

albatros

UN SOGNO FUORI DAL COMUNE

COMUNITÀ ENERGETICA RINNOVABILE

**PROGETTO PRELIMINARE DI FATTIBILITÀ TECNICA ECONOMICA PER
REALIZZAZIONE IMPIANTI DI PRODUZIONE ENERGIA DA FONTI INNOVABILI DA
INSERIRE IN UNA CER PER TRAGUARDARE GLI OBIETTIVI AMBIENTALI DI AGENDA
2030 E CONTENERE I COSTI ENERGETICI DEL COMUNE DI MANZIANA**



ING. MARCO NUVOLI
AVV. BIANCA MARIA CORSO

Potenza stimata **1.527.50 kWp**

INDICE**Progetto preliminare di fattibilità tecnico economica (PPFTE)****RELAZIONE GENERALE**

- 1.1 Premessa
- 1.2 Relazione illustrativa generale, che cosa è una comunità energetica
- 1.3 Normativa istitutiva delle comunità energetiche in Italia
- 1.4 Limiti alla fonte normativa originaria
- 1.5 Motivazione della Costituzione di una comunità Energetica con Ente Pubblico
- 1.6 Obiettivi della Comunità Energetica
- 1.7 Modalità di attuazione di una comunità energetica
- 1.8 Analisi sulla scelta dello strumento giuridico da adottare
- 1.9 Sostenibilità dell'opera
- 1.10 Indicazioni generali di impatto in termini di coinvolgimento delle micro e piccole imprese.
- 1.11 Valutazione della convenienza economica e della sostenibilità finanziaria
- 1.12 Normativa di riferimento

RELAZIONE TECNICA**2. ASPETTI ECONOMICI**

- 2.1 Descrizione contesto economico territoriale dell'area di interesse della CER
- 2.2 Densità abitativa e caratterizzazione della popolazione residente per fasce di età, composizione dei nuclei familiari e posizione lavorativa
- 2.3 Caratterizzazione della popolazione residente per fasce di reddito
- 2.4 Andamento della popolazione residente
- 2.5 Movimento naturale della popolazione
- 2.6 Distribuzione della popolazione

3. ASPETTI TECNICI

- 3.1. Caratterizzazione del contesto locale territoriale, storico-archeologico, ambientale e paesaggistico in cui è inserita l'opera
- 3.2. Localizzazione dell'intervento da realizzare e le eventuali altre localizzazioni esaminati, con la perimetrazione dell'intervento
- 3.3. Descrizione stato di fatto
- 3.4. Altimetria della zona
- 3.5. Descrizione singoli siti con planimetrie catastali
 - 3.5.1. Sito n.1 - Autoparco;
 - 3.5.2. Sito n.2 - Copertura Università Agraria 1;
 - 3.5.3. Sito n.3 - Copertura Università Agraria 2;
 - 3.5.4. Sito n.4 - Terreno Via della Matrice;
 - 3.5.5. Sito n.5 - Scuola media Manziana;
 - 3.5.6. Sito n.6 - Istituto Comprensivo 1;

- 3.5.7. Sito n.7 - Istituto Comprensivo 2;
- 3.5.8. Sito n.8 - Centro Anziani.
- 3.6. Tabella riepilogo con differenziazione siti per potenza sino a:
 - 3.6.1. Impianti minori di 200 kWp
 - 3.6.2. Impianti minori di 600 kWp
 - 3.6.3. Impianti superiori a 600 kWp
- 3.7. Stazioni di ricarica elettriche

4. DIAGNOSI/ANALISI ENERGETICA

- 4.1. Performance of grid-connected PVGIS
- 4.2. Stima della producibilità secondo PVGIS
 - 4.2.1. PVGIS Sito n.1 - Autoparco;
 - 4.2.2. PVGIS Sito n.2 - Copertura Università Agraria 1;
 - 4.2.3. PVGIS Sito n.3 - Copertura Università Agraria 2;
 - 4.2.4. PVGIS Sito n.4 - Terreno Via della Matrice;
 - 4.2.5. PVGIS Sito n.5 - Scuola media Manziana
 - 4.2.6. PVGIS Sito n.6 - Istituto Comprensivo 1;
 - 4.2.7. PVGIS Sito n.7 - Istituto Comprensivo 2;
 - 4.2.8. PVGIS Sito n.8 - Centro Anziani.
- 4.3. Stima energetica della Comunità Energetica Rinnovabile
- 4.4. Analisi consumi comunali
 - 4.4.1. Stima delle curve di carico elettrico e termico
 - 4.4.2. Elaborazione dati mensili
- 4.5. Caratterizzazione energetica della popolazione e del settore produttivo
- 4.6. Bilancio energetico delle varie soluzioni proposte (relativamente a energia auto consumata, energia condivisa, energia prodotta)
- 4.7. Sistema digitale rilevazione produzione e consumi

5. Fattibilità tecnica

- 5.1. Alternative progettuali rispetto a quelle proposte
- 5.2. Bilancio tra vantaggi e svantaggi generati dall'utilizzo di tecnologie prescelte
- 5.3. Individuazione degli interventi tali da non avere valide alternative progettuali
- 5.4. Vantaggi della C.E.R.
- 5.5. Descrizione delle strutture, tramite elaborati descrittivi e grafici, delle caratteristiche tipologiche, funzionali, tecniche, della soluzione progettuale prescelta
- 5.6. Parametri di progetto
- 5.7. Norme cogenti di riferimento
- 5.8. Caratterizzazione della distribuzione di energia nell'area con particolare attenzione alla presenza di cabine di trasformazione elettrica primarie e secondarie
- 5.9. Natura e biodiversità
 - 5.9.1. Degrado del Suolo
 - 5.9.2. Interferenze zona Urbana

5.10. Piano di sicurezza e di coordinamento, finalizzato alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori- stima sommaria dei costi della sicurezza

5.11. Piano preliminare di manutenzione dell'opera e delle sue parti

5.12. Piano dismissione opera e ripristino stato luoghi

6. Fattibilità Economica

6.1. Quadro economico riepilogativo interventi fotovoltaico

6.2. Definizione delle ipotesi Ripartizione benefici economici per la singola utenza e valutazione del contributo annuo di adesione alla CER per i singoli membri

6.3. Cronoprogramma delle varie fasi tecniche

7. Modalità di finanziare l'opera

7.1. Project financing

7.2. Differenze tra Il PPP e Il PF

7.3. I Vantaggi del Project financing

7.4. Acquisto, società mista o noleggio

7.5. Normativa di Riferimento PPP

8. Fattibilità Procedurale- Parte amministrativa/Legale

8.1. Fase 1: Avvio del progetto

8.2. Fase2: Sopralluoghi ed elaborazioni tecniche

8.3. Fase 3: Assemblea Pubblica

8.4. Fase 4: Il Partenariato Pubblico Privato

8.5. Fase 5: Acquisto impianti, Costituzione S.R.L. mista oppure noleggio impianti

8.6. Fase 6: Creazione Comunità Energetica

9. Allegato:

– PEF

– Piano preliminare di sicurezza

RELAZIONE GENERALE

1.1 Premessa

Il comune di **Manziana** ha superato con difficoltà, al pari di tutti gli enti pubblici italiani, imprese e famiglie il rincaro dei costi energetici per: condizionare gli uffici pubblici, le scuole, per l'illuminazione delle strade più in generale, per erogare servizi essenziali alla collettività. La crisi appare superata ma la realtà è ben diversa: quella appena superata è stata solo una crisi dovuta a una speculazione perché a differenza di quanto avverrà in futuro, non sono mancate le fonti energetiche fossili. Infatti, in Europa saranno spente a breve le centrali a carbone (solo 9 in Italia) e nel giro di 10/15 anni anche quelle petrolifere per la veicolazione degli automezzi e per il riscaldamento delle abitazioni. L'Unione Europea dovrà fare i conti con un crescente fabbisogno energetico che potrà essere soddisfatto prevalentemente con fonti rinnovabili a basso impatto di CO2. Ai ritmi con i quali stiamo procedendo il rischio che l'energia prodotta non sia sufficiente è molto alto, dunque, il sistema Paese dovrà prepararsi a nuovi rialzi (il prossimo è previsto nel terzo trimestre 2023 - Fonte ARERA), ma il problema non sarà solo il rincaro ma anche la quantità disponibile che potrebbe essere più carente di quanto si possa immaginare. Per scongiurare tale ipotesi lo Stato ha posto a disposizione degli enti pubblici, delle famiglie e delle piccole e medie imprese lo strumento delle comunità energetiche rinnovabili che potranno essere realizzate rapidamente grazie alla riduzione di barriere burocratiche per l'installazione di nuovi impianti e grazie alla concessione di incentivi per l'energia condivisa all'interno della cabina primaria di distribuzione.

Il comune di **Manziana** in virtù del proprio ruolo istituzionale intende cogliere da subito tale opportunità per abbattere il costo energetico che pesa sul suo bilancio dando vita alla sua comunità energetica comunale per consentire anche a famiglie e imprese di produrre più energia possibile sia per la funzione pubblica che per quella privata. Ritiene sia fondamentale farlo subito per evitare due rischi: il primo è che le cabine a cui allacciarsi hanno pochi spazi e non permetteranno a tutti di allacciarsi in breve tempo (vi sono TICA di E-Distribuzione che comunicano allacci a 600 giorni già oggi senza che i decreti attuativi delle comunità energetiche siano ancora stati emanati, cosa avverrà quando partiranno?); il secondo è che gli incentivi sono limitati a 5 GW, una dimensione ragguardevole se non fosse che tale tetto possa essere raggiunto in poco tempo, visto che in tanti hanno già avviato la procedura per essere comunità energetica. Infine, ma non da ultimo, bisogna ricordare che l'obiettivo di decarbonizzare il mondo entro il 2030 non è solo una milestone economica ma è un risultato improcrastinabile per salvare l'umanità da cambiamenti climatici altrimenti irreversibili.

Nelle pagine seguenti verranno descritte le modalità con le quali sarà possibile creare una comunità energetica a forte guida pubblica, gli interventi che intende attuare l'amministrazione comunale preliminarmente su propri immobili e poi estesi ai beni dei soci prosumer che dovessero aderire alla comunità e l'iter amministrativo per giungere a traguardo nel minor tempo possibile e nel pieno rispetto delle normative attualmente vigenti. Saranno esplorate in dettaglio tutte le alternative progettuali e quelle organizzative affinché l'amministrazione comunale possa scegliere le soluzioni tecnologiche e le forme giuridiche più consone al proprio contesto, ma anche più sicure per chi vorrà investire senza incorrere in sgradite sorprese.

1.2 Relazione illustrativa generale, che cosa è una comunità energetica

La comunità energetica è un soggetto giuridico che, conformemente alla normativa nazionale vigente:

- si basa sulla partecipazione aperta e volontaria di azionisti o membri detti consumer e prosumer che possono essere persone fisiche, PMI, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali; la partecipazione alla comunità deve essere aperta e basata su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori;
- I partecipanti mantengono i loro diritti come clienti finali, compresi quelli di scegliere il proprio fornitore ed uscire dalla comunità quando lo desiderano. Al momento sono escluse dalla possibilità di partecipare alle CER le grandi imprese, ovvero quelle che hanno più di 250 dipendenti o un fatturato annuo superiore a 50 milioni di euro o un bilancio superiore a 43 milioni di euro;
- è autonomo ed è controllato da membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione; la possibilità di aderire alla stessa CER è legata alla porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria;
- il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari (vedi succitato d.lgs. 199/21 di recepimento direttiva UE 2018/2001).

L'Unione Europea auspica che entro il 2030 il 20% dell'energia da fonti rinnovabili sia prodotta dalle Comunità Energetiche Rinnovabili. Ciò può rendere la rivoluzione della transizione ecologica partecipata e diffusa dal basso e ridurre l'impatto della cosiddetta sindrome NIMBY (Not in My Back Yard), cioè l'atteggiamento di opposizione dei cittadini alla realizzazione di certe opere pubbliche, rendendoli partecipi dei benefici. Nel Nord Europa ci sono già comunità energetiche storiche molto grandi che contano decine di migliaia di soci. Le difficoltà che l'Italia dovrà fronteggiare riguardano soprattutto la governance, ossia il coordinamento dei soggetti che costituiscono la comunità energetica e che ne prevedono la gestione dei pattern di consumo e la ripartizione dei benefici.

Il MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) auspica la realizzazione di circa 15 mila comunità energetiche rinnovabili nei prossimi anni e se venissero rimosse le barriere normative, burocratiche e fisiche sussisterebbero le potenzialità per raggiungere concretamente questi obiettivi.

Oggi vi è la possibilità per i Comuni Italiani di essere proprietari dell'energia prodotta entro i propri confini e tramite questa, generare una serie di vantaggi irrinunciabili. Essere proprietari di impianti energetici, realizzati con fondi propri, del PNRR o grazie al supporto di finanziamenti terzi, rappresenta una svolta epocale nella storia di ogni Comune, in quanto lo scenario che è possibile configurare è volto ad assicurare all'Ente pubblico una quota significativa di energia auto prodotta, necessaria ad azzerare i propri costi energetici annui (in forte aumento) e a generare ricavi di vendita dalla quota eccedente che produrrà utili nel tempo.

È necessario uno scatto energetico immediato, perché le stesse opportunità derivanti dagli incentivi per la produzione di nuova energia possono essere colti anche da attori diversi dal Comune. Si tratta di grandi investitori portatori di interessi personali leciti, ma mossi solo dall'ottica di nuovi guadagni, e quando questi soggetti inizieranno in via anticipata a muoversi per realizzare impianti di enormi dimensioni, con rischio di occupare le cabine di riferimento del Comune, allora per l'Ente non ci saranno più vantaggi, ma solo un sogno, rimasto però, fuori dal Comune.

1.3 Normativa istitutiva delle comunità energetica in Italia

Il Decreto Milleproroghe 162/2019 recepisce la normativa comunitaria RED II UE 2018/2001 e istituisce la figura della Comunità Energetica in Italia secondo le seguenti specifiche: **Soggetto aggregato di soci consumer e prosumer ed eventuale referente**

- **Consumer**

Attore della comunità energetica che non produce energia ma acquista la stessa dai suoi soci produttori di energia ad un prezzo stabilito dalle regole interne della comunità e non ai prezzi di mercato;

- **Prosumer**

Attore della comunità energetica che consuma energia auto prodotta per la quota a lui necessaria in base ai suoi fabbisogni e che produce ed immette energia nella rete per gli altri soci consumer. Questo soggetto, pertanto, risparmia dal consumo e guadagna dalla vendita dell'energia prodotta dai suoi impianti.

- **Referente ESCo**

Attore a cui viene conferito dai produttori e dai clienti finali presenti mandato per la gestione tecnica ed amministrativa della richiesta di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione e a sottoscrivere il relativo contratto per l'ottenimento dei benefici previsti dal suddetto servizio.

Non è necessario che l'impianto sia di proprietà della comunità; può essere messo a disposizione da uno solo dei membri partecipanti o più di uno, se non addirittura da un soggetto terzo.

Infine, ogni membro della comunità deve installare uno *smart meter*, ovvero un contatore intelligente che riesce a rilevare in tempo reale le informazioni sulla produzione, l'autoconsumo, la cessione e il prelievo dalla rete dell'energia.

1.4 Limiti alla fonte normativa originaria

Limiti della configurazione del decreto mille proroghe.

Il grande limite di questa prima configurazione della Comunità Energetica risiedeva nel fatto che:

- L'impianto oggetto delle agevolazioni dovesse avere una potenza entro i 200 kW;
- Lo stesso impianto dovesse essere collegato alla rete elettrica a media/bassa tensione alla cabina secondaria e scambiare solo con utenti collegati alla stessa.

Due limiti importanti allo sviluppo di Comunità Energetiche, in particolare il vincolo di allaccio unicamente alla cabina secondaria di riferimento di ogni contatore poneva come limite di configurazione di Comunità Energetica a una dimensione condominiale di aggregazione.

Inoltre, la procedura per l'approvazione nella realizzazione di nuovi impianti risultava assai complessa e quindi i vincoli e le tempistiche risultavano sfavorevoli alla produzione di nuova energia rinnovabile.

Le nuove normativa del 2021-22 d.lgs. 199/21

Per rimuovere i suddetti limiti è stato emanato il d.lgs. 199/21 che ha apportato forti miglioramenti al testo pubblicato nel 2019. Le specifiche istituite dal Decreto Milleproroghe non consentono il raggiungimento degli obiettivi Comunitari di decarbonizzazione energetica per il 2030.

Inizia così un percorso di accelerazione e facilitazione degli obiettivi concordati in sede UE.

Grazie al recepimento più aderente ai principi delle normative comunitarie RED II (2018/2001) e IEM (2019/944), nel mese di novembre 2021 si è potuto ampiamente accelerare lo sviluppo delle Comunità Energetiche e la loro realizzazione su ampia scala.

Il decreto legislativo 199/21 introduce, infatti, due aspetti fondamentale che facilitano il perseguimento degli obiettivi per la crescita e la resilienza dei Comuni Italiani:

- L'incentivazione passa da impianti per un massimo di 200 kWp a un massimo di 1.000 kWp;
- La cabina di riferimento per l'allaccio dei soci passa dalla secondaria alla primaria, consentendo configurazioni di Comunità di dimensione Comunale e non solo condominiale.

L. 27 aprile 2022 n. 34

Con la conversione in legge del DL “energia” 17/22, gli impianti fino a 20 MWp sono da considerarsi infrastrutture secondarie, quindi, al pari di una ristrutturazione e non di una nuova edificazione; la loro approvazione, pertanto, si ottiene in procedura semplificata a meno di vincoli urbanistici, paesaggistici ecc.

L. 20 maggio 2022 n. 51

Con la conversione in legge del DL “sostegno Ucraina” 21/22, gli impianti di dimensione pari o inferiore a 10 MWp non hanno necessità di complesse autorizzazioni regionali quali la valutazione d’impatto.

Deliberazione 27.12.2022 727/2022 R/EEL

La deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente su auto consumo e comunità energetiche emanata a fine dicembre 2022, ha approvato il cosiddetto TIAD (Testo Integrato dell’Autoconsumo Diffuso), attuando le disposizioni dei decreti legislativi 199/21 e 210/21 in materia di comunità energetiche rinnovabili e dei cittadini, gruppi di auto consumatori di energia rinnovabile e altre specifiche categorie di utenti che vestono, sempre più numerosi, i panni di prosumer.

Legge 41/2023 di conversione del D.L. 13/2023.

Il cosiddetto Decreto PNRR 3 semplifica le procedure per la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili, in particolare su Fotovoltaico nelle aree industriali ed eolico fino a 20 MW in edilizia libera, eliminando il VIA fino al 2024, riducendo le fasce di rispetto.

1.5 Motivazione della Costituzione di una comunità Energetica con Ente Pubblico

Ciascun Ente dovrà valutare la necessità, la convenienza, la rispondenza alle finalità istituzionali e le eventuali modalità per dare vita ad una Comunità Energetica.

L’ente, inoltre, dovrà verificare le ragioni e le finalità che giustificano la scelta, anche sul piano della convenienza economica e della sostenibilità finanziaria, nonché prevedere le forme di gestione diretta o esternalizzata del servizio affidato, la compatibilità con i principi di efficienza, e di economicità dell’azione amministrativa; infine, l’assenza di contrasto con le norme dei Trattati europei e, in particolare, con la disciplina europea in materia di aiuti di Stato alle imprese.

Gli atti che l’ente dovrà porre in essere dovranno superare il vaglio della magistratura contabile che dovrà valutare, a monte, che gli stessi siano conformi alle normative previste, e siano stati adottati con le modalità e i contenuti prescritti.

