dovrebbe percepire dalla comunità per la cessione di diritto di superficie. Il Comune godrà di libero arbitrio nei confronti del citato impianto. Potrà decidere di inserirlo in altri progetti di CER sul territorio, di inserirlo in configurazioni di autoconsumo diffuso o potrà decidere di utilizzarlo per soddisfare il fabbisogno energetico di un edificio comunale con consumi tali da ottenere che la produzione energetica garantisca un'autosufficienza accettabile. Questa soluzione verrà regolamentata da una delibera comunale specifica in corso di lavorazione al momento della stesura della tesi.

3 Accordo di cessione di energia

Parte di energia prodotta dalla CER viene ceduta a titolo gratuito al Comune mediante un contratto ad hoc. In questo modo sia il Comune che la CER ottengono un beneficio economico. La CER risparmiando sul canone annuale, il Comune risparmiando sui costi dell'energia elettrica. Questo contratto prevede la partecipazione del Comune come membro della CER e verrà analizzata al Capitolo 6 per soli fini economici. Si ricorda che il Comune ha già deciso di non partecipare come membro al progetto.

5.5. Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico

Per stimare la taglia in termini di potenza nominale dell'impianto fotovoltaico è necessario capire quali siano i consumi energetici dei membri e quando questi vengono effettuati. Dalla Tabella 8, al paragrafo successivo, si evince come la quantità e la distribuzione nelle diverse fasce dei consumi varino a seconda che il membro sia di tipo residenziale oppure commerciale. Dimensionare un impianto è un'attività complessa che richiede la presa visione di una serie di fattori di tipo tecnico, climatico, architettonico ed economico e la valutazione di come questi fattori interagiscano tra di loro.

Per taglia di un impianto si intende la potenza nominale che un insieme di moduli fotovoltaici collegati a uno o più inverter è in grado di generare, questo valore è minore o uguale alla massima potenza erogabile in uscita dagli inverter. La potenza nominale è valutata in kW. Per potenza di generazione si intende la somma complessiva della potenza generabile da ogni singolo modulo dell'impianto fotovoltaico. In base alle tipologie di connessioni effettuate tra pannelli e inverter, questo valore non sempre coincide con la potenza nominale dell'impianto. Per valutare la potenza di generazione si utilizza l'unità del kWp, detto kW di picco, che indica la potenza istantanea erogabile dal modulo fotovoltaico quando opera in condizioni standard di irraggiamento. La taglia dell'impianto si considera idonea allo scopo quando questa riesce a produrre una quantità di energia elettrica tale da soddisfare una percentuale stabilita del fabbisogno energetico dei consumatori. La percentuale di autosufficienza della comunità, e di conseguenza la percentuale di autoconsumo dell'impianto, verranno stabilite sulla base di considerazioni di tipo energetico e soprattutto economico. Il dimensionamento dell'impianto tiene conto di diversi fattori che meritano di essere citati :

- Il valore dei consumi energetici dei membri che fanno parte della comunità;
- La localizzazione e l'esposizione delle superfici di installazione;
- La superficie a disposizione degli edifici individuati dal comune per accogliere gli impianti;
- Efficienza di trasformazione del modulo fotovoltaico e perdite di conversione del sistema;
- La collocazione e la disposizione dei moduli dell'impianto.

L'ultimo punto dipende fortemente dall'area di regolamento in cui è circoscritta la superficie comunale scelta. Sebbene l'analisi dei consumi energetici consenta di ottenere una stima di massima della taglia dell'impianto, i restanti fattori avranno un impatto non trascurabile sulla sua producibilità. A parità di kWp installato la produzione di energia elettrica dipende dalla producibilità dell'impianto. Per questo motivo, nei casi di scarsa producibilità (a causa di errata esposizione o a causa di fenomeni di ombreggiamento)

potrebbe risultare necessaria l'installazione di un numero maggiore di moduli fotovoltaici rispetto a quelli stimati in condizioni nominali di esercizio.

5.5.1. Analisi dei consumi energetici

Analizzare i dati energetici dei membri della comunità permette di stimare la quantità di energia elettrica che sarebbe opportuno produrre affinché la comunità possa ottenere opportuni benefici di tipo economico e sociale. I dati principali di ogni singola utenza vengono illustrati nella Tabella 8.

Tabella 8. Dati Caratteristici dei Membri

Utente	Tipologia	Consumo Annuo Totale [kWh]	Fornitore	Potenza Impegnata [kW]	Potenza Disponibile [kW]	Consumo Annuo F1 [kWh]	Consumo F1 in %
1	Residenziale	2517	Servizio Elettrico Nazionale	3,0	3,3	717	28,5%
2	Residenziale	2210	Enel Energia	3,0	3,3	673	30,5%
3	Residenziale	4570	Enel Energia	4,5	5,0	1329	29,1%
4	Residenziale	3055	Servizio Elettrico Nazionale	3,0	3,3	961	31,5%
5	Residenziale	693	Enel Energia	6,0	6,6	518	74,7%
6	Residenziale	1586	NWG Eenergia	3,0	3,3	411	25,9%
7	Residenziale	4066	Enel Energia	4,5	5,0	1576	38,8%
8	Residenziale	3420	Enel Energia	3,0	3,3	924	27,0%
9	Residenziale	1357	Servizio Elettrico Nazionale	3,0	3,3	511	37,7%
10	Residenziale	3152	Servizio Elettrico Nazionale	3,0	3,3	899	28,5%
11	Residenziale	2514	Servizio Elettrico Nazionale	3,0	3,3	779	31,0%
12	Residenziale	3166	Enel Energia	3,0	3,3	842	26,6%
13	Residenziale	3315	EGEA	4,5	5,0	1274	38,4%
14	Residenziale	6668	Enel Energia	4,5	5,0	2330	34,9%
15	Residenziale	2159	Enel Energia	3,0	3,3	974	45,1%
16	Residenziale	4031	Enel Energia	4,5	5,0	208	5,2%

17	Residenziale	3255	Lenergia	3,0	3,3	1228	37,7%
18	Residenziale	2013	Enel Energia	3,0	3,3	639	31,7%
19	Residenziale	3141	Enel Energia	3,0	3,3	1147	36,5%
20	Residenziale	495	Enel Energia	3,0	3,3	319	64,4%
21	Residenziale	3562	Enel Energia	6,0	6,6	286	8,0%
22	Residenziale	1913	Enel Energia	3,0	3,3	806	42,1%
23	Residenziale	3171	Egreen	6,0	6,6	909	28,7%
24	Residenziale	1907	Servizio Elettrico Nazionale	3,0	3,3	591	31,0%
25	Residenziale	2783	Enel Energia	3	3,3	1156	41,5%
26	Commerciale	14069	Enel Energia	5,5	17	5047	35,9%
27	Commerciale	12790	Futureenergy Rinnovabile S.r.l.	10	11	3671	28,7%
28	Commerciale	53008	Plenitude	15	16,5	16112	30,4%
29	Commerciale	14747	EGEA	6	6,6	4805	32,6%
30	Commerciale	90194	EGEA	50	50	28950	32,1%
31	Commerciale	27096	Plenitude	60	66	9241	34,1%
32	Commerciale	19991	Egreen	16,9	30	7890	39,5%
33	Commerciale	20232	Egreen	10	11	7210	35,6%
Totale		322846				104932	32,5%

Come mostrato in Tabella 8 nella configurazione attuale la comunità energetica risulta composta da 25 membri con utenze di tipo residenziale e 8 membri che richiedono la partecipazione come rappresentanti delle proprie attività commerciali. Nella tabella si è deciso di mostrare il fornitore dell'energia elettrica dei diversi membri per constatarne l'eterogeneità e rimarcare uno dei punti fondamentali dello Statuto di formazione di una CER, ovvero il mantenimento dei diritti come cliente finale di ciascun membro della comunità, che può quindi scegliere il proprio venditore di energia elettrica o cambiarlo a suo piacimento in qualsiasi momento senza alcun vincolo. Il Gruppo di Ibla risulta piuttosto eterogeneo per tipologia di consumatori finali e per tipologia di consumi, il che si traduce in un vantaggio quando si parla di massimizzazione dell'energia condivisa. Affinché una Comunità possa massimizzare la propria quota di energia condivisa è bene che la distribuzione dei consumi dei membri riesca a coprire in maniera opportuna gli orari di produzione dell'impianto fotovoltaico.

Tra i dati di principale interesse sono rappresentati i consumi totali annuali di ogni membro e il consumo energetico annuo in fascia oraria F1. I membri di tipo residenziale hanno un consumo energetico annuale che varia da 1,5 a 4 MWh ad eccezione del membro 5 che

presenta un consumo di soli 693 kWh e del membro 14, il cui consumo annuale supera i 6,5 MWh in un anno. La totalità dei membri di tipo commerciale è composta da strutture di ricezione turistica quali hotel, alberghi e case vacanze. I consumi energetici per queste tipologie di membri superano anche i 50 MWh e raggiungono, nel caso del membro 30, i 90 MWh l'anno.

Un contratto di fornitura di energia elettrica può prevedere una distinzione dei costi dell'energia in fasce orarie di consumo, attribuendo un costo al kWh diverso per ogni fascia. Le tre fasce orarie vengono di seguito descritte (66):

- Fascia oraria F1: dal Lunedì al Venerdì dalle ore 8.00 alle 19.00, di solito risulta essere la fascia oraria con il più elevato prezzo dell'energia.
- Fascia Oraria F2: dal Lunedì al Venerdì dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 19.00 alle 23.00 e il sabato dalle 7.00 alle 23.00, escluse le festività nazionali
- Fascia Oraria F3: dal Lunedì al Sabato dalle 00.00 alle 7.00 e dalle 23.00 alle 24.00; Domenica e festivi tutte le ore della giornata; rappresenta la fascia solitamente con il prezzo dell'energia più conveniente.

Le ultime due colonne della tabella 8 si riferiscono ai consumi energetici durante la fascia oraria F1. Questi valori svolgono un ruolo essenziale per effettuare il dimensionamento dell'impianto oltre che per effettuare calcoli e valutazioni di tipo economico nei paragrafi successivi. Il dato riportato in queste colonne assume rilevanza dal momento che la CER produrrà energia elettrica da moduli fotovoltaici. L'autoconsumo, fisico o virtuale che sia, si ottiene solo quando i consumi vengono effettuati contemporaneamente alla produzione di energia fotovoltaica. L'importanza della Fascia di consumo F1 risiede nel fatto che rappresenta la fascia oraria in cui vi è maggior sincronizzazione tra la domanda di energia elettrica e la produzione di energia fotovoltaica. Massimizzare l'autoconsumo virtuale si traduce in maggior guadagno derivante dall'incentivo sull'energia condivisa. L'energia che non viene autoconsumata virtualmente dalla comunità viene venduta alla rete e non gode dell'incentivo sull'energia condivisa.

L'impianto fotovoltaico non è in grado di produrre energia durante l'intera fascia oraria F1, specialmente in inverno. Viceversa l'impianto produce energia elettrica anche in alcune ore della Fascia F2 e della Fascia F3. Per queste ragioni si decide di approssimare il potenziale autoconsumo energetico della comunità sommando i consumi energetici dei membri in Fascia F1. Una stima più corretta prevede anche l'analisi dei consumi in fascia F2 ed F3, dal momento che parte di essi concorrono ai consumi elettrici diurni dei membri. Si precisa che al momento attuale la CER di Ibla è in costante evoluzione, evoluzione che la stesura di questa tesi non può seguire nella sua totalità. Per semplicità alcune scelte di calcolo verranno ipotizzate e assunte, con la consapevolezza che uno studio più preciso verrà svolto non appena saranno definite le linee guida generali delle Comunità Energetiche in Italia e le modalità di gestione di questo modello giuridico da parte del Comune di Ragusa.

Il consumo annuale totale della comunità ammonta a 322 MWh, di questi, circa 105 MWh vengono consumati in fascia oraria F1 rappresentando circa il 32,5 % dei consumi totali. Il dimensionamento dell'impianto può essere svolto sulla base dei consumi totali della comunità oppure sulla base dei soli consumi in fascia F1. Il dimensionamento migliore è quello in grado di generare i migliori benefici ambientali, sociali ed economici ai membri della comunità. L'installazione di un impianto fotovoltaico e l'incentivazione dell'energia condivisa, spingono il singolo membro a massimizzare i propri consumi durante la fascia F1 così da poter godere a pieno del vantaggio economico dell'investimento effettuato. Per questo motivo, è opportuno prevedere un decremento dei consumi nelle Fasce F2 ed F3 in favore di un aumento degli stessi in Fascia F1. Un dimensionamento dell'impianto sui dati di F1 attuali, senza tener conto di uno shifting orario dei consumi, potrebbe risultare in un sottodimensionamento dell'impianto. L'analisi di sensitività affronterà questo aspetto, cercando di ottenere la taglia dell'impianto con il massimo rendimento economico per la comunità. In questa fase si procede dimensionando l'impianto sulla base dei consumi in fascia F1.

La potenza dell'impianto fotovoltaico che occorre installare e di conseguenza il suo ingombro viene inizialmente stimata in maniera approssimativa introducendo il concetto delle ore equivalenti. Le ore equivalenti quantificano il numero di ore complessive, durante un anno solare, in cui l'impianto è in grado di produrre energia fotovoltaica alla sua potenza nominale. Il valore delle ore equivalenti varia a seconda della latitudine e della longitudine del sito di interesse ed è strettamente correlato al numero di ore diurne in cui l'impianto è in grado di produrre energia ed alle condizioni meteorologiche. Dal rapporto statistico GSE del 2021 per il Solare fotovoltaico è possibile estrarre il numero di ore equivalenti per la regione Sicilia dal 2015 al 2021. La Tabella 9 mostra l'evoluzione delle ore di utilizzazione degli impianti entrati in esercizio entro la fine dell'anno 2020 per la regione Sicilia. Unendo i dati provenienti dal rapporto statistico del GSE degli anni precedenti, è possibile riportare le ore equivalenti dal 2011 al 2021.

Tabella 9. Ore Equivalenti di funzionamento in Sicilia dal Rapporto Statistico GSE del 2021 per il Solare Fotovoltaico (67)

	Anno										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ore equivalenti Sicilia	1447	1523	1476	1477	1396	1316	1436	1288	1291	1304	1259

Per mostrare in che modo la posizione geografica possa influenzare il numero di ore equivalenti, si riportano di seguito i dati relativi al solo anno 2021 per le diverse Regioni Italiane.

Tabella 10. Ore Equivalenti Impianti Fotovoltaici nelle Regioni Italiane (67)

Regione	Ore Equivalenti 2021
Puglia	1331
Basilicata	1245
Molise	1235
Sicilia	1259
Lazio	1196
Abruzzo	1194
Calabria	1179
Sardegna	1186
Marche	1163
Campania	1061
Umbria	1089
Emilia Romagna	1081
Valle D'Aosta	1081
Toscana	1081
Piemonte	1081
Friuli Venezia Giulia	1064
Provincia Autonoma di Bolzano	1034
Veneto	1059
Provincia Autonoma di Trento	1001
Liguria	996
Lombardia	976

Le ore equivalenti riferiti all'anno 2021 dimostrano come la collocazione geografica incida in misura significativa sulle performance degli impianti, con situazioni che variano dalle oltre 1200 ore medie negli impianti installati a terra nel Sud Italia alle poco più di 1000 degli impianti installati nel Nord Italia. Lo stesso impianto, con le stesse caratteristiche costruttive e la medesima esposizione al sole nelle regioni del Sud Italia è in grado di produrre anche il 25 % in più di energia fotovoltaica rispetto a quelli installati nel Nord Italia.

Per il caso studio viene utilizzato il valore di 1383 ore equivalenti, frutto di una media tra le ore equivalenti calcolate nella regione dal 2011 al 2021. Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico viene svolto partendo dai consumi totali della comunità in fascia F1 su base annuale e dividendo tale somma per le ore medie equivalenti calcolate precedentemente. Le dimensioni dell'impianto saranno oggetto di ulteriori analisi e considerazioni nei paragrafi successivi per ottimizzare la CER dal punto di vista energetico e soprattutto economico.

Svolgendo la frazione, la potenza nominale dell'impianto risulta essere circa 76 kW. Il valore così ottenuto è frutto di una stima estremamente approssimativa che restituisce l'ordine di grandezza della dimensione dell'impianto. I paragrafi successivi mostreranno i risultati di un'analisi più accurata che tenga conto della radiazione solare che giunge sulla superficie e della producibilità dell'impianto nel suo insieme. Lo studio di fattibilità viene pertanto proseguito analizzando l'installazione di un unico impianto fotovoltaico di potenza

pari a 80 kW, così da tener conto di eventuali perdite di sistema e ottenere la produzione di energia elettrica richiesta. Il prossimo passo, prevede l'individuazione di una superficie in grado di accogliere un impianto le cui dimensioni non saranno modeste. Qualora le superfici individuate dal Comune non siano in grado di ospitare un impianto di questa taglia, si procederà con lo studio di due impianti aventi potenza complessiva 80 kW e installati su due diverse superfici comunali.

5.5.2. Individuazione della superficie

Calcolata la potenza nominale dell'impianto bisogna calcolare la superficie in metri quadrati occupata dai moduli che costituiscono l'impianto. Il modulo fotovoltaico scelto per il caso studio, in Standard Test Condition (STC) è in grado di generare una potenza di 400 W, pertanto l'impianto sarà composto da 200 moduli. Ancora una volta si ricorda che la stima così svolta risulta approssimativa e non tiene conto della reale producibilità dell'impianto sul sito in cui verrà installato. Dal momento che ogni singolo pannello è caratterizzato da un ingombro di 1,952 mq si ottiene una superficie di ingombro totale di circa 340 mq. Tenendo conto che le superfici pubbliche possono essere occupate dall'impianto fotovoltaico per una porzione pari al 70 % della superficie totale, è richiesta una copertura che disponga di uno spazio minimo di circa 560 mq per accogliere l'installazione di un unico impianto fotovoltaico. La localizzazione della superficie o delle superfici influenzerà anche la tipologia e la disposizione dei moduli fotovoltaici in accordo con le linee guida dettate dal Regolamento Comunale. Eventuali disposizioni dei moduli in modo non ottimale potrebbero risultare in scarsi valori di producibilità di energia elettrica con la necessità di installare un numero maggiore di moduli fotovoltaici al fine di coprire il fabbisogno energetico richiesto.

Tra le superfici comunali messe a disposizione, viene individuata la copertura a terrazzo del Sito 21 della Tabella 4. Si tratta del complesso scolastico di Via Carmine. L'edificio scolastico, essendo in disuso da anni, presenta consumi annuali nulli. Nello stesso anno di stesura della tesi il Comune sta destinando i locali del suddetto edificio ad uso privato e pubblico. Si può ipotizzare che a partire dalla fine del 2023 i consumi non saranno più nulli. Sebbene al momento superfluo, il dato relativo ai consumi annuali dell'edificio comunale si presterà ad analisi di tipo energetico ed economico per valutare gli accordi contrattuali tra il Comune e la CER. La localizzazione dell'edificio all'interno del territorio comunale è rappresentata dalla mappa di seguito.



Figura 36. Posizione Geografica del Complesso Scolastico di Via Carmine

L'edificio rientra nell'area di regolamento comunale denominata Area Centro Storico Ordinaria. Le linee guida prevedono che i moduli siano installati con un'inclinazione tale da non superare l'altezza massima dei parapetti perimetrali. Resta soddisfatto il limite per cui l'impianto non potrà occupare una porzione maggiore del 70 % della copertura totale. Trattandosi dell'Area Centro Storico Ordinaria, le linee guida non prevedono accorgimenti particolari riguardo alla colorazione dei moduli, tuttavia, essendo la copertura in parte visibile da uno dei tre ponti di Ragusa, al fine di limitare l'impatto visivo è previsto che i pannelli abbiano una colorazione scura e che gli eventuali componenti a vista siano ricoperti da vernici antiriflesso.



Figura 37. Copertura del Complesso Scolastico di Via Carmine

La superficie dell'edificio scolastico in Via Carmine misura 750 metri quadri. La copertura è composta da 4 diverse sezioni disposte su quattro livelli diversi. Tale disposizione comporta la creazione di due zone d'ombra sulla sezione 1 e 2 della copertura in Fig.37 . Le quattro sezioni sono comunque del tutto piane e presentano dei parapetti di 40 centimetri che potrebbero generare piccoli fenomeni di ombreggiamento. La tipologia di copertura e la mancanza di ostacoli nei dintorni fanno sì che la superficie permetta l'installazione di un impianto fotovoltaico a patto che si rispettino i vincoli imposti dal regolamento comunale. Trattandosi di un terrazzo, la tipologia di installazione prevede l'utilizzo di zavorre come quelle in Fig.38 .



Figura 38. Zavorre per Moduli Fotovoltaici

Per ottimizzare l'altezza a disposizione, a differenza dei moduli mostrati in Fig.38, si prevede che i pannelli vengano inclinati sul lato lungo della cornice. Considerando uno spessore di 10 cm necessario per garantire l'ancoraggio alla zavorra, al fine di non oltrepassare i 40 cm di altezza a disposizione, i moduli possono essere installati con un'inclinazione massima di 10° . Non è possibile creare delle vele perché per ottenerle si oltrepasserebbe l'altezza massima consentita o bisognerebbe optare per un'inclinazione minore dei moduli; soluzione che avrebbe ripercussioni negative sulla producibilità di energia fotovoltaica. L'immagine che segue presenta il layout provvisorio dell'impianto da installare sulla superficie del complesso scolastico.



Figura 39. Layout Impianto fotovoltaico

La disposizione dell'edificio rende agevole l'esposizione dei moduli fotovoltaici verso Sud/Sud-Ovest, con un angolo di Azimuth di circa 20° . L'impianto è formato da file di diverso numero di moduli disposte in maniera parallela tra loro e distanziate da un corridoio di 25 cm per garantire il passaggio degli operatori in caso di manutenzione. Per minimizzare i fenomeni di ombreggiamento generati dalla diversa altitudine delle diverse sezioni della copertura i moduli fotovoltaici vengono distanziati in maniera adeguata dal bordo di confine tra la sezione 1 e la sezione 2. Per evitare fenomeni di ombreggiamento generati dal parapetto perimetrale e per osservare le linee guida del Regolamento Comunale è previsto che le file dei moduli in prossimità del perimetro abbiano una distanza pari a 100 cm dal parapetto. Con tale disposizione è possibile installare 36 moduli nella sezione 1 e ben 164 nella sezione 4, ottenendo un totale di 200 moduli e una potenza di generazione installata pari a 80 kW. Il risultato è soddisfacente ed in linea con la taglia di impianto calcolata precedentemente. Le successive analisi energetiche ed economiche permetteranno di calcolare la potenza nominale ottimale da installare per massimizzare i ricavi dei membri. Qualora la taglia ottimale calcolata come risultato dell'analisi di sensitività risulti maggiore di 80 kW si valuterà di ampliare l'impianto o di individuare una seconda superficie per ospitare un secondo impianto. Al fine di calcolare la reale producibilità dell'impianto, è necessario eseguire una stima di produzione di energia fotovoltaica. L'analisi dovrà anche tener conto dell'invecchiamento degli impianti, i quali saranno soggetti ad un lento degradamento delle loro prestazioni. In condizioni di buona manutenzione è possibile assumere un coefficiente di degradamento pari al 0,5 % (65). Con il layout proposto si può ipotizzare una connessione elettrica dei moduli che preveda l'utilizzo di 4 inverter da 20 kW l'uno. In questo modo viene ottimizzata la produzione dell'impianto facendo lavorare gli inverter in condizioni ottimali di funzionamento. L'utilizzo di 4 inverter inoltre aumenta la resilienza ai guasti, rendendo possibile l'isolamento della porzione di impianto oggetto del guasto.

5.5.3. Stima della produzione fotovoltaica

Identificata la superficie, è possibile stimare la produzione di energia fotovoltaica prodotta dall'impianto installato. La stima della produzione fotovoltaica permette di ottenere i valori di energia elettrica prodotta per ogni metro quadro di moduli fotovoltaici. Tale produzione dipende da:

- Angolo di tilt, ossia l'angolo formato dall'inclinazione del modulo rispetto al suolo. Un angolo di tilt ottimale agevola la captazione dei raggi solari. A raggi solari perpendicolari sul modulo corrispondono valori massimi di producibilità energetica. L'angolo di tilt ottimale è funzione dell'altezza solare e quindi della longitudine del sito di installazione dell'impianto. Nel caso studio in esame è stato impostato un angolo di tilt di 10° . L'inclinazione scelta risulterà in un beneficio durante la stagione estiva, in cui l'altezza solare è maggiore; tuttavia inciderà negativamente sulla produzione di energia fotovoltaica durante la stagione invernale in cui l'altezza solare è minore e i raggi solari formeranno con la superficie dei moduli fotovoltaici un angolo maggiore rispetto al caso estivo.
- Angolo di azimut, indica l'esposizione dei moduli rispetto alla direzione del Sud Polare. La Fig.40 mostra i valori di angoli di azimut ottenuti allontanandosi dal Sud Polare.

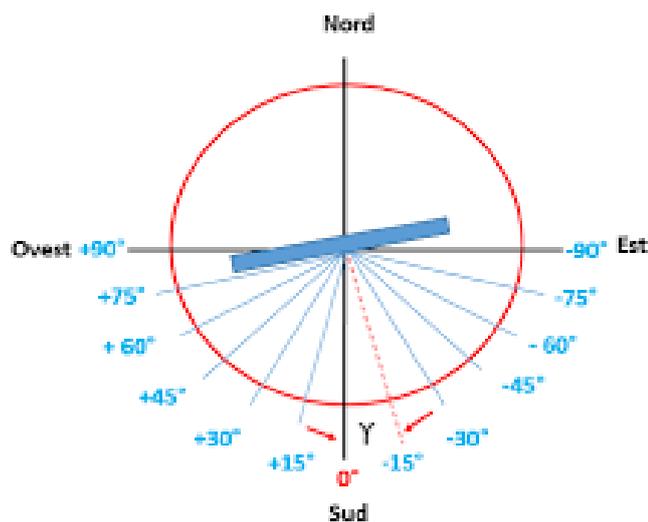


Figura 40. Angoli di Azimut

Per impianti esposti a Sud, l'angolo di azimut sarà uguale a 0° . Spostandosi verso Est l'angolo di Azimut diventa negativo, viceversa esponendo l'angolo verso Ovest. Come visto nel paragrafo precedente, nel caso studio in esame si preferisce assecondare l'esposizione della superficie, ottenendo un angolo di Azimut di circa 20° .

