



Comune di Neoneli

**STUDIO DI FATTIBILITA'
TECNICO-ECONOMICA PER LE
COMUNITA' ENERGETICHE (CER)**



Cagliari | Sardegna

BIA srl
Via S. Tommaso D'Aquino, 20
09134 Cagliari (CA)
energhiabia@pec.it

Ing. Alessandra Scalas

ALESSANDRA
scalas@bia.it
settembre 2026
24.09.2026
11:08:56
GMT+02:00



Sommario

1. Quadro introduttivo allo Studio di Fattibilità.....	4
1.1 Premessa	4
1.2 Motivazione dello SdF	5
1.3 Area di riferimento.....	6
2. Normativa di riferimento	9
2.1 Quadro delle norme, piani e regolamenti in tema di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)	9
2.1.1 Quadro strategico e regolatorio a livello europeo	9
2.1.2 Quadro strategico e regolatorio a livello nazionale (Piano azione nazionale per energie rinnovabili/Strategia energetica nazionale)	10
2.1.3 Quadro strategico e regolatorio a livello regionale.....	17
3 PEARS – Piano energetico ambientale regionale della Sardegna	24
4. Progettazione della CER.....	30
4.1 Determinazione del fabbisogno di energia elettrica.....	31
4.2 Autoconsumo e cessione di energia rinnovabile alla rete.....	34
4.3 Considerazioni riepilogative sui consumi	59
4.4 Consumi energetici orari.....	61
4.6 Potenziale di produzione energetica del fotovoltaico	68
4.7 Individuazione cabine primarie (CP)	97
4.8 Dimensionamento della CER.....	97
4.9 Energia da FER - Autoconsumo e Immissione in Rete.....	98
4.10 Scenario n.1 - Configurazione CER con 4 edifici comunali produttori e 50 utenze domestiche	108
4.11 Scenario n.2 - Configurazione CER con 8 edifici comunali produttori e 100 utenze domestiche	113
4.12 Scenario n.3 - Configurazione CER con 8 edifici comunali, un impianto FV in area PIP e 100 utenze domestiche	116
4.13 Scenario n.4 - Configurazione CER con un impianto FV in area PIP e 100 utenze domestiche.....	119
4.14 Analisi economica costi-benefici.....	122
4.14.1 Stima degli investimenti in conto capitale (CAPEX).....	122
4.14.2 Stima delle entrate finanziarie	124
4.14.2.1 Tariffa premio spettante all'energia condivisa incentivabile (incassato dalla CER)	124
4.14.2.2 Valorizzazione dei costi di rete evitati (incassato dalla CER).....	128
4.14.2.3 Ritiro dedicato (incassato dalla CER)	128

4.14.2.4 Autoconsumo diretto (a favore del produttore)	129
4.14.3 Determinazione economica degli OPEX (costi operativi)	129
4.14.3.1 Copertura assicurativa per l'impianto.....	130
4.14.3.2 Attività di manutenzione dell'impianto	130
4.14.3.3 Tassazione dei proventi.....	131
4.15 Flussi di cassa	131
4.15.1 Scenario 1.....	131
4.15.2 Scenario 2.....	133
4.15.3 Scenario 3.....	135
4.15.4 Scenario 4.....	137
4.15.5 I proventi della CER.....	139
5. Gestione operativa della CER	141
5.1 Molteplicità di Scenari:.....	141
5.2 Impianto Fotovoltaico a Terra.....	141
5.3 Ruoli dell'Amministrazione comunale.....	143
5.4 Forme giuridiche e modelli di governance:	146
5.4.1 Associazioni (Non Riconosciute o Riconosciute):	148
5.4.2. Cooperative:.....	148
5.4.3. Consorzi:.....	149
5.4.4. Società Benefit (SB):.....	150
5.4.5 Altre forme giuridiche (meno comuni ma possibili):	150
5.5 Modelli di Governance:	150
5.5.1 Modello Democratico/Partecipativo:	151
5.5.2. Modello Rappresentativo:	152
5.5.3. Modello Manageriale/Tecnico:	152
5.5.4 Modello Ibrido:.....	152
5.5.5 Fattori Chiave nella Scelta:.....	153
5.6 Ipotesi di utilizzo dei proventi CER.....	153
6 Conclusioni	158
1. Schede di riepilogo degli scenari	159

1. Quadro introduttivo allo Studio di Fattibilità

1.1 Premessa

L'attuale contesto energetico, caratterizzato da un crescente aumento dei costi dell'energia e dalla necessità di ridurre le emissioni di gas serra, richiede soluzioni innovative e sostenibili. In questo scenario, le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) si configurano come strumenti fondamentali per promuovere la transizione energetica, favorendo l'autoproduzione e l'autoconsumo collettivo di energia proveniente da fonti rinnovabili.

Lo studio di fattibilità qui presentato per il Comune di Neoneli nasce dall'esigenza di supportare la creazione di una CER che sia economicamente sostenibile, tecnicamente fattibile e in grado di generare benefici ambientali e sociali per i partecipanti. Tale studio si fonda sui principi delineati dalla normativa vigente, con particolare riferimento alla Delibera del 10 ottobre 2024, n. 39/38 della Regione Sardegna, che promuove e incentiva la costituzione di comunità energetiche attraverso misure di sostegno dedicate ai Comuni.

L'obiettivo dello studio è quello di fornire un quadro completo e dettagliato per valutare la convenienza e le potenzialità della CER proposta, analizzando gli aspetti tecnici, economici, normativi e ambientali. In particolare, saranno approfonditi i seguenti punti:

- L'individuazione delle aree idonee e dei siti per l'installazione degli impianti di produzione energetica;
- La valutazione della capacità produttiva e del fabbisogno energetico della comunità;
- L'analisi delle modalità di condivisione e gestione dell'energia prodotta;
- La stima dei benefici economici per i partecipanti e per il territorio.

Questo documento si propone, dunque, come uno strumento di pianificazione strategica che guiderà le decisioni dei soggetti coinvolti, facilitando la realizzazione di un progetto allineato agli obiettivi di sostenibilità ambientale e sviluppo locale.

1.2 Motivazione dello SdF

Le **Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)** rappresentano un modello innovativo per la produzione, la condivisione e il consumo di energia proveniente da fonti rinnovabili a livello locale. Queste comunità nascono dalla volontà di cittadini, imprese, enti locali e altre organizzazioni di cooperare per soddisfare i propri bisogni energetici in modo sostenibile, riducendo le emissioni di CO₂ e favorendo l'autosufficienza energetica.

Le CER si basano su un principio di condivisione: l'energia prodotta localmente attraverso impianti di piccole dimensioni alimentati da fonti rinnovabili viene distribuita tra i membri della comunità, localizzati all'interno di un medesimo perimetro geografico, secondo criteri stabiliti collettivamente. Le comunità energetiche consentono alle comunità locali di unire le forze e investire in energia pulita rendendo questo modello un mezzo innovativo attraverso cui ristrutturare il nostro sistema energetico puntando sul principio di autonomia di produzione e consumo.

Le Comunità Energetiche collaborano all'abbattimento dei costi energetici, all'efficienza energetica delle comunità locali, al superamento della dipendenza da fonti fossili e alla conseguente diminuzione delle emissioni inquinanti in atmosfera. L'Unione Europea ha introdotto il concetto di Comunità Energetica per la prima volta con il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei", adottato nel 2019. Tale concetto è stato recepito in Italia con il Decreto Legislativo n. 199 del 2021 (art. 31).

La Regione Sardegna sostiene la loro realizzazione attraverso l'attenzione dedicata al tema nelle ultime recenti Deliberazioni del 2024 e 2025. La Legge regionale n. 20 del 5 Dicembre 2024, riguardante le "Misure urgenti per l'individuazione di aree e superfici idonee e non idonee all'installazione e promozione di impianti a fonti di energia rinnovabile (FER) e per la semplificazione dei procedimenti autorizzativi", esclude dalle misure di tutela gli impianti di produzione da fonti rinnovabili ricadenti nelle Comunità Energetiche (comma 5 dell'art.3) e la Delib. n.39/38 del 10.10.2024 promuove azioni di supporto ai Comuni per la realizzazione e creazione di Comunità energetiche da fonti rinnovabili (attuazione art. 9 della L. 15/2022).

Il presente Studio di Fattibilità si inserisce in modo coerente nel contesto regionale volto alla promozione e al sostegno dello sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili sul territorio regionale.

1.3 Area di riferimento

Il Comune di Neoneli si trova nella parte centro-occidentale della Regione Sardegna, in Provincia di Oristano, all'interno della **regione storica del Barigadu**. Il territorio comunale si estende su una superficie complessiva di circa **48 km²** e presenta una morfologia prevalentemente collinare e montana; il centro abitato è posto a **circa 554 m s.l.m.**, su un altopiano terrazzato che degrada verso il lago Omodeo. Il territorio è interessato dal bacino idrografico del fiume Tirso e comprende ambienti di particolare pregio naturalistico, tra cui l'Oasi di Assai, caratterizzata da estesi boschi di leccio e sughero. Neoneli è un piccolo centro di **591 residenti** al 31 dicembre 2024, distante circa 50 km da Oristano, caratterizzato da una consolidata tradizione agro-pastorale e artigianale e da un rilevante patrimonio naturalistico, archeologico e culturale.



Figura 1: inquadramento del territorio comunale di Neoneli nella Regione Sardegna.

Inquadramento su Regioni storiche



Figura 2: inquadramento territoriale su Regioni Storiche.

2. Normativa di riferimento

Questa sezione esamina i principali strumenti normativi sulle Comunità Energetiche Rinnovabili, emanate in questi anni e attualmente in vigore.

Si è ritenuto opportuno indagare sia l'apparato normativo a livello europeo e nazionale, sia gli eventuali strumenti amministrativi e di governance riguardanti il territorio regionale in cui ricade l'intervento.

2.1 Quadro delle norme, piani e regolamenti in tema di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)

2.1.1 Quadro strategico e regolatorio a livello europeo

Si riportano di seguito un estratto del documento regionale e a seguire le principali azioni regolatorie e normative attuate dall'Unione Europea in materia di Comunità Energetiche e di incentivo allo sviluppo della produzione energetica da fonti rinnovabili:

2018-2019

Direttiva 2018/2001/UE (RED2) – definisce la comunità energetica (art.2) e i loro obiettivi, indicando tra questi: fornire benefici ambientali alle aree locali in cui opera e benefici sociali ai suoi azionisti e membri. La Direttiva riconosce anche i diritti delle CER di generare, consumare e immagazzinare energia rinnovabile, il diritto di accessibilità al mercato energetico e di condividere l'energia prodotta all'interno della Comunità.

Direttiva 2019/944/UE (IEM) – è parte del pacchetto normativo "Clean Energy for All Europeans" e riguarda il mercato interno dell'energia elettrica. Questa direttiva integra e amplia alcuni principi introdotti dalla RED II: viene definita la Comunità Energetica dei Cittadini (CEC) e le differenze normative che la distinguono dalla CER.

2022

Council Regulation (EU) 2022/2577 of 22 December 2022 – Il regolamento stabilisce norme

temporanee di carattere emergenziale tese ad accelerare la procedura autorizzativa applicabile alla produzione di energia da fonti rinnovabili, con particolare attenzione a tecnologie per le energie rinnovabili o tipi di progetti specifici in grado di accelerare in tempi rapidi il ritmo di diffusione delle energie rinnovabili nell'Unione.

REPowerEU Plan (COM/2022/230) - il piano REPowerEU ha proposto l'obiettivo politico condiviso di realizzare 1 comunità energetica per ogni comune con una popolazione di oltre 10.000 abitanti entro il 2025.

2023

Direttiva (EU) 2023/2413 (REDIII) – Modifica e aggiorna la Direttiva 2018/2001 (RED II); la Direttiva sollecita gli Stati membri a semplificare le procedure amministrative connesse all'utilizzo delle energie alternative. Inoltre, innalza la quota di energia da fonte rinnovabile al 42,5% entro il 2030.

2024

Council Regulation (EU) 2024/223 of 22 December 2023 – Modifica il Regolamento (UE) 2022/2577, emanato precedentemente per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili, e ne proroga l'applicazione a causa della situazione energetica instabile e urgente. Il Regolamento riconosce il ruolo cruciale che gli impianti di produzione di energia rinnovabile svolgono nel contrastare i cambiamenti climatici e l'inquinamento, ridurre i prezzi dell'energia e la dipendenza dell'Unione dai combustibili fossili, garantendo la sicurezza dell'approvvigionamento.

2.1.2 Quadro strategico e regolatorio a livello nazionale (Piano azione nazionale per energie rinnovabili/Strategia energetica nazionale)

Si riportano di seguito un estratto del documento regionale e a seguire le principali azioni regolatorie e normative attuate dallo Stato italiano in materia di Comunità Energetiche e di incentivo allo sviluppo della produzione energetica da fonti rinnovabili:

2011

Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica. Il PAEE è il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE) 2011, predisposto da ENEA ai sensi delle Direttive 2006/32/CE e 2009/28/CE ed

emendato dal Ministero dello Sviluppo Economico con la consultazione del Ministero dell'Ambiente e la Conferenza Stato Regioni.

2012

D.M. 15.03.2012. Il D.Lgs. 28/2011 all'art. 37, comma 6 prevede che con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico siano definiti e quantificati gli obiettivi regionali per il raggiungimento della quota di produzione di energia da fonte rinnovabile, pari al 17%, assegnato all'Italia dalla Direttiva 28/2009/CE. Tale decreto è denominato per brevità "Decreto BurdenSharing".

La Strategia Energetica Nazionale. Nel mese di Ottobre 2012 il Ministero dello Sviluppo Economico ha messo in consultazione il documento denominato la Strategia Energetica Nazionale che dovrebbe esplicitare in maniera chiara gli obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni, tracciare le scelte di fondo e definire le priorità d'azione. Quattro gli obiettivi principali della Strategia:

- Ridurre significativamente il gap relativo al costo dell'energia per i consumatori e le imprese, allineando prezzi e costi dell'energia a quelli europei al 2020;
- Raggiungere gli obiettivi ambientali e di riduzione delle emissioni definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (obiettivo "20-20-20") ed assumere un ruolo guida nella definizione ed implementazione della Roadmap 2050.
- Ridurre la dipendenza dalle importazioni esterne, innalzando la nostra autonomia energetica e la sicurezza degli approvvigionamenti.
- Favorire la sostenibilità economica del Paese anche attraverso lo sviluppo del settore energetico.

2013

Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 8 Marzo 2013 - Approvazione della Strategia energetica nazionale.

2014

Con il D. Lgs n.102 e il PAEE, l'Italia recepisce la Direttiva 2012/27/UE, stabilendo un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza tese al raggiungimento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico definiti al 2020.

PAEE- Piano di Azione Italiano per l'Efficienza Energetica. Il Piano propone di rafforzare le misure e gli strumenti già esistenti e di introdurre nuovi meccanismi per superare le difficoltà incontrate nell'efficienza energetica da alcuni settori.

D. Lgs n. 102/2014. Tra le iniziative promosse dal Decreto, vengono introdotte nuove regole per sostenere l'efficienza energetica, eliminando eventuali barriere all'incremento dell'efficienza delle reti e alla diffusione efficiente delle fonti rinnovabili.

2017

PAEE- Piano di Azione Italiano per l'Efficienza Energetica¹. Secondo quanto affermato nel documento di Piano: "Il PAEE 2017, elaborato su proposta dell'ENEA ai sensi dell'articolo 17, comma 1 del D.lgs. 102/2014, a seguito di un sintetico richiamo agli obiettivi di efficienza energetica al 2020 fissati dall'Italia, illustra i risultati conseguiti al 2016 e le principali misure attivate e in cantiere per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2020". Il Piano presta grande attenzione alle azioni di efficienza energetica nel settore edilizio pubblico e privato, nel settore industriale e in quello dei trasporti.

SEN - Strategia Energetica Nazionale. "Con D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico"². Tra gli obiettivi quantitativi previsti dalla SEN:

- riduzione dei consumi energetici nazionali;
- implementazione della produzione energetica da fonti rinnovabili pari al 28% sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015.

Per quanto riguarda la produzione energetica da fonti rinnovabili viene dichiarata la "compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio: la tutela del paesaggio è un valore irrinunciabile, pertanto per le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, verrà data priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti. Accanto a ciò si procederà, con Regioni e amministrazioni che tutelano il paesaggio, alla individuazione di aree, non altrimenti valorizzabili, da destinare alla produzione energetica rinnovabile"³.

¹<https://www.mise.gov.it/index.php/it/energia/efficienza-energetica>

²SEN - <https://www.mise.gov.it/index.php/it/194-comunicati-stampa/2037349-ecco-la-strategia-energetica-nazionale-2017>

³ SEN- Azioni trasversali - SEN - <https://www.mise.gov.it/index.php/it/194-comunicati-stampa/2037349-ecco-la-strategia-energetica-nazionale-2017>

2019

DL. 162 “Mille Proroghe” - Con l’art.42 bis viene recepita la Direttiva 2018/2001/UE – RED2 e sono introdotte le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). Il Decreto è convertito in Legge dalla L. 8/2020.

Piano nazionale integrato per l’Energia ed il Clima (PNIEC)– Il Piano è stato adottato da parte della Commissione europea (Assessment of the final national energy and climate plan of Italy - SWD(2020) 911 final) il 14 ottobre 2020.

2020

Piano nazionale integrato per l’Energia ed il Clima (PNIEC) – A gennaio viene pubblicato il testo definitivo del Piano. “Come previsto dal Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio 2016/0375 sulla Governance dell’Unione dell’energia. Il Piano è strutturato secondo 5 dimensioni: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell’energia, ricerca, innovazione e competitività.

I principali obiettivi dello strumento sono: una percentuale di produzione di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE e una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 21,6% a fronte del 14% previsto dalla UE. Inoltre, il Piano prevede una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5% e la riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto da Bruxelles”.

Delibera ARERA 318/2020/R/eel del 04 agosto - Regolazione delle partite economiche relative all’energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile. Il provvedimento, in attuazione di quanto disposto dall'articolo 42bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 (coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020, n. 8), riporta le disposizioni dell'Autorità in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa nell'ambito di comunità di energia rinnovabile.

D.M. 16 settembre - Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili. Il decreto individua la tariffa incentivante per la remunerazione degli

impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle comunità energetiche rinnovabili; individua inoltre i limiti e le modalità relativi all'utilizzo e alla valorizzazione dell'energia condivisa prodotta da impianti fotovoltaici che accedono alle detrazioni stabilite dall'art. 119 del decreto-legge n. 34/2020.

GSE - Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, (dicembre). Vengono pubblicate le Regole tecniche riguardanti le comunità energetiche per presentare la domanda per accedere agli incentivi sul Portale GSE. Con la pubblicazione delle Regole tecniche, approvate da ARERA, il GSE ha dato seguito a quanto stabilito dal Decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 16 settembre 2020 e dalla Delibera 318/2020/R/eel dell'ARERA, che disciplinano l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa nell'ambito di comunità e gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile. Nelle Regole Tecniche sono riportati i requisiti, le modalità di richiesta per l'accesso al servizio, lo schema di contratto standard, i criteri di calcolo e le tempistiche di erogazione dei contributi economici.

2021

Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) – 25 aprile. Il Piano si inserisce all'interno del programma Next Generation EU (NGEU), il pacchetto da 750 miliardi di euro concordato dall'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica. Il Piano si organizza lungo sei 'missioni', tra le quali è inclusa la 'Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica' i cui obiettivi includono "migliorare la sostenibilità e la resilienza del sistema economico e assicurare una transizione ambientale equa e inclusiva [...] Il Governo prevede importanti investimenti nelle fonti di energia rinnovabile e semplifica le procedure di autorizzazione nel settore" (Governo Italiano -Presidenza del Consiglio dei Ministri, 2021).

DLgs. 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. (21G00214)

All'art. 20 disciplina l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili e al Titolo IV, art.31, vengono disciplinate e definite le Comunità Energetiche Rinnovabili. Il Decreto legge mira ad accelerare il percorso di crescita sostenibile e di riconversione energetica - verso la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili – in linea con gli obiettivi europei di decarbonizzazione indicati al 2030 e 2050.

D.L. n.2010 dell'08 novembre - Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della

normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE. (21G00233).

2022

Deliberazione ARERA n.727/2022/R/EEL del 27 dicembre - Definizione, ai sensi del Decreto Legislativo 199/21 e del Decreto Legislativo 210/21, della regolazione dell'autoconsumo diffuso. **Approvazione del testo integrato autoconsumo diffuso (TIAD)**. Regola il meccanismo di funzionamento e i contributi di valorizzazione che spettano all'energia autoconsumata nell'ambito delle configurazioni ammesse, tra le quali ricadono anche le CER.

2023

D.L. n.41 del 21 Aprile - di conversione del decreto-legge 24 febbraio 2023, n. 13 c.d. PNRR ter, recante "Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune".

La Legge introduce alcune semplificazioni per sostenere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. In particolare, il Capo X introduce alcune modifiche alle aree idonee, definite dal DL n.199/2021, e ai limiti relativi agli impianti FV indicati all'allegato II e IV del DL 152/2006.

D.M. n. 414 del 7 dicembre (CACER)- Individuazione di una tariffa incentivante per impianti a fonti rinnovabili inseriti in comunità energetiche rinnovabili e nelle configurazioni di autoconsumo singolo a distanza e collettivo, in attuazione del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199 e in attuazione della misura appartenente alla Missione 2, Componente del 2, Investimento 1.2 del PNRR. Il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica attua le previsioni introdotte dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 e del progetto PNRR M2C2I1.2, per la promozione delle Comunità Energetiche Rinnovabili e delle configurazioni di autoconsumo rinnovabile singolo e collettivo che utilizzano la rete elettrica di distribuzione per la condivisione dell'energia.

2024

Deliberazione ARERA n. 15/2024/R/EEL del 30 gennaio – Modifiche al Testo Integrato Autoconsumo Diffuso e verifica delle Regole Tecniche per il servizio per l'autoconsumo diffuso predisposte dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. Il provvedimento modifica il Testo Integrato

Autoconsumo Diffuso (TIAD) e verifica positivamente le Regole Tecniche per il servizio per l'autoconsumo diffuso predisposte dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. per l'accesso agli incentivi e ai contributi PNRR.

D.M. n. 22 del 23 febbraio - Approvazione delle regole operative di cui all'art. 11 del decreto 7 dicembre 2023, n. 414. nell'ambito del PNRR, M2C2 I1.2 "Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo". Il Decreto approva il documento del GSE riguardante le regole operative per l'accesso agli incentivi destinati allo sviluppo di Comunità Energetiche Rinnovabili.

D.M. 21 Giugno - Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili.

Il decreto, in attuazione dell'art. 20, commi 1e 2, del decreto legislativo n. 199 del 2021, ha la finalità di individuare la ripartizione fra le regioni e le province autonome dell'obiettivo nazionale al 2030 di una potenza aggiuntiva pari a 80 GW da fonti rinnovabili rispetto al 31 dicembre 2020, e stabilire principi e criteri omogenei per l'individuazione da parte delle regioni delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili funzionali al raggiungimento degli obiettivi nazionali di produzione energetica.

2025

Il **DM MASE 16 maggio 2025, n. 127**, noto come "**Decreto correttivo CER**", modifica il precedente DM n. 414/2023 soprattutto per ampliare e rendere più flessibile l'accesso ai contributi PNRR destinati alle Comunità energetiche rinnovabili e ai gruppi di autoconsumatori.

Le principali novità sono:

- estensione del contributo PNRR ai progetti ubicati nei Comuni con popolazione inferiore a **50.000 abitanti**, rispetto alla precedente soglia di 5.000;
- conferma del contributo in conto capitale fino al **40% delle spese ammissibili**;
- aumento dell'anticipazione richiedibile dal **10% al 30%** del contributo concesso;
- possibilità di mettere gli impianti in esercizio entro 24 mesi dal completamento dei lavori e comunque non oltre il 31 dicembre 2027;
- maggiore favore per le persone fisiche: in determinati casi il contributo in conto capitale non determina la riduzione della tariffa premio sull'energia condivisa.

Il decreto non modifica sostanzialmente la struttura o gli importi delle tariffe incentivanti CER, ma interviene principalmente sulle condizioni di accesso, sulla cumulabilità e sulle tempistiche della misura PNRR. Le modifiche sono state recepite nelle Regole operative GSE aggiornate.

2.1.3 Quadro strategico e regolatorio a livello regionale

“In linea con gli obiettivi e le strategie comunitarie e nazionali, la Regione Sardegna si prefigge da tempo di ridurre i propri consumi energetici, le emissioni climalteranti e la dipendenza dalle fonti tradizionali di energia attraverso la promozione del risparmio e dell’efficienza energetica ed il sostegno al più ampio ricorso alle fonti rinnovabili.

Tali obiettivi vengono perseguiti avendo, quale criterio guida, quello della sostenibilità ambientale, e cercando, in particolare, di coniugare al meglio la necessità di incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili con quella primaria della tutela del paesaggio, del territorio e dell’ambiente”⁴.

Di seguito si riportano i documenti e gli atti normativi principali dettati dalla Regione in materia di energia e ambiente e di Comunità Energetiche Rinnovabili:

2008

Delibera della Giunta regionale n. 30/2 del 23.05 - “Linee guida per l’individuazione degli impatti potenziali degli impianti Fotovoltaici e loro corretto inserimento nel territorio”. Il documento definisce i criteri tesi ad individuare le aree in cui possono essere installati gli impianti fotovoltaici, in modo da razionalizzarne la realizzazione e contenerne l’impatto, anche sulla base delle indicazioni dei documenti di pianificazione regionali. Conferma le indicazioni contenute nel D.G.R. n. 28/56 del 2007 e definisce i criteri di buona progettazione degli impianti, la documentazione da presentare in procedura di verifica e gli impatti da considerare in fase di progettazione dell’impianto riguardanti la realizzazione, l’esecuzione e la dismissione dell’opera, oltre alle componenti paesaggistiche presenti sul territorio.

Delibera della Giunta regionale n. 59/12 del 29.10 – “Modifica ed aggiornamento delle linee guida per l’individuazione degli impatti potenziali degli impianti fotovoltaici e loro corretto inserimento nel territorio”. Il decreto modifica parte delle Linee guida definite dal D.G.R. n.30/2 ed estende la superficie utilizzabile fino ad un massimo del 15% in caso di iniziative industriali con alto contenuto innovativo, in grado di garantire ricadute tecnico-industriali sul territorio.

⁴P.E.A.R.S. – Quadro Normativo regionale; fonte:
<http://www.regione.sardegna.it/j/v/2420?s=1&v=9&c=10201&es=6603&na=1&n=100&esp=1&tb=13769>

2009

Legge Regionale n. 3 del 7 Agosto. La L.R. n. 3 del 7 Agosto 2009 all'art. 6 - "Disposizioni in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili", comma 3, attribuisce alla Regione, nelle more dell'approvazione del nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale, la competenza al rilascio dell'Autorizzazione Unica per l'installazione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Al comma 7 prevede, inoltre, che "nel rispetto della legislazione nazionale e comunitaria [...] la Regione adotta un Piano regionale di sviluppo delle tecnologie e degli impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile".

2010

Delibera della Giunta regionale n. 10/3 del 12 marzo- "Applicazione della L.R. n. 3/2009, art. 6, comma 3 in materia di procedure autorizzative per la realizzazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Atto di indirizzo e linee guida". Con la deliberazione n. 10/3 del 12 marzo 2010, la Giunta Regionale ha rilevato la necessità di elaborare una nuova proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale alla luce delle sopravvenute modificazioni normative nazionali e gli indirizzi di pianificazione a livello comunitario (Direttiva 2009/28/CE) e internazionale (Conferenze ONU sul Clima), con lo spostamento degli orizzonti temporali di riferimento all'anno 2020. Delibera, inoltre, il rilascio dell'autorizzazione per la realizzazione di impianti da fonti rinnovabili a carico degli uffici regionali, fino ad approvazione del nuovo Piano Energetico Regionale. La delibera è stata annullata dal TAR con sentenza del 14 gennaio 2011 n° 37 insieme alla Delibera 25/40 "Competenze e procedure per l'autorizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Chiarimenti D.G.R. n.10/3 del 12.3.2010. Riapprovazione Linee Guida".

Delibera della Giunta Regionale n. 17/31 del 27 Aprile. Il progetto Sardegna CO2.0, il cui avvio è stato approvato dalla Giunta regionale con la deliberazione n. 17/31 del 27.04.2010, ha l'obiettivo strategico di attivare una serie di azioni integrate e coordinate di breve, medio e lungo periodo, destinate a ridurre progressivamente il bilancio delle emissioni di CO2 nel territorio regionale, utilizzando strumenti finanziari innovativi capaci di rigenerare le risorse investite.

Delibera della Giunta Regionale n. 43/31 del 6 Dicembre. Con la deliberazione n. 43/31 del 6 Dicembre 2010, la Giunta Regionale ha dato mandato all'Assessore dell'Industria per:

- avviare le attività dirette alla predisposizione di una nuova proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale e provvedere, contestualmente, all'attivazione della procedura di

Valutazione Ambientale Strategica, in qualità di Autorità procedente;

- predisporre, nelle more della definizione del nuovo PEARS, il Documento di indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili che ne individui le effettive potenzialità rispetto ai possibili scenari al 2020.

Deliberazione della Giunta Regionale n. 25/40 del 01 Luglio 2010 – “Competenze e procedure per l’autorizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Chiarimenti Delib. G.R. n. 10/3 del 12 Marzo 2010. Riapprovazione Linee Guida”.

2011

Delibera della Giunta regionale n. 27/16 del 01Giugno- “Linee guida attuative del Decreto del Ministero per le Linee guida attuative del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, “Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Modifica della Delib.G.R. n. 25/40 del 1° luglio 2010”. Nell’Allegato B del documento, la RAS individua contemporaneamente le aree definite ‘brownfield’ come aree privilegiate per l’installazione degli impianti fotovoltaici a terra e, contemporaneamente, definisce le ‘aree non idonee’ in funzione delle taglie dell’impianto. **ABROGATO L’ALLEGATO B – “Individuazione delle aree e dei siti non idonei all’installazione di impianti fotovoltaici a terra”** e integralmente sostituito dagli elaborati b. Documento “Individuazione delle aree non idonee all’installazione di impianti energetici alimentati da fonti energetiche rinnovabili” e c. Allegato 1 – Tabella aree non idonee FER della D.G.R. 59/90 del 27 Novembre 2020.

Delibera della Giunta regionale n. 31/43 del 20 Luglio. Con deliberazione n. 31/43 del 20.07.2011 la Giunta regionale ha approvato l’Atto d’indirizzo per la predisposizione del Piano Energetico Ambientale Regionale in conformità con la programmazione comunitaria, nazionale e regionale.

2012

Delibera della Giunta regionale n. 12/21 del 20 Marzo. Con deliberazione n. 12/21 del 20.03.2012, la Giunta regionale ha approvato il Documento di indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili che contiene gli scenari energetici necessari al raggiungimento dell'**obiettivo specifico del 17,8 %** di copertura dei consumi finali lordi di energia con fonti rinnovabili nei settori elettrico e termico, assegnato alla Sardegna con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15.03.2012. Il Governo Regionale intende raggiungere l'obiettivo assegnato promuovendo il risparmio e l'efficienza energetica, **incrementando la quota dell’energia prodotta mediante il ricorso a fonti rinnovabili** all'interno di un sistema diversificato ed equilibrato, coerente con le effettive esigenze

di consumo, la compatibilità ambientale e lo sviluppo di nuove tecnologie.

2015

Delibera della Giunta regionale n. 24/12 del 19Maggio– “Linee guida per i paesaggi industriali della Sardegna”. A seguito del lavoro congiunto con il Dipartimento Interateneo di Scienze, Progetto e Politiche per il Territorio del Politecnico di Torino, vengono definite le linee guida per i paesaggi industriali regionali utili ad orientare la pianificazione e la progettazione degli interventi di trasformazione dei paesaggi connotati dalla presenza di insediamenti produttivi o destinati alla localizzazione di nuovi impianti.

Le LLGG forniscono gli indirizzi per l’inserimento paesaggistico degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Nel caso dell’installazione di impianti fotovoltaici a terra, in contesto agricolo, vengono fornite importanti indirizzi progettuali per mitigare gli impatti paesaggistici-ambientali e visivo-percettivo, in modo da garantire il corretto inserimento nel contesto⁵.

2016

Delibera della Giunta regionale n. 45/40 del 2 Agosto - “Approvazione del Piano energetico ambientale regionale 2015-2030”.

2019

Delibera della Giunta regionale n. 5/25 del 29 Gennaio2019 - “Linee guida per l'Autorizzazione Unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi dell’articolo 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e dell’articolo 5 del D.Lgs. n. 28/2011. Modifica della Delib.G.R. n. 27/16 del 01 Giugno 2011, incremento limite utilizzo territorio industriale”. Il decreto approva l’incremento fino al 20% dell’utilizzo della superficie delle aree definite ‘brownfield’ per la realizzazione di impianti fotovoltaici e solari termodinamici.

DELIBERAZIONE N. 6/50 DEL 5.02.2019 (SRACC)- Strategia Regionale di adattamento ai cambiamenti climatici. La strategia si propone come modello (organizzativo, gestionale e metodologico) che consente il raggiungimento di obiettivi strategici e l’elaborazione di obiettivi settoriali per l’adattamento, costituendo pertanto un documento quadro di forte spinta delle politiche e strategie settoriali e territoriali verso l’adattamento. La strategia è in fase di attuazione.

⁵Si veda l’approfondimento al paragrafo della presente relazione “3.4.5 Linee guida regionali per i paesaggi della produzione di energie da fonti rinnovabili”.

2020

Delibera della Giunta regionale n. 59/90 del 27 Novembre 2020- “Individuazione delle aree non idonee all’installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili”. L’Assessora dell’Industria, di concerto con gli Assessori della Difesa dell’Ambiente e degli Enti locali, Finanze e Urbanistica definisce la nuova proposta organica per le aree non idonee e/o preferenziali all’installazione di impianti energetici alimentati da fonti energetiche rinnovabili. Il decreto è ispirato alla necessità di fornire uno strumento che consenta di accompagnare e promuovere lo sviluppo d’impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in considerazione degli ambiziosi obiettivi al 2030 del Piano Energetico Ambientale Regionale e più in generale a livello nazionale ed europeo. Tra gli obiettivi del decreto emerge quello di coordinare e aggiornare le disposizioni per gli impianti fotovoltaici ed eolici, emanate dalla Giunta Regionale negli anni, con l’intento di fornire un quadro normativo chiaro e univoco. Il decreto:

- approva l’analisi degli impatti degli impianti di produzione energetica da FER esistenti e autorizzati a scala regionale;
- individua le aree non idonee all’installazione di impianti energetici da FER;
- fornisce indicazioni per la realizzazione di impianti eolici in Sardegna e i criteri di cumulo per la definizione del valore di potenza di un impianto da fonti energetiche rinnovabili ai fini procedurali in materia di VIA;
- sostiene, oltre al riassetto del sistema delle aree non idonee alle nuove installazioni, la possibilità di revamping e repowering degli impianti esistenti.

2022

Deliberazione n.06/20 del 25 febbraio - Atto di indirizzo per la promozione e il sostegno per la costituzione di comunità energetiche rinnovabili e per configurazioni di autoconsumo collettivo, ai sensi del D.Lgs. n. 199/2021 e in 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.

L.R. n. 15 del 13 ottobre - Disposizioni in materia di energia e modifiche alla legge regionale n. 9 del 2006.

La Legge prevede che la Regione, nel rispetto della normativa comunitaria e statale, eserciti la potestà legislativa e regolamentare, e tutte le funzioni amministrative concernenti la pianificazione, la produzione, il trasporto, la distribuzione e l'utilizzazione dell'energia.

In particolare, la norma:

- stabilisce gli obiettivi di politica energetica regionale;
- delinea il procedimento di approvazione del Piano energetico regionale della Sardegna (PEARS);
- prevede la promozione dell'istituzione delle comunità energetiche da FER;
- istituisce il reddito energetico regionale;
- contiene norme sull'autorizzazione di impianti energetici.

2023

Delibera della Giunta regionale n. 16/8 del 27 aprile - Azioni di supporto ai Comuni della Sardegna per la realizzazione e creazione di comunità energetiche da fonti energetiche rinnovabili. Attuazione art. 9 della L.R. n. 15/2022. Elenco dei Comuni beneficiari e bozza di convenzione.

2024

Legge regionale n. 20 del 05 Dicembre - "Misure urgenti per l'individuazione di aree e superfici idonee e non idonee all'installazione e promozione di impianti a fonti di energia rinnovabile (FER) e per la semplificazione dei procedimenti autorizzativi".

La legge istituisce un fondo da 678 milioni di euro (2025-2030) per incentivare impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo destinati all'autoconsumo in Sardegna. I beneficiari includono persone fisiche residenti, imprese, professionisti, comunità energetiche, enti locali (comuni, province, città metropolitane) e altri enti pubblici regionali. Gli impianti dovranno essere installati su coperture edilizie o aree impermeabilizzate già esistenti, di proprietà o disponibilità del richiedente.

L'obiettivo è promuovere la produzione distribuita e la condivisione dell'energia rinnovabile sul territorio.

Deliberazione n. 39/38 del 10.10 - Azioni di supporto ai Comuni della Sardegna e altri soggetti per la realizzazione e creazione di Comunità energetiche da fonti energetiche rinnovabili. Attuazione art. 9 della L.R. n. 15/2022.

2025

D.G.R. n. 4/13 – Programma Regionale di Sviluppo 2024-2029 - Inserisce le CER nella strategia regionale di transizione energetica. Nella presentazione del PRS la Regione indica **112 milioni di euro per la realizzazione di comunità energetiche**, oltre ai 678 milioni destinati più in generale agli incentivi per le rinnovabili.

D.G.R. n. 7/1 – PIAO 2025-2027 - “Promozione delle comunità energetiche”, con stanziamento 2025-2027 di 650.000 euro per attività di promozione, sensibilizzazione e formazione. Tra gli indicatori compare anche il numero di soggetti che avviano un percorso per la costituzione di CER.

D.G.R. n. 47/23 - Finanzia studi di fattibilità tecnico-economica per ulteriori 60 Comuni e 19 altri enti locali. Contributo al 100%, fino a 15.000 € per Comune e 40.000 € per gli altri enti, per uno stanziamento complessivo di 2 milioni di euro.

L.R. n. 31/2025 - Modifica la L.R. 20/2024 sul tema delle aree idonee/non idonee. Mantiene una disciplina particolarmente favorevole agli impianti destinati all'autoconsumo o al servizio di una CER e introduceva inoltre un'eccezione per le istanze destinate alle necessità delle comunità energetiche durante la sospensione degli altri procedimenti.

3 PEARS – Piano energetico ambientale regionale della Sardegna

Secondo quanto affermato dalla Regione: “Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEARS) è lo strumento attraverso il quale l'Amministrazione Regionale persegue obiettivi di carattere energetico, socio-economico e ambientale al 2020 partendo dall'analisi del sistema energetico e la ricostruzione del Bilancio Energetico Regionale (BER)”. La Giunta regionale ha approvato in via definitiva Il Piano “Verso un’economia condivisa dell’Energia”, 2015-2030, con la D.G.R. n. 45/40 del 2 agosto 2016, ai sensi del decreto legislativo n. 152/2006 e s.m.i., e il relativo Rapporto Ambientale, la sintesi non tecnica e, ai sensi del D.P.R. 357/97 e s.m.i. lo Studio di Valutazione di Incidenza Ambientale e tutti i documenti allegati.

Attraverso il PEARS vengono individuati gli indirizzi strategici, gli scenari e le scelte operative in materia di energia che l’Amministrazione regionale mira a realizzare in un arco temporale media-lunga durata. Il Piano recepisce ed è coerente ai principali indirizzi di pianificazione energetica messi in atto a livello europeo e nazionale, con particolare attenzione agli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ quantificati pari a -40%, entro il 2030, rispetto ai valori del 1990. In funzione di questo, “le linee di indirizzo del Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna, riportate nella Delibera della Giunta Regionale n. 48/13 del 2.10.2015, indicano come obiettivo strategico di sintesi per l’anno 2030 la riduzione delle emissioni di CO₂ associate ai consumi della Sardegna del 50% rispetto ai valori stimati nel 1990”⁶.

Per conseguire l’obiettivo strategico del Piano, sono stati individuati i seguenti **Obiettivi Generali** (OG):

- OG1. Trasformazione del sistema energetico Sardo verso una configurazione integrata e intelligente (Sardinian Smart Energy System);
- OG2. Sicurezza energetica;
- OG3. Aumento dell’efficienza e del risparmio energetico;
- OG4. Promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico;
- OG5. Impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

“Negli ultimi 10 anni la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, grazie alle forme di incentivazione della produzione e alle potenzialità naturali, ha registrato un notevole incremento

⁶Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030 – Proposta Tecnica, dicembre 2015; p.44.

nella Regione Sardegna, raggiungendo una quota di produzione significativa e pari nel 2014 a circa il 26,3% della produzione lorda⁷. Il fotovoltaico risulta essere la seconda fonte di produzione, dopo l'eolico, con un contributo pari al 6,8% sul totale prodotto, con un numero di impianti fotovoltaici in esercizio in Sardegna, al 2015, pari a ca. 26.708, corrispondenti ad una potenza installata di 680 MW.

L'utilizzo delle fonti rinnovabili, in relazione al raggiungimento degli obiettivi di Piano, assume grande importanza in merito ai seguenti punti:

- l'incremento della produzione di energia elettrica,
- il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂;
- l'aumento dell'autonomia e della flessibilità del sistema elettrico che collaborano al raggiungimento dell'OG2 sulla sicurezza del sistema energetico regionale.

“Il D.lgs. 152/2006 e s.m.i., in attuazione di quanto prescritto dalla direttiva 2001/42/CE, prevede che, per i piani o programmi sottoposti a VAS, siano adottate specifiche misure di monitoraggio ambientale dirette al controllo degli effetti ambientali significativi del Piano e alla verifica del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale prefissati, al fine di individuare e adottare eventuali misure correttive ritenute opportune”. In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 18 della Parte II del D. Lgs. 152/2006 (e s.m.i.), l'Assessorato dell'Industria ha predisposto il primo e il secondo rapporto di monitoraggio ambientale del Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna (PEARS), finalizzati a valutare lo stato di attuazione del Piano, nonché a tenere sotto controllo gli impatti sull'ambiente derivanti dalla sua attuazione. Il primo rapporto di monitoraggio è stato pubblicato dalla Regione nel Gennaio 2019, il secondo a Dicembre 2019.

Riguardo al raggiungimento degli obiettivi strategici prefissati dal Piano, il **secondo rapporto di monitoraggio** “sottolinea che il PEARS ha promosso numerose azioni, che però in tanti casi ancora non hanno determinato degli effetti misurabili, in quanto molte azioni sono ancora in fase di realizzazione”⁸. Il grado di raggiungimento degli obiettivi specifici è riassunto nella tabella sottostante.

Figura 3: Raggiungimento degli obiettivi indicati nel II Rapporto di Monitoraggio degli obiettivi del PEARS, 2019.

⁷Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030 – Proposta Tecnica, dicembre 2015; p.146.

⁸PEARS, Secondo Rapporto di Monitoraggio, 2019; p.159

Obiettivi di Piano		Grado di raggiungimento	Note
OG1	OS1.1	■ ■ □	Avanzato. Sono numerose le iniziative messe in campo rispetto all'integrazione dei sistemi energetici elettrici, termici e soprattutto della mobilità e lo sviluppo e integrazione delle tecnologie di accumulo energetico.
	OS1.2	■ ■ □	
OG2	OS2.1	■ ■ ■	Avanzato. Rimangono indietro le azioni relative alla metanizzazione della Regione Sardegna e più in generale relativamente alla gestione della transizione energetica delle fonti fossili. Al contrario le attività di aumento della flessibilità del sistema energetico elettrico e di promozione della generazione distribuita da fonte rinnovabile destinata all'autoconsumo appaiono decisamente avanzate.
	OS2.2	■ ■ ■	
	OS2.3	■ ■ □	
	OS2.4	■ □ □	
OG3	OS3.1	■ ■ ■	Avanzato. Risulta avanzato sia per quanto riguarda l'attivazione di azioni per l'efficientamento energetico nel settore elettrico e termico, sia per gli aspetti di sviluppo di reti integrate e intelligenti nel settore elettrico, in particolare nei trasporti.
	OS3.2	■ ■ □	
OG4	OS4.1	■ ■ ■	Avanzato. Sono numerose le attività di promozione della ricerca e dell'innovazione in campo energetico e di monitoraggio e comunicazione. A rilento invece procedono alcune azioni di governance e concertazione con alcuni attori importanti sul tema energia.
	OS4.2	■ □ □	
	OS4.3	■ ■ ■	
	OS4.4	■ ■ ■	

A marzo 2023 è stato pubblicato anche il **terzo Rapporto di Monitoraggio** del Piano. L'analisi dello stato di attuazione si è basata sull'impostazione definita dal Piano stesso che prevede lo studio dei dati rilevati dagli indicatori di contesto e dagli obiettivi di sostenibilità ambientale, correlati con gli elementi strutturali del Piano (obiettivi di Piano, azioni e indicatori di processo). Dalle analisi condotte in occasione del terzo monitoraggio del Piano emergono i seguenti punti:

- **Coerenza del sistema obiettivi-azioni-indicatori:** si evidenziano alcune situazioni di parziale

incoerenza interna nel sistema obiettivi-azioni-indicatori, in particolare per quanto riguarda gli obiettivi di Piano [...] Coerentemente al precedente rapporto, si propone una revisione del sistema Obiettivi-Indicatori in tal senso.

01. Indicatori sugli obiettivi di Piano: alcuni obiettivi specifici hanno un grado di raggiungimento meno avanzato rispetto agli altri, anche se in generale si osserva un avanzamento rispetto al Rapporto di monitoraggio 2019 [...] Gli obiettivi con un grado di raggiungimento inferiore sono quelli su cui deve essere maggiormente focalizzata l'attenzione e l'attivazione di azioni. Tali obiettivi e le azioni che risultano più indietro sul loro raggiungimento sono di seguito approfonditi.

Tra questi:

OS2.4: Gestione della transizione energetica delle fonti fossili (petrolio e carbone).

Seppure il PEARS punti molto sullo sviluppo delle rinnovabili, l'incidenza percentuale dell'uso del carbone nel settore energetico è ancora piuttosto alta, con un rapporto rispetto ai consumi totali pari al 28% circa, in aumento di ben 3 punti percentuali rispetto al precedente report. La completa transizione energetica verso le rinnovabili appare quindi ancora lontana. Una attività che può supportare maggiormente il loro sviluppo è quella realizzata nel 2019 relativa alla definizione di criteri localizzativi (escludenti, limitanti e preferenziali) per l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di impianti alimentati a fonte energetica rinnovabile, in coerenza con quanto previsto nel D.M. 10/09/2010 e con le richieste formulate in ambito di Parere motivato della VAS.

02. Indicazioni sugli indicatori:

a. Difficoltà riscontrate nel popolamento: la raccolta dati finalizzata al popolamento del corpuso insieme di indicatori previsti nella "Strategia per l'attuazione e il monitoraggio del PEARS" è stata molto impegnativa. Sono infatti molto numerosi i soggetti che sono stati chiamati a fornire l'informazione utile, sia in ambito regionale, ma soprattutto esterno alla amministrazione. Tale raccolta dati è quindi stata onerosa in termini di tempo e impegno sia per chi ha raccolto le informazioni, ma anche per i soggetti che hanno dovuto fornire nei tempi stabiliti i dati in loro possesso [...] In prospettiva è vantaggioso fare tesoro dell'esperienza fatta e promuovere il più possibile strumenti automatici, costanti nel tempo, che permettano di sistematizzare le informazioni in maniera diretta, al fine di non appesantire gli enti e i soggetti coinvolti.

b. Revisione del set di indicatori di contesto: si mette in evidenza che è necessario promuovere una revisione degli indicatori di contesto non popolabili o insufficienti a monitorare il raggiungimento di alcuni obiettivi di sostenibilità. Gli indicatori risultano sufficienti per quanto riguarda gli aspetti energetici, dei trasporti, delle emissioni atmosferiche, della ricerca e innovazione in campo

energetico-ambientale e del coinvolgimento della popolazione. Anche rispetto al tema dei rifiuti, dei campi elettromagnetici e sul paesaggio sono presenti indicatori significativi e popolabili.