1.6 Obiettivi della Comunità Energetica

La realizzazione di una comunità energetica risponde a 5 obiettivi fondamentali, due di carattere economico, due di carattere ambientale e uno di carattere sociale

1. Economico: risparmiare consumando energia auto prodotta;
2. Economico: non immettere in rete energia senza ritorni economici per il produttore;
3. Ambientale: aumentare la quota complessiva di energia pulita prodotta in Italia;
4. Ambientale: ridurre la dipendenza nazionale dalla fornitura di energia dall'estero;
5. Sociale: combattere le "povertà energetiche", tramite sostegni ad ISEE bassi.

1.7 Modalità di attuazione di una comunità energetica

L'ente pubblico prima di dare vita ad un progetto di comunità energetica dovrà analizzare diverse alternative progettuali e mettere in consultazione le modalità di attuazione dello stesso.

La disciplina europea, nazionale e regionale in materia non indica espressamente la "veste giuridica" da attribuire alla comunità energetica rinnovabile, lasciando così libertà di forme, infatti sia l'art. 2, comma 2, punto 16, della Direttiva (Ue) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 (d'ora in poi, anche, RED II) che a livello nazionale, dapprima all'art. 42-*bis* del d.l. 30/12/2019, n. 162 convertito con legge 28 febbraio 2020, n. 8, e successivamente, ad opera dell'art. 31 "Comunità energetiche rinnovabili" del d. lgs. 8/11/2021, n. 199 "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, non precisano la forma giuridica da acquisire.

Se l'ente intende scegliere per una forma giuridica societaria dovrà fornire un'analitica motivazione sulle ragioni della scelta del modulo prescelto.

Il d.lgs. 175/16, meglio noto come T.U.S.P., infatti, punta a contrastare l'aumento ingiustificato del ricorso al modulo societario, con inefficienze gestionali gravanti, in ultima analisi, sui bilanci degli enti partecipanti.

Gravano sull'ente l'obbligo previsto dall'art. 5, comma 2, T.U.S.P. 2° parte, della messa in consultazione dello schema di atto deliberativo della costituzione di una società e alla compatibilità dell'intervento con la disciplina in materia di aiuti di stato. Si precisa infatti, che l'Ente ha l'onere di pubblicare sul portale istituzionale lo schema deliberativo di costituzione di un'eventuale società per un lasso di tempo ragionevole in modo da renderlo conoscibile, preferibilmente unitamente ad un modulo per raccogliere eventuali osservazioni. Sarà fondamentale, inoltre, il coinvolgimento della cittadinanza con assemblee pubbliche al fine di condividere il progetto e le modalità attuative.

Si precisa, inoltre, che l'ente ha l'onere di motivazione analitica sulle finalità istituzionali ex artt. 5, comma 1, e 4 del T.U.S.P. vale a dire sulla necessità della costituzione di una società per il perseguimento delle finalità istituzionali di cui all'articolo 4, evidenziando, altresì, le ragioni e le finalità che giustificano tale scelta. La prima valutazione che grava sull'ente è quella attinente alla coerenza della partecipazione con le proprie finalità istituzionali e l'indispensabilità dello strumento societario per il conseguimento di quei fini.

1.8 Analisi sulla scelta dello strumento giuridico da adottare

Lo scopo per cui le Comunità energetiche sono state concepite, è quello di offrire ai propri membri benefici ambientali e sociali all'interno di uno specifico territorio, senza scopo di lucro.

In forza di ciò si deve escludere la possibilità di costituire società a responsabilità o per azioni, avendo per natura lo scopo di lucro.

Il suddetto D.lgs. 175/2016 dal combinato disposto dell'art. 1, comma 4, lett. b) e dell'art. 3, comma 1, non preclude per gli enti pubblici la possibile partecipazione ad associazioni (riconosciute e non riconosciute) di diritto privato e a società consortili.

L'Associazione è un ente non profit, regolato dal Codice civile, caratterizzato dall'assenza di scopo di lucro e da una struttura democratica, che riunisce persone accomunate da uno scopo comune di natura ideale. Possono aderirvi come soci sia persone fisiche che persone giuridiche (altri enti, aziende o amministrazioni pubbliche) e i soci sono direttamente coinvolti nella realizzazione delle attività.

Un'Associazione può acquisire la personalità giuridica privata divenendo quindi "riconosciuta". In tal caso l'Associazione ha una sua personalità giuridica distinta da quella dei fondatori e degli amministratori che quindi non rispondono a livello economico personalmente delle obbligazioni dell'Associazione, cosa che accade invece in assenza di personalità giuridica privata.

L'Associazione può costituirsi per atto pubblico, scrittura privata registrata, scrittura privata autenticata oppure con scrittura privata.

Per il riconoscimento della personalità giuridica privata è necessario l'atto pubblico ed in questo modo l'Associazione in automatico risulta iscritta nel Registro delle Persone Giuridiche della Prefettura o della regione in cui ha sede legale.

Se l'Associazione intende esercitare un'attività commerciale deve iscriversi al Repertorio Economico Amministrativo – REA presso la Camera di Commercio e richiedere la partita IVA all'Agenzia delle Entrate.

Associazione non riconosciuta

Si ritiene che a fronte dei vantaggi derivanti della maggiore snellezza, bassi costi di costituzione, posto che non serve neanche il notaio per la costituzione, la forma dell'Associazione non riconosciuta debba essere vista con particolare cautela poiché in caso di contenziosi o problemi agli impianti di produzione, ne scaturirebbe la responsabilità solidale ed illimitata di tutti gli aderenti all'Associazione, quindi anche dell'ente. Inoltre, ai sensi dell'art 3 TUSP le pubbliche amministrazioni possono partecipare esclusivamente a società costituite in forma di società per azioni o di società a responsabilità limitata.

Associazione riconosciuta

Le Associazioni riconosciute disciplinate dall'art. 14 al 35 del Codice civile sono dotate di un'autonomia patrimoniale perfetta, in base alla quale il patrimonio si presenta distinto ed autonomo rispetto a quello degli associati e degli amministratori. Conseguentemente, delle obbligazioni assunte in nome e per conto dell'ente risponde solo l'associazione con il suo patrimonio, con esclusione di qualsivoglia responsabilità degli amministratori o di coloro che hanno agito in nome e per conto dell'associazione stessa. Tuttavia, si ritiene che anche il ricorso a quest'ultima forma giuridica determinerebbe dei problemi di governance della CER poiché pur potendo la compagine associativa avere differenti classificazioni: socio ordinario, familiare, onorario, minore, senior, tale suddivisione attiene alla quota associativa, delle diverse categorie di soci e al trattamento che essi dovrebbero avere in base al versamento differenziato della stessa, quota associativa che deve essere versata ogni anno sociale, e dal suo versamento dipende la possibilità che ha il socio di partecipare attivamente alla vita dell'ente ed usufruire dei diritti ad esso concessi. In questa forma giuridica i soci partecipanti hanno tutti gli stessi diritti con possibili problematiche di gestione sulla scelta della ripartizione degli incentivi dell'energia condivisa. Inoltre, per la costituzione è richiesto un patrimonio minimo elevato documentato da certificazioni e dichiarazioni bancarie (es 20/25.000€), e il capitale varia da regione a regione e viene considerata l'adeguatezza rispetto la finalità perseguita dall'Associazione; infine, la durata del procedimento è elevata poiché sono necessari minima 45 giorni per la Regione; 120 giorni per la Prefettura.

La sola modalità di utilizzo sostenibile dell'associazione riconosciuta consiste nella formulazione che prevede la partecipazione in forme aggregate affinché sia semplificata la governante attraverso soci rappresentativi di più soggetti singoli.

Nello specifico si può costituire una CER sotto forma di associazione riconosciuta con quattro soci:

- Il comune;
- L'associazione non riconosciuta dei soci prosumer;
- L'associazione non riconosciuta di soci consumer;
- La/le società di vendita energia al dettaglio prodotta dal comune.

Società consortili a responsabilità limitata senza scopo di lucro

Tra le tante formule di società previste dall'ordinamento nel nostro paese, esistono anche le SCARL regolate dall'articolo 2602 del Codice civile. Una sigla che ricorre spesso e che indica le società di tipo consortile. Lo scopo principale di questo tipo di attività economica non è di raggiungere un utile che possa essere diviso tra i vari soggetti appartenenti al consorzio, ma di conseguire una serie di vantaggi per la propria impresa.

Con riguardo alle società consortili l'art. 3, comma 1, del D.lgs. 175/2016 individua espressamente tale forma giuridica quale modello d'elezione per la partecipazione pubblica" (così, nota prot. n. 1775/2023).

Nella relazione illustrativa allo schema di decreto legislativo del T.U.S.P. è chiarito che nel citato art. 3, comma 1, *"vengono individuati i tipi di società in cui è ammessa la partecipazione"* (ossia, società, anche consortili, costituite in forma di società per azioni o di società a responsabilità limitata, anche in forma cooperativa), senza creare alcun ordine di preferenza tra gli stessi.

La SCARL è la forma giuridica che meglio sposa la lettera della norma, anche alla luce dell'aumento della dimensione della CER:

- si può programmare la gestione della governance, esaminare l'efficacia dei processi con l'obiettivo di prevenire la violazione delle norme e delle regole "compliance" e auditing per la gestione dei rischi,
- ha una personalità giuridica perfetta e una segregazione patrimoniale rispetto ai soci, utile anche alla luce della lunga vita della CER e dei conseguenti lavori di manutenzione;
- si possono creare classi di quote con diritti diversi al fine di sposare meglio gli interessi dei diversi partecipanti o stakeholder, per esempio, distinguendo Enti pubblici, consumer riuniti in associazione, prosumer privati riuniti in associazione, altri soggetti. All'interno delle quote si supererebbe anche il principio della libera circolazione dei soggetti "porta aperta" senza necessità della modifica dell'atto costitutivo.
- le quote sono facilmente cedibili e rappresentano un vero e proprio patrimonio per il socio;
- possono essere organizzati dei servizi per la collettività pagati, in tutto o in parte, dalla vendita di parte dell'energia non auto consumata (si pensi per esempio a eventi di sensibilizzazione di tematiche ambientali e affini).

Quindi si conclude ritenendo che, in assenza di indicazioni contrarie specifiche da parte della normativa vigente, questa appare la forma che meglio risponda alle finalità istituzionali dell'ente e della CER e che meglio risponda alle esigenze di tutela degli investitori pubblici e privati sulla credibilità del conto economico per la realizzazione a debito degli impianti. Si fa presente che la creazione di una CER sotto forma di SCARL

dovrà essere motivata sia in termini di valutazione sulle alternative, sia di credibilità del conto economico previsionale per proteggere il bilancio comunale da eventuali impatti finanziari negativi dalla partecipazione alla CER.

1.9 Sostenibilità dell'opera

Con la realizzazione della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) il Comune s'impegna a rispettare gli obiettivi generali volti alla decarbonizzazione, ai sensi dell'articolo 8 del decreto legislativo n. 199 del 2021, che recepisce la direttiva UE 2018/2001 meglio nota come "RED II", e al contempo, si pone l'obiettivo di migliorare le condizioni economiche ed ambientali della sua collettività territoriale.

La nascita di nuovi impianti di produzione energia da fonti rinnovabili (FER) in uso a soci prosumer aderenti alla CER o in uso alla CER stessa, apporteranno benefici di breve e lungo termine attraverso modelli differenziati di autoconsumo diffuso (CACER) derivanti dal guadagno per chi produce e vende energia e dal risparmio in bolletta per chi acquista energia a prezzi calmierati.

Tali nuovi impianti assicureranno, inoltre, benefici importantissimi derivanti dalla tutela ambientale, ivi inclusi i criteri di sostenibilità, necessari per rispettare il principio del "Do No Significant Harm" (DNSH).

La sostenibilità economico-finanziaria deriva dal fatto che il Comune potrà risparmiare l'energia acquistata dalla rete grazie al fatto che essendo proprietaria dell'energia prodotta in loco dagli impianti che avrà in uso, potrà liberamente auto consumarla. Inoltre, l'eccedenza energetica prodotta sarà venduta ai soci della CER determinando due significativi vantaggi: il primo è che potrà vendere energia al miglior prezzo di mercato e non al prezzo ribassato del così detto ritiro dedicato da parte del GSE; il secondo è che i produttori di energia che distribuiscono in loco le proprie eccedenze potranno beneficiare di forti incentivi statali per vent'anni.

La comunità energetica, inoltre, può contribuire alla crescita, sviluppo e produttività, delle comunità interessate, con un impatto negativo minimo poiché si studieranno le soluzioni tecnologiche innovative volte al rispetto dello stato dei luoghi e delle caratteristiche del territorio.

Inoltre, si potrà avere significativa riduzione delle quantità degli approvvigionamenti esterni con beneficio rivolto alla promozione dell'inclusione sociale, alla riduzione delle disuguaglianze e dei divari territoriali nonché al miglioramento della qualità della vita dei cittadini poiché le amministrazioni comunali potranno decidere di aiutare le famiglie bisognose facendo usufruire alle stesse di tariffe agevolate, dell'energia autoprodotta dalla comunità.

Si rinvia successivamente alla sezione relativa al piano economico finanziario

1.10 Coinvolgimento delle imprese e cittadini

Per la buona riuscita del progetto e del massimo coinvolgimento della comunità sarà fondamentale preliminarmente procedere ad una analisi della popolazione residente suddividendo tra famiglie e imprese. A seguito dell'analisi sarà fondamentale coinvolgere la cittadinanza e condividere dal basso il progetto al fine di avere la massima partecipazione di tutti. A tal fine dovranno essere organizzate delle assemblee pubbliche nelle quali sarà spiegato nel dettaglio il progetto e saranno illustrate le opportunità per tutta la comunità. Dovranno anche essere distribuiti materiali informativi per rendere maggiormente informati i partecipanti sulla convenienza di aderire alla comunità come consumer o prosumer. A seguito della realizzazione degli impianti (FER) di produzione di energie da fonti rinnovabili, dovrà essere realizzata una campagna promozionale mirata all'acquisizione della massima partecipazione di tutti.

1.11 Valutazione della convenienza economica e della sostenibilità finanziaria

L'ente che intende dare vita ad un progetto ai sensi dell'art. 5, commi 1 e 3, TUSP deve valutare la sostenibilità finanziaria e convenienza economica dello stesso. Sostenibilità oggettiva: capacità della società di garantire, in via autonoma e in un adeguato lasso temporale di previsione, l'equilibrio economico-finanziario attraverso l'esercizio delle attività che ne costituiscono l'oggetto sociale attraverso lo sviluppo di un Business Plan dell'attività di impresa che si intende avviare.

Vantaggi in capo alla Comunità Energetica si possono riassumere sinteticamente come segue:

- INCENTIVO GSE DI € 120 PER MW CONDIVISO NEL NORD ITALIA;
- INCENTIVO GSE DI € 114 PER MW CONDIVISO NEL CENTRO ITALIA;
- INCENTIVO GSE DI € 110 PER MW CONDIVISO NEL SUD ITALIA;

Da ripartire sulle specifiche dettate dallo statuto della Comunità stessa.

- RIMBORSO GSE € 8,48 PER MW CONDIVISO;

Vantaggio in capo ai soci prosumer per minori oneri di distribuzione.

- VALORE DELL'INCENTIVO GARANTITO PER 20 ANNI;

Vantaggi in capo ai soci della Comunità Energetica.

- RISPARMIO DA AUTOCONSUMO;

Media di € 0,25 per kW auto consumato e non più acquistato (valori variabili in base al mercato, calcolati sulle stime dei prezzi di giugno 2022).

- GUADAGNO DA VENDITA DELLA PROPRIA ENERGIA;

Media di € 0,13 per kW venduto ai soci della comunità (valori variabili in base al mercato, calcolati sulle stime dei prezzi di giugno 2022).

Altri benefici fiscali

Un altro beneficio consiste nella detrazione fiscale del 50% (solo per privati) del costo dell'installazione di impianti fotovoltaici di cui all'art. 16-bis comma 1 lettera h del TUIR.

In particolare, si possono detrarre dalla dichiarazione dei redditi, nella misura percentuale del 50%, le spese sostenute fino al 31/12/2024 per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico su edifici residenziali fino ad un massimo di 96.000 euro di spesa. La detrazione viene ripartita in dieci anni con rate annuali di uguale importo.

1.12. Normativa di riferimento

<https://www.arera.it/allegati/docs/22/208-22tiv.pdf>

Codice di Condotta Commerciale vendita energia elettrica e gas naturale clienti finali	426/2020/R/com
TIAD - Autoconsumo diffuso	727/2022/R/eel
TIAO - Obblighi informativi di natura anagrafica	102/2022/R/com
TIBEG - Bonus energia elettrica e gas	402/2013/R/com
TIC - Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione	568/2019/R/eel
TICA - Connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione	ARG/elt 99/08
TICO - Conciliazione	209/2016/R/com
TICOOP - Regolamentazione delle cooperative elettriche	46/2012/R/eel
TIDECN - Criteri per il riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di decommissioning	348/2021/R/eel
TIF - Fatturazione	463/2016/R/com
TIME - Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura - tabelle	568/2019/R/eel
TIMM - Monitoraggio mercato all'ingrosso e mercato per il servizio di dispacciamento	ARG/elt 115/08
TIMOE - Morosità elettrica	258/2015/R/com
TIMR - Monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio	ARG/com 151/11
TIQE - Regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura	566/2019/R/eel
TIQV - Qualità dei servizi di vendita	413/2016/R/com
TIQ.TRA - Regolazione output-based del servizio di trasmissione	567/2019/R/eel
TIROSS - Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031	163/2023/R/com
TIRV - Conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria	228/2017/R/com
TIS - Regolazione delle partite fisiche ed economiche servizio dispacciamento (settlement)	ARG/elt 107/09
TISDC - Sistemi di distribuzione chiusi	539/2015/R/eel

TISIND - Sistema indennitario a carico del cliente finale moroso	593/2017/R/com
TIISP - Modalità e delle condizioni tecnico- economiche per lo scambio sul posto	570/2012/R/efr
TISSPC - Regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo	578/2013/R/eel
TIT - Disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione - tabelle	568/2019/R/eel
TIUC - Unbundling contabile	137/2016/R/com
TIUF - Unbundling funzionale	296/2015/R/com
TIV - Erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza	208/2022/R/eel
TIWACC - Tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali i settori elettrico e gas	614/2021/R/com

RELAZIONE TECNICA

PROGETTO PRELIMINARE DI FATTIBILITÀ

2. ASPETTI ECONOMICI

2.1 Descrizione contesto economico territoriale dell'area di interesse della CER

Nel territorio di Manziana è il turismo a rappresentare oggi il fulcro dell'economia, avendo dato un forte impulso alla crescita della rete di distribuzione, del comparto dei servizi privati e dell'apparato ricettivo, composto da un buon numero di ristoranti e di strutture per il soggiorno. Una discreta parte della popolazione si dedica ancora alle tradizionali attività rurali, specializzate nella produzione agricola di frumento, avena, uva e orzo nonché nell'allevamento bovino manzianese. Alcune imprese industriali di dimensioni artigianali, operanti nei comparti alimentare, della chimica, dell'oreficeria e della lavorazione del legno, della pietra e dei metalli, completano il quadro economico.