- Radiazione diretta: la componente della radiazione solare che incide sulla superficie perpendicolarmente ad essa;
- Radiazione diffusa: la componente della radiazione solare che viene riflessa dalle nuvole o da altre superfici e che proviene dal sole in maniera indiretta;
- Orizzonte solare: grafico che mostra le ore di luce e di ombra sulla superficie durante l'anno.

L'energia elettrica a disposizione dei consumatori dipenderà invece dall'efficienza di conversione del sistema elettronico composto da inverter e cavi. L'utilizzo del Software PVGIS consente di ottenere in output importanti valori energetici descritti di seguito. Impostando le coordinate del sito di installazione dell'impianto e la sua esposizione nei confronti dell'asse Sud, per prima cosa PVGIS genera l'orizzonte solare sulla base dei dati morfologici di cui dispone. Nel caso in cui nelle vicinanze dell'edificio siano presenti ingombri di tipo urbanistico, architettonico o di altra natura in grado di generare fenomeni di ombreggiamento, risulta opportuno intervenire manualmente per modificare e aggiornare i dati relativi all'orizzonte proposti dal software. I dati riportati in questo lavoro di tesi vengono calcolati prendendo come riferimento l'Anno Meteorologico Tipo 2020. I risultati utilizzano i dati registrati sul Database PVGIS – SARA2 dal 2005 al 2020. PVGIS offre quattro diversi database di radiazione solare con risoluzione oraria tra cui scegliere. Tre di questi, sfruttano dati ricavati dai satelliti :

- PVGIS-SARA2: Database prodotto da CM SAF in sostituzione di SARA1. Possiede dati su Europa, Africa, la maggior parte dell'Asia e parti del Sud America. I dati ricoprono un periodo di tempo pari a 15 anni, dal 2005 al 2020. Presenta una risoluzione spaziale pari a $0,05^\circ \times 0,05^\circ$ (68);
- PVGIS-SARA1: Database prodotto utilizzando l'algoritmo CM SAF . Presenta le stesse caratteristiche di PVGIS-SARA2 ma presenta dati dal 2005 al 2016 (68).
- PVGIS-NSRDB: Database risultato della collaborazione tra NREL (USA) con il database di radiazione solare NSRDB. Presenta una risoluzione temporale dal 2005 al 2015 e una risoluzione spaziale pari a $0,04^\circ \times 0,04^\circ$ (68).

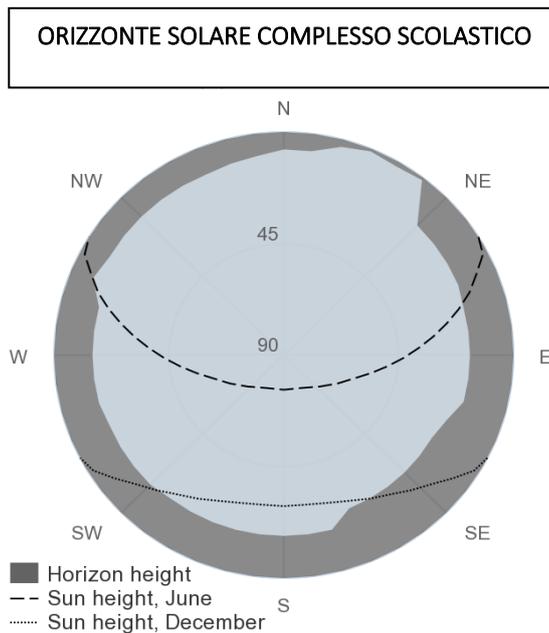


Figura 41. Orizzonte Solare visualizzato dalla copertura del Complesso Scolastico (Fonte : PVGIS (68))

La Fig.41 mostra l'orizzonte solare visualizzato dalla copertura del Complesso Scolastico. Si noti l'orbita tracciata dal Sole nel periodo di Giugno e Dicembre, rispettivamente durante il solstizio d'Estate e il solstizio di Inverno. La superficie risulta libera da ombre per la maggior parte della giornata ma fortemente penalizzata dalla sua posizione altimetrica nelle ore in prossimità di alba e tramonto, quando l'altezza solare è minore. Sebbene Ragusa si trovi su una collina, il che dovrebbe garantire l'assenza di fenomeni di ombreggiamento da cause geografiche, si dà il caso che l'edificio sia collocato in una leggera depressione morfologica come visibile in Fig.42.

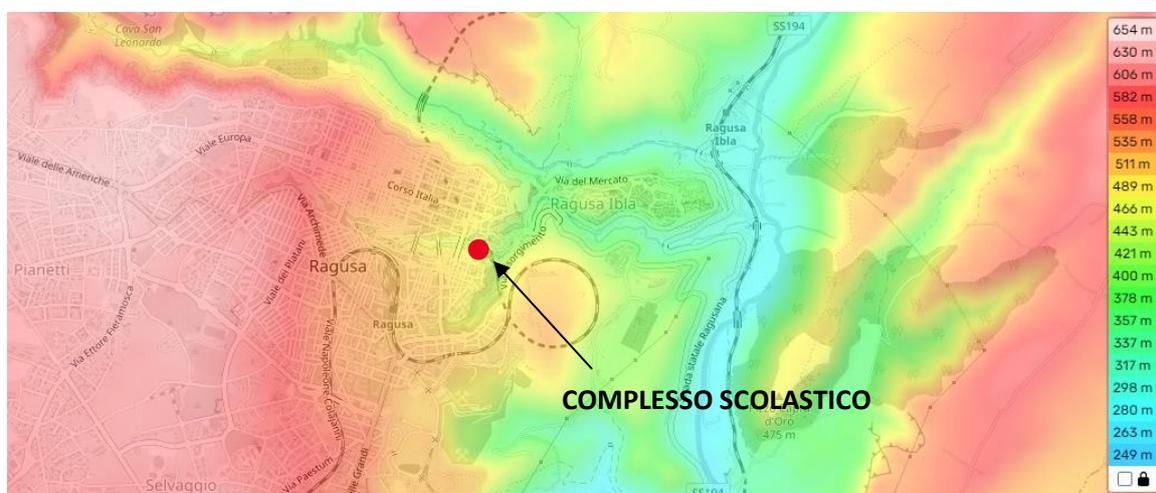


Figura 42. Posizione Altimetrica dell'edificio individuato per accogliere l'impianto fotovoltaico

La maggior parte della città di Ragusa si sviluppa su un'altitudine di circa 650 metri sul livello del mare. La superficie del complesso scolastico raggiunge "solamente" i 425 metri. La sua posizione nei confronti del promontorio fa sì che durante il tramonto e all'alba le colline limitrofe proiettino le loro ombre sull'edificio oggetto dell'intervento. L'ombra generata fortunatamente interessa solo le ore del tardo pomeriggio e in parte le prime ore della giornata, orari in cui la radiazione globale che giunge all'impianto è inferiore come visibile dal grafico in Fig.43.

La Fig.43 mostra i livelli di radiazione globale captati dalla superficie nel corso di una giornata tipo del mese di Dicembre.

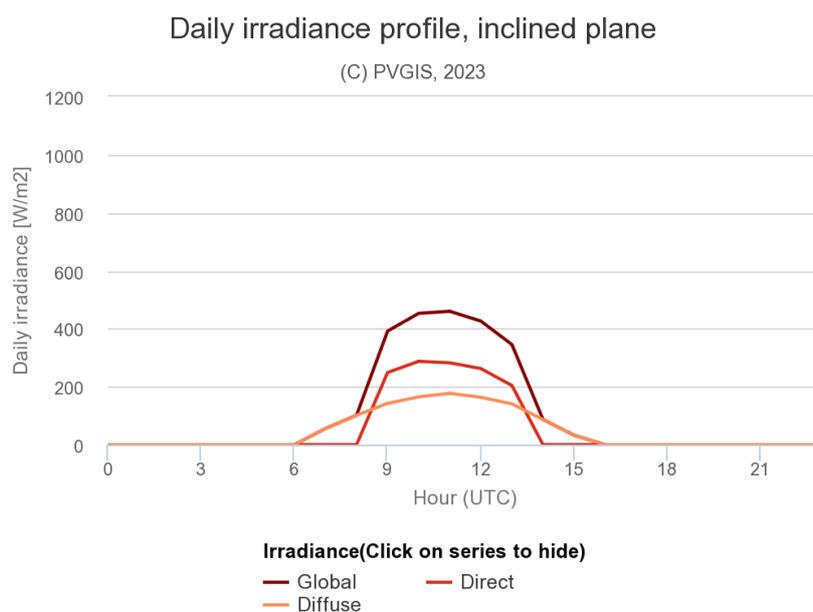


Figura 43. Grafico della Radiazione Solare captata dalla superficie nel mese di Dicembre (Fonte : PVGIS (68))

Un'attenta ispezione delle zone adiacenti alle superficie di interesse, dimostra inoltre l'assenza di ulteriori ostacoli di tipo artificiale che possano ridurre la producibilità dell'impianto. Non risulta necessario intervenire manualmente per correggere l'orizzonte solare generato da PVGIS. In Fig.41 si noti l'orbita tracciata dal sole sull'orizzonte solare durante il solstizio d'inverno, il periodo dell'anno in cui il Sole ha la minor altezza solare e si generano di conseguenza i maggiori fenomeni di ombreggiamento. La Fig.43 e la Tabella 11 mostrano i livelli di radiazione Globale, Diretta e Diffusa captati dalla superficie in una giornata tipo del mese di Dicembre.

Tabella 11. Radiazione solare Globale, Diretta e Diffusa in una giornata tipo del mese di Dicembre (Fonte : PVGIS (68))

Irradiance on a fixed plane

Time	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	56	102	392	453	460	426	345	87	33	0	0	0	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	249	287	282	262	204	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	56	101	142	165	177	163	141	87	33	0	0	0	0	0	0	0

G(i): Global irradiance on a fixed plane [W/m2].

Gb(i): Direct irradiance on a fixed plane [W/m2].

Gd(i): Diffuse irradiance on a fixed plane [W/m2].

La radiazione diretta raggiunge la superficie dalle 10:45 del mattino alle 14:45 del pomeriggio, tuttavia il contributo della radiazione diffusa, fa sì che l’impianto riceva energia solare, anche se in quantità minori, dalle 8:45 alle 16:45.

In Fig.41, si noti stavolta l’orbita tracciata dal sole sull’orizzonte solare durante il solstizio d’Estate a Giugno. I fenomeni d’ombreggiamento interessano la superficie per un arco temporale meno impattante rispetto al caso invernale, complice un numero più elevato di ore diurne. La Fig.44 e la Tabella 12 mostrano i livelli di radiazione Globale, Diretta e Diffusa captati dalla superficie durante una giornata tipo del mese di Giugno.

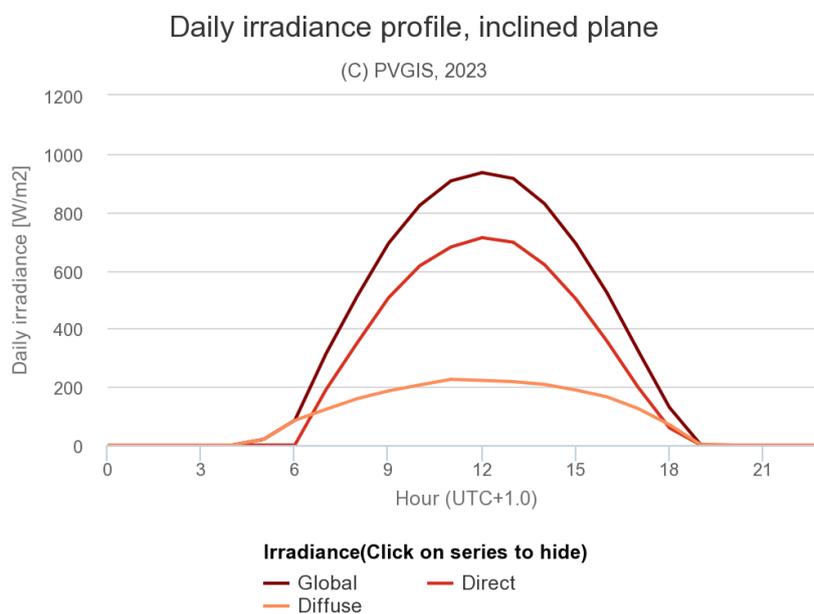


Figura 44. Grafico della Radiazione Solare captata dalla superficie nel mese di Giugno (Fonte : PVGIS)

Tabella 12. Radiazione Solare Globale, Diretta e Diffusa in una giornata tipo del mese di Giugno (Fonte :PVGIS)

Irradiance on a fixed plane

Time	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	20	85	314	511	692	822	906	935	915	828	692	522	323	129	1	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	190	351	505	615	680	712	696	619	502	356	198	59	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	20	85	123	159	186	206	225	222	217	208	189	165	125	70	1	0	0	0	0

G(i): Global irradiance on a fixed plane [W/m2].
 Gb(i): Direct irradiance on a fixed plane [W/m2].
 Gd(i): Diffuse irradiance on a fixed plane [W/m2].

La radiazione diretta raggiunge la superficie dalle 7:45 del mattino alle 18:45 del pomeriggio, tuttavia il contributo della radiazione diffusa, fa sì che l’impianto capti energia solare, se pur in quantità minori in alcune fasce orare, dalle 5:45 alle 19:45. Si noti come la radiazione solare globale captata alle 7:45 sia solo il 26,6 % di quella captata nel picco alle 12:45, dunque il calo di prestazioni, dovuto ai fenomeni di ombreggiamento, interessa circa 3 ore diurne su un totale di 14 ore e 45 minuti.

Il grafico in Fig.45 illustra i dati mensili di radiazione globale captati dalla superficie oggetto di intervento.

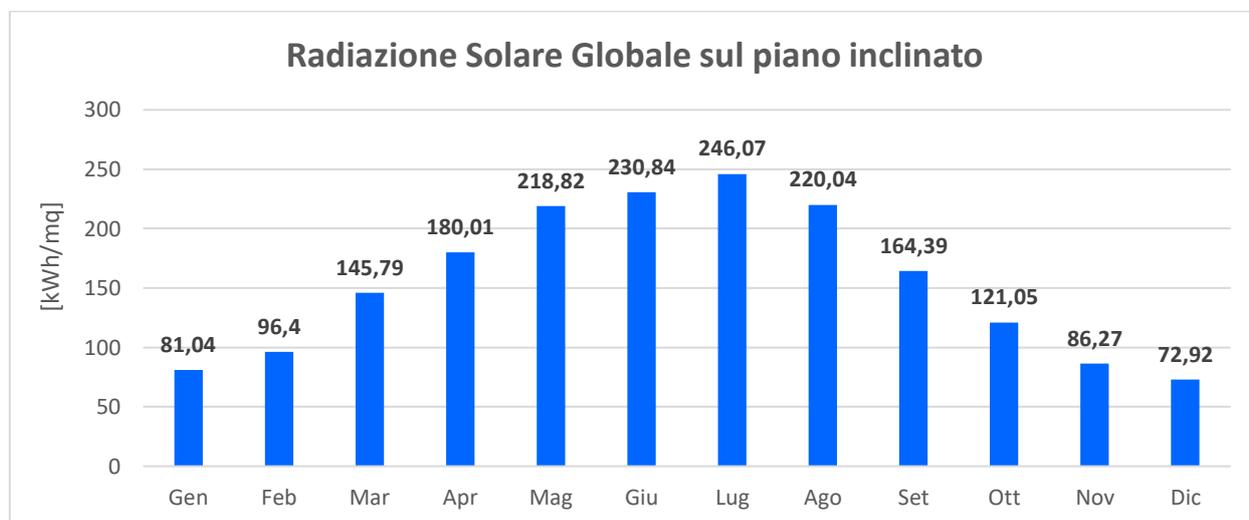


Figura 45. Radiazione Solare Globale Mensile sul piano inclinato (Fonte : PVGIS (68))

La quantità di radiazione solare globale di cui gode l’impianto presenta delle grandi fluttuazioni stagionali. Nel mese di Luglio è possibile captare i valori più alti di radiazione solare, 246,07 kWh/m². Nel mese di Dicembre viene captato il valore più basso, 72,92 kWh/m², solo il 30 % di quella captata nel mese estivo. Complessivamente l’impianto gode di una radiazione solare globale annuale di 1863,64 kWh/m².

Inserendo le caratteristiche principali del modulo fotovoltaico, il software PVGIS è in grado di generare i valori di energia elettrica prodotti dall’impianto oggetto di studio. Ricevuti in input la posizione geografica, l’angolo di tilt, l’angolo di azimut e la tipologia di modulo, PVGIS genera i risultati illustrati in Fig.46.

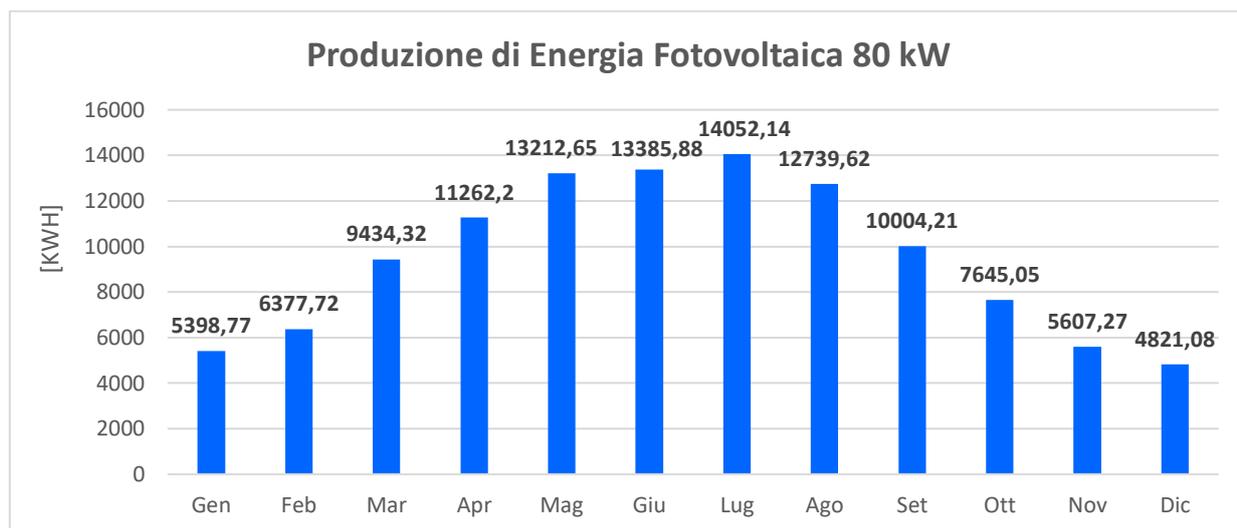


Figura 46. Produzione di Energia Elettrica dall'Impianto Fotovoltaico (Fonte : PVGIS (68))

L'immagine rappresenta la quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico mese per mese nel corso dell'anno. Si ricorda che il risultato si basa sui dati meteorologici dell'anno meteorologico tipo 2020. Il calcolo condotto da PVGIS tiene conto delle perdite di sistema e non solo. L'imperfetta efficienza di conversione dell'energia fotovoltaica in energia elettrica dell'inverter genera perdite pari al 14 %. Altri fattori di variazione della produzione elettrica sono da imputare ai seguenti fenomeni:

- Angolo di incidenza non ottimale. La non perpendicolarità dei raggi solari sulla superficie dei moduli riduce la quantità di energia fotovoltaica prodotta. Nel caso in esame genera una perdita del 2,56 % ;
- Spectral Effects : generano una variazione percentuale della produzione elettrica del + 0,53 % ;
- Effetto della Temperatura e della scarsa radiazione solare: causano complessivamente una perdita di energia elettrica prodotta del 9,29 % .

Tenendo conto di tutte le perdite e i fenomeni appena elencati, PVGIS calcola una riduzione nella produzione di energia elettrica totale pari al 23,58 % rispetto all'energia fotovoltaica che i moduli sarebbero in grado di generare in condizioni ottimali (68). L'impianto produce complessivamente 113 940,9 kWh di energia elettrica nel corso di un anno tipo. Il picco di produzione viene raggiunto nel mese di Luglio con 14 052,14 kWh di energia elettrica prodotta in un mese. Durante la stagione invernale si registrano i livelli più bassi di produzione, il minimo viene raggiunto a Dicembre con una produzione pari a 4 821,08 kWh di energia elettrica prodotta. Si ottiene quindi un'oscillazione stagionale della produzione pari al 34,30 %. Dal momento che i risultati ottenuti sono stati valutati da PVGIS sulla base di un anno meteorologico tipo, il Software restituisce anche un altro importante parametro, ovvero la fluttuazione annua di produzione di energia elettrica. La fluttuazione annua calcolata da PVGIS risulta 2 850,33 in positivo e in negativo. Ulteriore effetto di variazione

nella produzione annua di energia elettrica è da attribuire al graduale degradamento delle specifiche elettriche dei moduli fotovoltaici e quindi della loro efficienza di conversione; tale fenomeno causa una diminuzione annua della producibilità dello 0,5 % rispetto all'anno precedente di attività.

Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico era stato effettuato sulla base di stime approssimative per riuscire a produrre energia elettrica sufficiente a soddisfare il fabbisogno dei membri della CER durante le ore in fascia F1 dell'anno solare. Partendo dal dimensionamento iniziale, il layout studiato sull'edificio del complesso scolastico di Via Carmine ha generato come risultato una produzione di energia elettrica pari a 113 940,9 kWh annuali, di poco superiore ai 105 MWh annuali che si intendeva soddisfare. Il valore leggermente più alto è anche dovuto ai 4 kWp di potenza di generazione aggiuntiva che sono stati installati. Il risultato ottenuto è da ritenersi soddisfacente ed in linea con le aspettative dello studio di dimensionamento effettuato. A questo punto è importante analizzare che percentuali di autoconsumo è possibile ottenere con questo impianto e di conseguenza i benefici economici che è la CER può ottenere.

5.5.4. Curve di produzione e di carico

La stima della produzione energetica del sistema configurato, in teoria potrebbe soddisfare i fabbisogni energetici in fascia F1 della comunità. Il mismatch temporale tra la produzione di energia elettrica e i consumi dei membri gioca tuttavia un ruolo fondamentale nel calcolo dell'autoconsumo energetico virtuale e dell'autosufficienza della comunità e dei singoli membri. Partendo dal presupposto che la configurazione attuale non prevede l'installazione di nessun sistema di accumulo energetico, per massimizzare le percentuali di autoconsumo e di autosufficienza è necessario che ci sia contemporaneità tra la produzione di energia dell'impianto e i consumi energetici delle utenze della CER. Tutta l'energia in eccesso non condivisa, verrà semplicemente venduta alla rete senza essere oggetto di incentivazione. La condivisione dell'energia si ottiene quando i prelievi energetici dei membri vengono effettuati contemporaneamente, su base oraria, alla produzione di energia da parte dell'impianto. Massimizzare la percentuale di energia condivisa permette di massimizzare il beneficio economico percepibile dalla Comunità e di ridurre il tempo di ritorno dell'investimento.

I dati forniti dai membri permettono una valutazione annuale dei consumi. Si dispone di bollette di energia elettrica solo di alcuni mesi dell'anno per ogni membro. Ciò significa che, anche conoscendo i valori di consumo energetico annuali non è possibile risalire in maniera precisa alla distribuzione mensile dei prelievi energetici. Non disponendo di questi dati, né tantomeno dell'andamento giornaliero dei consumi energetici, ci si avvale del simulatore RECON progettato da ENEA. Si tratta di una piattaforma in grado di simulare i

risultati energetici ed economici di gruppi di autoconsumatori collettivi, di comunità energetiche rinnovabili che utilizzino impianti fotovoltaici. A seconda della tipologia di configurazione selezionata, RECON è in grado di valutare l'incidenza degli incentivi MiSE e della restituzione degli oneri come previsto dall'Art.42 bis del DL162/2019 coordinato dalla Legge n°8/2020 (69). La piattaforma, avvalendosi dei profili di prelievo standard proposti dal GSE e valutati per diverse tipologie di consumatore, è in grado di simulare mese per mese l'andamento dei prelievi energetici nelle diverse fasce orarie partendo dai valori di consumo annuali del membro. Oltre che sui valori dei consumi energetici, la curva di carico sviluppata da RECON si basa sulla metratura delle superfici da riscaldare e raffrescare, sulla tipologia di riscaldamento utilizzato e sulla qualità dell'involucro degli edifici oggetto di analisi. Per ogni utenza è stato selezionato il riscaldamento elettrico o a gas naturale a seconda dei casi, il raffrescamento totalmente elettrico quando presente, la tipologia di involucro scelta per tutte le abitazioni varia da discreta a buona, trattandosi di edifici di costruzione datata. Prodotta una stima della curva di carico dei membri della comunità, questa viene confrontata con la curva di produzione dell'impianto di energia rinnovabile. Di seguito vengono illustrati i risultati ottenuti dalla simulazione RECON e confrontati con la curva di produzione di energia elettrica ottenuta con PVGIS. Vengono inseriti i consumi annuali di ogni membro e le percentuali di quei consumi in fascia F1. Le Fig.47-48 mostrano i valori a confronto della curva di carico dei membri e della curva di produzione dell'impianto fotovoltaico.