03. Coerenziazione dei sistemi di monitoraggio dei diversi Piani e Politiche regionali: il sistema di monitoraggio migliore è quello che mette a sistema i diversi strumenti di monitoraggio messi in campo. Si fa riferimento, ad esempio, a Piani che si attuano attraverso altri Piani/Programmi, anch'essi dotati di sistema di monitoraggio.

04. Recepimento indicazioni del Parere motivato: si sottolinea che nel corso del 2019 è stata completata l'attività relativa alla definizione di criteri localizzativi per l'individuazione di aree e siti non idonei e/o preferenziali (aree brownfield) alla installazione di specifiche tipologie di impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile, ai sensi del D.M. 10.09.2010. L'individuazione delle suddette aree e siti include anche gli impianti alimentati da fonte geotermica, sia a bassa che a media e alta entalpia. Quale attività propedeutica all'individuazione delle aree e dei siti non idonei, è stata effettuata un'analisi dello stato di fatto volta a rappresentare gli impatti sul territorio riconducibili agli impianti già realizzati/autorizzati.

Infine, ad aprile del 2026 è stata redatta la **prima stesura dell'aggiornamento del PEARS**, finalizzato ad adeguare il piano del 2016 al nuovo quadro normativo europeo, nazionale e regionale, in coerenza con il PNIEC 2024, il Green Deal europeo, il pacchetto Fit for 55 e il Programma Regionale di Sviluppo 2024–2029.

Il documento individua alcuni obiettivi strategici fondamentali:

- **Ricostruzione del bilancio energetico regionale**, aggiornato allo stato attuale, come base conoscitiva del piano;
- **Definizione di scenari energetici al 2030**, coerenti con i target nazionali ed europei;
- **Individuazione di azioni operative** per il raggiungimento degli obiettivi;
- **Sostegno alla decarbonizzazione**, con progressivo phase-out del carbone e incremento delle FER;
- **Garanzia della sicurezza energetica**, tema centrale per una regione insulare;
- **Tutela ambientale e paesaggistica**, con attenzione ai vincoli territoriali;
- **Promozione della mobilità sostenibile** e dell'elettrificazione dei consumi;
- Diversificazione delle fonti energetiche, incluso il ruolo dell'idrogeno.

Un obiettivo quantitativo centrale è il raggiungimento del **burden sharing regionale**, pari a **6.264 MW di nuova potenza FER entro il 2030**, in coerenza con il TU FER e il PNIEC.

Tra i tre scenari evolutivi al 2030 individuati dal piano (1. Scenario di Riferimento; 2. Scenario di Decarbonizzazione; 3. Scenario di Sviluppo Industriale) **la Giunta regionale ha individuato come proprio obiettivo lo scenario più espansivo (3. Scenario di Sviluppo Industriale)**, che ipotizza una forte crescita industriale, nuovi data center, incremento dei consumi elettrici e sviluppo dell'idrogeno, con i seguenti parametri di riferimento:

- Fabbisogno complessivo previsto: **14.400 GWh/anno**;
- +2 TWh/anno nel comparto industriale;
- +3 TWh/anno nel terziario, legati anche ai data center;
- Maggiore produzione di idrogeno tramite elettrolisi.

Questo è lo scenario a più alto impatto energetico, ma anche quello con maggiore potenziale economico-industriale.

È possibile dunque affermare che, sulla base dell'analisi del Piano energetico, non emergono incongruenze tra la presente proposta progettuale e gli indirizzi di pianificazione regionali. La realizzazione di una CER contribuisce a pieno titolo alle prospettive di sviluppo delle infrastrutture di distribuzione energetica e collabori, allo stesso tempo, sia allo sviluppo delle FER sul territorio, sia al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione di CO₂ della Sardegna per l'anno 2030.

4. Progettazione della CER

Ai fini della successiva trattazione, si precisa la terminologia che verrà utilizzata, per una più fluida lettura.

Termine	Descrizione
Autoconsumo Collettivo (AUC)	Configurazione in cui più utenti nello stesso edificio o condominio condividono l'energia prodotta da impianti rinnovabili.
Autoconsumo a Distanza	Configurazione in cui utenti in edifici diversi, connessi alla stessa cabina primaria, condividono virtualmente l'energia da impianti rinnovabili.
Cabina Primaria	Infrastruttura della rete elettrica che trasforma l'energia da alta a media tensione. Le CER operano nella zona di mercato di una cabina primaria.
Cabina Secondaria	Infrastruttura della rete elettrica che trasforma l'energia da media a bassa tensione
CACER	Termine generico per le configurazioni di autoconsumo per la condivisione di energia rinnovabile, incluse le CER e l'autoconsumo a distanza.
Comunità di Energia Rinnovabile (CER)	Soggetto giuridico autonomo, composto da persone, PMI, enti locali e associazioni, che producono, consumano e condividono energia da fonti rinnovabili. Le CER sono senza scopo di lucro.
Condivisione Virtuale	Modalità di condivisione dell'energia senza scambio fisico, il beneficio è calcolato con un sistema di conteggio.
Contributo in Conto Capitale	Incentivo a fondo perduto per impianti rinnovabili nelle CER, può limitare la quota di energia incentivabile al 45%.
DSO	Gestore della rete di distribuzione locale.
Energia Condivisa (EAC)	Energia elettrica prodotta da impianti rinnovabili e consumata dai membri di una CER, nel perimetro della stessa cabina primaria. Il calcolo dell'EAC è basato sulla minore quantità tra l'energia prodotta e quella consumata istantaneamente.
GSE	Ente responsabile della gestione degli incentivi e della verifica dei requisiti delle CER.
Impianto Potenziente	Nuova sezione di un impianto esistente. L'energia prodotta da questa sezione è rilevante per l'energia condivisa.
Mandato	Documento con cui i membri della CER incaricano il referente a rappresentarli verso il GSE.
PNRR	Piano di investimenti che include fondi per le CER.
POD	Codice identificativo del punto di connessione alla rete elettrica.
Referente della CER	Soggetto incaricato della gestione tecnica e amministrativa della CER e dell'interfaccia con il GSE.
Regole Tecniche	Documento del GSE che definisce i requisiti e le procedure per l'accesso agli incentivi per le CER.
Rigenerazione	Attività di ripristino delle condizioni funzionali di un componente.
Scambio sul Posto (SSP)	Servizio di compensazione tra energia immessa e prelevata dalla rete. Le utenze con SSP non possono far parte di una CER come clienti finali.
SEZ	Nuova sezione di impianto dopo un potenziamento, la cui energia prodotta concorre all'EAC.
Servizi di Flessibilità	Servizi per modulare i carichi sulla rete. Le CER possono offrire tali servizi.
Smart Grid	Rete elettrica intelligente che utilizza tecnologie ICT e IOT. Le CER possono contribuire alla diffusione delle smart grid.
Tariffa Incentivante/Premio	Incentivo economico per l'energia prodotta e condivisa in una CER. Varia in base a diversi parametri.
TIAD	Insieme di disposizioni normative che regolano l'autoconsumo diffuso, incluse le CER.
Unità di Produzione (UP)	Impianto o sezione di impianto che produce energia elettrica.

4.1 Determinazione del fabbisogno di energia elettrica

Secondo il D.Lgs. 199/2021, le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) sono entità autonome. I poteri di controllo sono esercitati esclusivamente da persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali e autorità locali, tra cui amministrazioni comunali, enti di ricerca e formazione, enti religiosi, organizzazioni del terzo settore e agenzie per la protezione ambientale. Queste autorità devono trovarsi nei Comuni in cui sono situati gli impianti di condivisione dell'energia.

L'obiettivo principale delle CER è fornire benefici ambientali, economici o sociali alle comunità locali, piuttosto che generare profitti finanziari.

La partecipazione alle CER è aperta a tutti i consumatori, comprese le famiglie a basso reddito o vulnerabili. Per quanto riguarda le PMI, possono partecipare alla CER, ma non devono fare di essa la loro attività commerciale principale. **Gli impianti di produzione di energia rinnovabile che possono essere inclusi nelle CER devono essere di nuova costruzione e possono avere una potenza fino a un megawatt.** È possibile aggiungere impianti esistenti, ma la loro potenza totale non può superare il 30% della potenza complessiva degli impianti.

Il perimetro delle CER è definito dalle utenze di consumo e dagli impianti di energia rinnovabile (FER) che si collegano alla stessa cabina primaria (MT/AT). Il portale di e-distribuzione consente di identificare a quale cabina primaria è collegata una determinata utenza.

Nella tabella seguente viene riportato il dettaglio degli edifici comunali con indicazione del POD⁹ e l'indicazione delle utenze intestate a terzi.

Codice	Edificio	indirizzo	POD
N01	MUNICIPIO	VIA ROMA 83	IT001E99944604
N02	MUNICIPIO (secondo POD)	VIA ROMA 85	IT001E99944603
N03	EX SCUOLA MEDIA	VIA SAN PIETRO 2	IT001E99944420
N04	CAMPO SPORTIVO	LOCALITA' OLOAI 3	IT001E99853811
N05	ECOCENTRO	ZONA PIP 999	IT001E99261926
N06	PIAZZA BARIGADU	PIAZZA MERCATO 999	IT001E98808557
N07	SCUOLA ELEMENTARE	VIA ANTONIO SCANU 2	IT001E99944330
N08	CASA DELL'ACQUA	VIA TIRSO 999	IT001E99828666
N09	CIMITERO	VIA DELL' ANGELO 999	IT001E99944484
N10	ILLUMINAZIONE PUBBLICA (cabina elettrica)	VIA FONTANA 12	IT001E99849028
N11	EX CANILE	Via dell'Angelo 3	IT001E99944483

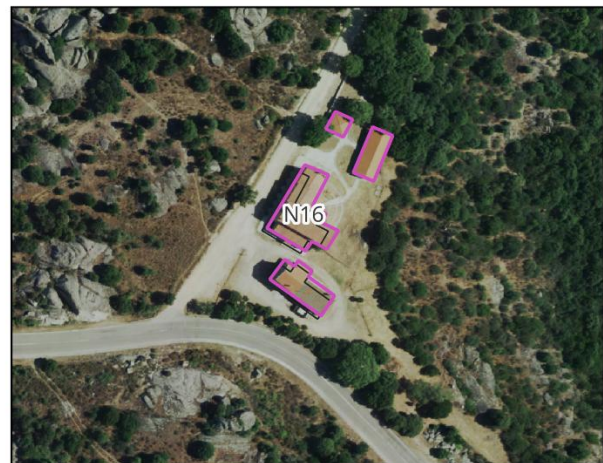
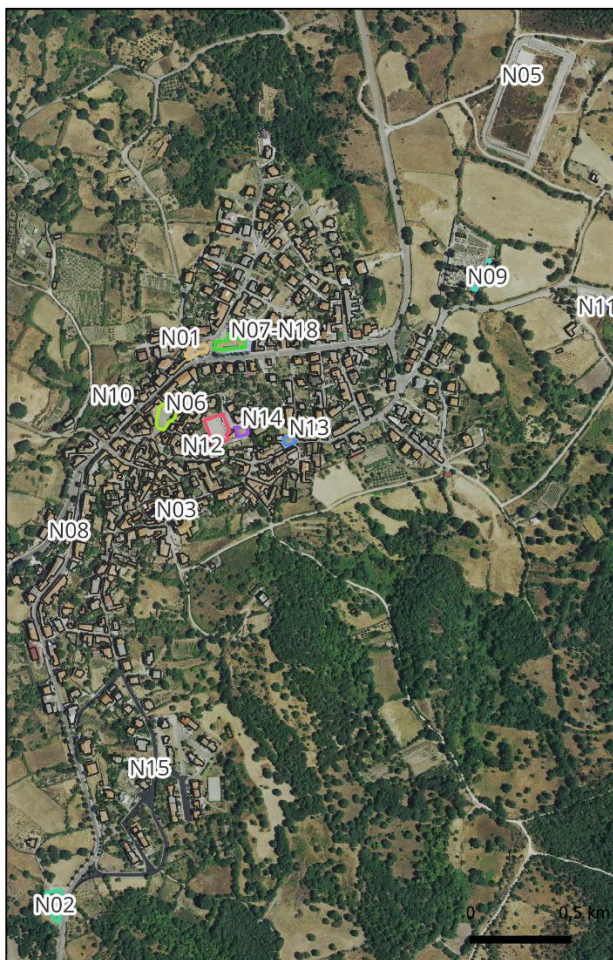
⁹ **Point of Delivery** è il codice univoco che identifica il punto fisico di fornitura dell'energia elettrica

Codice	Edificio	indirizzo	POD
N12	IMPIANTO SPORTIVO	VIA BRIGATA SASSARI 11	IT001E98149356
N13	POLIVALENTE CORRALE	VIA SEBASTIANO SATTA 5	IT001E99944578
N14	BIBLIOTECA	VIA BRIGATA SASSARI 999	IT001E99393442
N15	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	VIA UMBERTO 999	IT001E98274359
N16	CENTRO RISTORO	LOCALITA' ASSAI 999	IT001E98088936
N17	CHIESA DELL'ANGELO	VIA DELL' ANGELO 1	IT001E00261500
N18	PALESTRA SCUOLA (POD da eliminare e ricongiungere al POD della scuola elementare)	VIA ANTONIO SCANU 2	IT001E98153664

Nella planimetria successiva sono rappresentati gli edifici elencati nella tabella, ad esclusione dell'N06, l'N08, l'N10, l'N15 (in cui non sono presenti edifici fuori terra) e l'N18 (poiché in futuro si eliminerà e i consumi della palestra rientreranno all'interno della scuola elementare).

Individuazione punti di prelievo (POD)

0 0,5 km



Edifici pubblici

N01 - MUNICIPIO

N02 - MUNICIPIO (secondo POD)

N03 - EX SCUOLA MEDIA

N04 - CAMPO SPORTIVO

N05 - ECOCENTRO

N06 - PIAZZA BARIGADU

N07 - SCUOLA ELEMENTARE

N08 - VIA TIRSO 999

N09 - CIMITERO

N10 - ILLUMINAZIONE PUBBLICA

N11 - EX CANILE

N12 - IMPIANTO SPORTIVO

N13 - POLIVALENTE CORRALE

N14 - BIBLIOTECA

N15 - ILLUMINAZIONE PUBBLICA

N16 - CENTRO RISTORO

N17 - CHIESA DELL'ANGELO

Figura 4: rappresentazione cartografica del Neoneli con in evidenza gli edifici di proprietà comunale.

4.2 Autoconsumo e cessione di energia rinnovabile alla rete

L'analisi dei consumi orari, combinata con la valutazione della producibilità degli impianti fotovoltaici installabili sui tetti degli edifici comunali, permette di stimare la quantità di energia prodotta e consumata direttamente all'interno di ciascun edificio prima della sua immissione in rete. È importante notare che, negli edifici dove le utenze elettriche sono intestate a terzi, non vengono considerati gli autoconsumi diretti. In questi casi, si presume che l'impianto fotovoltaico sia di proprietà del Comune e che tutta l'energia generata venga immessa nella rete elettrica ad uso della CER. Nella tabella che segue vengono riportati tutti **i consumi da maggio 2025 ad aprile 2026 suddivisi per mese e per fascia oraria**. Le fasce orarie F1, F2 e F3 sono definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e si riferiscono alla suddivisione del consumo di energia elettrica in base agli orari della giornata e ai giorni della settimana:

Fascia F1

- Orari: Dalle 8:00 alle 19:00, dal lunedì al venerdì.
- Giorni esclusi: sabato, domenica e festivi.
- Caratteristiche: è la fascia di punta, quando la domanda di energia è maggiore (costi più elevati).

Fascia F2

- Orari: Dalle 7:00 alle 8:00 e dalle 19:00 alle 23:00, dal lunedì al venerdì.
- Giorni inclusi: sabato, dalle 7:00 alle 23:00.
- Giorni esclusi: domenica e festivi.
- Caratteristiche: è la fascia intermedia, in cui la domanda di energia è più contenuta rispetto alla F1, ma più alta rispetto alla F3.

Fascia F3

- Orari: Dalle 23:00 alle 7:00, dal lunedì al sabato.
- Giorni inclusi: tutta la domenica e i giorni festivi.
- Caratteristiche: è la fascia fuori punta, quando la domanda di energia è più bassa (costi generalmente più bassi).

Schematicamente può essere rappresentato così:



Figura 5-Schema fasce elettriche.

Fascia oraria	Lunedì	Martedì	Mercoledì	Giovedì	Venerdì	Sabato	Domenica/Festivi
0:00 - 1:00	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3
1:00 - 2:00	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3
2:00 - 3:00	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3
3:00 - 4:00	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3
4:00 - 5:00	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3
5:00 - 6:00	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3
6:00 - 7:00	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3
7:00 - 8:00	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3
8:00 - 9:00	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F3
9:00 - 10:00	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F3
10:00 - 11:00	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F3
11:00 - 12:00	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F3
12:00 - 13:00	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F3
13:00 - 14:00	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F3
14:00 - 15:00	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F3
15:00 - 16:00	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F3
16:00 - 17:00	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F3
17:00 - 18:00	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F3
18:00 - 19:00	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F3
19:00 - 20:00	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3
20:00 - 21:00	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3
21:00 - 22:00	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3
22:00 - 23:00	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3
23:00 - 24:00	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

Tabella 1 – distribuzione settimanale delle fasce.

Tabella 2: distribuzione dei consumi delle varie utenze comunali divise per fasce orarie.

Anno: 2025/2026			Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
N01	MUNICIPIO	F1	950,00	888	797	693	609	633	813	581	647	680	818	817
		F2	342,00	281	332	260	283	279	330	326	306	304	289	299
		F3	616,00	460	635	561	499	561	555	590	516	512	555	615
N02	MUNICIPIO (secondo POD)	F1	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		F2	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		F3	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N03	EX SCUOLA MEDIA	F1	118,00	120	136	152	117	181	216	182	198	187	161	124
		F2	96,00	88	97	100	98	135	152	149	141	132	122	91
		F3	185,00	156	183	220	166	272	268	286	247	232	224	202
N04	CAMPO SPORTIVO	F1	47,00	55	38	39	88	114	248	192	143	105	56	66
		F2	63,00	34	17	9	49	67	189	170	96	53	23	32
		F3	105,00	58	31	58	59	66	249	233	86	59	31	64
N05	ECOCENTRO	F1	27,00	29	24	15	9	24	24	22	13	3	71	111
		F2	31,00	20	33	17	14	57	102	116	41	9	88	126
		F3	91,00	41	64	49	44	156	248	272	95	21	151	254
N06	PIAZZA BARIGADU	F1	1,00	2	2	50	20	130	5	1	2	1	1	2
		F2	3,00	5	1	92	49	188	4	1	1	2	1	1
		F3	4,00	2	19	126	96	248	17	2	2	12	2	15
N07	SCUOLA ELEMENTAR E	F1	1.475,0 0	1150			100	25	0	0	50	150	575	975
		F2	250,00	225			100	50	75	100	125	125	150	150
		F3	400,00	375			300	250	250	250	275	275	275	300
N08	CASA DELL'ACQUA	F1	67,00	66	81	96	98	129	164	141	136	113	83	70
		F2	44,00	42	43	46	71	91	103	102	92	61	48	44
		F3	82,00	70	79	85	84	127	108	116	85	81	88	92
N09	CIMITERO	F1	7,00	6	5	6	6	5	6	5	6	7	6	5
		F2	5,00	4	4	3	4	4	4	4	4	4	5	3
		F3	8,00	7	7	8	7	8	7	7	8	7	14	8
N10	ILLUMINAZIO NE PUBBLICA (cabina elettrica)	F1	800,00	750	325	0	100	50	0	0	100	350	775	875
		F2	2.800,0 0	2350	2225	1375	1400	1125	1225	1275	1700	2325	2400	2875
		F3	6.050,0 0	4550	4700	4675	4375	4275	4300	4375	4375	4750	5150	6750
N11	EX CANILE	F1	2,00	0	0	0	4	3	5	5	5	5	5	4
		F2	1,00	0	0	0	3	2	4	4	3	4	3	4
		F3	3,00	1	0	0	5	6	6	7	6	7	7	7
N12	IMPIANTO SPORTIVO	F1	1.047,0 0	901	1036	561	318	412	650	449	436	554	606	848
		F2	819,00	627	722	384	155	247	361	298	249	353	463	554

		F3	1.565,00	1197	1255	774	276	424	546	534	412	580	775	1156
N13	POLIVALENTE E CORRALE	F1	491,00	381	285	160	269	127	113	48	77	110	140	298
		F2	888,00	673	617	351	225	85	51	36	47	55	29	55
		F3	1.231,00	988	1053	551	524	179	88	73	83	87	9	98
N14	BIBLIOTECA	F1	0,00	2	1	0	0	0	0	12	0	0	0	0
		F2	0,00	0	0	0	0	0	0	36	0	6	0	0
		F3	0,00	0	13	0	0	0	0	27	0	0	0	0
N15	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	F1	241,00				241	233	241	241	233	241	233	241
		F2	248,00				248	240	248	248	240	248	240	248
		F3	240,00				240	232	240	240	232	240	232	240
N16	CENTRO RISTORO	F1	12,00	8	4	12	13	12	15	12	14	15	12	13
		F2	12,00	8	6	7	9	9	9	9	8	9	9	10
		F3	39,00	9	4	14	21	22	21	23	20	20	31	43
N17	CHIESA DELL'ANGELO	F1	8,00	5	7	7	20	19	22	18	21	8	9	5
		F2	19,00	3	4	5	105	94	102	102	99	24	23	4
		F3	25,00	7	8	9	142	147	135	150	132	55	24	9
N18	PALESTRA SCUOLA (POD da eliminare e ricongiungere al POD della scuola elementare)	F1	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		F2	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		F3	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nella tabella seguente vengono riepilogati i consumi elettrici da maggio 2025 ad aprile 2026 per i diversi edifici e infrastrutture intestati al stesso Comune di Neoneli. I valori sono espressi in kWh.

- La colonna "Totale utenza" fornisce il consumo aggregato annuale per ciascuna utenza.
- La colonna "Incidenza sul totale" evidenzia l'importanza relativa di ogni utenza nel quadro complessivo dei consumi pari a **185.654 kWh**.

Tabella 3: Riepilogo consumi elettrici 2025 edifici comunali.

Riepilogo consumi elettrici 2025 edifici intestati al Comune				
Codice	Punto di prelievo	Totale fasce	Totale Utenza	incidenza su totale
N01	MUNICIPIO	8926,00	19.232,00	11,2%
		3631,00		
		6675,00		
N02	MUNICIPIO (secondo POD)	0,00	-	0,0%

Riepilogo consumi elettrici 2025 edifici intestati al Comune

		0,00		
		0,00		
N03	EX SCUOLA MEDIA	1892,00	5.934,00	3,5%
		1401,00		
		2641,00		
N04	CAMPO SPORTIVO	1191,00	3.092,00	1,8%
		802,00		
		1099,00		
N05	ECOCENTRO	372,00	2.512,00	1,5%
		654,00		
		1486,00		
N06	PIAZZA BARIGADU	217,00	1.110,00	0,6%
		348,00		
		545,00		
N07	SCUOLA ELEMENTARE	4500,00	8.800,00	5,1%
		1350,00		
		2950,00		
N08	CASA DELL'ACQUA	1244,00	3.128,00	1,8%
		787,00		
		1097,00		
N09	CIMITERO	70,00	214,00	0,1%
		48,00		
		96,00		
N10	ILLUMINAZIONE PUBBLICA (cabina elettrica)	4125,00	85.525,00	49,9%
		23075,00		
		58325,00		
N11	EX CANILE	38,00	121,00	0,1%
		28,00		
		55,00		
N12	IMPIANTO SPORTIVO	7818,00	22.544,00	13,1%
		5232,00		
		9494,00		
N13	POLIVALENTE CORRALE	2499,00	10.575,00	6,2%
		3112,00		
		4964,00		
N14	BIBLIOTECA	15,00	97,00	0,1%
		42,00		
		40,00		
N15	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	2145,00	6.489,00	3,8%
		2208,00		
		2136,00		
N16	CENTRO RISTORO	142,00	514,00	0,3%
		105,00		

Riepilogo consumi elettrici 2025 edifici intestati al Comune

		267,00		
N17	CHIESA DELL'ANGELO	149,00	1.576,00	0,9%
		584,00		
		843,00		
N18	PALESTRA SCUOLA (POD da eliminare e ricongiungere al POD della scuola elementare)	0,00	-	0%
		0,00		
		0,00		
		7.400,00		
		12.600,00		

1. Utenze a maggiore consumo:

- **N01 Municipio:** 19.232 kWh (11,2% del totale);
- **N10 Illuminazione pubblica:** 85.525 kWh (49,9% del totale);
- **N12 Impianto sportivo:** 22.544 kWh (13,1% del totale).

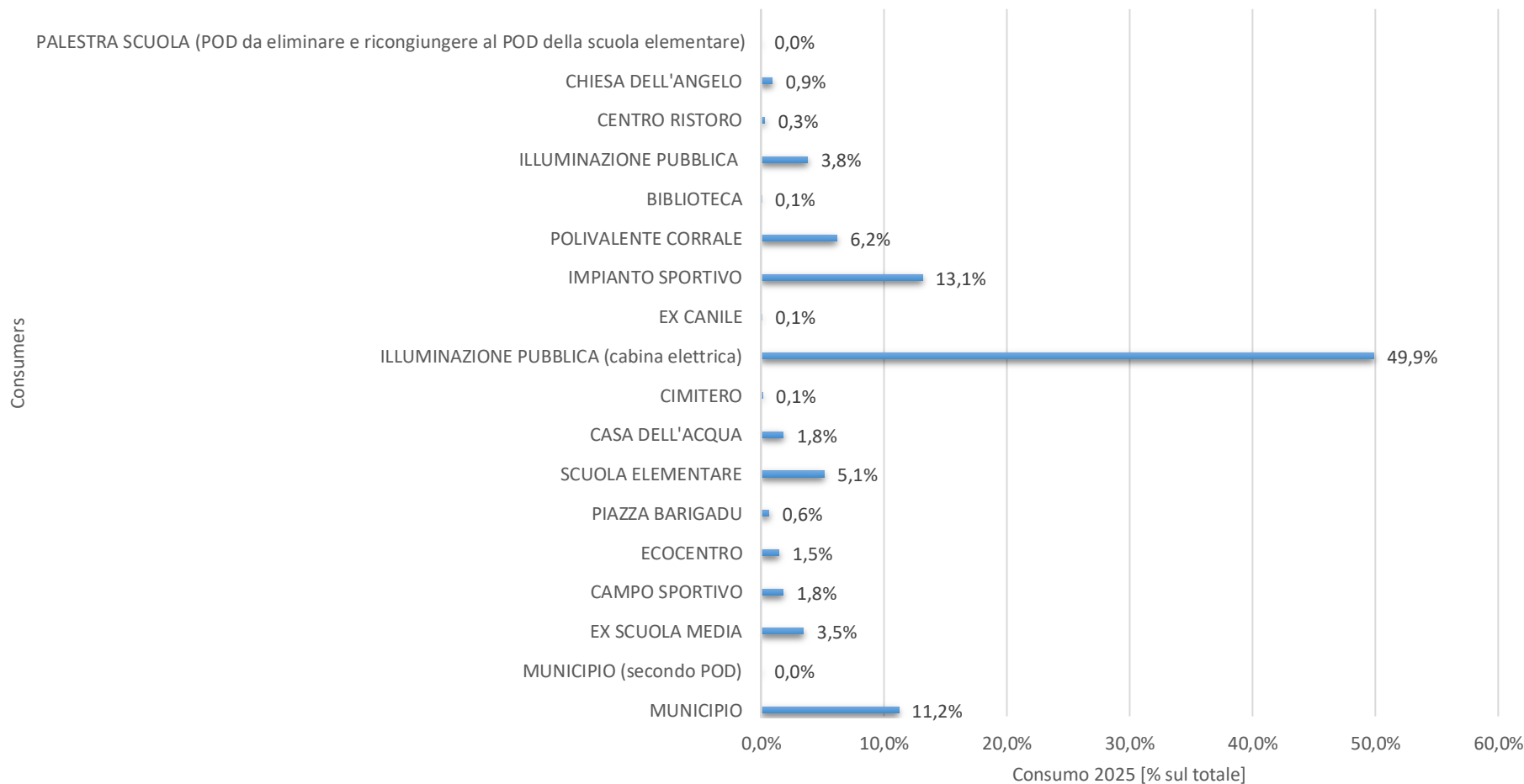
2. Utenze a consumo più basso (<1%):

- N06 Piazza Barigadu (0,6%).
- N09 Cimitero (0,1%).
- N11 Ex Canile (0,1%).
- N14 Biblioteca (0,1%).
- N16 Centro ristoro (0,3%).
- N17 Chiesa dell'Angelo (0,9%).

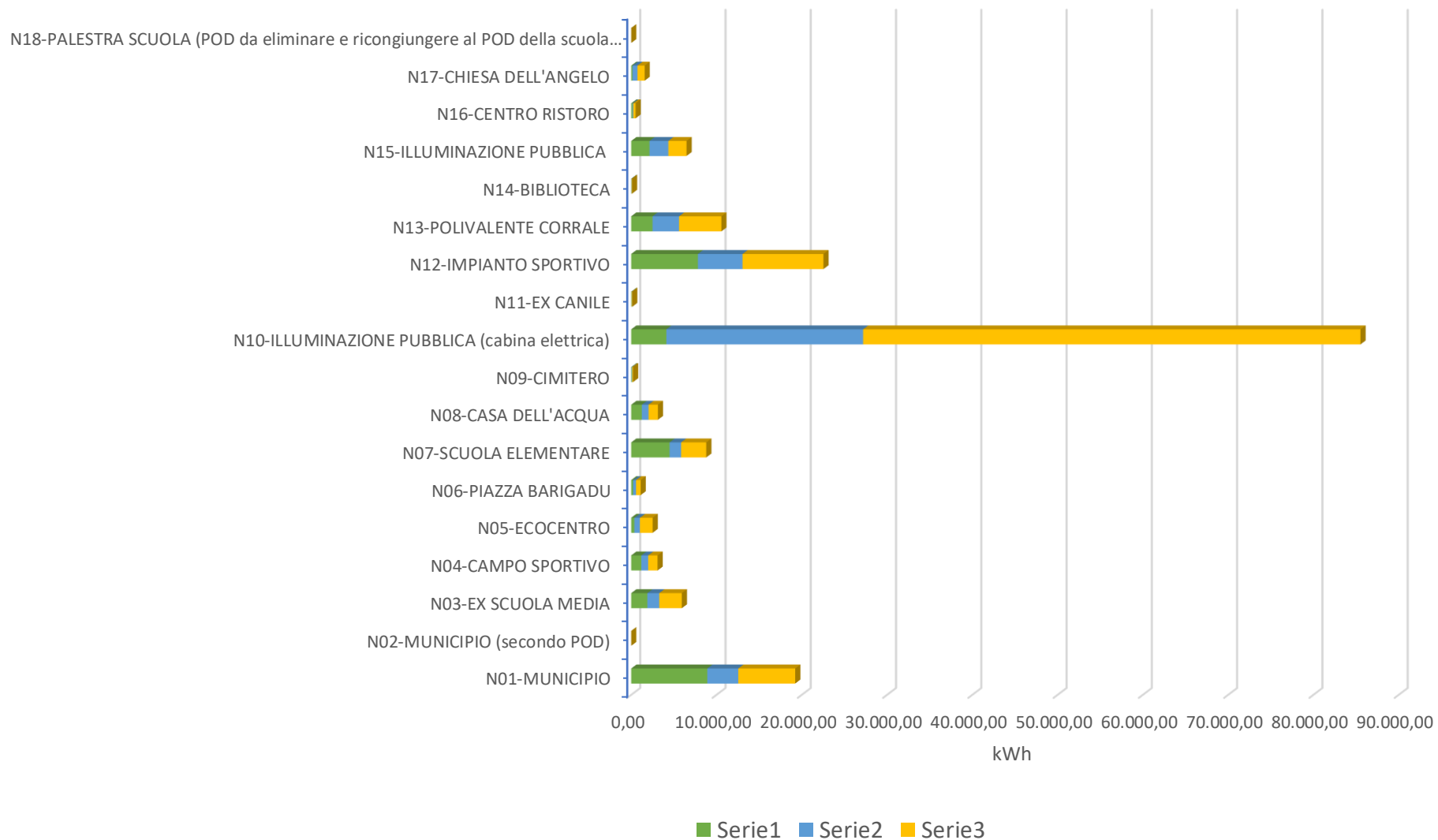
3. Distribuzione dei consumi per fascia:

La fascia F3 rappresenta la quota maggiore dei consumi annuali (circa il 55%). Questo suggerisce un profilo di utenza con forte utilizzo in orari notturni (dovuto all'illuminazione pubblica). Di seguito vengono rappresentati i medesimi consumi in un grafico riepilogativo per meglio visualizzare le differenze tra le varie utenze.

DISTRIBUZIONE DEI CONSUMI NEGLI EDIFICI COMUNALI

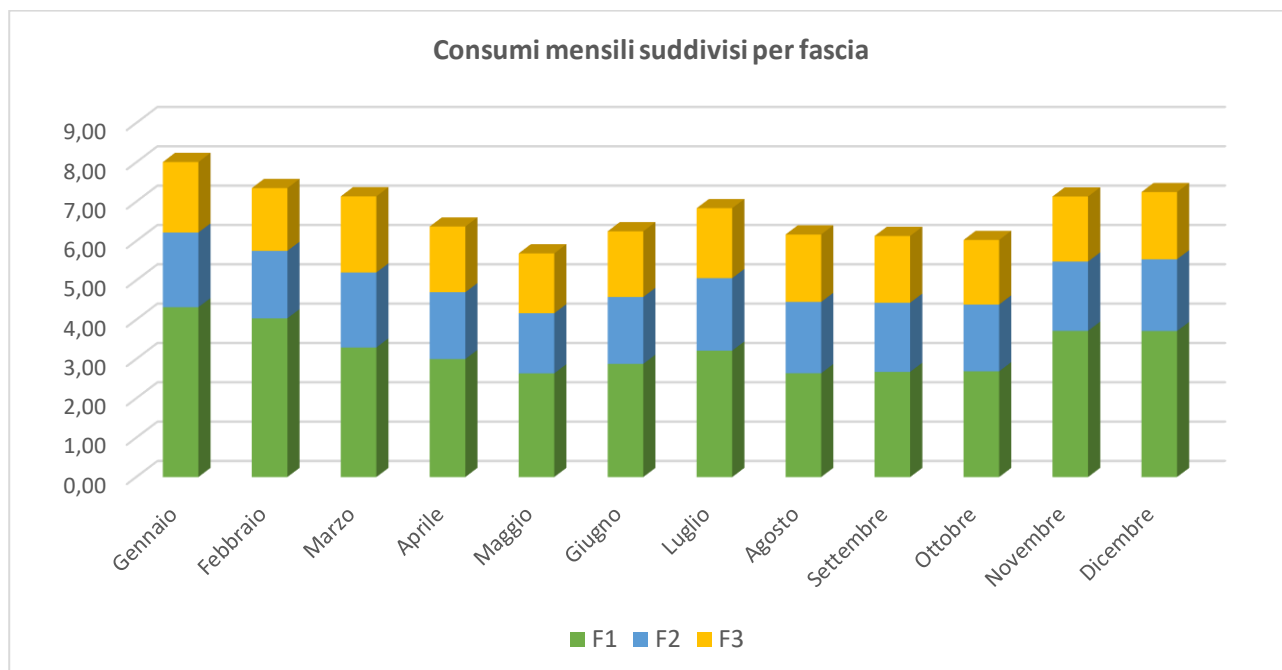


DISTRIBUZIONE DEI CONSUMI NELLE FASCE ELETTRICHE (F1-F2-F3)



Nei grafici che seguono vengono rappresentati i profili di consumo elettrico del 2025 per ciascuna utenza.

N01 – MUNICIPIO



Dal grafico emerge un profilo di consumo coerente con quello atteso per un **edificio comunale ad uso prevalentemente amministrativo**, caratterizzato da una concentrazione dei consumi nelle fasce diurne dei giorni lavorativi e da una moderata variazione stagionale nel corso dell'anno.

L'energia è assorbita prevalentemente nella **fascia F1**, che rappresenta la componente principale dei consumi in tutti i mesi. Tale andamento è coerente con il normale utilizzo degli uffici comunali, le cui attività si concentrano soprattutto durante l'orario lavorativo diurno.

La **fascia F2** costituisce la seconda componente per importanza, mentre la **fascia F3** presenta valori inferiori ma comunque costanti durante l'intero anno. Questa distribuzione indica che:

- l'attività dell'edificio si concentra prevalentemente nelle **ore diurne dei giorni feriali**, coerentemente con gli orari di apertura e funzionamento degli uffici;
- i consumi in **fascia F2** possono essere associati al prolungamento di alcune attività nelle ore pomeridiane e serali, oltre che al funzionamento di impianti e servizi anche al di fuori dell'orario ordinario;
- la presenza di consumi in **fascia F3** evidenzia l'esistenza di carichi permanenti o comunque attivi nelle ore notturne e nei giorni festivi, quali apparecchiature informatiche, sistemi di

sicurezza, illuminazione di servizio, dispositivi in stand-by e altri impianti a funzionamento continuativo;

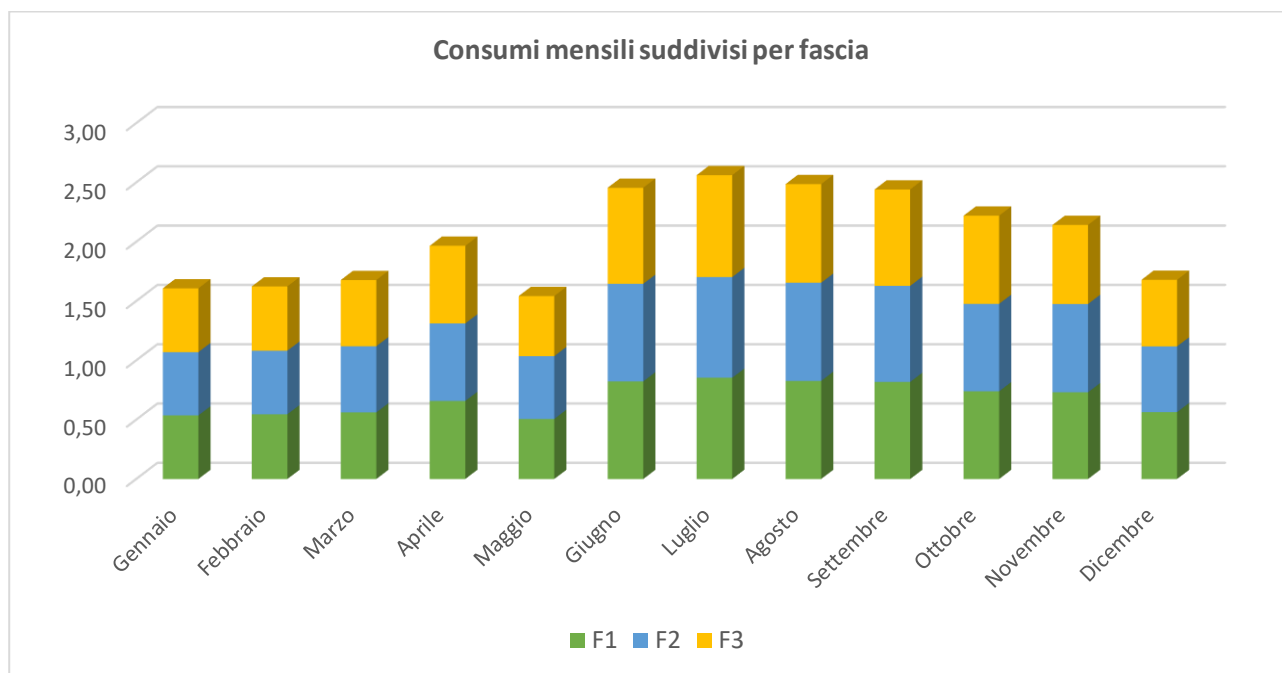
- l'andamento annuale mostra consumi più elevati nei mesi invernali, in particolare all'inizio e alla fine dell'anno, mentre i valori risultano più contenuti nei mesi primaverili ed estivi. Tale andamento può essere correlato alla diversa intensità di utilizzo dell'edificio e alla maggiore richiesta di illuminazione e climatizzazione nei periodi più sfavorevoli.

Dal punto di vista gestionale, la marcata prevalenza dei consumi in **fascia F1** rende il profilo particolarmente favorevole all'**autoconsumo da impianto fotovoltaico**, poiché una parte rilevante della domanda elettrica si verifica nelle ore diurne

N02 – Municipio (secondo POD)

Nessun consumo associato al POD.

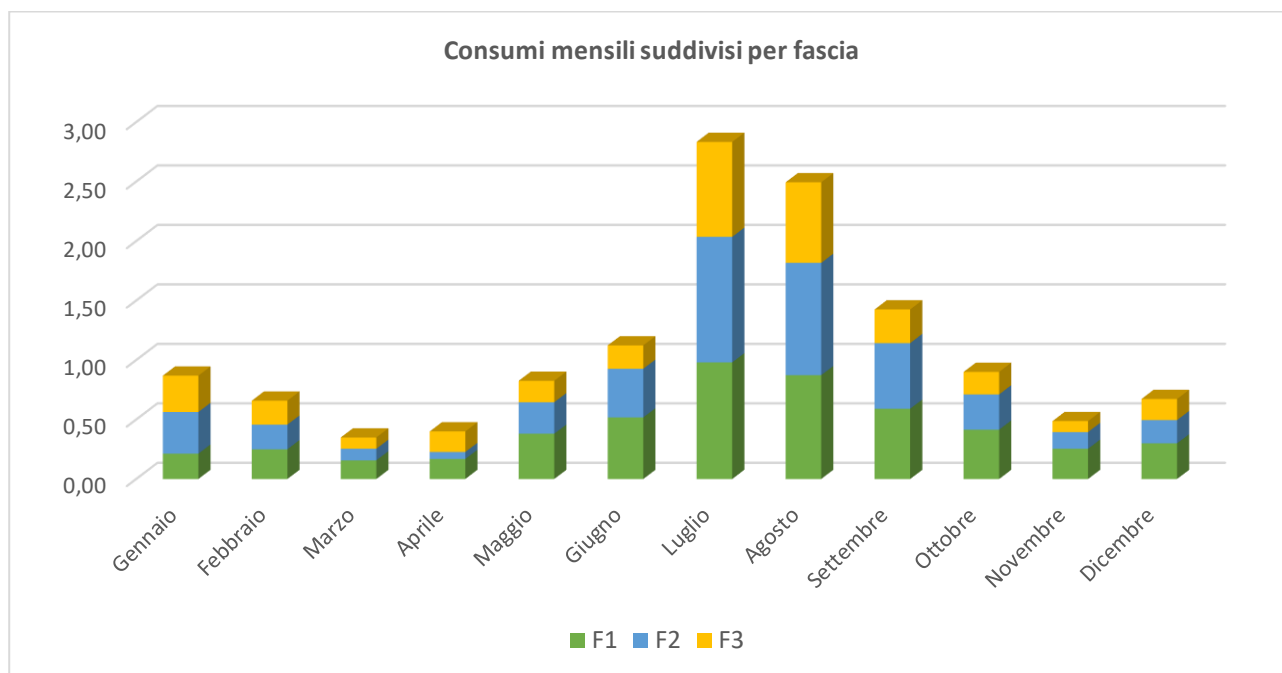
N03 – Ex Scuola media



Dal grafico emerge un profilo di consumo caratterizzato da **fabbisogni elettrici relativamente contenuti**, con un incremento significativo nel periodo estivo e valori massimi tra **giugno e settembre**, in particolare nel mese di luglio. La distribuzione dei consumi tra le fasce risulta abbastanza equilibrata, senza una netta predominanza di una singola fascia. Questa distribuzione indica che:

- l'edificio presenta un utilizzo energetico distribuito nell'arco della giornata, con consumi presenti sia nelle **ore diurne** sia nelle **ore serali e festive**;
- l'incremento registrato nei mesi estivi può essere associato a una **maggiore intensità di utilizzo della struttura** e/o al funzionamento di sistemi di climatizzazione;
- la presenza significativa di consumi in **fascia F3** evidenzia l'esistenza di carichi permanenti o di un utilizzo dell'edificio anche nelle ore notturne e nei giorni festivi.

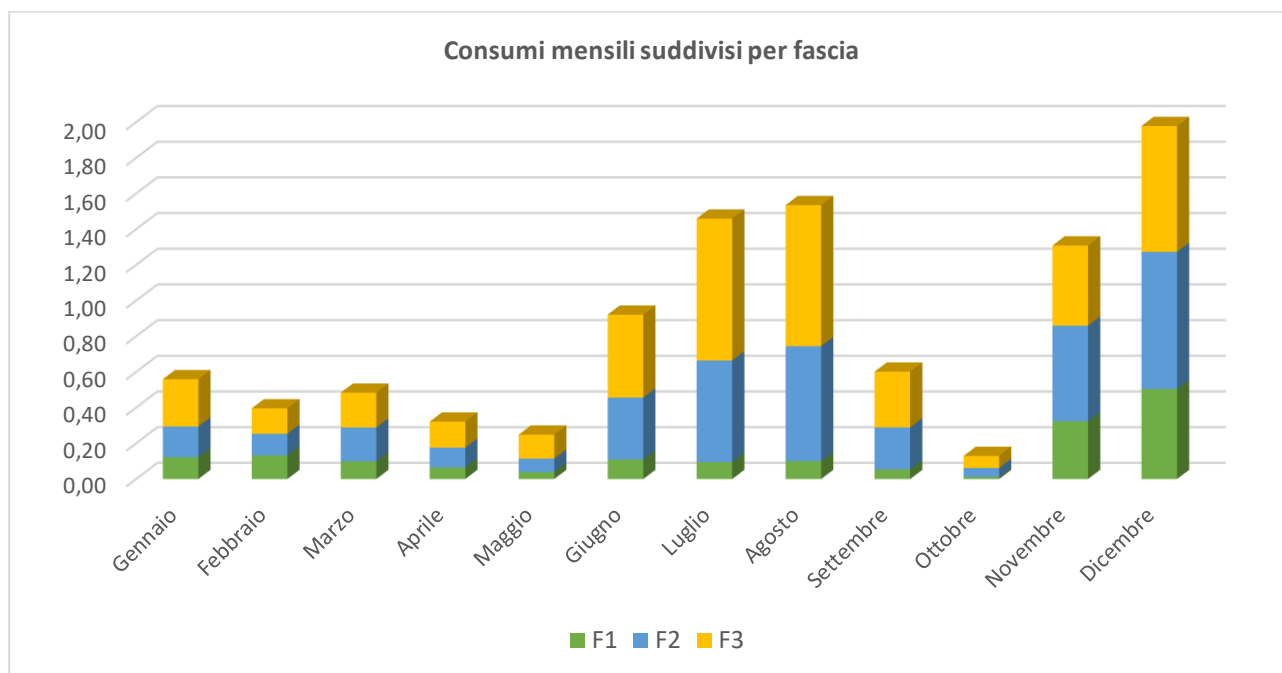
N04 – Campo sportivo



Dal grafico emerge un profilo di consumo caratterizzato da una **forte stagionalità**, con fabbisogni generalmente contenuti durante gran parte dell'anno e un marcato incremento nei mesi estivi, con il massimo registrato a **luglio**. La distribuzione dei consumi tra le fasce F1, F2 e F3 risulta abbastanza equilibrata. Questa distribuzione indica che:

- l'utilizzo del **campo sportivo** si intensifica soprattutto nel periodo estivo, quando risultano maggiori le attività e la fruizione della struttura;
- i picchi registrati nei mesi di **luglio e agosto** sono coerenti con un maggiore utilizzo degli impianti, in particolare illuminazione, spogliatoi e servizi ausiliari;
- la presenza significativa di consumi in **fascia F2 e F3** evidenzia un utilizzo frequente della struttura nelle ore serali, nei fine settimana e nei giorni festivi, tipico di un impianto sportivo.