2.2 Densità abitativa e caratterizzazione della popolazione residente per fasce di età, composizione dei nuclei familiari e posizione lavorativa

2.3 Caratterizzazione della popolazione residente per fasce di reddito

Numero di contribuenti per il comune di Manziana: 4.760

Redditi e contribuenti per tipo di reddito

Categoria	Contribuenti	Reddito	Media annuale	Media mensile	Anno precedente	Variazione (€)
Reddito da fabbricati	2.488	€ 3.893.626	€ 1.564,96	€ 130,41	€ 140,87	- 10,45
Reddito da lavoro dipendente	2.482	€ 55.829.675	€ 22.493,83	€ 1.874,49	€ 1.935,85	- 61,36
Reddito da pensione	1.593	€ 35.752.406	€ 22.443,44	€ 1.870,29	€ 1.839,13	+ 31,16
Reddito da lavoro autonomo	103	€ 2.482.056	€ 24.097,63	€ 2.008,14	€ 1.874,53	+ 133,61
Imprenditori in cont. ordin.	9	€ 176.212	€ 19.579,11	€ 1.631,59	€ 1.169,45	+ 462,14
Imprenditori in cont. sempl.	141	€ 2.527.513	€ 17.925,62	€ 1.493,80	€ 1.364,90	+ 128,90
Redditi da partecipazione	145	€ 1.799.089	€ 12.407,51	€ 1.033,96	€ 928,77	+ 105,19

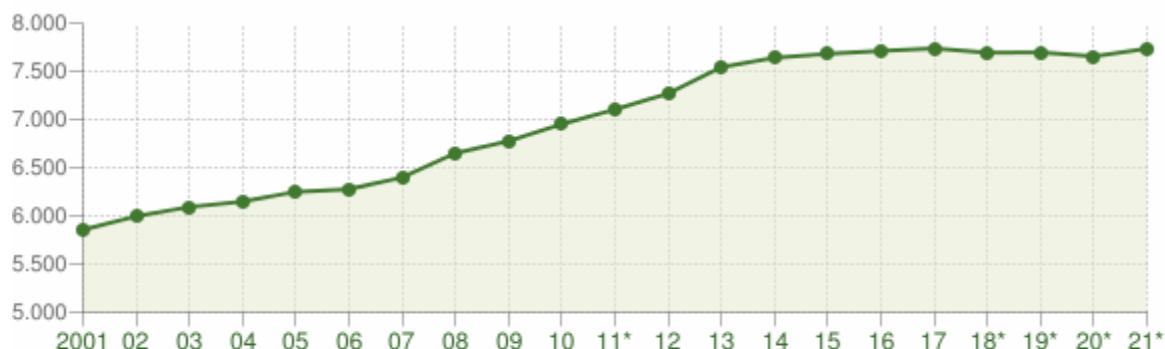
Redditi, imposte e addizionali comunali e regionali

Categoria	Contribuenti	Reddito	Media annuale	Media mensile	Anno precedente	Variazione (€)
Reddito imponibile	4.580	€ 100.799.882	€ 22.008,71	€ 1.834,06	€ 1.824,20	€ 9,86
Reddito imp. addizionale	3.532	€ 95.722.284	€ 27.101,44	€ 2.258,45	€ 2.253,36	€ 5,09
Imposta netta	3.676	€ 21.063.624	€ 5.730,04	€ 477,50	€ 474,20	€ 3,30
Addizionale comunale	3.461	€ 759.215	€ 219,36	€ 18,28	€ 18,26	€ 0,02
Addizionale regionale	3.469	€ 2.088.284	€ 601,98	€ 50,17	€ 44,23	€ 5,94

Redditi e contribuenti per fasce di reddito

Categoria	Contribuenti	Reddito	Media annuale	Media mensile	Anno precedente	Variazione (€)
Reddito complessivo minore di zero euro	18	€ -186.501	€ -10.361,17	€ -863,43	€ -583,67	€ -279,76
Reddito complessivo da 0 a 10.000 euro	1.389	€ 6.228.021	€ 4.483,82	€ 373,65	€ 366,52	€ 7,14
Reddito complessivo da 10.000 a 15.000 euro	509	€ 6.277.431	€ 12.332,87	€ 1.027,74	€ 1.031,29	€ -3,55
Reddito complessivo da 15.000 a 26.000	1.186	€ 24.444.989	€ 20.611,29	€ 1.717,61	€ 1.712,65	€ 4,96
Reddito complessivo da 26.000 a 55.000 euro	1.321	€ 46.515.493	€ 35.212,33	€ 2.934,36	€ 2.923,52	€ 10,84
Reddito complessivo da 55.000 a 75.000 euro	153	€ 9.765.991	€ 63.830,01	€ 5.319,17	€ 5.343,98	€ -24,82
Reddito complessivo da 75.000 a 120.000 euro	104	€ 9.573.591	€ 92.053,76	€ 7.671,15	€ 7.685,24	€ -14,09
Reddito complessivo oltre 120.000 euro	18	€ 2.933.767	€ 162.987,06	€ 13.582,25	€ 14.191,22	€ -608,97

2.4. Andamento della popolazione residente

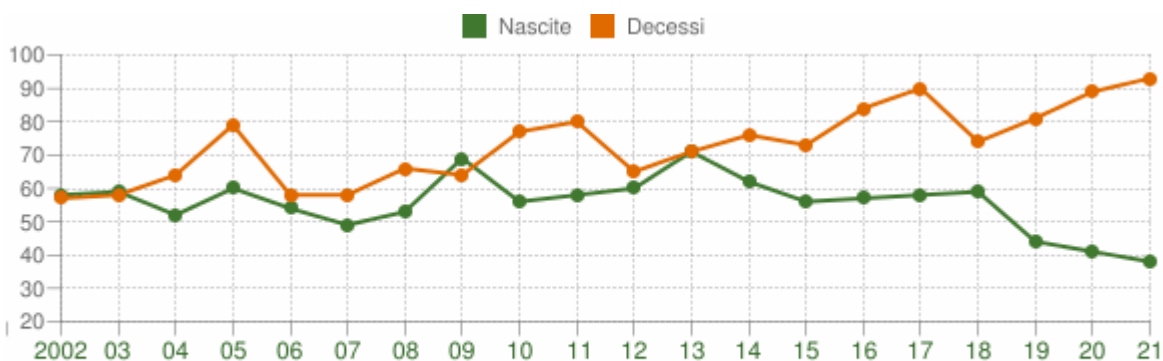


Andamento della popolazione residente

COMUNE DI MANZIANA (RM) - Dati ISTAT al 31 dicembre di ogni anno - Elaborazione TUTTITALIA.IT

(*) post-censimento

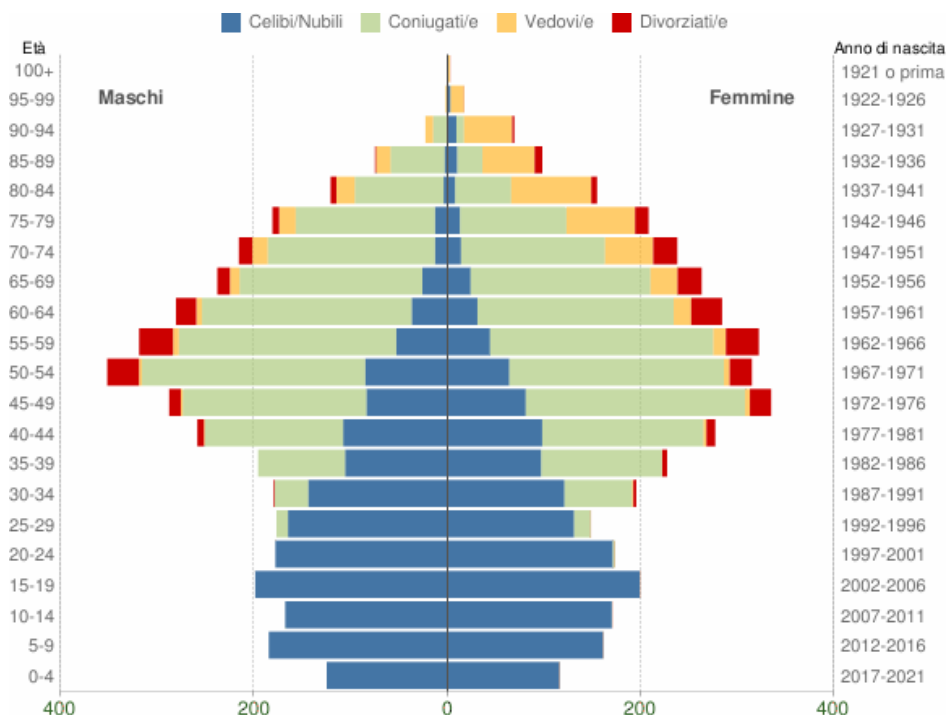
2.5. Movimento naturale della popolazione



Movimento naturale della popolazione

COMUNE DI MANZIANA (RM) - Dati ISTAT (bilancio demografico 1 gen-31 dic) - Elaborazione TUTTITALIA.IT

2.6. Distribuzione della popolazione



Popolazione per età, sesso e stato civile - 2022

COMUNE DI MANZIANA (RM) - Dati ISTAT 1° gennaio 2022 - Elaborazione TUTTITALIA.IT

3. ASPETTI TECNICI

3.1 Caratterizzazione del contesto locale territoriale, storico-archeologico, ambientale e paesaggistico in cui è inserita l'opera



Foto Google Earth

Il comune di Manziana è un borgo situato nel centro Italia, nel Lazio, nella Città metropolitana di Roma (RM). Il borgo conta una popolazione residente di 7.737, suddivisa in 3.740 maschi e 3.997 con una densità pari a 322,51 abitanti per chilometro quadrato. Il territorio del comune di Manziana ha una superficie di 23,99 km² e una densità abitativa di 322,51 ab/km² (densità intermedia).

L'area del Comune appartiene alla zona altimetrica denominata collina interna. Il centro abitato di Manziana si trova ad un'altitudine di 369 metri sul livello del mare: l'altezza massima raggiunta nel territorio comunale è di 470 metri s.l.m., mentre la quota minima è di 193 metri. s.l.m. Manziana si trova sulle alture dei monti Sabatini, sulle propaggini settentrionali dell'antico vulcano Sabatino, è un Comune del Parco naturale regionale del complesso lacuale di Bracciano - Martignano.

È presente nel territorio di Manziana un'area SIC "Macchia di Manziana" che si estende su 801 ettari e comprende il bosco Macchia Grande di Manziana, una delle più estese fustaie a Cerro dell'Alto Lazio.

Nella ZPS "Comprensorio Tolfetano-Cerete-Manziate" sono presenti numerosi ambienti estremamente preziosi dal punto di vista naturalistico. Per favorire la fruizione dei siti di interesse naturalistico, il Comune di Manziana, oltre a provvedere alla riqualificazione dell'area un tempo occupata dalla miniera SO.TE.MI, in località Solfatara, ha individuato un percorso naturalistico nelle zone più significative del territorio manzianese. Attraverso la visita e la conoscenza diretta di questi luoghi, la popolazione locale e i visitatori potranno comprendere l'importanza naturalistica e ambientale dell'area. Questa consapevolezza potrà costituire la base per un uso responsabile del territorio.

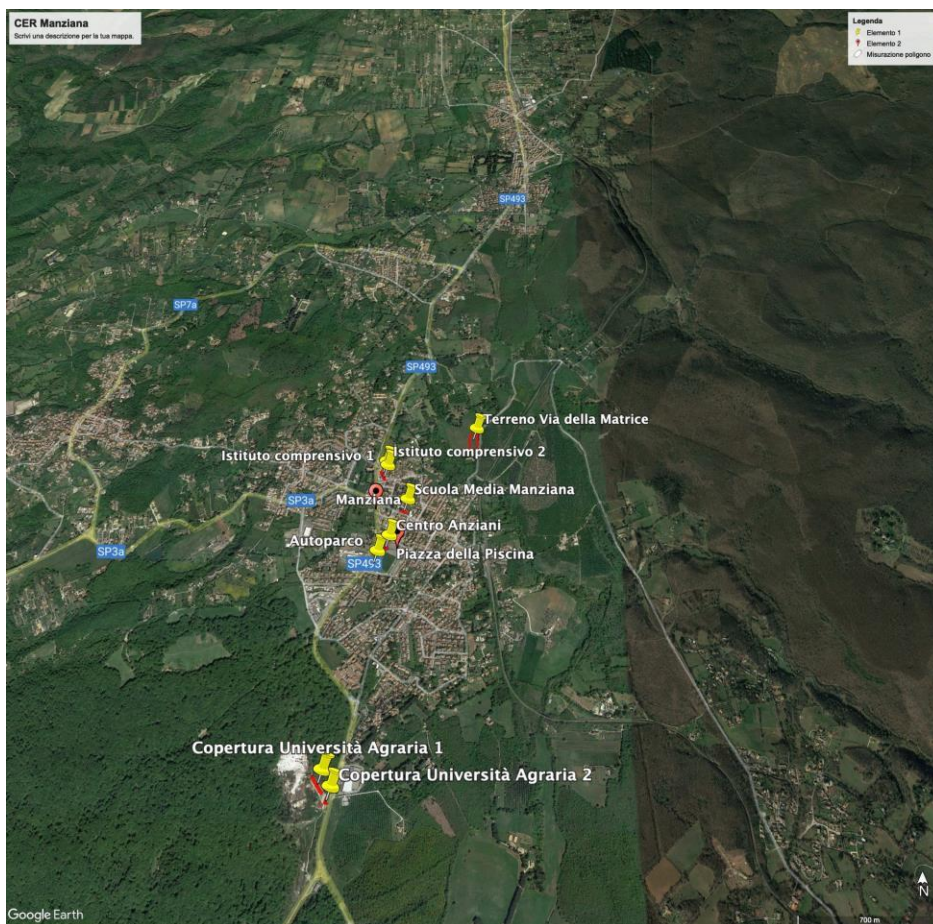
L'origine del nome di Manziana è incerta, sono diverse le teorie portate avanti dagli studiosi che si sono occupati della materia. Una prima ipotesi, la più comune e conosciuta è legata al manzo, presente anche nello stemma del paese; molti studiosi però, sono quasi convinti che il nome derivi dalla pietra "anitiana" molto abbondante nella regione.

Il territorio di Manziana è ricco di attrattive, sia da un punto di vista storico-archeologico che naturalistico. il Bosco di Manziana: una delle aree verdi più suggestive ed interessanti di tutto il Lazio. Offre possibilità di divertimento ed escursioni illimitate, per passare una vacanza a diretto contatto con la natura.

La Caldara di Manziana: un'ambiente unico, fenomeno di vulcanesimo secondario, relitto dell'antico complesso vulcanico sabatino, mostra al visitatore una fauna e una flora fenomenali. Il tutto in una cornice di betulle, alberi tipici del nord Europa, unici a queste latitudini.

Ma non finiscono qui le bellezze da ammirare in questo bellissimo comune. Da non perdere il Poggiaccio, il Casale delle Pietrische, la Tomba della Torara e la Tomba del Pero.

3.2. Localizzazione dell'intervento da realizzare e le eventuali altre localizzazioni esaminati, con la perimetrazione dell'intervento



3.3. Descrizione stato di fatto

La proposta progettuale si inserisce all'interno dello sviluppo di una Comunità Energetica Rinnovabile del Comune di Manziana che prevede una quota di autoproduzione energetica da parte della pubblica amministrazione a cui connettere eventuali altri produttori e/o prosumer privati, e alla realizzazione di colonnine di ricarica comunali.

In fase di verifica del territorio sono stati presi in considerazione gli edifici comunali come di seguito riportati.

Il presente documento costituisce lo studio preliminare nell'ambito della procedura di verifica per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica di potenza stimata pari a circa 1.527,50 KWp, sito nel Comune di, provincia di Roma, costituito da un totale di 3.250 moduli fotovoltaici potenza 470W.

La scelta dei siti di localizzazione degli impianti fotovoltaici è stata condotta innanzitutto sulla base di quanto contenuto nelle linee guida nazionali e regionali per le fonti energetiche rinnovabili. La localizzazione dei siti è stata eseguita all'interno degli immobili e dei terreni di proprietà del Comune di Manziana e alcuni dell'Università di Agraria, la quale si impegna a concedere il diritto di superficie per l'utilizzo degli stessi. La realizzazione degli impianti solari comporta significativi benefici sul contesto economico - sociale, in termini di ricadute occupazionali, economiche e sociali. Per la realizzazione dell'intervento "CER Manziana" si è scelto di privilegiare impianti da realizzare su terreni di proprietà del comune al fine di consentire la realizzazione di una porzione importante di produzione che consentirà ricadute a livello energetico ed economico all'intera municipalità. Si evidenzia inoltre che, l'individuazione delle aree di progetto è stata condotta non solo su aspetti di carattere normativo-vincolistico ma anche su aspetti di carattere tecnico tramite sopralluoghi in sito che hanno permesso di identificare queste aree come particolarmente adatte all'installazione dell'impianto, con una pendenza ed un'esposizione naturale ottimale, che non necessitano rimozione di alberi e arbusti; in generale siti facilmente raggiungibili dalla viabilità pubblica sia per le operazioni di realizzazione che di esercizio dell'impianto. Con la realizzazione dell'impianto, denominato CER Manziana si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la CER, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

3.4. Altimetria della zona

Territorio

ALTITUDINE

↙	Altitudine Centro Abitato	369 m
↙	Altitudine Minima	177 m
↙	Altitudine Massima	467 m
↙	Zona Altimetrica	Collina Interna
↙	Indice montano	Non montano
↙	Latitudine	42,13027778°
↙	Longitudine	12,13027778°

3.5. Descrizione singoli siti con planimetrie catastali

Nello specifico, i siti di interesse ipotizzati:

Sito n.1 - Autoparco;

Sito n.2 - Copertura Università Agraria 1;

Sito n.3 - Copertura Università Agraria 2;

Sito n.4 - Terreno Via della Matrice;

Sito n.5 - Scuola media Manziana

Sito n.6 - Istituto Comprensivo 1;

Sito n.7 - Istituto Comprensivo 2;

Sito n.8 - Centro Anziani.1

SITO	NOME SITO	COORDINATE		CATASTO		Potenza modulo [W]	n.moduli	mq	Potenza Tot. [kWp]	Producibilità media specifica [kWh/kW]	Produzione Totale annua [MWh]
				Foglio	Part.						
1	Autoparco	42.128157°	12.126674°	8	459	470,00	324	700,00	152,28	1.404,71	213,91
2	Copertura Università Agraria 1	42.116994°	12.124066°	11	186/19	470,00	292	630,00	137,24	1.249,42	171,47
3	Copertura Università Agraria 2	42.116256°	12.124683°	11	15/16	470,00	23	50,00	10,81	1.391,30	15,04
4	Terreno Via della Matrice	42.135908°	12.133874°	3	229	470,00	2.125	4.590,00	998,75	1.463,86	1.462,03
5	Scuola Media Manziana	42.131271°	12.128703°	8	44	470,00	125	270,00	58,75	1.388,94	81,60
6	Istituto comprensivo 1	42.133438°	12.127057°	3	2356	470,00	116	250,00	54,52	1.405,54	76,63
7	Istituto comprensivo 2	42.133712°	12.126963°	3	2356	470,00	194	420,00	91,18	1.405,68	128,17
8	Centro Anziani	42.129074°	12.127470°	8	1094	470,00	51	110,00	23,97	1.285,33	30,33

POTENZA TOTALE STIMATA = kWp **1.527,50**

I nuovi impianti saranno realizzati sulle coperture degli stabili di proprietà sia del Comune di Manziana che dell'Università Agraria di Manziana.

Le superficie delle coperture a disposizione per l'installazione dei nuovi impianti sono rappresentate da coperture di capannoni, immobili agrari, ostello comunale ed autoparco comunale.

Si prevede anche di individuare un sito nel quale posizionare gli stalli di ricarica delle auto elettriche.

Vincolistica

Rispetto agli ipotetici siti individuati non sussistono vincoli paesaggistici particolari, salvo dover effettuare un'analisi specifica in fase di progettazione esecutiva.

Le opere di installazione dei pannelli fotovoltaici sulle coperture rientrano tra le opere di manutenzione ordinaria ai sensi dell'art. 7bis comma 5 del DLgs 28/2011 esmi. e per le stesse andrà solamente preventivamente richiesta la verifica al gestore di rete o il preventivo per la connessione.

Il terreno individuato risulta idoneo come da certificato di destinazione urbanistica che lo inquadra come idoneo all'istallazione di impianto fotovoltaico.