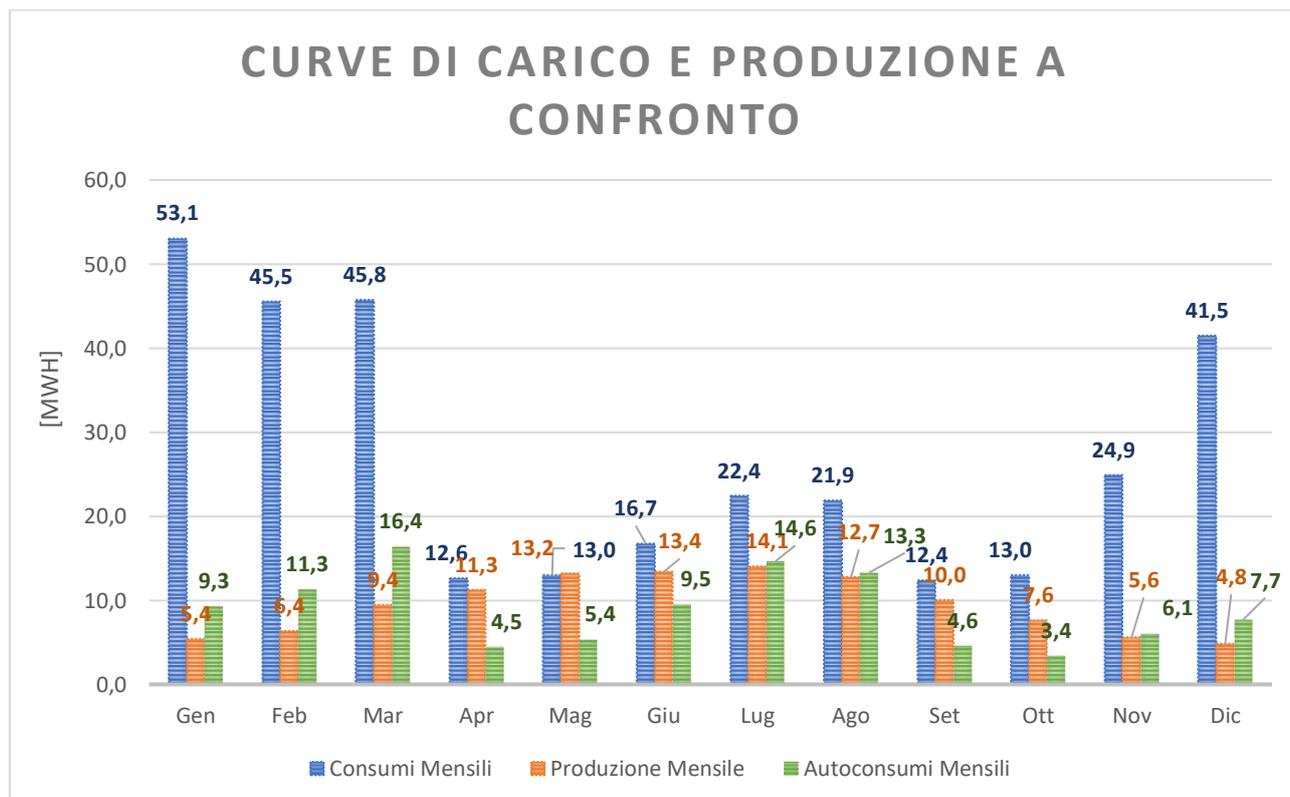


Figura 47. Produzione fotovoltaica e consumi a confronto (68) (69)

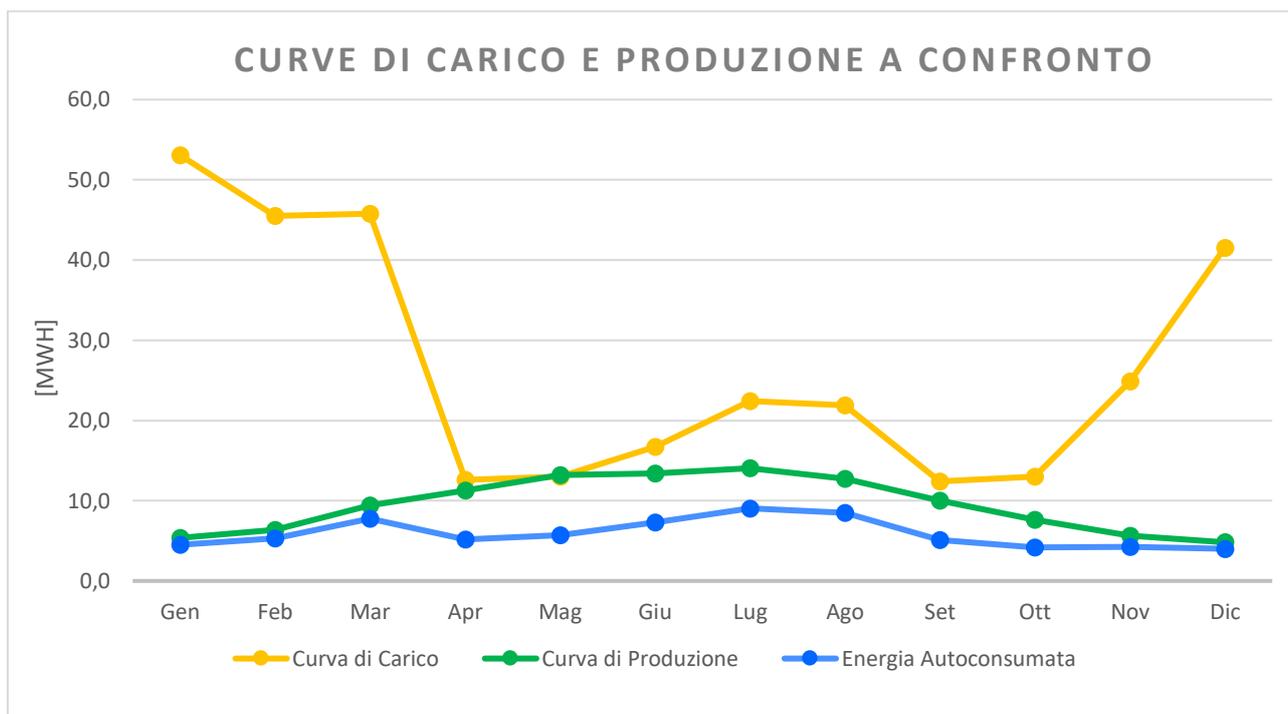


Figura 48. Curva di Carico e Curva di Produzione a Confronto (68) (69)

La curva di carico ottenuta da RECON presenta delle importanti fluttuazioni stagionali attribuendo consumi più elevati per il riscaldamento delle abitazioni piuttosto che per il loro raffrescamento estivo. Sebbene l'impianto risulti dimensionato per soddisfare il fabbisogno energetico annuale in fascia F1 della comunità, non si è tenuto conto finora dell'effetto della stagionalità che influenza i consumi così come la produzione di energia elettrica. Si noti come i consumi attraversino una fase di picco durante la stagione invernale, in netta contrapposizione con la producibilità dell'impianto. Di contro, la stessa situazione, a parti invertite si verifica durante la stagione estiva. Nel mese di Aprile, Maggio e Settembre, la curva di produzione si trova in prossimità della curva di carico, ottenendo tuttavia un valore di energia autoconsumata inferiore rispetto agli altri periodi dell'anno. Questo effetto è da attribuire al mancato sincronismo giornaliero tra produzione e consumo energetico. Il discorso appena spiegato mediante i grafici può risultare più chiaro guardando i valori riportati in Tabella 13 .

Tabella 13. Valori energetici e percentuali di Autoconsumo e Autosufficienza (69) (68)

	[MWh]			AUTOCONSUMO	AUTOSUFFICIENZA
	CONSUMI MENSILI	PRODUZIONE MENSILE	ENERGIA AUTOCONSUMATA		
GENNAIO	53,1	5,4	4,5	84%	9%
FEBBRAIO	45,5	6,4	5,3	84%	12%
MARZO	45,8	9,4	7,8	82%	17%

APRILE	12,6	11,3	5,1	46%	41%
MAGGIO	13,0	13,2	5,7	43%	44%
GIUGNO	16,7	13,4	7,3	54%	44%
LUGLIO	22,4	14,1	9,0	64%	40%
AGOSTO	21,9	12,7	8,5	66%	39%
SETTEMBRE	12,4	10,0	5,1	51%	41%
OTTOBRE	13,0	7,6	4,2	55%	32%
NOVEMBRE	24,9	5,6	4,2	76%	17%
DICEMBRE	41,5	4,8	4,0	83%	10%
TOTALE	322,8	113,9	70,9	62%	22%

Nei mesi invernali si raggiungono percentuali di autoconsumo molto elevate, la curva di carico è così elevata rispetto alla curva di produzione da ottenere come risultato che l'energia elettrica prodotta dall'impianto venga assorbita in grosse percentuali dalle utenze. Di contro, nei mesi estivi la produzione fotovoltaica aumenta ma i consumi sono molto bassi e non riescono ad assorbire gran parte dell'energia elettrica prodotta. Vengono quindi generate delle eccedenze di energia che non godranno dell'incentivazione.

Mediante la profilazione compiuta dalla piattaforma RECON, sono stati stimati 142,104 MWh di consumi elettrici diurni. Il dato indica la quantità di consumi energetici che la comunità effettua durante le ore in cui vi è sincronismo con la produzione di energia fotovoltaica. Il dato ottenuto differisce dalla totalità dei consumi annuali in fascia F1 utilizzati nei paragrafi precedenti per dimensionare l'impianto. A fronte di una produzione di energia elettrica annuale di 113,9 MWh, la comunità consuma virtualmente e quindi condivide 70,9 MWh, il 62 % del totale (69). La percentuale di autosufficienza energetica raggiunta dalla comunità è del 22 %. Il calcolo eseguito da RECON tiene conto delle fluttuazioni energetiche stagionali e giornaliere dei consumi.

Si ricorda che l'energia condivisa concorre al calcolo dell'incentivo GSE e della valorizzazione ARERA. I 43 MWh di energia in eccedenza, non condivisi, vengono semplicemente venduti alla Rete Nazionale (ad esempio con il meccanismo del Ritiro Dedicato) senza godere di alcun incentivo. Per questo motivo massimizzare la percentuale di energia condivisa permette di massimizzare i ricavi ottenibili dalla CER e di conseguenza di ridurre i tempi di ritorno dell'investimento. Il singolo membro ha la capacità di influenzare i risultati decidendo, ad esempio, di concentrare la maggior parte dei suoi consumi nelle ore in cui l'impianto produce energia. Il fenomeno dello shifting dei consumi produrrebbe una diversa concentrazione dei consumi, spostandoli dalle ore notturne alle ore diurne della giornata. Per far questo è possibile integrare delle app di monitoraggio che

inviino notifiche al consumatore indicando gli orari più opportuni in cui concentrare i consumi dell'utenza. Il dimensionamento stesso dell'impianto influenza le percentuali di autoconsumo che la comunità è in grado di ottenere, un impianto più piccolo incrementerebbe la percentuale di condivisione a scapito però della percentuale di autosufficienza. Questa ultima considerazione in particolare sarà oggetto di analisi di sensitività al capitolo 6.

5.6. Benefici Ambientali

Il ricorso a fonti di energia rinnovabile genera immediati benefici ambientali siano essi diretti o indiretti. Come diretta conseguenza, l'utilizzo di energia fotovoltaica, seppur virtualmente, riduce i prelievi di energia elettrica prodotta con le fonti fossili tradizionali. Un utile indicatore per quantificare il risparmio di combustibile derivante dall'impiego di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente permette di individuare le Tonnellate di Petrolio Equivalenti (TEP) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia mediante l'utilizzo di processi industriali tradizionali come ad esempio la tecnologia del TurboGas. Moltiplicando il coefficiente TEP per la produzione di energia fotovoltaica si ottiene la quantità di TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica. Il coefficiente utilizzato proviene dalla Delibera EEN 3/08, art.2.

Tabella 14. TEP Risparmiate

RISPARMIO DI COMBUSTIBILE IN	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP Risparmiate in un anno di attività	21,31
TEP Risparmiate in 20 anni di attività	406

Come mostrato in Tabella 14, con una produzione di energia fotovoltaica di 113,9 MWh è possibile evitare 21,31 TEP nel primo anno di attività e ben 406 TEP dopo 20 anni. Il calcolo tiene ovviamente conto del degradamento di producibilità nel corso degli anni.

Oltre ai risultati energetici appena citati, meritano menzione i benefici ambientali indiretti. Il ricorso all'energia rinnovabile, a scapito di quella fossile, permette la riduzione di emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti e climalteranti.

Tabella 15. Emissioni Evitate in Atmosfera (Fonte : Rapporto Ambientale Enel 2013 (70))

EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA DI	CO ₂	SO ₂	NO _x	POLVERI
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	391	0,923	0,771	0,387
Emissioni evitate in un anno [kg]	44550,90	103,93	88,475	55,28
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	849937	2006	1675	829

La Tabella 15 mostra i benefici ambientali ottenuti. I coefficienti di emissioni specifiche utilizzati per il calcolo sono stati pubblicati dal Rapporto Ambientale Enel 2013 e si riferiscono alla produzione termoelettrica semplice e combinata con calore (70).

5.7. Analisi Economica

Verificata la fattibilità tecnica, l'analisi economica rappresenta lo strumento essenziale per quantificare i parametri economici della comunità. In questo paragrafo verranno utilizzati i risultati dell'analisi energetica appena svolta per quantificare i ricavi monetari della Comunità Energetica Rinnovabile e valutare la convenienza economica della configurazione. L'analisi quantifica i costi di investimento e i costi operazionali nella prima parte, i ricavi ottenuti dal ritiro dedicato e dall'incentivazione dell'energia condivisa nella seconda parte.

5.7.1. Costi dell'investimento

L'individuazione dei costi di ogni singolo componente risulta complicata, ogni prezzo dipende dalla qualità dei materiali scelti e dagli accordi commerciali con le aziende rivenditrici. Trattandosi di un impianto di grosse dimensioni, il costo di ogni singola voce deve essere opportunamente preventivato dalle aziende. Per questo motivo nella Tabella 16 il costo delle diverse voci è stato stimato partendo da prodotti trovati sul mercato. Si precisa che l'analisi dei costi non tiene conto degli eventuali ribassi di cui si potrebbe beneficiare sfruttando l'effetto scala.

Tabella 16. Elenco dei Costi di investimento

Componente	Quantità	Costo Unitario	Costo unitario + IVA 10 %	Costo unitario + IVA al 22 %	Costo TOTALE iva inclusa
Moduli	200	209,92 € (71)	230,91 €		46182,40 €
Zavorre	225	60,95 € (72)	67,05 €		15085,33 €
Morsetti	450	0,50 €	0,55 €		247,50 €
Inverter	4	3500,00 € (71)	3850 €		15400,00 €
Altro					4614,91 €
SubTotale Impianto					81530,14 €
Costi di installazione		8153,01 €		9946,68 €	9946,68 €
Spese di progettazione e collaudo		7495,00 € (73)		9143,90 €	9143,90 €
Smart Meter	33	150 €		183,00 €	6039,00 €

Costi di pratica Iter Ordinario	200 €	244 €	244,00 €
Costi ENEL per allaccio impianti	200 €	244 €	244,00 €
Totale Investimento			107147,72 €

I componenti dell'impianto godono dell'IVA agevolata al 10 %. L'installazione dei moduli prevede il loro fissaggio su delle zavorre poste ai lati del pannello. Nel bordo adiacente tra due moduli è necessaria una sola zavorra. Il numero dei morsetti è stato quantificato seguendo la stessa logica, sono necessari 4 morsetti per fissare un solo modulo fotovoltaico, ma i morsetti centrali tra due moduli adiacenti ne fissano due contemporaneamente. Gli inverter scelti sono 4 STP 20 kW della SMA. I costi di installazione da attribuire alla manodopera e i costi di progettazione e collaudo sono stati calcolati mediante un programma che permette la quantificazione degli onorari professionali. La piattaforma è consultabile al sito professionearchitetto.it (73). Una corretta analisi dei flussi energetici in entrata ed in uscita dalla Comunità prevede l'installazione di smart meters in grado di monitorare e comunicare in maniera intelligente i consumi rilevati da ciascun POD facente parte della configurazione.

Le ultime due voci si riferiscono ai costi di gestione della pratica mediante il portale E-distribuzione e ai costi di allaccio alla rete elettrica nazionale. Entrambe dipendono dalla taglia dell'impianto. Sebbene il Regolamento Comunale citato nei capitoli precedenti, abbia reso meno stringenti i vincoli pendenti sul borgo, la pratica di connessione verrà effettuata in Iter Ordinario. Il costo per la richiesta del preventivo in Iter Ordinario risulta (74):

- 30 euro + IVA per potenze installata fino a 6 kW;
- 50 euro + IVA per potenze installate comprese tra 6 kW e 10 kW;
- 100 euro + IVA per potenze installate comprese tra 10 kW e 50 kW;
- 200 euro + IVA per potenze installate comprese tra 50 kW e 100 kW;
- 500 euro + IVA per potenze installate comprese tra 100 kW e 500 kW;
- Fino ad arrivare a 2500 euro + IVA per potenze installate maggiori di 1000 kW.

Simile andamento per il costo di allaccio alla rete elettrica nazionale:

- 100 euro + IVA per impianti fotovoltaici con potenza fino a 50 kW;
- 200 euro + IVA per impianti con potenza compresa tra 50 kW e 100 kW;
- 500 euro + IVA per impianti con potenza compresa tra 100 kW e 500 kW;
- Fino ad arrivare a 2500 euro + IVA per impianti con potenza maggiore di 1000 kW.

Il costo totale dell'investimento ammonta a € 107 147,72. Non sono incluse nell'offerta gli eventuali costi di progettazione e posa in opera della linea vita. Il costo dei moduli fotovoltaici rappresenta solo il 43 % dell'investimento totale. Si ottiene quindi un costo di

installazione di 1 339,00 €/kWp. L'investimento sarà del tutto a carico dei membri della comunità. La quota di partecipazione all'investimento sarà oggetto di analisi di sensitività nel capitolo 6.2..

5.7.2. Analisi dei Costi Annuali

Questo paragrafo analizza i costi annuali che la comunità deve affrontare durante la sua attività. I costi, visibili in Tabella 17 comprendono diverse voci. L'affidamento a terzi della gestione della comunità non è obbligatoria ma fortemente consigliata per il tipo di configurazione del caso studio. I membri sono molteplici e soprattutto con una distribuzione eterogenea dei consumi. Il gestore della Comunità energetica è anche in grado di implementare diversi meccanismi di suddivisione degli incentivi. L'analisi dei flussi monetari è agevolata dalla registrazione dei consumi svolta mediante l'utilizzo degli smart meters. Il panorama delle offerte proposte dalle piattaforme di gestione risulta ancora acerbo e non pienamente sviluppato. I pochi dati reperibili sul mercato non vengono resi pubblici e risulta quindi difficile quantificare in maniera esatta l'ammontare dei costi di gestione della comunità energetica. Per questo motivo le spese di gestione possono essere solo stimate. Per il caso studio in esame si ipotizza che i costi di gestione vengano calcolati come il 10 % dei ricavi ottenuti dalla Comunità per mezzo del Ritiro Dedicato. La scelta trova conferma in alcune informazioni non ufficiali ottenute da alcune piattaforme privatamente.

Tabella 17. Analisi dei Costi Annuali

	Costo Unitario	Unità di misura	Costo Totale
Costi di gestione	10% del Ritiro Dedicato	€	Variabile
Costi assicurativi	€ 25,00 (75)	€/kWp	€ 2.000,00
Costi GSE Fisso	€ 30,00 (44)	€/Impianto	€ 30,00
Costo GSE Variabile	€ 1,00 (44)	€/kWp	€ 80,00
Costo GSE per ogni POD connesso	€ 4,00 (44)	€/membro	€ 136,00
Costi di manutenzione ordinaria	€ 8,00 (75)	€/kWp	€ 640,00
Costo di cessione di diritto di superficie	€ 1,00	€/m ²	€ 750,00
Costi amministrativi	€ 600,00	€	€ 600,00
Totale Costi Annuali		€/anno	€ 4.236,00

Alla voce di gestione vengono di seguito aggiunti i costi assicurativi, i costi annuali GSE, i costi di manutenzione ordinaria comprensivi dell'attività di pulizia dei moduli fotovoltaici, i costi della ricompensa monetaria da garantire al Comune per la cessione di diritto di

superficie, infine i costi amministrativi. Quest'ultimi sono stati aggiunti dal momento che la CER, in quanto modello giuridico, necessita di una gestione amministrativa e finanziaria. Il totale dei costi annuali che la CER deve affrontare ogni anno ammontano € 4236,00. Questo valore non tiene ancora conto dei costi di gestione, che variano di anno in anno e verranno calcolati sulla base dei flussi di cassa annuali sviluppati nel prossimo paragrafo. La loro variazione è da attribuire al meccanismo scelto per la loro quantificazione. Dal momento che la producibilità dell'impianto diminuisce nel tempo, in egual modo ci si aspetta una diminuzione dei ricavi annuali ottenuti dalla Comunità per mezzo del Ritiro Dedicato e dei contributi GSE e ARERA. L'assicurazione, sebbene sia la voce che grava maggiormente sul totale ottenuto, pur essendo facoltativa, è fortemente consigliata per impianti di questa taglia. La copertura assicurativa protegge dalle perdite economiche provocate dai guasti elettrici e meccanici; prevede una copertura dei costi di manutenzione straordinaria e un rimborso per i ricavi monetari andati perduti a causa della mancata produzione di energia elettrica.

All'importo totale calcolato devono essere aggiunti, all'occorrenza, i costi da attribuire alla manutenzione straordinaria per eventuali guasti e per la sostituzione degli inverter. Viene stimata una vita utile degli inverter di 11 anni; per questo motivo i costi di sostituzione degli inverter nei flussi di cassa a seguire vengono considerati all'11° anno di attività dell'impianto.

5.7.3. Quantificazione dei Ricavi

I ricavi della comunità sono il risultato del Ritiro Dedicato dell'energia immessa in rete, dell'incentivo GSE e della Valorizzazione ARERA di cui gode l'energia condivisa. Il ricavo da Ritiro dedicato è direttamente proporzionale alla quantità di energia prodotta che viene immessa in rete. Dal momento che nella configurazione di studio non vi è alcun autoconsumo fisico, l'energia elettrica prodotta dall'impianto viene interamente immessa nella Rete Elettrica Nazionale. I principali parametri economici sono illustrati in Tabella 18. Questi sono stati ottenuti sulla base delle leggi attuative attuali e risultano temporanei in attesa di nuovi decreti.

Tabella 18. Parametri Economici per la quantificazione dei ricavi

ENERGIA CONDIVISA		ENERGIA PRELEVATA	ENERGIA IMMESSA
<i>INCENTIVO [€/kWh]</i>	<i>Valorizzazione ARERA [€/kWh]</i>	<i>Tariffa acquisto [€/kWh]</i>	<i>Pr. Zonale medio [€/kWh]</i>
€ 0,11	€ 0,009	€ 0,28	€ 0,08

In quanto trattasi di una comunità energetica rinnovabile, l'incentivo riconosciuto dal GSE per l'energia condivisa ammonta a 0,11 €/kWh, inoltre ARERA riconosce una

valorizzazione aggiuntiva di circa 0,009 €/kWh dell'energia condivisa per le perdite di rete evitate grazie alla condivisione.

A titolo esemplificativo si illustrano i risultati inerenti il primo anno di attività. Si riportano i dati ottenuti dall'analisi energetica condotta al paragrafo 5.5..

Tabella 19. Risultati Energetici

ENERGIA IMMESSA IN RETE	ENERGIA CONDIVISA
113 940,9 kWh	70 885,5 kWh

Sulla base dei valori riportati in Tabella 19 si calcolano le seguenti voci monetarie per il primo anno di attività della Comunità Energetica Rinnovabile di Ibla. Il Ricavo da Ritiro dedicato viene ottenuto moltiplicando la quantità di energia immessa in rete per la tariffa di acquisto. La vendita di energia alla Rete Nazionale può essere effettuata mediante due metodologie:

- Prezzo Zonale Orario : Soggetto a variazioni giornaliere e stagionali.
- Prezzo Minimo Garantito : tariffa fissa, soggetta ad eventuali variazioni annuali.

Nel caso studio in esame viene considerato una vendita al prezzo zonale medio assunto pari a 0,08 €/kWh come illustrato in Tabella 18. La quota di energia condivisa viene poi moltiplicata per l'incentivo GSE per ottenere il Ricavo da Incentivo. La stessa quota energetica viene moltiplicata per la tariffa della valorizzazione ARERA per ottenere la terza voce di ricavo.

Tabella 20. Risultati Economici del primo anno di attività

RICAVO DA RID	RICAVO DA INCENTIVO	RICAVO DA VALORIZZAZIONE ARERA	TOTALE RICAVI
€ 9.115,27	€ 7.797,40	€ 637,969	€ 17.550,64

Al ricavo totale così ottenuto devono essere sottratti i costi annuali di gestione e manutenzione della Comunità. I flussi di cassa che seguono vengono sviluppati per un periodo di attività stimato dell'impianto di 20 anni. I ricavi annuali ottenuti sono soggetti a decrementi a causa del degradamento della producibilità elettrica. La Tabella 21 illustra i flussi di cassa cumulati a partire dall'anno zero.