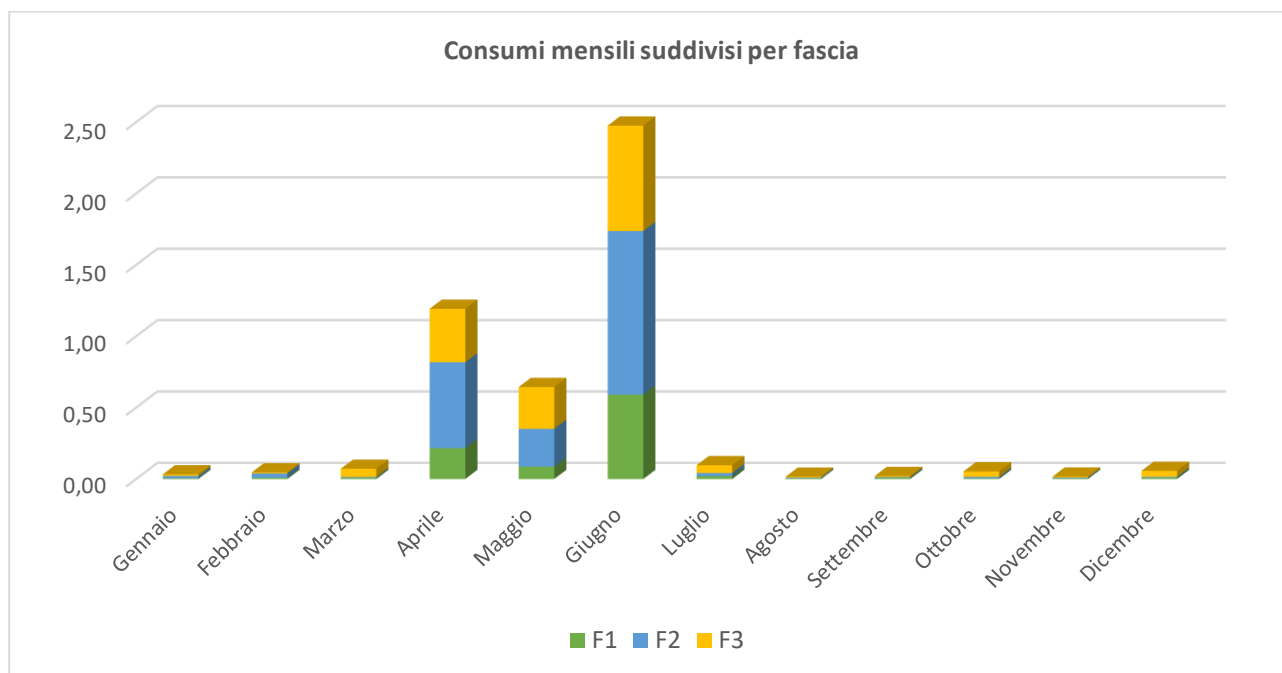
N05 – Ecocentro



Dal grafico emerge un profilo di consumo caratterizzato da **fabbisogni elettrici generalmente contenuti**, ma con una marcata variabilità nel corso dell'anno. I consumi aumentano nei mesi estivi e raggiungono il valore massimo a **dicembre**. La distribuzione evidenzia una prevalenza della **fascia F3**, seguita dalla F2, mentre la F1 rappresenta la componente più contenuta. Questa distribuzione indica che:

- l'attività dell'**Ecocentro** non determina consumi concentrati esclusivamente nelle ore lavorative diurne, ma presenta una componente significativa nelle fasce serali, notturne e festive;
- l'incremento registrato tra **giugno e agosto** e soprattutto nei mesi di **novembre e dicembre** può essere associato a una maggiore intensità di utilizzo della struttura e dei relativi servizi;
- la prevalenza della **fascia F3** suggerisce la presenza di carichi permanenti o di consumi legati al funzionamento di impianti e apparecchiature anche al di fuori degli ordinari orari di apertura.

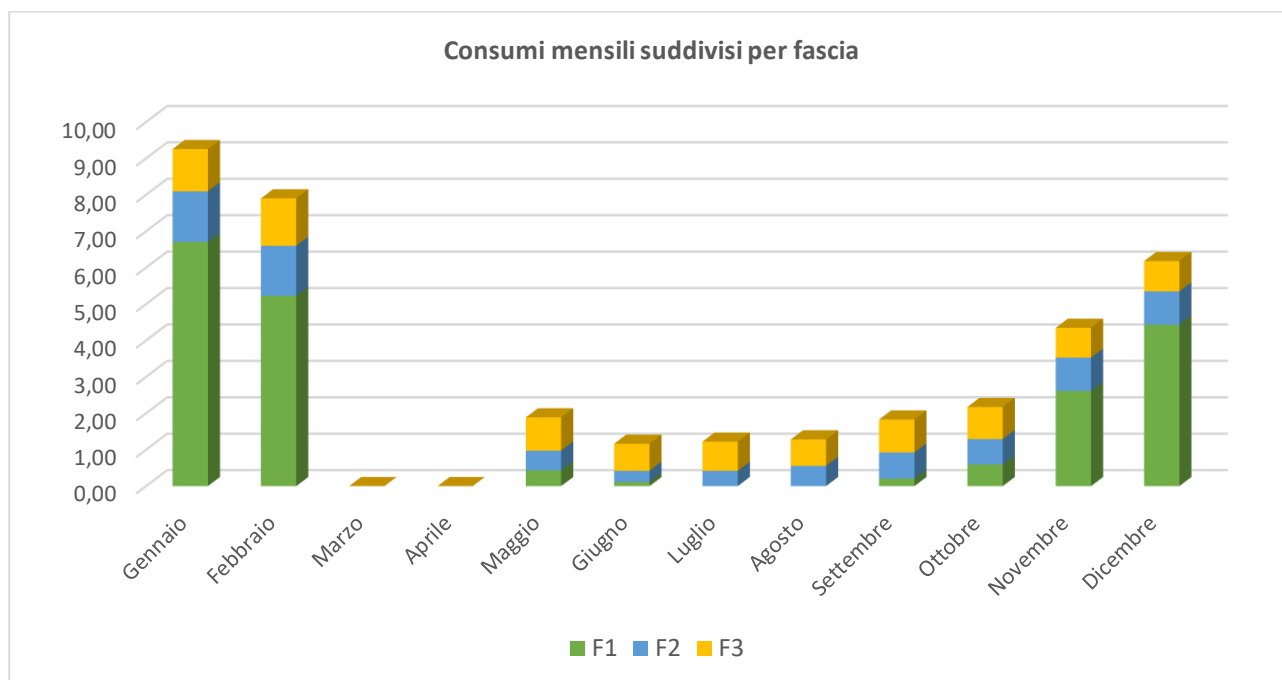
N06 – Piazza Barigadu



Dal grafico emerge un profilo di consumo **fortemente discontinuo e stagionale**, con fabbisogni molto contenuti per gran parte dell'anno e un marcato incremento tra **aprile e giugno**, con il massimo registrato nel mese di **giugno**. Nei mesi di maggiore consumo risulta prevalente la **fascia F2**. Questa distribuzione indica che:

- i consumi di **Piazza Barigadu** sono verosimilmente legati ad utilizzi occasionali della piazza, quali manifestazioni, eventi o altre attività temporanee;
- la prevalenza della **fascia F2** nei mesi di maggiore assorbimento è coerente con un utilizzo significativo nelle **ore pomeridiane e serali**;
- la presenza di consumi in **fascia F3** evidenzia un utilizzo anche nelle ore notturne o nei giorni festivi, potenzialmente associato all'illuminazione e allo svolgimento di eventi;
- durante il resto dell'anno i consumi risultano **residuali**, indicando un impiego limitato delle utenze elettriche collegate alla piazza.

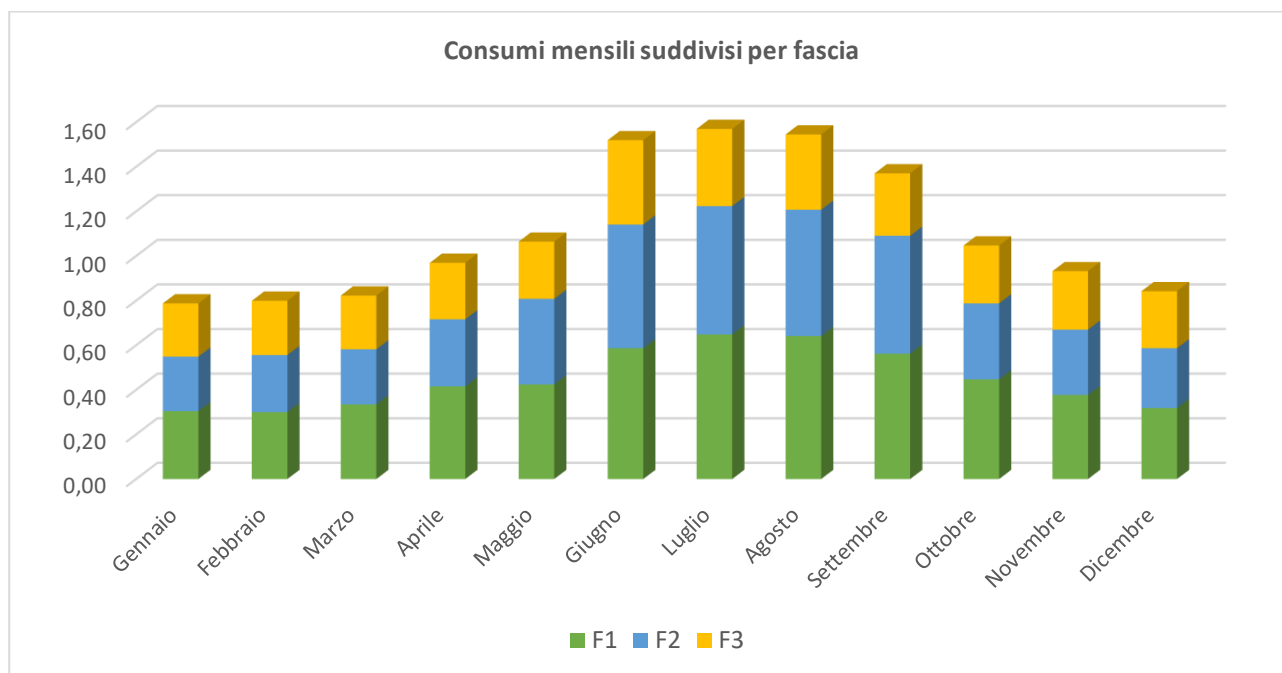
N07 – Scuola elementare



Dal grafico emerge un profilo di consumo caratterizzato da una **forte stagionalità**, con valori molto elevati nei mesi di **gennaio e febbraio**, consumi quasi nulli in marzo e aprile e una progressiva ripresa nella seconda parte dell'anno. La **fascia F1** risulta nettamente prevalente nei mesi di maggiore assorbimento. Questa distribuzione indica che:

- i consumi della **scuola elementare** si concentrano principalmente nelle **ore diurne dei giorni feriali**, coerentemente con il normale svolgimento delle attività scolastiche;
- i valori molto elevati nei mesi invernali possono essere associati a una maggiore richiesta energetica per **illuminazione, climatizzazione e servizi dell'edificio**;
- la riduzione dei consumi nei mesi primaverili ed estivi è coerente con una minore attività scolastica e con i periodi di sospensione delle lezioni;
- la presenza di consumi in **F2 e F3** evidenzia comunque carichi residui o attività accessorie anche al di fuori dell'orario scolastico ordinario.

N08 – Casa dell'acqua

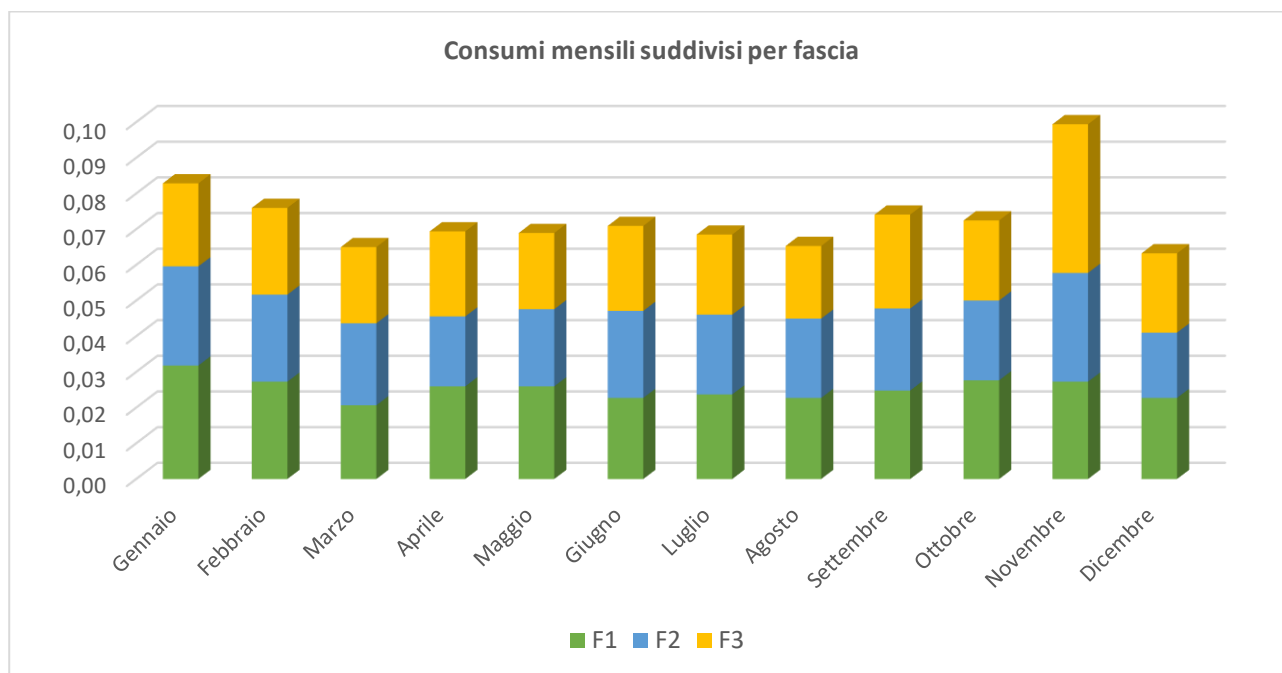


Dal grafico emerge un profilo di consumo piuttosto regolare, con un **progressivo incremento nei mesi estivi**, un massimo tra **giugno e agosto** e una successiva riduzione verso la fine dell'anno. La distribuzione tra le fasce risulta abbastanza equilibrata, con una lieve prevalenza della **fascia F1**.

Questa distribuzione indica che:

- la **Casa dell'acqua** presenta un funzionamento continuativo durante tutto l'anno, coerente con la presenza di impianti di trattamento, erogazione e controllo sempre disponibili;
- l'aumento dei consumi nei mesi estivi è verosimilmente legato a una **maggiore richiesta di acqua** e quindi a un utilizzo più intenso delle apparecchiature;
- la presenza costante di consumi in **F2 e F3** conferma il funzionamento della struttura anche nelle ore serali, notturne e nei giorni festivi.

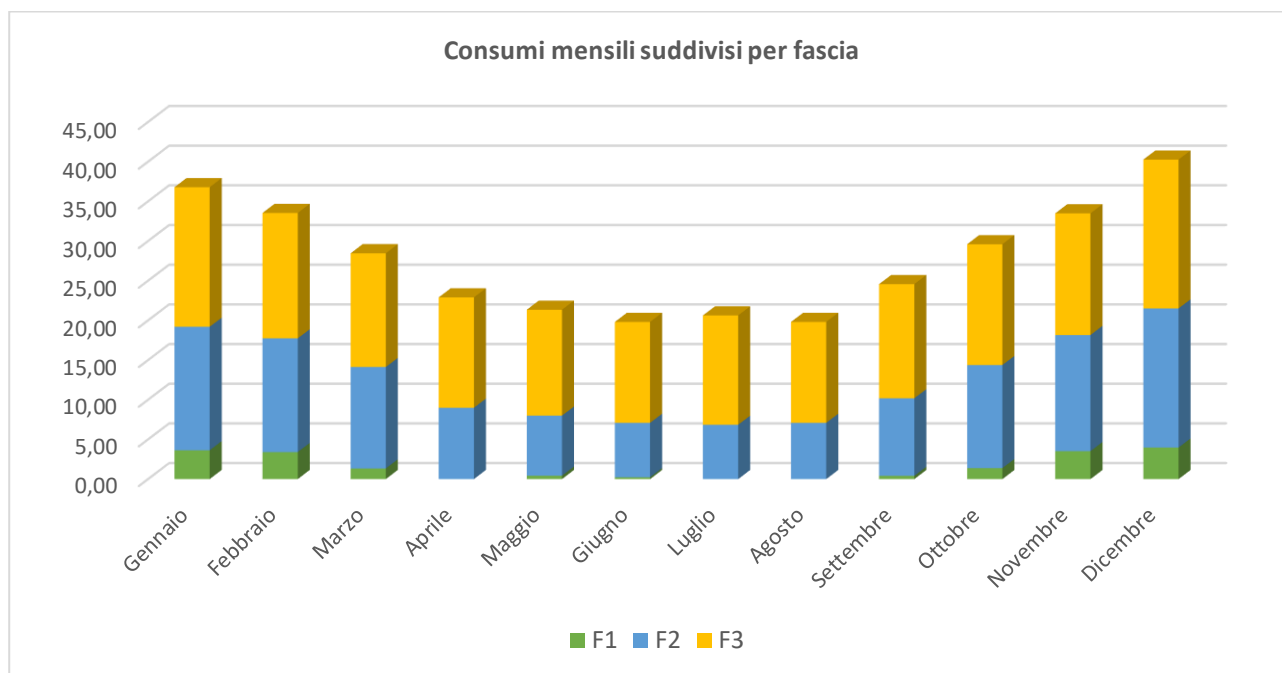
N09 – Cimitero



Dal grafico emerge un profilo di consumo caratterizzato da **fabbisogni elettrici molto contenuti e abbastanza regolari durante tutto l'anno**, con un lieve incremento nei mesi autunnali e un picco nel mese di **novembre**. La distribuzione tra le fasce **F1, F2 e F3** risulta piuttosto equilibrata. Questa distribuzione indica che:

- i consumi del **cimitero** sono riconducibili principalmente a servizi elettrici di base, quali illuminazione, eventuali impianti ausiliari e apparecchiature permanentemente alimentate;
- l'assenza di una netta prevalenza di una singola fascia evidenzia un fabbisogno distribuito nell'arco della giornata e della settimana;
- il maggiore consumo registrato a **novembre** può essere associato a una più intensa fruizione della struttura e dei relativi servizi nel periodo della commemorazione dei defunti;
- la presenza costante di consumi in **F3** conferma l'esistenza di carichi attivi anche nelle ore notturne e nei giorni festivi.

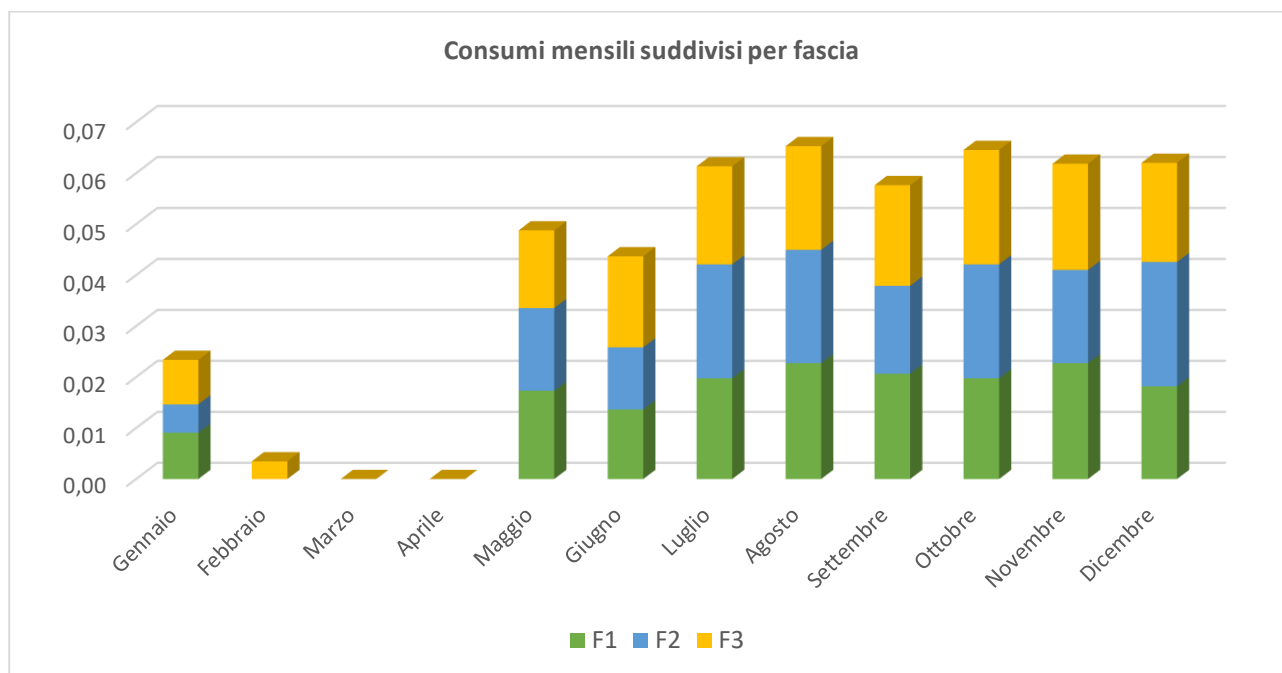
N10 – Illuminazione pubblica



Dal grafico emerge un profilo di consumo tipico di un impianto di **illuminazione pubblica**, caratterizzato da valori più elevati nei mesi invernali e più contenuti nel periodo estivo. La distribuzione dei consumi mostra una netta prevalenza della **fascia F3**, seguita dalla F2, mentre la F1 risulta marginale. Questa distribuzione indica che:

- i consumi si concentrano principalmente nelle **ore serali e notturne**, coerentemente con il funzionamento dell'illuminazione pubblica;
- la riduzione dei consumi nei mesi estivi è legata alla maggiore durata delle ore di luce naturale e quindi a un minor numero di ore di accensione;
- l'aumento registrato tra **autunno e inverno**, con i valori massimi nei mesi di novembre e dicembre, è coerente con l'allungamento delle ore di buio e con il conseguente maggiore funzionamento degli impianti.

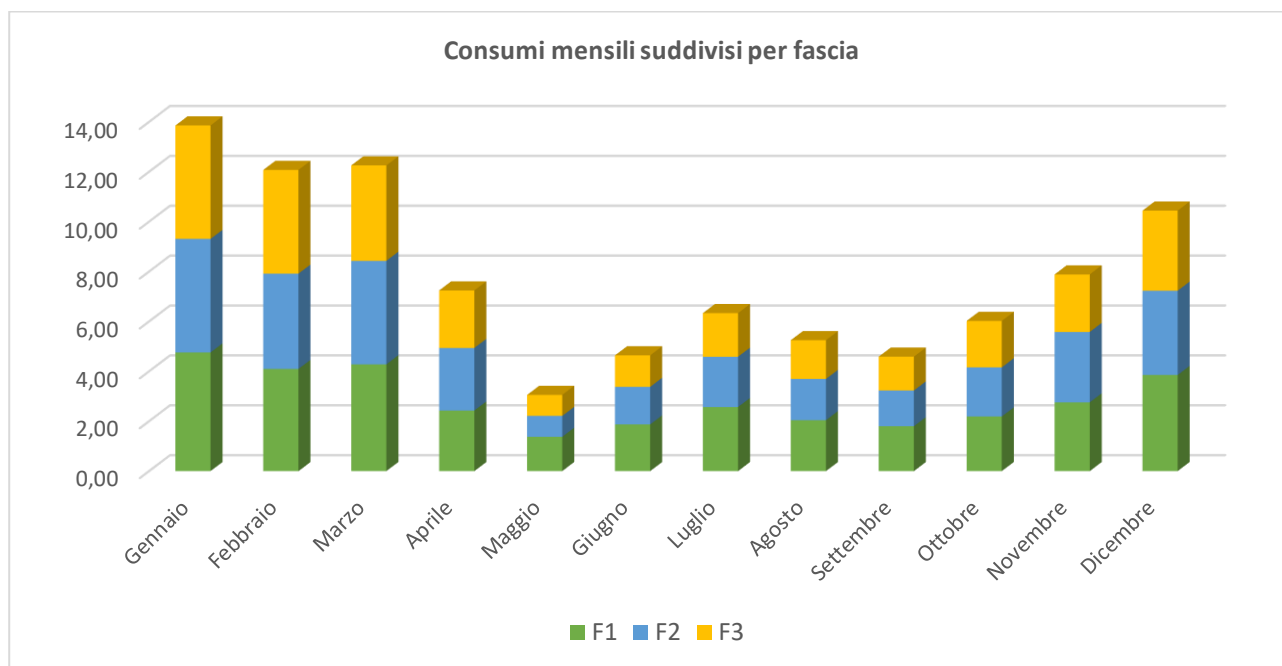
N11 – Ex canile



Dal grafico emerge un profilo di consumo **molto contenuto e discontinuo**, con valori quasi nulli nei primi mesi dell'anno e un incremento più evidente a partire da **maggio**, mantenuto poi fino a dicembre. La distribuzione tra le fasce **F1, F2 e F3** risulta abbastanza equilibrata. Questa distribuzione indica che:

- l'**ex canile** presenta consumi ridotti, compatibili con un utilizzo limitato della struttura e con la presenza di soli servizi elettrici di base;
- l'aumento dei consumi nel periodo **maggio-dicembre** può essere associato a un maggiore utilizzo degli impianti o della struttura;
- la presenza costante di consumi in **F2 e F3** nella seconda parte dell'anno evidenzia l'esistenza di carichi attivi anche nelle ore serali, notturne e nei giorni festivi.

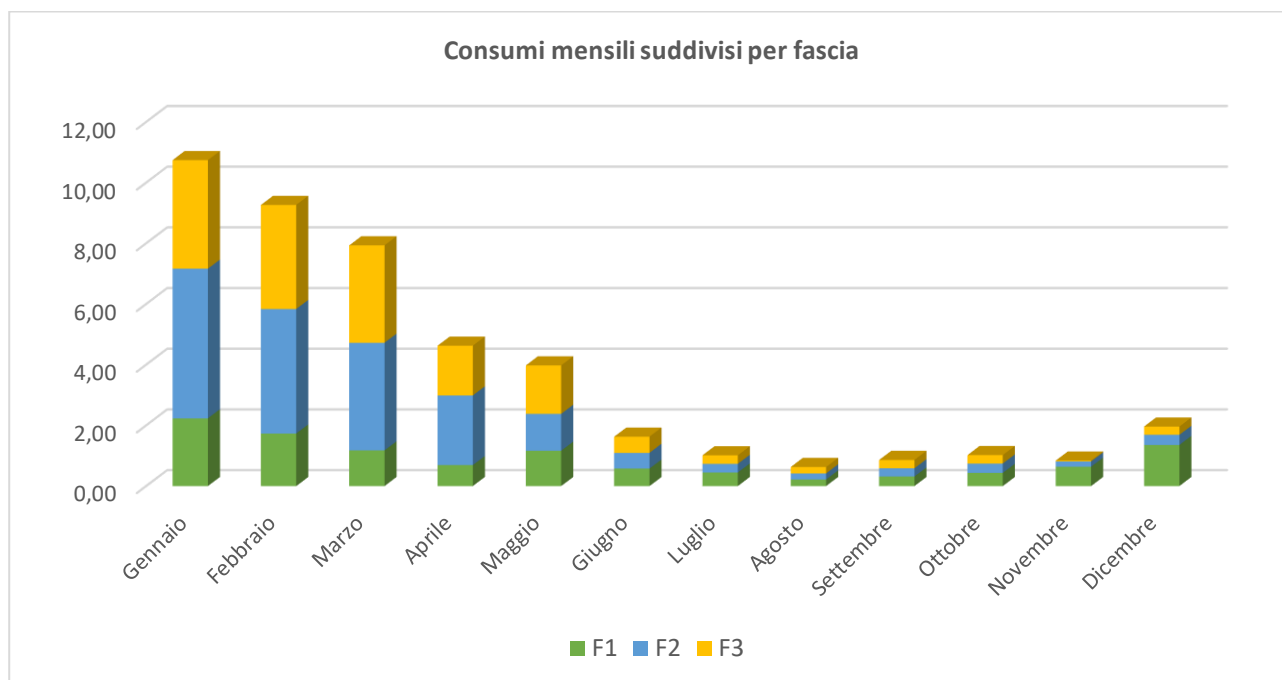
N12 – Impianto sportivo



Dal grafico emerge un profilo di consumo caratterizzato da una **marcata stagionalità**, con valori più elevati nei mesi invernali e una significativa riduzione nel periodo primaverile-estivo, in particolare tra **maggio e settembre**. La distribuzione dei consumi tra le fasce risulta abbastanza equilibrata, con una lieve prevalenza della **fascia F1**. Questa distribuzione indica che:

- l'**impianto sportivo** presenta un utilizzo più intenso nei mesi invernali, con una maggiore incidenza dei consumi nelle ore diurne;
- la riduzione dei consumi nei mesi centrali dell'anno può essere associata a una minore intensità di utilizzo della struttura o a un minore fabbisogno degli impianti ausiliari;
- la presenza significativa di consumi in **F2 e F3** evidenzia comunque un utilizzo della struttura anche nelle ore serali, nei fine settimana e nei giorni festivi, coerente con la destinazione sportiva dell'utenza.

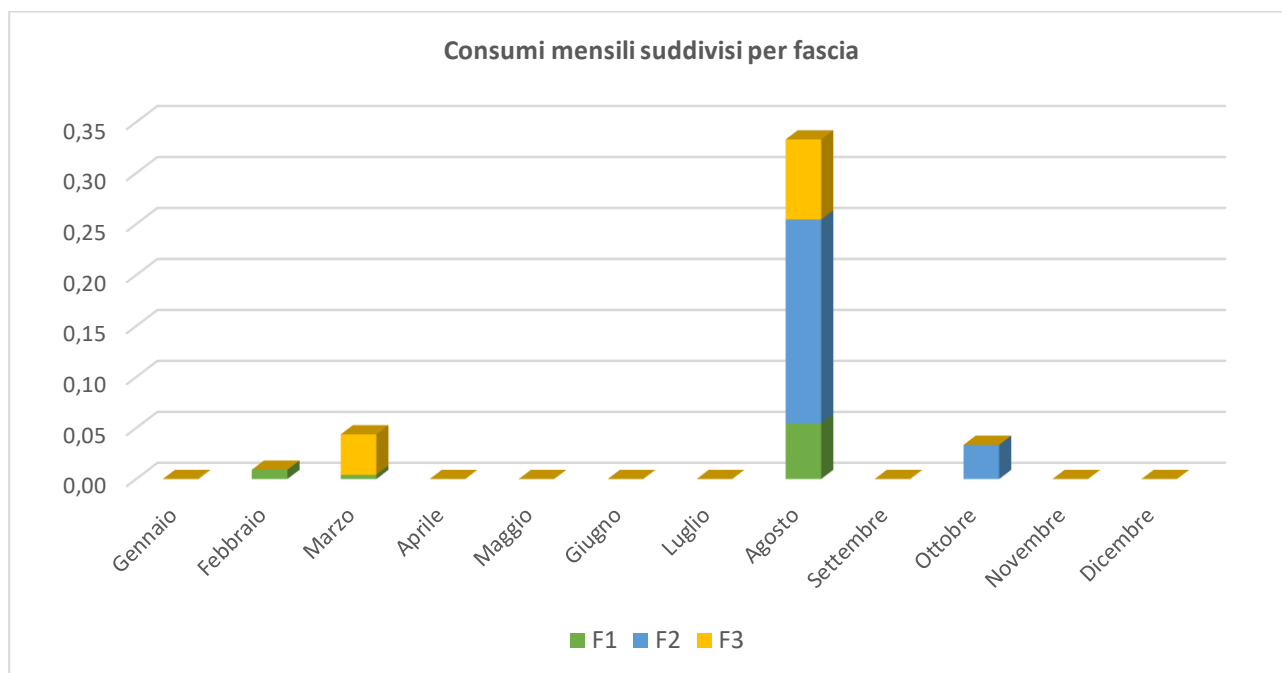
N13 – Polivalente Corrale



Dal grafico emerge un profilo di consumo caratterizzato da una **forte riduzione progressiva tra gennaio e agosto**, seguita da una lieve ripresa negli ultimi mesi dell'anno. I valori più elevati si registrano nei mesi invernali, mentre nel periodo estivo i consumi risultano molto contenuti. La distribuzione tra le fasce mostra una presenza significativa di **F2 e F3**, con la fascia F1 generalmente più contenuta. Questa distribuzione indica che:

- la **Polivalente Corrale** presenta un utilizzo più intenso nei mesi invernali e primaverili, con una forte diminuzione nel periodo estivo;
- la presenza rilevante di consumi in **F2 e F3** evidenzia un utilizzo significativo della struttura anche nelle ore serali, nei fine settimana e nei giorni festivi;
- il marcato calo dei consumi tra **giugno e novembre** può essere associato a una riduzione delle attività svolte nella struttura o a un minore fabbisogno degli impianti nel periodo estivo.

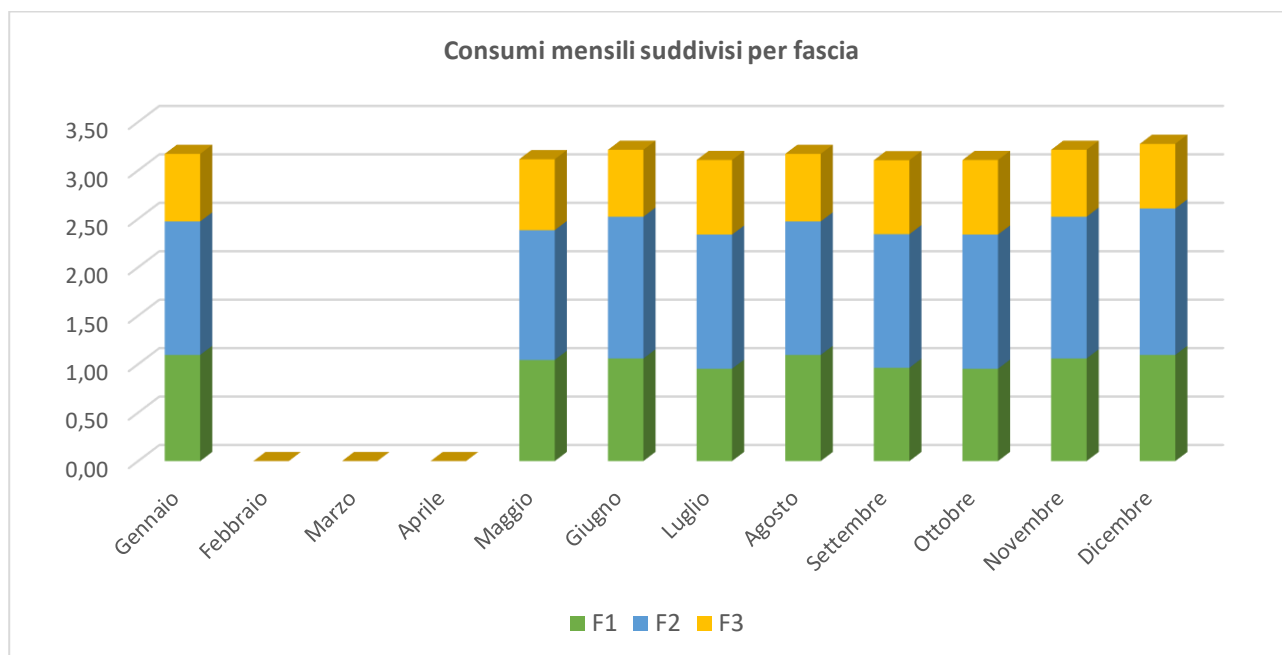
N14 – Biblioteca



Dal grafico emerge un profilo di consumo **molto discontinuo e generalmente molto contenuto**, con valori prossimi allo zero per gran parte dell'anno e un marcato picco nel mese di **agosto**. La distribuzione dei consumi mostra, nel mese di massimo assorbimento, una prevalenza della **fascia F2**, seguita da F3 e F1. Questa distribuzione indica che:

- la **biblioteca** presenta consumi elettrici molto ridotti durante la maggior parte dell'anno, compatibili con un utilizzo limitato o non continuativo della struttura;
- il forte incremento registrato ad **agosto** può essere associato a un utilizzo temporaneo più intenso dell'edificio o all'attivazione di specifici impianti;
- la prevalenza della **fascia F2** nel mese di maggiore consumo suggerisce una concentrazione dell'attività nelle ore pomeridiane e serali;
- i consumi registrati negli altri mesi risultano **sporadici e marginali**.

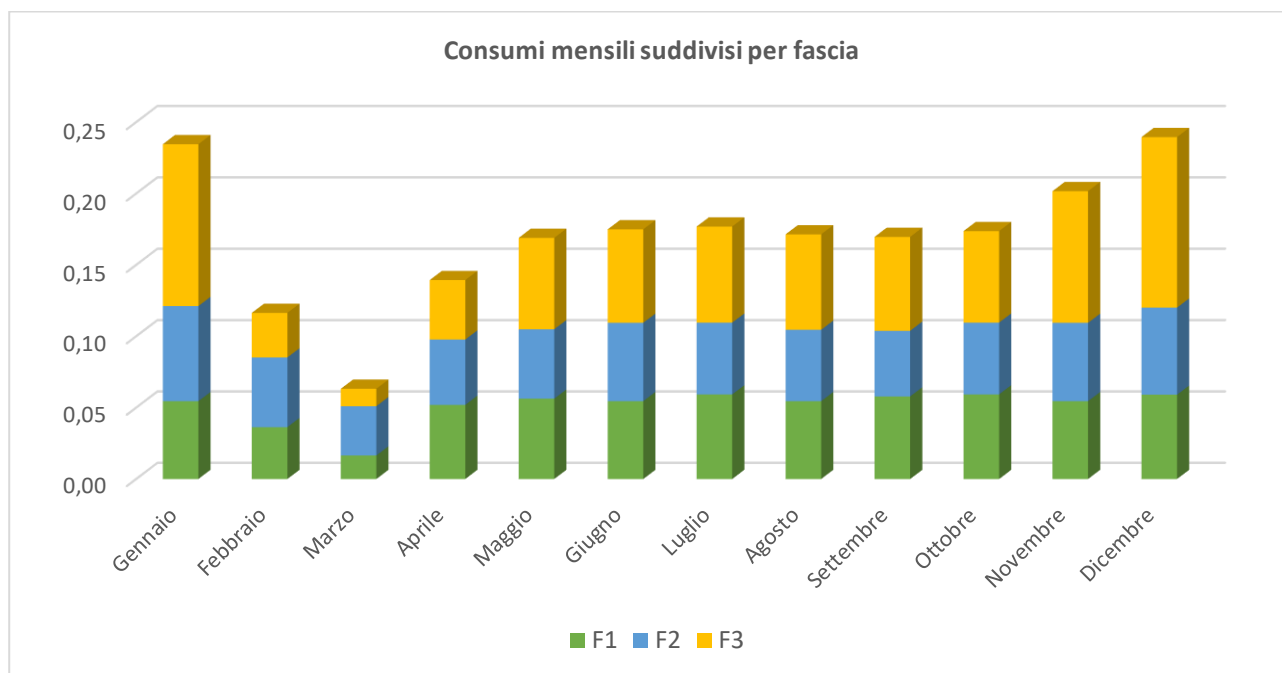
N15 – Illuminazione pubblica



Dal grafico emerge un profilo di consumo **pressoché costante nei mesi in cui sono registrati assorbimenti**, con valori intorno a 3–3,5, mentre tra **febbraio e aprile** i consumi risultano praticamente nulli. La distribuzione mostra una prevalenza della **fascia F2**, seguita dalla F1 e dalla F3. Questa distribuzione indica che:

- i consumi dell'**illuminazione pubblica** si concentrano principalmente nelle ore serali e nelle fasce di funzionamento degli impianti;
- da **maggio a dicembre** il fabbisogno risulta molto regolare, senza una marcata stagionalità;
- i valori quasi nulli tra **febbraio e aprile** rappresentano un'anomalia rispetto al resto dell'anno e potrebbero essere dovuti a un periodo di inattività dell'utenza, a modifiche impiantistiche oppure alla mancata disponibilità dei dati di consumo.

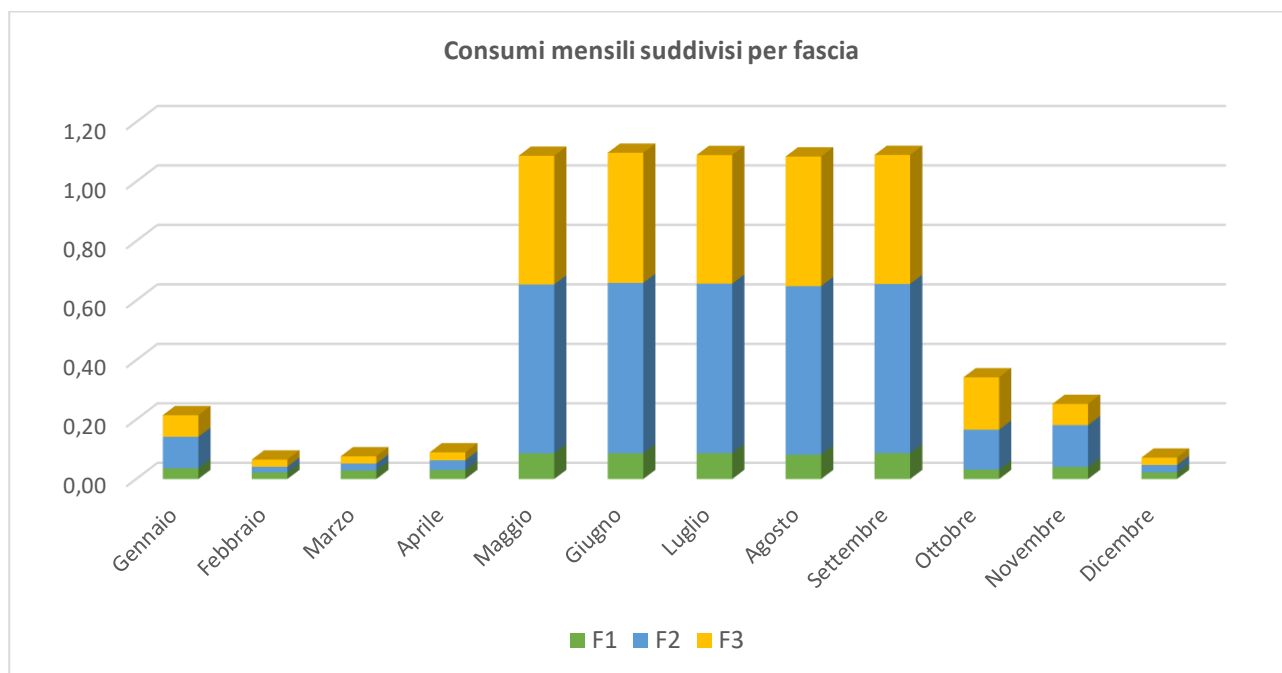
N16 – Centro ristoro



Dal grafico emerge un profilo di consumo caratterizzato da **fabbisogni elettrici contenuti ma presenti durante tutto l'anno**, con valori più elevati nei mesi di **gennaio, novembre e dicembre** e un minimo nel mese di marzo. La distribuzione mostra una significativa incidenza della **fascia F3**, mentre F1 e F2 risultano più equilibrate. Questa distribuzione indica che:

- il **centro ristoro** presenta consumi distribuiti anche al di fuori delle normali ore diurne, coerentemente con possibili utilizzi serali, nei fine settimana e nei giorni festivi;
- la presenza rilevante della **fascia F3** può essere associata sia agli orari di utilizzo della struttura sia a carichi permanenti, quali frigoriferi, congelatori e altre apparecchiature sempre alimentate;
- l'aumento dei consumi nei mesi finali dell'anno può essere ricondotto a una **maggiore intensità di utilizzo della struttura** e dei relativi servizi.

N17 – Chiesa dell'Angelo



Dal grafico emerge un profilo di consumo caratterizzato da una **forte stagionalità**, con valori molto contenuti nei primi mesi dell'anno e un marcato incremento tra **maggio e settembre**, periodo nel quale i consumi si mantengono pressoché costanti. La distribuzione mostra una netta prevalenza delle **fasce F2 e F3**, mentre la F1 risulta marginale. Questa distribuzione indica che:

- la **Chiesa dell'Angelo** presenta un utilizzo più intenso nel periodo compreso tra la tarda primavera e l'inizio dell'autunno;
- la prevalenza delle fasce **F2 e F3** è coerente con attività concentrate soprattutto nelle ore pomeridiane, serali, nei fine settimana e nei giorni festivi;
- la forte riduzione dei consumi nei mesi invernali evidenzia un utilizzo più limitato della struttura o dei relativi impianti;
- i consumi possono essere associati principalmente a illuminazione, impianti ausiliari e utilizzo della struttura in occasione di celebrazioni o eventi.

N18 – Palestra scuola

Nessun consumo associato al POD.

4.3 Considerazioni riepilogative sui consumi

Complessivamente i consumi annuali di queste 18 utenze a carico del Comune di Neoneli da maggio 2025 ad aprile 2026 sono stati pari a **161'247 kWh**.

Complessivamente, l'analisi delle utenze elettriche a carico del **Comune di Neoneli** evidenzia profili di consumo piuttosto differenziati in funzione della destinazione d'uso degli edifici e degli impianti. Delle 18 utenze considerate, per **N02 – Municipio (secondo POD)** e **N18 – Palestra scuola** non risultano consumi associati al POD.

Le utenze con attività prevalentemente diurna, come il **Municipio** e la **Scuola elementare**, mostrano una maggiore incidenza della **fascia F1**, coerentemente con lo svolgimento delle attività nelle ore lavorative dei giorni feriali. Al contrario, alcune utenze caratterizzate da utilizzi serali, notturni o festivi presentano una maggiore incidenza delle fasce **F2 e F3**: è il caso dell'illuminazione pubblica, dell'Ecocentro, del Centro ristoro, della Chiesa dell'Angelo e, in alcuni periodi, delle strutture sportive e ricreative.

SCHEMA RIASSUNTIVO DEI PROFILI DI CONSUMO DELLE UTENZE COMUNALI

Comune di Neoneli – Rielaborato sui dati mensili 2025 e sulla distribuzione per fasce orarie (F1, F2, F3)

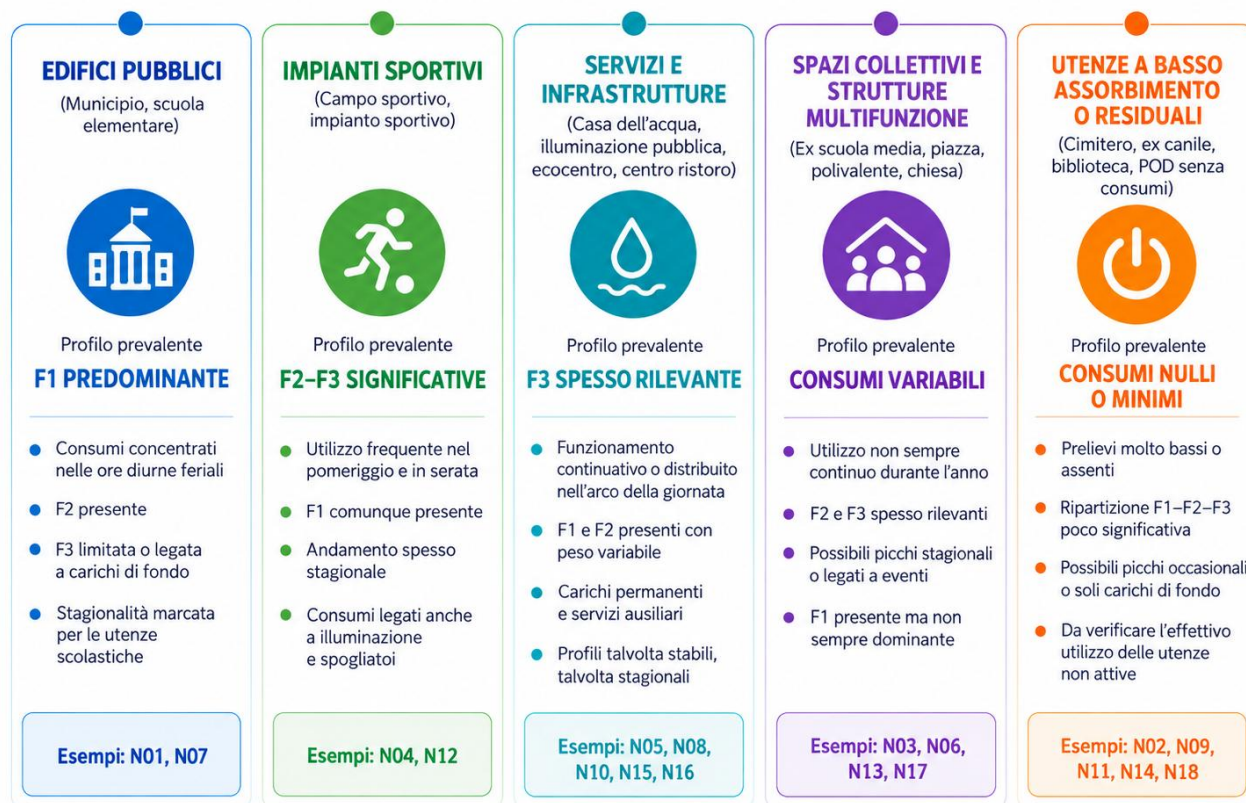


Figura 6 – distribuzione generale delle fasce di consumo

1. Distribuzione generale delle fasce di consumo

F1 – ore di punta

La fascia F1 assume particolare rilevanza nelle utenze caratterizzate da un utilizzo prevalentemente diurno e feriale. Nel caso di Neoneli risulta particolarmente significativa per il **Municipio** e per la **Scuola elementare**, mentre presenta un peso più equilibrato insieme alle altre fasce per la Casa dell'acqua e per alcuni impianti sportivi.