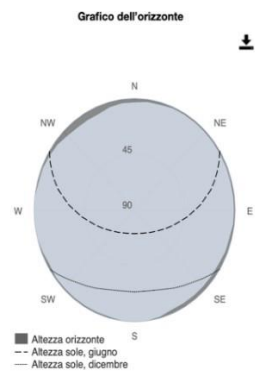
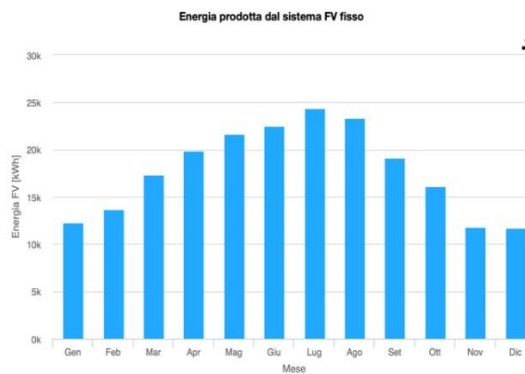
3.5.1. Sito n.1 – Autoparco

ID	NOME SITO	CATASTO		Potenza modulo [W]	n.moduli	Potenza Tot. [kWp]
		Foglio	Part.			
1	Autoparco	8	459	470,00	324	152,28
2	Copertura Università Agraria 1	11	186/19	470,00	292	137,24
3	Copertura Università Agraria 2	11	15/16	470,00	23	10,81
4	Terreno Via della Matrice	3	229	470,00	2.125	998,75
5	Scuola Media Manziana	8	44	470,00	125	58,75
6	Istituto comprensivo 1	3	2356	470,00	116	54,52
7	Istituto comprensivo 2	3	2356	470,00	194	91,18
8	Centro Anziani	8	1094	470,00	51	23,97



Riassunto

Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	42.128,12.127
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	152.28
Perdite di sistema [%]:	14
Output del calcolo:	
Angolo inclinazione [°]:	35
Angolo orientamento [°]:	0
Produzione annuale FV [kWh]:	213910.83
Irraggiamento annuale [kWh/m²]:	1864.8
Variazione interannuale [kWh]:	8130.84
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'inclinazione [%]:	-2.73
Effetti spettrali [%]:	0.99
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-10.83
Perdite totali [%]:	-24.67



3.5.2. Sito n.2 - Copertura Università Agraria 1

ID	NOME SITO	CATASTO		Potenza modulo [W]	n.moduli	Potenza Tot. [kWp]
		Foglio	Part.			
1	Autoparco	8	459	470,00	324	152,28
2	Copertura Università Agraria 1	11	186/19	470,00	292	137,24
3	Copertura Università Agraria 2	11	15/16	470,00	23	10,81
4	Terreno Via della Matrice	3	229	470,00	2.125	998,75
5	Scuola Media Manziana	8	44	470,00	125	58,75
6	Istituto comprensivo 1	3	2356	470,00	116	54,52
7	Istituto comprensivo 2	3	2356	470,00	194	91,18
8	Centro Anziani	8	1094	470,00	51	23,97



Riassunto

Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	42.117.12.124
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	137.24
Perdite di sistema [%]:	14
Output del calcolo:	
Angolo inclinazione [°]:	35
Angolo orientamento [°]:	60
Produzione annuale FV [kWh]:	171472.28
Irraggiamento annuale [kWh/m ²]:	1667.29
Variazione interannuale [kWh]:	6448.07
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-3.01
Effetti spettrali [%]:	0.78
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-10.85
Perdite totali [%]:	-25.06

Energia prodotta dal sistema FV fisso

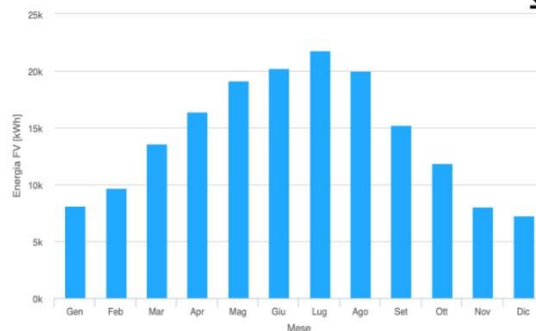
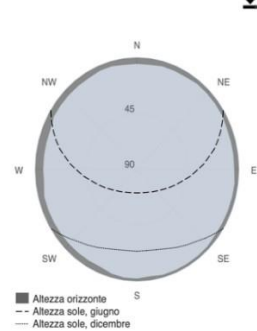


Grafico dell'orizzonte



3.5.3. Sito n.3 - Copertura Università Agraria 2

ID	NOME SITO	CATASTO		Potenza modulo [W]	n.moduli	Potenza Tot. [kWp]
		Foglio	Part.			
1	Autoparco	8	459	470,00	324	152,28
2	Copertura Università Agraria 1	11	186/19	470,00	292	137,24
3	Copertura Università Agraria 2	11	15/16	470,00	23	10,81
4	Terreno Via della Matrice	3	229	470,00	2.125	998,75
5	Scuola Media Manziana	8	44	470,00	125	58,75
6	Istituto comprensivo 1	3	2356	470,00	116	54,52
7	Istituto comprensivo 2	3	2356	470,00	194	91,18
8	Centro Anziani	8	1094	470,00	51	23,97



Riassunto

Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	42.116,12.125
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	10.81
Perdite di sistema [%]:	14
Output del calcolo:	
Angolo inclinazione [°]:	35
Angolo orientamento [°]:	-15
Produzione annuale FV [kWh]:	15037.17
Irraggiamento annuale [kWh/m²]:	1851.49
Variazione interannuale [kWh]:	565.48
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-2.74
Effetti spettrali [%]:	0.86
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-10.95
Perdite totali [%]:	-24.87

Energia prodotta dal sistema FV fisso

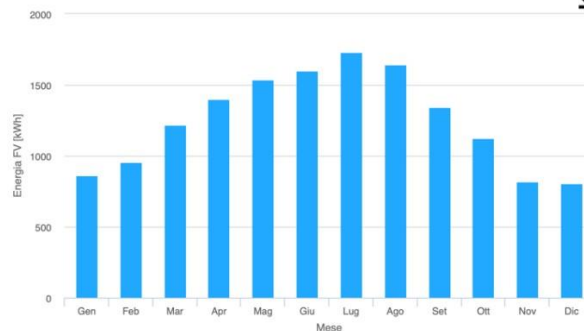
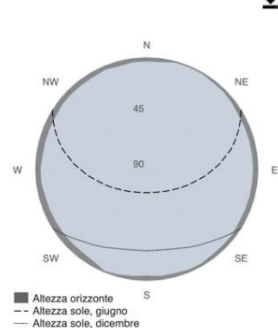
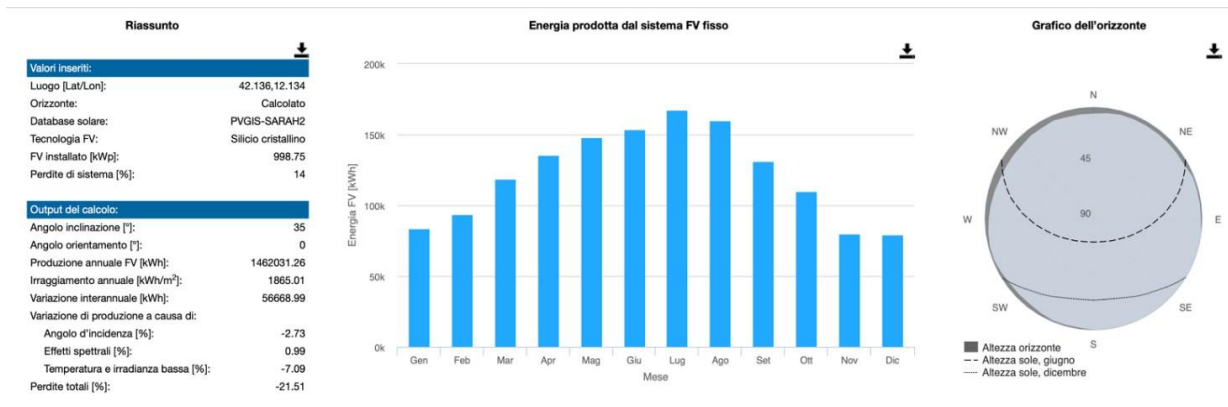


Grafico dell'orizzonte



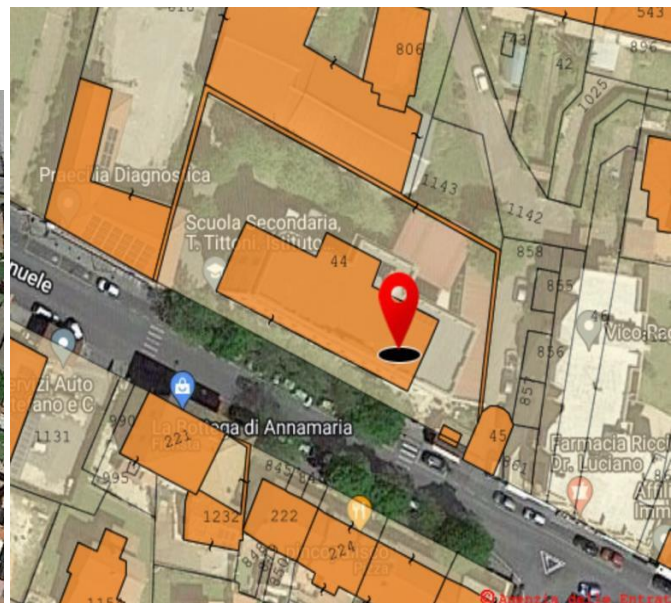
3.5.4. Sito n.4 – Terreno Via della Matrice

ID	NOME SITO	CATASTO		Potenza modulo [W]	n.moduli	Potenza Tot. [kWp]
		Foglio	Part.			
1	Autoparco	8	459	470,00	324	152,28
2	Copertura Università Agraria 1	11	186/19	470,00	292	137,24
3	Copertura Università Agraria 2	11	15/16	470,00	23	10,81
4	Terreno Via della Matrice	3	229	470,00	2.125	998,75
5	Scuola Media Manziana	8	44	470,00	125	58,75
6	Istituto comprensivo 1	3	2356	470,00	116	54,52
7	Istituto comprensivo 2	3	2356	470,00	194	91,18
8	Centro Anziani	8	1094	470,00	51	23,97



3.5.5. Sito n. 5 - Scuola Media Manziana

ID	NOME SITO	CATASTO		Potenza modulo [W]	n.moduli	Potenza Tot. [kWp]
		Foglio	Part.			
1	Autoparco	8	459	470,00	324	152,28
2	Copertura Università Agraria 1	11	186/19	470,00	292	137,24
3	Copertura Università Agraria 2	11	15/16	470,00	23	10,81
4	Terreno Via della Matrice	3	229	470,00	2.125	998,75
5	Scuola Media Manziana	8	44	470,00	125	58,75
6	Istituto comprensivo 1	3	2356	470,00	116	54,52
7	Istituto comprensivo 2	3	2356	470,00	194	91,18
8	Centro Anziani	8	1094	470,00	51	23,97



Riassunto

Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	42.131,12.129
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	58,75
Perdite di sistema [%]:	14
Output del calcolo:	
Angolo inclinazione [°]:	35
Angolo orientamento [°]:	20
Produzione annuale FV [kWh]:	81603.59
Irraggiamento annuale [kWh/m²]:	1844.35
Variazione interannuale [kWh]:	3139.68
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-2.79
Effetti spettrali [%]:	0.98
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-10.79
Perdite totali [%]:	-24.69

Energia prodotta dal sistema FV fisso

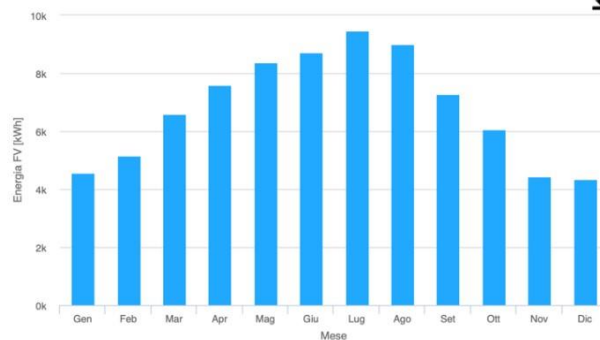
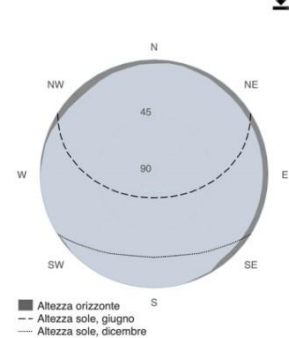


Grafico dell'orizzonte



3.5.6. Sito n.6 – Istituto comprensivo 1

ID	NOME SITO	CATASTO		Potenza modulo [W]	n.moduli	Potenza Tot. [kWp]
		Foglio	Part.			
1	Autoparco	8	459	470.00	324	152,28
2	Copertura Università Agraria 1	11	186/19	470.00	292	137,24
3	Copertura Università Agraria 2	11	15/16	470.00	23	10,81
4	Terreno Via della Matrice	3	229	470.00	2125	998,75
5	Scuola Media Manziana	8	44	470.00	125	58,75
6	Istituto comprensivo 1	3	2356	470.00	116	54,52
7	Istituto comprensivo 2	3	2356	470.00	194	91,18
8	Centro anziani	8	1094	470.00	51	23,97



Riassunto

Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	42.133,12.127
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	54.52
Perdite di sistema [%]:	14
Output del calcolo:	
Angolo inclinazione [°]:	35
Angolo orientamento [°]:	0
Produzione annuale FV [kWh]:	76629.03
Irraggiamento annuale [kWh/m²]:	1864.94
Variazione interannuale [kWh]:	2912.77
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-2.73
Effetti spettrali [%]:	0.99
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-10.79
Perdite totali [%]:	-24.63

Energia prodotta dal sistema FV fisso

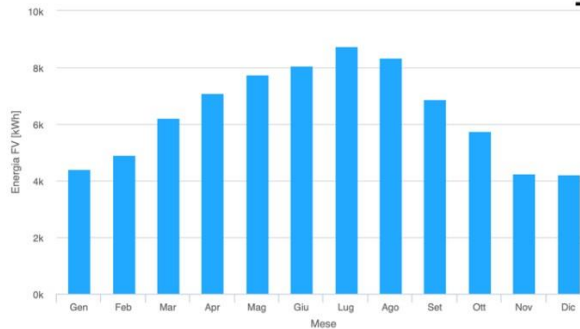
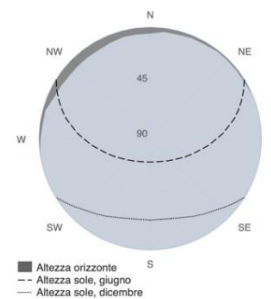
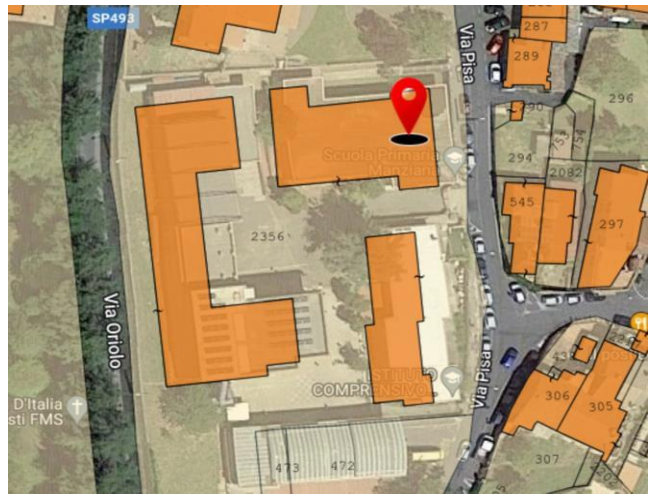


Gráfico dell'orizzonte



3.5.7. Sito n. 7 - Istituto Comprensivo 2

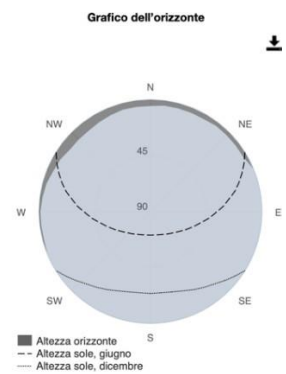
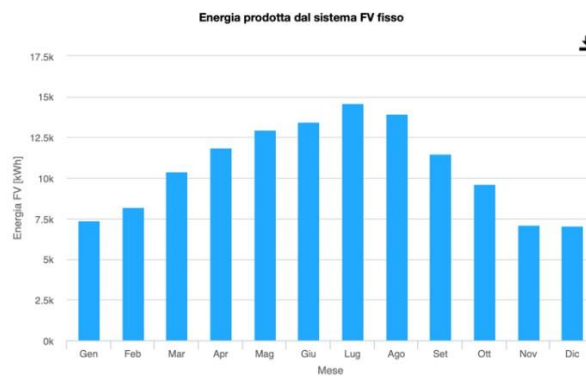
ID	NOME SITO	CATASTO		Potenza modulo [W]	n.moduli	Potenza Tot. [kWp]
		Foglio	Part.			
1	Autoparco	8	459	470,00	324	152,28
2	Copertura Università Agraria 1	11	186/19	470,00	292	137,24
3	Copertura Università Agraria 2	11	15/16	470,00	23	10,81
4	Terreno Via della Matrice	3	229	470,00	2.125	998,75
5	Scuola Media Manziana	8	44	470,00	125	58,75
6	Istituto comprensivo 1	3	2356	470,00	116	54,52
7	Istituto comprensivo 2	3	2356	470,00	194	91,18
8	Centro Anziani	8	1094	470,00	51	23,97



Riassunto

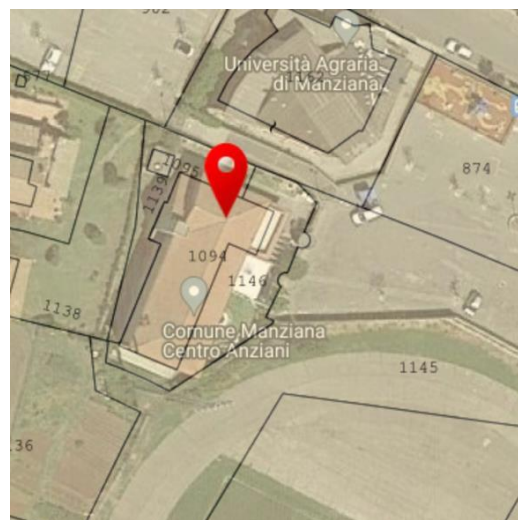
Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	42.134,12.127
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	91,18
Perdite di sistema [%]:	14

Output del calcolo:	
Angolo inclinazione [°]:	35
Angolo orientamento [°]:	0
Produzione annuale FV [kWh]:	128169,9
Irraggiamento annuale [kWh/m²]:	1864,96
Variazione interannuale [kWh]:	4871,97
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-2,73
Effetti spettrali [%]:	0,99
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-10,78
Perdite totali [%]:	-24,63



3.5.8. Sito n. 8 - Centro Anziani

ID	NOME SITO	CATASTO		Potenza modulo [W]	n.moduli	Potenza Tot. [kWp]
		Foglio	Part.			
1	Autoparco	8	459	470,00	324	152,28
2	Copertura Università Agraria 1	11	186/19	470,00	292	137,24
3	Copertura Università Agraria 2	11	15/16	470,00	23	10,81
4	Terreno Via della Matrice	3	229	470,00	2.125	998,75
5	Scuola Media Manziana	8	44	470,00	125	58,75
6	Istituto comprensivo 1	3	2356	470,00	116	54,52
7	Istituto comprensivo 2	3	2356	470,00	194	91,18
8	Centro Anziani	8	1094	470,00	51	23,97



Riassunto

Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	42.129,12.127
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	23.97
Perdite di sistema [%]:	14
Output del calcolo:	
Angolo inclinazione [°]:	35
Angolo orientamento [°]:	-60
Produzione annuale FV [kWh]:	30328.99
Irraggiamento annuale [kWh/m²]:	1686.13
Variazione interannuale [kWh]:	1076.96
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-2.97
Effetti spettrali [%]:	0.92
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-10.89
Perdite totali [%]:	-24.96

Energia prodotta dal sistema FV fisso

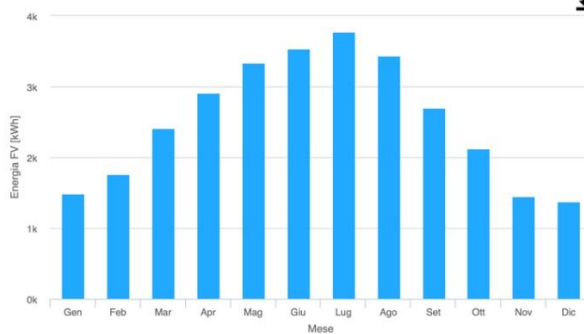
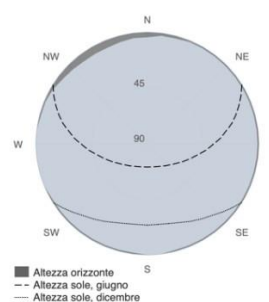


Grafico dell'orizzonte



3.6. Tabella riepilogo con differenziazione siti per potenza sino a:

3.6.1. Impianti minori di 200 kWp

ID	NOME SITO	CATASTO		Potenza modulo [W]	n. moduli	Potenza TOT. [kWp]
		Foglio	Part.			
1	Autoparco	8	459	470,00	324	152,28
2	Copertura Università Agraria 1	11	186/19	470,00	292	137,24
3	Copertura Università Agraria 2	11	15/16	470,00	23	10,81
5	Scuola Media Manziana	8	44	470,00	125	58,75
6	Istituto comprensivo 1	3	2356	470,00	116	54,52
7	Istituto comprensivo 1	3	2356	470,00	194	91,18
8	Centro anziani	8	1094	470,00	51	23,97

3.6.2. Impianti minori di 600 kWp

Non sono previsti impianti con potenza installata minori di 600 kW.