Tabella 21. Risultati dell'analisi economica - Flussi di cassa

ANNO	ENERGIA IMMESSA IN RETE [KWH]	ENERGIA CONDIVISA [KWH]	COSTI DI INVESTIMENTO	RICAVI NETTI DA ENERGIA	COSTI ANNUALI	FLUSSI DI CASSA CUMULATI
0			-€ 107.147,72			
1	113940,91	70885,47		€ 17.550,64	-€ 5.143,53	-€ 94.740,60
2	113371,21	70531,05		€ 17.462,89	-€ 5.138,97	-€ 82.416,68
3	112804,35	70178,39		€ 17.375,58	-€ 5.134,43	-€ 70.175,54
4	112240,33	69827,50		€ 17.288,70	-€ 5.129,92	-€ 58.016,76
5	111679,13	69478,36		€ 17.202,26	-€ 5.125,43	-€ 45.939,94
6	111120,73	69130,97		€ 17.116,24	-€ 5.120,97	-€ 33.944,66
7	110565,13	68785,31		€ 17.030,66	-€ 5.116,52	-€ 22.030,52
8	110012,30	68441,39		€ 16.945,51	-€ 5.112,10	-€ 10.197,11
9	109462,24	68099,18		€ 16.860,78	-€ 5.107,70	€ 1.555,97
10	108914,93	67758,68		€ 16.776,48	-€ 5.103,32	€ 13.229,13
11	108370,35	67419,89	-€ 15.400,00	€ 16.692,60	-€ 5.098,96	€ 9.422,76
12	107828,50	67082,79		€ 16.609,13	-€ 5.094,63	€ 20.937,27
13	107289,36	66747,38		€ 16.526,09	-€ 5.090,31	€ 32.373,04
14	106752,91	66413,64		€ 16.443,46	-€ 5.086,02	€ 43.730,47
15	106219,15	66081,57		€ 16.361,24	-€ 5.081,75	€ 55.009,96
16	105688,05	65751,16		€ 16.279,43	-€ 5.077,50	€ 66.211,89
17	105159,61	65422,41		€ 16.198,04	-€ 5.073,28	€ 77.336,65
18	104633,81	65095,30		€ 16.117,05	-€ 5.069,07	€ 88.384,62
19	104110,65	64769,82		€ 16.036,46	-€ 5.064,89	€ 99.356,20
20	103590,09	64445,97		€ 15.956,28	-€ 5.060,72	€ 110.251,75

Nella prima colonna, l'energia elettrica prodotta diminuisce di anno in anno con un coefficiente di degradamento dello 0,5 %. Per semplicità, la degradazione dell'energia condivisa è stata stimata in egual modo. La colonna relativa ai costi di investimento presenta solo due voci di costo: all'anno zero la quota dell'investimento totale, all'11° anno di attività i costi di manutenzione straordinaria per la sostituzione degli inverter. Il calcolo dei flussi di cassa conduce ai risultati mostrati nell'ultima colonna. La visualizzazione dei valori ottenuti viene agevolata per mezzo del grafico in Fig.49.

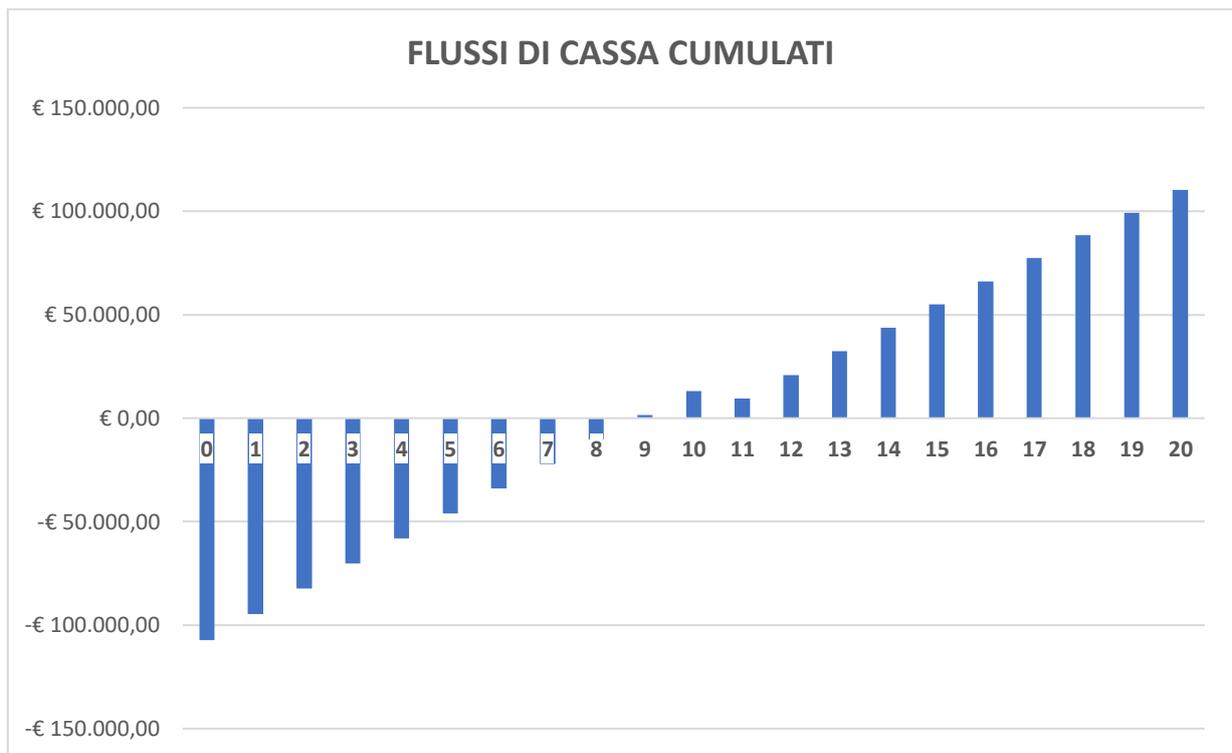


Figura 49. Grafico dei flussi di cassa cumulati

I flussi di cassa della Comunità Energetica diventano positivi nel corso del 8° anno di attività. Il flusso di cassa ottenuto alla fine dell'11° anno di attività presenta un valore più basso del precedente a causa dei costi della manutenzione straordinaria.

Il Valore Attuale Netto (VAN) ottenuto al 20° anno di attività è pari a € 110 251,75, il quale si traduce in un rendimento finale dell'investimento del 102,9 %.

L'attualizzazione dei ricavi permette di ottenere dei dati più realistici che tengano conto dell'inflazione negli anni. Si implementa su un foglio di calcolo la formula che segue.

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

Dove:

- n è la vita utile dell'impianto;
- I è l'investimento iniziale;
- R_t sono i ricavi netti all'anno t;
- i è il tasso di sconto. I risultati vengono calcolati assumendo questo valore uguale a 2 %, 4 % e 6 %.

La Tabella 22 illustra i risultati ottenuti.

Tabella 22. Flussi di Cassa Attualizzati

ANNO	COSTI DI INVESTIMENTO	RICAVIDI NETTI DA ENERGIA	COSTI ANNUALI	FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI CUMULATI		
				TASSO AL 2 %	TASSO AL 4 %	TASSO AL 6 %
0	-€ 107.147,72			-€ 107.147,72	-€ 107.147,72	-€ 107.147,72
1		€ 17.550,64	-€ 5.143,53	-€ 94.983,88	-€ 95.217,80	-€ 95.442,89
2		€ 17.462,89	-€ 5.138,97	-€ 83.138,51	-€ 83.823,64	-€ 84.474,65
3		€ 17.375,58	-€ 5.134,43	-€ 71.603,41	-€ 72.941,31	-€ 74.196,75
4		€ 17.288,70	-€ 5.129,92	-€ 60.370,58	-€ 62.547,94	-€ 64.565,86
5		€ 17.202,26	-€ 5.125,43	-€ 49.432,23	-€ 52.621,67	-€ 55.541,35
6		€ 17.116,24	-€ 5.120,97	-€ 38.780,77	-€ 43.141,63	-€ 47.085,16
7		€ 17.030,66	-€ 5.116,52	-€ 28.408,79	-€ 34.087,86	-€ 39.161,57
8		€ 16.945,51	-€ 5.112,10	-€ 18.309,09	-€ 25.441,30	-€ 31.737,14
9		€ 16.860,78	-€ 5.107,70	-€ 8.474,63	-€ 17.183,74	-€ 24.780,51
10		€ 16.776,48	-€ 5.103,32	€ 1.101,42	-€ 9.297,77	-€ 18.262,28
11	-€ 15.400,00	€ 16.692,60	-€ 5.098,96	-€ 1.959,90	-€ 11.770,32	-€ 20.267,43
12		€ 16.609,13	-€ 5.094,63	€ 7.119,21	-€ 4.578,39	-€ 14.545,07
13		€ 16.526,09	-€ 5.090,31	€ 15.959,43	€ 2.289,64	-€ 9.183,54
14		€ 16.443,46	-€ 5.086,02	€ 24.566,95	€ 8.848,27	-€ 4.160,13
15		€ 16.361,24	-€ 5.081,75	€ 32.947,77	€ 15.111,37	€ 546,40
16		€ 16.279,43	-€ 5.077,50	€ 41.107,77	€ 21.092,17	€ 4.956,00
17		€ 16.198,04	-€ 5.073,28	€ 49.052,66	€ 26.803,32	€ 9.087,34
18		€ 16.117,05	-€ 5.069,07	€ 56.788,00	€ 32.256,91	€ 12.957,93
19		€ 16.036,46	-€ 5.064,89	€ 64.319,23	€ 37.464,49	€ 16.584,18
20		€ 15.956,28	-€ 5.060,72	€ 71.651,62	€ 42.437,08	€ 19.981,46

La Tabella 22 segue lo stesso schema presentato in Tabella 21. I flussi di cassa attualizzati sono stati calcolati con 3 diversi tassi di sconto. Il calcolo con un tasso di sconto del 2 % genera un Valore Attuale Netto al 20esimo anno di attività pari a € 71.651,62; un tasso di sconto del 6% farebbe scendere lo stesso valori a soli € 19.981,46. Il grafico in Fig.50 favorisce la visualizzazione dei risultati ottenuti.

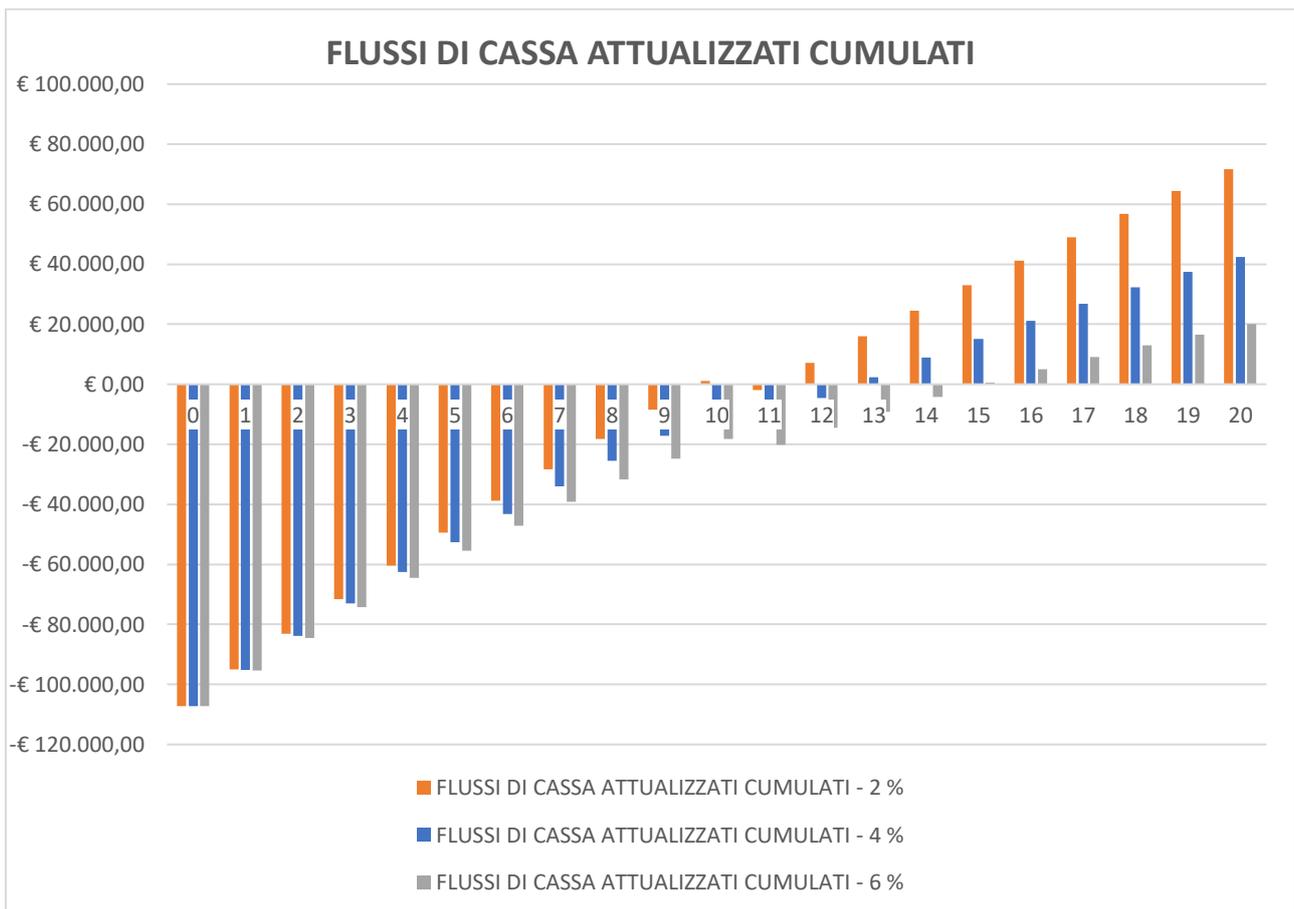


Figura 50. Flussi di Cassa Attualizzati Cumulati

I tempi di ritorno dell'investimento risultano più elevati rispetto al caso non attualizzato. I tre bilanci diventano positivi rispettivamente nel 9°, 12° e 15° anno di attività. Anche in questo caso, il peso dei costi della manutenzione straordinaria fa sì che il valore dei flussi di cassa risenta di un calo nel corso dell'11° anno di attività. Tenendo conto dei flussi di cassa attualizzati, la CER di Ibla otterrebbe un rendimento finale dell'investimento del 66,87% nel caso si utilizzi un tasso di sconto del 2%, del 39,6 % nel caso si utilizzi un tasso di sconto del 4 % e solo del 18,64 % con un tasso di sconto del 6 %.

I risultati dell'analisi economica ottenuti considerano la CER nel suo insieme. Risulta interessante analizzare in che modo questi valori si traducano in benefici economici per ogni singolo membro. Sulla base del meccanismo di ripartizione dei ricavi scelto dalla CER i tempi di ritorno dell'investimento possono variare da membro a membro. Il capitolo 6 conduce un'analisi di sensitività tenendo conto della variabilità di alcuni fattori. I tempi di ritorno variano da membro a membro anche in funzione della metodologia di finanziamento scelto. L'analisi di sensitività mostrerà caso per caso l'impatto che ogni variabile avrà su ogni membro dal punto di vista economico.

6. Analisi di sensitività

I risultati ottenuti nel corso delle analisi svolte al Capitolo 5 sono frutto di variabili tecniche ed economiche assunte alla base dei calcoli svolti. L'analisi di sensitività intende analizzare l'impatto che hanno diverse scelte tecnico-economiche sui risultati energetici ed economici della CER di Ibla. Di seguito le variabili oggetto di analisi nel corso del Capitolo.

- Modalità Contrattuali CER-Comune per cessione in uso temporaneo della superficie.
 - Pagamento di un canone annuale;
 - Finanziamento di un secondo impianto fotovoltaico di pertinenza del Comune;
 - Cessione Energetica come ricompensa onerosa.

- Modalità di investimento e ripartizione dei ricavi:
 - Finanziamento dell'impianto da terze parti. Questa modalità prevede che l'investimento iniziale sia coperto al 100 % da terze parti esterne ai membri finora individuati;
 - Suddivisione delle quote di investimento e di ricavo in parti uguali tra i membri della CER;
 - Ripartizione delle quote di investimento e dei ricavi da Ritiro Dedicato in parti uguali tra i membri, ripartizione dei ricavi da incentivo GSE e Valorizzazione ARERA su base proporzionale ai consumi;
 - Ripartizione delle quote di investimento e dei ricavi, tra i membri, su base proporzionale ai consumi.

- Dimensionamento della taglia dell'impianto.

Più dettagliata sarà l'analisi di sensitività più completo sarà il quadro economico e finanziario della comunità. I risultati dell'analisi di sensitività sono un mezzo essenziale che indirizza i membri della Comunità ad assumere le decisioni più vantaggiose.

Si precisa che alla base delle analisi, le seguenti variabili non saranno oggetto di variazione e verranno assunte uguali caso per caso:

- L'incentivo Arera pari a 0,009 €/kWh;
- Il prezzo zonale orario assunto pari a 0,08 €/kWh;
- Il costo di acquisto dell'energia elettrica dalla rete nazionale assunto pari a 0,28 €/kWh.

Per semplicità di calcolo i risultati dell'analisi si basano sui flussi di cassa semplici e non sono pertanto soggetti ad attualizzazione.

6.1. Le modalità contrattuali CER-Comune per cessione in uso temporaneo della superficie

Sebbene il Comune intenda facilitare la costituzione della CER e l'installazione di un impianto fotovoltaico al suo servizio, è comunque suo diritto ricevere una ricompensa onerosa per la cessione in uso temporaneo della superficie comunale messa a disposizione. Nel corso dell'analisi economica era stato quantificato un canone annuo pari a € 750,00 che la Comunità avrebbe dovuto riconoscere al Comune di Ragusa. L'analisi che segue mostrerà i risultati economici ottenuti per ognuno dei tre casi che seguono.

- 1 Pagamento di un canone annuale.
- 2 Finanziamento di un secondo impianto fotovoltaico di esclusiva pertinenza del Comune.
- 3 Cessione Energetica.

Al fine di addentrarsi nei benefici economici delle due parti coinvolte nell'accordo, nel caso 2 e nel caso 3 si ipotizza un consumo annuale di un utenza comunale pari a 3500 kWh annuali, di cui il 50 % effettuati in fascia F1.

6.1.1. Pagamento di un canone annuale

La ricompensa onerosa per la cessione in uso temporaneo della superficie che la CER deve riconoscere al Comune viene diluita nel corso dei 20 anni di attività per mezzo di una rata annuale. L'analisi condotta al capitolo 5 ha ottenuto i risultati di seguito.

- Investimento iniziale : € 107.147,72 ;
- Tempo di ritorno dell'investimento : circa 8 anni e 9 mesi ;
- Valore Attuale Netto al 20° anno di attività : € 110.251,75.

Nel corso del paragrafo 6.1.4. i risultati illustrati verranno confrontati con i risultati ottenuti con le altre due modalità contrattuali.

6.1.2. Finanziamento di un secondo impianto Fotovoltaico

Questo caso prevede un esborso iniziale aggiuntivo per la Comunità all'anno zero al fine di finanziare un secondo impianto fotovoltaico di esclusiva pertinenza del Comune. Il valore del secondo impianto risulta essere pari al canone totale che la CER avrebbe dovuto riconoscere al Comune in 20 anni di attività. Questa scelta rappresenta un duplice vantaggio

economico per il Comune che godrà non solo dell'installazione di un impianto fotovoltaico al suo servizio ma anche dei benefici economici che tale impianto potrà produrre. Il Comune avrà piena disponibilità del secondo impianto, decidendo ubicazione e finalità d'uso. Per semplicità, si ipotizza l'installazione del secondo impianto sulla superficie di un edificio comunale limitrofo al Complesso scolastico di Via Carmine, che chiameremo per semplicità Edificio 2. Al fine di analizzare i benefici economici che scaturiscono da questo accordo contrattuale, si stimano i consumi dell'Edificio 2 pari a 3500 kWh annuali, di cui il 50 % effettuati nella fascia di consumo F1. Per semplicità di calcolo l'impianto di pertinenza dell'Edificio 2 godrà della medesima radiazione solare che riceve l'impianto della CER dal momento che i due edifici oggetto di intervento risultano l'uno di fianco all'altro.

Il canone annuale riconosciuto dalla CER è di € 750,00; per una durata di 20 anni ammonta a € 15.000,00. Una stima corretta prevede che il canone annuo venga attualizzato all'anno zero dell'investimento. Un'attualizzazione del canone annuo con un tasso del 4 % produce un totale di € 10.192,74 . Ipotizzando per semplicità il parametro economico di 1.339,6 €/kWp come costo di installazione, con la somma ottenuta è possibile finanziare un secondo impianto fotovoltaico di circa 8 kWp.

L'investimento iniziale dei membri della CER risente di un aumento di € 10.192,74. Il costo annuale che comprende spese di gestione e manutenzione viene di conseguenza alleggerito di € 750,00 .

Con queste premesse, l'analisi economica condotta su questo caso ottiene i risultati di seguito.

- Investimento iniziale : € 117.340,46 ;
- Tempo di ritorno dell'investimento : circa 9 anni e 1 mese;
- Valore Attuale Netto al 20 ° anno di attività : € 115.059,01.

Si esegue una stima della produzione fotovoltaica del secondo impianto da 8 kW. Si ipotizza l'utilizzo degli stessi moduli fotovoltaici utilizzati per l'impianto della CER. Si impostano i valori di angolo di tilt e di azimut della stima di produzione fotovoltaica percorsa per l'impianto da 80 kW. Di seguito i risultati ottenuti da PVGIS.

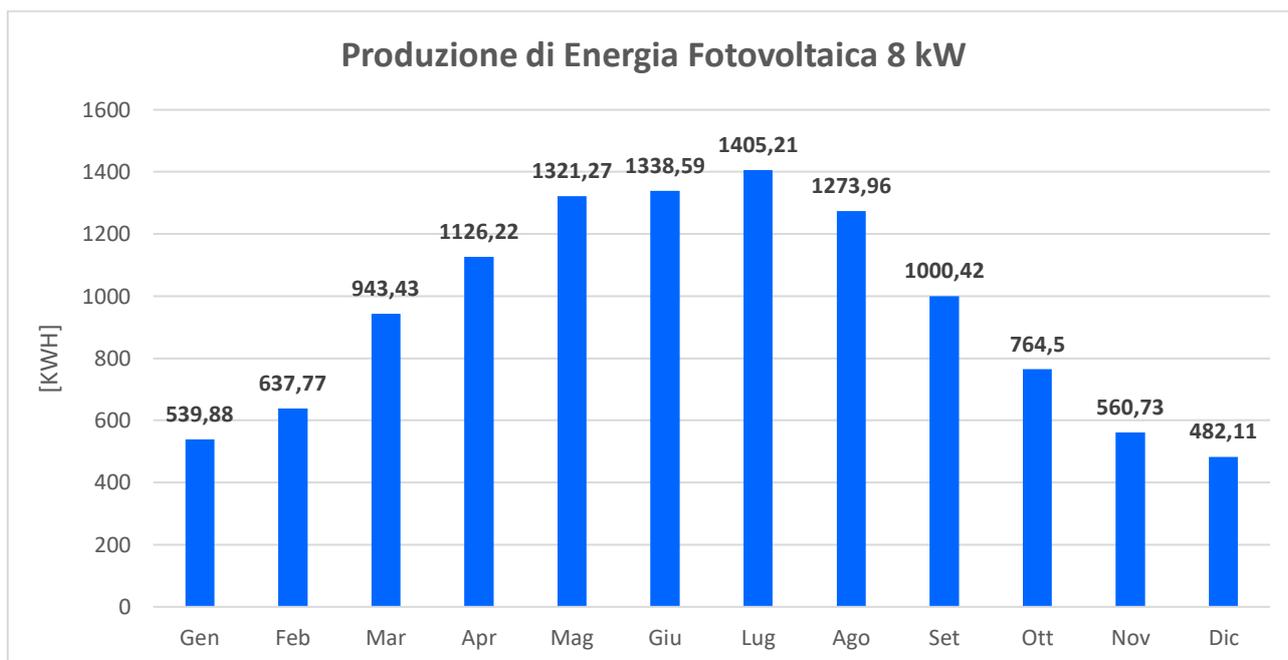


Figura 51. Produzione Fotovoltaica Impianto 8 kW

La produzione fotovoltaica dell'impianto, rappresentata in Fig.51, segue l'andamento stagionale ottenuto con l'impianto da 80 kW. L'impianto produce un totale di 11394,09 kWh. A questo punto si profilano i consumi mensili dell'Edificio 2 e si stima la quantità di energia autoconsumata fisicamente dal POD comunale utilizzando la piattaforma RECON. La Tabella 23 mostra i risultati ottenuti.

Tabella 23. Risultati Energetici Impianto 8 kW

	[kWh]			AUTOCONSUMO	AUTOSUFFICIENZA
	CONSUMI MENSILI	PRODUZIONE MENSILE	AUTOCONSUMO FISICO		
GENNAIO	350,0	539,9	126,0	23%	36%
FEBBRAIO	280,0	637,8	123,4	19%	44%
MARZO	315,0	943,4	175,5	19%	56%
APRILE	280,0	1126,2	166,6	15%	60%
MAGGIO	280,0	1321,3	172,8	13%	62%
GIUGNO	280,0	1338,6	183,8	14%	66%
LUGLIO	280,0	1405,2	190,7	14%	68%
AGOSTO	245,0	1274,0	166,6	13%	68%
SETTEMBRE	245,0	1000,4	149,9	15%	61%
OTTOBRE	280,0	764,5	149,2	20%	53%
NOVEMBRE	315,0	560,7	130,1	23%	41%
DICEMBRE	350,0	482,1	119,6	25%	34%
TOTALE	3500,0	11394,1	1854,3	16%	53%

L'impianto fotovoltaico da 8 kW collegato all'utenza dell'Edificio 2 ottiene una percentuale di autoconsumo annuale del 16 % e una percentuale di autosufficienza del 53 %. L'impianto risulta sovradimensionato ma il Comune potrebbe decidere di inserire l'impianto di sua proprietà in una configurazione di autoconsumo diffuso e godere a pieno dei vantaggi economici che ne possono scaturire. Di seguito i risultati economici generati da una semplice analisi economica svolta sull'impianto fotovoltaico da 8 kW. Nella colonna relativa ai costi di investimento è stato inserito il costo dell'impianto all'anno zero e i costi della manutenzione straordinaria per la sostituzione dell'inverter all'11° anno di attività. I ricavi sono costituiti dal risparmio in bolletta generato dall'autoconsumo fisico e dai ricavi ottenuti con vendita dell'energia immessa in rete per mezzo del Ritiro Dedicato. I costi annuali comprendono i costi di manutenzione e di pulizia.