F2 – ore intermedie

La fascia F2 risulta significativa per numerose utenze e riflette attività che si protraggono nelle ore pomeridiane e serali. È particolarmente rilevante per **Piazza Barigadu**, dove prevale nei mesi di maggiore utilizzo, e per alcune strutture caratterizzate da attività non esclusivamente diurne, come la Biblioteca e la Chiesa dell'Angelo.

F3 – ore fuori punta

La fascia F3 assume un peso particolarmente rilevante per le utenze caratterizzate da

funzionamento notturno, festivo o continuativo. È nettamente predominante per una delle utenze di **illuminazione pubblica** e risulta significativa anche per l'**Ecocentro** e il **Centro ristoro**, dove può essere associata alla presenza di apparecchiature e impianti permanentemente alimentati.

2. Analisi per tipologia di utenza

Edifici amministrativi e scolastici: il Municipio e la Scuola elementare mostrano una prevalenza della F1, coerente con attività concentrate nelle ore diurne dei giorni feriali. L'Ex Scuola media presenta invece una distribuzione più equilibrata tra le tre fasce, indicando un utilizzo meno rigidamente concentrato nell'orario lavorativo.

Impianti sportivi: il Campo sportivo e l'Impianto sportivo presentano una distribuzione più equilibrata tra le fasce, con una significativa presenza di F2 e F3, coerente con attività svolte anche nelle ore serali, nei fine settimana e nei giorni festivi.

Illuminazione pubblica: le due utenze presentano profili differenti. N10 mostra una netta prevalenza della F3, tipica del funzionamento notturno, mentre N15 presenta una maggiore incidenza della F2 e un andamento anomalo nei mesi di febbraio, marzo e aprile, nei quali i consumi risultano quasi nulli.

Utenze a funzionamento distribuito o continuativo: Casa dell'acqua, Ecocentro e Centro ristoro presentano consumi distribuiti anche al di fuori delle normali ore lavorative. In particolare, per l'Ecocentro e il Centro ristoro la F3 assume un peso rilevante, mentre la Casa dell'acqua presenta una distribuzione più equilibrata tra le fasce.

4.4 Consumi energetici orari

Una volta determinati i consumi suddivisi per fasce (F1, F2, F3), come fatto del paragrafo precedente, dobbiamo trovare il profilo di consumo orario di ogni edificio, per individuare il quale sono necessari i seguenti passi:

- **Identificazione dei profili tipici:** si determinano gli andamenti giornalieri standard per la destinazione d'uso dell'edificio (es. uffici, scuole, centri sportivi).
- **Normalizzazione del profilo:** si crea un andamento giornaliero normalizzato che rispecchia il comportamento tipico dei consumi per la destinazione d'uso.

- **Adattamento ai dati reali:** i valori normalizzati vengono aggiustati con un fattore di correzione. Questo serve a garantire che la somma dei consumi orari per ogni fascia e mese coincida con i dati reali delle bollette.
- **Validazione del profilo:** si verifica che il profilo ottenuto mantenga una forma coerente con quella tipica per la categoria di utilizzo dell'edificio.
- **Taratura manuale:** infine, si applica un controllo manuale basato sull'esperienza, per affinare il profilo, soprattutto quando i dati a disposizione sono limitati.

PROFILAZIONE DEI CONSUMI ENERGETICI

Schema metodologico per la definizione dei profili di consumo

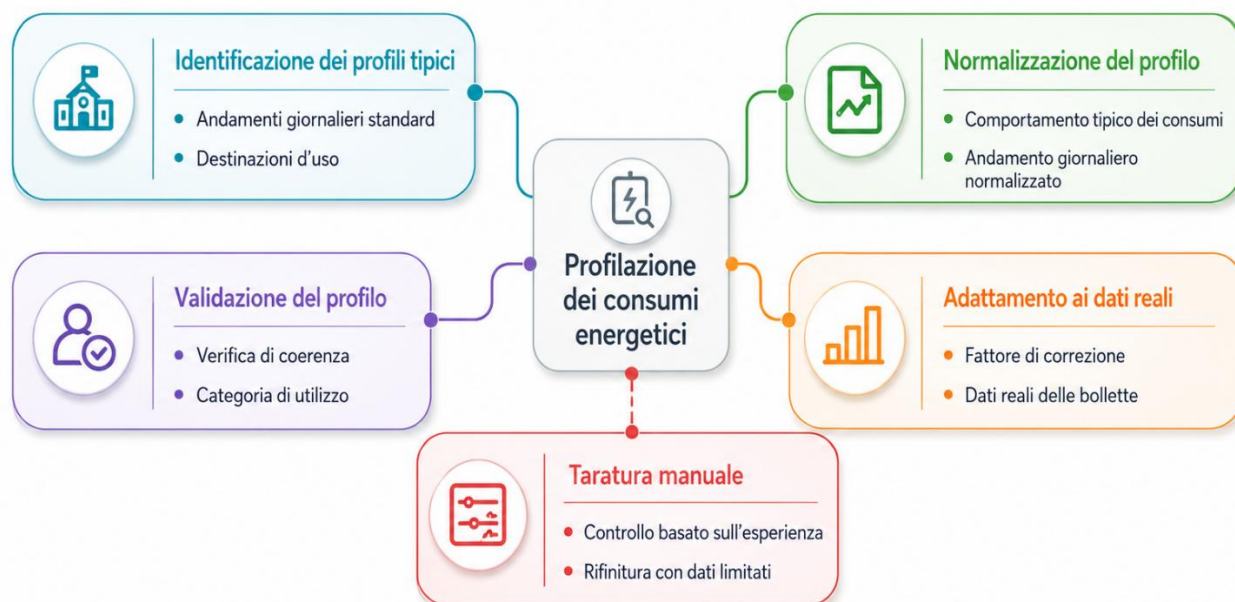


Figura 7 – Schema utilizzato per la profilazione dei consumi

Questi due elementi – i consumi mensili per fasce e profili giornalieri – costituiscono i parametri fondamentali da rispettare durante il processo di ricostruzione dei consumi orari per un anno tipo. In pratica, **la ricostruzione deve garantire che i consumi orari siano coerenti sia con i valori mensili noti, sia con le dinamiche giornaliere previste, assicurando così un risultato affidabile e rappresentativo del reale utilizzo, ossia la somma degli integrali giornalieri dei profili di utilizzo deve coincidere con il consumo mensile reale.**

Per quanto riguarda, ad esempio, le utenze del terziario, come gli uffici comunali, il profilo di consumo orario elettrico segue un andamento giornaliero ben definito. Durante la notte, i consumi sono minimi, limitati ai carichi di base come server, illuminazione di emergenza e sistemi di

sicurezza. Con l'avvio delle attività al mattino, intorno alle 7:00, il consumo aumenta progressivamente, raggiungendo un picco tra le 9:00 e le 13:00, quando l'ufficio è pienamente operativo. Durante questa fascia oraria, l'illuminazione, i computer, i sistemi di climatizzazione e le stampanti contribuiscono in modo significativo al carico energetico. Durante la pausa pranzo, tra le 13:00 e le 14:00, si osserva una leggera riduzione dei consumi, anche se alcuni sistemi come climatizzazione e illuminazione rimangono attivi. Nel pomeriggio, i consumi tornano a salire, ma in genere si mantengono leggermente inferiori rispetto alla mattina. Dopo la chiusura degli uffici, intorno alle 17:00, i consumi diminuiscono rapidamente, stabilizzandosi sui livelli notturni. Il consumo complessivo può variare in base alla stagione, agli eventi straordinari o all'efficienza energetica degli impianti (vedi figura sotto).

Il profilo del sabato presenta un andamento più ridotto rispetto ai giorni feriali, poiché l'attività è generalmente limitata. Durante la notte, i consumi rimangono minimi, legati ai soli carichi di base come server, illuminazione di emergenza e sistemi di sicurezza. Se gli uffici sono aperti nella mattinata, il consumo inizia a salire intorno alle 7:00, raggiungendo un picco ridotto tra le 9:00 e le 12:00, grazie all'utilizzo di luci, computer e altri dispositivi elettronici essenziali per le attività limitate del fine settimana. Nel pomeriggio, a partire dalle 13:00 o 14:00, i consumi tornano a scendere rapidamente, riportandosi ai livelli di carico base e mantenendosi tali per il resto della giornata. Rispetto ai giorni feriali, l'attività del sabato è caratterizzata da un carico più basso e da un profilo più breve, con una netta riduzione del consumo energetico complessivo.

Per quanto riguarda la domenica, il profilo di consumo orario è caratterizzato da un andamento pressoché stabile e di basso livello (fascia F3), poiché gli uffici sono generalmente chiusi e non si svolgono attività lavorative. Durante tutta la giornata, i consumi si limitano ai carichi di base, come server, illuminazione di emergenza e sistemi di sicurezza, che garantiscono il funzionamento essenziale delle infrastrutture. In assenza di personale e di attività operative, non si registrano picchi significativi di consumo, e l'andamento resta uniforme, simile a quello delle ore notturne di un giorno lavorativo. Eventuali variazioni possono essere determinate da eventi eccezionali, come manutenzioni programmate o aperture straordinarie, ma in generale la domenica rappresenta un giorno a basso consumo energetico per gli uffici comunali.

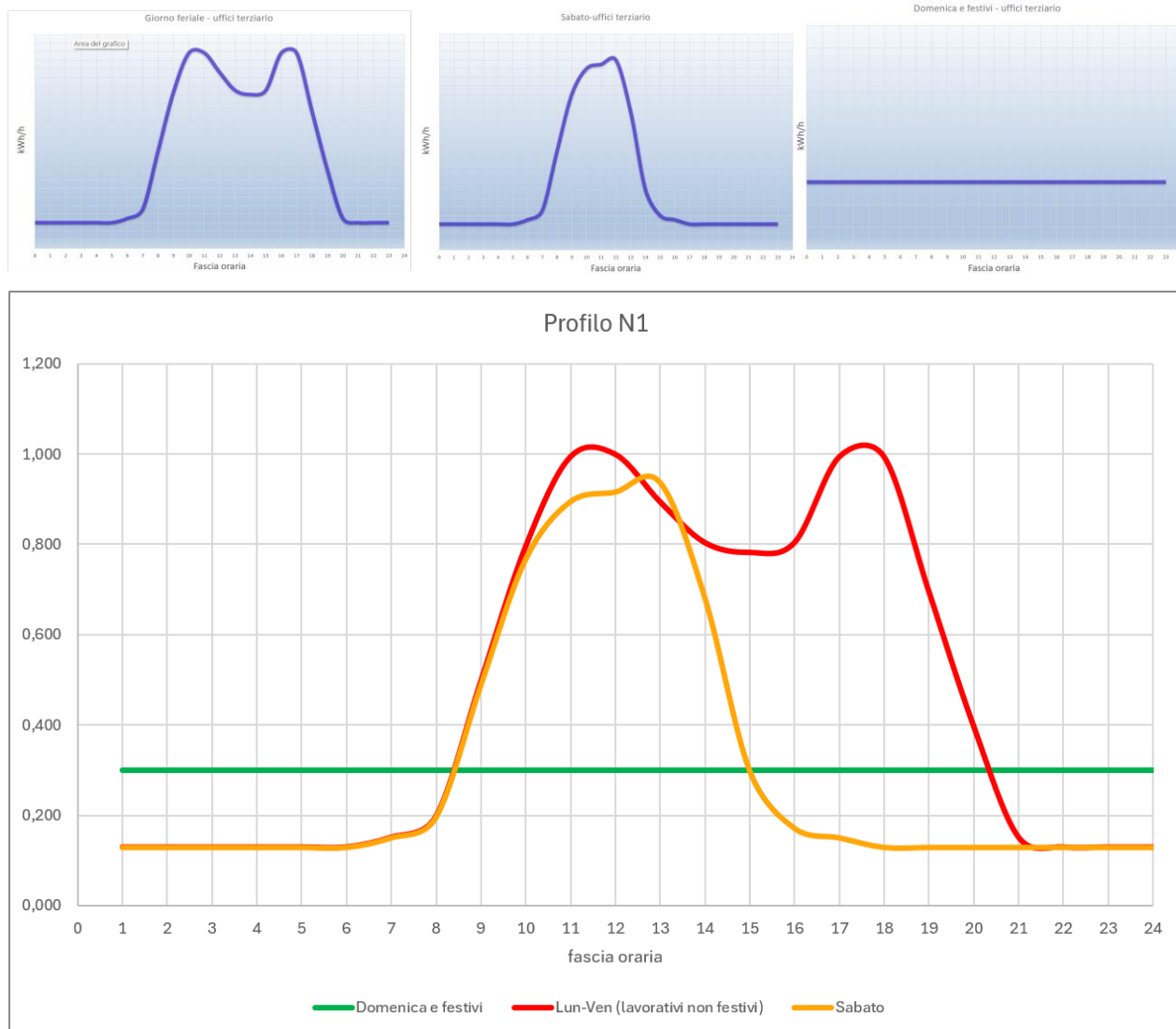


Figura 8: andamento tipico del profilo di consumo orario per attività nel settore terziario.

I dati a nostra disposizione sono quelli delle bollette, in cui gli unici elementi indicati sono i consumi elettrici divisi per fascia mese per mese. Pertanto, mancando un contatore orario, si può ipotizzare un valore medio distribuito nelle varie fasce. L'area sottesa da questi profili rappresenta il consumo giornaliero in kWh.

A titolo esemplificativo, si riporta l'andamento del profilo di consumo medio diviso per fasce per l'utenza N01 - Municipio in cui sono presenti gli uffici comunali di Via Roma.

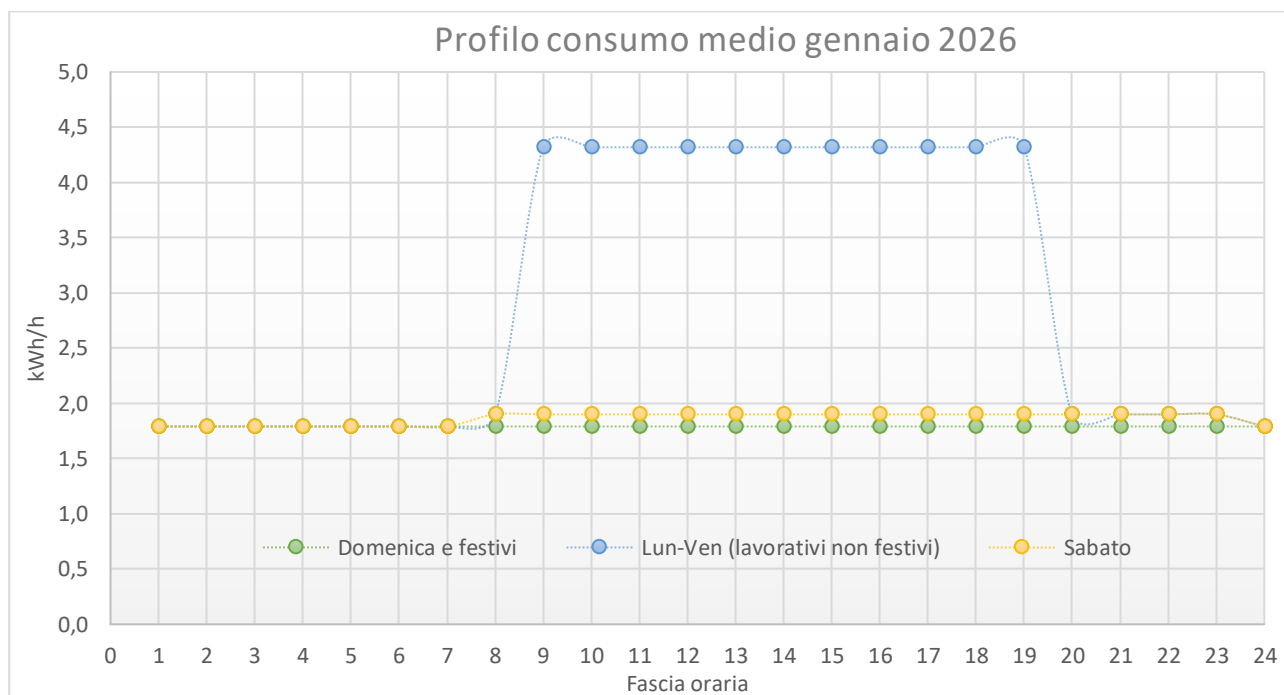
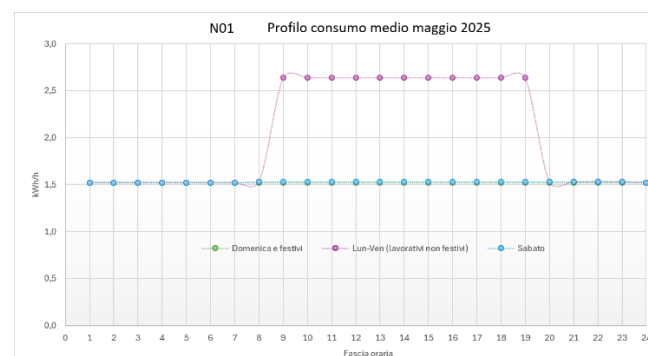
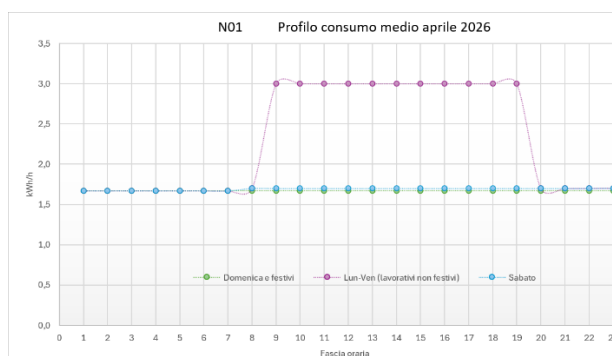
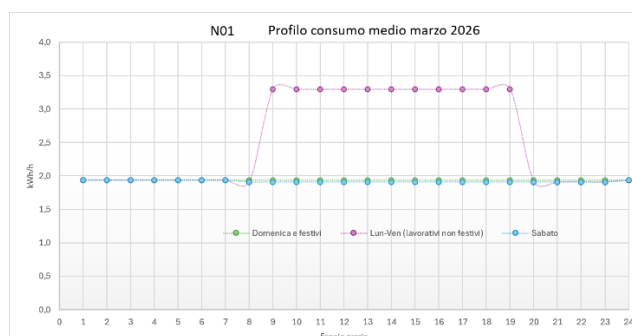
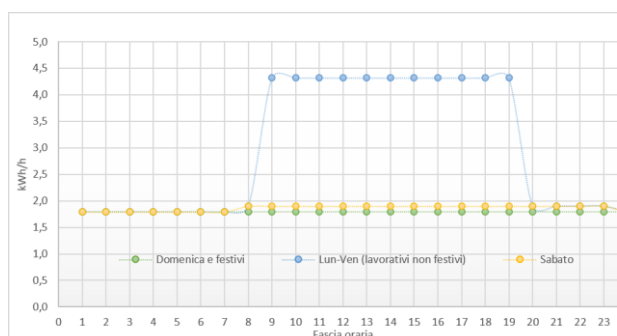
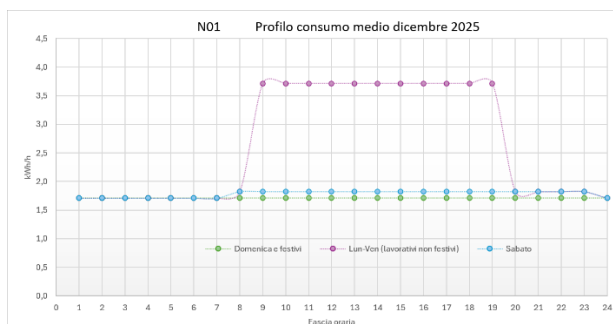
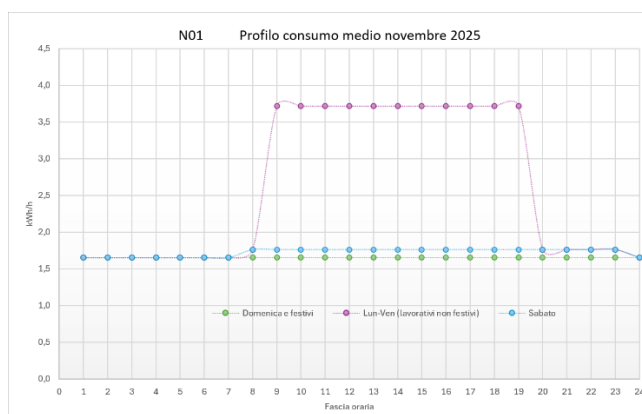
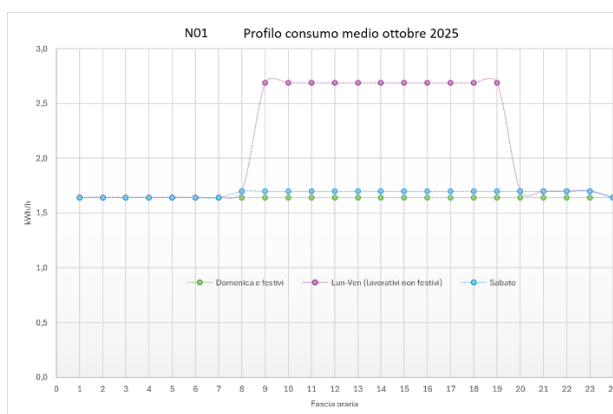
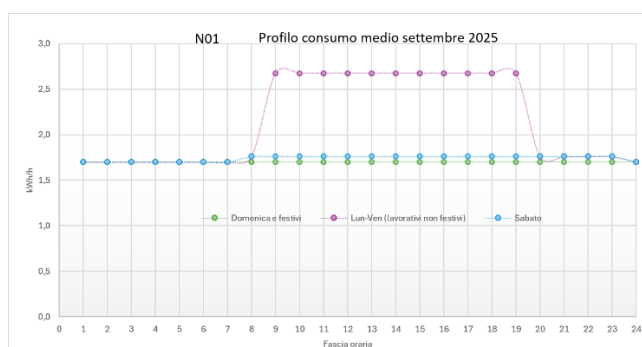
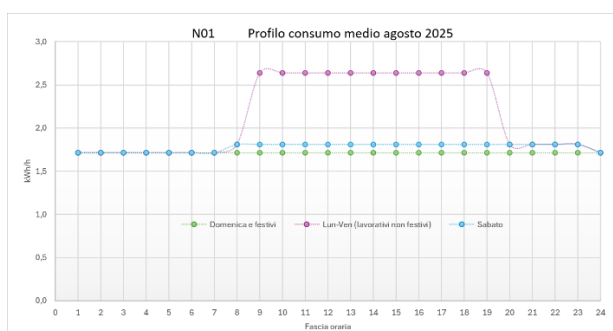
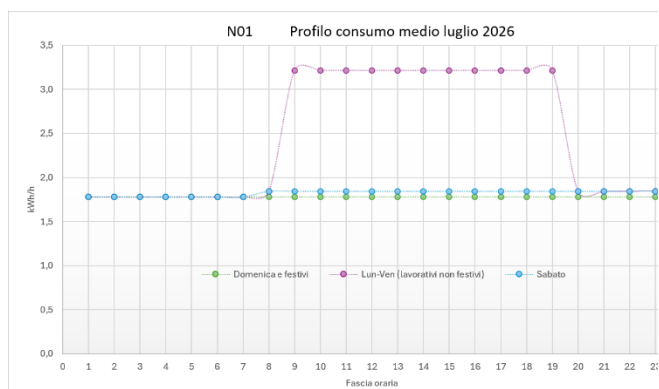
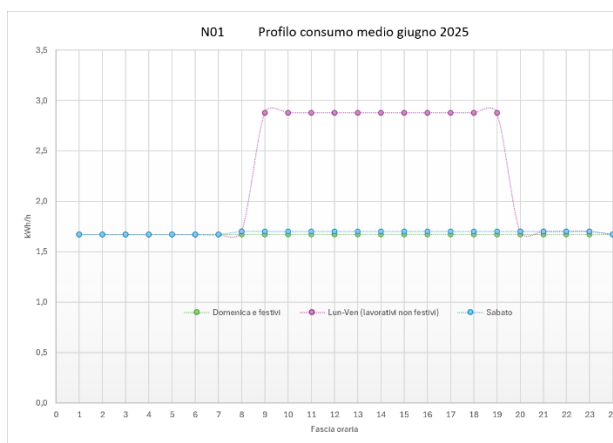


Figura 9: Andamento medio dei consumi per il palazzo Comunale nel mese di gennaio 2026.





A questo punto, si deve rendere coerente il profilo orario di utilizzo dell'edificio con i consumi reali indicati nelle bollette. Prendendo in considerazione un giorno feriale, si deve ottenere il profilo corretto combinando quello normalizzato con quello dei consumi medi (reali). Si ha, dunque, il seguente grafico:

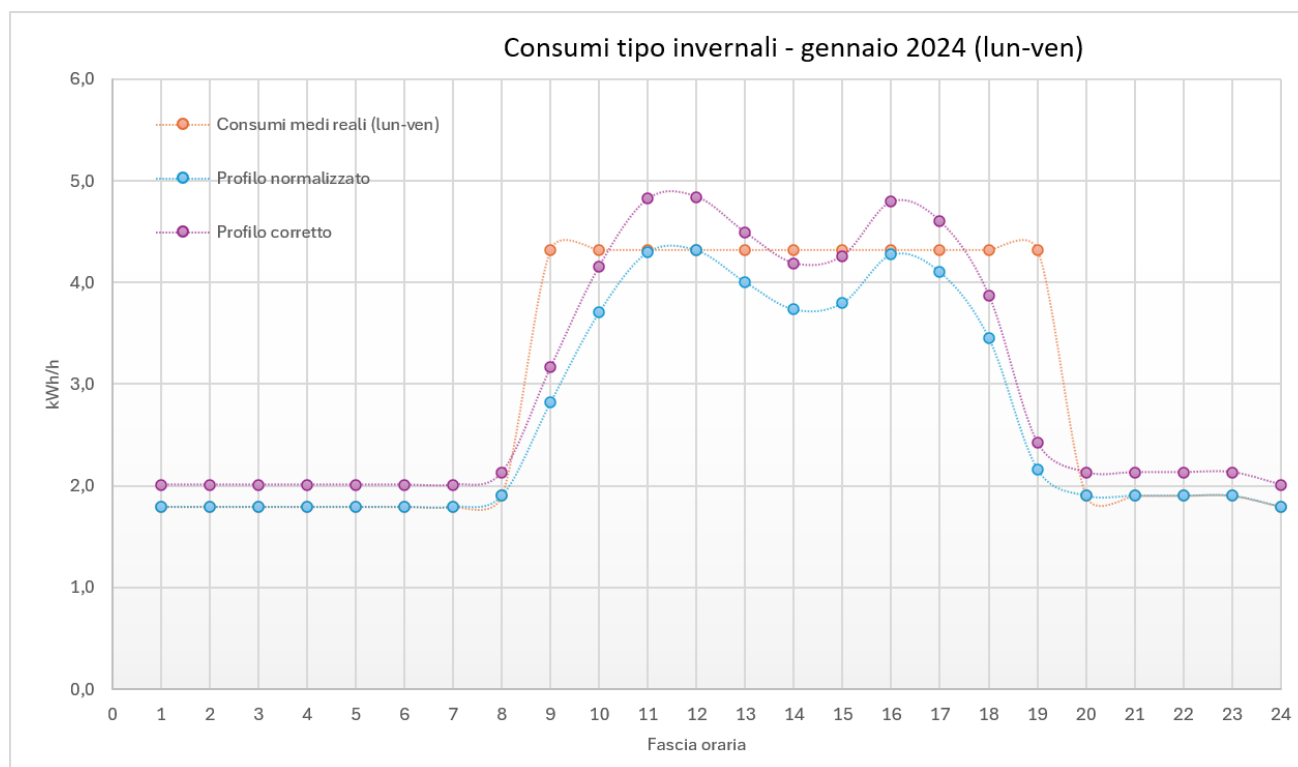


Figura 10: confronto tra profilo orario diviso per fasce e profilo corretto normalizzato.

Il **profilo per fascia** mostra il consumo energetico suddiviso in blocchi costanti, legati alle fasce orarie; il **profilo normalizzato** scala i dati su una scala standard che va da 0 a 1 e rappresenta l'andamento tipico del profilo orario per l'utenza Comune nei giorni feriali; infine, il **profilo corretto**, indicato dalla linea viola, riflette un'analisi più accurata, con dati bilanciati e compensati in maniera tale che l'integrale esteso a tutta la giornata sia pari al consumo reale.

L'estensione di questa analisi a tutti i giorni dell'anno e a tutte le utenze rappresenta un passaggio cruciale per una progettazione **approfondita** e accurata dei sistemi fotovoltaici. Tale approccio consente di ottenere una visione completa dei profili di consumo energetico e della produzione solare disponibile in ogni momento dell'anno, tenendo conto delle variazioni stagionali, climatiche e delle specifiche esigenze degli utenti. Questo tipo di studio è particolarmente importante in considerazione delle **finalità previste dagli incentivi delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)**, che richiedono di massimizzare il consumo di energia in corrispondenza dei periodi di maggiore produzione solare. In questo modo, si ottimizza l'efficienza energetica, si riducono le perdite dovute alla mancata sincronizzazione tra domanda e produzione, e si favorisce un utilizzo intelligente e sostenibile delle risorse fotovoltaiche disponibili, garantendo al contempo il rispetto dei requisiti tecnici e normativi.

4.6 Potenziale di produzione energetica del fotovoltaico

Si deve valutare, a questo punto, **quanta energia elettrica potrebbe essere generata installando impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici appena analizzati nel Comune di Neoneli**. L'approccio seguito per questa valutazione si basa su diverse fasi di studio e utilizza strumenti avanzati come il Sistema Informativo Geografico (GIS). Attraverso un software specifico, QGIS, sono stati analizzati e integrati dati relativi al territorio, come le CTR e informazioni sull'irraggiamento solare, per ottenere una rappresentazione accurata delle potenzialità locali.

La raccolta delle informazioni si è basata su fonti pubbliche, come il DTM a 10 m della Regione Sardegna, la posizione geografica ed il movimento relativo del sole rispetto al terreno. Questi dati sono stati elaborati per comprendere meglio la distribuzione dell'irraggiamento solare nel territorio. La prima fase di studio, dunque, è stata l'analisi solare del territorio a partire dalla mappa orografica del terreno, il DSM (Digital Surface Model), messo a disposizione dal Geoportale Sardegna. Tramite l'uso del software Grass 7 con interfaccia QGIS v.3.34 'Prizren' è stata calcolata la radiazione solare globale in base alle caratteristiche geomorfologiche e al flusso di radiazione solare incidente sul Comune di Neoneli e conseguentemente l'irraggiamento solare mensile e annuale [kWh/m²]. **Il valore dell'irraggiamento medio per il territorio di Neoneli corrisponde a 1.723,84 kWh/m²**, rappresentato nella figura seguente (Figura 11).

Le valutazioni non hanno tenuto conto della presenza variabile delle nuvole. Grazie a queste elaborazioni, è stata creata una mappa dettagliata dell'energia solare disponibile su base annuale e stagionale.

Un'ulteriore fase dell'analisi ha riguardato l'identificazione delle superfici effettivamente adatte all'installazione dei pannelli fotovoltaici. **Sono state escluse le coperture con evidenti vincoli strutturali o paesaggistici, nonché quelle con caratteristiche geometriche o di orientamento poco favorevoli. Successivamente, sulle superfici considerate idonee, è stata calcolata la potenza fotovoltaica installabile, utilizzando come riferimento l'efficienza dei moduli solari attualmente disponibili sul mercato. Per rendere i calcoli più realistici, sono stati applicati coefficienti di correzione che tengono conto delle perdite di sistema e delle condizioni operative.**

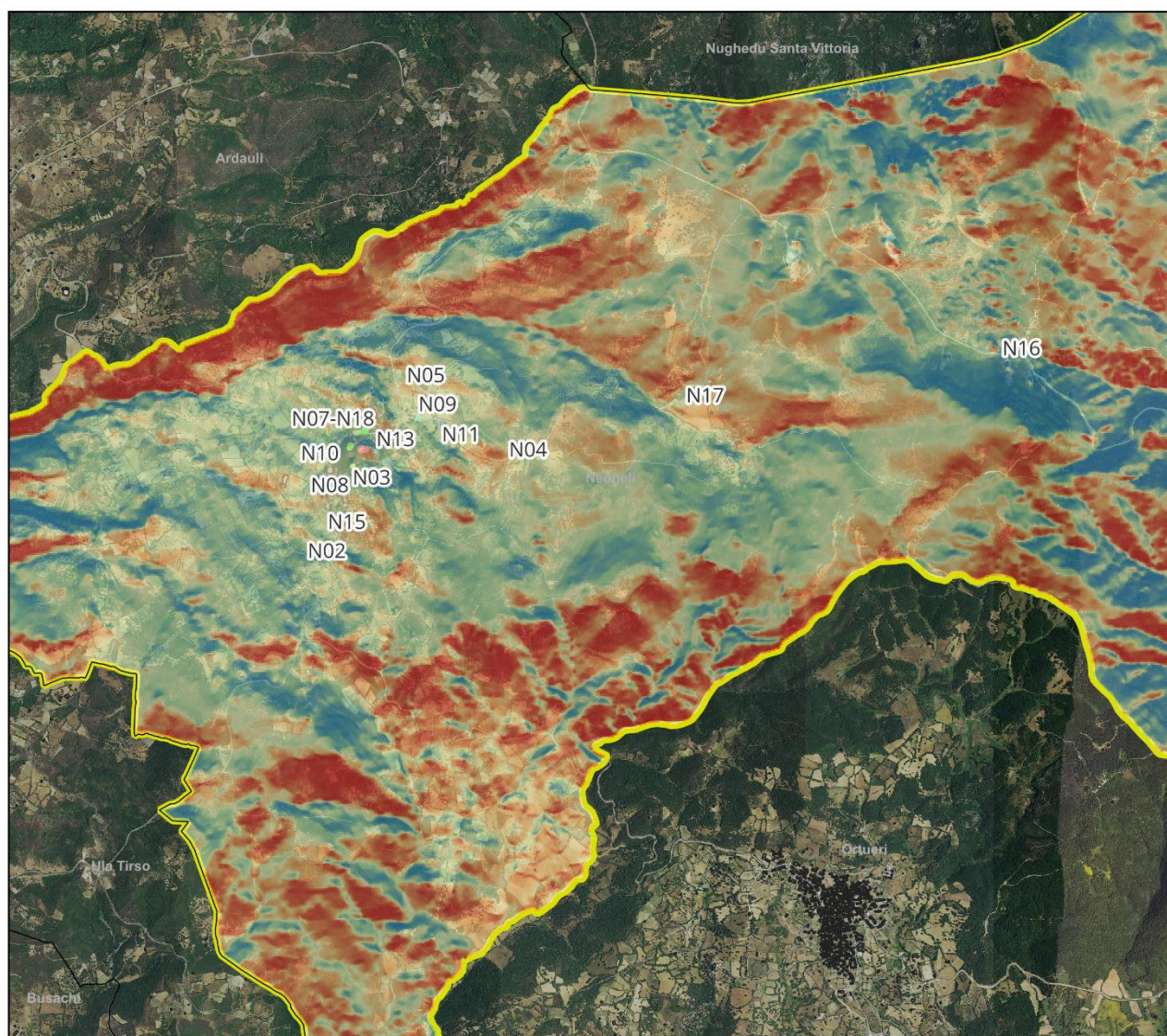
Utilizzando i dati raccolti sull'irraggiamento solare e la potenza stimata, si è proceduto a calcolare

quanta energia elettrica sarebbe potenzialmente producibile in un anno. Questo calcolo ha considerato le variazioni stagionali specifiche di Neoneli, fornendo una stima precisa delle capacità di produzione energetica.

Infine, sono stati valutati i benefici ambientali ed economici derivanti dall'adozione di tali impianti. È stata stimata la possibile riduzione delle emissioni di CO₂ e il risparmio energetico, insieme a un'analisi preliminare dei costi di investimento e dei tempi di ritorno economico. I risultati dell'intero studio offrono una base solida per lo sviluppo di politiche energetiche comunali.

Mappa dell'irraggiamento nel Comune di Neoneli

0 0,5 km



Irraggiamento annuo [Wh/m² anno]

High
Low

Edifici pubblici

- N01 - MUNICIPIO
- N02 - MUNICIPIO (secondo POD)
- N03 - EX SCUOLA MEDIA
- N04 - CAMPO SPORTIVO
- N05 - ECOCENTRO
- N06 - PIAZZA BARIGADU

- N08 - VIA TIRSO 999
- N09 - CIMITERO
- N10 - ILLUMINAZIONE PUBBLICA
- N11 - EX CANILE
- N12 - IMPIANTO SPORTIVO
- N13 - POLIVALENTE CORRALE
- N14 - BIBLIOTECA
- N15 - ILLUMINAZIONE PUBBLICA
- N16 - CENTRO RISTORO
- N17 - CHIESA DELL'ANGELO

Edificato

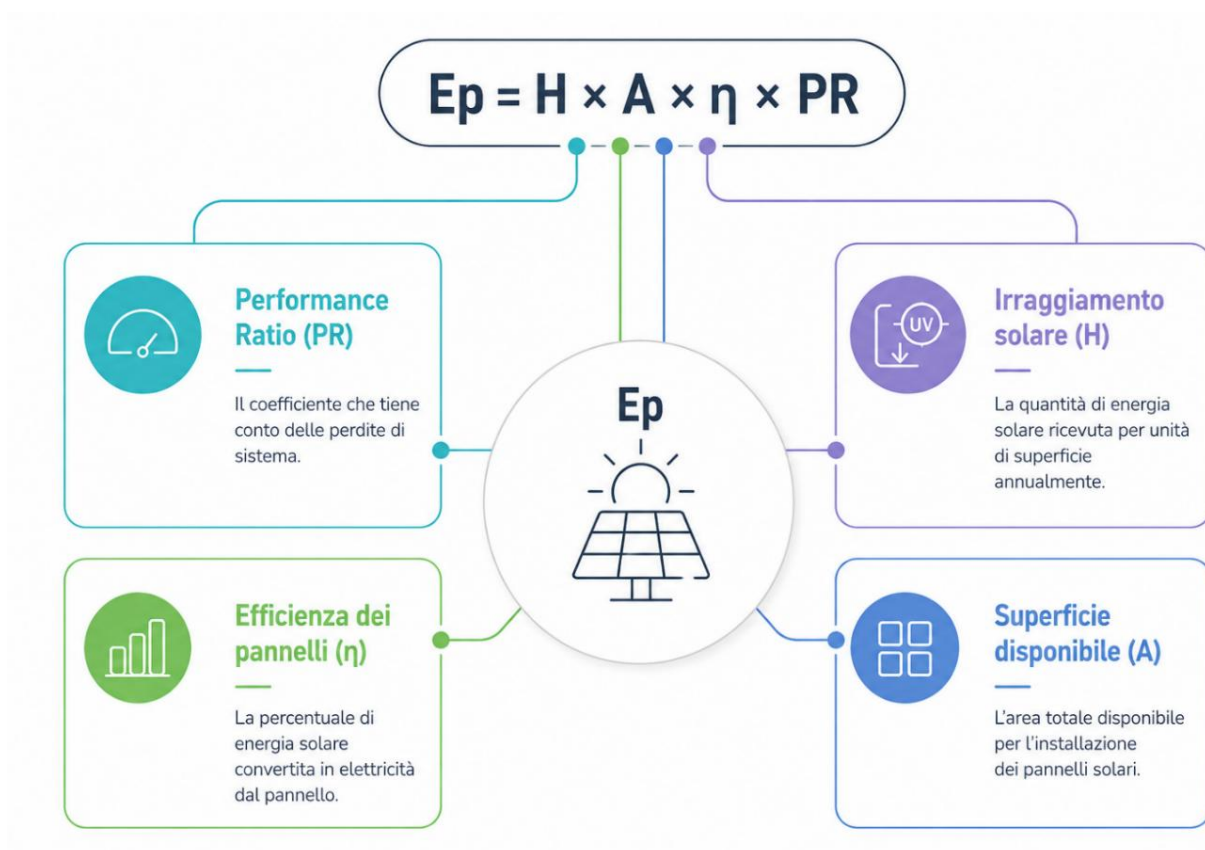
Confini comunali

- ARDAULI
- BUSACHI
- NEONELI
- NUGHEDU SANTA VITTORIA
- ORTUERI
- ULA TIRSO

Figura 11 – Mappa dei valori medi annui della radiazione diretta normale [kWh/m² anno].

In relazione ai manufatti edilizi di proprietà del comune, è stata condotta un'analisi preliminare della situazione delle coperture. **Questa analisi ha incluso una valutazione dell'orientamento delle coperture stesse, effettuata attraverso l'uso delle ortofoto più recenti disponibili. I risultati di**

questa indagine sono illustrati nelle figure che seguono. Non si riportano le immagini relative a punti di prelievo (POD) che non dispongono di coperture o che non hanno dei consumi associati. Per stimare il potenziale energetico di un impianto fotovoltaico, basandoci sui valori di superficie disponibile e irraggiamento solare annuo, si è utilizzata la seguente formula:



Nella quale:

- **Ep (kWh/anno):** Energia producibile attesa.
- **Irraggiamento solare annuo (H):** È l'energia solare ricevuta per unità di superficie nell'arco di un anno, misurata in kWh/m²/anno (radiazione diretta normale).
- **Superficie disponibile (A):** La superficie totale destinata all'installazione dei pannelli fotovoltaici, espressa in metri quadrati (m²).
- **Efficienza dei pannelli (η):** Percentuale di energia solare che i pannelli sono in grado di convertire in energia elettrica. Tipicamente varia tra il 15% e il 22% per i pannelli attuali. Nei calcoli utilizzeremo un valore intermedio di 18,5%.
- **Performance Ratio (PR):** il PR rappresenta il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta dall'impianto e l'energia teorica che potrebbe essere generata in condizioni ideali. In altre

parole, indica la percentuale di energia solare convertita in elettricità utilizzabile, tenendo conto delle varie perdite nel sistema, come quelle dovute a inefficienze termiche, ombreggiamenti, sporcizia sui moduli, degradazione col tempo e altre cause. Solitamente varia tra 0,75 e 0,85. Il PR non dipende dall'orientamento dell'impianto o dall'irraggiamento solare. Nei nostri calcoli utilizzeremo il valore di 0,80.

N01 - MUNICIPIO

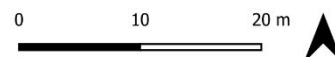


Figura 12: esposizione dei tetti del Municipio.

N03 - EX SCUOLA MEDIA

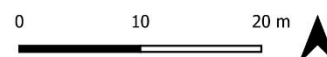


Figura 13: Esposizione dei tetti nella ex-Scuola media.

N04 - CAMPO SPORTIVO

0 10 20 m



Figura 14: Esposizione dei tetti del caseggiato nel camposportivo .

N05 - CHIESA DELL'ANGELO



Figura 15 – Esposizione dei tetti della Chiesa dell'Angelo.

N07 E N18 - SCUOLA ELEMENTARE E PALESTRA

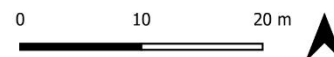


Figura 16 – Esposizione dei tetti nella scuola elementare.

N09 - CIMITERO

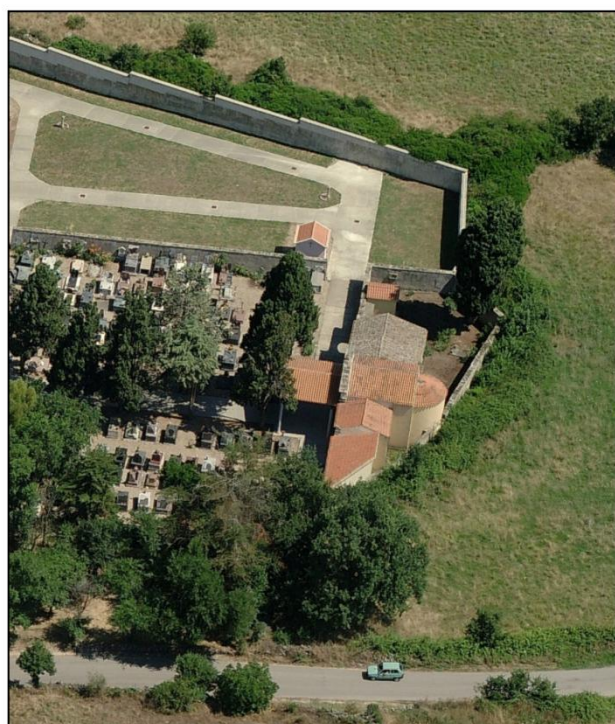


Figura 17 – Esposizione dei tetti del Cimitero.

N11 - EX CANILE



Figura 18: esposizione dei tetti dell'ex-canile.

N14 - IMPIANTO SPORTIVO

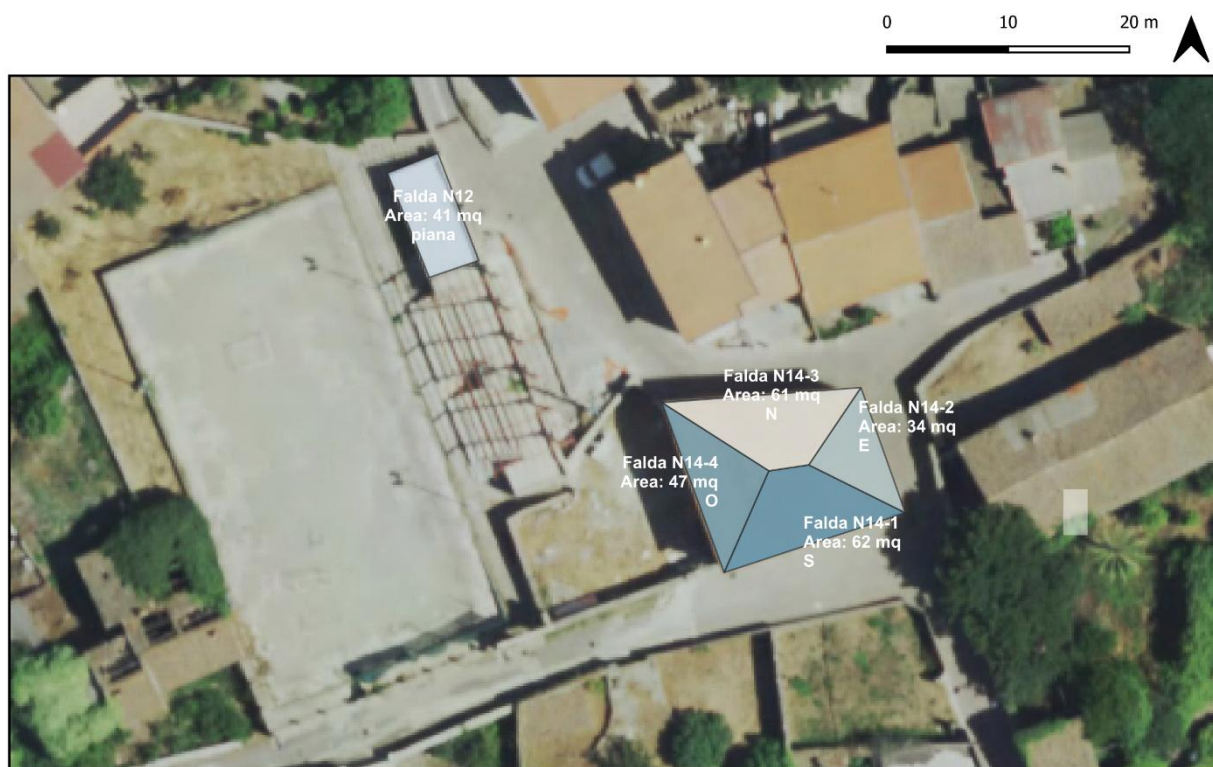


Figura 19: esposizione tetti degli edifici presso il campo sportivo.