3.6.3. Impianti superiori a 600 kWp

ID	NOME SITO	CATASTO		Potenza modulo [W]	n. moduli	Potenza TOT. [kWp]
		Foglio	Part.			
4	Terreno Via della Matrice	3	229	470,00	2125	998,75

3.7. Stazioni di ricarica elettriche

Non sono stati previsti stalli per le colonnine di ricarica.

4. DIAGNOSI/ANALISI ENERGETICA

4.1 Performance of grid-connected PVGIS

La radiazione solare che raggiunge la sommità dell'atmosfera su un piano perpendicolare ai raggi, nota come costante solare, ha un valore medio di 1361-1362 W/m² che varia alquanto a seconda della posizione della Terra nella sua orbita ellittica.

Quando la radiazione solare attraversa l'atmosfera, subisce diversi processi di assorbimento, dispersione o riflessione che si traducono in livelli inferiori di radiazione solare ricevuti sulla superficie terrestre. Questi sono dovuti ai componenti dell'atmosfera, come ozono o CO₂, e alle particelle solide e liquide in sospensione come aerosol o vapore acqueo. Tuttavia, la principale fonte di attenuazione è la copertura nuvolosa. Non solo il valore della banda larga è diverso, ma anche questi processi di assorbimento e attenuazione influenzano in modo diverso le lunghezze d'onda della radiazione solare, per cui la distribuzione spettrale della radiazione solare a livello del suolo differisce da quella extraterrestre.

La radiazione solare ricevuta a livello del suolo, nota come radiazione globale, è la somma di tre componenti. Il primo, detto fascio o radiazione diretta, è la frazione della radiazione solare che raggiunge il suolo senza essere attenuata dall'atmosfera e può essere modellata come proveniente direttamente dal disco solare. La seconda parte o diffusa è la radiazione solare che raggiunge il suolo dopo essere stata riflessa o dispersa dall'atmosfera e si considera proveniente dall'intera cupola del cielo. La terza componente, non sempre presa in considerazione, è la radiazione riflessa dalla superficie del suolo o dagli ostacoli vicini. La componente fascio è disponibile solo quando il disco solare non è bloccato dalle nuvole, mentre la componente diffusa è sempre disponibile, essendo l'unica radiazione disponibile ogni volta che le nuvole bloccano il disco solare.

La radiazione solare in condizioni di cielo sereno (senza nuvole) e atmosfera pulita e secca è un parametro molto importante in quanto fornisce informazioni sulla radiazione massima disponibile in qualsiasi luogo. Questo valore è normalmente modellato e viene utilizzato come dato di input per altri modelli applicati per la stima della radiazione solare in condizioni atmosferiche normali.

4.2. Stima della producibilità secondo PVGIS

La valutazione dell'irraggiamento solare globale della località è stata effettuata sulla base del database satellitare PVGIS-SARAH. Dallo stesso database satellitare è stato possibile scaricare il grafico dell'orizzonte per ogni località analizzata, potendo in tal modo valutare eventuali effetti di ombreggiamento. La procedura seguita per il calcolo dell'energia prodotta dagli impianti tiene conto della potenza nominale dell'impianto, dell'angolo di tilt e di azimut dei pannelli fotovoltaici, delle perdite sul generatore fotovoltaico (perdite resistive, perdite per scostamento di temperatura dei moduli, per riflessione e per mismatching tra stringhe), dell'efficienza europea degli inverter nonché del coefficiente di riflettanza del suolo antistante i moduli (albedo).

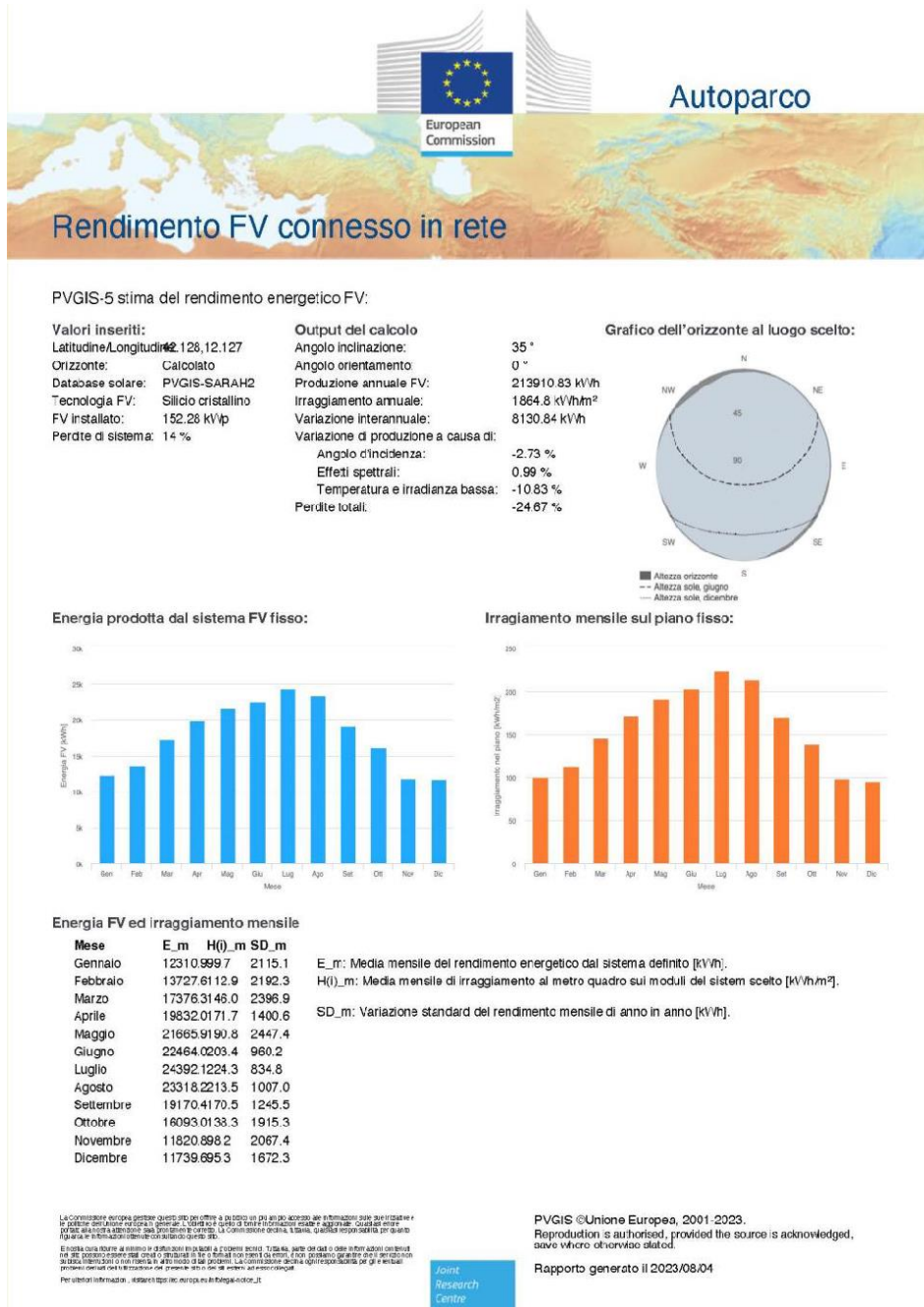
Pertanto, l'energia prodotta dall'impianto su base annua (Ep,a) si calcola come segue:

$$E_{p,a} = P_{nom} * Irr * (1 - Perdite)$$


Dove:

- Pnom = Potenza nominale dell'impianto
- Irr = Irraggiamento annuo sul piano dei moduli
- Perdite = Perdite di potenza

4.2.1. PVGIS Sito n.1 - Autoparco



4.2.2. PVGIS Sito n.2 - Copertura Università Agraria 1



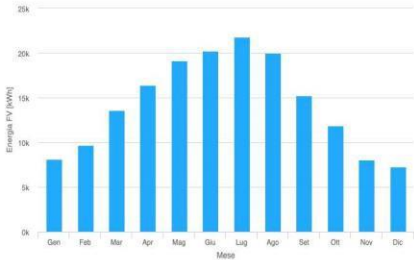
Copertura Università Agraria 1

Rendimento FV connesso in rete

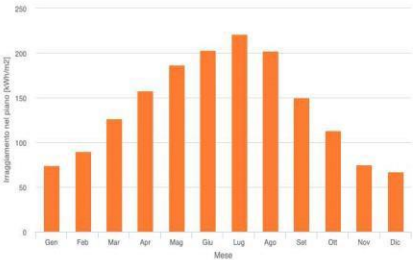
PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

Valori inseriti:	Output del calcolo	
Latitudine/Longitudine: 42.117,12.124	Angolo inclinazione: 35 °	
Orizzonte: Calcolato	Angolo orientamento: 60 °	
Database solare: PVGIS-SARAH2	Produzione annuale FV: 171472.28 kWh	
Tecnologia FV: Silicio cristallino	Irraggiamento annuale: 1667.29 kWh/m ²	
FV installato: 137.24 kWp	Variazione interannuale: 6448.07 kWh	
Perdite di sistema: 14 %	Variazione di produzione a causa di:	
	Angolo d'incidenza: -3.01 %	
	Effetti spettrali: 0.78 %	
	Temperatura e irradianza bassa: -10.85 %	
	Perdite totali: -25.06 %	

Energia prodotta dal sistema FV fisso:



Irraggiamento mensile sul piano fisso:



Mese	E_m	H(i)_m	SD_m
Gennaio	8119.1	74.2	1349.9
Febbraio	9725.0	89.6	1456.0
Marzo	13584.1	126.8	1759.4
Aprile	16431.0	157.6	1101.0
Maggio	19150.0	186.8	2176.6
Giugno	20247.1	202.8	980.4
Luglio	21763.7	221.2	867.1
Agosto	20039.1	202.4	888.6
Settembre	15266.5	150.3	959.6
Ottobre	11843.8	113.4	1333.9
Novembre	8061.2	75.4	1282.2
Dicembre	7241.6	66.8	936.2

Energia FV ed irraggiamento mensile


E_m: Media mensile del rendimento energetico dal sistema definito [kWh].
 H(i)_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].
 SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].

La Commissione europea gestisce questo sito per offrire ai cittadini un più ampio accesso alle informazioni sulle iniziative e le politiche dell'Unione europea in generale, i contenuti e i punti di contatto in materia sociale e ambientale. Qualsiasi errore o omissione sarà subito corretto. La Commissione europea, tuttavia, non è responsabile per qualsiasi danno derivante dall'uso delle informazioni contenute sul sito.

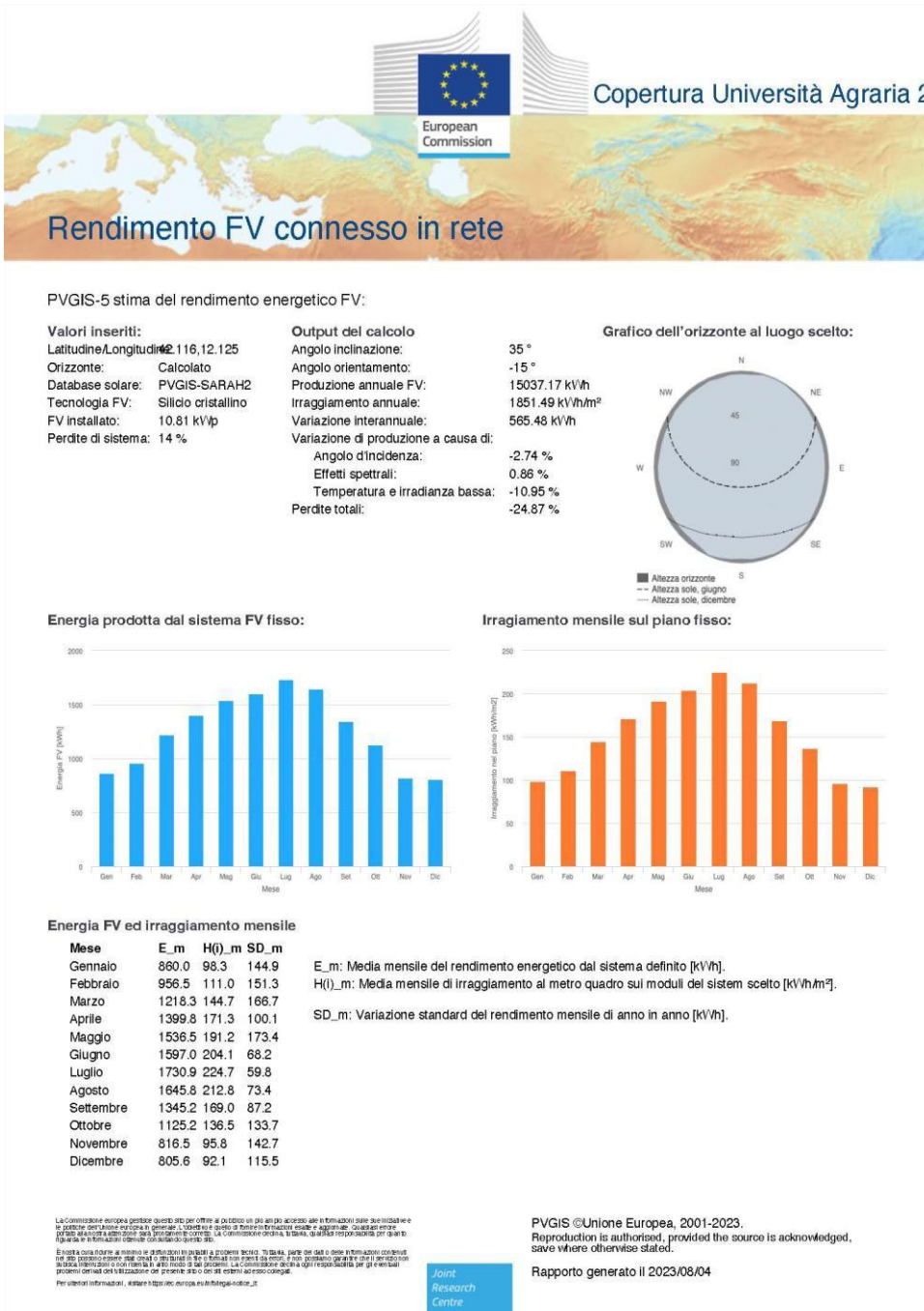
È vietata la ristampa o l'uso non autorizzato di dati o immagini in questo sito. Tutti i diritti sono riservati. Qualsiasi parte dei dati o delle informazioni contenute sul sito possono essere ristampate o utilizzate in un formato non elettronico, a condizione che non possano essere ristampate o utilizzate in un formato elettronico senza il permesso scritto della Commissione europea. La Commissione europea non è responsabile per gli eventuali problemi derivanti dall'uso del sito o dei contenuti del sito.

Per ulteriori informazioni, visitare il sito <http://ec.europa.eu/information>.


PVGIS ©Unione Europea, 2001-2023.
 Reproduction is authorized, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.
 Rapporto generato il 2023/08/04



4.2.3. PVGIS Sito n.3 - Copertura Università Agraria 2



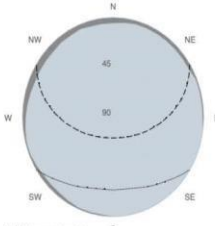
4.2.4. PVGIS Sito n.4 - Terreno Via della Matrice




Terreno Via della Matrice

Rendimento FV connesso in rete


PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

<p>Valori inseriti: Latitudine/Longitudine: 42.136, 12.134 Orizzonte: Calcolato Database solare: PVGIS-SARAH2 Tecnologia FV: Silicio cristallino FV installato: 998.75 kWp Perdite di sistema: 14 %</p>	<p>Output del calcolo Angolo inclinazione: 35 ° Angolo orientamento: 0 ° Produzione annuale FV: 1462031.26 kWh Irraggiamento annuale: 1865.01 kWh/m² Variazione di produzione a causa di: - Angolo d'incidenza: -2.73 % - Effetti spettrali: 0.99 % - Temperatura e irradianza bassa: -7.09 % Perdite totali: -21.51 %</p>	<p>Grafico dell'orizzonte al luogo scelto:</p>  <p>■ Altezza orizzonte - - Altezza sole, giugno - - - Altezza sole, dicembre</p>
--	---	---

Energia prodotta dal sistema FV fisso:



Irraggiamento mensile sul piano fisso:



Energia FV ed irraggiamento mensile			
Mese	E_m	H(i)_m	SD_m
Gennaio	83612.369.7	14517.4	
Febbraio	93511.5113.0	15192.3	
Marzo	118610.446.0	16752.1	
Aprile	135693.171.7	9842.9	
Maggio	148232.090.9	17168.9	
Giugno	153875.203.4	6776.2	
Luglio	167470.224.3	5901.5	
Agosto	160123.813.5	7094.6	
Settembre	131229.770.5	8722.1	
Ottobre	109751.838.3	13310.8	
Novembre	80303.498.2	14256.0	
Dicembre	79618.395.4	11486.2	


E_m: Media mensile del rendimento energetico dal sistema definito [kWh].
 H(i)_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].
 SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].

La Commissione europea gestisce questo sito per offrire al pubblico un set di strumenti alle istituzioni dalle quali dipende la produzione dell'Unione europea di energia. L'obiettivo è quello di fornire informazioni esatte e aggiornate. Qualsiasi errore di stampa o di contenuto sarà corretto. La Commissione europea, in linea con la sua politica di trasparenza, pubblica le informazioni relative al sito.


Il presente documento è destinato ai professionisti del settore. Le informazioni contenute in esso non costituiscono un'offerta di servizi e non sono da intendersi come un'offerta di consulenza. La Commissione europea non è responsabile per gli eventuali problemi derivanti dall'utilizzo del presente sito o dei siti esterni ad esso collegati.