Tabella 24. Risultati Economici Impianto 8 kW

ANNO	ENERGIA PRODOTTA [KWH]	ENERGIA AUTOCONSUMATA [KWH]	COSTI DI INVESTIMENTO	RICAVI NETTI (Risparmio in Bolletta + Ritiro Dedicato)	COSTI ANNUALI	FLUSSI DI CASSA CUMULATI
0			-€ 10.192,74			-€ 10.192,74
1	11394,09	1854,25		€ 1.282,38	-€ 348,20	-€ 9.258,57
2	11337,12	1844,98		€ 1.275,97	-€ 348,20	-€ 8.330,80
3	11280,43	1835,76		€ 1.269,59	-€ 348,20	-€ 7.409,41
4	11224,03	1826,58		€ 1.263,24	-€ 348,20	-€ 6.494,38
5	11167,91	1817,45		€ 1.256,92	-€ 348,20	-€ 5.585,65
6	11112,07	1808,36		€ 1.250,64	-€ 348,20	-€ 4.683,22
7	11056,51	1799,32		€ 1.244,38	-€ 348,20	-€ 3.787,03
8	11001,23	1790,32		€ 1.238,16	-€ 348,20	-€ 2.897,07
9	10946,22	1781,37		€ 1.231,97	-€ 348,20	-€ 2.013,30
10	10891,49	1772,46		€ 1.225,81	-€ 348,20	-€ 1.135,68
11	10837,03	1763,60	-€ 2.400,00	€ 1.219,68	-€ 348,20	-€ 2.664,20
12	10782,85	1754,78		€ 1.213,58	-€ 348,20	-€ 1.798,82
13	10728,94	1746,01		€ 1.207,52	-€ 348,20	-€ 939,50
14	10675,29	1737,28		€ 1.201,48	-€ 348,20	-€ 86,22
15	10621,91	1728,59		€ 1.195,47	-€ 348,20	€ 761,05
16	10568,80	1719,95		€ 1.189,49	-€ 348,20	€ 1.602,34
17	10515,96	1711,35		€ 1.183,55	-€ 348,20	€ 2.437,69
18	10463,38	1702,79		€ 1.177,63	-€ 348,20	€ 3.267,12
19	10411,06	1694,28		€ 1.171,74	-€ 348,20	€ 4.090,66
20	10359,01	1685,81		€ 1.165,88	-€ 348,20	€ 4.908,34

A fronte di un investimento di € 10.192,74 l'impianto genera un Valore Attuale Netto Semplice al 20° anno di attività pari a € 4.908,34 con un tempo di ritorno di circa 14 anni

e 6 mesi. Il risultato non ottimale del tempo di ritorno, segno di un sovradimensionamento dell'impianto, non deve tuttavia preoccupare. L'analisi economica appena svolta mostra la bontà e la convenienza in termini monetari dell'investimento effettuato installando l'impianto da 8 kW. Se si volesse invece valutare l'effettivo ricavo economico nelle tasche del Comune di Ragusa sarebbe più corretto impostare un costo di investimento all'anno zero pari a € 0,00. Il Comune infatti non partecipa al finanziamento dell'impianto al servizio dell'Edificio 2. Modificando i flussi di cassa alla luce delle considerazioni appena fatte si ottengono i seguenti risultati.

Tabella 25. Risultati Economici Impianto 8 kW per il Comune di Ragusa

ANNO	ENERGIA PRODOTTA [KWH]	ENERGIA AUTOCONSUMATA [KWH]	COSTI DI INVESTIMENTO	RICAVI NETTI (Risparmio in Bolletta + Ritiro Dedicato)	COSTI ANNUALI	FLUSSI DI CASSA CUMULATI
0			€ 0,00			€ 0,00
1	11394,09	1854,25		€ 1.282,38	-€ 348,20	€ 934,18
2	11337,12	1844,98		€ 1.275,97	-€ 348,20	€ 1.861,94
3	11280,43	1835,76		€ 1.269,59	-€ 348,20	€ 2.783,33
4	11224,03	1826,58		€ 1.263,24	-€ 348,20	€ 3.698,37
5	11167,91	1817,45		€ 1.256,92	-€ 348,20	€ 4.607,09
6	11112,07	1808,36		€ 1.250,64	-€ 348,20	€ 5.509,53
7	11056,51	1799,32		€ 1.244,38	-€ 348,20	€ 6.405,71
8	11001,23	1790,32		€ 1.238,16	-€ 348,20	€ 7.295,68
9	10946,22	1781,37		€ 1.231,97	-€ 348,20	€ 8.179,45
10	10891,49	1772,46		€ 1.225,81	-€ 348,20	€ 9.057,06
11	10837,03	1763,60	-€ 2.400,00	€ 1.219,68	-€ 348,20	€ 7.528,54
12	10782,85	1754,78		€ 1.213,58	-€ 348,20	€ 8.393,93
13	10728,94	1746,01		€ 1.207,52	-€ 348,20	€ 9.253,24
14	10675,29	1737,28		€ 1.201,48	-€ 348,20	€ 10.106,52
15	10621,91	1728,59		€ 1.195,47	-€ 348,20	€ 10.953,80
16	10568,80	1719,95		€ 1.189,49	-€ 348,20	€ 11.795,09
17	10515,96	1711,35		€ 1.183,55	-€ 348,20	€ 12.630,44
18	10463,38	1702,79		€ 1.177,63	-€ 348,20	€ 13.459,87
19	10411,06	1694,28		€ 1.171,74	-€ 348,20	€ 14.283,41
20	10359,01	1685,81		€ 1.165,88	-€ 348,20	€ 15.101,09

I principali risultati economici vengono riportati di seguito.

- Tempo di ritorno dell'investimento : Immediato ;
- Valore Attuale Netto al 20° anno di attività : € 15.101,09.

Il beneficio economico totale di cui gode il Comune di Ragusa non è rappresentato esclusivamente dal VAN semplice, a questo può essere aggiunto il valore del bene ottenuto mediante l'accordo contrattuale. L'aggiunta del costo dell'impianto fotovoltaico risulta in un vantaggio economico totale pari a € 25.293,83. Si precisa che i risultati economici ottenuti tengono conto di un caso particolare. L'impianto fotovoltaico da 8 kW di pertinenza del Comune potrebbe essere usato su un edificio comunale con consumi più elevati e beneficiare maggiormente del beneficio economico rappresentato dal risparmio in bolletta.

6.1.3. Cessione energetica

L'accordo contrattuale in questo paragrafo prevede che la CER provveda ad una ricompensa onerosa nei confronti del Comune per mezzo di una cessione energetica. Il meccanismo parte dal presupposto che il Comune partecipi come membro all'interno della CER condividendo i consumi energetici del Complesso scolastico di Via Carmine, tuttavia non parteciperà al finanziamento dell'impianto fotovoltaico. Si ipotizza l'apertura di un Consultorio Comunale all'interno dei locali dell'ex Complesso Scolastico e si stimano dei consumi annuali pari a 3500 kWh di cui il 50 % effettuati nella fascia oraria F1. In questo caso i membri della CER non dovranno pagare alcun canone annuale per la cessione in uso temporaneo della superficie. L'Ente Comunale di contro godrà del beneficio economico offerto dall'autoconsumo fisico dell'edificio di Via Carmine. I membri della CER in questo modo avranno meno energia a disposizione da immettere in rete e da poter condividere. Si valuta di seguito il beneficio economico di questo modello contrattuale.

Tabella 26. Risultati Energetici Cessione Energetica

	[MWh]					AUTOCONSUMO	AUTOSUFFICIENZA
	CONSUMI CER	AUTOCONSUMO FISICO	PRODUZIONE MENSILE	ENERGIA IMMESSA IN RETE	AUTOCONSUMO VIRTUALE		
GEN	53,1	0,126	5,4	5,27	4,4	82%	8%
FEB	45,5	0,123	6,4	6,25	5,2	82%	11%
MAR	45,8	0,176	9,4	9,26	7,6	81%	17%
APR	12,6	0,167	11,3	11,10	5,1	45%	40%
MAG	13,0	0,173	13,2	13,04	5,7	43%	43%
GIU	16,7	0,184	13,4	13,20	7,2	54%	43%
LUG	22,4	0,191	14,1	13,86	8,9	64%	40%
AGO	21,9	0,167	12,7	12,57	8,4	66%	38%
SET	12,4	0,150	10,0	9,85	5,1	51%	41%
OTT	13,0	0,149	7,6	7,50	4,1	54%	31%
NOV	24,9	0,130	5,6	5,48	4,1	74%	17%
DIC	41,5	0,120	4,8	4,70	3,9	81%	9%
TOTALE	322,8	1,9	113,9	112,1	69,7	61%	22%

In Tabella 26 è possibile vedere le quantità di energia in gioco. A fronte di un autoconsumo fisico di 1,9 MWh annuali l'energia condivisa virtualmente della CER diminuisce al valore di 69,7 MWh annuali. La percentuale di autoconsumo e la percentuale di autosufficienza risentono di variazioni trascurabili. Risulta interessante capire in che modo questi valori interferiscono con i benefici economici della Comunità. In questo caso i membri della CER non dovranno pagare alcun canone annuale per la cessione in uso temporaneo della superficie comunale.

Si mostrano i risultati ottenuti in Tabella 27.

Tabella 27. Flussi di Cassa per analisi di cessione energetica

ANNO	COSTI DI INVESTIMENTO	RICAVI DA ENERGIA	COSTI ANNUALI	FLUSSI DI CASSA CUMULATI	RISPARMIO IN BOLLETTA X IL COMUNE
0	-€ 107.147,72			-€ 107.147,72	
1		€ 17.260,14	-€ 4.378,69	-€ 94.266,27	€ 519,19
2		€ 17.173,84	-€ 4.374,21	-€ 81.466,64	€ 519,19
3		€ 17.087,97	-€ 4.369,75	-€ 68.748,42	€ 519,19
4		€ 17.002,53	-€ 4.365,31	-€ 56.111,20	€ 519,19
5		€ 16.917,52	-€ 4.360,89	-€ 43.554,57	€ 519,19
6		€ 16.832,93	-€ 4.356,50	-€ 31.078,14	€ 519,19
7		€ 16.748,77	-€ 4.352,13	-€ 18.681,50	€ 519,19
8		€ 16.665,02	-€ 4.347,78	-€ 6.364,25	€ 519,19
9		€ 16.581,70	-€ 4.343,45	€ 5.874,00	€ 519,19
10		€ 16.498,79	-€ 4.339,14	€ 18.033,65	€ 519,19
11	-€ 15.400,00	€ 16.416,30	-€ 4.334,85	€ 14.715,09	€ 519,19
12		€ 16.334,21	-€ 4.330,59	€ 26.718,71	€ 519,19
13		€ 16.252,54	-€ 4.326,35	€ 38.644,91	€ 519,19
14		€ 16.171,28	-€ 4.322,13	€ 50.494,06	€ 519,19
15		€ 16.090,42	-€ 4.317,92	€ 62.266,56	€ 519,19
16		€ 16.009,97	-€ 4.313,74	€ 73.962,79	€ 519,19
17		€ 15.929,92	-€ 4.309,59	€ 85.583,13	€ 519,19
18		€ 15.850,27	-€ 4.305,45	€ 97.127,95	€ 519,19
19		€ 15.771,02	-€ 4.301,33	€ 108.597,64	€ 519,19
20		€ 15.692,17	-€ 4.297,23	€ 119.992,57	€ 519,19

I ricavi economici vengono calcolati seguendo le stesse formule implementate nell'analisi economica presentata al Capitolo 5. Sono il frutto del ricavo generato dal Ritiro Dedicato e del ricavo generato dall'incentivazione dell'energia condivisa usufruendo degli incentivi

GSE e della Valorizzazione ARERA. I costi annuali che la CER è tenuta ad affrontare sono stati stimati allo stesso modo di quelli stimati al Capitolo 5 con l'unica differenza che non viene conteggiato alcun canone annuale per l'utilizzo della superficie comunale. I principali parametri economici ottenuti vengono di seguito elencati :

- Tempo di Ritorno Semplice : circa 8 anni e 6 mesi;
- Valore Attuale Netto Semplice al 20° anno di attività : € 119.992,57;
- Risparmio in bolletta nelle casse dell'ente comunale : € 519,19 all'anno, per un totale di € 10.383,80 al 20°anno di attività.

6.1.4. Considerazioni finali sulle modalità contrattuali

Le tre modalità contrattuali presentano risultati economici diversi tra loro. Vengono di seguito messi a confronto i flussi di cassa cumulati ottenuti nel corso delle precedenti analisi economiche.

Tabella 28. Confronto Benefici Economici delle Modalità Contrattuali

FLUSSI DI CASSA CUMULATI - ANALISI DI SENSITIVITA'			
ANNO	CANONE ANNUALE	IMPIANTO 8 KW	CESSIONE ENERGETICA
0	-€ 107.147,72	-€ 117.340,46	-€ 107.147,72
1	-€ 94.740,60	-€ 104.183,35	-€ 94.266,27
2	-€ 82.416,68	-€ 91.109,43	-€ 81.466,64
3	-€ 70.175,54	-€ 78.118,28	-€ 68.748,42
4	-€ 58.016,76	-€ 65.209,51	-€ 56.111,20
5	-€ 45.939,94	-€ 52.382,69	-€ 43.554,57
6	-€ 33.944,66	-€ 39.637,41	-€ 31.078,14
7	-€ 22.030,52	-€ 26.973,27	-€ 18.681,50
8	-€ 10.197,11	-€ 14.389,86	-€ 6.364,25
9	€ 1.555,97	-€ 1.886,77	€ 5.874,00
10	€ 13.229,13	€ 10.536,39	€ 18.033,65
11	€ 9.422,76	€ 7.480,02	€ 14.715,09
12	€ 20.937,27	€ 19.744,52	€ 26.718,71
13	€ 32.373,04	€ 31.930,30	€ 38.644,91
14	€ 43.730,47	€ 44.037,73	€ 50.494,06
15	€ 55.009,96	€ 56.067,21	€ 62.266,56
16	€ 66.211,89	€ 68.019,14	€ 73.962,79
17	€ 77.336,65	€ 79.893,90	€ 85.583,13
18	€ 88.384,62	€ 91.691,88	€ 97.127,95

19	€ 99.356,20	€ 103.413,45	€ 108.597,64
20	€ 110.251,75	€ 115.059,01	€ 119.992,57

BENEFICIO ECONOMICO PER IL COMUNE DI RAGUSA			
TOTALE	€ 15.000,00	€ 25.293,83	€ 10.383,83

I risultati in Tabella 28 vengono illustrati nel grafico in Fig.52 per favorirne la visualizzazione.

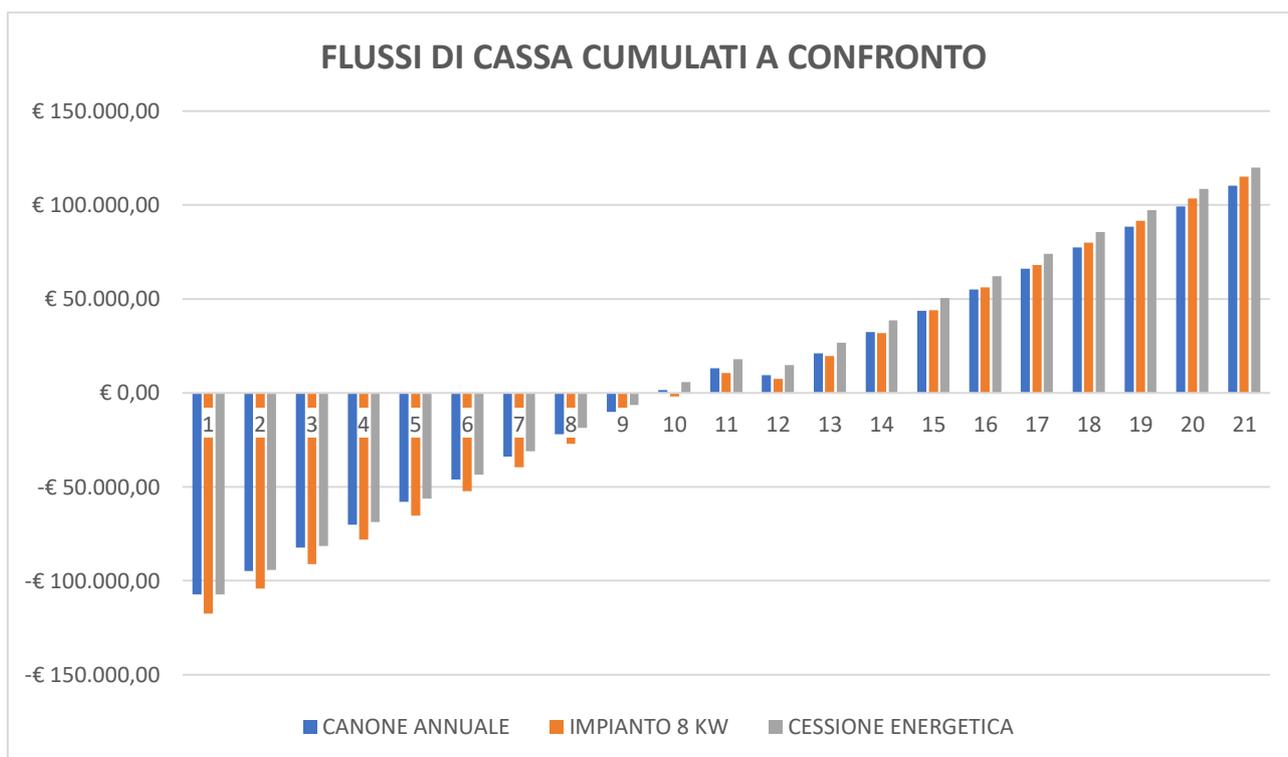


Figura 52. Grafico dei flussi di cassa cumulati delle modalità contrattuali a confronto

A fronte di pari investimento il modello contrattuale che prevede il pagamento di un canone annuale e il modello che prevede la cessione energetica ottengono in 20 anni dei VAN diversi. Il bilancio economico diventa positivo per entrambi nel corso del 10° anno di attività.

L'ipotesi che prevede il finanziamento di un impianto da 8 kW di pertinenza del Comune genera un VAN di € 115.059,01, maggiore di quello ottenuto con il pagamento di un canone annuale, minore di quello ottenuto con l'implementazione della cessione energetica come metodo di pagamento. Dal momento che trattasi di un accordo tra CER e Pubblica Amministrazione, non si possono non considerare i benefici economici della seconda parte coinvolta nel contratto. L'installazione di un secondo impianto da 8 kW permette al Comune di ottenere il massimo beneficio economico tra le 3 opzioni. Sebbene questa configurazione non garantisca il massimo VAN per i membri della CER, è importante notare un importante

vantaggio per i membri della Comunità. Il modello contrattuale della Cessione Energetica prevedeva un autoconsumo fisico di soli 1854,3 kWh l'anno, qualora i consumi collegati al POD di interesse fossero aumentati nel tempo i flussi di cassa della CER avrebbero potuto risentire di grandi variazioni. Stesso problema si verificherebbe ogni qual volta l'impianto da 80 kW si ritrovi a produrre meno energia elettrica del solito, con il risultato che la percentuale di autoconsumo fisico graverebbe maggiormente sulla quantità di energia elettrica immessa in rete e quindi disponibile per la condivisione. Si precisa che i membri della CER e il Comune di Ragusa, al momento di stesura di questa tesi, sembrerebbero essersi accordati per perseguire questo modello contrattuale, il quale permetterebbe di ottenere due bilanci energetici ed economici distinti e separati, uno per la CER ed uno per il Comune, evitando che questi possano influenzarsi a vicenda. All'interno della Pubblica Amministrazione sono oggetto di discussione, e futura pubblicazione, nuove delibere comunali atte a regolarizzare i rapporti contrattuali che intercorrono tra il Comune di Ragusa e i membri di comunità energetiche rinnovabili partecipate esclusivamente da privati cittadini, o partecipate anche dal Comune stesso.

6.2. Modalità di investimento e meccanismo di ripartizione dei ricavi

Quest'analisi introduce un nuovo parametro valutativo della Comunità: il beneficio economico del singolo membro che può non coincidere con quello della Comunità nel suo insieme. Ai membri della CER di Ibla è stato chiesto di esplicitare la loro preferenza sulle modalità di finanziamento dell'impianto fotovoltaico a loro servizio. Sebbene i partecipanti abbiano già deciso di farsi carico dell'investimento, in questo capitolo si intende analizzare i pro e i contro ottenibili perseguendo diverse modalità di finanziamento.

In tutti e quattro i casi di seguito analizzati l'importo dell'investimento iniziale sarà invariato ed uguale a € 117.340,46. Restano invariati anche i costi annuali di gestione e manutenzione seppur divisi in maniera opportuna tra produttori e consumatori nel caso di finanziamento da terze parti. I principali parametri economici, quali costo dell'energia, prezzo zonale medio, incentivo GSE e valorizzazione ARERA sono mantenuti costanti nel corso dell'analisi. Per semplicità, i ricavi economici vengono calcolati sulla base dei risultati energetici ottenuti al primo anno di attività. Nelle analisi che seguono, le percentuali di energia condivisa di ogni membro vengono calcolate sulla base percentuale dei loro consumi annuali in Fascia F1 rispetto ai consumi annuali totali della comunità nella stessa fascia, infine i valori così calcolati vengono interpolati con la quantità di energia condivisa totale nel primo anno di attività ricevuta in output dalla piattaforma RECON.

6.2.1. Finanziamento dell'impianto da terze parti

La prima modalità prevede che l'importo iniziale all'anno zero sia finanziato interamente da terze parti. In questo caso i finanziatori saranno individuati come produttori, i membri che partecipano alla CER condividendo l'energia fotovoltaica prodotta saranno individuati come consumatori. Se da un lato questa modalità non prevede alcun esborso iniziale da parte dei consumatori, è anche vero che i benefici economici saranno percepiti in gran parte esclusivamente dai produttori che hanno finanziato l'opera. In particolare si ipotizza che il 100 % dei ricavi generati per mezzo del Ritiro Dedicato venga percepito dai produttori. I consumatori, grazie all'energia che riescono ad autoconsumare virtualmente, garantiscono alla CER la ricezione dell'incentivo GSE e della valorizzazione ARERA. Per questo motivo l'incentivo ARERA sarà interamente percepito dai consumatori, l'incentivo GSE sarà invece suddiviso tra produttori e consumatori. In particolare, si ipotizza che solo il 15 % del ricavo ottenuto per mezzo degli incentivi GSE sarà dedicato ai consumatori. Gli oneri GSE e i costi di gestione della CER vengono opportunamente suddivisi tra i membri della CER, inclusi i produttori. I costi amministrativi vengono divisi per metà tra i produttori e i consumatori. Il 50% di questi interamente addebitato ai produttori, il restante 50 % viene ulteriormente diviso in parti uguali tra i consumatori. Si precisa che la modalità di ripartizione dei costi e dei ricavi della CER è frutto di accordi privati concordati tra i membri coinvolti, e quindi oggetto di variazione rispetto a quelli ipotizzati nel corso di questo studio.

Tabella 29. Suddivisione dei costi annuali nel caso di finanziamento da terze parti

	Costo Unitario	Unità di misura	Costo Totale	Ripartizione
Costi di gestione	10% del Ritiro Dedicato	€	€ 911,71	50% produttori e membri
Costi assicurativi	€ 25,00	€/kWp	€ 2.000,00	100% Produttori
Costi GSE Fisso	€ 30,00	€/Impianto	€ 30,00	100% Produttori
Costo GSE Variabile	€ 1,00	€/kWp	€ 80,00	100% Produttori
Costo GSE per ogni POD connesso	€ 4,00	€/membro	€ 136,00	4 €/membro
Costi di manutenzione ordinaria	€ 8,00	€/kWp	€ 640,00	100% Produttori
Costo di cessione di diritto di superficie	€ 1,00	€/m ²	€ 0,00	
Costi amministrativi	€ 600,00	€	€ 600,00	50% Produttori e membri

La Tabella 29 richiama le voci di costo annuale individuate nel corso dell'analisi economica al paragrafo 5.7.2. e ne indica le modalità di ripartizione tra produttori e consumatori.