N15 - POLIVALENTE CORRALE

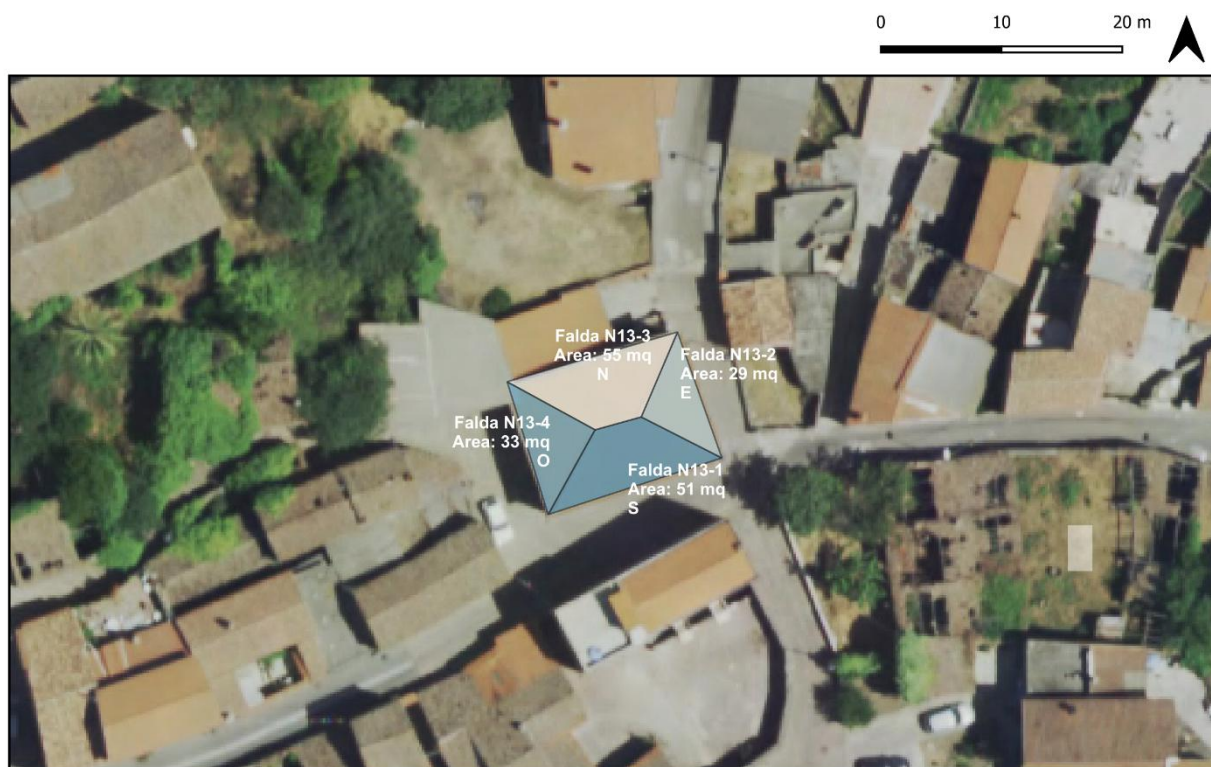


Figura 20: esposizione tetti della Polivalente Corrale.

N16 - CENTRO RISTORO

0 10 20 m

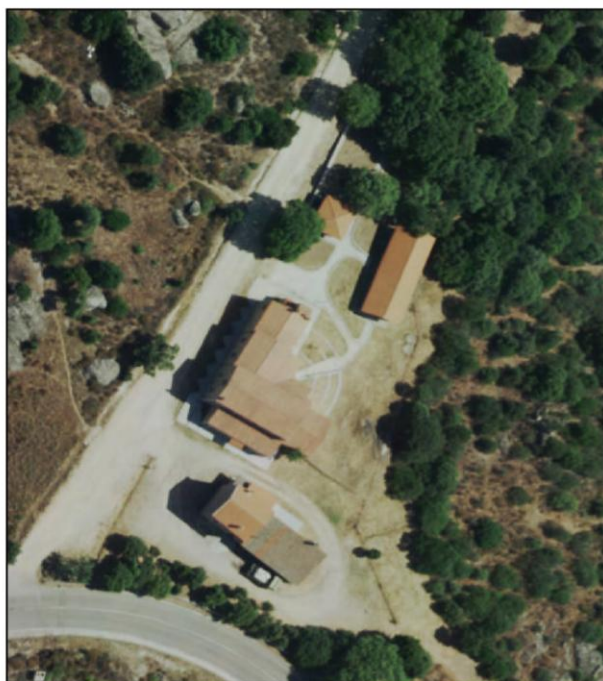


Figura 21: esposizione tetti del Centro ristoro.

Nella tabella che segue viene riportato il dettaglio delle coperture di tutti gli edifici comunali, includendo le falde che:

- Appartengono a edifici storici tutelati.

Ma escludendo le falde che:

- Sono evidentemente ombreggiate da altri edifici, vegetazione o altro;
- Sono in evidente stato di degrado strutturale.

Le colonne della tabella indicano:

- **Codice Edificio:** identificativo unico per ciascun edificio.
- **Nome Edificio:** nome dell'edificio (es. "Cimitero", "Palazzo Comunale").
- **Superficie falda [m²]:** superficie totale della falda in metri quadrati.
- **Coefficiente di forma:** fattore che tiene conto della forma del tetto e della sua efficienza per l'installazione di pannelli fotovoltaici.
- **Superficie utile [m²]:** superficie effettivamente utilizzabile per installare pannelli fotovoltaici, data dal prodotto della superficie della falda per il **coefficiente di forma**. In particolare, si sono considerati i seguenti valori:

Forma falda	Coefficiente di forma
rettangolare	1,00
triangolare	0,50
trapezoidale	0,75

- **Superficie effettiva dell'impianto:** la superficie effettivamente occupata dai moduli fotovoltaici. Tiene conto di un **coefficiente di utilizzazione della superficie** pari a **0,7** che tiene conto di: margini e distanze dai bordi; spazi tra i pannelli; ostacoli come camini, lucernari o impianti; passaggi per manutenzione; impossibilità di installare frazioni di modulo.
- **Inclinazione ed Esposizione:** direzione di orientamento del tetto (es. Nord-NE, Est-SE). I valori di producibilità sono stati modulati in funzione dell'orientamento delle superfici, con esposizioni ottimali (es. Sud) che garantiscono rendimenti maggiori rispetto a quelle meno favorevoli (es. Nord).

Esposizione	Coefficiente esposizione
Sud (S)	1
Sud-Est (SE)	0,9
Sud-Ovest (SO)	0,9

Esposizione	Coefficiente esposizione
Nord (N)	0,1
Nord-Est (NE)	0,4
Nord-Ovest (NO)	0,4
Ovest (O)	0,6
Est (E)	0,65
Piana	0,9

- **Potenza Impianto FV Esistente:** indica se è già presente un impianto fotovoltaico e la sua potenza (in kWp).
- **Irraggiamento Annuale [kWh/m² anno]:** quantità media di energia solare che raggiunge i tetti in un anno, espressa in kWh per metro quadrato.
- **Energia Producibile [Ep kWh]:** stima dell'energia che può essere prodotta annualmente dal tetto in kWh. Per questo calcolo sono stati utilizzati i seguenti valori cautelativi:
 - **$\eta=0,185$** (rendimento dei pannelli): è il rapporto tra la potenza elettrica prodotta dal modulo e la potenza solare incidente sulla sua superficie. Un modulo con efficienza del 18,5% sviluppa teoricamente circa 185 Wp per ogni metro quadrato di superficie.
 - **PR=0,80** (Performance Ratio): considera le perdite per temperatura, inverter, cavi, mismatch, sporcizia, ombreggiamenti e indisponibilità.

Codice edificio	Edificio	Superficie falda [m²]	Forma falda	Superficie Utile falda [m²]	Superficie effettiva per impianto FV [m²]	Esposizione	Energia producibile Ep con tutti gli orientamenti delle falde [kWh]	Superficie effettiva per impianto FV con orientamenti favorevoli [m²]	Energia producibile con orientamenti favorevoli [kWh]	Potenziale impianto FV installabile in tutte le falde comunque orientate [kWp]	Potenziale impianto FV installabile con orientamenti favorevoli [kWp]
N01	MUNICIPIO	47	rettangolare	47	33	Nord-Ovest	3.357,49	0,0	-	2,4	-
N01	MUNICIPIO	71	rettangolare	71	50	Nord	1.267,99	0,0	-	0,9	-
N01	MUNICIPIO	63	rettangolare	63	44	Nord	1.125,12	0,0	-	0,8	-
N03	EX SCUOLA MEDIA	79	rettangolare	79	55	Nord-Ovest	5.643,45	0,0	-	4,1	-
N03	EX SCUOLA MEDIA	75	trapezoidale	56	39	Sud-Est	9.041,12	35,4	9.041,12	6,6	6,6
N04	CAMPO SPORTIVO	249	trapezoidale	187	131	Nord-Est	13.340,68	0,0	-	9,7	-
N07	SCUOLA ELEMENTARE	153	trapezoidale	115	80	Nord	2.049,32	0,0	-	1,5	-
N07	SCUOLA ELEMENTARE	87	trapezoidale	65	46	Nord	1.165,30	0,0	-	0,8	-
N07	SCUOLA ELEMENTARE	80	trapezoidale	60	42	Est	6.965,01	27,3	6.965,01	5,1	5,1
N07	SCUOLA ELEMENTARE	85	trapezoidale	64	45	Ovest	6.831,07	0,0	-	5,0	-
N07	SCUOLA ELEMENTARE	68	rettangolare	68	48	Sud	12.144,12	47,6	12.144,12	8,8	8,8
N07	SCUOLA ELEMENTARE	59	rettangolare	59	41	Sud	10.536,81	41,3	10.536,81	7,6	7,6
N09	CIMITERO	4	rettangolare	4	3	Nord	71,44	0,0	-	0,1	-
N09	CIMITERO	5	rettangolare	5	4	Sud	892,95	3,5	892,95	0,6	0,6
N09	CIMITERO	13	rettangolare	13	9	Nord	232,17	0,0	-	0,2	-
N09	CIMITERO	15	rettangolare	15	11	Sud	2.678,85	10,5	2.678,85	1,9	1,9

Codice edificio	Edificio	Superficie falda [m²]	Forma falda	Superficie Utile falda [m²]	Superficie effettiva per impianto FV [m²]	Esposizione	Energia producibile Ep con tutti gli orientamenti delle falde [kWh]	Superficie effettiva per impianto FV con orientamenti favorevoli [m²]	Energia producibile con orientamenti favorevoli [kWh]	Potenziale impianto FV installabile in tutte le falde comunque orientate [kWp]	Potenziale impianto FV installabile con orientamenti favorevoli [kWp]
N09	CIMITERO	25	rettangolare	25	18	Nord	446,48	0,0	-	0,3	-
N09	CIMITERO	29	rettangolare	29	20	Sud	5.179,11	20,3	5.179,11	3,8	3,8
N09	CIMITERO	33	rettangolare	33	23	Est	3.830,76	15,0	3.830,76	2,8	2,8
N09	CIMITERO	28	rettangolare	28	20	Ovest	3.000,31	0,0	-	2,2	-
N09	CIMITERO	12	rettangolare	12	8	Est	1.393,00	5,5	1.393,00	1,0	1,0
N09	CIMITERO	14	rettangolare	14	10	Ovest	1.500,16	0,0	-	1,1	-
N09	CIMITERO	33	trapezoidale	25	17	Ovest	2.652,06	0,0	-	1,9	-
N09	CIMITERO	17	rettangolare	17	12	Nord	303,60	0,0	-	0,2	-
N10	ILLUMINAZIONE PUBBLICA (cabina elettrica)	24	rettangolare	24	17	Piana	3.857,55	15,1	3.857,55	2,8	2,8
N11	EX CANILE	46	rettangolare	46	32	Sud-Est	7.393,63	29,0	7.393,63	5,4	5,4
N11	EX CANILE	105	rettangolare	105	74	Nord-Ovest	7.500,78	0,0	-	5,4	-
N11	EX CANILE	32	rettangolare	32	22	Nord-Ovest	2.285,95	0,0	-	1,7	-
N12	IMPIANTO SPORTIVO	41	rettangolare	41	29	Piana	6.589,97	25,8	6.589,97	4,8	4,8
N13	POLIVALENTE CORRALE	51	trapezoidale	38	27	Sud	6.831,07	26,8	6.831,07	5,0	5,0
N13	POLIVALENTE CORRALE	29	trapezoidale	22	15	Est	2.524,82	9,9	2.524,82	1,8	1,8

Codice edificio	Edificio	Superficie falda [m²]	Forma falda	Superficie Utile falda [m²]	Superficie effettiva per impianto FV [m²]	Esposizione	Energia producibile Ep con tutti gli orientamenti delle falde [kWh]	Superficie effettiva per impianto FV con orientamenti favorevoli [m²]	Energia producibile con orientamenti favorevoli [kWh]	Potenziale impianto FV installabile in tutte le falde comunque orientate [kWp]	Potenziale impianto FV installabile con orientamenti favorevoli [kWp]
N13	POLIVALENTE CORRALE	55	trapezoidale	41	29	Nord	736,68	0,0	-	0,5	-
N13	POLIVALENTE CORRALE	33	trapezoidale	25	17	Ovest	2.652,06	0,0	-	1,9	-
N14	BIBLIOTECA	70	trapezoidale	53	37	Sud	9.375,98	36,8	9.375,98	6,8	6,8
N14	BIBLIOTECA	70	trapezoidale	53	37	Est	6.094,39	23,9	6.094,39	4,4	4,4
N14	BIBLIOTECA	35	trapezoidale	26	18	Nord	468,80	0,0	-	0,3	-
N14	BIBLIOTECA	67	trapezoidale	50	35	Ovest	5.384,49	0,0	-	3,9	-
N15	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	26	rettangolare	0	0	Piana	-	0,0	-	-	-
N16	CENTRO RISTORO	64	rettangolare	64	45	Nord-Ovest	4.571,91	0,0	-	3,3	-
N16	CENTRO RISTORO	52	rettangolare	52	36	Sud-Est	8.358,02	32,8	8.358,02	6,1	6,1
N16	CENTRO RISTORO	91	rettangolare	91	64	Nord-Est	6.500,68	0,0	-	4,7	-
N16	CENTRO RISTORO	78	rettangolare	78	55	Sud-Ovest	12.537,02	49,1	12.537,02	9,1	9,1
N16	CENTRO RISTORO	58	rettangolare	58	41	Sud-Ovest	9.322,40	36,5	9.322,40	6,8	6,8
N16	CENTRO RISTORO	45	rettangolare	45	32	Nord-Est	3.214,62	0,0	-	2,3	-
N16	CENTRO RISTORO	49	rettangolare	49	34	Sud-Ovest	7.875,82	30,9	7.875,82	5,7	5,7
N16	CENTRO RISTORO	44	rettangolare	44	31	Sud-Ovest	7.072,17	27,7	7.072,17	5,1	5,1
N16	CENTRO RISTORO	42	rettangolare	42	29	Nord-Est	3.000,31	0,0	-	2,2	-

Codice edificio	Edificio	Superficie falda [m²]	Forma falda	Superficie Utile falda [m²]	Superficie effettiva per impianto FV [m²]	Esposizione	Energia producibile Ep con tutti gli orientamenti delle falde [kWh]	Superficie effettiva per impianto FV con orientamenti favorevoli [m²]	Energia producibile con orientamenti favorevoli [kWh]	Potenziale impianto FV installabile in tutte le falde comunque orientate [kWp]	Potenziale impianto FV installabile con orientamenti favorevoli [kWp]
N16	CENTRO RISTORO	67	rettangolare	67	47	Nord-Ovest	4.786,21	0,0	-	3,5	-
N16	CENTRO RISTORO	55	rettangolare	55	39	Sud-Est	8.840,21	34,7	8.840,21	6,4	6,4
N16	CENTRO RISTORO	10	triangolare	5	4	Sud-Est	803,66	3,2	803,66	0,6	0,6
N16	CENTRO RISTORO	11	triangolare	6	4	Nord-Est	392,90	0,0	-	0,3	-
N16	CENTRO RISTORO	11	triangolare	6	4	Nord-Ovest	392,90	0,0	-	0,3	-
N16	CENTRO RISTORO	10	triangolare	5	4	Sud-Ovest	803,66	3,2	803,66	0,6	0,6
N17	CHIESA DELL'ANGELO	143	rettangolare	143	100	Sud	25.538,38	100,1	25.538,38	18,5	18,5
N17	CHIESA DELL'ANGELO	141	rettangolare	141	99	Nord	2.518,12	0,0	-	1,8	-

RIEPILOGO PER EDIFICI

Tabella 4 – Analisi di dettaglio delle coperture degli edifici comunali.

Edificio	Indirizzo	Consumo annuo in fattura 2025 [kWh]	Energia producibile Ep con tutti gli orientamenti delle falde [kWh]	Poteniale impianto FV installabile con tutti gli orientamenti delle falde [kWp]
N01-MUNICIPIO	VIA ROMA 83	20.744,00	5.750,60	4,17
N02-MUNICIPIO (secondo POD)	VIA ROMA 85	0,00	—	—
N03-EX SCUOLA MEDIA	VIA SAN PIETRO 2	6.192,00	14.684,57	10,65
N04-CAMPO SPORTIVO	LOCALITA' OLOAI 3	3.242,00	13.340,68	9,67
N05-ECOCENTRO	ZONA PIP 999	2.623,00	—	—
N06-PIAZZA BARIGADU	PIAZZA MERCATO 999	1.132,00	—	—
N07-SCUOLA ELEMENTARE	VIA ANTONIO SCANU 2	9.700,00	39.691,64	28,78
N08-CASA DELL'ACQUA	VIA TIRSO 999	3.349,00	—	—
N09-CIMITERO	VIA DELL' ANGELO 999	231,00	22.180,89	16,08
N10-ILLUMINAZIONE PUBBLICA (cabina elettrica)	VIA FONTANA 12	92.100,00	3.857,55	2,80
N11-EX CANILE	Via dell'Angelo 3	134,00	17.180,36	12,46
N12-IMPIANTO SPORTIVO	VIA BRIGATA SASSARI 11	24.573,00	6.589,97	4,78
N13-POLIVALENTE CORRALE	VIA SEBASTIANO SATTA 5	12.359,00	12.744,63	9,24
N14-BIBLIOTECA	VIA BRIGATA SASSARI 999	97,00	21.323,65	15,46
N15-ILLUMINAZIONE PUBBLICA	VIA UMBERTO 999	6.786,00	—	—
N16-CENTRO RISTORO	LOCALITA' ASSAI 999	557,00	78.472,47	56,90
N17-CHIESA DELL'ANGELO	VIA DELL' ANGELO 1	1.835,00	28.056,50	20,34
N18-PALESTRA SCUOLA (POD da eliminare e ricongiungere al POD della scuola elementare)	VIA ANTONIO SCANU 2	0,00	—	—
		185.654,00	263.873,52	191,34

La tabella analizzata offre una visione approfondita del potenziale fotovoltaico degli edifici, con particolare attenzione alle coperture disponibili. Ogni riga corrisponde a un tetto specifico, descrivendone le caratteristiche tecniche e la capacità produttiva.

L'esposizione della copertura è un fattore determinante per la producibilità.

Le esposizioni più favorevoli, come Sud-Sud-Ovest (SO) ed Est-Sud-Est (SE), garantiscono i rendimenti migliori, mentre orientamenti come Nord-Nord-Est (NE) risultano meno produttivi.

In generale, i valori di irraggiamento si attestano attorno ai 1.724 kWh/m² anno, segnalando un contesto territoriale con ottime condizioni climatiche per l'energia solare.

È evidente una notevole eterogeneità tra le strutture. Alcuni edifici, come il centro ristoro e la biblioteca, presentano tetti di dimensioni significative e con buoni coefficienti di forma, rendendoli particolarmente idonei per l'installazione di impianti di maggiore capacità. Altri edifici, invece, hanno tetti di dimensioni ridotte o con orientamenti meno favorevoli, risultando meno adatti o richiedendo interventi più specifici per un utilizzo ottimale. Non sono state prese in considerazione le falde nelle quali è già presente un impianto fotovoltaico o esistono evidenti limitazioni (strutturali, di ombreggiamento, ecc.).

Riportiamo di seguito un grafico riepilogativo per complesso edilizio.

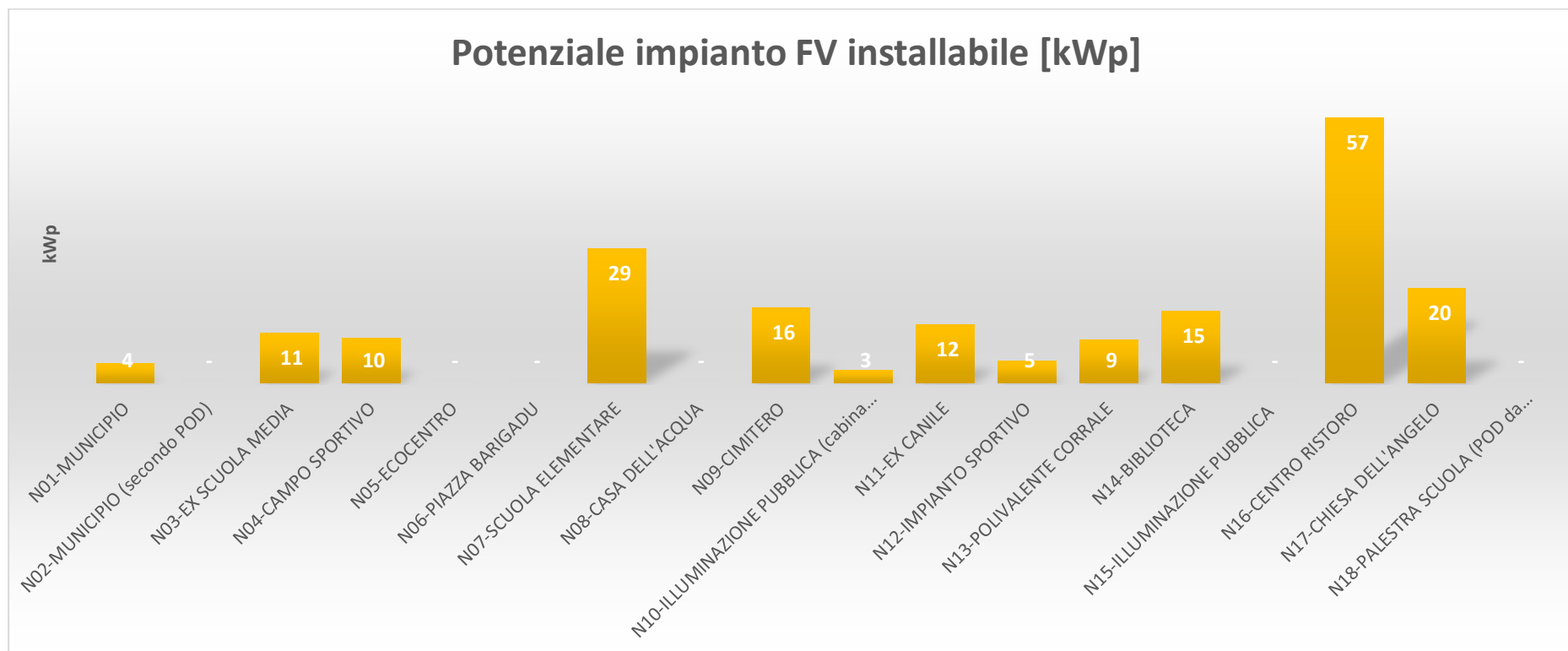


Figura 22 - Valutazione del potenziale fotovoltaico sugli immobili comunali.

Il grafico mostra la **potenzialità di produzione elettrica** derivante dai tetti fotovoltaici di diversi edifici o strutture, indicata sull'asse verticale (kWp).

La tabella è stata sviluppata seguendo un approccio rigoroso che combina dati fisici, criteri tecnici e ipotesi prudenziali, per stimare la potenzialità di produzione energetica degli impianti fotovoltaici sugli edifici comunali. Il processo si articola in diversi passaggi:

1. Determinazione della superficie destinata all'impianto fotovoltaico

Il primo passo è stato stimare la superficie effettivamente utilizzabile delle coperture degli edifici. Nonostante le coperture abbiano superfici teoricamente ampie, una serie di limitazioni fisiche e tecniche riducono lo spazio effettivo disponibile per l'installazione di pannelli fotovoltaici. Tra queste limitazioni si includono:

- **Vincoli strutturali:** aree non idonee a sostenere il peso aggiuntivo dei pannelli.
- Vincoli storici o paesaggistici: **alcuni edifici (come la Chiesa dell'Angelo) non sono stati considerati ai fini dell'installazione di fotovoltaico, poiché beni storico-architettonici.**
- **Ombreggiamenti:** la presenza di ostacoli come altri edifici o alberi che riducono l'efficienza del sistema.
- **Spazi tecnici:** necessità di riservare zone per passaggi di manutenzione e distanze di sicurezza.

Per tenere conto di questi fattori, è stato assunto che la superficie effettivamente destinata agli impianti fotovoltaici fosse pari a una percentuale **della superficie utile complessiva (in base alla limitazione)**. Questa ipotesi cautelativa garantisce una stima realistica e utilizza un margine di sicurezza per evitare sovrastime nella valutazione delle potenzialità produttive.

2. Scelta della tecnologia: pannelli in silicio monocristallino

Per il calcolo della potenza installabile, è stato ipotizzato l'utilizzo di pannelli in **silicio monocristallino**. Questa scelta si basa su specifiche tecniche:

- **Efficienza elevata:** i pannelli monocristallini hanno un'efficienza superiore rispetto ad altre tecnologie, come i pannelli in silicio policristallino o amorfo. Ciò permette di massimizzare la potenza installabile su superfici limitate.
- **Affidabilità a lungo termine:** questa tecnologia è in grado di mantenere prestazioni stabili nel tempo, con un degrado annuale ridotto rispetto ad altre soluzioni.

- **Adattabilità alle condizioni locali:** i pannelli monocristallini offrono prestazioni migliori in condizioni di irraggiamento solare medio-alte, come quelle tipiche del territorio di Cagliari.

La densità di potenza dei pannelli monocristallini è circa di 1 kWp ogni 6 m², un valore coerente con le caratteristiche medie dei moduli disponibili sul mercato. Questo parametro tiene conto delle dimensioni standard dei pannelli, dell'efficienza della tecnologia, e di una disposizione ottimale degli stessi sulle superfici considerate.

3. Stima della producibilità energetica

Per stimare la produzione annua di energia elettrica, si è adottato un valore medio di **producibilità cautelativa** pari a **1.379 kWh/kWp installato (data dall'irraggiamento per la Performance Ratio)**, basato sulle condizioni medie di irraggiamento solare del territorio di Neoneli. Questo valore è stato scelto considerando:

- **Dati climatici locali:** l'area di Neoneli gode di un buon irraggiamento solare medio annuale (mediamente 1723,84 kWh/mq per anno).
- **Efficienza del sistema (Performance Ratio):** si è tenuto conto delle perdite del sistema (perdite di conversione, cablaggio, temperatura, ecc.), che possono ridurre la producibilità effettiva rispetto al massimo teorico.

4. Giustificazioni metodologiche complessive

La scelta di adottare ipotesi prudenziali in ogni fase (superficie, densità di potenza, producibilità) risponde all'esigenza di costruire una stima affidabile e realistica, utile per pianificare interventi concreti. Questo approccio garantisce che:

- I valori di potenza installabile e produzione stimata siano sostenibili tecnicamente ed economicamente.
- I risultati possono essere utilizzati come base per analisi di fattibilità, evitando il rischio di sovradimensionamenti o aspettative non realistiche.
- La progettazione futura potrà integrare agevolmente eventuali vincoli tecnici o normativi, già considerati implicitamente nella fase di stima preliminare.

Con riferimento ai consumi energetici degli edifici comunali abbiamo che:

Consumi totali (anno 2025):	185.654 kWh
Energia producibile da impianti FV installabili sugli edifici comunali (orientamenti favorevoli)	263.873 kWh

I dati evidenziano un notevole potenziale di autosufficienza energetica per gli edifici comunali, grazie alla produzione di energia rinnovabile attraverso l'installazione di impianti fotovoltaici.

I consumi annuali degli edifici comunali sono pari a 185.654 kWh, mentre l'energia producibile dai potenziali impianti fotovoltaici è stimata in 263.873 kWh. Questo indica **una produzione teorica pari a quasi una volta e mezzo i consumi attuali**. Si tratta di un'opportunità per trasformare gli edifici comunali in strutture energeticamente autosufficienti e per generare surplus di energia destinato alla creazione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER), permettendo di condividere l'energia prodotta con altre utenze pubbliche o private.

A partire da questa prima valutazione, considerato il potenziale surplus che si otterrebbe utilizzando tutte le falde disponibili, è possibile procedere con l'esclusione di tutte quelle orientate a NORD (N, N-O e N-E) e ad OVEST, così da massimizzare gli investimenti ed evitare di destinare fondi per impianti il cui rendimento è così basso da non giustificarne l'installazione (tempi di ritorno troppo lunghi).

Questo approccio consente di massimizzare il potenziale energetico e di pianificare in modo strategico l'installazione degli impianti.

La tabella seguente mostra come, escludendo le falde con esposizione sfavorevole, si otterrebbe una riduzione di circa il 5% della produzione energetica, a fronte di un notevole risparmio economico nell'investimento iniziale:

Tabella 5 – Analisi di dettaglio delle coperture degli edifici comunali.

Edificio	indirizzo	Energia producibile Ep con orientamenti favorevoli [kWh]	Impianto FV installabile con orientamenti favorevoli [kWp]
N01-MUNICIPIO	VIA ROMA 83	—	—
N02-MUNICIPIO (secondo POD)	VIA ROMA 85	—	—
N03-EX SCUOLA MEDIA	VIA SAN PIETRO 2	9.041,12	6,56
N04-CAMPO SPORTIVO	LOCALITA' OLOAI 3	—	—
N05-ECOCENTRO	ZONA PIP 999	—	—
N06-PIAZZA BARIGADU	PIAZZA MERCATO 999	—	—
N07-SCUOLA ELEMENTARE	VIA ANTONIO SCANU 2	29.645,95	21,50
N08-CASA DELL'ACQUA	VIA TIRSO 999	—	—
N09-CIMITERO	VIA DELL' ANGELO 999	13.974,67	10,13
N10-ILLUMINAZIONE PUBBLICA (cabina elettrica)	VIA FONTANA 12	3.857,55	2,80
N11-EX CANILE	Via dell'Angelo 3	7.393,63	5,36
N12-IMPIANTO SPORTIVO	VIA BRIGATA SASSARI 11	6.589,97	4,78
N13-POLIVALENTE CORRALE	VIA SEBASTIANO SATTA 5	9.355,89	6,78
N14-BIBLIOTECA	VIA BRIGATA SASSARI 999	15.470,36	11,22
N15-ILLUMINAZIONE PUBBLICA	VIA UMBERTO 999	—	—
N16-CENTRO RISTORO	LOCALITA' ASSAI 999	55.612,95	40,33
N17-CHIESA DELL'ANGELO	VIA DELL' ANGELO 1	25.538,38	18,52
N18-PALESTRA SCUOLA (POD da eliminare e ricongiungere al POD della scuola elementare)	VIA ANTONIO SCANU 2	—	—
		176.480,47	127,97

Si avrà in questo caso:

Consumi totali (anno 2025):	185.654 kWh
Energia producibile da impianti FV con orientamenti favorevoli installabili sugli edifici comunali	176.480 kWh

Confrontando l'Energia producibile con o senza l'installazione dei pannelli fotovoltaici nelle falde con orientamento sfavorevole (N, N-O, N-E, O) si ottiene:

Energia producibile Ep con tutti gli orientamenti delle falde [kWh]	Energia producibile Ep con orientamenti favorevoli [kWh]	Diminuzione percentuale (%)
263.873,52	176.480,47	-33%

Superficie risparmiata su orientamenti sfavorevoli [mq]	Potenza installabile risparmiata su orientamenti sfavorevoli [kWp]	Investimento risparmiato evitando installazione FV su orientamenti sfavorevoli
1169,57	63,37	81.794,80 €

4.7 Individuazione cabine primarie (CP)

Per quanto riguarda le cabine primarie, Neoneli è servita da una Cabina Primaria, con codice AC001E01655, così come visibile nella mappa interattiva delle cabine primarie fornita dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

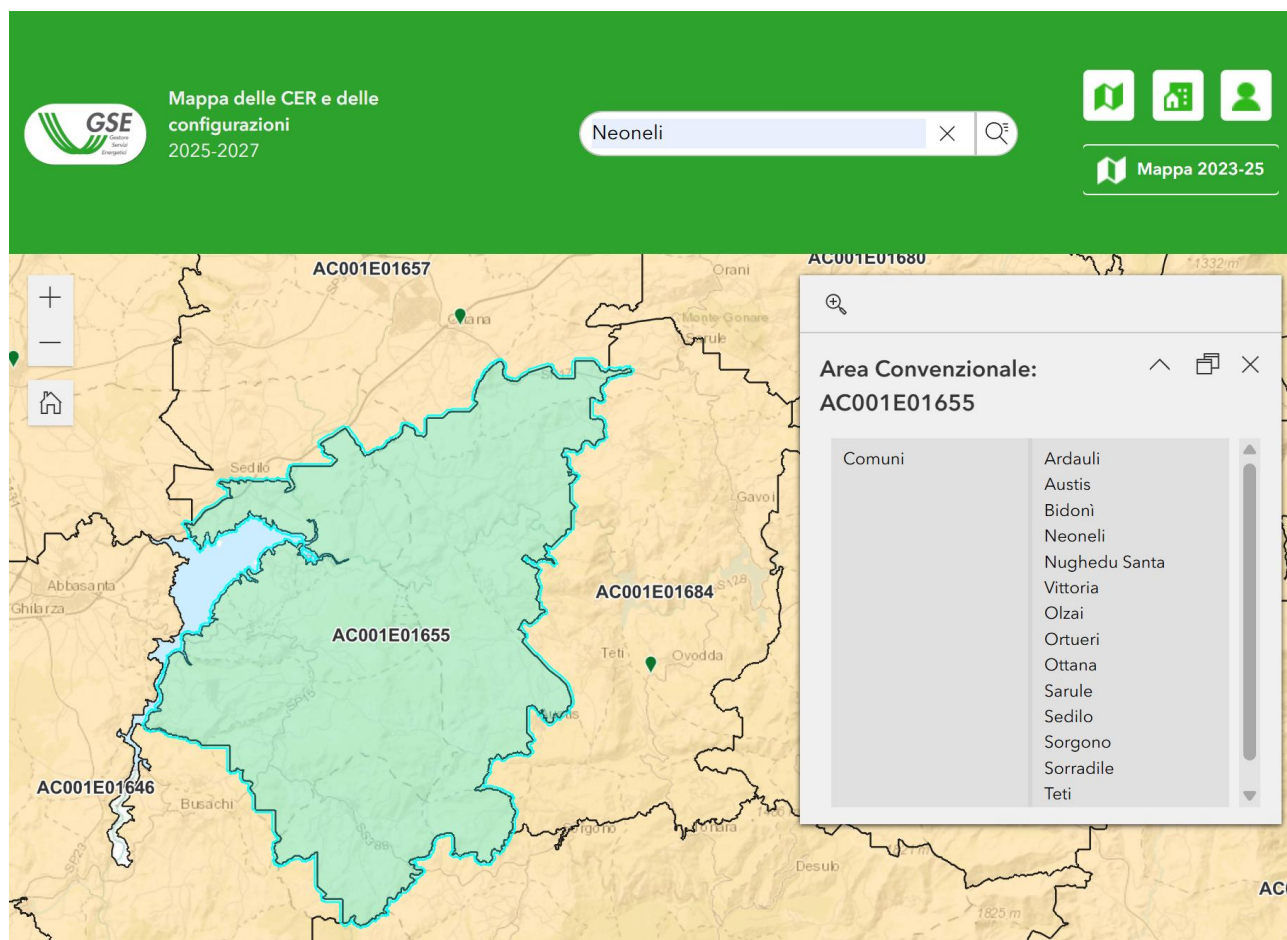


Figura 23 – Planimetria estensione cabina primaria (Fonte GSE).

4.8 Dimensionamento della CER

Per garantire la sostenibilità economica delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), è fondamentale ottimizzare gli incentivi riconosciuti dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) secondo le disposizioni normative vigenti. Il Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 414 del 7 dicembre 2023, noto come "Decreto CER", ha introdotto specifiche tariffe incentivanti per l'energia prodotta e condivisa all'interno delle CER.

Inoltre, per le CER che operavano in comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti¹⁰ era previsto un contributo in conto capitale fino al 40% dei costi ammissibili, finanziato dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), ma lo sportello per la presentazione delle domande si è chiuso il 30 novembre 2025. Se tale finestra dovesse riaprirsi, il Comune di Neoneli potrebbe usufruire di questi contributi. Allo stato attuale non considereremo tale possibilità.

4.9 Energia da FER - Autoconsumo e Immissione in Rete

La valutazione combinata dei dati relativi ai consumi orari di energia elettrica e alla producibilità potenziale degli impianti fotovoltaici installabili sulle coperture degli edifici comunali ha permesso di stimare con precisione il **quantitativo di energia elettrica che può essere prodotta e consumata direttamente all'interno dei singoli edifici, prima che venga eventualmente immessa nella rete di distribuzione.**

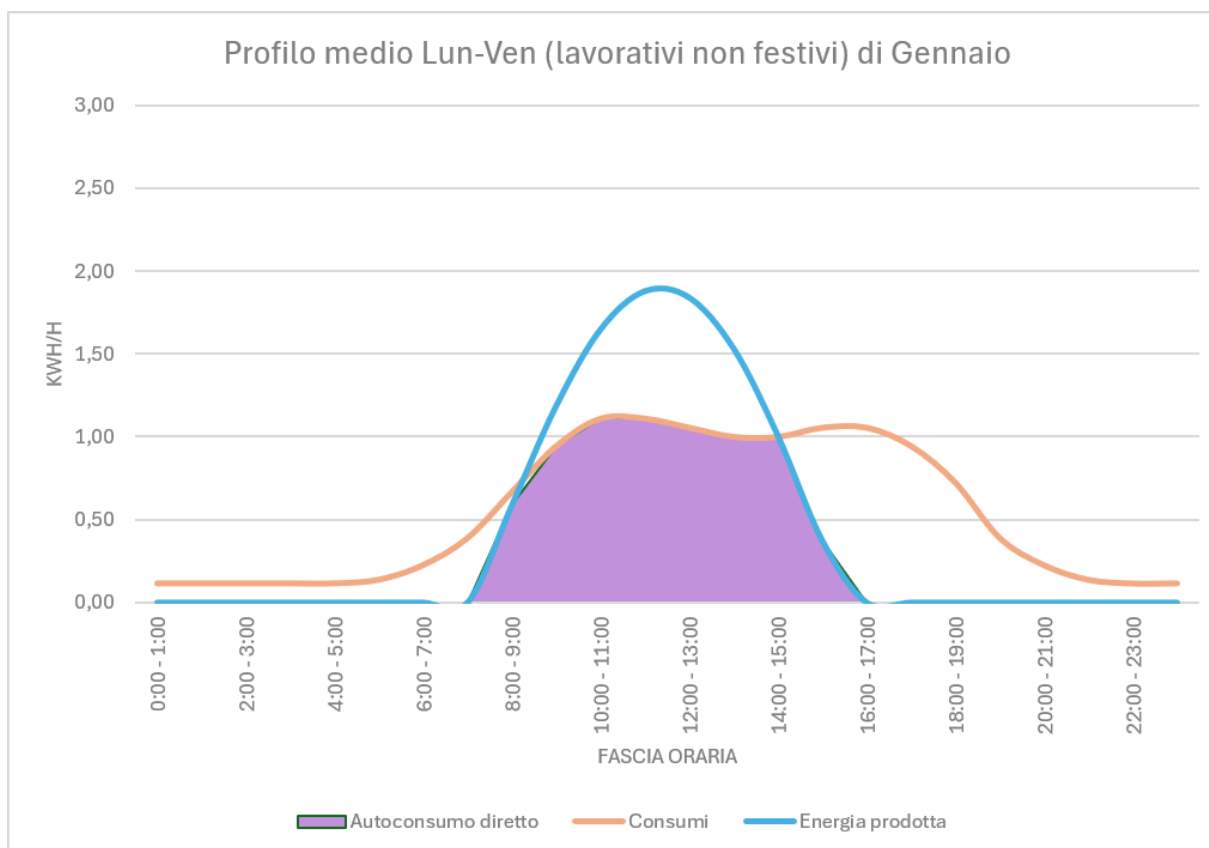
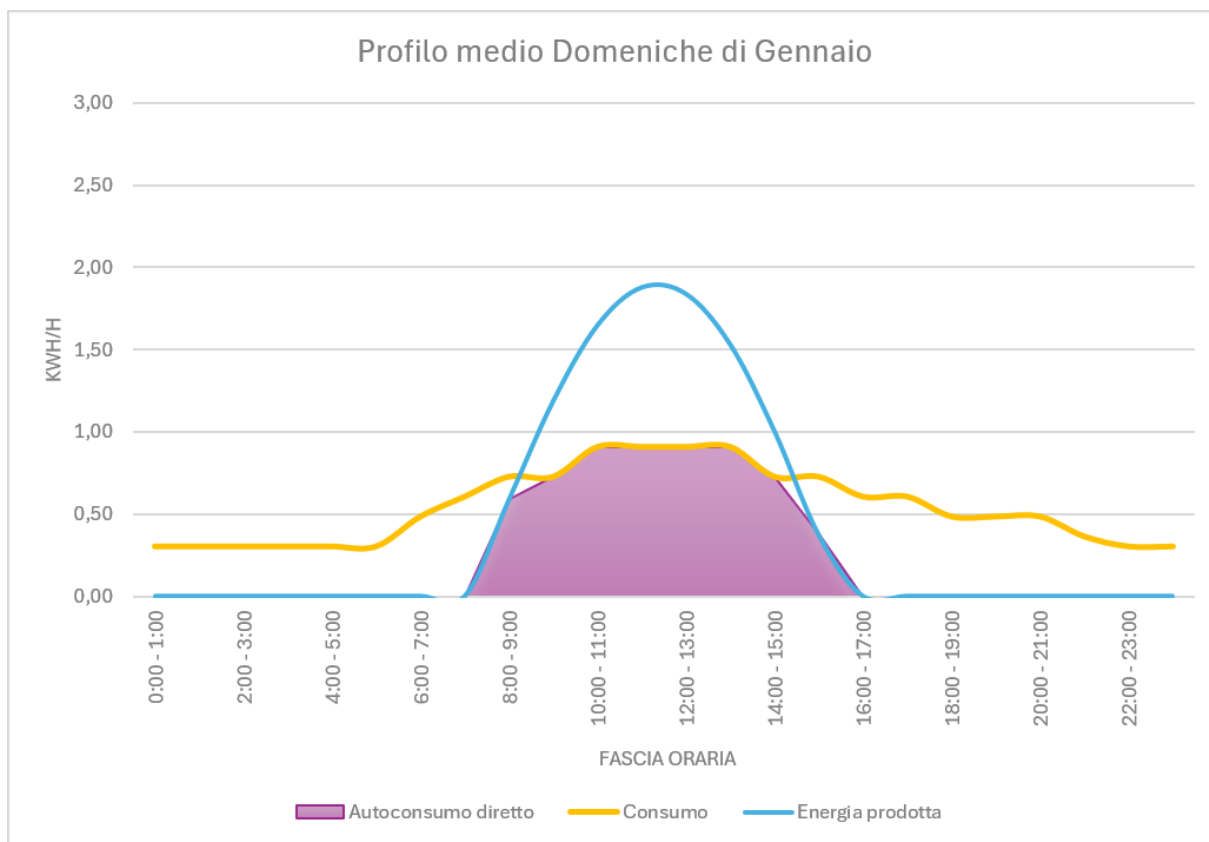
Quanto maggiore è l'autoconsumo all'interno della CER e tanto maggiori sono i benefici economici derivanti dagli incentivi e contribuisce alla stabilità della rete elettrica.

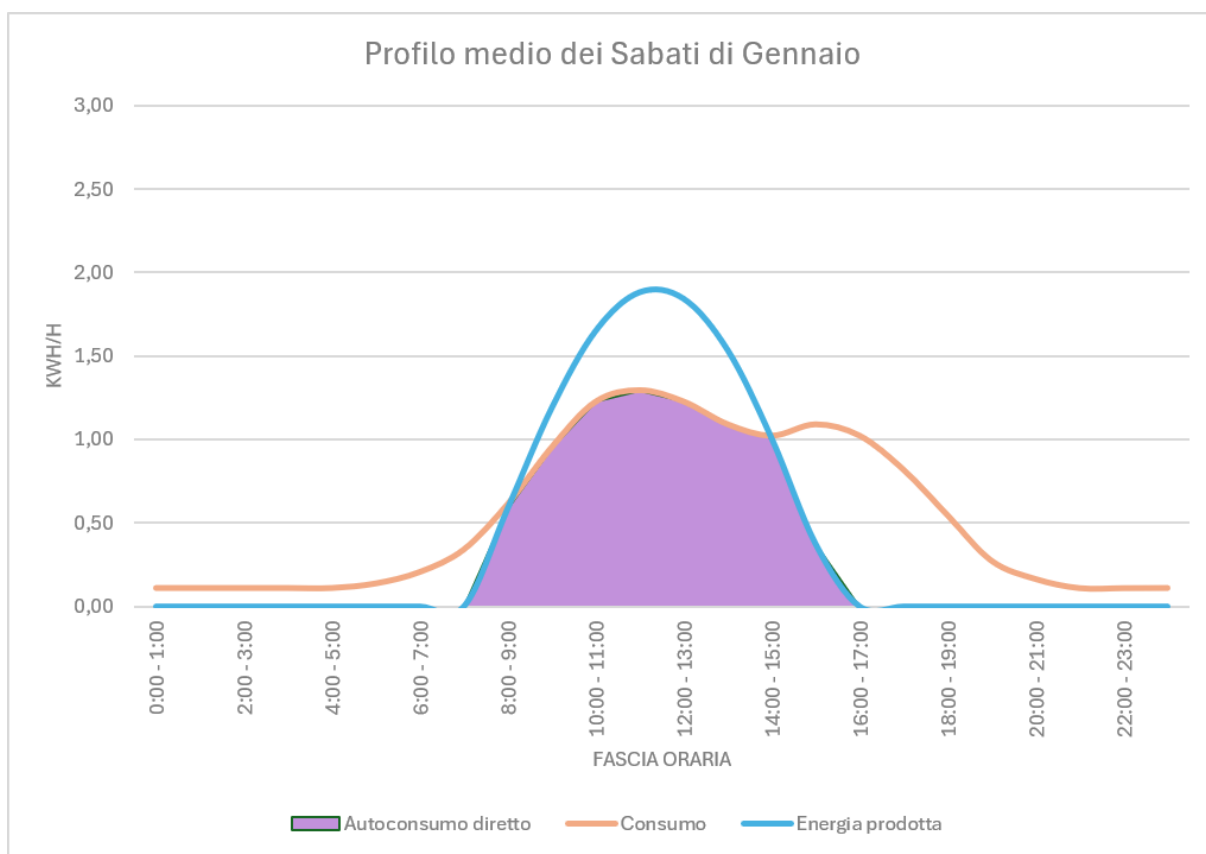
Per una migliore comprensione visiva di quanto descritto, le figure seguenti illustrano i profili di consumo e produzione dell'edificio comunale N03 Scuola media. I grafici si riferiscono a un giorno medio invernale (gennaio) e a un giorno medio estivo (giugno), evidenziando le variazioni nei diversi andamenti giornalieri.