Per ulteriori informazioni, visitare il sito: <http://ec.europa.eu/info/europa-europea>


PVGIS ©Unione Europea, 2001-2023.
 Reproduction is authorized, provided the source is acknowledged,
 save where otherwise stated.
 Rapporto generato il 2023/08/04



4.2.5. PVGIS Sito n.5 - Scuola media Manziana

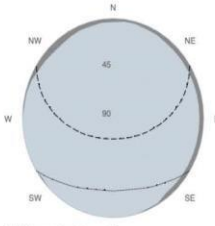


Scuola Media Manziana

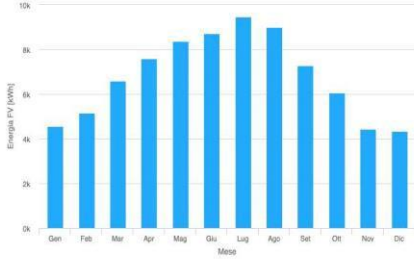


Rendimento FV connesso in rete


PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

<p>Valori inseriti: Latitudine/Longitudine: 42.131, 12.129 Orizzonte: Calcolato Database solare: PVGIS-SARAH2 Tecnologia FV: Silicio cristallino FV installato: 58.75 kWp Perdite di sistema: 14 %</p>	<p>Output del calcolo Angolo inclinazione: 35 ° Angolo orientamento: 20 ° Produzione annuale FV: 81603.59 kWh Irraggiamento annuale: 1844.35 kWh/m² Variazione interannuale: 3139.68 kWh Variazione di produzione a causa di: Angolo d'incidenza: -2.79 % Effetti spettrali: 0.98 % Temperatura e irradianza bassa: -10.79 % Perdite totali: -24.69 %</p>	<p>Grafico dell'orizzonte al luogo scelto:</p>  <p>■ Altezza orizzonte -- Altezza sole, giugno --- Altezza sole, dicembre</p>
---	---	--

Energia prodotta dal sistema FV fisso:



Irraggiamento mensile sul piano fisso:




Mese	E_m	H(i)_m	SD_m
Gennaio	4551.1	95.8	789.2
Febbraio	5158.4	110.2	822.8
Marzo	6578.8	143.2	906.7
Aprile	7599.4	170.5	952.0
Maggio	8383.7	191.2	952.8
Giugno	8724.1	204.4	952.8
Luglio	9463.0	225.1	952.8
Agosto	9006.0	213.4	952.8
Settembre	7291.7	188.1	952.8
Ottobre	6059.9	135.1	952.8
Novembre	4435.0	95.6	952.8
Dicembre	4352.4	91.8	952.8

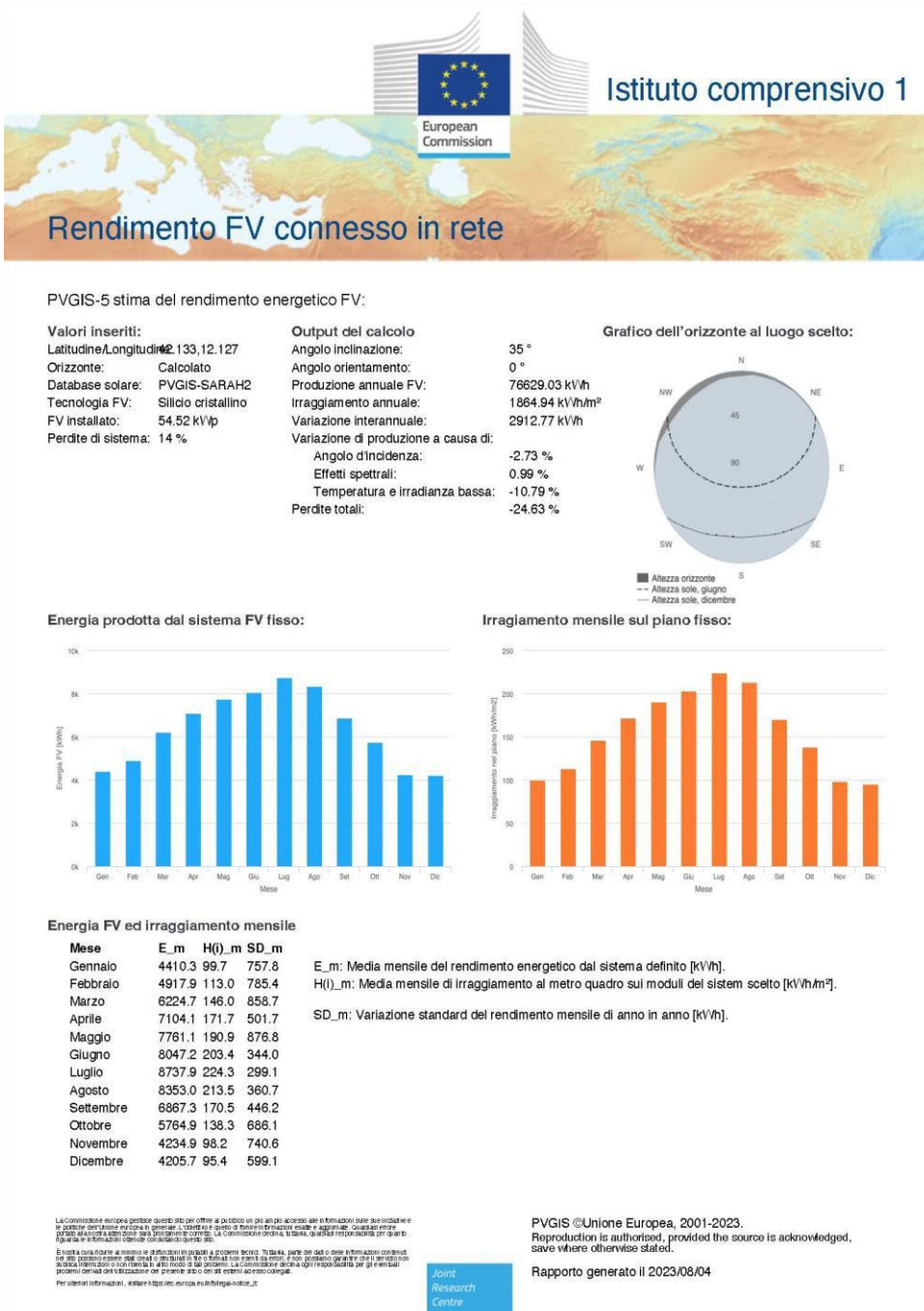
Energia FV ed irraggiamento mensile

E_m: Media mensile del rendimento energetico dal sistema definito [kWh].
 H(i)_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].
 SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].

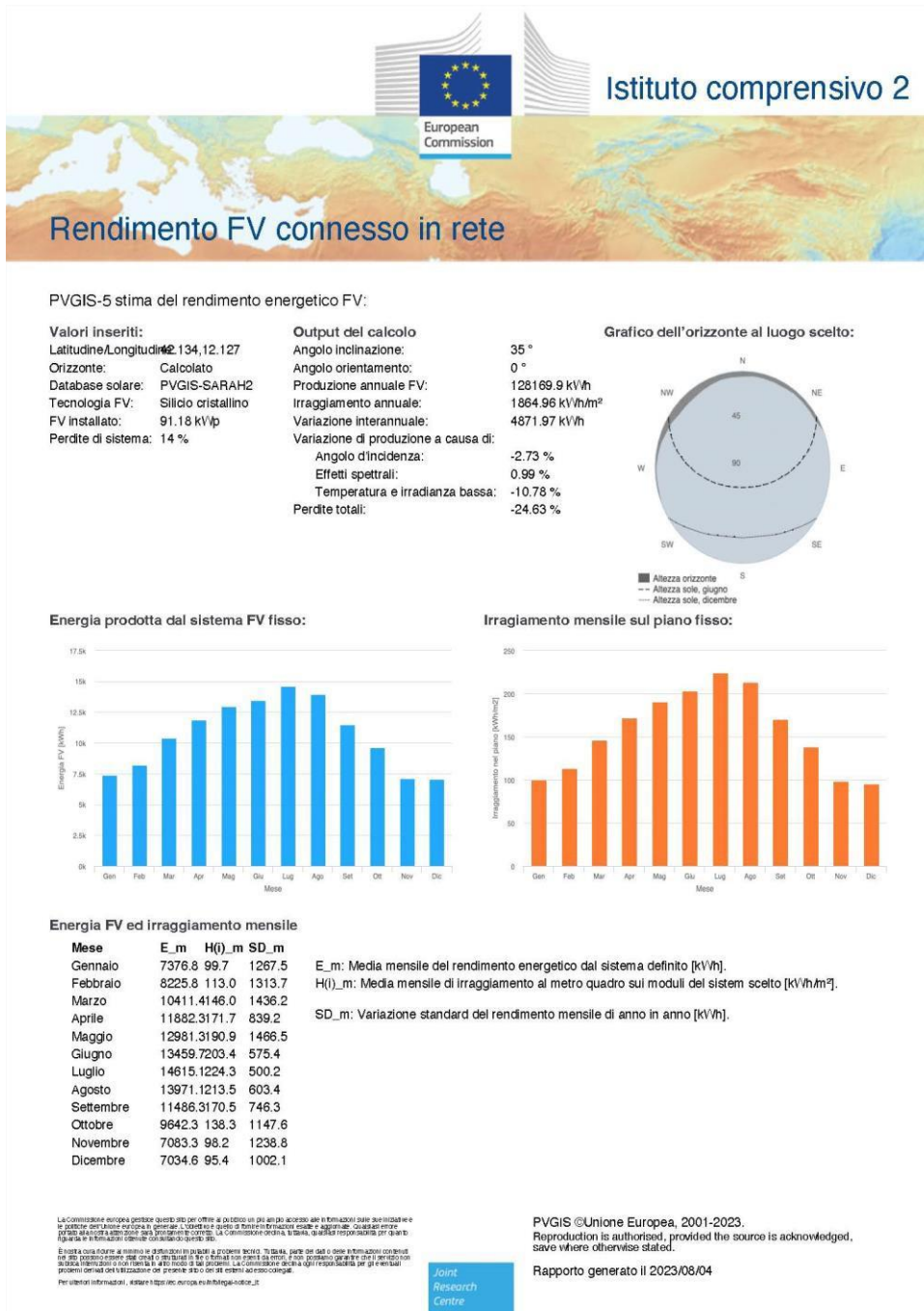
PVGIS ©Unione Europea, 2001-2023.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged,
 save where otherwise stated.
 Rapporto generato il 2023/08/04



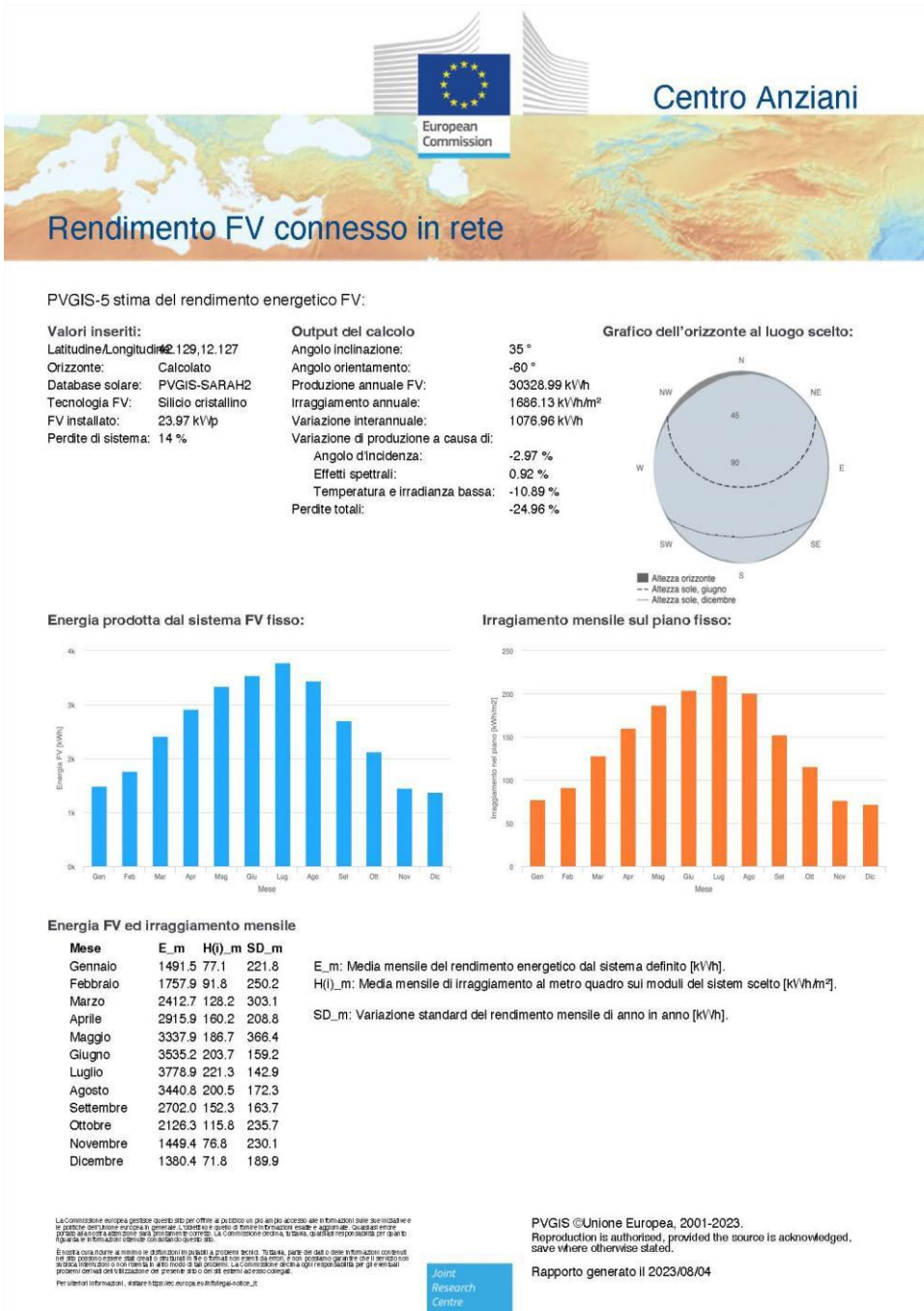
4.2.6. PVGIS Sito n.6 - Istituto Comprensivo 1



4.2.7. PVGIS Sito n.7 - Istituto Comprensivo 2



4.2.8. PVGIS Sito n.8 - Centro Anziani



4.3. Stima energetica della Comunità Energetica Rinnovabile

Gli impianti progettati e descritti precedentemente hanno, tra le altre finalità, quello di contribuire con l'energia da essi prodotta alla configurazione di scambio energetico di una Comunità Energetica Rinnovabile.

Si rende necessario quindi analizzare il bacino di utenze che potrebbe trarre benefici dai suddetti impianti. Non potendo disporre ad oggi dei consumi precisi di ogni soggetto potenzialmente facente parte della costituenda comunità energetica è necessario fare una stima dei potenziali POD con i possibili impianti realizzabili in modo da produrre energia per soddisfare i fabbisogni della comunità.

A tal fine si è verificato che attualmente nel Comune di Manziana sono presenti:

CARATTERIZZAZIONE EDIFICI	MANZIANA (RM)
n° edifici totali (ISTAT 2011)	1866
n° edifici in uso (ISTAT 2011)	1858
% edifici abbandonati (ISTAT 2011)	0.43%
n° edifici ad uso residenziale (ISTAT 2011)	1804
n° edifici ad uso produttivo (ISTAT 2019)	394
n° edifici ad uso turistico (ISTAT 2019)	23

CARATTERIZZAZIONE DEL SISTEMA PRODUTTIVO (ISTAT 2019)	MANZIANA (RM)
n° ATECO A - agricoltura, silvicoltura e pesca	–
n° ATECO B - estrazione di minerali da cave e miniere	0
n° ATECO C - attività manifatturiere	20
n° ATECO D - fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	1
n° ATECO E - fornitura di acqua reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	0
n° ATECO F - costruzioni	44
n° ATECO G - commercio all'ingrosso e al dettaglio, riparazione di autoveicoli e motocicli	112
n° ATECO H - trasporto e magazzinaggio	7
n° ATECO I - attività dei servizi di alloggio e di ristorazione	23
n° ATECO J - servizi di informazione e comunicazione	8
n° ATECO K - attività finanziarie e assicurative	10
n° ATECO L - attività immobiliari	23
n° ATECO M - attività professionali, scientifiche e tecniche	56
n° ATECO N - noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	19
n° ATECO O - amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria	–
n° ATECO P - istruzione	4
n° ATECO Q - sanità e assistenza sociale	38

n° ATECO R - attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento	2
n° ATECO S - altre attività di servizi	27
n° ATECO T - attività di famiglie e convivenze	–

Ipoteticamente la costituenda comunità energetica può interessare tutti i POD presenti sotto la stessa cabina primaria.

- KWp realizzabili **1.527.50 kWp** (potenza totale installata)
- Produzione annua totale stimata **2.179,18 MWh** calcolata attraverso i dati di irraggiamento orario presenti nel database PVGIS-SARAH da cui è possibile ricavare un profilo orario di produzione di energia.

Si è ipotizzato un profilo orario di consumo medio di un'area ad uso residenziale sulla base del numero di abitanti e di uffici commerciali sulla base della superficie utilizzata, calcolando di conseguenza il valore ottimale della potenza installata.

Nel modello uffici si avrà un consumo prevalente in orario feriale, con un andamento pressoché costante, anche se la stagionalità e la posizione geografica l'utilizzo di sistemi di climatizzazione, può variare anche notevolmente l'aspetto del modello.

Il modello residenziale è invece caratterizzato da un andamento più lineare, con consumi maggiori in corrispondenza di pasti e orario serale.

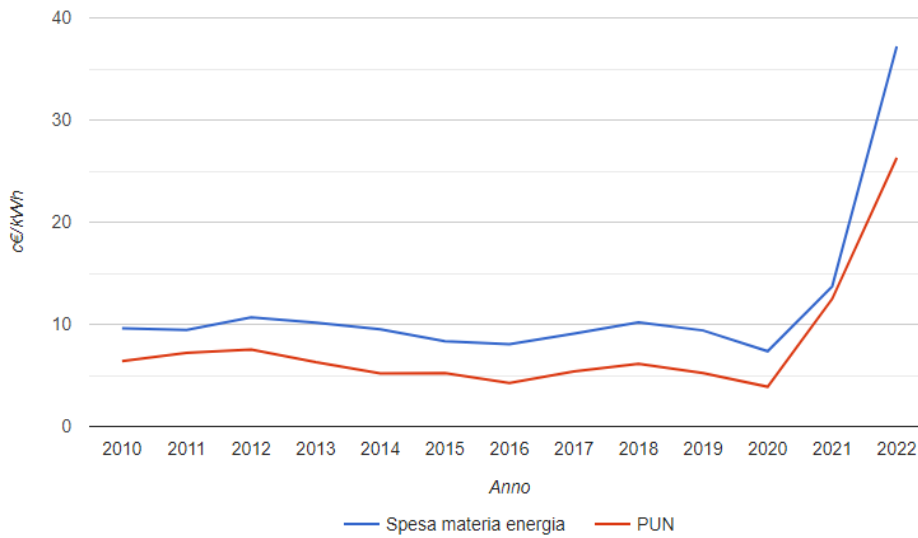
Fasce orarie dell'energia elettrica definite dall'Autorità (ARERA)

F1 (ore di punta)	8-19 da lunedì a venerdì, festività nazionali escluse
F2 (ore intermedie)	7-8 la mattina, 19-23 da lunedì a venerdì e 7-23 il sabato, festività nazionali escluse
F3 (ore fuori punta)	24-7 e 23-24 da lunedì a sabato, domenica e festivi tutte le ore della giornata
F23 (o F2+F3)	19-8 tutti i giorni, il sabato e la domenica e i giorni festivi. Questa fascia comprende le ore incluse nelle fasce F2 e F3

Tabella con il consumo di energia elettrica di una famiglia

Famiglia	Elettrodomestici	Consumo kWh/anno	Bolletta €/anno
1 persona	TV, computer, frigo, lavatrice, condizionatore	1.400	575€
2 persone	TV, computer, frigo, lavastoviglie, lavatrice, condizionatore	2.000	760€
4 persone	TV, computer, frigo, lavastoviglie, lavatrice, 2 condizionatori, scaldabagno elettrico	2.700	989€
	2 TV, 2 computer, frigo, lavastoviglie, lavatrice, 2 condizionatori, scaldabagno elettrico	3.300	1189€
	2 TV, 2 computer, frigo, lavastoviglie, lavatrice, 2 condizionatori, scaldabagno elettrico	3.600	1305€
5 persone	2 TV, 2 computer, frigo, lavastoviglie, lavatrice, 3 condizionatori	5.200	1305€

Andamento del Prezzo dell'Energia e della spesa materia energia in bolletta in c€/kWh

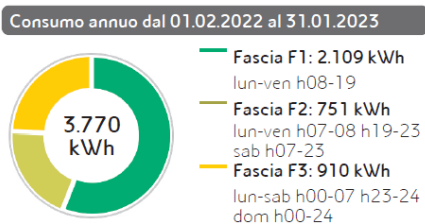
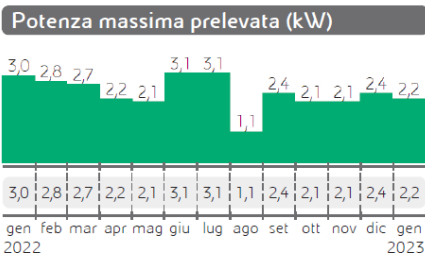


Fonte: elaborazione su dati del GME e dell'Autorità ARERA. Per il calcolo della spesa materia energia è stato ipotizzato un [cliente domestico tipo](#). La media dei dati del 2022 è parziale e aggiornata mensilmente.