Tabella 30. Analisi Economica - Finanziamento da terze parti

MEMBRI	INCENTIVO GSE	VALORIZZAZIONE ARERA	RICAVO RID	COSTI ANNUALI	TOTALE RICAVI	T RIT. Semplice
Produttori	€ 6.685,15	€ 0,00	€ 9.115,27	-€ 3.937,86	€ 11.862,56	9,03
1	€ 7,45	€ 4,06	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 6,30	0
2	€ 7,26	€ 3,96	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 6,60	0
3	€ 13,97	€ 7,62	€ 0,00	-€ 17,81	€ 3,78	0
4	€ 10,54	€ 5,75	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 1,52	0
5	€ 7,33	€ 4,00	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 6,48	0
6	€ 4,02	€ 2,19	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 11,60	0
7	€ 18,93	€ 10,32	€ 0,00	-€ 17,81	€ 11,44	0
8	€ 9,30	€ 5,07	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 3,45	0
9	€ 6,07	€ 3,31	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 8,43	0
10	€ 9,35	€ 5,10	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 3,37	0
11	€ 8,48	€ 4,62	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 4,71	0
12	€ 8,38	€ 4,57	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 4,86	0
13	€ 15,26	€ 8,32	€ 0,00	-€ 17,81	€ 5,77	0
14	€ 26,84	€ 14,64	€ 0,00	-€ 17,81	€ 23,67	0
15	€ 12,32	€ 6,72	€ 0,00	-€ 17,81	€ 1,22	0
16	€ 3,58	€ 1,95	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 12,28	0
17	€ 14,60	€ 7,96	€ 0,00	-€ 17,81	€ 4,75	0
18	€ 7,04	€ 3,84	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 6,94	0
19	€ 13,46	€ 7,34	€ 0,00	-€ 17,81	€ 2,99	0
20	€ 4,40	€ 2,40	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 11,02	0
21	€ 1,48	€ 0,81	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 15,53	0
22	€ 9,97	€ 5,44	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 2,41	0
23	€ 9,48	€ 5,17	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 3,16	0
24	€ 6,43	€ 3,51	€ 0,00	-€ 17,81	-€ 7,87	0
25	€ 14,23	€ 7,76	€ 0,00	-€ 17,81	€ 4,18	0
26	€ 58,79	€ 32,07	€ 0,00	-€ 17,81	€ 73,05	0
27	€ 38,32	€ 20,90	€ 0,00	-€ 17,81	€ 41,40	0
28	€ 173,61	€ 94,70	€ 0,00	-€ 17,81	€ 250,49	0
29	€ 53,62	€ 29,25	€ 0,00	-€ 17,81	€ 65,06	0
30	€ 320,73	€ 174,94	€ 0,00	-€ 17,81	€ 477,86	0
31	€ 105,33	€ 57,45	€ 0,00	-€ 17,81	€ 144,97	0
32	€ 95,40	€ 52,04	€ 0,00	-€ 17,81	€ 129,62	0
33	€ 83,76	€ 45,69	€ 0,00	-€ 17,81	€ 111,63	0

I risultati ottenuti non sono ottimali, se i produttori ottengono un bilancio positivo dei flussi di cassa dopo 9 anni di attività, lo stesso non si può dire per i consumatori. A fronte di un investimento iniziale nullo, alcuni consumatori ottengono un bilancio negativo già dal primo anno di attività, a pesare sul risultato sono i costi fissi che anche i consumatori sono tenuti a pagare. L'adesione alla CER, seppur con risultati economici come quelli presentati in Tabella 30, potrebbe tuttavia generare dei benefici sociali, oltre a quelli ambientali. Un esempio potrebbe essere l'installazione di colonnine di ricarica per auto elettriche in cui i

consumatori della CER abbiano l'opportunità di ricaricare i propri mezzi elettrici ad un prezzo scontato o nullo.

6.2.2. Suddivisione delle quote di investimento e di ricavo in parti uguali tra i membri

Questa modalità di finanziamento prevede che l'investimento all'anno zero sia coperto interamente dai membri della CER in parti uguali. Questa soluzione prevede che anche i costi annuali e i ricavi siano suddivisi tra i membri della CER in egual modo. La Tabella 31 mostra i risultati economici ottenuti implementando questa soluzione di investimento e ripartizione dei ricavi.

Tabella 31. Analisi Economica - Investimento e suddivisione ricavi in parti uguali

MEMBRI	INVESTIMENTO	TOTALE RICAVI	T RIT. Semplice
1	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
2	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
3	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
4	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
5	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
6	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
7	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
8	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
9	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
10	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
11	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
12	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
13	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
14	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
15	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
16	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
17	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
18	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
19	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
20	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
21	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
22	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
23	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
24	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
25	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
26	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
27	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
28	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
29	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
30	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59

31	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
32	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59
33	-€ 3.246,90	€ 378,19	8,59

L'implementazione di questa modalità di investimento e di ripartizione dei ricavi permette ad ogni singolo membro di ottenere un tempo di ritorno dell'investimento allineato con quello della CER nel suo complesso. L'investimento propone gli stessi benefici economici ad ogni membro, tuttavia non premia il comportamento virtuoso di quegli utenti che si sono impegnati a massimizzare la percentuale di autoconsumo virtuale, effettuando i propri consumi energetici nelle fasce orarie opportune. Ciò significa che un membro, i cui consumi sono stati effettuati esclusivamente in orari notturni, beneficerà dei medesimi vantaggi economici del membro che si è impegnato a rimodulare le proprie abitudini in maniera oculata al fine di massimizzare l'autoconsumo energetico.

6.2.3. Suddivisione delle quote di investimento in parti uguali tra i membri, suddivisione differenziata dei ricavi

Questa soluzione prevede che la quota di investimento iniziale sia ripartita equamente tra i membri della CER. I ricavi generati mediante l'incentivo GSE e la Valorizzazione ARERA vengono invece suddivisi su base proporzionale ai valori di energia autoconsumata virtualmente. In particolare i contributi GSE e ARERA vengono semplicemente moltiplicati per la quantità di energia che ogni membro è in grado di autoconsumare virtualmente, contribuendo quindi alla condivisione dell'energia. Il ricavo del Ritiro Dedicato viene suddiviso in parti uguali, così come i costi annuali della CER. La Tabella 32 mostra i risultati economici e i tempi di ritorno semplice ottenuti per ogni membro.

Tabella 32. Analisi di Sensitività - Suddivisione dell'investimento in parti uguali, ripartizione differenziata dei ricavi

MEMBRI	INVESTIMENTO	INCENTIVO GSE	VALORIZZAZIONE ARERA	RICAVO RID	% RICAVI ENERGIA CONDIVISA	COSTI ANNUALI	TOTALE RICAVI	T RIT. Semplice
1	-€ 3.246,90	€ 49,67	€ 4,06	€ 276,22	30,9%	-€ 155,86	€ 174,09	18,65
2	-€ 3.246,90	€ 48,39	€ 3,96	€ 276,22	30,3%	-€ 155,86	€ 172,71	18,80
3	-€ 3.246,90	€ 93,16	€ 7,62	€ 276,22	45,6%	-€ 155,86	€ 221,13	14,68
4	-€ 3.246,90	€ 70,27	€ 5,75	€ 276,22	38,7%	-€ 155,86	€ 196,38	16,53
5	-€ 3.246,90	€ 48,89	€ 4,00	€ 276,22	30,5%	-€ 155,86	€ 173,25	18,74
6	-€ 3.246,90	€ 26,81	€ 2,19	€ 276,22	19,4%	-€ 155,86	€ 149,36	21,74
7	-€ 3.246,90	€ 126,19	€ 10,32	€ 276,22	53,1%	-€ 155,86	€ 256,87	12,64
8	-€ 3.246,90	€ 61,97	€ 5,07	€ 276,22	35,8%	-€ 155,86	€ 187,39	17,33
9	-€ 3.246,90	€ 40,47	€ 3,31	€ 276,22	26,7%	-€ 155,86	€ 164,14	19,78
10	-€ 3.246,90	€ 62,33	€ 5,10	€ 276,22	35,9%	-€ 155,86	€ 187,78	17,29
11	-€ 3.246,90	€ 56,53	€ 4,62	€ 276,22	33,7%	-€ 155,86	€ 181,51	17,89
12	-€ 3.246,90	€ 55,89	€ 4,57	€ 276,22	33,4%	-€ 155,86	€ 180,82	17,96

13	-€ 3.246,90	€ 101,73	€ 8,32	€ 276,22	47,8%	-€ 155,86	€ 230,41	14,09
14	-€ 3.246,90	€ 178,96	€ 14,64	€ 276,22	61,7%	-€ 155,86	€ 313,96	10,34
15	-€ 3.246,90	€ 82,12	€ 6,72	€ 276,22	42,5%	-€ 155,86	€ 209,19	15,52
16	-€ 3.246,90	€ 23,88	€ 1,95	€ 276,22	17,7%	-€ 155,86	€ 146,19	22,21
17	-€ 3.246,90	€ 97,32	€ 7,96	€ 276,22	46,7%	-€ 155,86	€ 225,64	14,39
18	-€ 3.246,90	€ 46,90	€ 3,84	€ 276,22	29,7%	-€ 155,86	€ 171,10	18,98
19	-€ 3.246,90	€ 89,72	€ 7,34	€ 276,22	44,6%	-€ 155,86	€ 217,42	14,93
20	-€ 3.246,90	€ 29,31	€ 2,40	€ 276,22	20,8%	-€ 155,86	€ 152,06	21,35
21	-€ 3.246,90	€ 9,86	€ 0,81	€ 276,22	8,1%	-€ 155,86	€ 131,02	24,78
22	-€ 3.246,90	€ 66,45	€ 5,44	€ 276,22	37,4%	-€ 155,86	€ 192,24	16,89
23	-€ 3.246,90	€ 63,21	€ 5,17	€ 276,22	36,2%	-€ 155,86	€ 188,73	17,20
24	-€ 3.246,90	€ 42,89	€ 3,51	€ 276,22	27,8%	-€ 155,86	€ 166,75	19,47
25	-€ 3.246,90	€ 94,88	€ 7,76	€ 276,22	46,0%	-€ 155,86	€ 222,99	14,56
26	-€ 3.246,90	€ 391,96	€ 32,07	€ 276,22	77,9%	-€ 155,86	€ 544,39	5,96
27	-€ 3.246,90	€ 255,44	€ 20,90	€ 276,22	69,7%	-€ 155,86	€ 396,70	8,18
28	-€ 3.246,90	€ 1.157,41	€ 94,70	€ 276,22	91,2%	-€ 155,86	€ 1.372,46	2,37
29	-€ 3.246,90	€ 357,48	€ 29,25	€ 276,22	76,3%	-€ 155,86	€ 507,08	6,40
30	-€ 3.246,90	€ 2.138,22	€ 174,94	€ 276,22	95,1%	-€ 155,86	€ 2.433,52	1,33
31	-€ 3.246,90	€ 702,19	€ 57,45	€ 276,22	86,3%	-€ 155,86	€ 879,99	3,69
32	-€ 3.246,90	€ 636,00	€ 52,04	€ 276,22	85,1%	-€ 155,86	€ 808,39	4,02
33	-€ 3.246,90	€ 558,40	€ 45,69	€ 276,22	83,4%	-€ 155,86	€ 724,44	4,48

I valori in Tabella 32 permettono di fare alcune considerazioni basandosi soprattutto sui tempi di ritorno semplice ottenuti per ogni membro. In questo caso non si ottiene un tempo di ritorno per la CER nella sua generalità. La prima colonna mostra la quota di investimento iniziale affrontata da ciascun membro. La riga in arancione mostra il membro con i risultati economici peggiori. La riga in verde indica il membro con i risultati economici migliori. La soluzione di investimento analizzata risulta fortemente penalizzante per i membri con consumi energetici relativamente bassi, di contro, la stessa soluzione risulta estremamente conveniente per quei membri con consumi energetici elevati. I membri di tipo commerciale, caratterizzati da prelievi energetici elevati beneficiano ampiamente dei ricavi economici generati per mezzo dell'incentivo GSE e della Valorizzazione ARERA. La quota percepita dal membro 30 relativamente all'incentivo GSE ammonta a € 2.138,22, quella percepita dal membro 21 è solo € 9,86. I tempi di ritorno, di conseguenza, sono estremamente convenienti per i membri commerciali. Situazione ben diversa per la maggior parte degli utenti residenziali, il membro 21, ad esempio, rientrerebbe nell'investimento solo nel 25° anno di attività. La colonna denominata “% Ricavi per Energia Condivisa” mostra quanto pesano i ricavi di incentivo GSE e valorizzazione ARERA nella voce dei ricavi totali del membro.

6.2.4. Suddivisione delle quote di investimento su base percentuale dei consumi annuali. Ripartizione dei ricavi differenziata

Questa soluzione prevede che l'investimento venga affrontato interamente dai membri e sia suddiviso in quote bilanciate sulla base dei consumi annuali totali registrati nei diversi POD al momento del Censimento dei Membri. La suddivisione dei ricavi avviene seguendo lo stesso principio implementato nell'analisi al punto 6.2.3. Ogni membro riceve gli incentivi GSE e la valorizzazione ARERA in maniera proporzionale alla quantità di energia elettrica autoconsumata virtualmente. Il ricavo generato per mezzo del Ritiro Dedicato viene suddiviso in parti uguali tra i diversi membri presenti nella CER.

Tabella 33. Analisi Economica - Suddivisione delle quote su base percentuale, ripartizione ricavi differenziata

MEMBRI	% INVESTIMENTO	INVESTIMENTO	TOTALE RICAVI NETTI	T RIT. Semplice
1	0,6%	-€ 676,71	€ 174,09	3,89
2	0,6%	-€ 659,29	€ 172,71	3,82
3	1,2%	-€ 1.269,12	€ 221,13	5,74
4	0,9%	-€ 957,34	€ 196,38	4,88
5	0,6%	-€ 666,09	€ 173,25	3,84
6	0,3%	-€ 365,27	€ 149,36	2,45
7	1,6%	-€ 1.719,20	€ 256,87	6,69
8	0,8%	-€ 844,21	€ 187,39	4,51
9	0,5%	-€ 551,32	€ 164,14	3,36
10	0,8%	-€ 849,10	€ 187,78	4,52
11	0,7%	-€ 770,09	€ 181,51	4,24
12	0,7%	-€ 761,46	€ 180,82	4,21
13	1,3%	-€ 1.385,91	€ 230,41	6,02
14	2,3%	-€ 2.438,04	€ 313,96	7,77
15	1,0%	-€ 1.118,75	€ 209,19	5,35
16	0,3%	-€ 325,35	€ 146,19	2,23
17	1,2%	-€ 1.325,86	€ 225,64	5,88
18	0,6%	-€ 639,00	€ 171,10	3,73
19	1,1%	-€ 1.222,34	€ 217,42	5,62
20	0,4%	-€ 399,25	€ 152,06	2,63
21	0,1%	-€ 134,34	€ 131,02	1,03
22	0,8%	-€ 905,27	€ 192,24	4,71
23	0,8%	-€ 861,08	€ 188,73	4,56
24	0,5%	-€ 584,29	€ 166,75	3,50
25	1,2%	-€ 1.292,55	€ 222,99	5,80
26	5,0%	-€ 5.339,95	€ 544,39	9,81
27	3,2%	-€ 3.480,02	€ 396,70	8,77
28	14,7%	-€ 15.768,02	€ 1.372,46	11,49
29	4,5%	-€ 4.870,14	€ 507,08	9,60
30	27,2%	-€ 29.130,13	€ 2.433,52	11,97
31	8,9%	-€ 9.566,28	€ 879,99	10,87
32	8,1%	-€ 8.664,55	€ 808,39	10,72
33	7,1%	-€ 7.607,42	€ 724,44	10,50

La percentuale di investimento calcolata sulla base dei consumi annuali, varia da membro a membro. Questo sistema di suddivisione penalizza i membri commerciali, i quali risentono delle quote di investimento più elevate. In questa soluzione i membri residenziali godono di flussi di cassa positivi in un lasso temporale estremamente inferiore rispetto ai membri commerciali. Il fenomeno risulta evidente al crescere delle quote di investimento. I ricavi totali netti percepiti da ciascun membro sono identici a quelli ottenuti nell'analisi al punto 6.2.3. La differenza sostanziale è rappresentata dalle quote di investimento affrontate dai diversi membri all'anno zero. Il membro 30, preso in considerazione come caso migliore nell'analisi al punto 6.2.3., in questa modalità di investimento riceve flussi di cassa cumulati positivi solo al 12° anno di attività. Il membro 21, preso in considerazione come caso peggiore nell'analisi al punto 6.2.3., con questa soluzione è in grado di ottenere bilanci economici positivi nel corso del 2° anno di attività, il che lo rende il membro con i risultati economici migliori.

In generale tutti i membri godono di bilanci economici positivi entro il 12° anno di attività della CER. Si precisa che questi risultati si basano sull'assunzione che la distribuzione e la quantità dei consumi energetici di ogni singolo membro restino invariate e uguali a quelle rilevate in fase di Censimento. Un membro che ha beneficiato di una bassa percentuale di investimento iniziale e successivamente faccia scelte virtuose in termini di consumi energetici, vedrebbe il suo tempo di ritorno ridursi ulteriormente. Viceversa, un membro che non massimizza l'autoconsumo energetico, e che anzi ottiene percentuali inferiori a quelle rilevate in fase di Censimento, vedrà lievitare i tempi di ritorno dell'investimento.

6.2.5. Confronto tra le modalità di investimento e di ripartizione dei ricavi

I paragrafi precedenti hanno analizzato diverse modalità di investimento e di ripartizione dei ricavi. In questo paragrafo si intende mettere a confronto i principali risultati ottenuti in modo da ottenerne una visione di insieme. Per semplicità, i casi appena analizzati vengono indicati come segue :

- Modalità 1 : Finanziamento dell'impianto da parte di terzi;
- Modalità 2 : Ripartizione in parti uguali delle quote di investimento e dei ricavi;
- Modalità 3 : Ripartizione delle quote di investimento in parti uguali, ripartizione dei ricavi da incentivo GSE e valorizzazione ARERA su base proporzionale, ripartizione in parti uguali dei ricavi da Ritiro Dedicato;
- Modalità 4 : Ripartizione su base proporzionale delle quote di investimento, dei ricavi da incentivo GSE e valorizzazione ARERA, dei ricavi da Ritiro Dedicato.

La Tabella 34 mostra per ogni membro e per ognuna delle modalità appena elencate, i ricavi annuali ottenuto al 1° anno di attività e il tempo di ritorno dell'investimento.

Tabella 34. Confronto Modalità di investimento e di ripartizione dei ricavi

MEMBRO	MODALITA' 1		MODALITA' 2		MODALITA' 3		MODALITA' 4	
	RICAVI ANNUALI 1° ANNO	PBT	RICAVI ANNUALI 1° ANNO	PBT	RICAVI ANNUALI 1° ANNO	PBT	RICAVI ANNUALI 1° ANNO	PBT
PRODUTTORE	€ 11.862,56	9,03	-	-	-	-	-	-
1	-€ 6,30	-	€ 378,19	8,59	€ 174,09	18,65	€ 174,09	3,89
2	-€ 6,60	-	€ 378,19	8,59	€ 172,71	18,8	€ 172,71	3,82
3	€ 3,78	-	€ 378,19	8,59	€ 221,13	14,68	€ 221,13	5,74
4	-€ 1,52	-	€ 378,19	8,59	€ 196,38	16,53	€ 196,38	4,88
5	-€ 6,48	-	€ 378,19	8,59	€ 173,25	18,74	€ 173,25	3,84
6	-€ 11,60	-	€ 378,19	8,59	€ 149,36	21,74	€ 149,36	2,45
7	€ 11,44	-	€ 378,19	8,59	€ 256,87	12,64	€ 256,87	6,69
8	-€ 3,45	-	€ 378,19	8,59	€ 187,39	17,33	€ 187,39	4,51
9	-€ 8,43	-	€ 378,19	8,59	€ 164,14	19,78	€ 164,14	3,36
10	-€ 3,37	-	€ 378,19	8,59	€ 187,78	17,29	€ 187,78	4,52
11	-€ 4,71	-	€ 378,19	8,59	€ 181,51	17,89	€ 181,51	4,24
12	-€ 4,86	-	€ 378,19	8,59	€ 180,82	17,96	€ 180,82	4,21
13	€ 5,77	-	€ 378,19	8,59	€ 230,41	14,09	€ 230,41	6,02
14	€ 23,67	-	€ 378,19	8,59	€ 313,96	10,34	€ 313,96	7,77
15	€ 1,22	-	€ 378,19	8,59	€ 209,19	15,52	€ 209,19	5,35
16	-€ 12,28	-	€ 378,19	8,59	€ 146,19	22,21	€ 146,19	2,23
17	€ 4,75	-	€ 378,19	8,59	€ 225,64	14,39	€ 225,64	5,88
18	-€ 6,94	-	€ 378,19	8,59	€ 171,10	18,98	€ 171,10	3,73
19	€ 2,99	-	€ 378,19	8,59	€ 217,42	14,93	€ 217,42	5,62
20	-€ 11,02	-	€ 378,19	8,59	€ 152,06	21,35	€ 152,06	2,63
21	-€ 15,53	-	€ 378,19	8,59	€ 131,02	24,78	€ 131,02	1,03
22	-€ 2,41	-	€ 378,19	8,59	€ 192,24	16,89	€ 192,24	4,71
23	-€ 3,16	-	€ 378,19	8,59	€ 188,73	17,2	€ 188,73	4,56
24	-€ 7,87	-	€ 378,19	8,59	€ 166,75	19,47	€ 166,75	3,50
25	€ 4,18	-	€ 378,19	8,59	€ 222,99	14,56	€ 222,99	5,80
26	€ 73,05	-	€ 378,19	8,59	€ 544,39	5,96	€ 544,39	9,81
27	€ 41,40	-	€ 378,19	8,59	€ 396,70	8,18	€ 396,70	8,77
28	€ 250,49	-	€ 378,19	8,59	€ 1.372,46	2,37	€ 1.372,46	11,49
29	€ 65,06	-	€ 378,19	8,59	€ 507,08	6,4	€ 507,08	9,60
30	€ 477,86	-	€ 378,19	8,59	€ 2.433,52	1,33	€ 2.433,52	11,97
31	€ 144,97	-	€ 378,19	8,59	€ 879,99	3,69	€ 879,99	10,87
32	€ 129,62	-	€ 378,19	8,59	€ 808,39	4,02	€ 808,39	10,72
33	€ 111,63	-	€ 378,19	8,59	€ 724,44	4,48	€ 724,44	10,50

Oltre a non risultare economicamente conveniente, la prima modalità di investimento non verrà sicuramente perseguita, dal momento che i membri della CER di Ibla hanno già deciso di farsi carico delle spese per finanziare l'impianto fotovoltaico. I membri potranno decidere il meccanismo di investimento e di ripartizione dei ricavi tra le tre modalità rimanenti. In

un sistema che si basa su una ripartizione proporzionale di investimento e di ricavi non avrebbe alcun senso dividere il Ritiro Dedicato in parti uguali. Per questo motivo le rimanenti opzioni consigliate rimangono la modalità 2 e la modalità 4. Partendo dal concetto principale per cui nascono le comunità energetiche rinnovabile, la ripartizione della totalità dei ricavi su base proporzionale sembra essere la più in linea con lo spirito dell'iniziativa, dal momento che mira ad incentivare in maniera decisa l'autoconsumo energetico. Di contro, la modalità 2, potrebbe trovare il consenso della maggioranza dei membri per evitare malcontenti e calcoli economici complicati da gestire e da comprendere. Per semplicità, la modalità 2 viene scelta per il prosieguo dell'analisi nei paragrafi successivi.

6.3. Dimensionamento della Taglia dell'impianto

Questa analisi di sensitività intende focalizzarsi sulla potenza di generazione installata al servizio della CER. Dalla taglia dell'impianto dipendono proporzionalmente la produzione di energia elettrica e la quantità di energia condivisa dai membri della CER. I benefici economici, influenzati da questi fattori appena citati, potrebbero aumentare al crescere dei ricavi; tuttavia il peso dell'investimento iniziale potrebbe lievitare in maniera tale da rendere meno conveniente l'installazione dell'impianto.

La produzione fotovoltaica viene stimata utilizzando la piattaforma PVGIS, l'energia condivisa viene calcolata mediante l'utilizzo della piattaforma RECON. Con dei dati di consumo invariati da caso a caso, verrà impostata di volta in volta una potenza di generazione diversa. Al variare della potenza installata verrà variato anche il costo al kWp e i costi di manutenzione in maniera proporzionale. L'analisi si basa sui risultati economici delle analisi di sensitività svolte nei capitoli precedenti. La quota di investimento iniziale sarà sempre maggiorata di € 10.192,74 per includere i costi di finanziamento dell'impianto da 8 kW. I meccanismi di investimento e di ripartizione degli incentivi scelti nel corso dei paragrafi 6.1 e 6.2 verranno implementati per assicurare che il tempo di ritorno della Comunità coincida con il tempo di ritorno del singolo membro. Per semplicità, verranno analizzati i flussi di cassa semplici e non quelli attualizzati. Per ogni configurazione oggetto dell'analisi di verranno confrontati i tempi di ritorno dell'investimento e i VAN semplici al 20 ° anno di attività. Prima di entrare nel dettaglio dei risultati economici, vengono illustrate le percentuali di autoconsumo e di autosufficienza ottenute al variare della potenza di generazione installata.