Si è ipotizzato di installare impianti fotovoltaici nelle falde con orientamenti favorevoli.

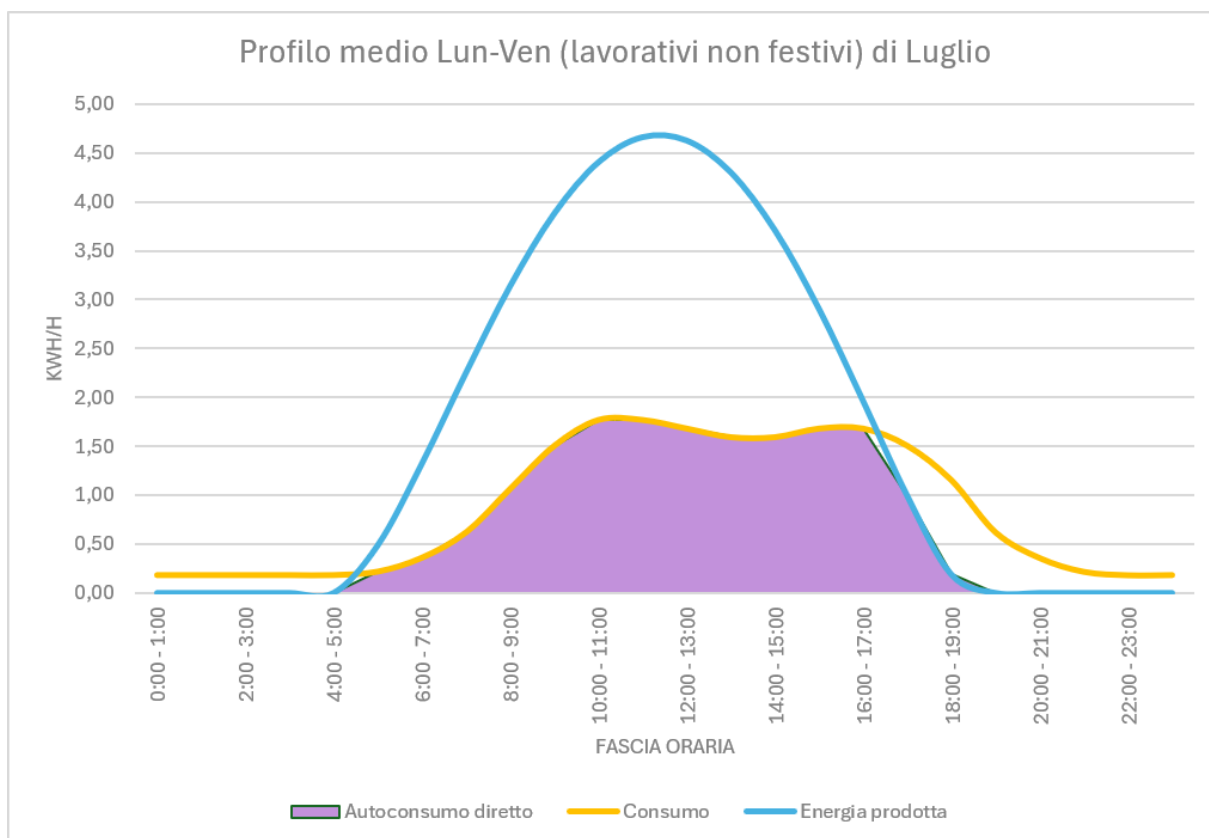
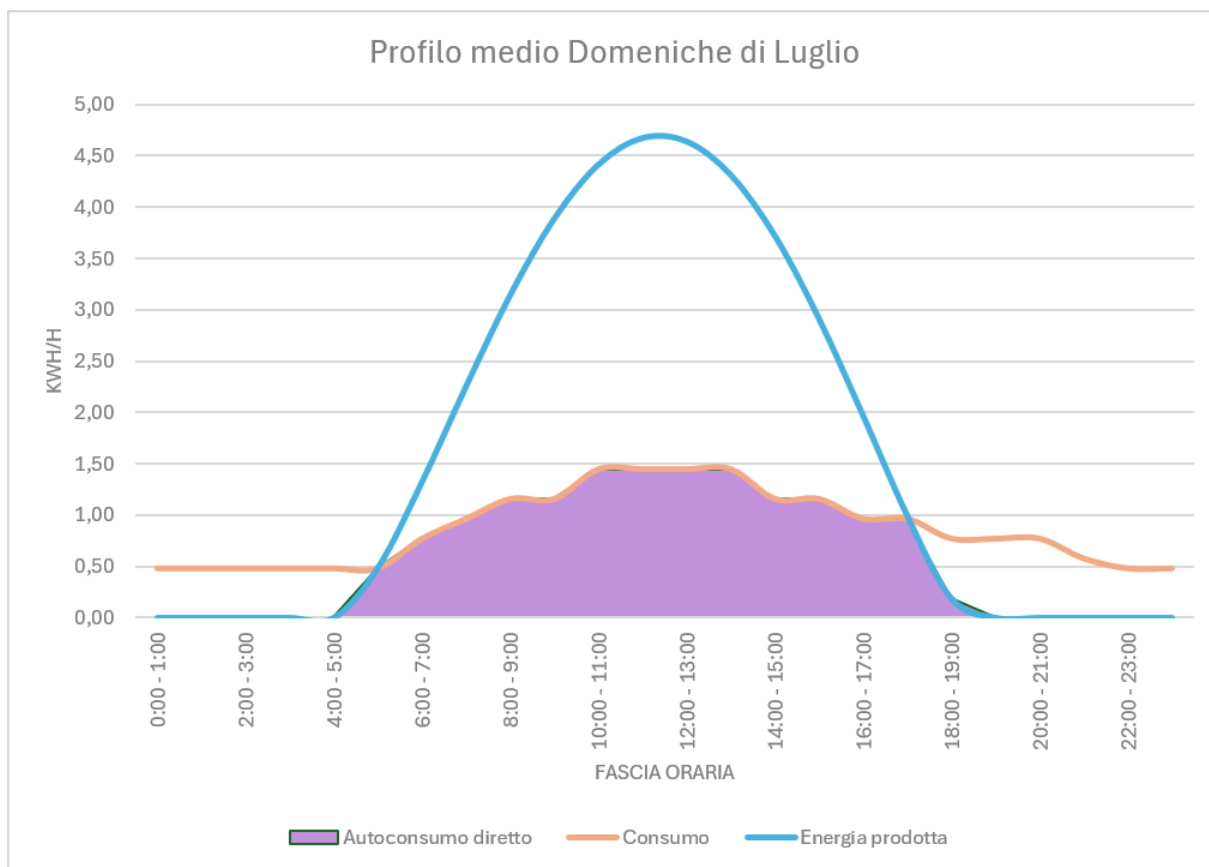
¹⁰ Articolo 1, comma 1, lettera a) del DM n. 127/2025, che modifica l'articolo 1, comma 3 del DM n. 414/2023.

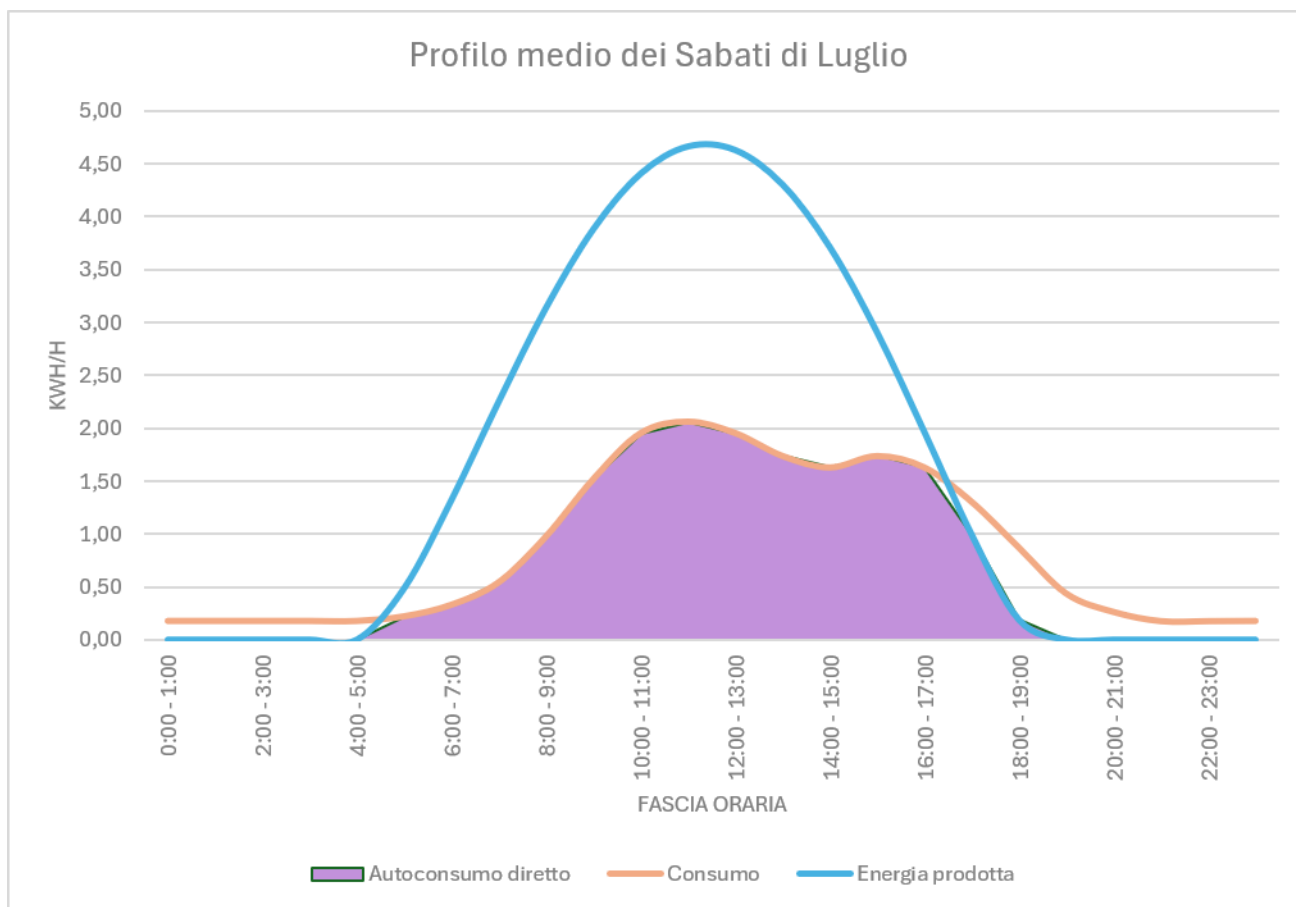
Profilo tipico invernale (Gennaio) edificio scuola media (N03)

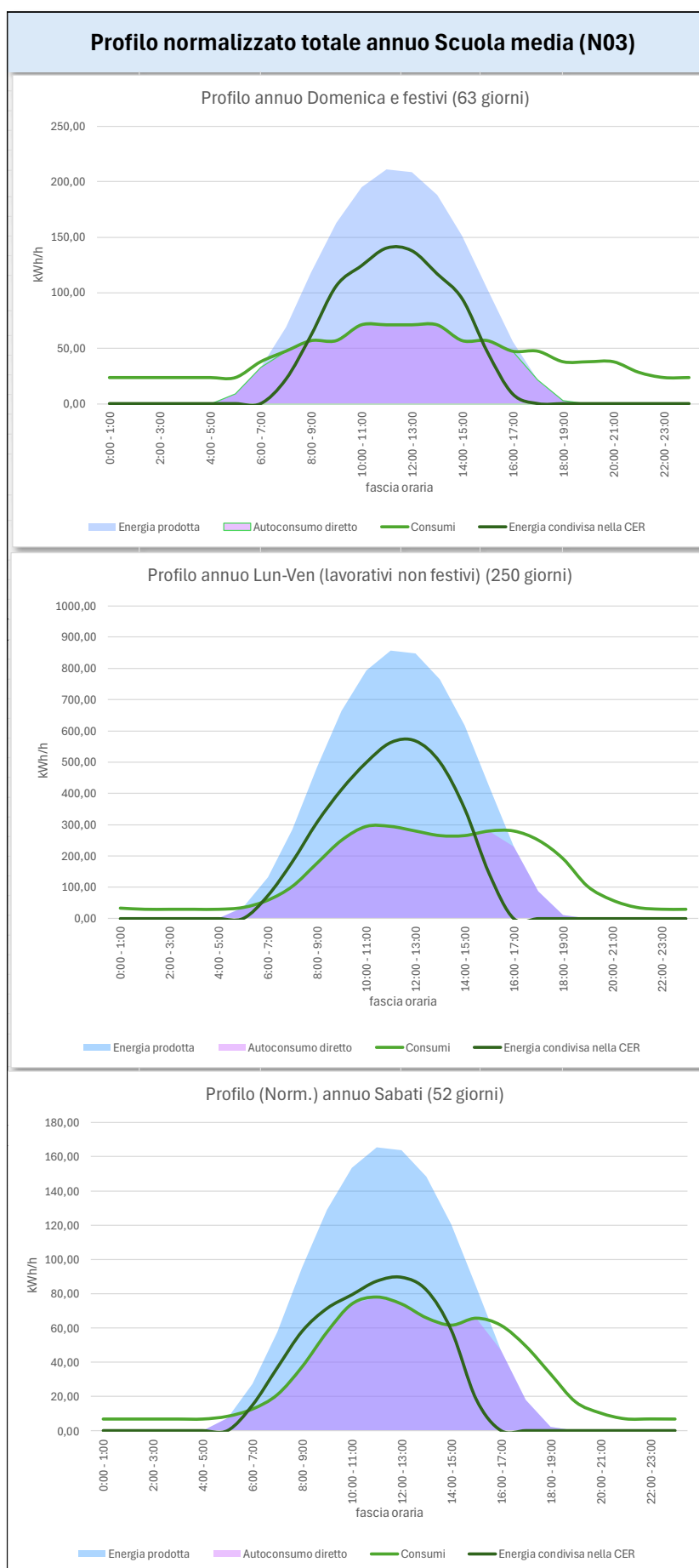




Profilo tipico estivo (Luglio) edificio scuola media (N03)







L'analisi dei profili di consumo e produzione fotovoltaica dell'edificio scuola media nei mesi di **gennaio** e **luglio** evidenzia differenze significative legate alla stagionalità e all'utilizzo degli spazi. Questo confronto consente di comprendere meglio le dinamiche tra produzione, autoconsumo ed energia immessa in rete, con implicazioni dirette per l'ottimizzazione all'interno della **CER**.

Produzione fotovoltaica: inverno versus estate

A **gennaio**, la produzione di energia fotovoltaica è ridotta sia in termini di intensità che di durata, a causa della minore insolazione e delle giornate più corte. La produzione si concentra nelle ore centrali della giornata, con un picco modesto tra le 11:00 e le 13:00. Al contrario, a **luglio** la situazione cambia radicalmente: la produzione è molto più elevata, con una curva che inizia già dalle prime ore del mattino e si estende fino al tardo pomeriggio, raggiungendo il picco massimo tra le 10:00 e le 14:00. Questo surplus produttivo è evidente soprattutto nei giorni festivi, quando l'energia prodotta supera di gran lunga i consumi.

Consumi energetici: andamento stagionale

I **consumi** seguono un andamento piuttosto stabile tra gennaio e luglio, ma con alcune differenze importanti:

- Nei **giorni lavorativi (lun-ven)**, i consumi sono elevati in entrambe le stagioni, con due picchi principali: uno al mattino e uno nel tardo pomeriggio (in base al profilo di consumo individuato per gli uffici del Terziario).
- Nei **sabati e nelle domeniche**, i consumi sono comunque sostenuti sia a gennaio che a luglio. Tuttavia, a luglio si registra una notevole eccedenza di energia immessa in rete.

Autoconsumo diretto

L'**autoconsumo diretto**, cioè la quota di energia prodotta e utilizzata immediatamente all'interno dell'edificio, è più efficace a luglio, soprattutto nei giorni lavorativi. In questa stagione, la maggiore produzione fotovoltaica coincide con i momenti di maggiore domanda energetica, riducendo la dipendenza dalla rete elettrica esterna. A gennaio, invece, l'autoconsumo è meno significativo perché la produzione è più limitata.

Energia condivisa immessa in rete: surplus e opportunità

La quantità di **energia immessa in rete e condivisa** è particolarmente rilevante nei mesi estivi. A luglio, la produzione fotovoltaica supera ampiamente i consumi, soprattutto nei giorni festivi, portando un notevole surplus energetico che non viene utilizzato direttamente. Al contrario, a gennaio, l'energia immessa in rete è limitata perché la produzione è modesta e spesso viene interamente assorbita dai consumi.

Questo surplus estivo rappresenta un'opportunità chiave per una Comunità Energetica Rinnovabile.

L'energia in eccesso, che nei mesi estivi viene immessa nella rete, potrebbe essere ridistribuita agli altri edifici o membri della comunità, migliorando l'autoconsumo collettivo e riducendo la dipendenza dalla rete esterna. Nei mesi invernali, invece, la produzione più contenuta suggerisce la necessità di bilanciare ulteriormente consumi e produzione, magari ottimizzando gli orari di utilizzo dell'energia.

Valutazione del potenziale fotovoltaico su tutti gli edifici comunali

Riportiamo di seguito una tabella riassuntiva con le potenzialità di tutti gli edifici e utenze comunali ipotizzando vari profili di utilizzo a seconda della destinazione d'uso.

Le configurazioni delle CER possono variare in base al numero di impianti fotovoltaici coinvolti e alla tipologia dei consumatori partecipanti, che possono includere cittadini, piccole e medie imprese ed enti pubblici.

Questa diversificazione permette di adattare la struttura della comunità alle specifiche esigenze energetiche locali, favorendo una gestione più efficiente dell'energia prodotta e consumata.

Riassumendo, si ottiene, per tutti gli edifici considerati, la seguente tabella:

Tabella 6: Riepilogo consumi e produzione energetica da fotovoltaico installato ed installabile sulle coperture.

Edificio	Consumo annuo ipotizzato (corretto con i profili di utilizzo) [kWh]	Energia producibile Ep con orientamenti favorevoli [kWh]	Autoconsumo diretto [kWh]	Consumo annuo prelevato dalla rete [kWh]	Energia condivisa nella CER [kWh]
N01-MUNICIPIO	17.402,17	0,00	0,00	17.402,17	0,00
N02-MUNICIPIO (secondo POD)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N03-EX SCUOLA MEDIA	5.231,09	8.979,18	3.923,35	1.307,74	5.055,83
N04-CAMPO SPORTIVO	2.747,24	0,00	0,00	2.747,24	0,00
N05-ECOCENTRO	2.415,77	0,00	0,00	2.415,77	0,00
N06-PIAZZA BARIGADU	1.021,17	0,00	0,00	1.021,17	0,00
N07-SCUOLA ELEMENTARE	8.307,43	29.442,85	6.770,90	1.536,53	22.671,95
N08-CASA DELL'ACQUA	2.691,89	0,00	0,00	2.691,89	0,00
N09-CIMITERO	190,79	13.878,93	159,18	31,61	13.719,75
N10-ILLUMINAZIONE PUBBLICA (cabina elettrica)	82.379,06	3.831,12	2.978,43	79.400,63	852,69
N11-EX CANILE	105,21	7.342,97	58,65	46,56	7.284,32
N12-IMPIANTO SPORTIVO	21.589,57	6.544,83	6.499,11	15.090,46	45,72
N13-POLIVALENTE CORRALE	9.944,48	9.291,79	3.834,45	17.755,13	5.457,34
N14-BIBLIOTECA	98,51	15.364,38	54,39	9.890,09	15.309,99
N15-ILLUMINAZIONE PUBBLICA	5.602,27	0,00	0,00	98,51	0,00
N16-CENTRO RISTORO	462,06	55.231,94	280,04	5.322,24	54.951,91
N17-CHIESA DELL'ANGELO	1.278,20	25.363,42	687,38	-225,33	24.676,03
N18-PALESTRA SCUOLA (POD da eliminare e ricongiungere al POD della scuola elementare)	0,00	0,00	0,00	1.278,20	0,00
	161.466,92	175.271,40	25.245,88	157.810,61	150.025,52

L'energia autoconsumata direttamente dalle utenze, prima ancora di essere immessa all'interno della CER, è pari a 25.245,88 kWh e rappresenta il 16% del totale dei consumi.

Il resto dell'energia prodotta viene immesso nella CER e si devono individuare quegli scenari che consentano di raggiungere almeno l'80% dell'energia consumata dalle utenze proveniente dall'interno della CER.

Di seguito saranno analizzati quattro scenari, concordati con l'Amministrazione comunale. Tutti prevedono l'installazione di impianti fotovoltaici nelle coperture degli edifici di proprietà del Comune, selezionati nell'analisi precedentemente svolta come idonei a tale scopo, per soddisfare i consumi energetici degli edifici comunali stessi (tutti) e di famiglie a rischio di povertà energetica.

4.10 Scenario n.1 - Configurazione CER con 4 edifici comunali produttori e 50 utenze domestiche

Il primo scenario prevede la realizzazione, all'interno di una configurazione CER (Comunità Energetica Rinnovabile), di impianti fotovoltaici (FV) su 4 edifici comunali. L'obiettivo è ottimizzare l'autoconsumo ed il consumo all'interno della CER e ottenere un incentivo pari ad almeno l'80% dell'energia immessa in rete dagli impianti. Per raggiungere questo risultato, è essenziale coinvolgere altri consumatori finali situati sotto la stessa cabina primaria, oltre agli edifici comunali stessi. In questo scenario, si ipotizza di coinvolgere principalmente utenze domestiche.

PRODUTTORI SCENARIO 1	Potenziale impianto FV installabile [kWp]	Autoconsumo diretto dei produttori [kWh]	Energia immessa nella CER (in parte sarà utilizzata nella CER e l'eccedenza andrà in rete) [kWh]
N07-SCUOLA ELEMENTARE	21	6.771	22.672
N14-BIBLIOTECA	11	3.834	5.457
N16-CENTRO RISTORO	40	280	54.952
N17-CHIESA DELL'ANGELO	19	687	24.676
	92	11.573	107.757

Tabella 7 - Tabella riepilogativa produttori nello Scenario 1.

La configurazione proposta si basa sui dati relativi all'energia immessa in rete dagli impianti FER, come calcolata nel precedente capitolo, a cui sono stati aggiunte **50 utenze domestiche**. Per stimare il numero di utenze necessarie, sono state utilizzate curve tipo di consumo energetico come riportato di seguito.

Si sono ipotizzate utenze tipiche di una famiglia composta da 3 persone, con un consumo medio annuo di circa 2700 kWh, il cui profilo di consumo elettrico giornaliero contempla un picco principale che si verifica tra le 18:00 e le 22:00, quando le famiglie sono maggiormente attive. Questo è un comportamento tipico legato agli usi domestici come cottura, illuminazione e intrattenimento serale.

Gli edifici consumatori saranno, dunque, i seguenti:

CONSUMATORI SCENARIO 1	Consumo annuo [kWh]	Energia condivisa nella CER incentivata [kWh]
N01-MUNICIPIO	20.744,00	84.521,77
N02-MUNICIPIO (secondo POD)	-	
N03-EX SCUOLA MEDIA	6192	
N04-CAMPO SPORTIVO	3.242,00	
N05-ECOCENTRO	2.623,00	
N06-PIAZZA BARIGADU	1.132,00	
N07-SCUOLA ELEMENTARE	9.700,00	
N08-CASA DELL'ACQUA	3.349,00	
N09-CIMITERO	231,00	
N10-ILLUMINAZIONE PUBBLICA (cabina elettrica)	92.100,00	
N11-EX CANILE	134,00	
N12-IMPIANTO SPORTIVO	24.573,00	
N13-POLIVALENTE CORRALE	12.359,00	
N14-BIBLIOTECA	97,00	
N15-ILLUMINAZIONE PUBBLICA	6.786,00	
N16-CENTRO RISTORO	557,00	
N17-CHIESA DELL'ANGELO	1.835,00	
N18-PALESTRA SCUOLA (POD da eliminare e ricongiungere al POD della scuola elementare)	-	
50 Utenze domestiche	135.000	

Tabella 8 - Tabella riepilogativa consumatori nello Scenario 1.

Nello Scenario 1 la Percentuale energia immessa in rete auto-consumata e Incentivata è pari a:

	84.521,77	
Percentuale energia immessa in rete auto-consumata e Incentivata è pari a:	-----=	70,8 %
	119.330	

Energia prodotta da produttori CER	Autoconsumo diretto dei produttori	Energia utilizzata all'interno della CER	Consumo totale utenze (edifici comunali+famiglie)	Eccedenze in rete
119.329,99	11.572,76	84.521,77	296.466,92	23.235,46

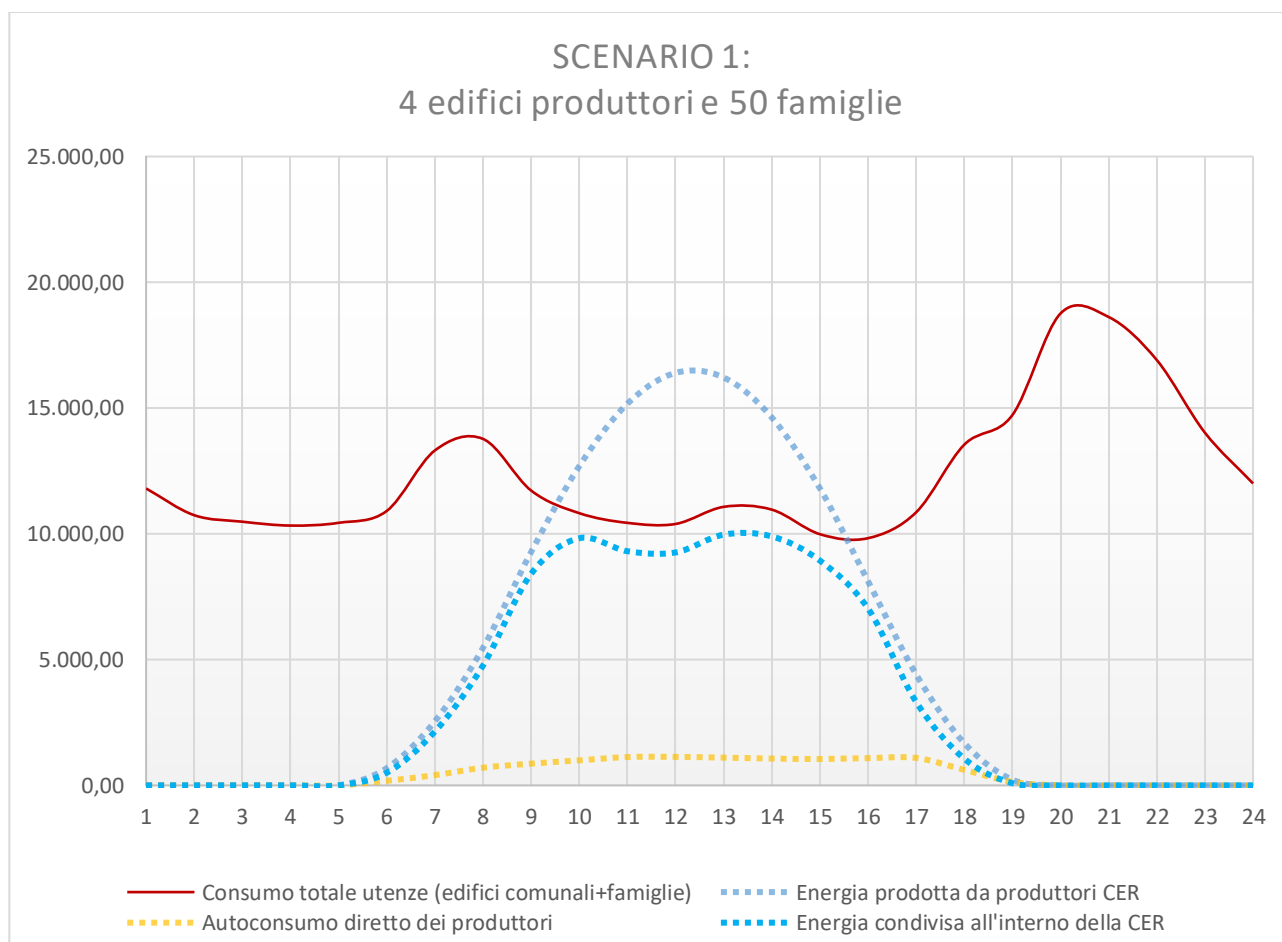


Tabella 9 -Andamento grafico cumulativo annuo Scenario 1.

La linea rossa in figura rappresenta il carico totale della CER, comprendendo il consumo giornaliero degli edifici comunali e delle famiglie. Il picco serale dei consumi delle famiglie non coincide con il picco di produzione degli impianti fotovoltaici (linea celeste), che si verifica durante le ore centrali della giornata. La linea celeste rappresenta la produzione il cui picco si colloca a mezzogiorno, tipico degli impianti fotovoltaici, i quali producono energia principalmente durante le ore di massima insolazione. La linea gialla indica la quota di energia prodotta dagli edifici comunali che viene direttamente consumata in loco, senza essere immessa in rete. Questa linea è più bassa rispetto alla produzione totale, poiché una parte dell'energia prodotta non viene immediatamente utilizzata e viene quindi immessa in rete. Si può, dunque, osservare che i picchi di produzione corrispondono alle ore centrali della giornata, quando il consumo è relativamente basso.

Questo crea un disallineamento tra produzione e consumo, lasciando una parte significativa del fabbisogno serale delle famiglie non coperta dall'autoconsumo. Ci sono due possibili strategie per ovviare a questa problematica:

- 1) **Sistemi di accumulo (batterie):** L'energia in eccesso prodotta durante le ore diurne viene immagazzinata e utilizzata nelle ore serali per coprire il picco dei consumi domestici. Questo aumenta l'autoconsumo diretto riducendo la dipendenza dalla rete elettrica, tuttavia richiede un investimento iniziale significativo e deve essere dimensionato attentamente per evitare sottoutilizzo o sovraccarico. Tale dimensionamento richiede un'analisi approfondita della relazione tra produzione e consumo di energia. Nel caso dello Scenario 1, in cui i produttori sono gli edifici comunali e i consumatori includono sia questi edifici sia le utenze domestiche, l'obiettivo principale è massimizzare l'autoconsumo e ridurre la dipendenza dalla rete durante le ore serali, quando il consumo delle famiglie è maggiore. Si calcola quanta energia viene immessa nella rete di giorno e quanto consumo rimane scoperto di sera, tenendo conto delle perdite di efficienza della batteria. Questo permette di bilanciare produzione e consumo, aumentando l'autoconsumo e riducendo la dipendenza dalla rete.
- 2) **Incentivare il consumo diurno delle famiglie:** installare elettrodomestici programmabili (lavastoviglie, lavatrici, ecc.) durante le ore diurne. Sensibilizzare le famiglie sull'importanza di spostare i consumi nelle ore di produzione. Aumenta l'utilizzo dell'energia prodotta in loco e non richiede investimenti infrastrutturali significativi. L'implementazione uniforme del consumo diurno per tutte le famiglie è difficile a causa delle diverse abitudini quotidiane, della mancanza di elettrodomestici programmabili, delle resistenze al cambiamento e delle disparità nell'accesso alla tecnologia. Inoltre, richiede infrastrutture come contatori intelligenti, rendendo complesso monitorare e adattare i consumi in tempo reale per ogni famiglia.

Una strategia combinata potrebbe essere la scelta migliore per garantire la massima efficienza e sostenibilità economica della Comunità Energetica.

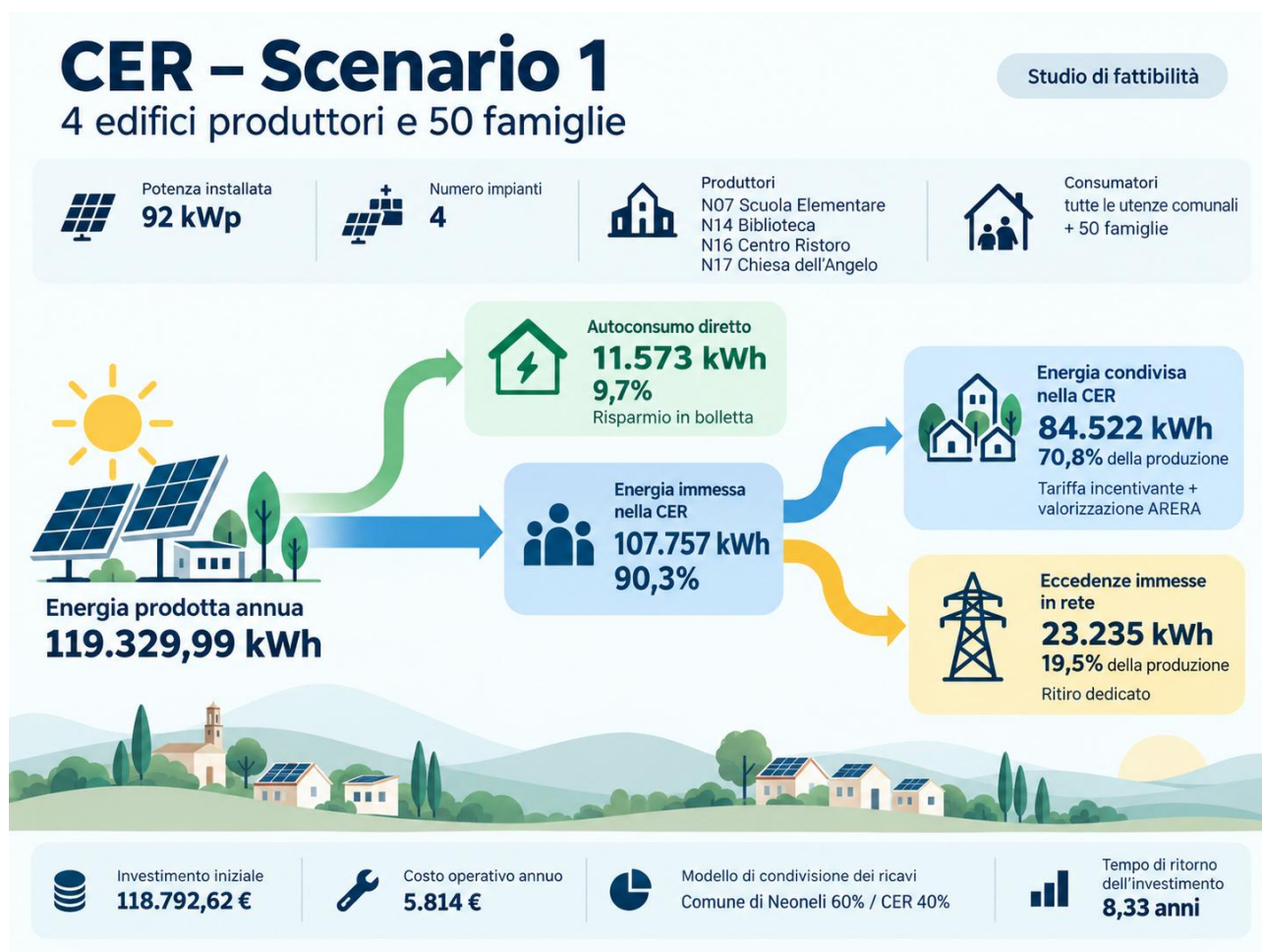


Figura 24: schema di flusso dello scenario 1.

4.11 Scenario n.2 - Configurazione CER con 8 edifici comunali produttori e 100 utenze domestiche

Il secondo scenario prevede la realizzazione di una configurazione CER con impianti fotovoltaici (FV) su 8 edifici comunali e coinvolgendo, come consumers, **100 famiglie**.

Tabella 10 - Tabella riepilogativa produttori nello Scenario 2.

PRODUTTORI SCENARIO 2	Potenziale impianto FV installabile [kWp]	Autoconsumo diretto dei produttori [kWh]	Energia immessa nella CER (in parte sarà utilizzata nella CER e l'eccedenza andrà in rete) [kWh]
N03-EX SCUOLA MEDIA	7	3.923	5.056
N07-SCUOLA ELEMENTARE	21	6.771	22.672
N09-CIMITERO	10	159	13.720
N12-IMPIANTO SPORTIVO	5	6.499	46
N13-POLIVALENTE CORRALE	7	3.834	5.457
N14-BIBLIOTECA	11	54	15.310
N16-CENTRO RISTORO	40	280	54.952
N17-CHIESA DELL'ANGELO	19	687	24.676
	120	22.209	141.889

Gli edifici consumatori saranno, dunque, i seguenti:

CONSUMATORI SCENARIO 2	Consumo annuo [kWh]	Energia condivisa nella CER incentivata [kWh]
N01-MUNICIPIO	20.744,00	119.376,13
N02-MUNICIPIO (secondo POD)	-	
N03-EX SCUOLA MEDIA	6192	
N04-CAMPO SPORTIVO	3.242,00	
N05-ECOCENTRO	2.623,00	
N06-PIAZZA BARIGADU	1.132,00	
N07-SCUOLA ELEMENTARE	9.700,00	
N08-CASA DELL'ACQUA	3.349,00	
N09-CIMITERO	231,00	
N10-ILLUMINAZIONE PUBBLICA (cabina elettrica)	92.100,00	
N11-EX CANILE	134,00	
N12-IMPIANTO SPORTIVO	24.573,00	
N13-POLIVALENTE CORRALE	12.359,00	
N14-BIBLIOTECA	97,00	
N15-ILLUMINAZIONE PUBBLICA	6.786,00	
N16-CENTRO RISTORO	557,00	

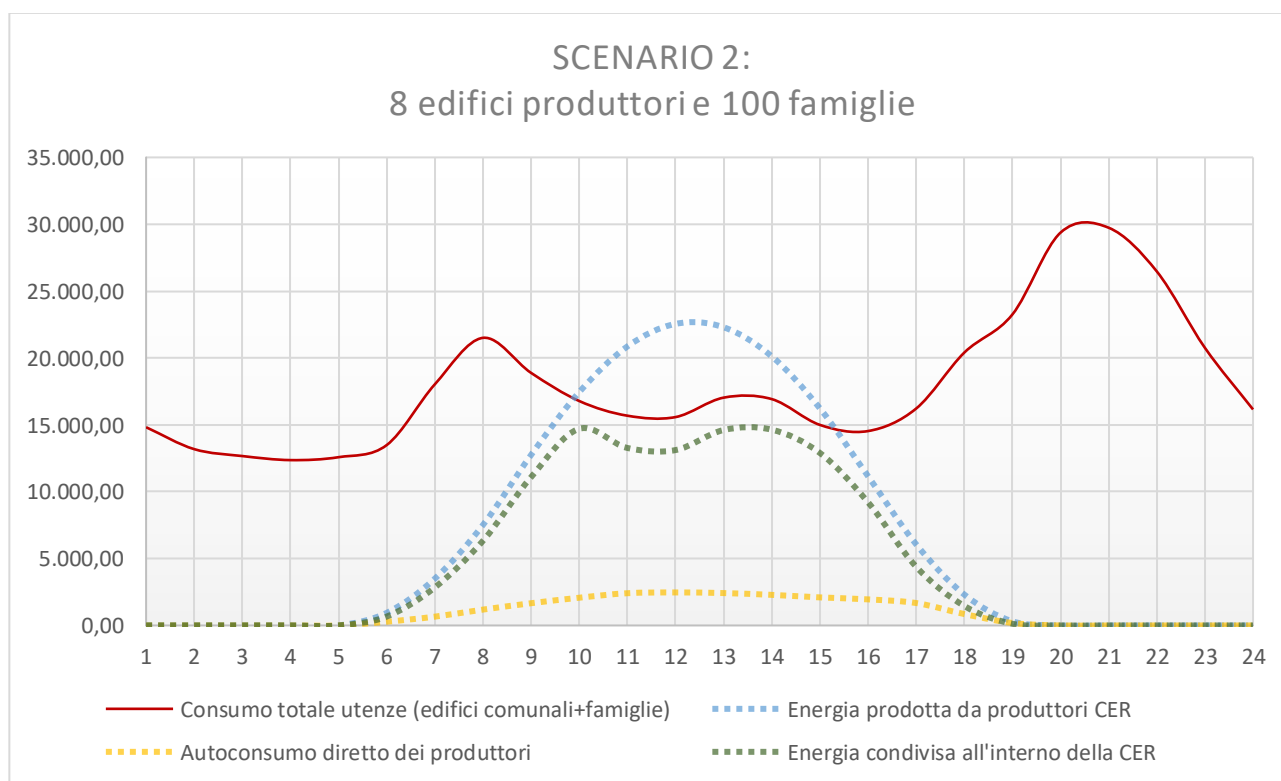
N17-CHIESA DELL'ANGELO	1.835,00	
N18-PALESTRA SCUOLA (POD da eliminare e ricongiungere al POD della scuola elementare)	-	
100 Utenze domestiche	270.000	

Tabella 11 - Tabella riepilogativa consumatori nello Scenario 2.

Nello Scenario 2 la Percentuale energia immessa in rete auto-consumata e Incentivata è pari a:

	119.376,13	
Percentuale energia immessa in rete auto-consumata e Incentivata è pari a:	----- =	72,7%
	164.097	

Energia prodotta da produttori CER	Autoconsumo diretto dei produttori	Energia condivisa nella CER	Consumo totale utenze (edifici comunali+famiglie)	Eccedenze in rete
164.097,31	22.208,79	119.376,13	431.466,92	22.512,39



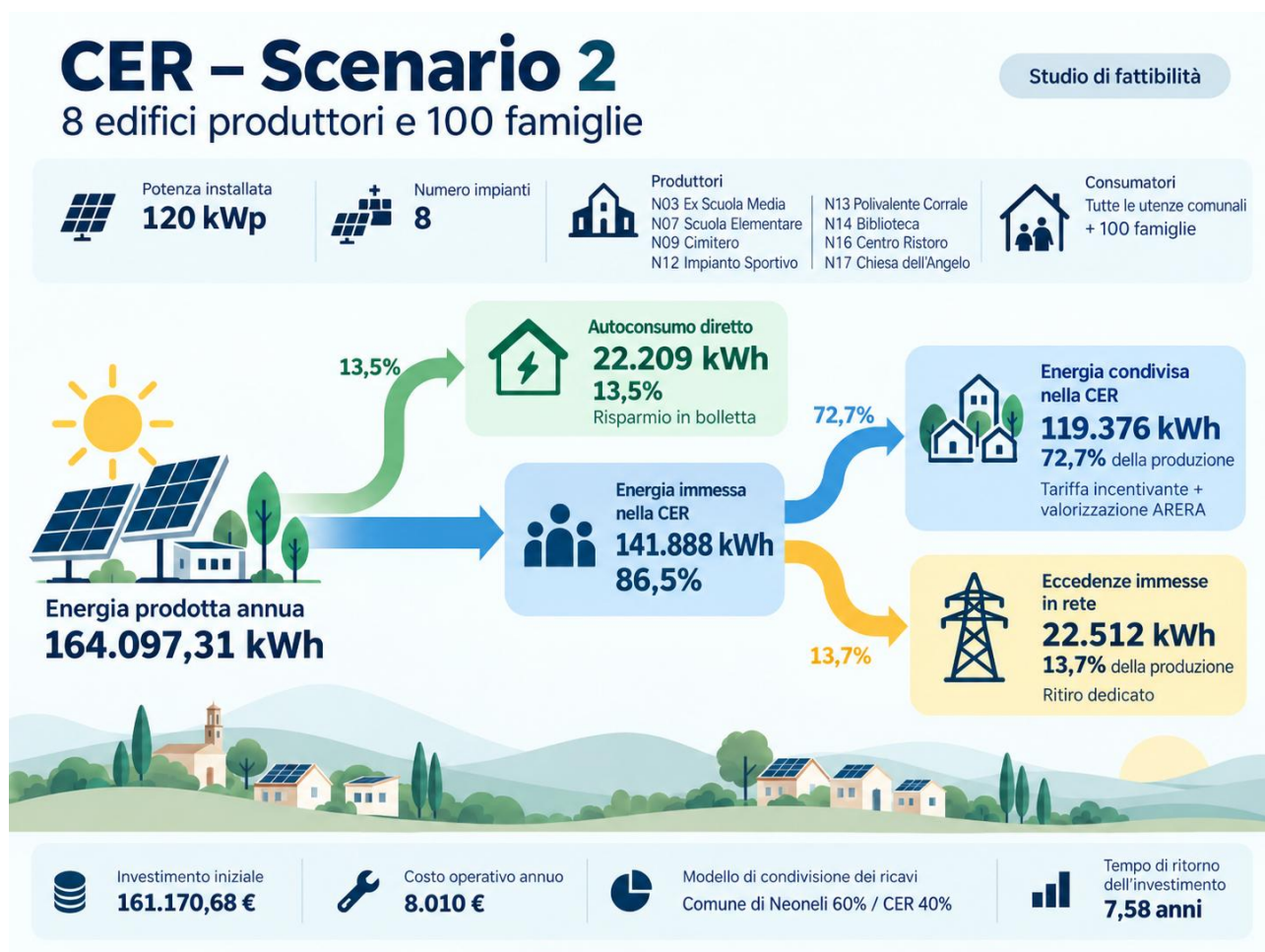


Figura 25: schema di flusso dello scenario 2.

4.12 Scenario n.3 - Configurazione CER con 8 edifici comunali, un impianto FV in area PIP e 100 utenze domestiche

Il terzo scenario prevede la realizzazione di una configurazione CER con impianti fotovoltaici (FV) su 8 edifici comunali, un impianto FV da 53 kWp in area PIP e coinvolge, come consumers, **100 famiglie**.

PRODUTTORI SCENARIO 3	Potenziale impianto FV installabile [kWp]	Autoconsumo diretto dei produttori [kWh]	Energia immessa nella CER (in parte sarà utilizzata nella CER e l'eccedenza andrà in rete) [kWh]
N03-EX SCUOLA MEDIA	7	3.923	5.056
N07-SCUOLA ELEMENTARE	21	6.771	29.388
N09-CIMITERO	10	159	13.599
N12-IMPIANTO SPORTIVO	5	6.499	5.857
N13-POLIVALENTE CORRALE	7	3.834	2.521
N14-BIBLIOTECA	11	54	15.205
N16-CENTRO RISTORO	40	280	48.733
N17-CHIESA DELL'ANGELO	19	687	21.529
IMPIANTO FV IN AREA P.I.P.	53	218	72.493,53
	173	22.426	214.382

Tabella 12 - Tabella riepilogativa produttori nello Scenario 3.

Gli edifici consumatori saranno, dunque, i seguenti:

CONSUMATORI SCENARIO 3	Consumo annuo [kWh]	Energia condivisa nella CER incentivata [kWh]
N01-MUNICIPIO	20.744,00	140.587,63
N02-MUNICIPIO (secondo POD)	-	
N03-EX SCUOLA MEDIA	6192	
N04-CAMPO SPORTIVO	3.242,00	
N05-ECOCENTRO	2.623,00	
N06-PIAZZA BARIGADU	1.132,00	
N07-SCUOLA ELEMENTARE	9.700,00	
N08-CASA DELL'ACQUA	3.349,00	
N09-CIMITERO	231,00	
N10-ILLUMINAZIONE PUBBLICA (cabina elettrica)	92.100,00	
N11-EX CANILE	134,00	
N12-IMPIANTO SPORTIVO	24.573,00	
N13-POLIVALENTE CORRALE	12.359,00	
N14-BIBLIOTECA	97,00	
N15-ILLUMINAZIONE PUBBLICA	6.786,00	

N16-CENTRO RISTORO	557,00	
N17-CHIESA DELL'ANGELO	1.835,00	
N18-PALESTRA SCUOLA (POD da eliminare e ricongiungere al POD della scuola elementare)	-	
100 Utenze domestiche	270.000	

Tabella 13 - Tabella riepilogativa consumatori nello Scenario 3.