Esempi specifici da bollette:

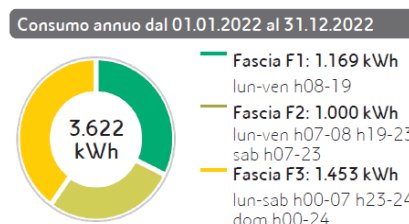
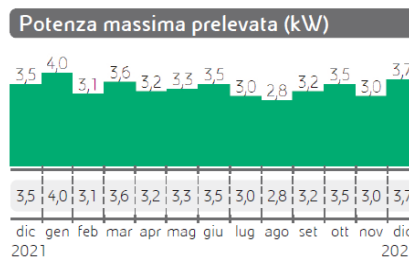
Azienda servizi

Azienda Produzione



Spesa Energetica
 Spesa energetica della presente bolletta: 191,99 €
 Spesa energetica annua: 1.308,69 €
 Somma della spesa energetica riferita alle bollette emesse dal 08.02.2022 al 07.02.2023

Famiglia 4 persone



Spesa Energetica
 Spesa energetica della presente bolletta: 207,46 €
 Spesa energetica annua: 1.111,95 €
 Somma della spesa energetica riferita alle bollette emesse dal 13.01.2022 al 12.01.2023

Analizzando un esempio di tabelle consumi di un'azienda di servizi e di un nucleo familiare si evidenzia che in entrambi i casi abbiamo un maggior consumo in fascia F1, mentre nel caso della famiglia si ha anche un consumo elevato nella Fascia 3, mentre tende a scendere in quella F2.

Perché il costo dell'energia elettrica varia durante il giorno?

Il motivo è dovuto al fatto che durante il giorno le industrie e le attività economiche sono più attive e di conseguenza i consumi sono al massimo. Al contrario, durante le ore serali e notturne i consumi sono più bassi perché gli uffici, i negozi e molte industrie sono chiusi. Produrre energia durante i giorni infrasettimanali, quando le attività lavorative e diurne aumentano al massimo il consumo energetico, ha un costo maggiore rispetto a produrla di sera o di notte. Questo perché devono essere messi in funzione impianti più costosi (e più impianti) che fanno salire il prezzo di vendita dell'energia sul mercato elettrico.

Il prezzo è infatti regolato anche dalle leggi della domanda e dell'offerta: ad un surplus di domanda corrisponde l'aumento del prezzo. Ad un eccesso di offerta sul mercato il prezzo, invece, diminuisce.

Con l'arrivo delle fonti rinnovabili di energia, come ad esempio il fotovoltaico che produce energia solamente di giorno, la differenza di prezzo nelle fasce è diminuita rispetto agli anni passati.

4.4. Analisi consumi comunali

Consumi utenze comunali 2022

SITO	INDIRIZZO	POD	KWh	PDR	Consumi termici	Gas naturale UM
COMUNE DI MANZIANA	Largo G. Fara n. 1	IT001E64594083	26.188			
SCUOLE MEDIE MANZIANA	C. Vittorio Emanuele SNC	IT001E61509163	26.415	00882101901409	8.402	Sm3/anno
SCUOLA ELEMENTARE MATERNA	Via Pisa n. 25	IT001E64598851*	6.616	00882104601172	12.680	Sm3/anno
SCUOLA ELEMENTARE PRIMARIA	Via Pisa n. 23	IT001E64598853	41.761	00882105948778	10.984	Sm3/anno
ALTRA UTENZA SEDE CENTRALE	Via Corso Emanuele n. 59	IT001E64597679**	15.946			
EDIFICIO VIA DEGLI SCALONI	Via degli Scaloni Snc	IT001E61206418	1.290			
COMUNE DI MANZIANA PROT. CIVILE	Via dei Platani Snc	IT001E64598801	9.293			
UNIVERSITA' AGRARIA UFFICI	Via IV Novembre n. 61	IT001E64599479	876	00882101901813	41	Sm3/anno
UNIVERSITA' AGRARIA EX MOTOSI	Via Braccianese Claudia	IT001E68621859	5.461			
TOTALE			133.846		32.107	

* SOSTITUISCE POD IT001E64598854 (VIA PISA 25) - *probabilmente dismesso*

** SOSTITUISCE POD IT001E60838742 (VIA CORSO EMANUELE 59) - *probabilmente dismesso*

Consumi utenze private 2022 (inserite nel bando C.E.R.)

POD	KWh	PDR	Consumi termici	Gas naturale UM
IT001E64599542	1.453	00882106449636	176	Sm3/anno
IT001E645994957	2.693	-	-	-
TOTALE	4.146			

CONFRONTO PRODUZIONE E FABBISOGNO

- Consumo medio famiglia Manziana = **2.073 KWh**
 (media ottenuta in seguito a rilevazione del consumo di tipo residenziale dei partecipanti alla CER).
- Stima fabbisogno totale utenze private (3.431) = **7.112.463 KWh**.
 Le analisi effettuate permettono di far emergere una stima indicativa del fabbisogno globale del Comune di Manziana riguardo i consumi domestici.
- Stima fabbisogno totale settore produttivo (394 unità locali) = **3.152.000 KWh**.
 Per quanto riguarda i consumi del settore produttivo, non è stato possibile ottenere una stima attendibile in quanto non sono presenti potenziali soci che permettessero di analizzare consumi extra-domestici su larga scala.
 Pertanto, il parametro utilizzato è quello del medio nazionale stimato, considerando tutte le unità locali presenti come micro-imprese, riportanti un consumo medio di 8.000 KWh annui.

CONCLUSIONI

Il fabbisogno complessivo della popolazione, del settore produttivo e della Pubblica Amministrazione, ammonta ad un valore stimato > **10.000.000 KWh**.

Le soluzioni progettuali proposte permetteranno lo sviluppo di una produzione annua di **2.179.180 KWh**, tale da rispondere solamente al **21,8%** del fabbisogno complessivo stimato dell'intero Comune di Manziana.

Risulta, pertanto, che tale progetto rappresenti un iniziale *step* nel processo di autonomia energetica e nello sviluppo di una transizione verso l'utilizzo massivo delle energie rinnovabili.

La disponibilità energetica di **2.179.180 KWh** sarà a disposizione dei soci della comunità energetica e in tal modo funzionale a rispondere alle esigenze energetiche del territorio.

4.4.1. Stima delle curve di carico elettrico e termico

Per elaborare una stima delle curve di carico, prendiamo in considerazione quattro giorni tipo dell'anno assumendo come riferimento, un giorno feriale e uno festivo invernale, un giorno feriale e uno festivo estivo.

Per la stima andremo ad analizzare i consumi elettrici e termici degli uffici dell'Università Agraria di Manziana e quelli di uno dei privati inseriti tra i beneficiari della nascente comunità energetica.

ELETTRICO (Kw)				
CONSUMO GIORNALIERO	Feriale INVERNO	Festivo INVERNO	Feriale ESTATE	Festivo ESTATE
Attività produttiva POD IT001E64599479	3,52	1,2	1,97	1,35
Utilizzatore residenziale POD IT001E64599542	5,13	4,47	4,72	3,66

TERMICO (Smc)				
CONSUMO GIORNALIERO	Feriale INVERNO	Festivo INVERNO	Feriale ESTATE	Festivo ESTATE
Attività produttiva PDR 00882101901813	0,71	0	0	0
Utilizzatore residenziale PDR 00882106449636	0,67	0	0,44	0

Per la metodologia utilizzata sono state prese in considerazione le bollette del mese luglio e dicembre per analizzare le utenze private, mentre per quanto concerne l'attività del settore terziario sono state utilizzate le bollette di novembre e giugno.

Sono stati sommati i consumi in F1 a quelli di F2 e poi calcolata la percentuale dei consumi in F3 per i giorni feriali all'interno del mese di riferimento.

Successivamente si prende la somma (F1+F2), si divide per i giorni feriali. Stesso procedimento per il numero dei consumi in F3. La somma di questi due risultati corrisponde alla **stima del consumo giornaliero feriale in KW**.

Per ottenere il consumo nei giorni festivi, invece, basterà dividere il risultato finale per il totale di giorni festivi all'interno del mese di riferimento.

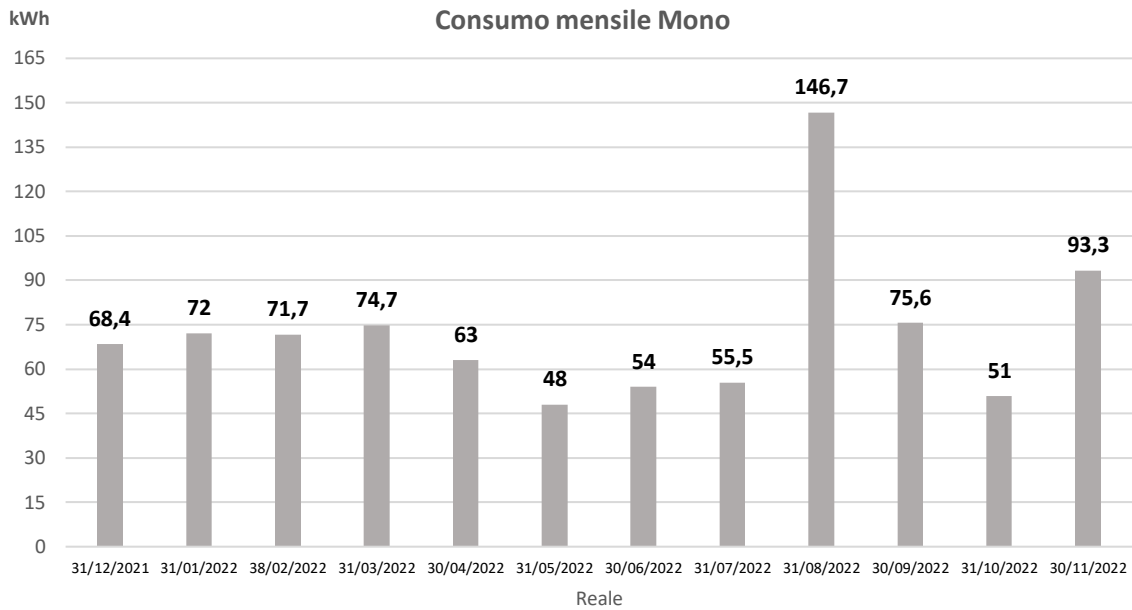
4.4.2. Elaborazione dei dati mensili

**UNIVERSITÀ AGRARIA UFFICI
POD - IT001E64599479**

<i>Totale consumo annuo in kWh</i>	876	<i>Totale energia attiva kWh</i>	146	<i>Totale energia attiva kWh</i>	146
<i>Somma dei consumi fatturati negli ultimi 12 mesi</i>		<i>Consumi attribuiti sulla base delle letture rilevate dal distributore</i>		<i>Consumo fatturato nel periodo in base all'offerta sottoscritta</i>	

Dettaglio letture/consumi

Data	Energia attiva			Energia reattiva			Tipo
	F1	F2	F3	F1	F2	F3	
30/09/2022	1.295	377	536	187	50	56	(rilevata)
31/10/2022	1.318	390	552	187	50	56	(rilevata)
30/11/2022	1.383	403	568	187	50	56	(rilevata)

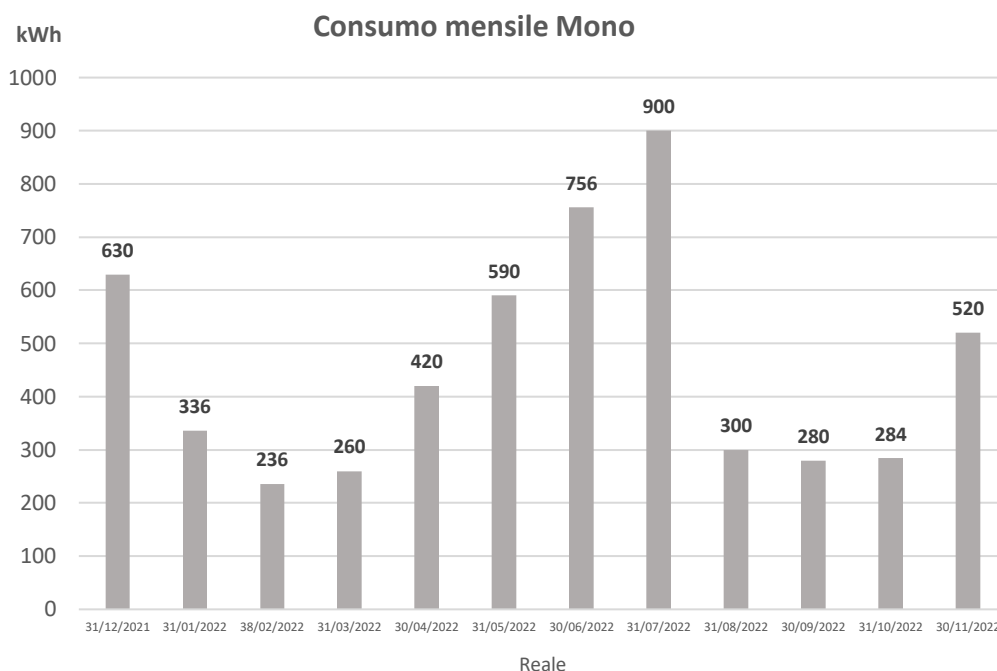


**UNIVERSITÀ AGRARIA EX MOTOSI
POD - IT001E68621859**

Totale consumo annuo in kWh 5.461	Totale energia attiva kWh 798	Totale energia reattiva kVarh 50	Totale energia attiva kWh 798
<i>Somma dei consumi fatturati negli ultimi 12 mesi</i>	<i>Consumi attribuiti sulla base delle letture rilevate dal distributore</i>	<i>Consumi attribuiti sulla base delle letture rilevate dal distributore</i>	<i>Consumo fatturato nel periodo in base all'offerta sottoscritta</i>

Dettaglio letture/consumi

Data	Energia attiva			Energia reattiva			Tipo
	F1	F2	F3	F1	F2	F3	
30/09/2022	1.958	1.728	3.018	547	406	642	(rilevata)
31/10/2022	2.004	1.816	3.169	553	416	650	(rilevata)
30/11/2022	2.089	1.999	3.414	559	427	659	(rilevata)



4.5. Caratterizzazione energetica della popolazione e del settore produttivo

Famiglie e utenze domiciliari

Non risultano presenti, al momento, produttori di energia tra i potenziali soci della C.E.R. aventi utenza domestica. Per tanto il comparto “popolazione” di Manziana va inserito in qualità di soci *Consumer* della futura C.E.R.

Settore produttivo

Le manifestazioni di interesse pervenute non riportano, allo stato attuale, soggetti produttori di energie rinnovabili.

Secondo le premesse progettuali costruite i principali *Prosumer* della C.E.R. saranno il Comune, la C.E.R. stessa e potenzialmente l'Università Agraria di Manziana.

4.6. Bilancio energetico delle varie soluzioni proposte (relativamente a energia auto consumata, energiacondivisa ed energia prodotta)

La costituzione della C.E.R. con la produttività stimata in base alle potenze di picco degli 8 impianti presi in considerazione e in base ai dati sull'irraggiamento specifico per area forniti dall'Unione Europea (vedi schede PVGIS) risulta pari a una potenza stimata di **1.527.50 kWp** e totali annui pari a **2.179.180 KWh**.

Detta produttività permetterà di coprire tutti i consumi dei POD indicati (considerando un sistema di accumulo adeguato a coprire le fasce orarie in cui gli impianti non saranno in produzione) che, all'anno 2022 erano pari a **133.846 KWh**, mentre per la restante parte dell'energia prodotta che sarà pari a **2.045.334 KWh**, sarà compito della CER individuare dei soggetti come PMI e privati cittadini con i quali condividere l'eccedenza. La ricerca di POD con i quali condividere l'energia dovrà essere effettuata all'interno della cabina primaria di riferimento (indicata all'interno di questo documento), e quindi anche fuori dai confini comunali.

Si stima pertanto che la quota “autoconsumabile” di energia sia pari al **6%** del totale della produzione annua, tramite configurazione di autoconsumo fisico degli impianti adiacenti i POD inseriti all'interno dei beneficiari della C.E.R.

La restante quota del **94%** della produzione totale viene interamente immessa in rete e valorizzata tramite commercializzazione.

Si prevede che il **70%** dell'energia immessa possa essere contestualmente consumata da soggetti presenti nella stessa cabina primaria, maturando incentivi GSE sulla condivisione della stessa.

4.7. Schema logico di funzionamento del sistema energetico a servizio della C.E.R. nelle varie ipotesi considerate

CONDIVISIONE VIRTUALE DELL'ENERGIA

STESSA FASCIA ORARIA



4.8. Sistema digitale rilevazione produzione e consumi

Il funzionamento di una comunità energetica rinnovabile (di seguito indicata come "C.E.R.") prevede il coinvolgimento di una serie di soggetti privati e/o pubblici formato da un minimo di due partecipanti che rivestono il ruolo rispettivamente di prosumer e consumer.

Le C.E.R. sono dotate di uno o più impianti di produzione (con potenza nominale non superiore 1mwp per singolo impianto) di energia derivante da fonti rinnovabili che può essere condivisa, sia in modo diretto, collegando direttamente il POD o contatore energivoro all'impianto, e condividendo l'eccedenza di energia non autoconsumata, oppure in modo "virtuale" ovvero condividendo l'energia con tutti i consumer, che aderiscono all'ente legale, e che rientrano nei confini delineati da E-distribuzione delle cabine primarie (vedi pagina sulle comunità energetiche di E- distribuzione al link: <https://www.e-distribuzione.it/a-chi-ci-rivolgiamo/casa-e-piccole-imprese/comunita-energetiche.html>).

All'interno della C.E.R. quindi troveremo sia proprietari di impianti che autoconsumano parte dell'energia prodotta, e condividono l'eccedenza, sia impianti produttivi di proprietari che condividono tutta l'energia prodotta con i soci della C.E.R.