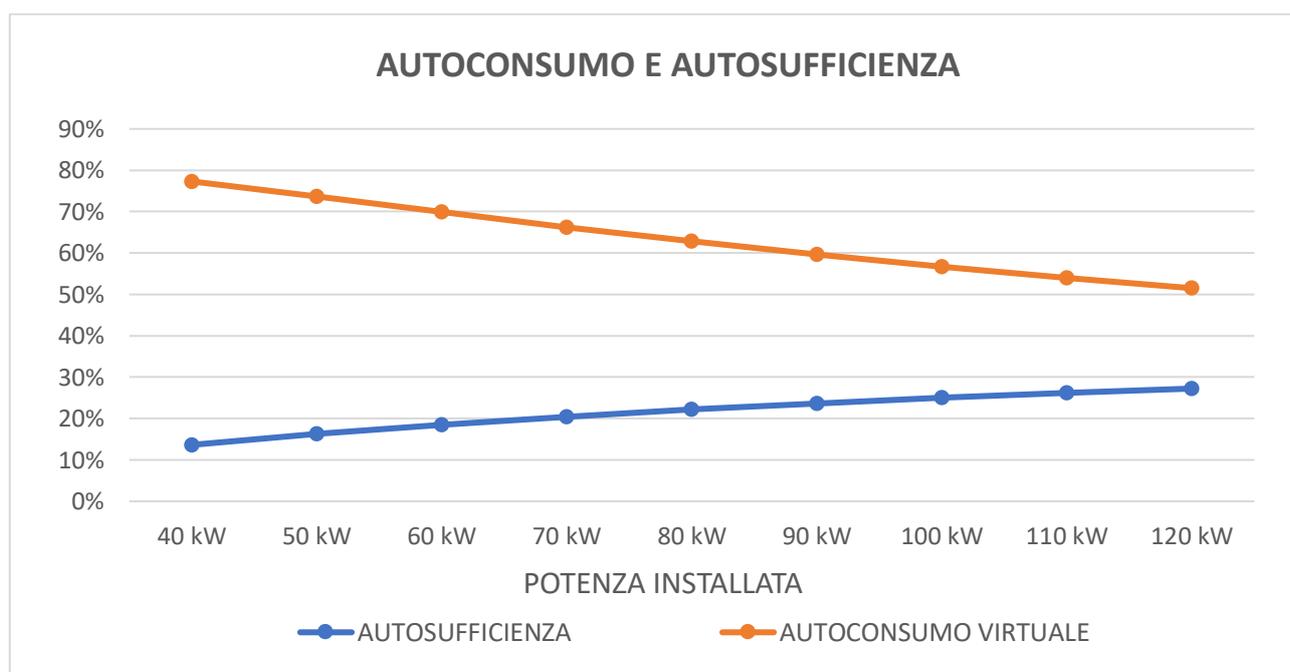


Figura 53. Percentuali di Autoconsumo e Autosufficienza al variare della potenza di generazione installata

La percentuale di autoconsumo diminuisce all'aumentare della potenza di generazione installata. Sebbene la producibilità degli impianti sia proporzionale alla taglia, i consumi in fascia oraria F1 dei membri della CER rimangono invariati. Il risultato è che l'energia condivisa dai membri della CER non può aumentare oltre un certo valore limite. Il valore limite è rappresentato dai consumi energetici in ore diurne effettuati dai membri. L'autoconsumo potrebbe aumentare qualora varino le abitudini di consumo dei membri come verrà analizzato nella parte conclusiva di questo paragrafo.

Tabella 35. Flussi di Cassa Cumulati per potenze di generazione da 40 kW a 80 kW

FLUSSI DI CASSA CUMULATI - ANALISI DI SENSITIVITA'					
ANNO	40 kW	50 kW	60 kW	70 kW	80 kW
0	-€ 67.033,63	-€ 79.612,10	-€ 92.190,57	-€ 104.769,04	-€ 117.340,46
1	-€ 59.742,77	-€ 70.768,53	-€ 81.804,51	-€ 92.951,59	-€ 104.183,35
2	-€ 52.498,99	-€ 61.981,49	-€ 71.484,39	-€ 81.208,95	-€ 91.109,43
3	-€ 45.302,03	-€ 53.250,69	-€ 61.229,88	-€ 69.540,73	-€ 78.118,28
4	-€ 38.151,66	-€ 44.575,86	-€ 51.040,66	-€ 57.946,55	-€ 65.209,51
5	-€ 31.047,66	-€ 35.956,72	-€ 40.916,39	-€ 46.426,06	-€ 52.382,69
6	-€ 23.989,79	-€ 27.392,98	-€ 30.856,75	-€ 34.978,89	-€ 39.637,41
7	-€ 16.977,81	-€ 18.884,36	-€ 20.861,42	-€ 23.604,65	-€ 26.973,27
8	-€ 10.011,51	-€ 10.430,61	-€ 10.930,08	-€ 12.303,00	-€ 14.389,86
9	-€ 3.090,65	-€ 2.031,43	-€ 1.062,40	-€ 1.073,57	-€ 1.886,77
10	€ 3.785,00	€ 6.313,45	€ 8.741,92	€ 10.084,00	€ 10.536,39
11	€ 2.915,66	€ 4.979,29	€ 6.933,22	€ 7.695,08	€ 7.480,02

12	€ 9.701,55	€ 13.216,36	€ 16.611,80	€ 18.710,02	€ 19.744,52
13	€ 16.442,91	€ 21.399,94	€ 26.227,97	€ 29.654,17	€ 31.930,30
14	€ 23.139,95	€ 29.530,30	€ 35.782,06	€ 40.527,89	€ 44.037,73
15	€ 29.792,90	€ 37.607,69	€ 45.274,37	€ 51.331,54	€ 56.067,21
16	€ 36.401,96	€ 45.632,38	€ 54.705,20	€ 62.065,45	€ 68.019,14
17	€ 42.967,38	€ 53.604,64	€ 64.074,87	€ 72.729,99	€ 79.893,90
18	€ 49.489,36	€ 61.524,73	€ 73.383,68	€ 83.325,49	€ 91.691,88
19	€ 55.968,11	€ 69.392,91	€ 82.631,94	€ 93.852,30	€ 103.413,45
20	€ 62.403,87	€ 77.209,44	€ 91.819,94	€ 104.310,78	€ 115.059,01

Tabella 36. Flussi di Cassa per potenze di generazione da 90 kW a 120 kW

FLUSSI DI CASSA CUMULATI - ANALISI DI SENSIVITA'				
ANNO	90 kW	100 kW	110 kW	120 kW
0	-€ 129.925,98	-€ 142.870,45	-€ 155.814,92	-€ 168.393,39
1	-€ 115.506,21	-€ 127.353,15	-€ 139.053,77	-€ 150.535,89
2	-€ 101.177,64	-€ 111.934,25	-€ 122.398,93	-€ 132.791,89
3	-€ 86.939,84	-€ 96.613,26	-€ 105.849,88	-€ 115.160,83
4	-€ 72.792,33	-€ 81.389,68	-€ 89.406,09	-€ 97.642,13
5	-€ 58.734,66	-€ 66.263,03	-€ 73.067,02	-€ 80.235,23
6	-€ 44.766,40	-€ 51.232,82	-€ 56.832,16	-€ 62.939,57
7	-€ 30.887,09	-€ 36.298,58	-€ 40.700,98	-€ 45.754,61
8	-€ 17.096,28	-€ 21.459,81	-€ 24.672,97	-€ 28.679,78
9	-€ 3.393,54	-€ 6.716,05	-€ 8.747,61	-€ 11.714,53
10	€ 10.221,58	€ 7.933,18	€ 7.075,61	€ 5.141,68
11	€ 6.424,51	€ 3.238,36	€ 1.622,21	-€ 1.210,60
12	€ 19.865,70	€ 17.699,95	€ 17.242,69	€ 15.429,17
13	€ 33.220,56	€ 32.068,42	€ 32.762,56	€ 31.961,54
14	€ 46.489,55	€ 46.344,24	€ 48.182,32	€ 48.387,03
15	€ 59.673,07	€ 60.527,87	€ 63.502,47	€ 64.706,18
16	€ 72.771,57	€ 74.619,78	€ 78.723,51	€ 80.919,53
17	€ 85.785,47	€ 88.620,41	€ 93.845,93	€ 97.027,60
18	€ 98.715,19	€ 102.530,23	€ 108.870,23	€ 113.030,92
19	€ 111.561,15	€ 116.349,69	€ 123.796,90	€ 128.930,01
20	€ 124.323,77	€ 130.079,25	€ 138.626,43	€ 144.725,40

In Tabella 35 e Tabella 36 sono presentati i flussi di cassa cumulati per ogni impianto avente potenza di generazione dai 40 kW ai 120 kW. I flussi di cassa sono stati calcolati rigenerando di volta in volta il costo dell'investimento totale. Vengono quindi modificati i

numeri di moduli, zavorre, morsetti e inverter. Il costo dell'impianto da 8 kW rimane invece invariato. I costi annuali inseriti nel bilancio dei flussi di cassa sono costituiti da alcuni oneri fissi e da altri variabili. Ad essere influenzati dalla potenza di generazione installata sono i costi assicurativi, i costi di manutenzione e infine i costi di gestione.

La Fig54 mostra gli andamenti dei flussi di cassa cumulati ottenuti analizzando i bilanci economici delle diverse taglie di impianto.

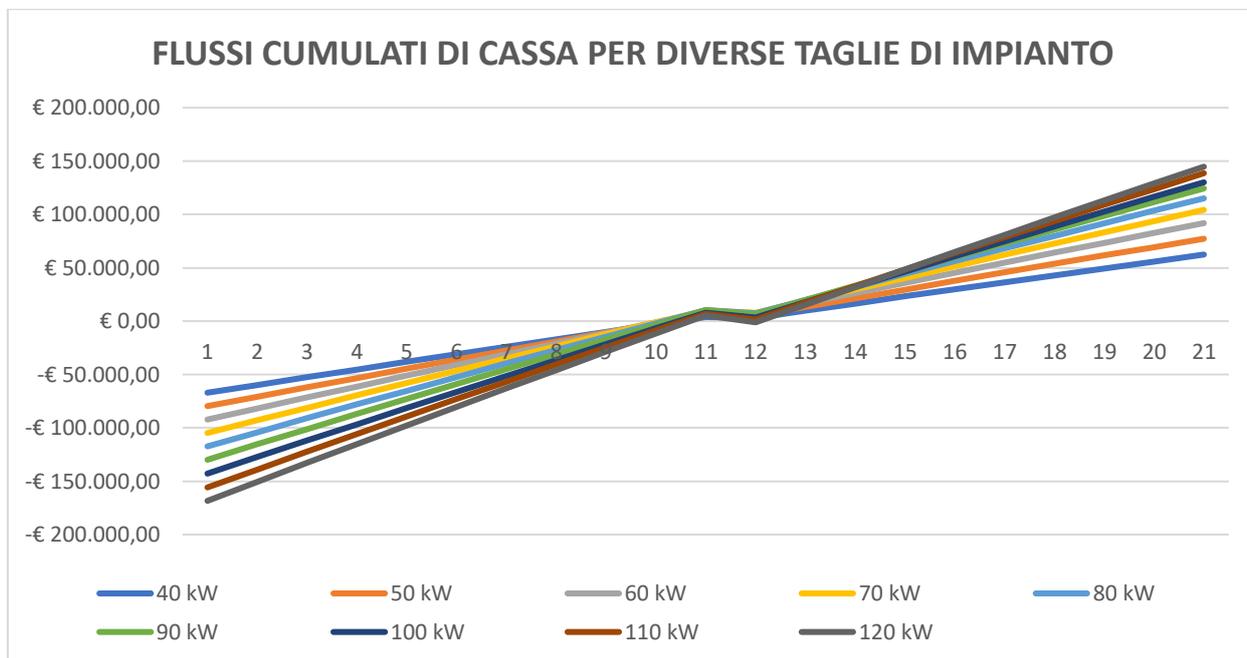


Figura 54. Flussi di Cassa cumulati da 40 kW a 80 kW

Non stupisce la somiglianza tra le diverse linee di tendenza illustrate. Al crescere della potenza di generazione installata aumentano anche i costi di gestione e manutenzione in maniera pressoché proporzionale come visibile dal grafico in Fig.55-56.



Figura 55. Costi di investimento all'anno zero per diverse potenze di generazione

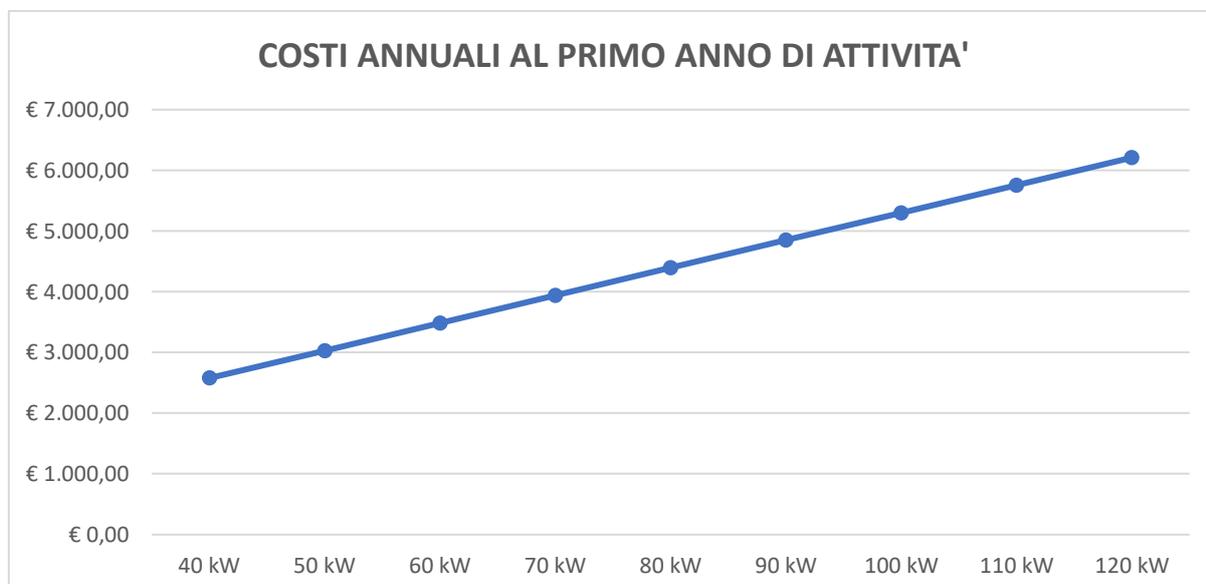


Figura 56. Costi Annuali al primo anno di attività per diverse potenze di generazione

Al variare della potenza di generazione installata il costo dell'investimento iniziale aumenta in egual modo al costo annuale di gestione e manutenzione della CER. I flussi di cassa cumulati generati dalle diverse taglie di impianto ottengono tempi di ritorno molto simili tra di loro.

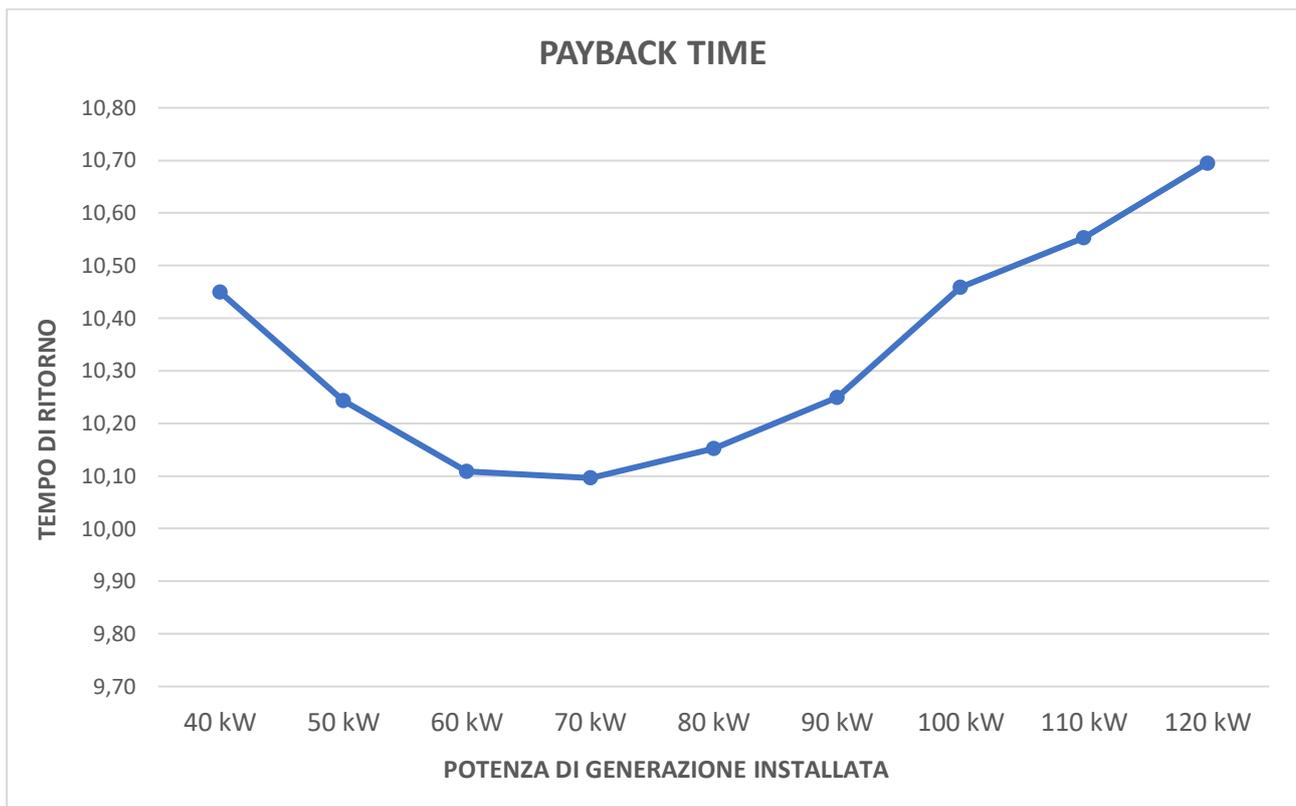


Figura 57. PayBack Time al Variare della Potenza di Generazione Installata

L'andamento mostrato in Fig.57 rappresenta, per ogni taglia di impianto installato, l'anno in cui i bilanci dei flussi di cassa cumulati diventano positivi. Ogni impianto ha un PayBack Time, o tempo di ritorno, di circa 10 anni, a pesare su questo risultato sono i costi annuali che crescono in modo proporzionale alla taglia dell'impianto. Tra tutti, l'impianto da 120 kW presenta il tempo di ritorno peggiore, l'impianto da 70 kW quello migliore. Partendo dal presupposto che pochi mesi di differenza sul tempo di ritorno non rendono un investimento nettamente migliore di un altro, è utile confrontare anche un altro parametro economico. Si tratta della percentuale di ritorno dell'investimento. La Fig.58 ne mostra i risultati per ogni taglia di impianto studiata.

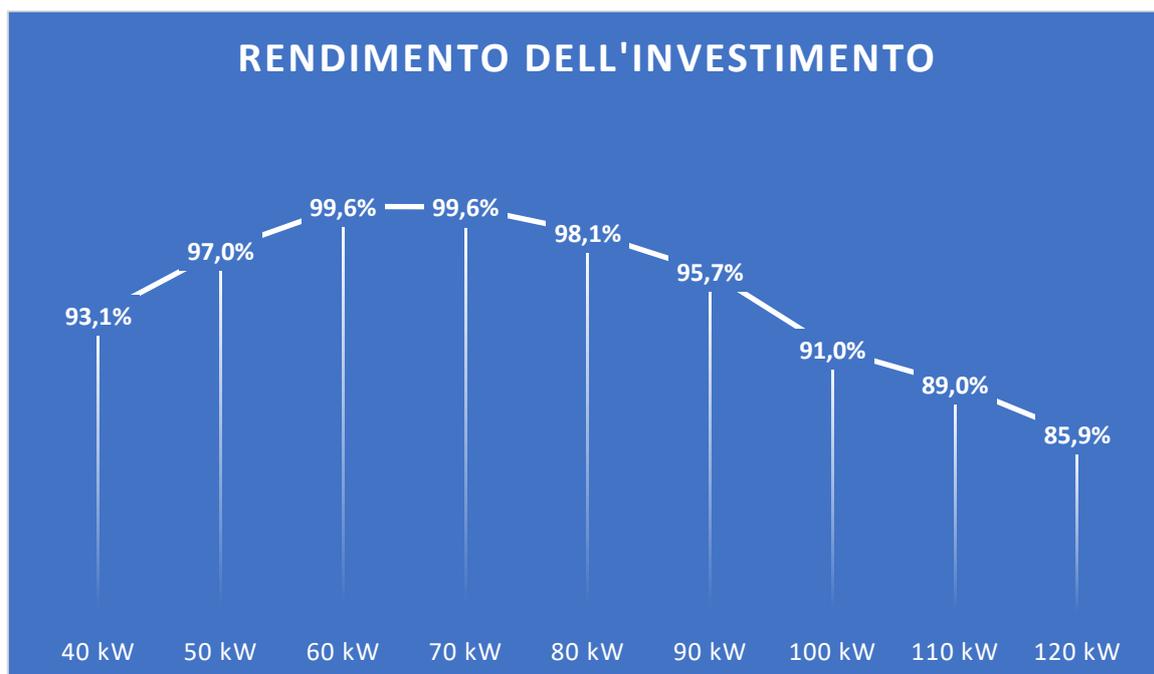


Figura 58. Rendimento dell'investimento per potenze di generazione da 40 kW a 120 kW

Il rendimento dell'investimento è stato calcolato come percentuale del ricavo netto al 20° anno di attività rispetto al costo iniziale affrontato all'anno zero per ogni impianto. L'impianto da 120 kW non solo presenta il tempo di ritorno peggiore, questa taglia genera il peggior rendimento percentuale. L'impianto da 70 kW, insieme a quello da 60 kW, presentano i valori migliori in termini di percentuali di guadagno. Questo risultato, insieme al tempo di ritorno ottimale, rende l'impianto da 70 kW il più conveniente, tra quelli analizzati, dal punto di vista economico. L'impianto da 80 kW presenta anch'esso ottimi risultati sia in termini di tempo di ritorno che in termini di rendimento dell'investimento.

L'analisi prosegue considerando stavolta l'influenza dello shifting dei consumi. Questo fenomeno stravolge la distribuzione dei consumi energetici. I consumatori che vogliono massimizzare i benefici economici generati dalla fonte energetica rinnovabile, concentrano i loro consumi energetici durante le ore diurne della giornata con il risultato che i consumi precedentemente registrati nelle ore notturne diminuiscono a favore di quelli effettuati in fascia F1. Un altro fenomeno, che non viene analizzato, ma concorre alla rimodulazione dei consumi energetici dei membri, è il rebound effect. Con questo termine si intende il fenomeno per cui i consumi energetici di un utenza aumentano quando si utilizza una fonte energetica rinnovabile che garantisce vantaggi economici come nel caso studio in esame. Il rebound effect potrebbe quindi generare un aumento dei consumi energetici delle singole utenze dal momento che i consumatori potrebbero decidere di installare pompe di calore aggiuntive per migliorare il comfort abitativo dell'abitazione.

I due fenomeni appena citati, se verificati, causano due effetti immediati.

- Lo shifting dei consumi dalle ore notturne alle ore diurne genera un incremento dei prelievi energetici in Fascia F1. Si suppone che lo shifting si verifichi senza alcun incremento dei consumi totali nel corso della giornata. In questo modo, a parità di potenza di generazione installata, l'autoconsumo energetico della Comunità subirebbe un incremento.
- A causa del rebound effect si potrebbe registrare un incremento dei consumi totali annuali, specialmente in fascia F1. Questo fenomeno potrebbe aumentare la percentuale di autoconsumo energetico della CER o addirittura rendere necessario l'installazione di maggiore potenza di generazione.

Entrambi i fattori devono essere tenuti in conto per dimensionare l'impianto fotovoltaico nella maniera più efficiente. A titolo esemplificativo, si illustrano i risultati economici dell'analisi di sensitività, al variare della percentuale di shifting dei consumi.

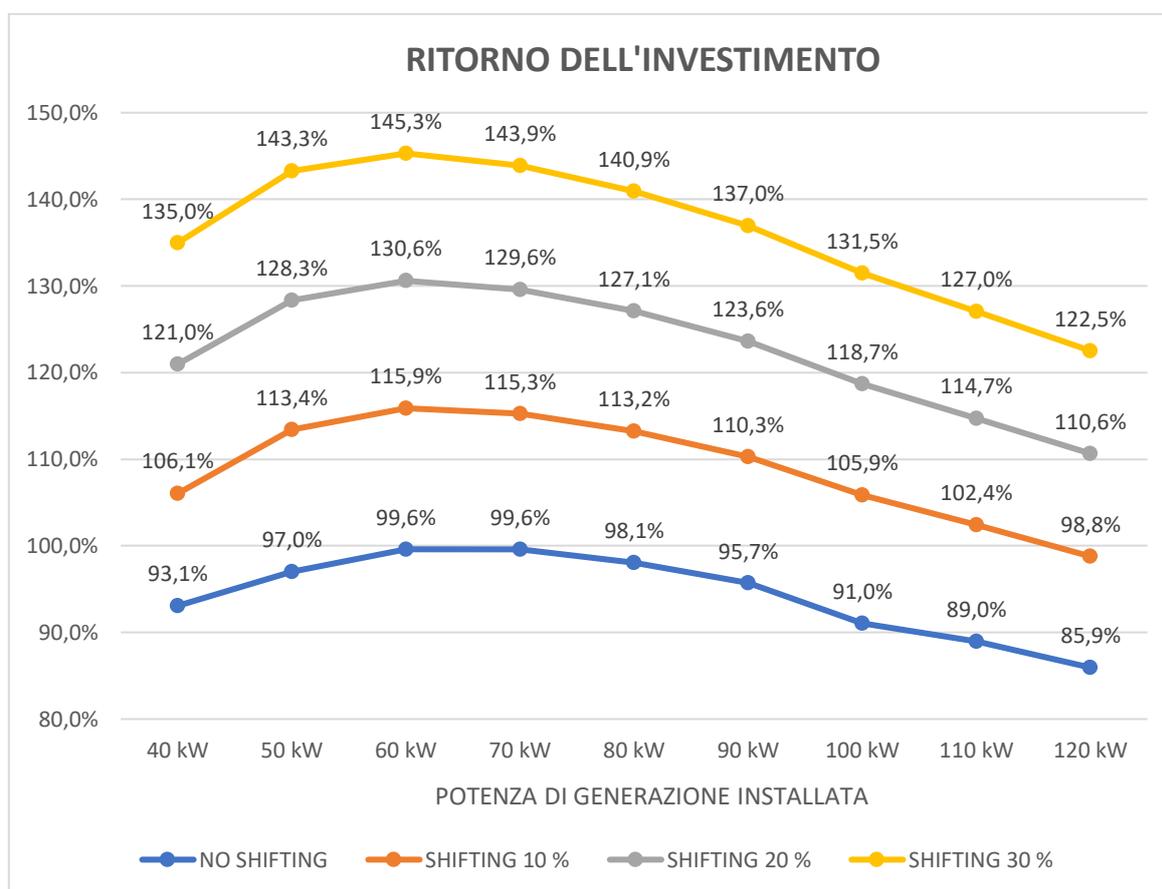


Figura 59. Ritorno dell'investimento in funzione dello shifting dei consumi

Il grafico in Fig.59 mostra 4 curve di tendenza, una per ogni percentuale di shifting dei consumi impostata. Come spiegato precedentemente, lo shifting dei consumi interessa i consumi energetici effettuati nella fascia F1. Per tenerne conto, si è ipotizzato che l'autoconsumo energetico della CER aumenti di conseguenza. I flussi di cassa sono stati nuovamente calcolati per ogni taglia di impianto e per ogni percentuale di autoconsumo

ottenuta con le nuove ipotesi. A parità di investimento iniziale, è possibile vedere quanto l'autoconsumo influenzi le percentuali di ritorno dell'investimento. Massimizzare l'autoconsumo energetico consente di massimizzare i ricavi dall'incentivazione per l'energia condivisa. Di contro, i costi annuali affrontati dalla CER rimangono invariati. Il grafico in Fig.60 mostra i risultati della stessa analisi relativamente ad ogni potenza di generazione installata. Nel grafico sono presenti 9 curve di tendenza, una per ogni taglia di impianto. Ogni curva mostra la variazione del rendimento dell'investimento al variare della percentuale di autoconsumo energetico per effetto dello shifting dei consumi energetici.