Nello Scenario 3 la Percentuale energia immessa in rete auto-consumata e Incentivata è pari a:

	140.587,63	
Percentuale energia immessa in rete auto-consumata e Incentivata è pari a:	-----=	59,4%
	236.809	

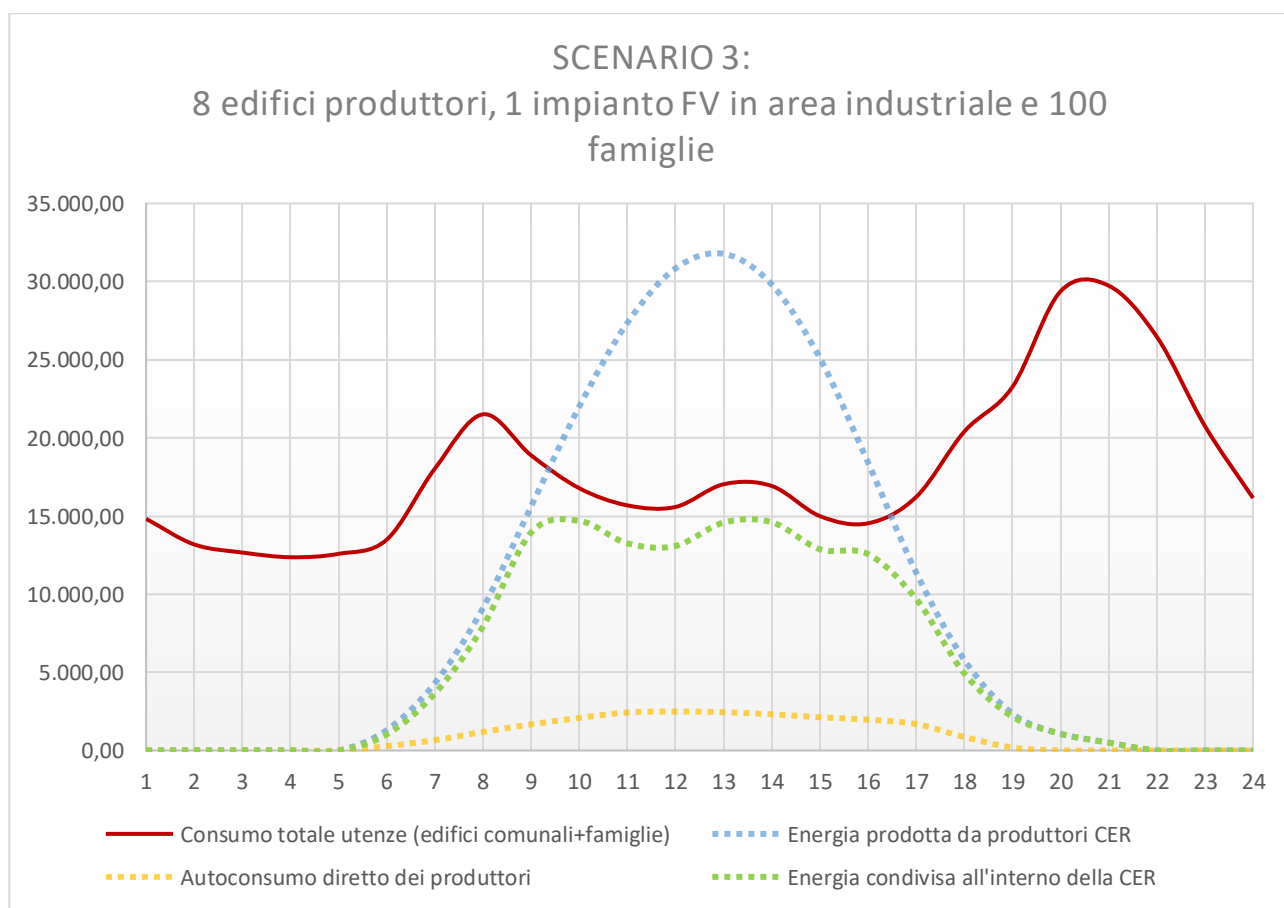


Tabella 14 -Andamento grafico cumulativo annuo Scenario 3.

CER – Scenario 3

Studio di fattibilità

8 edifici produttori, 1 impianto FV in area industriale e 100 famiglie



Potenza installata
120 kWp



Numero impianti
8



Produttori

N03 Ex Scuola Media
N07 Scuola Elementare
N09 Cimitero
N12 Impianto Sportivo
N13 Polivalente Corrale

N14 Biblioteca
N16 Centro Ristoro
N17 Chiesa dell'Angelo
1 impianto FV in area PIP



Consumatori

Tutte le utenze comunali
+ 100 famiglie



Energia prodotta annua
236.809,05 kWh

9,5%



Autoconsumo diretto
22.427 kWh
9,5%
Risparmio in bolletta



Energia immessa
nella CER
214.382 kWh
90,5%

59,4%



Energia condivisa
nella CER
140.588 kWh
59,4% della produzione
Tariffa incentivante +
valorizzazione ARERA



Eccedenze immesse
in rete
73.794 kWh
31,2% della produzione
Ritiro dedicato

31,2%



Investimento iniziale
224.440,68 €



Costo operativo annuo
10.119 €



Modello di condivisione dei ricavi
Comune di Neoneli 60% / CER 40%



Tempo di ritorno
dell'investimento
8,18 anni

4.13 Scenario n.4 - Configurazione CER con un impianto FV in area PIP e 100 utenze domestiche

Il quarto scenario prevede la realizzazione di una configurazione CER con un impianto FV da 176 kWp in area PIP e coinvolge, come consumers, **100 famiglie**.

PRODUTTORI SCENARIO 4	Potenziale impianto FV installabile [kWp]	Autoconsumo diretto dei produttori [kWh]	Energia immessa nella CER (in parte sarà utilizzata nella CER e l'eccedenza andrà in rete) [kWh]
IMPIANTO FV IN AREA P.I.P.	176	218,14	242.154,34

Tabella 15 - Tabella riepilogativa produttori nello Scenario 4.

Gli edifici consumatori saranno, dunque, i seguenti:

CONSUMATORI SCENARIO 4	Consumo annuo [kWh]	Energia condivisa nella CER incentivata [kWh]
N01-MUNICIPIO	20.744,00	168.395,34
N02-MUNICIPIO (secondo POD)	-	
N03-EX SCUOLA MEDIA	6192	
N04-CAMPO SPORTIVO	3.242,00	
N05-ECOCENTRO	2.623,00	
N06-PIAZZA BARIGADU	1.132,00	
N07-SCUOLA ELEMENTARE	9.700,00	
N08-CASA DELL'ACQUA	3.349,00	
N09-CIMITERO	231,00	
N10-ILLUMINAZIONE PUBBLICA (cabina elettrica)	92.100,00	
N11-EX CANILE	134,00	
N12-IMPIANTO SPORTIVO	24.573,00	
N13-POLIVALENTE CORRALE	12.359,00	
N14-BIBLIOTECA	97,00	
N15-ILLUMINAZIONE PUBBLICA	6.786,00	
N16-CENTRO RISTORO	557,00	
N17-CHIESA DELL'ANGELO	1.835,00	
N18-PALESTRA SCUOLA (POD da eliminare e ricongiungere al POD della scuola elementare)	-	
100 Utenze domestiche	270.000	

Tabella 16 - Tabella riepilogativa consumatori nello Scenario 4.

Nello Scenario 4 la Percentuale energia immessa in rete auto-consumata e Incentivata è pari a:

Percentuale energia immessa in rete auto-consumata e Incentivata è pari a:	168.395,34	=	69,5%

	242.372		

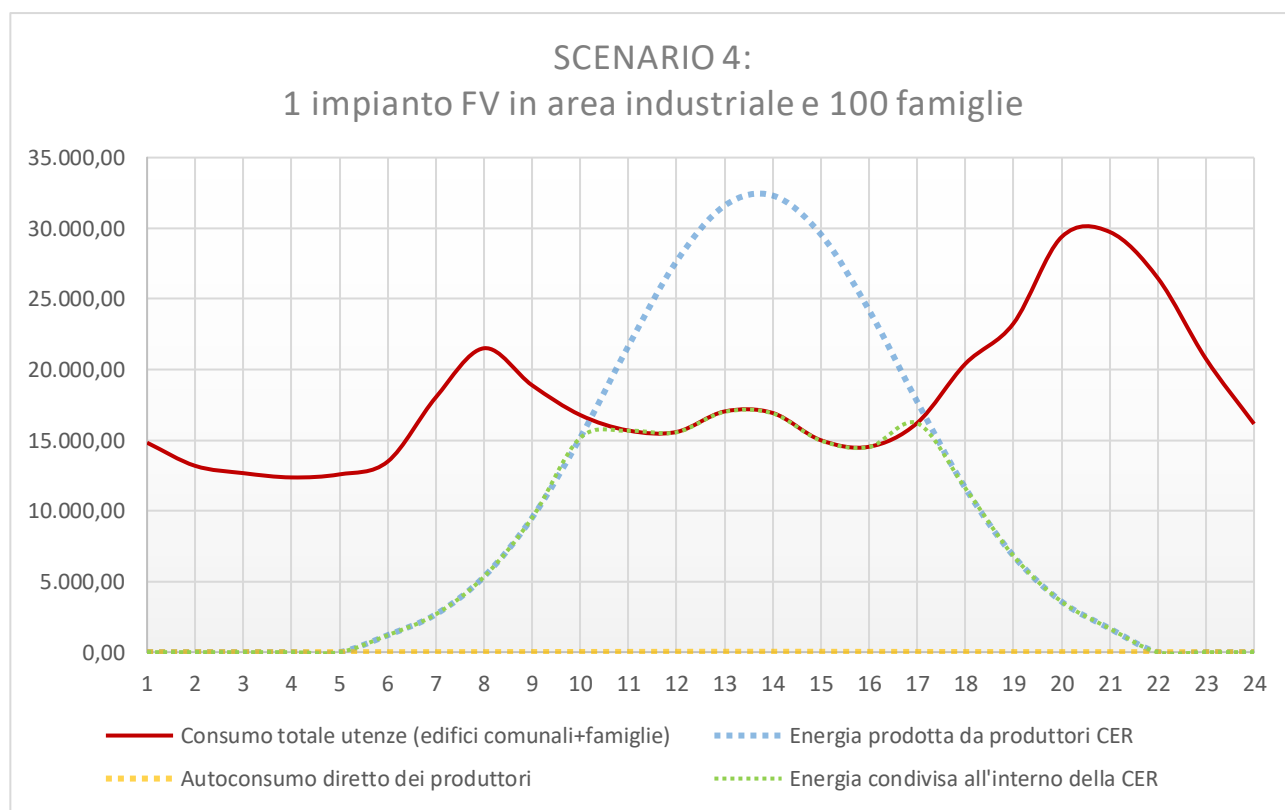


Tabella 17 -Andamento grafico cumulativo annuo Scenario 4.

CER – Scenario 4

1 impianto FV in area industriale e 100 famiglie

Studio di fattibilità



Potenza installata
176 kWp



Numero impianti
1



Produttori
1 impianto FV in area industriale



Consumatori
Tutte le utenze comunali + 100 famiglie



Energia prodotta annua
242.372,47 kWh

0,1%



Autoconsumo diretto
218 kWh
0,1%
Risparmio in bolletta

69,5%



Energia condivisa nella CER
168.395 kWh
69,5% della produzione
Tariffa incentivante + valorizzazione ARERA



Energia immessa nella CER
242.154 kWh
99,9%

30,4%



Eccedenze immesse in rete
73.759 kWh
30,4% della produzione
Ritiro dedicato



Investimento iniziale
210.900,00 €



Costo operativo annuo
10.030 €



Modello di condivisione dei ricavi
Comune di Neoneli 70% / CER 30%



Tempo di ritorno dell'investimento
7,70 anni

4.14 Analisi economica costi-benefici

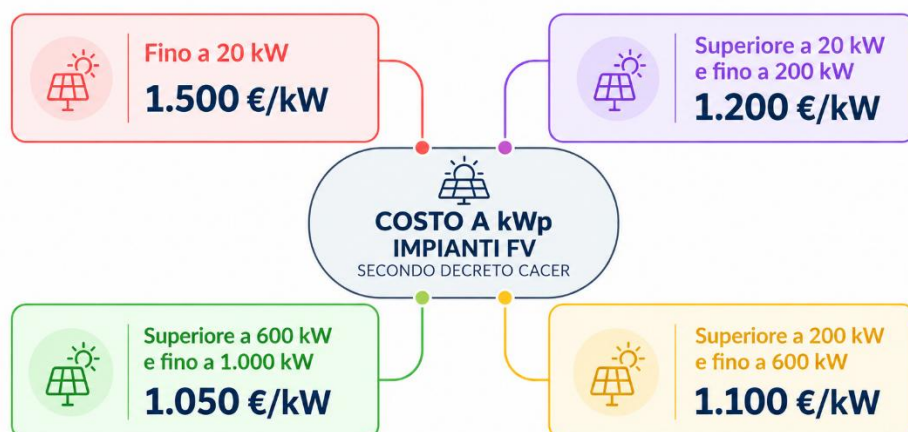
Nel presente capitolo vengono analizzati in dettaglio i risultati economico-finanziari associati ai diversi scenari di configurazione della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) precedentemente descritti. In particolare, si procederà alla presentazione e alla quantificazione dei flussi di cassa generati, distinguendo tra quelli afferenti alla CER stessa e quelli relativi al Comune di Neoneli, che, nell'ipotesi formulata, viene considerato come unico soggetto produttore di energia.

4.14.1 Stima degli investimenti in conto capitale (CAPEX)

Per il Comune di Neoneli, è stato stimato l'investimento complessivo necessario per la realizzazione degli **impianti fotovoltaici da installare sulle coperture di edifici comunali**, precedentemente individuati come idonei, e nell'area P.I.P. **L'importo totale di tale investimento è di circa 118.792,62 € nello scenario 1, 161.170,68 € nello scenario 2 e 224.440,68 € nello scenario 3 e 210.900 € nello scenario 4.**

Questo calcolo si basa su un'attenta analisi del potenziale di produzione energetica dei siti e sulla necessità di promuovere un sistema energetico più sostenibile e vantaggioso per la comunità locale. Per determinare il costo unitario di ciascun impianto fotovoltaico, si è fatto riferimento ai prezzi standard riportati nel Decreto Ministeriale n. 414 del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, meglio conosciuto come "Decreto CER", emanato il 7 dicembre 2023 e in vigore dal 24 gennaio 2024. Questo decreto regola le modalità di incentivazione per la produzione e la condivisione di energia rinnovabile in configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili (CER). Inoltre, il Decreto CER integra specifiche disposizioni per l'accesso ai contributi del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), destinati a promuovere CER e progetti di autoconsumo collettivo nei comuni con popolazione inferiore ai 50.000 abitanti.

I prezzi unitari considerati sono i seguenti:



Questi prezzi di riferimento li consideriamo comprensivi di:

- Moduli fotovoltaici;
- Inverter;
- Strutture di montaggio;
- Componentistica elettrica (cavi, quadri elettrici, interruttori e altri materiali necessari per il collegamento dell'impianto);
- Installazione e cablaggi;
- Manodopera (installatori e tecnici);
- Pratiche amministrative (Spese per l'ottenimento di permessi e autorizzazioni);
- Connessione alla rete elettrica di distribuzione;
- Opere civili (Eventuali lavori edili necessari per l'installazione dell'impianto, come rifacimento del tetto);
- Spese per la progettazione preliminare dell'impianto;
- Costi per le indagini preliminari necessarie prima della progettazione, come lo studio del sito e del suolo;
- Collaudi tecnico-amministrativi (verifiche finali dell'impianto);
- Direzione lavori e sicurezza.

Edificio	Energia producibile Ep	Potenziale impianto FV installabile [kWp]	Costo parametrico assunto/kW coerente con Decreto CER-TIAD [€]	Costo totale impianto [€]
N03-EX SCUOLA MEDIA	8.979	7	1.500,00	9.833,91
N07-SCUOLA ELEMENTARE	29.443	21	1.200,00	25.796,40
N09-CIMITERO	13.879	10	1.500,00	15.200,06
N12-IMPIANTO SPORTIVO	6.545	5	1.500,00	7.167,83
N13-POLIVALENTE CORRALE	9.292	7	1.500,00	10.176,27
N14-BIBLIOTECA	15.364	11	1.500,00	16.826,91
N16-CENTRO RISTORO	55.232	40	1.200,00	48.391,56
N17-CHIESA DELL'ANGELO	25.363	19	1.500,00	27.777,75
IMPIANTO FV IN AREA PIP (scenario 3)	72.711,67	53	1.200,00	63.270,00
IMPIANTO FV IN AREA PIP (scenario 4)	242.372,47	176	1.200,00	210.900,00

Tabella 18 – computo del CAPEX.

4.14.2 Stima delle entrate finanziarie

Per elaborare un'analisi economica dettagliata, è indispensabile procedere con una stima accurata dei ricavi futuri che potrebbero essere generati dagli impianti fotovoltaici previsti per l'installazione sulle coperture degli edifici di proprietà comunale. Tali entrate possono essere destinate direttamente al Comune di Neoneli oppure trasferite alla Comunità Energetica Rinnovabile (CER), qualora si decida di conferire gli impianti a quest'ultima. Nel caso in cui i ricavi siano gestiti dalla CER, una quota parte degli stessi sarà successivamente redistribuita al Comune, seguendo le modalità e i criteri stabiliti dal regolamento interno della Comunità Energetica Rinnovabile. Questo approccio consente di definire in modo chiaro i flussi economici derivanti dall'energia prodotta, garantendo trasparenza e una corretta allocazione delle risorse.

4.14.2.1 Tariffa premio spettante all'energia condivisa incentivabile (incassato dalla CER)

I ricavi della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) derivano principalmente dalla valorizzazione dell'energia condivisa tra i membri della comunità, la quale beneficia di un incentivo economico stabilito sotto forma di tariffa premio denominata TIP (Tariffa Incentivante Premio). Questo incentivo rappresenta un elemento chiave per promuovere la condivisione e l'uso efficiente

dell'energia prodotta localmente, rendendo il modello della CER economicamente sostenibile. La tariffa TIP è stata definita e regolamentata all'interno del Decreto CER, che stabilisce i criteri, le modalità di calcolo e i parametri applicativi per accedere al beneficio economico. Di seguito vengono riportati i dettagli relativi a questa tariffa, con specifico riferimento al contesto normativo e alle modalità di applicazione previste dal Decreto:

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

Potenza Impianto	Tariffa Premio	Massimo Tariffa Premio
≤ 200 kW	TIP: 80 €/MWh + max(0; 180 - Pz)	120 €/MWh
> 200 kW e ≤ 600 kW	TIP: 70 €/MWh + max(0; 180 - Pz)	110 €/MWh
> 600 kW	TIP: 60 €/MWh + max(0; 180 - Pz)	100 €/MWh

Tabella 19 - Tariffa premio da applicare all'energia condivisa incentivabile (Decreto CER)

Dove **Pz** è il prezzo zonale orario dell'energia elettrica. Esso rappresenta il costo dell'energia elettrica in una specifica zona geografica per ogni ora del giorno. In Italia, il sistema elettrico nazionale è suddiviso in diverse zone di prezzo, tra cui Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

Pz varia in base a due fattori principali:

- **Orario:** Il prezzo cambia a seconda dell'ora del giorno, con picchi durante le ore di punta quando la domanda di energia è maggiore.
- **Zona Geografica:** Il costo dell'energia differisce tra le varie zone del paese, riflettendo le specifiche condizioni locali di produzione, domanda e infrastrutture energetiche.

Il prezzo zonale viene periodicamente pubblicato dal GME (Gestore dei Mercati Energetici) e, negli ultimi anni, ha subito variazioni significative a causa di eventi globali come la pandemia da COVID-19 e il conflitto tra Russia e Ucraina. Di seguito vengono presentate le tabelle che illustrano l'andamento storico del prezzo zonale degli ultimi 20 anni, con un focus specifico sull'anno 2024 e sulla zona della Sardegna. Questi grafici evidenziano chiaramente l'andamento altalenante del prezzo, mostrando le fluttuazioni significative che si sono verificate nel tempo a causa delle dinamiche economiche e geopolitiche.

<https://www.mercatoelettrico.org/it-Home/Esiti/Elettricità/MGP/Esiti/PrezziZonali#IntestazioneGrafico>

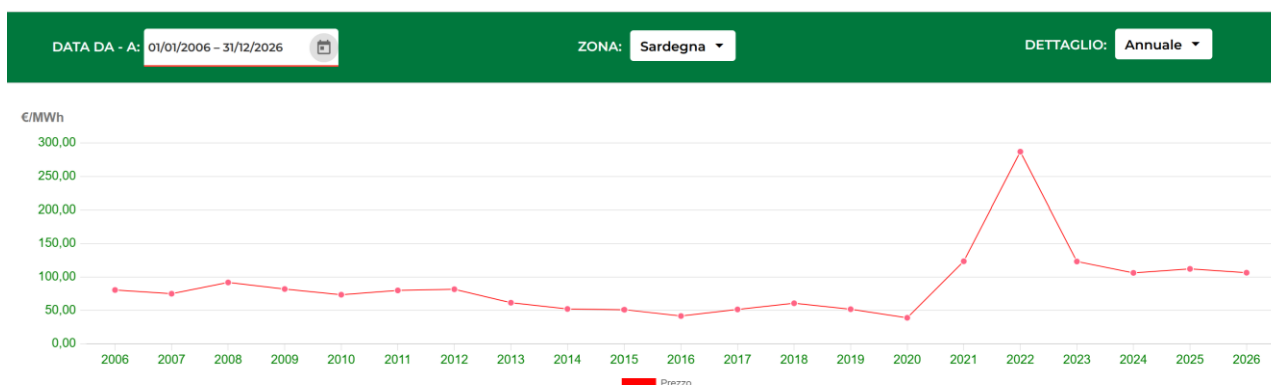


Figura 26 – andamento del prezzo zonale per la Sardegna negli ultimi 20 anni (Fonte: GME)

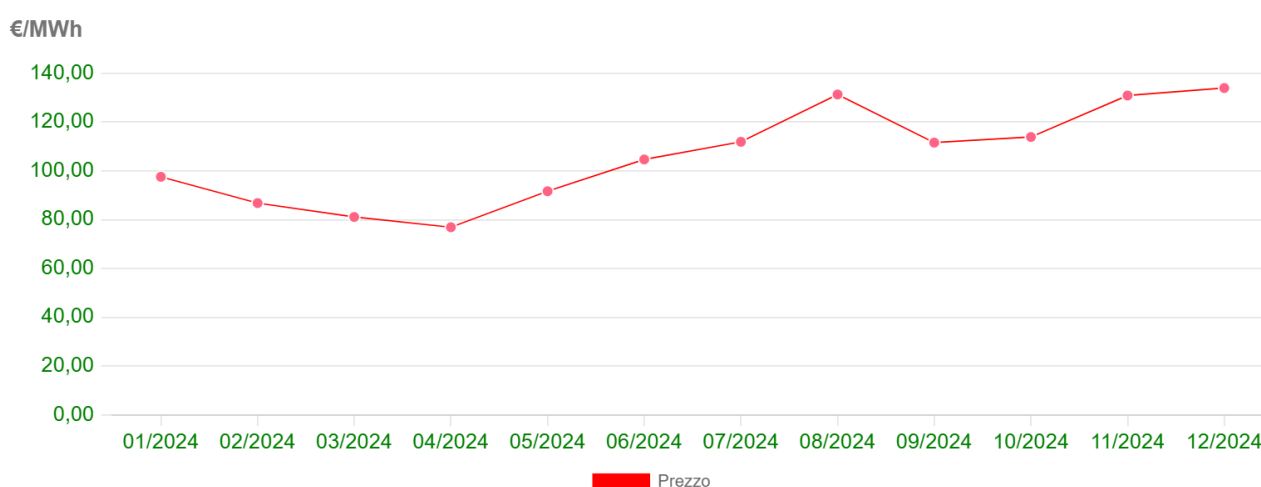


Figura 27- andamento del prezzo zonale per la Sardegna nel 2024 (Fonte: GME).

È importante sottolineare che il prezzo zonale varia quotidianamente in funzione dell'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica, influenzato da fattori come la stagionalità, le condizioni climatiche e la disponibilità delle fonti energetiche.

Allo stato attuale, nel mese di giugno 2025 la situazione è ben rappresentata nella figura successiva, con l'indicazione del prezzo di 118,95€/MWh al 27 giugno 2025.

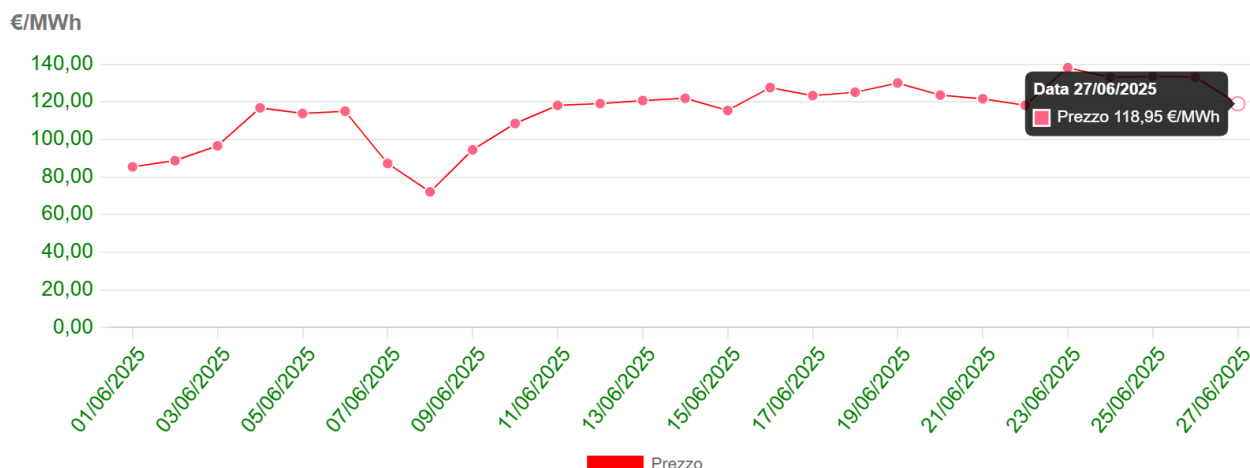


Figura 28 - andamento del prezzo zonale per la Sardegna nel giugno 2025 (Fonte: GME).

Ai fini del presente studio viene considerato il prezzo cautelativo medio, pari a 95 €/MWh.

Il Decreto CER prevede una modulazione della tariffa premio per gli impianti fotovoltaici, basata sui differenti livelli di insolazione nelle varie regioni italiane. Questo adeguamento riconosce che l'efficienza e la produttività degli impianti fotovoltaici dipendono significativamente dalla quantità di luce solare disponibile, che varia geograficamente.

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

La Sardegna non beneficia di alcuna maggiorazione della tariffa premio in quanto gode di un'elevata insolazione naturale, rendendo gli impianti fotovoltaici già altamente produttivi senza necessità di ulteriori incentivi.

Come stabilito dal Decreto MASE CER 414 del 7/12/2023 Il periodo di diritto alla tariffa incentivante decorre dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto ed è pari a 20 anni.

4.14.2.2 Valorizzazione dei costi di rete evitati (incassato dalla CER)

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha definito le modalità di valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata nelle CER attraverso il Testo Integrato dell'Autoconsumo Diffuso (TIAD), approvato con la Delibera 727/2022/R/eel. **ARERA** ha stabilito un corrispettivo per l'energia autoconsumata, che tiene conto dei costi di esercizio delle reti elettriche evitati grazie all'autoconsumo locale. Questo corrispettivo è attualmente pari a circa **11,90 €/MWh**.

4.14.2.3 Ritiro dedicato (incassato dalla CER)

Il Ritiro Dedicato (RID) è un meccanismo che consente ai produttori di energia elettrica di vendere l'energia immessa in rete al Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Il prezzo riconosciuto dal GSE per l'energia ritirata dipende principalmente dalla tipologia e dalla potenza dell'impianto di produzione. Per la maggior parte degli impianti, il GSE riconosce il **Prezzo Zonale Orario (PO)**, che come descritto in precedenza rappresenta il prezzo che si forma sul mercato elettrico e varia in base all'ora e alla zona geografica in cui l'energia viene immessa in rete. Pertanto, in questi casi, il prezzo riconosciuto dal GSE corrisponde al PO, che assumiamo pari a 90 €/MWh immesso in rete.

Tuttavia, per specifiche categorie di impianti di piccola dimensione alimentati da fonti rinnovabili, il GSE applica i **Prezzi Minimi Garantiti (PMG)**¹¹, stabiliti annualmente dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). I PMG sono pensati per garantire una remunerazione minima agli impianti di ridotte dimensioni, indipendentemente dalle fluttuazioni del mercato elettrico. Nel caso in cui, al termine dell'anno, il prodotto tra i PMG e la quantità di energia ritirata risulti inferiore al prodotto tra i PO e la stessa quantità di energia, il GSE riconosce un conguaglio positivo, assicurando al produttore il prezzo più vantaggioso tra PMG e PO.

In sintesi, per molti impianti, il prezzo riconosciuto dal GSE nel Ritiro Dedicato è equivalente al Prezzo Zonale Orario, mentre per impianti di piccola dimensione alimentati da fonti rinnovabili, possono essere applicati i Prezzi Minimi Garantiti, con eventuali conguagli a fine anno per garantire la remunerazione più favorevole. Nel 2025, il valore dei **Prezzi Minimi Garantiti (PMG)** per gli impianti fotovoltaici è stabilito a **46,8 €/MWh**.

¹¹ <https://www.arera.it/elettricità/ritiro-dedicato-e-prezzi-minimi-garantiti>

4.14.2.4 Autoconsumo diretto (a favore del produttore)

Gli impianti fotovoltaici installati sulle coperture degli edifici offrono un importante vantaggio per i produttori, consentendo loro di utilizzare direttamente l'energia prodotta all'interno degli edifici stessi. Questo meccanismo permette di coprire una parte significativa dei consumi delle utenze elettriche presenti nell'edificio, riducendo così la dipendenza dall'energia prelevata dalla rete. L'energia auto-consumata, infatti, non necessita di essere acquistata dal fornitore esterno, determinando una riduzione diretta dei costi in bolletta.

L'autoconsumo diretto rappresenta quindi un risparmio economico tangibile, poiché diminuisce il volume di energia elettrica prelevata dalla rete e, di conseguenza, l'importo complessivo della bolletta energetica. Questo risparmio include non solo il costo dell'energia, ma anche gli oneri di sistema, i costi di trasporto e le tasse applicate all'energia prelevata. Nell'ambito di un piano economico, tale risparmio può essere quantificato e valorizzato al prezzo unitario dell'energia riportato in bolletta, che rappresenta il costo totale pagato per ogni MWh consumato.

Considerando il contesto tariffario della Sardegna nel 2025, ai fini del presente studio di fattibilità è stato assunto un costo medio dell'energia elettrica pari a 318 €/MWh per la valorizzazione dell'autoconsumo diretto. Il valore è utilizzato come parametro indicativo per la stima del risparmio in bolletta e potrà essere affinato nelle successive fasi di progettazione sulla base dei dati reali di fornitura delle singole utenze.

4.14.3 Determinazione economica degli OPEX (costi operativi)

Per elaborare un'analisi economica completa e accurata, è fondamentale non solo prevedere i potenziali ricavi futuri generati dagli impianti fotovoltaici che si intende realizzare, ma anche stimare con precisione i costi gestionali associati alla loro manutenzione e gestione. Questa doppia analisi è essenziale per ottenere una visione chiara e realistica della redditività del progetto nel lungo termine.

Ecco un elenco dei principali costi operativi (OPEX) associati agli impianti fotovoltaici:

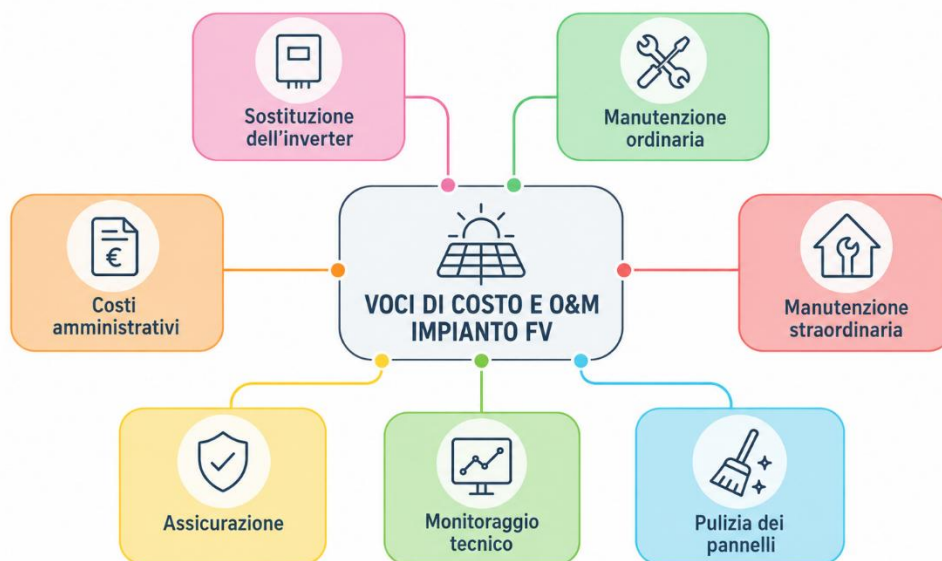


Figura 29- Costi di Manutenzione e Gestione degli Impianti Fotovoltaici

In questo studio di fattibilità, assumiamo valori per l'assicurazione degli impianti, la manutenzione ordinaria e la gestione amministrativa che costituiscono le parti predominanti.

4.14.3.1 Copertura assicurativa per l'impianto

Assicurare un impianto fotovoltaico è fondamentale per proteggere l'investimento da eventi imprevisti come danni atmosferici, furti o guasti. Il costo annuale dell'assicurazione varia in base alla potenza dell'impianto e alle coperture scelte.

Stime indicative dell'incidenza del costo assicurativo sul CAPEX per diverse fasce di potenza:

- **Impianti con potenza ≤ 200 kW:** circa l'1-2% del CAPEX annuo.
- **Impianti con potenza > 200 kW e ≤ 600 kW:** circa 1-1,5% del CAPEX annuo.
- **Impianti con potenza > 600 kW:** circa lo 0,5-1% del CAPEX annuo.

Nei nostri calcoli utilizzeremo una incidenza media del 1,25% del CAPEX

4.14.3.2 Attività di manutenzione dell'impianto

La manutenzione degli impianti fotovoltaici è essenziale per garantirne l'efficienza e la longevità. I

costi annuali di manutenzione variano in base alla dimensione dell'impianto e ad altri fattori, come la tipologia dei componenti e le condizioni ambientali. Nei nostri calcoli utilizzeremo un valore medio di 25 €/kWp.

4.14.3.3 Tassazione dei proventi

Una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) costituita da un'amministrazione comunale è soggetta a specifiche considerazioni fiscali, influenzate dalla struttura giuridica scelta e dalle attività svolte. Gli incentivi ricevuti, come la tariffa premio e il contributo ARERA, possono essere esenti da tassazione in alcune condizioni, mentre i proventi derivanti dalla vendita di energia in eccesso potrebbero essere tassati come redditi diversi o reddito d'impresa. Gli obblighi fiscali variano in base alla configurazione della CER, rendendo necessario un approfondimento al momento della costituzione.

In questo studio di fattibilità, le tasse non vengono conteggiate, poiché dipendono dalla forma giuridica che verrà definita per la CER.

4.15 Flussi di cassa

Conformemente agli scenari di Comunità Energetica Rinnovabile (CER) ipotizzati, si è proceduto al calcolo dei flussi di cassa prospettici, distintamente per l'ente comunale e per la CER.

4.15.1 Scenario 1

Questo primo scenario di CER è basato sulla realizzazione di 4 impianti rinnovabili installati dal Comune di Neoneli per soddisfare i consumi energetici del Comune, dei suoi edifici e di **50 famiglie**, che saranno selezionate sulla base di criteri di priorità economica e sociale.

SCENARIO 1	
Numero impianti di produzione	Potenza installata kWp
4	92

INVESTIMENTO (CAPEX)-SCENARIO 1	
Realizzazione impianti FV	118.792,62 €

ENTRATE FINANZIARIE			
	Energia (kWh)	Prezzo unitario (€/kWh)	Totale (€)
Autoconsumo diretto [kWh]	11.573	0,318 €	3.680,14 €
Ritiro dedicato [kWh]	107.757	0,0900 €	9.698,15 €
Tariffa incentivante	84.522	0,120 €	10.142,61 €
Valorizzazione ARERA	84.522	0,012 €	1.005,81 €
Totale			24.526,71 €

OPEX (Costi operativi)			
Copertura assicurativa	CAPEX	Costo %	Totale (€)
	118.793	1,25%	1.485 €
Gestione amministrativa CER			2.040 €
Manutenzione	Potenza installata	Costo [€/kWp]	
	92	25,00 €	2.289 €
Totale			5.814 €

Nella valutazione della sostenibilità finanziaria del progetto, si è ottenuto un obiettivo di recupero dell'investimento iniziale entro 10 anni.

Questo periodo di ritorno semplice, o payback period, è un indicatore fondamentale che ci dice quanto tempo impiegheremo a rifarci dei costi iniziali. Per calcolarlo, mettiamo in relazione l'investimento totale necessario con il guadagno netto che ci aspettiamo di ottenere ogni anno (cioè la differenza tra le entrate e le spese annuali).

L'investimento (CAPEX) ammonta a **118.792,62 €**.

Si devono aggiungere a questo importo i costi operativi (OPEX) di 5.814 € all'anno.

I ricavi saranno condivisi con la CER, secondo un modello che si definirà in sede di costituzione della CER. Ipotezziamo la seguente suddivisione:

Modello proposto per la condivisione dei ricavi tra Comune di NEONELI e CER			
	Autoconsumo diretto	Ritiro dedicato (RID)	Tariffa incentivante
Comune di NEONELI	100%	100%	60%
CER	0%	0%	40%

Secondo questa suddivisione i proventi e il tempo di ritorno variano come di seguito:

ENTRATE FINANZIARIE COMUNE DI NEONELI			
	Totale (€)	Ripartizione	Ricavi Comune di Neoneli
Autoconsumo diretto [kWh]	3.680,14 €	100%	3.680,14 €
Ritiro dedicato (RD) [kWh]	9.698,15 €	100%	9.698,15 €
Tariffa incentivante	10.142,61 €	60%	6.085,57 €
Valorizzazione ARERA	1.005,81 €	60%	603,49 €
Totale			20.067,34 €

ENTRATE FINANZIARIE COMUNITA' ENERGETICA			
	Totale (€)	Ripartizione	Ricavi CER
Autoconsumo diretto [kWh]	3.680,14	0,00	0,00 €
Ritiro dedicato [kWh]	9.698,15	0,00	0,00 €
Tariffa incentivante	10.142,61	0,40	4.057,04 €
Valorizzazione ARERA	1.005,81 €	40%	402,32 €
Totale			4.459,37 €

Payback period [anni]	8,33
------------------------------	-------------

4.15.2 Scenario 2

Lo scenario 2 è basato sull'utilizzo di 8 impianti rinnovabili installati dal Comune di Neoneli per soddisfare i consumi energetici del Comune, dei suoi edifici e di 100 famiglie, che saranno selezionate sulla base di criteri di priorità economica e sociale.

SCENARIO 2	
Numero impianti di produzione	Potenza installata kWp
8	120

INVESTIMENTO (CAPEX)-SCENARIO 2	
Realizzazione impianti FV	161.170,68

ENTRATE FINANZIARIE			
	Energia (kWh)	Prezzo unitario (€/kWh)	Totale (€)
Autoconsumo diretto [kWh]	22.209	0,318 €	7.062,40 €
Ritiro dedicato [kWh]	141.889	0,0900 €	12.769,97 €
Tariffa incentivante	119.376	0,120 €	14.325,14 €
Valorizzazione ARERA	119.376	0,012 €	1.420,58 €
Totale			35.578,07

OPEX (Costi operativi)			
	CAPEX	Costo %	Totale (€)
Copertura assicurativa	161.171	1,25%	2.015 €
Gestione amministrativa CER			3.000 €
	Potenza installata	Costo [€/kWp]	
Manutenzione	120	25,00 €	2.995 €
Totale			8.010 €

I ricavi saranno condivisi con la CER, secondo un modello che si definirà in sede di costituzione della CER. Ipotizziamo la seguente suddivisione:

Modello proposto per la condivisione dei ricavi tra Comune di NEONELI e CER			
	Autoconsumo diretto	Ritiro dedicato (RID)	Tariffa incentivante
Comune di NEONELI	100%	100%	60%
CER	0%	0%	40%

Secondo questa suddivisione i proventi e il tempo di ritorno variano come di seguito:

ENTRATE FINANZIARIE COMUNE DI NEONELI			
	Totale (€)	Ripartizione	Ricavi Comune di Neoneli
Autoconsumo diretto [kWh]	7.062,40 €	100%	7.062,40 €
Ritiro dedicato (RD) [kWh]	12.769,97 €	100%	12.769,97 €
Tariffa incentivante	14.325,14 €	60%	8.595,08 €
Valorizzazione ARERA	1.420,58 €	60%	852,35 €
Totale			29.279,79 €

ENTRATE FINANZIARIE COMUNITA' ENERGETICA			
	Totale (€)	Ripartizione	Ricavi CER
Autoconsumo diretto [kWh]	7.062,40	0,00	0,00 €
Ritiro dedicato [kWh]	12.769,97	0,00	0,00 €
Tariffa incentivante	14.325,14	0,40	5.730,05 €
Valorizzazione ARERA	1.420,58 €	40%	568,23 €
Totale			6.298,28 €

Payback period [anni]	7,57
------------------------------	-------------

4.15.3 Scenario 3

Lo scenario 3 è basato sull'utilizzo di 8 impianti fotovoltaici installati dal Comune di Neoneli per soddisfare i consumi energetici del Comune, dei suoi edifici e di **100 famiglie**, che saranno selezionate sulla base di criteri di priorità economica e sociale. Inoltre, si è ipotizzata la realizzazione di un impianto FV di proprietà del Comune nell'area P.I.P.

SCENARIO 3:
8 edifici produttori, 1 impianto FV in area industriale e 100 famiglie

Numero impianti di produzione	Potenza installata kWp
8	120
1 impianto FV in area industriale	53

INVESTIMENTO (CAPEX)-SCENARIO 3

Realizzazione impianti FV	224.440,68 €
---------------------------	---------------------

ENTRATE FINANZIARIE

	Totale (€)	Ripartizione	Ricavi Comune di Neoneli
Autoconsumo diretto [kWh]	7.131,76 €	100%	7.131,76 €
Ritiro dedicato (RD) [kWh]	19.294,39 €	100%	19.294,39 €
Tariffa incentivante	16.870,52 €	60%	10.122,31 €
Valorizzazione ARERA	1.672,99 €	60%	1.003,80 €
Totale			37.552,26 €

OPEX (Costi operativi)

	CAPEX	Costo %	Totale (€)
Copertura assicurativa	224.441	1,25%	2.806 €
Gestione amministrativa CER			3.000 €
Manutenzione	Potenza installata	Costo [€/kWp]	
	173	25,00 €	4.313 €
Totale			10.119 €

I ricavi saranno condivisi con la CER, secondo un modello che si definirà in sede di costituzione della CER. Ipotizziamo la seguente suddivisione:

Modello proposto per la condivisione dei ricavi tra Comune di NEONELI e CER

	Autoconsumo diretto	Ritiro dedicato (RID)	Tariffa incentivante
Comune di NEONELI	100%	100%	60%
CER	0%	0%	40%

Secondo questa suddivisione i proventi e il tempo di ritorno variano come di seguito:

ENTRATE FINANZIARIE COMUNE DI NEONELI			
	Totale (€)	Ripartizione	Ricavi Comune di Neoneli
Autoconsumo diretto [kWh]	7.131,76 €	100%	7.131,76 €
Ritiro dedicato (RD) [kWh]	19.294,39 €	100%	19.294,39 €
Tariffa incentivante	16.870,52 €	60%	10.122,31 €
Valorizzazione ARERA	1.672,99 €	60%	1.003,80 €
Totale			37.552,26 €

ENTRATE FINANZIARIE COMUNITA' ENERGETICA			
	Totale (€)	Ripartizione	Ricavi CER
Autoconsumo diretto [kWh]	7.131,76	0,00	0,00 €
Ritiro dedicato [kWh]	19.294,39	0,00	0,00 €
Tariffa incentivante	16.870,52	0,40	6.748,21 €
Valorizzazione ARERA	1.672,99	0,40	669,20 €
Totale			7.417,40 €

Payback period [anni]	8,18
------------------------------	-------------

4.15.4 Scenario 4

Lo scenario 4 è basato sulla realizzazione da parte del Comune di Neoneli di un impianto fotovoltaico nell'area P.I.P. per soddisfare i consumi energetici del Comune, dei suoi edifici e di **100 famiglie**, che saranno selezionate sulla base di criteri di priorità economica e sociale.

SCENARIO 4: 1 impianto FV in area industriale e 100 famiglie	
Numero impianti di produzione	Potenza installata kWp
1 impianto FV in area industriale	176

INVESTIMENTO (CAPEX)-SCENARIO 4	
Realizzazione impianti FV	210.900,00 €

ENTRATE FINANZIARIE			
	Energia (kWh)	Prezzo unitario (€/kWh)	Totale (€)
Autoconsumo diretto [kWh]	218	0,318 €	69,37 €
Ritiro dedicato [kWh]	242.154	0,0900 €	21.793,89 €
Tariffa incentivante	168.395	0,120 €	20.207,44 €
Valorizzazione ARERA	168.395	0,012 €	2.003,90 €
			44.074,60

OPEX (Costi operativi)			
Copertura assicurativa	CAPEX	Costo %	Totale (€)
	210.900	1,25%	2.636 €
Gestione amministrativa CER			3.000 €
Manutenzione	Potenza installata	Costo [€/kWp]	
	176	25,00 €	4.394 €
Totale			10.030 €

I ricavi saranno condivisi con la CER, secondo un modello che si definirà in sede di costituzione della

CER. Ipotizziamo la seguente suddivisione:

Modello proposto per la condivisione dei ricavi tra Comune di NEONELI e CER			
	Autoconsumo diretto	Ritiro dedicato (RID)	Tariffa incentivante
Comune di NEONELI	100%	100%	70%
CER	0%	0%	30%

Secondo questa suddivisione i proventi e il tempo di ritorno variano come di seguito:

ENTRATE FINANZIARIE COMUNE DI NEONELI			
	Totale (€)	Ripartizione	Ricavi Comune di Neoneli
Autoconsumo diretto [kWh]	69,37 €	100%	69,37 €
Ritiro dedicato (RD) [kWh]	21.793,89 €	100%	21.793,89 €
Tariffa incentivante	20.207,44 €	70%	14.145,21 €
Valorizzazione ARERA	2.003,90 €	70%	1.402,73 €
Totale			37.411,20 €

ENTRATE FINANZIARIE COMUNITA' ENERGETICA			
	Totale (€)	Ripartizione	Ricavi CER
Autoconsumo diretto [kWh]	69,37	0,00	0,00 €
Ritiro dedicato [kWh]	21.793,89	0,00	0,00 €
Tariffa incentivante	20.207,44	0,30	6.062,23 €
Valorizzazione ARERA	2.003,90	0,30	601,17 €
Totale			6.663,40 €

Payback period [anni]	7,70
------------------------------	-------------

4.15.5 I proventi della CER

I proventi generati dall'attività della CER rappresentano una risorsa preziosa che potrà essere strategicamente distribuita tra gli associati aderenti (*Comune e famiglie in questo caso*). Questa ripartizione potrà concretizzarsi in una riduzione diretta dei loro costi di gestione ordinari, alleggerendo il loro bilancio e permettendo di destinare maggiori risorse alle loro attività principali. In alternativa, tali fondi potrebbero essere indirizzati verso specifiche iniziative promosse dalla CER

stessa. Infine, una parte dei ricavi potrebbe essere saggiamente reinvestita per l'espansione della CER, attraverso la realizzazione di ulteriori impianti di produzione da fonti rinnovabili. Questo ciclo virtuoso permetterebbe di aumentare la capacità energetica della comunità, coinvolgere nuovi membri e amplificare i benefici economici e ambientali per l'intero territorio.

Questa configurazione permette di generare entrate utili che possono essere reinvestite per il benessere della comunità in diversi modi. Analizzando i flussi di cassa, emergono alcune opportunità di utilizzo strategico:

1. Incentivare le famiglie aderenti alla CER:

Offrire agevolazioni o sconti sulle tariffe energetiche per ridurre i costi delle famiglie e favorire la partecipazione.

2. Promuovere la mobilità elettrica:

Prevedere sussidi per l'acquisto di veicoli elettrici (auto o mezzi di micromobilità) e incoraggiare l'uso delle colonnine di ricarica già presenti, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione.