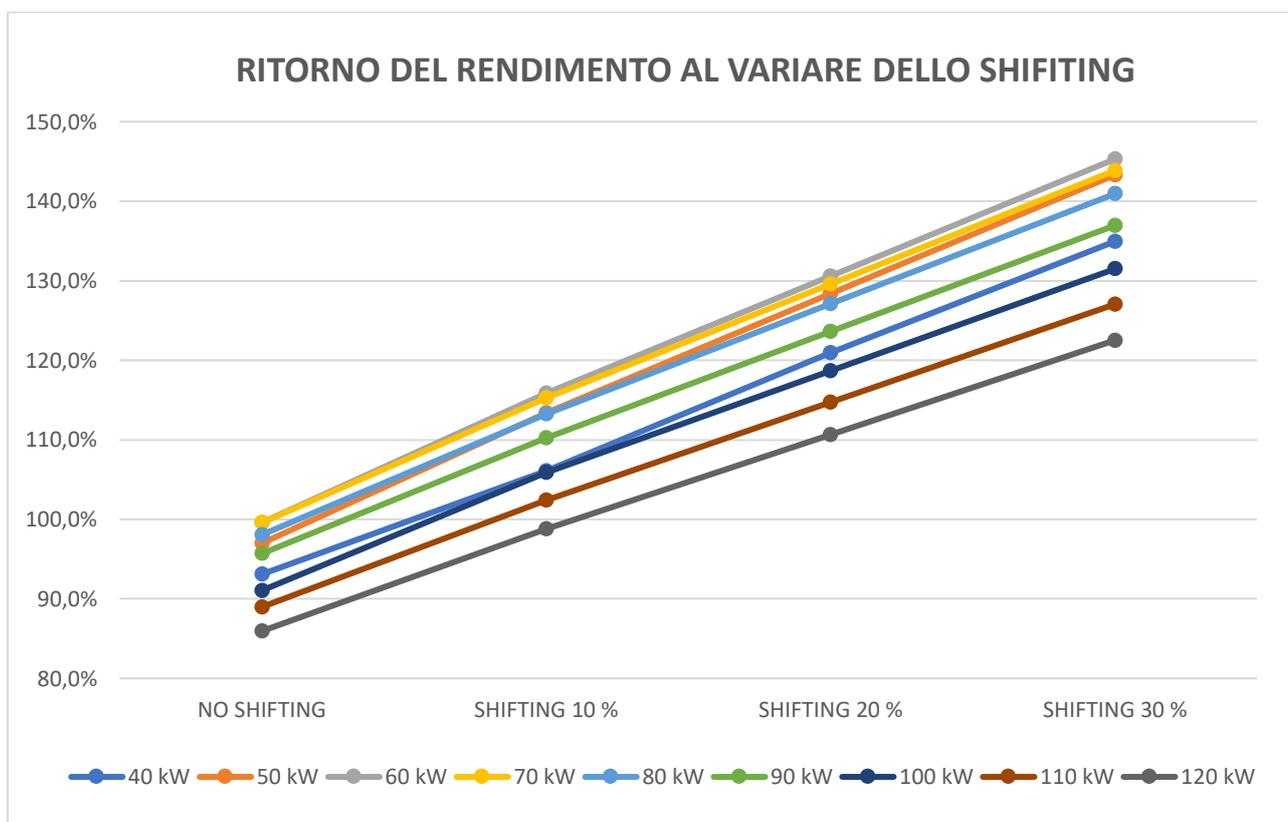


Figura 60. Rendimento dell'investimento per ogni taglia di impianto al variare della percentuale di shifting

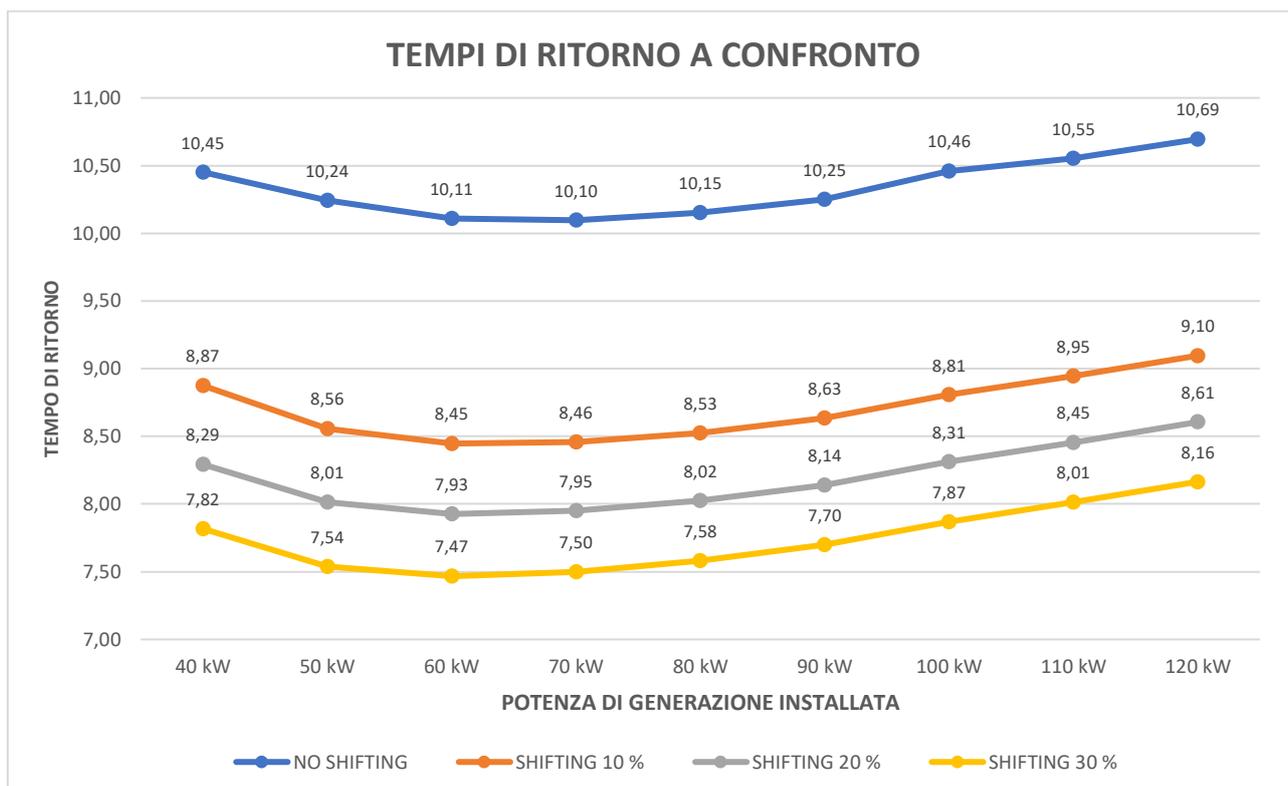


Figura 61. Tempi di ritorno a confronto – Shifting

Per ognuna delle taglie di impianto analizzate, e per ognuno dei 4 casi di shifting dei consumi, è stato valutato il tempo di ritorno dell’investimento. I risultati inerenti lo shifting dei consumi al 10%, al 20% e al 30%, visibili nel grafico in Fig.61, seguono lo stesso andamento ottenuto per il caso NO SHIFTING. Lo shifting dei consumi permette una sostanziale riduzione dei tempi di ritorno. A titolo esemplificativo, si noti come il tempo di ritorno dell’impianto da 70 kW passi da circa 10 e 2 mesi a soli 7 anni e mezzo.

A parità di investimento iniziale, oculate scelte in termini di consumi energetici, permettono di ottenere risultati economici nettamente migliori. L’implementazione di un sistema di monitoraggio connesso agli smart meters permette, per mezzo di un app appositamente progettata, di indicare ai membri della CER le fasce orarie in cui risulta più opportuno effettuare i propri consumi energetici, ottenendo così un incremento della condivisione dell’energia elettrica prodotta. Un uso consapevole dell’energia, mette i membri nelle condizioni di massimizzare il rendimento ottenibile dal proprio investimento.

7. Conclusioni

La tesi ha analizzato le principali Direttive e Leggi che hanno definito e delineato il quadro normativo delle Comunità Energetiche Rinnovabili in Italia. Queste configurazioni di autoconsumo potrebbero ricoprire un ruolo significativo nell'ambito della transizione energetica in corso, promuovendo l'installazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Oltre ai benefici per l'ambiente, i membri che parteciperanno alle comunità energetiche matureranno benefici di tipo sociale ed economico. L'introduzione di un sistema incentivante, intende inoltre sensibilizzare il membro sulle tematiche ambientali, fornendo una tariffa premio per l'energia elettrica condivisa dalla comunità. Il quadro normativo è ancora in evoluzione, le novità introdotte negli ultimi mesi da delibere e bozze di decreto potrebbero abbattere alcuni limiti di natura tecnica e territoriale ed introdurre un nuovo sistema di incentivazione.

Il caso del Comune di Ragusa, viene preso in esame come modello di un Ente Locale impegnato nella promozione di nuove installazioni di impianti di energia rinnovabile sul territorio amministrato. In quanto promotore e facilitatore, il Comune di Ragusa ha individuato cespiti comunali per avviare progetti pilota di configurazioni di autoconsumo energetico (partecipate da privati e dal Comune stesso), ha inoltre individuato superfici comunali idonee all'installazione di nuovi impianti fotovoltaici. Al fine di coinvolgere l'intera comunità nel processo di transizione energetica, l'Ente Locale pubblica il "Regolamento Comunale che disciplina l'installazione di impianti fotovoltaici nei centri storici", un documento chiave, che abbatte in parte alcuni vincoli paesaggistici e architettonici pendenti sul territorio e consente l'installazione di impianti fotovoltaici con precise caratteristiche anche in quelle aree dove prima non era consentito.

La seconda parte della tesi si è dunque concentrata ad analizzare lo studio di fattibilità tecnico-economica svolto per la comunità energetica rinnovabile di Ragusa Ibla. Caratteristica peculiare della CER in esame è la sua ubicazione all'interno di un borgo storico dichiarato patrimonio dell'umanità dall'UNESCO. L'analisi tecnica, partendo dai consumi energetici in fascia F1 dei futuri membri, ha condotto al dimensionamento di un impianto fotovoltaico da 80 kW, installato su una delle superfici messe a disposizione dal Comune. Mediante l'utilizzo di piattaforme quali PVGIS e RECON (sviluppata da ENEA) è stato possibile stimare una produzione di energia fotovoltaica pari a 113,9 MWh annuali, di poco superiore ai 105 MWh annuali che si intendeva soddisfare. L'interpolazione della curva di produzione con la curva di carico (ottenuta per mezzo della profilazione dei consumi condotta da RECON) ha restituito un valore di energia condivisa pari a 70,9 MWh, la quale rappresenta una percentuale di autoconsumo energetico pari al 62% e una percentuale di autosufficienza pari al 22%. Sulla base dei risultati energetici ottenuti, sono stati calcolati i benefici ambientali ed economici generati dall'attività in esame. L'analisi economica, svolta su un periodo di 20 anni, ha stimato un tempo di ritorno semplice

dell'investimento inferiore a 9 anni e un rendimento al 20° anno di attività pari al 102,9% dell'investimento iniziale. I flussi di cassa cumulati sono stati successivamente attualizzati con un tasso di sconto del 2%, 4% e 6%.

Conclude lo studio di fattibilità un'analisi di sensitività che ha permesso di indagare a fondo sulle modalità di investimento e di ripartizione dei ricavi tra i membri. L'analisi ha inoltre mostrato i benefici economici di tre diversi accordi contrattuali tra il Comune e la CER, individuando una soluzione che prevede il finanziamento, da parte dei membri della comunità, di un secondo impianto fotovoltaico di esclusiva pertinenza dell'Ente Locale. Il paragrafo finale dell'analisi di sensitività mette a confronto diverse taglie di impianto. Per ognuna delle configurazioni sono state stimate le percentuali di autoconsumo, i tempi di ritorno dell'investimento e il rendimento ottenuto dalla comunità al 20° anno di attività. Sono state generate delle linee di tendenza che hanno permesso di individuare l'impianto fotovoltaico da 70 kW, come il più conveniente in termini economici. Infine è stato illustrato il forte impatto che ogni membro può esercitare sulle percentuali di autoconsumo energetico della comunità. L'analisi di diversi scenari di shifting dei consumi, ha dimostrato come un uso responsabile dell'energia, assistito da opportuni sistemi di monitoraggio, permetterebbe ai membri delle comunità di incrementare i propri benefici economici a parità di investimento iniziale.

I risultati ottenuti, sono frutto di un quadro normativo non ancora sviluppato nella sua interezza. Il lavoro svolto da questa tesi ha permesso di sviluppare un quadro generale che potrà essere utilizzato dalla Pubblica Amministrazione per illustrare ai cittadini i benefici che possono ottenere aderendo alle configurazioni di autoconsumo energetico. Lo stesso quadro amministrativo comunale, risulta in fase di evoluzione, e sarà oggetto di aggiornamento con nuove delibere volte a regolarizzare in maniera più chiara e definita la gestione delle CER comunali e la partecipazione del Comune ad esse. Lo stesso modello contrattuale che prevede l'installazione di un secondo impianto fotovoltaico a servizio dell'ente, è oggetto di studio e verrà del tutto regolarizzato con una delibera ad hoc che verrà presumibilmente pubblicata nel mese di Ottobre dell'anno 2023.

Riferimenti

1. wwf.it. *wwf.it*. [Online] <https://www.wwf.it/cosa-facciamo/clima/cambiamenti-climatici/>.
2. Le soluzioni dell'UE per contrastare i cambiamenti climatici. *europarl.europa.eu*. [Online] https://www.europarl.europa.eu/news/it/headlines/society/20180703STO07129/le-soluzioni-dell-ue-per-contrastare-i-cambiamenti-climatici?&at_campaign=20234-Green&at_medium=Google_Ads&at_platform=Search&at_creation=RSA&at_goal=TR_G&at_audience=cambiamento%20.
3. Global and European Temperatures. *European Environmental Agency*. [Online] <https://www.eea.europa.eu/ims/global-and-european-temperatures>.
4. Berkley Earth, JRA-55,ERA5,GISTEMPv4,NOAAGlobalTEMPv5,HadCRUT5. [Online]
5. Power, Enel Green. Il cambiamento climatico : le cause, gli effetti, i rimedi. *Enel Green Power*. [Online] <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica/cambiamento-climatico-cause-conseguenze>.
6. Gas serra. *Wikipedia*. [Online]
7. Obiettivo 13:Promuovere azioni, a tutti i livelli, per combattere il cambiamento climatico. *Centro Regionale di Informazione delle Nazioni Unite*. [Online] <https://unric.org/it/obiettivo-13-promuovere-azioni-a-tutti-i-livelli-per-combattere-il-cambiamento-climatico/>.
8. Cambiamenti Climatici : Il contributo dell'UE. *Consiglio Europeo Consiglio dell'Unione Europea*. [Online] <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/>.
9. IEA. *Global Energy Review : CO2 Emissions in 2021*. 2021.
10. *CO2 Emissions of all world countries, 2022 Report*. 2022.
11. *Statistical review of world energy – all data 1965-2021*. 2021.
12. Consumo di energia primaria per fonte nell'Unione Europea e nel mondo (1965-2021). *Grafici.Altervista.Org*. [Online] <https://grafici.altervista.org/consumo-di-energia-primaria-per-fonte-nellunione-europea-e-nel-mondo/>.
13. Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici. *Consiglio Europeo Consiglio dell'Unione Europea*. [Online] <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/paris-agreement/>.
14. A European Green Deal . *European Commission* . [Online] https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.
15. L'Energia e il Green Deal . *Commissione Europea*. [Online] https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_it.

16. Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*. 2019.
17. Covenant of Mayors - Europe. *European Commission*. [Online] <https://eu-mayors.ec.europa.eu/en/home>.
18. *Covenant of Mayors - Europe*.
19. *Ragusa Green Plan - Il percorso partecipato del capoluogo ibleo verso la sostenibilità*. Ragusa, Comune di.
20. Italiano, Governo. *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza*. 2021.
21. FUEL MIX, DETERMINAZIONE DEL MIX ENERGETICO PER GLI ANNI 2019-2020. *GSE - Gestore Servizi Energetici*. [Online] 06 09 2021. <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/fuel-mix-determinazione-del-mix-energetico-per-gli-anni-2019-2020>.
22. *Report MiSE 2021*. 2021.
23. La mappa del gas : oggi e domani. *Tirreno Power*. [Online] 11 Aprile 2022. <https://www.tirrenopower.com/tip/la-mappa-del-gas-oggi-e-domani/>.
24. ARERA. Andamento del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo in regime di tutela. *ARERA.IT*. [Online] 2023. <https://www.arera.it/it/dati/gp27new.htm>.
25. —. Andamento del prezzo dell'energia elettrica per il consumatore domestico tipo in maggior tutela. *ARERA.IT*. [Online] 2023. <https://www.arera.it/it/dati/eep35.htm>.
26. *Our World in Data based on BP Statistical Review od World Energy 2022*. 2022.
27. ecologica, Ministero della Transizione. *La situazione energetica nazionale nel 2021*. 2022.
28. IEA. *Renewables 2021 - Analysis and forecasts to 2026*. 2021.
29. Gestione Servizi Energetici - GSE - A cura di Alessio Agrillo, Vincenzo Surace, Paolo Liberatore. *Rapporto Statistico - Solare Fotovoltaico 2021*. 2022.
30. Fabbisogno elettrico residenziale, per soddisfarlo basterebbe un 30% di tetti fotovoltaici in Italia. *Rinnovabili.it - Il quotidiano sulla sostenibilità ambientale*. [Online] 15 Giugno 2023. <https://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/tetti-fotovoltaici-in-italia/>.
31. Impianti fotovoltaici per autoconsumo, in Italia ci sono 110mila tetti industriali idonei. *Rinnovabili.it - Il quotidiano sulla sostenibilità ambientale*. [Online] 27 Giugno 2023. https://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/impianti-fotovoltaici-in-italia-tetti/?fbclid=IwAR1btvo0KttQDo942E6JROFLAJk0lw6YcoxiiyDW_KjNC91LBOopRsDS_fU.
32. (BNEF), Bloomberg New Energy Finance. *Dataset Global LCOE benchmark*. 2022.
33. Conto Energia. *GSE - Gestione Servizi Energetici*. [Online] <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/conto-energia>.

34. Scambio sul posto. *GSE - Gestione Servizi Energetici*. [Online] <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto>.
35. Accesso agli incentivi. *GSE - Gestione Servizi Energetici*. [Online] <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/incentivi-dm-04-07-2019>.
36. Le Comunità Energetiche Rinnovabili in Piemonte. *Regione Piemonte*. [Online] <https://www.regione.piemonte.it/web/temi/sviluppo/sviluppo-energetico-sostenibile/comunita-energetiche-rinnovabili-piemonte>.
37. Stefano Paolo Corgnati, Oriana Corino, Francesca Dealessi, Andrea Lanzini, Sara Leporati, Alessandro Sciullo, Claudia Traina. *Guida alle Comunità Energetiche Rinnovabili a impatto sociale*. 2022.
38. *DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO*. Europea, Gazzetta Ufficiale dell'Unione. 2018.
39. *DIRETTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO*. Europea, Gazzetta Ufficiale dell'Unione. 2019.
40. *Legge n.8 28/02/2020 - Art.42 bis*. Italiano, Gazzetta Ufficiale del Governo. 2020.
41. *DELIBERAZIONE 4 AGOSTO 2020*. Ambiente, ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e. 2020.
42. *Decreto Ministeriale 16 settembre 2020*. Economico, Governo Italiano - Ministero dello Sviluppo. 2020.
43. *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*. Italiano, Governo. 2021.
44. Energetici, GSE - Gestione Servizi. *GRUPPI DI AUTOCONSUMATORI DI ENERGIA RINNOVABILE - Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa*. 2022.
45. *DELIBERAZIONE 15 NOVEMBRE 2022 - 573/2022/R/EEL - AGGIORNAMENTO, AI SENSI DEL DECRETO LEGISLATIVO 199/21 E DEL DECRETO LEGISLATIVO 210/21, DELLA REGOLAZIONE DEI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO. MODIFICHE AL TISSPC*. Ambiente, ARERA Autorità di Regolazione per Energia Reti e. 2022.
46. Comunità Energetiche Rinnovabili e Solidali. *Comunirinnovabili.it*. [Online] 2021. <https://www.comunirinnovabili.it/la-rete-delle-comunita-energetiche-rinnovabili-e-sostenibili/>.
47. Comunità Energetica e Solidale di Napoli Est. *Fondazione con il Sud*. [Online] <https://www.fondazioneconilsud.it/progetto-sostenuto/comunita-energetica-e-solidale-di-napoli-est/>.
48. Ragusa. *Wikipedia*. [Online] <https://it.wikipedia.org/wiki/Ragusa>.
49. *Solargis.com*. [Online] <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/italy>.

50. Atlaimpianti. *GSE - Gestione Servizi Energetici*. [Online] <https://www.gse.it/dati-e-scenari/atlaimpianti>.
51. *Global Wind Atlas*. [Online] <https://globalwindatlas.info>.
52. [Online] [Airworks.it](https://www.airworks.it).
53. Azioni del PAESC - Comune di Ragusa (RG). *PAESC Italia*. [Online] <https://www.paesitalia.it/public/comuni/ragusa-RG-658/>.
54. *Deliberazione della giunta comunale n.88 - 17/03/2020*. Ragusa : s.n., 2020.
55. *Determinazione del Settore 05 Politiche Ambientali - Energetiche - Mobilità n° 235 - 08/04/2020*. Ragusa : s.n., 2020.
56. *Deliberazione della Giunta Comunale n.280 - 25/05/2021* . Ragusa : s.n., 2021.
57. *Investimenti ai Comuni Siciliani per la costituzione di Comunità Energetiche e Solidali*.
58. *Deliberazione della Giunta Comunale n.107 - 8/03/2022*. Ragusa : s.n., 2022.
59. *Deliberazione comunale numero 86 - 26 /10/2022*. Ragusa : s.n., 2022.
60. *Regolamento Comunale che disciplina l'installazione di impianti di produzione di energia alternativa nei centri storici di Ragusa*. Ragusa : s.n., 2022.
61. Le Comunità Energetiche. *E-distribuzione*. [Online] 02 2023. <https://www.e-distribuzione.it/a-chi-ci-rivolgiamo/casa-e-piccole-imprese/comunita-energetiche.html>.
62. Bilanci. *Comune di Ragusa*. [Online] <https://www.comune.ragusa.it/it>.
63. Tutti i vantaggi dell'energia solare. *Enel Green Power* . [Online] <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/energia-solare/vantaggi-energia-solare>.
64. Tempo di ammortamento energetico dei sistemi solari fotovoltaici. *DS - New Energy*. [Online] 10 12 2021. <https://it.dsnsolar.com/info/energy-payback-time-of-solar-pv-systems-64900597.html>.
65. Q.Peak Duo G11. *QCells*. [Online] <https://www.q-cells.it/prodotti/moduli-fotovoltaici.html>.
66. Fasce Orarie Energia Elettrica. *Vivi Energia*. [Online] <https://www.vivienergia.it/casa/vivipedia/guida-energia/fasce-orarie-energia-elettrica>.
67. *Rapporto Statistico GSE per il Solare Fotovoltaico - 2021*. 2022.
68. PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM. *EU Science Hub - PVGIS* . [Online] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
69. ENEA. Recon. *Recon*. [Online] <https://recon.smartenergycommunity.enea.it/>.
70. Enel, Enel - Direzione Relazioni Esterne. *Rapporto Ambientale 2013*. 2014.

71. *Solar Energy Point*. [Online] <https://www.solarenergypoint.it/shop/q-cells/q.cells-q.peak-duo-m-g11-series-400-modulo-fotovoltaico-monocristallino-400w>.

72. *Sun Ballast*. [Online] https://www.sunballast.it/strutture-per-pannelli-fotovoltaici-su-tetto-piano/sistema-connect-sun-ballast/?gclid=CjwKCAiAI9efBhAkEiwA4Torihg56l_1eotMHqWrAWeBZR0oItIxnEFmEOMqqeKlh1KJ2zw73T7xoCAWAQAvD_BwE .

73. *Professione Architetto*. [Online] <https://www.professionearchitetto.it/tools/parametri/>.

74. *E-Distribuzione*. [Online]

75. Costo impianto fotovoltaico. *Sorgenia*. [Online] <https://www.sorgenia.it/guida-energia/costo-impianto-fotovoltaico-6-kw#:~:text=In%20media%2C%20le%20spese%20di,di%20circa%209.000%2D16.000%20euro..>