3. Migliorare l'efficienza energetica delle abitazioni:

Utilizzare parte dei ricavi per finanziare interventi come l'isolamento termico o la sostituzione di impianti di riscaldamento, così da massimizzare i benefici della CER.

4. Espandere la rete di ricarica e accumulo:

Integrare stazioni di ricarica più veloci (DC) in aree strategiche non ancora servite.

Investire in sistemi di accumulo (BESS) per aumentare l'autoconsumo e fornire servizi aggiuntivi alla rete, migliorando la resilienza energetica locale.

5. Sostenere progetti sociali e ambientali:

Destinare una parte dei proventi a iniziative di organizzazioni no profit del territorio, in un'ottica di responsabilità sociale.

6. Creare un fondo di riserva per manutenzione e upgrade tecnologici:

Assicurare la stabilità finanziaria a lungo termine, coprendo spese straordinarie e aggiornamenti futuri.

Per distribuire al meglio i proventi, è fondamentale avviare un processo partecipativo che coinvolga tutti i soggetti interessati, incluse le famiglie aderenti alla CER. Questo approccio permette di assicurarsi che le risorse vengano utilizzate in modo efficace, rispondendo concretamente alle reali necessità della comunità e favorendo decisioni condivise

5. Gestione operativa della CER

5.1 Molteplicità di Scenari:

Il presente studio preliminare ha proposto diversi scenari per la CER. È fondamentale sottolineare che questi scenari non sono esaustivi e che una vasta gamma di alternative può essere esplorata.

Combinazioni di scenari: Invece di scegliere un singolo scenario, è possibile integrare elementi di diversi scenari per creare una configurazione ibrida. Ad esempio:

- Si potrebbe avviare la CER con un focus iniziale sugli edifici comunali e le utenze domestiche selezionate per poi integrare ulteriori utenze domestiche o punti di ricarica per veicoli elettrici o aziende locali in base alle risorse disponibili e all'evoluzione della domanda.
- Un'altra opzione potrebbe essere quella di concentrarsi inizialmente su una specifica area del comune, per poi espandere la CER ad altre zone.
- **Ingresso di altri attori:** La CER non dovrebbe essere limitata ai soli edifici comunali e alle utenze domestiche. Si potrebbe prevedere l'ingresso di altri soggetti, come:
 - Aziende locali: Imprese, artigiani, e attività commerciali con i propri impianti di produzione di energia rinnovabile. La loro partecipazione potrebbe portare ulteriori benefici economici e know-how alla CER.
 - Privati cittadini: Residenti con impianti fotovoltaici sui propri tetti, che possono diventare membri attivi della CER e condividere l'energia prodotta.
 - Enti e fondazioni: Organizzazioni che potrebbero contribuire con risorse finanziarie, competenze tecniche o supporto operativo.

5.2 Impianto Fotovoltaico a Terra

Lo studio si concentra principalmente sull'uso dei tetti degli edifici comunali per l'installazione di pannelli fotovoltaici. Tuttavia, si è valutata anche la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra¹². Questa opzione richiede un'indagine di fattibilità specifica, che tenga conto della vincolistica

¹² Il Decreto del MASE n. 414 del 7 dicembre 2023 conferma che la potenza nominale massima del singolo impianto, o dell'intervento di potenziamento, non deve superare 1 MW per accedere agli incentivi

territoriale e della normativa sarda vigente. Vediamo vantaggi e svantaggi di questa soluzione:

Vantaggi rispetto alla installazione su tetto:

- **Superficie Disponibile:** Offre la possibilità di installare una potenza massima di 1 MW consentito dalla norma tutto in un unico luogo.
- **Ottimizzazione dell'Orientamento e dell'Inclinazione:** L'installazione a terra consente di orientare e inclinare i pannelli in modo ottimale per massimizzare la captazione solare durante tutto l'anno, aumentando la produzione energetica specifica (kWh/kWp).
- **Accessibilità per Manutenzione e Riparazioni:** La manutenzione ordinaria e straordinaria è generalmente più semplice e sicura rispetto agli interventi sui tetti, riducendo i costi e i tempi di inattività.
- **Facilità di Installazione e Scalabilità:** L'installazione a terra è spesso più rapida e meno complessa rispetto a quella sui tetti. Inoltre, l'impianto può essere facilmente espanso in futuro, se necessario e/o possibile dalle future normative in materia.
- **Potenziale Integrazione con Sistemi di Accumulo:** L'area a terra può ospitare più facilmente sistemi di accumulo (batterie) di grandi dimensioni. Allo stato attuale, tuttavia, i sistemi di accumulo per le CER offrono vantaggi come l'ottimizzazione dell'autoconsumo e una maggiore flessibilità, ma presentano diversi limiti che ne riducono la convenienza. I costi di acquisto e installazione sono elevati, rendendo difficile ottenere un ritorno sull'investimento. Le perdite di energia durante i cicli di carica e scarica riducono l'efficienza (ad esempio, le batterie restituiscono circa il 90% dell'energia immagazzinata), e la gestione tecnica e amministrativa è complessa. Inoltre, le dinamiche del mercato energetico, come la svalutazione dell'energia diurna e l'aumento del costo dell'energia notturna, rendono l'accumulo meno vantaggioso rispetto ad alternative come l'autoconsumo immediato, la gestione della domanda e lo sviluppo della mobilità elettrica. Nonostante alcuni benefici, è necessario valutare caso per caso il rapporto costi-benefici e considerare soluzioni più semplici ed economicamente sostenibili.
- **Minore Impatto sulle Strutture Esistenti:** Non richiede interventi strutturali sugli edifici

comunali, evitando potenziali problemi di staticità o necessità di adeguamenti.

- **Costi Unitari (al kWp) Inferiori:** Grazie alle economie di scala e alla maggiore semplicità di installazione, i costi unitari di un impianto a terra sono inferiori rispetto a quelli su tetto, rendendo in tal modo il ritorno dell'investimento più rapido.
- **Maggiore Produzione di Energia:** La maggiore superficie e l'ottimizzazione dell'orientamento e dell'inclinazione si traducono in una maggiore produzione di energia, incrementando i ricavi dalla vendita dell'energia in eccesso o dall'autoconsumo.

Svantaggi rispetto alla installazione su tetto:

- **Utilizzo di Suolo:** Richiede l'occupazione di aree, che potrebbero essere destinate ad altri usi (agricoltura, verde pubblico, ecc.). Questo può generare conflitti di interesse con la comunità e richiedere una valutazione ambientale e paesaggistica più approfondita.
- **Impatto Paesaggistico:** Un impianto a terra può avere un impatto visivo significativo sul paesaggio circostante. È fondamentale considerare l'inserimento paesaggistico e mitigare l'impatto visivo.
- **Permessi e Autorizzazioni:** L'iter autorizzativo per un impianto a terra può essere più complesso e lungo rispetto a quello per impianti su tetto, coinvolgendo diverse autorità competenti (urbanistica, paesaggio, ecc.).
- **Costi di Connessione alla Rete:** Se l'area individuata è distante dalla cabina di distribuzione, i costi per la connessione alla rete elettrica potrebbero essere più elevati.
- **Sicurezza e Sorveglianza:** Potrebbe essere necessario implementare sistemi di sicurezza e sorveglianza per prevenire furti e atti vandalici.

5.3 Ruoli dell'Amministrazione comunale

L'amministrazione comunale svolge un ruolo cruciale nella promozione e sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), fungendo da catalizzatore per l'implementazione e il successo delle iniziative. Di seguito i punti fondamentali del suo contributo:



Figura 30 – Ruoli chiave dell'amministrazione comunale.

Pianificazione e programmazione: L'amministrazione deve essere in grado di pianificare a medio-lungo termine l'inserimento delle CER nelle strategie energetiche del territorio. Questo include l'analisi dei fabbisogni energetici, la valutazione del potenziale di produzione da fonti rinnovabili, e la selezione degli strumenti di promozione più adeguati.

Analisi dei dati: È cruciale che l'amministrazione raccolga e analizzi i dati relativi ai consumi energetici del territorio, sia pubblici che privati. Questo permette di dimensionare correttamente le CER e di massimizzare i benefici economici e ambientali. In particolare, è importante l'accesso ai dati dei consumi attraverso il **Sistema Informativo Integrato di Acquirente Unico**¹³.

Facilitazione e gestione: L'amministrazione può agire come facilitatore e gestore della costituzione delle CER, supportando i cittadini, le imprese e gli enti locali nel processo di aggregazione. Questo può includere la pubblicazione di avvisi di manifestazione di interesse per la ricerca di soggetti gestori e produttori.

¹³ Il Sistema Informativo Integrato (SII) è una piattaforma digitale istituita e gestita da Acquirente Unico S.p.A., una società pubblica italiana. Questo sistema è nato per supportare il funzionamento del mercato energetico italiano, garantendo l'integrazione e lo scambio di informazioni tra i diversi operatori del settore elettrico e del gas. Il SII è uno strumento chiave per la gestione dei dati energetici e fondamentale per il funzionamento delle Comunità Energetiche Rinnovabili.

Regolamentazione: L'amministrazione ha un ruolo nella definizione di regolamenti edilizi che semplifichino l'installazione di impianti rinnovabili e delle infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici.

Promozione e sensibilizzazione: L'amministrazione può promuovere la partecipazione dei cittadini e delle imprese alle CER, aumentando la consapevolezza sui benefici e le opportunità offerte da queste iniziative.

Rafforzamento interno: Le amministrazioni devono rafforzare le proprie competenze interne, creando unità integrate con figure professionali in grado di gestire le complessità tecniche e amministrative delle CER. Questo supera la visione dell'energy manager come figura singola, proponendo invece una funzione integrata.

Formazione: È fondamentale che le amministrazioni forniscano formazione specifica al personale coinvolto nella gestione delle CER.

Supporto esterno: Le amministrazioni possono avvalersi del supporto di enti specializzati come il GSE (Gestore dei Servizi Energetici) e l'ANCI (Associazione Nazionale Comuni Italiani) che offrono strumenti, vademecum e tutor dedicati.

Scelta della forma giuridica: L'Amministrazione comunale deve essere consapevole delle diverse forme giuridiche possibili per una CER (associazione, cooperativa, fondazione) e scegliere quella più adatta alle caratteristiche del proprio territorio e alle proprie esigenze. Non esiste una forma giuridica ottimale in assoluto, ma la scelta deve garantire flessibilità, governance democratica e trasparenza.

Coinvolgimento della comunità: Le amministrazioni devono promuovere un coinvolgimento dal basso della cittadinanza nel processo decisionale, garantendo un'apertura sia in entrata che in uscita.

Controllo pubblico: L'amministrazione può anche scegliere una forma giuridica che le consenta un maggiore controllo pubblico e autonomia economica, come la fondazione di partecipazione.

Strumenti e risorse finanziarie:

Masterplan: È fondamentale che le amministrazioni strutturino un masterplan solido che includa un'analisi tecnica, economica e finanziaria delle CER.

Affidamenti e concessioni: Le amministrazioni possono mettere a disposizione i propri spazi per la realizzazione di nuovi impianti, vincolandoli alla costituzione di CER attraverso affidamenti o

concessioni.

Aspetti fiscali e legali: Le amministrazioni devono essere consapevoli delle implicazioni fiscali e legali delle CER, che possono variare a seconda della forma giuridica scelta.

Complessità tecnica: Le amministrazioni devono comprendere le complessità tecniche legate alla realizzazione e alla gestione delle CER.

Necessità di standard: Le amministrazioni devono collaborare con gli altri enti pubblici e privati per definire standard comuni per la raccolta e la condivisione dei dati, garantendo l'interoperabilità di questi dati.

In poche parole, per far funzionare al meglio le CER, è fondamentale che chi le gestisce abbia piena consapevolezza del proprio ruolo. Questo significa conoscere bene cosa serve, quali competenze, strumenti e risorse sono necessari per promuoverle e gestirle nel modo giusto. È altrettanto importante collaborare con altri enti, coinvolgere attivamente la comunità e sapersi adattare alle esigenze specifiche del territorio. Solo così le CER possono diventare un vero motore di cambiamento per una transizione energetica sostenibile e alla portata di tutti.

5.4 Forme giuridiche e modelli di governance:

La scelta della forma giuridica è fondamentale poiché definisce la responsabilità, la gestione, la distribuzione degli utili e la capacità di agire legalmente della CER. Le opzioni più comuni sono ben riassunte nella seguente mappa mentale:

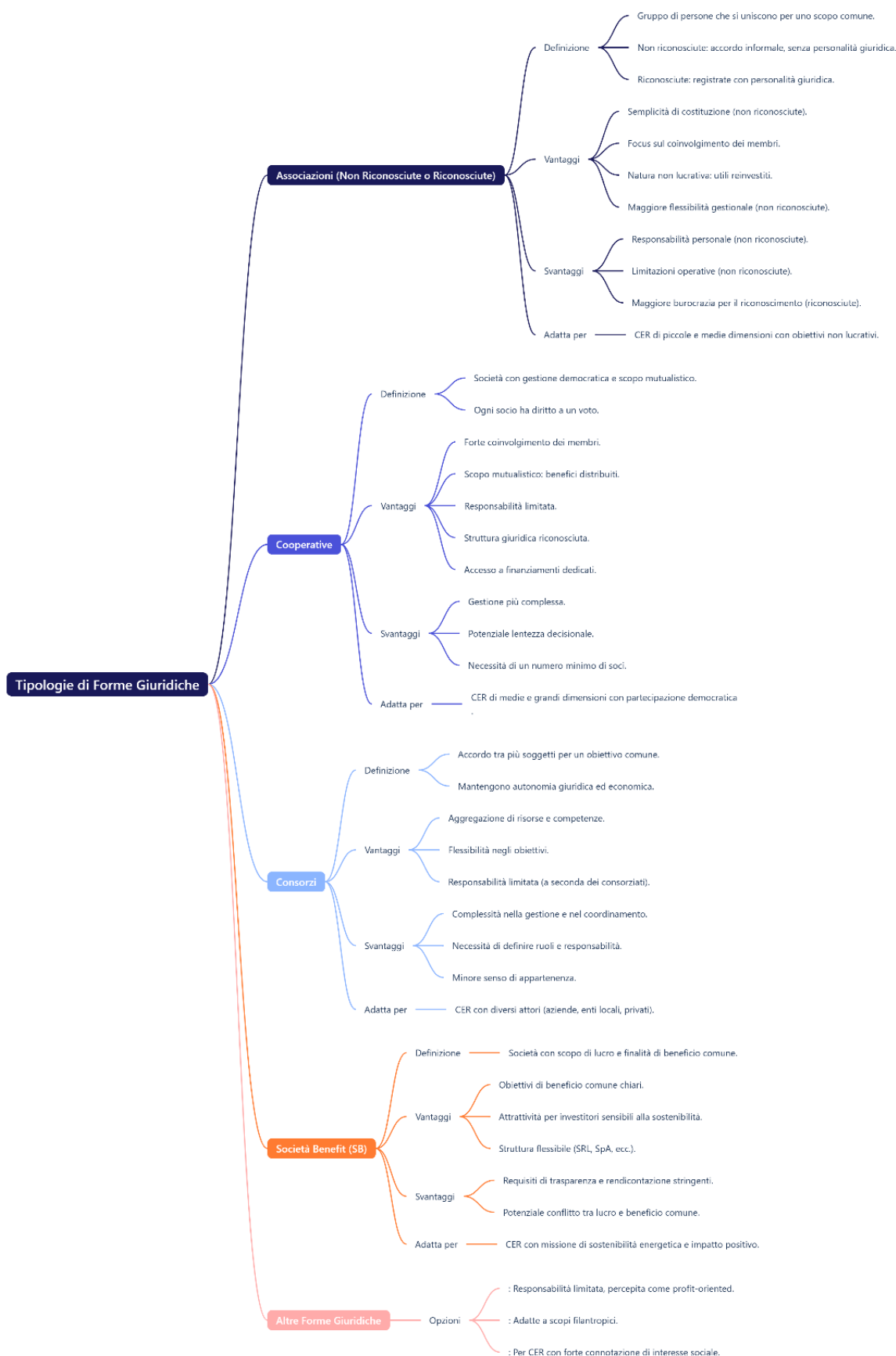


Figura 31 – quadro riassuntivo delle forme giuridiche per le CER.

5.4.1 Associazioni (Non Riconosciute o Riconosciute):

In questa tipologia un gruppo di persone si uniscono per uno scopo comune (in questo caso, l'energia rinnovabile). Nelle **associazioni non riconosciute**, l'accordo è informale e non vi è riconoscimento giuridico come entità separata. Nelle **associazioni riconosciute**, l'associazione è registrata e acquisisce personalità giuridica.

Vantaggi:

Semplicità di costituzione (non riconosciute): meno burocrazia per l'avvio.

Focus sul coinvolgimento dei membri: adatta per promuovere la partecipazione attiva.

Natura non lucrativa: gli eventuali utili vengono reinvestiti per gli scopi della CER.

Maggiore flessibilità gestionale (non riconosciute).

Svantaggi:

Responsabilità personale (non riconosciute): I membri possono essere ritenuti responsabili con il proprio patrimonio per le obbligazioni dell'associazione.

Limitazioni operative (non riconosciute): Difficoltà ad agire legalmente come entità autonoma (es. stipulare contratti a proprio nome).

Maggiore burocrazia per il riconoscimento (riconosciute).

Adatte per CER di piccole e medie dimensioni con forte enfasi sulla partecipazione dei membri e obiettivi non lucrativi.

5.4.2. Cooperative:

In questa tipologia la Società è costituita da un numero variabile di persone che si associano per perseguire un interesse comune attraverso la gestione in forma democratica di un'impresa. Ogni socio ha diritto a un voto, indipendentemente dalla quota posseduta.

Vantaggi:

Forte coinvolgimento dei membri: La governance è democratica e partecipativa.

Scopo mutualistico: Benefici distribuiti tra i membri.

Responsabilità limitata: I soci rispondono limitatamente alle quote sottoscritte.

Struttura giuridica riconosciuta e consolidata.

Potenziabile accesso a finanziamenti dedicati al settore cooperativo.

Svantaggi:

Gestione più complessa: Richiede una struttura organizzativa definita e processi decisionali condivisi.

Potenziabile lentezza decisionale: Il processo democratico può richiedere più tempo.

Necessità di un numero minimo di soci per la costituzione.

Adatte per CER di medie e grandi dimensioni che vogliono unire la partecipazione democratica con una struttura giuridica solida e responsabilità limitata.

5.4.3. Consorzi:

Nei consorzi c'è un accordo tra più soggetti (persone fisiche o giuridiche) che si uniscono per realizzare un obiettivo comune, mantenendo la propria autonomia giuridica ed economica.

Vantaggi:

Aggregazione di risorse e competenze: Permette di unire le forze di diversi soggetti.

Flessibilità nella definizione degli obiettivi e delle modalità operative.

Responsabilità limitata (a seconda della forma giuridica dei consorziati).

Svantaggi:

Potenziabile complessità nella gestione e nel coordinamento tra i consorziati.

Necessità di definire chiaramente i ruoli e le responsabilità di ciascun membro.

Minore senso di appartenenza rispetto ad altre forme.

Adatti per CER che coinvolgono diversi attori con competenze specifiche (es. aziende, enti locali, privati) che vogliono collaborare su un progetto comune.

5.4.4. Società Benefit (SB):

Sono Società che, oltre allo scopo di lucro, perseguono anche una o più finalità di beneficio comune e operano in modo responsabile e trasparente verso tutti gli stakeholder.

Vantaggi:

Chiara identificazione degli obiettivi di beneficio comune (sostenibilità energetica).

Maggiore attrattività per investitori e consumatori sensibili alla sostenibilità.

Struttura societaria flessibile (può essere una SRL, SpA, ecc.).

Svantaggi:

Requisiti di trasparenza e rendicontazione più stringenti.

Potenziale conflitto tra obiettivi di lucro e beneficio comune.

Adatta per CER che vogliono integrare esplicitamente la missione di sostenibilità energetica nel proprio statuto e attrarre investimenti con un impatto sociale e ambientale positivo.

5.4.5 Altre forme giuridiche (meno comuni ma possibili):

- **Società a Responsabilità Limitata (SRL):** Offre responsabilità limitata ma potrebbe essere percepita come più orientata al profitto rispetto ad altre forme.
- **Fondazioni:** Meno comuni per le CER, più adatte a scopi filantropici.
- **Enti del Terzo Settore (ETS):** Se la CER ha una forte connotazione di interesse sociale.

5.5 Modelli di Governance:

Il modello di governance definisce come vengono prese le decisioni all'interno della CER e come i membri partecipano alla gestione. I modelli più comuni sono riassunti nella seguente mappa mentale:

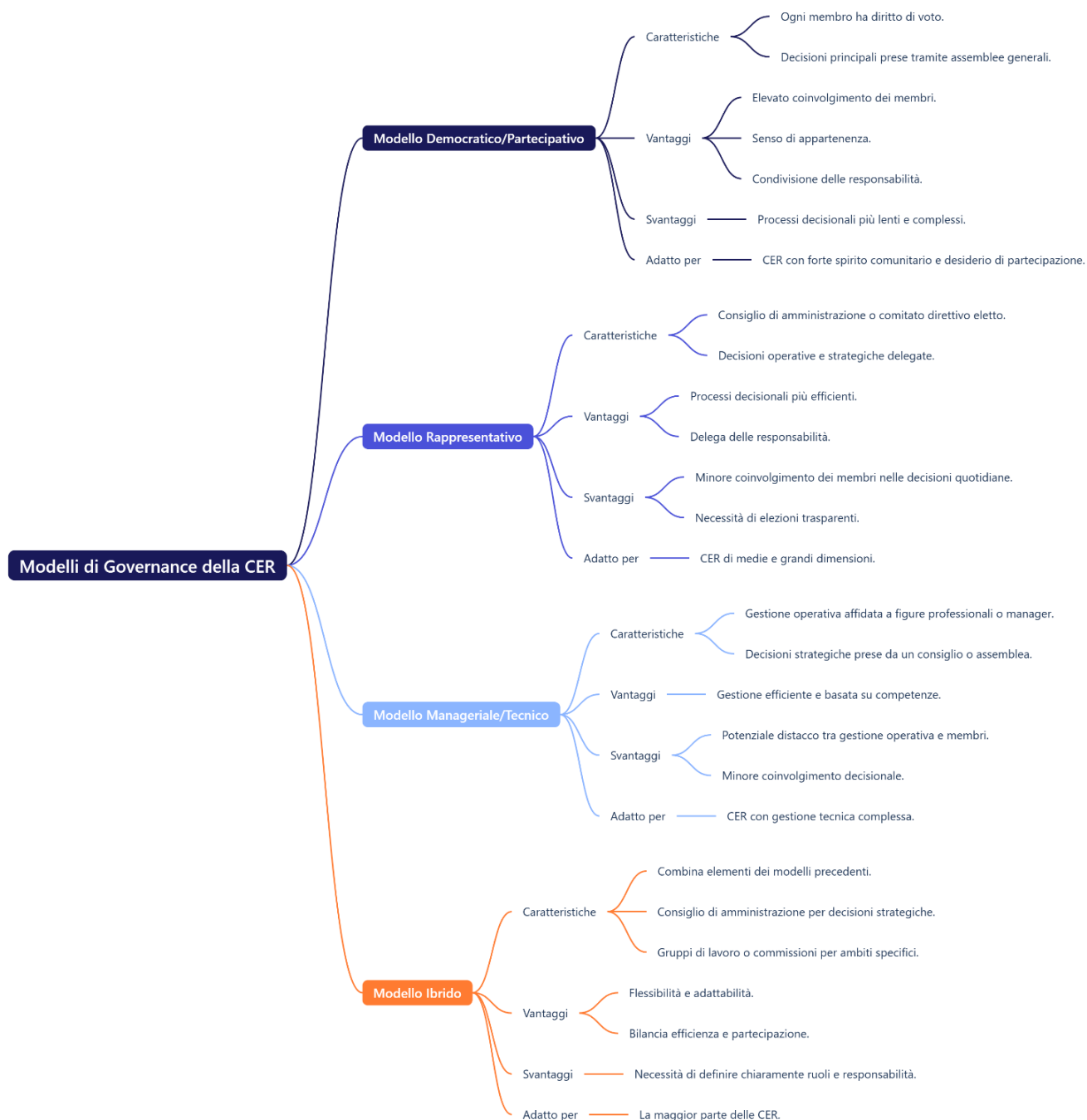


Figura 32 – Modelli di Governance per le CER.

5.5.1 Modello Democratico/Partecipativo:

- **Caratteristiche:** ogni membro ha diritto di voto e partecipa attivamente alle decisioni principali, spesso attraverso assemblee generali.
- **Vantaggi:** elevato coinvolgimento dei membri, senso di appartenenza e condivisione delle

responsabilità.

- **Svantaggi:** processi decisionali potenzialmente più lenti e complessi, soprattutto in CER di grandi dimensioni.
- Adatto per CER con forte spirito comunitario e desiderio di massima partecipazione.

5.5.2. Modello Rappresentativo:

- **Caratteristiche:** Viene eletto un consiglio di amministrazione o un comitato direttivo che prende le decisioni operative e strategiche per conto dei membri.
- **Vantaggi:** Processi decisionali più efficienti e rapidi, delega delle responsabilità a persone elette.
- **Svantaggi:** Potenziale rischio di minore coinvolgimento dei membri nelle decisioni quotidiane, necessità di elezioni trasparenti e rappresentative.
- Adatto per CER di medie e grandi dimensioni dove è importante un processo decisionale più agile.

5.5.3. Modello Manageriale/Tecnico:

- **Caratteristiche:** La gestione operativa è affidata a figure professionali o a un manager con competenze specifiche nel settore energetico. Le decisioni strategiche possono essere prese da un consiglio o dall'assemblea.
- **Vantaggi:** Gestione efficiente e basata su competenze specialistiche.
- **Svantaggi:** Potenziale distacco tra la gestione operativa e la base dei membri, minore coinvolgimento decisionale.
- Adatto per CER che necessitano di una gestione tecnica complessa e vogliono garantire efficienza operativa.

5.5.4 Modello Ibrido:

- **Caratteristiche:** Combina elementi dei modelli precedenti. Ad esempio, un consiglio di

amministrazione può occuparsi delle decisioni strategiche, mentre gruppi di lavoro o commissioni composte da membri possono essere coinvolti in ambiti specifici.

- **Vantaggi:** Flessibilità e adattabilità alle esigenze specifiche della CER, possibilità di bilanciare efficienza e partecipazione.
- **Svantaggi:** Richiede una chiara definizione dei ruoli e delle responsabilità di ciascun organo.
- Adatto per la maggior parte delle CER, permettendo di adattare la governance alle proprie dimensioni e obiettivi.

5.5.5 Fattori Chiave nella Scelta:

La scelta della forma giuridica e del modello di governance dipende da diversi fattori, tra cui:

- **Dimensioni della CER:** CER più piccole possono optare per forme più semplici e modelli partecipativi.
- **Obiettivi della CER:** Scopo mutualistico, profitto, beneficio comune influenzano la scelta.
- **Livello di coinvolgimento dei membri desiderato.**
- **Complessità delle attività svolte.**
- **Propensione al rischio dei membri.**
- **Accesso a finanziamenti e incentivi.**
- **Aspetti legali e fiscali specifici.**

È importante valutare con attenzione tutte le opzioni disponibili e confrontarsi con esperti legali e del settore cooperativo per scegliere la forma giuridica e il modello di gestione più adatti agli obiettivi e alle necessità specifiche della CER che si vuole creare. Inoltre, garantire trasparenza e coinvolgere attivamente i membri nelle decisioni è fondamentale per assicurare il successo e la sostenibilità della comunità energetica.

5.6 Ipotesi di utilizzo dei proventi CER

Il **Decreto del MASE n. 414 del 7 dicembre 2023** ha introdotto dei **valori soglia relativamente alla quota di energia condivisa incentivabile** nelle configurazioni di autoconsumo per la condivisione di energia rinnovabile. L'Art.3 comma 2 g recita:

le CACER assicurano, mediante esplicita previsione statutaria, pattuizione privatistica, o, nel caso di

autoconsumo individuale, dichiarazione sostitutiva di atto notorio, che l'eventuale importo della tariffa premio eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione del valore soglia di quota energia condivisa espresso in percentuale di cui all'Allegato 1, sia destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione; le CACER assicurano altresì, completa, adeguata e preventiva informativa a tutti i consumatori finali, che siano soci o membri o autoconsumatori che agiscono collettivamente facenti parte delle medesime configurazioni, sui benefici loro derivanti dall'accesso alla tariffa incentivante di cui all'articolo 4;

Le soglie citate sono le seguenti ¹⁴ :

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

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

Le percentuali del **55%** e del **45%** non rappresentano un limite alla quantità di energia condivisa che può beneficiare della tariffa incentivante. Esse individuano, invece, una soglia rilevante ai fini della **destinazione economica della tariffa premio** riconosciuta alla configurazione.

In particolare, qualora la quota di energia condivisa superi il **55% dell'energia immessa in rete dagli impianti incentivati**, ovvero il **45% nei casi di cumulo della tariffa premio con un contributo in conto capitale**, l'importo della tariffa premio riferibile alla quota eccedentaria deve essere destinato ai **consumatori diversi dalle imprese** e/o utilizzato per **finalità sociali aventi ricadute sui territori nei quali sono ubicati gli impianti**.

Pertanto, il superamento delle suddette soglie **non comporta una riduzione dell'energia condivisa incentivabile né della tariffa premio complessivamente riconosciuta dal GSE**, ma determina un vincolo sulla destinazione di una parte dei relativi proventi.

¹⁴ Vedi Allegato 1 al decreto citato: Tariffa premio spettante da applicare all'energia condivisa incentivabile



Figura 33 – schema delle azioni per affrontare la povertà energetica.

Servizi proposti	principali Benefici	Beneficiari
Contrasto alla Povertà Energetica delle famiglie		
Sconti e bonus sulle bollette	Riduzione diretta del costo dell'energia per le famiglie a basso reddito, migliorando l'accesso all'energia.	Famiglie a basso reddito partecipanti alla CER.
Interventi di efficientamento energetico	Diminuzione dei consumi energetici, riduzione delle spese per l'energia, maggiore comfort abitativo, miglioramento della qualità degli edifici.	Famiglie vulnerabili.
Educazione e sensibilizzazione	Aumento della consapevolezza sull'uso efficiente dell'energia, promozione di comportamenti virtuosi, riduzione degli sprechi, migliore gestione dei consumi.	Tutti i membri della CER, con particolare attenzione alle famiglie e ai soggetti che necessitano di supporto.
Riduzione del Digital Divide		
Connessione internet a banda larga	Accesso facilitato alle risorse online, inclusi servizi essenziali, opportunità di formazione e lavoro, riduzione del divario digitale.	Famiglie a basso reddito e/o prive di connessione internet.
Corsi di alfabetizzazione digitale	Sviluppo di competenze digitali, maggiore autonomia nell'uso della tecnologia, inclusione digitale.	Anziani e persone con scarsa dimestichezza con la tecnologia.
Promozione dell'Efficienza Energetica		
Riqualificazione edifici pubblici	Riduzione dei consumi energetici e dei costi per il Comune, miglioramento del comfort e della qualità degli ambienti, riduzione dell'impatto ambientale.	Comune di Neoneli (edifici come scuole, uffici, impianti sportivi).
Incentivi per impianti efficienti	Adozione di tecnologie energetiche più efficienti, riduzione dei consumi e delle spese per l'energia, promozione dell'uso di energie rinnovabili.	Famiglie che investono in impianti efficienti (es. pannelli solari, pompe di calore).
Sistemi di accumulo energetico	Maggior autoconsumo dell'energia prodotta, fornitura di servizi aggiuntivi alla rete, incremento della resilienza energetica, riduzione della dipendenza dalla rete.	Membri della CER, comunità locale.
Altri Utilizzi Possibili		
Mobilità sostenibile	Aumento dell'uso di veicoli elettrici, riduzione delle emissioni inquinanti, sviluppo di infrastrutture per la mobilità sostenibile.	Membri della CER, residenti del Comune di Neoneli interessati alla mobilità sostenibile.

Servizi proposti	principali Benefici	Beneficiari
Progetti sociali e ambientali	Supporto alle attività del terzo settore, miglioramento della qualità della vita della comunità, creazione di nuove opportunità di sviluppo.	Organizzazioni no profit del territorio, comunità locale.
Fondo di riserva	Garanzia di stabilità finanziaria nel lungo periodo, supporto per la manutenzione e l'aggiornamento degli impianti, risposta a eventuali emergenze.	CER di Neoneli, membri della CER.
Reinvestimento nella CER	Espansione della capacità energetica della comunità, coinvolgimento di nuovi membri, ampliamento dei benefici economici e ambientali della CER.	Membri attuali e futuri della CER, comunità locale.

Tabella 20 – riepilogo delle possibili azioni.

La gestione delle risorse nella CER dovrebbe seguire alcune regole semplici ma fondamentali per assicurare che tutto funzioni al meglio e che i benefici siano condivisi da tutti.

Per prima cosa, quando si decide quali azioni adottare, è importante basarsi sulle priorità della comunità. Questo significa che **tutti i membri devono essere coinvolti nel processo decisionale, in modo che le scelte finali rispecchino davvero i bisogni e le aspettative di chi fa parte della CER.**

Un altro aspetto cruciale è la trasparenza. È fondamentale che la gestione delle risorse sia chiara e accessibile a tutti. Ciò include fornire aggiornamenti periodici su come vengono utilizzati i fondi, così che ogni membro possa sentirsi parte del processo e fidarsi di come vengono prese le decisioni.

Inoltre è fondamentale il monitoraggio: controllare regolarmente se le azioni intraprese stanno portando i risultati sperati permette di fare eventuali aggiustamenti e migliorare l'efficacia delle iniziative.

Infine, bisogna tenere conto della possibilità di cumulare gli incentivi. Alcuni contributi possono essere combinati con altri, ma sempre rispettando la regola che vieta il doppio finanziamento. Per esempio, i fondi del PNRR possono essere sommati ad altri contributi in conto capitale, purché questi non provengano da programmi dell'Unione Europea, e fino a un massimo del 40% del costo totale dell'investimento.

In sintesi, questi principi servono a garantire una gestione delle risorse che sia responsabile, efficiente e, soprattutto, equa per tutti i membri della CER.



Figura 34 – riepilogo dei principi guida per la gestione delle risorse generate dalla CER.

In conclusione, creare una Comunità Energetica Rinnovabile può favorire uno sviluppo sostenibile per il Comune di Neoneli, ridurre la dipendenza dalle fonti di energia non rinnovabili, portare vantaggi economici e sociali alla comunità, **e affrontare problemi come la povertà energetica e il digital divide**. È importante andare avanti con decisione, coinvolgendo tutti in modo partecipativo e trasparente, seguendo le indicazioni riportate in questo documento.

6 Conclusioni

L'analisi condotta ha permesso di inquadrare in maniera puntuale il contesto energetico del Comune di Neoneli, valutando i fabbisogni elettrici delle principali utenze pubbliche e analizzandone i profili di consumo su base mensile e per fascia oraria.

L'approfondimento dei dati ha evidenziato come la diversificazione degli usi (impianti sportivi, edifici adibiti ad attività produttive o associative, uffici e servizi comunali) generi andamenti complementari, con picchi di domanda distribuiti in periodi differenti dell'anno. Tale caratteristica rappresenta un'opportunità strategica per la futura **Comunità Energetica Rinnovabile (CER)**, in quanto consente di massimizzare l'autoconsumo istantaneo dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici condivisi.

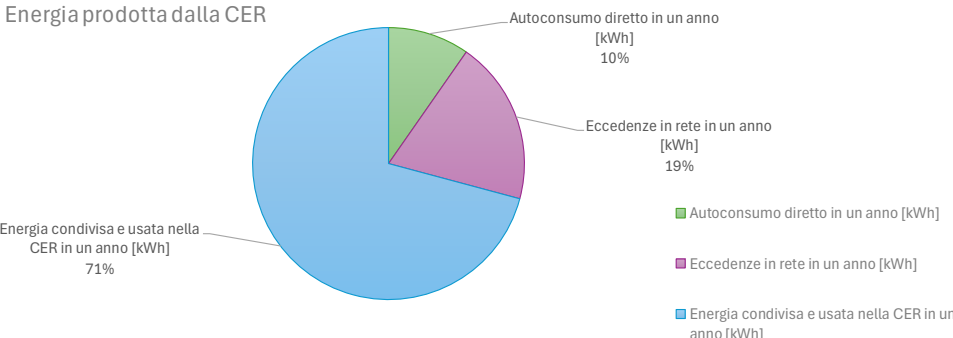
Lo studio ha, inoltre, permesso di stimare la dimensione ottimale degli impianti e di individuare le utenze più idonee all'integrazione nella CER, sulla base della loro continuità di prelievo e della compatibilità con la generazione solare. Le analisi tecniche, economiche e normative effettuate dimostrano la fattibilità dell'iniziativa, con benefici ambientali misurabili in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ e ricadute economiche positive per la comunità locale.

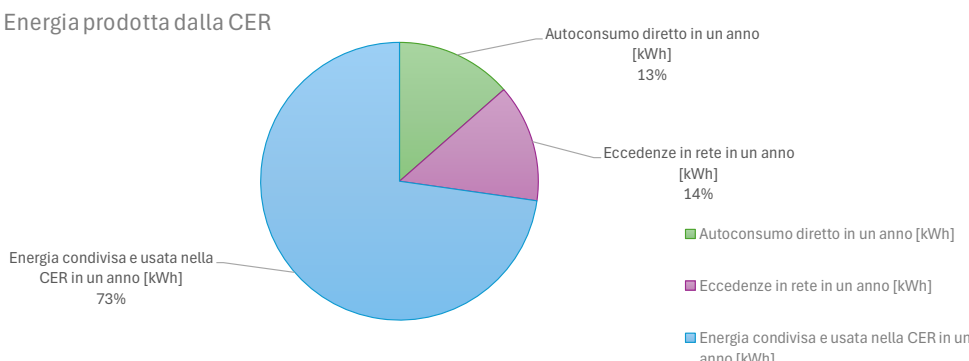
La partecipazione alle CER è aperta a tutti i consumatori, inclusi i soggetti vulnerabili. I proventi della CER possono essere destinati ai consumatori o utilizzati per "finalità sociali aventi ricadute sui territori", supportando progetti sociali e ambientali.

La presenza di utenze domestiche all'interno della CER genera, però, **un disallineamento tra produzione e consumo, lasciando una parte significativa del fabbisogno serale delle famiglie non coperta dall'autoconsumo. Per questa ragione sarebbe ideale prevedere degli accumuli.**

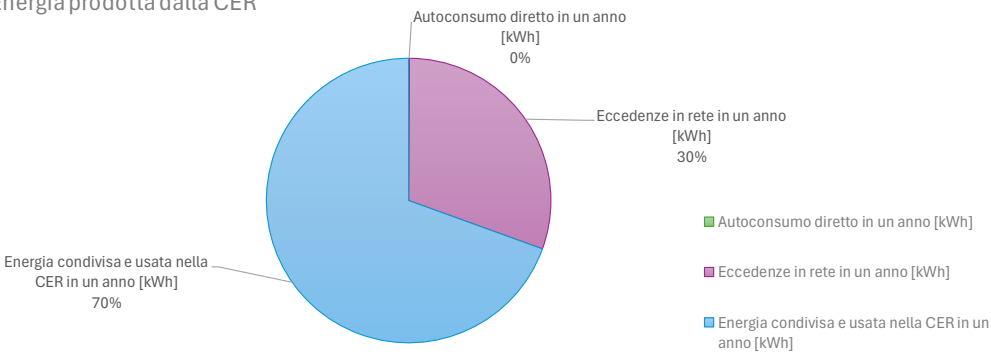
L'insieme delle evidenze raccolte conferma che la creazione della CER di Neoneli è un'opportunità concreta per promuovere la transizione energetica locale, garantire risparmi economici duraturi e rafforzare il senso di comunità attraverso una gestione condivisa e sostenibile dell'energia.

1. Schede di riepilogo degli scenari

SCHEDA RIEPILOGO SCENARIO 1: 4 edifici produttori e 50 famiglie	
Potenza installata [kWp]: 92	
Numero impianti: 4	
PRODUTTORI N07-SCUOLA ELEMENTARE N14-BIBLIOTECA N16-CENTRO RISTORO N17-CHIESA DELL'ANGELO	CONSUMATORI Tutte le utenze comunali 50 famiglie
 SUDDIVISIONE ENERGIA PRODOTTA	
Energia prodotta dai produttori della CER in un anno [kWh]	119.329,99
Autoconsumo diretto in un anno [kWh]	11.573
Eccedenze in rete in un anno [kWh]	23.235
Energia condivisa e usata nella CER in un anno [kWh]	84.522
Energia prodotta dalla CER  Autoconsumo diretto in un anno [kWh] 10% Eccedenze in rete in un anno [kWh] 19% Energia condivisa e usata nella CER in un anno [kWh] 71%	
COSTI 	
Investimento iniziale per realizzazione impianti FV [€]	118.792,62 €
Costo operativo annuale degli impianti FV [€]	5.814 €
MODELLO CONDIVISIONE DEI RICAVI	
Comune di Neoneli 60%	
CER 40%	
RICAVI 	
Entrate finanziarie annuali Comune	
Risparmio in bolletta (autoconsumo diretto)	3.680,14 €
Ritiro dedicato (eccedenze in rete)	9.698,15 €
Tariffa incentivante (energia condivisa e usata nella CER)	6.085,57 €
Valorizzazione ARERA	603,49 €
Totale	20.067,34 €
Entrate finanziarie annuali CER	
Risparmio in bolletta (autoconsumo diretto)	0,00 €
Ritiro dedicato (eccedenze in rete)	0,00 €
Tariffa incentivante (energia condivisa e usata nella CER)	4.057,04 €
Valorizzazione ARERA	402,32 €
Totale	4.459,37 €
TEMPO DI RITORNO DELL'INVESTIMENTO [anni] 	8,33

SCHEDA RIEPILOGO SCENARIO 2: 8 edifici produttori e 100 famiglie	
Potenza installata [kWp]: 120	
Numero impianti: 8	
PRODUTTORI	CONSUMATORI
N03-EX SCUOLA MEDIA	Tutte le utenze comunali
N07-SCUOLA ELEMENTARE	100 famiglie
N09-CIMITERO	
N12-IMPIANTO SPORTIVO	
N13-POLIVALENTE CORRALE	
N14-BIBLIOTECA	
N16-CENTRO RISTORO	
N17-CHIESA DELL'ANGELO	
 SUDDIVISIONE ENERGIA PRODOTTA	
Energia prodotta dai produttori della CER in un anno [kWh]	164.097,31
Autoconsumo diretto in un anno [kWh]	22.209
Eccedenze in rete in un anno [kWh]	22.512
Energia condivisa e usata nella CER in un anno [kWh]	119.376
Energia prodotta dalla CER  Autoconsumo diretto in un anno [kWh] 13% Eccedenze in rete in un anno [kWh] 14% Energia condivisa e usata nella CER in un anno [kWh] 73% ■ Autoconsumo diretto in un anno [kWh] ■ Eccedenze in rete in un anno [kWh] ■ Energia condivisa e usata nella CER in un anno [kWh]	
COSTI 	
Investimento iniziale per realizzazione impianti FV [€]	161.170,68 €
Costo operativo annuale degli impianti FV [€]	8.010 €
MODELLO CONDIVISIONE DEI RICAVI	
Comune di Neoneli	60%
CER	40%
RICAVI 	
Entrate finanziarie annuali Comune	
Risparmio in bolletta (autoconsumo diretto)	7.062,40 €
Ritiro dedicato (eccedenze in rete)	12.769,97 €
Tariffa incentivante (energia condivisa e usata nella CER)	8.595,08 €
Valorizzazione ARERA	852,35 €
Totale	29.279,79 €
Entrate finanziarie annuali CER	
Risparmio in bolletta (autoconsumo diretto)	0,00 €
Ritiro dedicato (eccedenze in rete)	0,00 €
Tariffa incentivante (energia condivisa e usata nella CER)	5.730,05 €
Valorizzazione ARERA	568,23 €
Totale	6.298,28 €
TEMPO DI RITORNO DELL'INVESTIMENTO [anni] 	7,58

SCHEDA RIEPILOGO	
SCENARIO 3: 8 edifici produttori, 1 impianto FV in area industriale e 100 famiglie	
Potenza installata [kWp]:	173
Numero impianti:	8
PRODUTTORI	CONSUMATORI
N03-EX SCUOLA MEDIA	Tutte le utenze comunali
N07-SCUOLA ELEMENTARE	100 famiglie
N09-CIMITERO	
N12-IMPIANTO SPORTIVO	
N13-POLIVALENTE CORRALE	
N14-BIBLIOTECA	
N16-CENTRO RISTORO	
N17-CHIESA DELL'ANGELO	
1 impianto Fv in area PIP	
SUDDIVISIONE ENERGIA PRODOTTA	
Energia prodotta dai produttori della CER in un anno [kWh]	236.809,05
Autoconsumo diretto in un anno [kWh]	22.427
Eccedenze in rete in un anno [kWh]	73.794
Energia condivisa e usata nella CER in un anno [kWh]	140.588
Energia prodotta dalla CER Autoconsumo diretto in un anno [kWh] 10% Eccedenze in rete in un anno [kWh] 31% Energia condivisa e usata nella CER in un anno [kWh] 59% ■ Autoconsumo diretto in un anno [kWh] ■ Eccedenze in rete in un anno [kWh] ■ Energia condivisa e usata nella CER in un anno [kWh]	
COSTI	
Investimento iniziale per realizzazione impianti FV [€]	224.440,68 €
Costo operativo annuale degli impianti FV [€]	10.119 €
MODELLO CONDIVISIONE DEI RICAVI	
Comune di Neoneli	60%
CER	40%
RICAVI	
Entrate finanziarie annuali Comune	
Risparmio in bolletta (autoconsumo diretto)	7.131,76 €
Ritiro dedicato (eccedenze in rete)	19.294,39 €
Tariffa incentivante (energia condivisa e usata nella CER)	10.122,31 €
Valorizzazione ARERA	1.003,80 €
Totale	37.552,26 €
Entrate finanziarie annuali CER	
Risparmio in bolletta (autoconsumo diretto)	0,00 €
Ritiro dedicato (eccedenze in rete)	0,00 €
Tariffa incentivante (energia condivisa e usata nella CER)	6.748,21 €
Valorizzazione ARERA	669,20 €
Totale	7.417,40 €
TEMPO DI RITORNO DELL'INVESTIMENTO [anni]	8,18

SCHEDA RIEPILOGO SCENARIO 4 SCENARIO 4: 1 impianto FV in area industriale e 100 famiglie	
Potenza installata [kWp]:	176
Numero impianti:	1
PRODUTTORI 1 impianto FV in area industriale	CONSUMATORI Tutte le utenze comunali 100 famiglie
 SUDDIVISIONE ENERGIA PRODOTTA	
Energia prodotta dai produttori della CER in un anno [kWh]	242.372,47
Autoconsumo diretto in un anno [kWh]	218
Eccedenze in rete in un anno [kWh]	73.759
Energia condivisa e usata nella CER in un anno [kWh]	168.395
Energia prodotta dalla CER  Autoconsumo diretto in un anno [kWh] 0% Eccedenze in rete in un anno [kWh] 30% Energia condivisa e usata nella CER in un anno [kWh] 70% ■ Autoconsumo diretto in un anno [kWh] ■ Eccedenze in rete in un anno [kWh] ■ Energia condivisa e usata nella CER in un anno [kWh]	
COSTI 	
Investimento iniziale per realizzazione impianti FV [€]	210.900,00 €
Costo operativo annuale degli impianti FV [€]	10.030 €
MODELLO CONDIVISIONE DEI RICAVI	
Comune di Neoneli	70%
CER	30%
RICAVI 	
Entrate finanziarie annuali Comune	
Risparmio in bolletta (autoconsumo diretto)	69,37 €
Ritiro dedicato (eccedenze in rete)	21.793,89 €
Tariffa incentivante (energia condivisa e usata nella CER)	14.145,21 €
Valorizzazione ARERA	1.402,73 €
Totale	37.411,20 €
Entrate finanziarie annuali CER	
Risparmio in bolletta (autoconsumo diretto)	0,00 €
Ritiro dedicato (eccedenze in rete)	0,00 €
Tariffa incentivante (energia condivisa e usata nella CER)	6.062,23 €
Valorizzazione ARERA	601,17 €
Totale	6.663,40 €
TEMPO DI RITORNO DELL'INVESTIMENTO [anni] 	7,70