Per un ottimale funzionamento sarebbe utile avere dei sistemi di accumulo in modo da poter immagazzinare energia quando non vi è consumo e garantire energia pulita per maggiori fasce di tempo, e al tempo stesso di evitare che l'energia prodotta venga immessa in rete senza che nessun socio della CER ne possa usufruire. La misurazione dei consumi e delle produzioni (procedura identificata col nome di "fasatura della CER) e il relativo calcolo dell'incentivo che verrà poi corrisposto alla CER da GSE è affidato ad dei software che calcolano per quarti d'ora la produzione di tutti gli impianti all'interno della CER e contemporaneamente i consumi effettuati dai consumer in maniera tale da poter poi ripartire la quota di incentivo ricevuto per l'energia condivisa e consumata in base a quanto stabilito in assemblea dai soci dell'ente legale. Tutti questi dati saranno fruibili dai partecipanti tramite app per smartphone o applicativi online. Ogni partecipante consumer della comunità energetica può inoltre, a propria discrezione (visto che il dispositivo prevede un costo sia per l'acquisto che per l'installazione), installare uno *smart meter*, ovvero un dispositivo che consente di collegare il proprio POD direttamente all'applicativo, per avere in tempo reale le letture su produzione, autoconsumo, cessione e prelievo dell'energia. In mancanza dello smart meter le letture verranno effettuate utilizzando le curve di potenza e i consumi forniti dal gestore e fornitore di energia. Il Gse (Gestore dei servizi energetici) calcolerà, tramite la lettura dei dati di produzione e consumo di energia elettrica su base oraria, l'incentivo totale per l'intera CER o per l'intero condominio nel caso dell'Autoconsumo collettivo, in base all'energia condivisa. Eseguirà quindi il bonifico al referente stabilito da un accordo all'interno alla comunità. Questo avrà infine l'onere di calcolare quanto spetta a ogni soggetto, in base al regolamento e statuto che avrà approvato la comunità e in base a quanta energia condivisa ha consumato nella fascia oraria in cui è stata prodotta.

5. Fattibilità Tecnica

5.1. Alternative progettuali rispetto a quelle proposte

È ormai evidente che le **fonti rinnovabili** rappresentano il futuro del nostro pianeta: gli investimenti e lo sviluppo delle rinnovabili stanno accelerando soprattutto nei mercati emergenti, principalmente guidati dalla necessità di diversificare le fonti di produzione e dalla preoccupazione per l'**inquinamento globale**. Tutto il mondo si sta ponendo traguardi da raggiungere: il target fissato dall'Unione Europea prevede che entro il 2030 almeno il 30% di energia consumata provenga da fonti rinnovabili.

A seguito dell'incarico ricevuto si è proceduto all'analisi delle possibili alternative progettuali per la realizzazione di impianti di produzione da energie da fonti rinnovabili.

In particolare, sono stati analizzati sistemi di produzione a:

- Fotovoltaico;
- Eolico;
- Biomasse;
- Idroelettrico.

Fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è un sistema che sfrutta le radiazioni solari per generare corrente elettrica continua tramite l'effetto fotovoltaico. Trasformata in corrente alternata, tramite un inverter, può essere utilizzata per alimentare gli apparecchi elettrici della nostra casa (lavastoviglie, scaldabagno, forno elettrico, tv, aspirapolvere). L'impianto fotovoltaico è costituito da piccole celle fotovoltaiche, realizzate in silicio amorfo, mono o policristallino, caratterizzate da piccole strisce argentate sulla superficie, ovvero i contatti chimici per la connessione in serie di più celle, atte a formare un modulo fotovoltaico. È proprio l'unione di più moduli a formare l'impianto fotovoltaico.

È un principio completamente naturale che avviene nel momento in cui la radiazione solare passa attraverso un materiale semiconduttore, come il silicio cristallino, di cui è costituito il pannello fotovoltaico, anche se le moderne tecnologie stanno studiando anche l'utilizzo di una lega tra cadmio e tellurio.

Il Silicio è un elemento presente in natura in quantità elevate, (il secondo sulla superficie terrestre dopo l'ossigeno) è un ottimo semiconduttore, e in base alla sua struttura cristallina si distingue in silicio monocristallino o policristallino, mentre se non ha struttura prende il nome di Silicio amorfo. Questo materiale è ciò di cui è costituita la cella solare. Quando i fotoni della radiazione solare, particelle di massa a carica nulla, attraversano una cella fotovoltaica, spezzano i legami presenti tra gli elettroni del silicio, che possono muoversi liberamente, lasciando delle posizioni libere, chiamate alcune, che agiscono come cariche positive. Dunque, una parte della cella fotovoltaica presenta un eccesso di cariche negative, gli elettroni, mentre l'altra parte presenta cariche positive, le lacune, producendo un campo elettrico interno alla struttura del

semiconduttore, che fa muovere i due elementi in posizione opposte generando una tensione tra il lato positivo e quello negativo (corrispondono ai due lati del modulo fotovoltaico, quello esposto al sole e quello a diretto contatto con il luogo di installazione).



Eolico

Fonte di energia pulita, rinnovabile ed inesauribile, l'energia eolica altro non è che l'energia cinetica prodotta dal movimento dell'aria sulla superficie terrestre, tra zone di alta e di bassa pressione. In grado di contribuire in modo significativo alla creazione di un futuro carbon neutral, l'eolico è in costante sviluppo: se fossero confermati gli attuali trend di crescita, questa energia verde potrebbe entro il 2030 coprire il 20% della domanda elettrica a livello globale, con una conseguente riduzione delle emissioni di CO2 di oltre 3 miliardi di tonnellate annue. Le pale eoliche sottraggono al vento parte della sua energia cinetica e la trasformano in energia meccanica. Un impianto eolico è composto da un sistema di pale costruite con forme aerodinamiche, un rotore, un albero e un generatore elettrico. Le pale sono collegate al rotore: il rotore, a sua volta, è collegato all'albero posto nel palo, il quale invia l'energia di rotazione al generatore elettrico collocato alla base della struttura. Il vento fa girare le pale: queste ultime, a loro volta, fanno girare il generatore che trasforma, grazie ad una dinamo, l'energia meccanica in energia elettrica. In base alla sua collocazione, la centrale eolica può essere on-shore oppure off-shore. Gli impianti eolici on shore sono installati sulla terraferma, nelle zone in cui di norma è presente un moto ventoso di una certa entità. Gli impianti eolici off shore, invece, si collocano direttamente sul mare: in considerazione del fatto che la velocità e la costanza del vento lontano dalla costa forniscono le ottimali condizioni per la conversione dell'energia, questi impianti consentono di ottenere la maggior parte di energia ricavabile dall'eolico. Esistono inoltre i cosiddetti impianti near-shore, posti sulla costa entro dieci chilometri di distanza dal mare.

In ultimo, non bisogna certo dimenticare il cosiddetto eolico domestico che, seppur limitato ad una scala ridotta rispetto agli impianti industriali, ne sfrutta lo stesso principio.



Biomasse

Considerata tra le migliori fonti di energia rinnovabile, dopo quella eolica e solare quella proveniente dalle biomasse è una scelta green con ridotto impatto ambientale. Per biomasse si intendono tutte quelle sostanze di origine biologica, vegetale o animale, che non hanno subito processi di fossilizzazione. L'energia delle biomasse è quindi l'energia prodotta a partire da questi materiali, può essere energia elettrica o termica. È considerata pulita e rinnovabile ed è una fonte di combustibili alternativi che possiamo utilizzare al posto di quelli fossili. Gli impianti a biomasse per la produzione di energia elettrica presentano vantaggi notevoli, legati specialmente al ciclo di sfruttamento dei rifiuti biodegradabili e dei prodotti agricoli. Anche per questo le biomasse sono sempre più sfruttate, nell'ottica di una maggiore sostenibilità e rispetto dell'ambiente. Le biomasse che si usano per produrre energia elettrica sono materiali di scarto riconvertiti mediante processi chimici o termici. La trasformazione delle biomasse avviene in base al prodotto finale che si vuole ottenere.

Le biomasse vengono bruciate all'interno di una camera di combustione: il calore così generato viene utilizzato per produrre energia elettrica o come fonte di riscaldamento. Il funzionamento è semplice: la combustione delle biomasse rilascia calore che trasforma in vapore l'acqua della centrale termodinamica. Grazie a questo vapore, la centrale a biomasse genera elettricità, mettendo in funzione una turbina collegata ad un alternatore, il vapore fa ruotare la turbina che, a sua volta, mette in rotazione

l'alternatore, il quale produce finalmente corrente elettrica alternata. Il vapore che esce dalla turbina viene trasformato in acqua da un condensatore e viene quindi reintrodotta nella caldaia. Gli impianti a biomasse per la produzione di energia elettrica aiutano dunque l'ambiente. Favorendo il riutilizzo dei rifiuti, come gli scarti agricoli, ma anche urbani e industriali, si risolvono due problemi piuttosto importanti del nostro ciclo produttivo: lo stoccaggio e la distruzione.



Idroelettrico

Tra le varie fonti green utilizzate dall'uomo, la più antica è certamente quella basata sull'acqua: si tratta dell'energia idroelettrica che, insieme all'energia eolica e a quella fotovoltaica rientra tra le fonti rinnovabili.

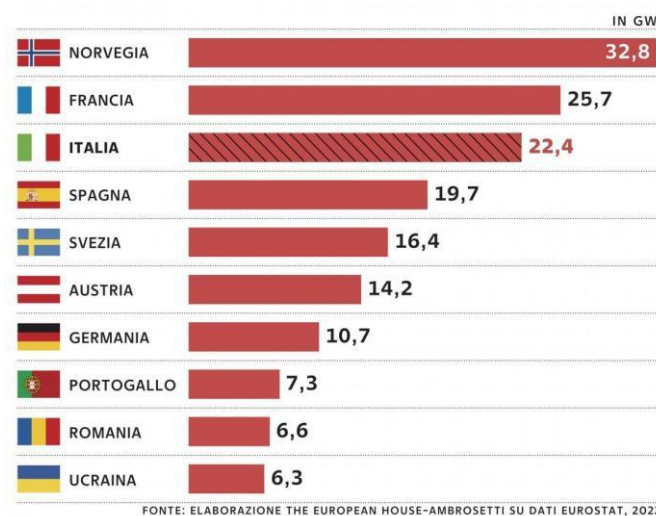
Il ciclo dell'acqua – dall'evaporazione alle precipitazioni – ha dato quindi la possibilità di dare vita a un'importantissima fonte di energia rinnovabile: l'energia idroelettrica, infatti, viene ottenuta sfruttando l'energia cinetica e potenziale dell'acqua.

L'energia idroelettrica permette di sfruttare il corso d'acqua dei fiumi per trasformare il movimento dell'acqua in elettricità. L'energia idroelettrica è una fonte di energia rinnovabile prodotta da opere costruite dall'uomo, ovvero dighe, chiuse, canali e ponti. Tramite un bacino idroelettrico, capace di raccogliere le acque nella conca artificiale della diga, l'acqua viene poi convogliata a grande velocità a valle attraverso condutture forzate. L'energia dell'acqua viene trasformata in elettricità mediante un sistema di alternatori e turbine.

In Italia, per esempio, circa un quinto di tutta l'elettricità prodotta proviene dalle centrali idroelettriche.

Il basso impatto ambientale delle fonti rinnovabili è il loro principale vantaggio: esse possono recuperare l'energia richiesta per le attività quotidiane senza compromettere il futuro dell'ambiente. L'idroelettrico è la prima fonte energetica rinnovabile per la generazione elettrica in Italia (40,7% contro 21,3% del solare e 16% dell'eolico) e anche nei prossimi anni giocherà un ruolo di primo piano per la transizione e la sicurezza energetica nazionale. Ma oltre il 70% degli impianti idroelettrici ha più di 40 anni e l'86% delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche è già scaduto o scadrà entro il 2029.

LA POTENZA IDROELETTRICA INSTALLATA NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI



5.2. Bilancio tra vantaggi e svantaggi generati dall'utilizzo di tecnologie prescelte

Tutte le tecnologie analizzate hanno come vantaggio il beneficio ambientale poiché hanno un limitato impatto sull'ambiente e non sono soggette ad esaurimento. Inoltre, altro aspetto fondamentale da tenere in conto è senz'altro il risparmio sui costi in bolletta.

Il ricorso al sistema fotovoltaico genera principali vantaggi per i seguenti motivi:

Installare il **fotovoltaico** permette di ridurre il prelievo di energia elettrica dalla rete grazie all'autoconsumo, utilizzando l'elettricità generata dall'impianto per coprire in parte il proprio fabbisogno energetico. Considerando che l'investimento nel fotovoltaico si ammortizza in circa 8 anni, con una durata media di circa 20-25 anni, il risparmio per l'investitore è sicuramente importante, tanto più sono i fabbisogni messi in gioco. Tra i vantaggi degli impianti fotovoltaici c'è la possibilità di produrre energia elettrica pulita, una scelta orientata alla sostenibilità per rispettare l'ambiente e ridurre la propria impronta di carbonio. Con il fotovoltaico si possono diminuire le emissioni di gas serra, contribuendo alla trasformazione energetica e alla diffusione delle fonti di energia rinnovabili. Si tratta di un investimento che aiuta il settore dell'energia green e promuove un modello di economia sostenibile con un forte impatto positivo sull'ambiente.

L'efficienza dei pannelli solari è migliorata notevolmente negli ultimi anni, passando da una media di circa il 15% di conversione della luce solare in energia utilizzabile a circa il 20%. I pannelli solari ad alta efficienza possono raggiungere quasi il 23%. Anche la potenza di un pannello di dimensioni standard è aumentata da 250W a 370W. L'efficienza dei pannelli solari è determinata sia dall'efficienza delle celle fotovoltaiche (cioè dal tipo e dal design delle celle) sia dall'efficienza totale del pannello, basata su considerazioni quali il tipo di cella, il layout e le dimensioni. Un modo semplice per valutare l'efficienza dei pannelli solari è quello di esaminare i valori di efficienza indicati

dal produttore, che si basano su condizioni di prova standard e forniscono un'indicazione affidabile delle prestazioni. L'efficienza delle celle fotovoltaiche (PV) che compongono un pannello solare è calcolata in base all'energia della luce solare che viene convertita in elettricità dai semiconduttori. Un pannello solare efficiente è quello che genera più elettricità occupando meno spazio. I produttori valutano i pannelli solari in base alla loro efficienza, che varia dal 15% al 20% circa di conversione dell'energia solare in elettricità utilizzabile. Molti fattori influenzano l'efficienza dei pannelli solari, al di là delle valutazioni dei produttori:

- la quantità di luce riflessa dalla superficie della cellula
- l'intensità del sole
- la quantità di copertura nuvolosa
- l'accumulo di calore che influisce sulla conduttività dei semiconduttori nelle celle fotovoltaiche.

Altro vantaggio è legato alla poca manutenzione richiesta da questo tipo di sistemi. Tra gli interventi da realizzare ci sono la pulizia dei pannelli fotovoltaici, per mantenere alto il rendimento dell'impianto, il controllo periodico dei componenti e una verifica generale almeno una volta l'anno. La spesa è proporzionale al numero di moduli installati e all'età dell'impianto; quindi, diventa più costosa con il passare del tempo e comporta una spesa ridotta per gli impianti di piccole dimensioni. Non da sottovalutare sono altri benefit che riguardano la possibilità di avere ricariche elettriche fast della propria auto, autoconsumo con scambio sul posto, la promozione social di uno stile di vita green e la possibilità di partecipare al modello di produzione e condivisione di energia da fonti green tra diversi utenti situati nelle vicinanze e collegati fra loro tramite una smart grid.

Il recupero, lo smaltimento e il riciclo dei pannelli solari sono regolati da una rigida normativa. Non si possono portare all'isola ecologica come normali rifiuti perché rientrano nella classificazione RAEE (Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche) con il codice identificativo R4. E non è il privato cittadino a doversi fare carico dello smaltimento dei pannelli solari esauriti, ma il produttore.

Con il riciclo dei pannelli, che vedranno nel decennio 2033-2042 perlopiù lo smaltimento di quelli in silicio cristallino, si crea una vera e propria filiera e catena di valore: produzione, installazione, manutenzione, dismissione e poi, riciclo (tornando al produttore) con parziale riuso dei pannelli ancora in buono stato. Secondo ENEA il 5% del materiale dismesso può essere rigenerato con un intervento di sostituzione leggera delle parti più usurate, generando così un secondo mercato, quello dell'usato, con prezzi inferiori di prodotti ancora validi e utilizzabili, per esempio, per soggetti con basso accesso ai servizi energetici.

Eolico

Non inquina e non produce rifiuti perché il vento è una fonte energetica rinnovabile e pulita, oltre che priva di costi. Si tratta di un'energia facile da reperire e da produrre. La vita utile delle turbine eoliche è sorprendente, tant'è vero che i parchi eolici possono garantire efficienza energetica ed essere produttivi per 25 anni senza la necessità di particolari interventi. Sviluppandosi in altezza, le pale eoliche occupano poco suolo e hanno un ridotto impatto ambientale, limitato alla loro produzione e al trasporto. Di contro, il vento è una fonte energetica discontinua e le pale eoliche, oltre ad avere un costo elevato ammortizzabile solo nel lungo periodo, sono fonte di inquinamento acustico e, soprattutto nelle zone costiere, impattano visivamente e in modo non trascurabile sul paesaggio. L'energia eolica in Italia gioca un ruolo centrale: basti pensare che il 5% della potenza eolica europea è proprio in Italia e che, secondo i dati pubblicati alla fine del primo semestre del 2019 dall'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile, le installazioni eoliche nazionali ammontano a 10,7 GW. Tra le fonti green, l'eolico vanta un ottimo livello di efficienza, secondo soltanto a quello delle turbine idrauliche per l'energia idroelettrica. Se l'efficienza massima di un impianto eolico è del 59,3% secondo la Legge di Betz, in condizioni normali le centrali eoliche vantano un'efficienza media del 40-50%, quasi il doppio rispetto ai pannelli fotovoltaici di migliore qualità oggi disponibili. È una caratteristica rilevante nel calcolo della resa e della sostenibilità dell'eolico.

Idroelettrico

La produzione di energia è abbastanza economica, Infatti, dopo la creazione di dighe, impianti e opere di manutenzione le precipitazioni di pioggia e neve assicurano la completa gratuità e disponibilità della materia. Un aspetto negativo di questa energia pulita è il fatto che essa sia doverosamente dipendente dagli agenti atmosferici, impossibili da tenere sotto controllo: una zona, infatti, può correre il rischio di essere colpita da lunghi periodi di siccità. Un ulteriore svantaggio è collegato al fatto che per costruire dighe, condotte forzate e centrali, molte volte sono necessarie deturpazioni dell'ambiente e disboscamenti in paesaggi montani, proprio perché le strutture non possono essere costruite ovunque. L'impatto ambientale quindi può essere significativo! È importante valutare il contesto in cui la centrale andrà ad inserirsi e quanto la fauna e la flora possano risentirne. Una ulteriore tipologia di impianti idroelettrici sono quelli a rilascio istantaneo nei quali non è presente un vero e proprio bacino ma solo una piccola opera di sbarramento che consente un limitato stoccaggio di acqua all'interno dell'alveo fluviale. L'evoluzione di questa tecnologia sono le cosiddette centrali "a rilascio istantaneo" nelle quali non vi è sottensione di alveo fluviale in quanto l'acqua è derivata a monte della traversa fluviale e rilasciata immediatamente al piede della stessa. Gli impianti idroelettrici sono sottoposti a procedure di Concessione, di Autorizzazione Unica e di Valutazione di Impatto Ambientale. Tutti questi procedimenti consentono la riduzione dell'impatto ambientale.

Biomasse

L'energia da biomassa è una fonte di energia rinnovabile, ma presenta alcuni svantaggi.

La combustione di combustibili da biomassa produce anidride carbonica (CO₂) e altri inquinanti atmosferici, tra cui ossidi di azoto (NO_x) e particolato (PM). Questi inquinanti possono avere un impatto negativo sulla qualità dell'aria e sulla salute pubblica. La raccolta di biomasse combustibili può portare alla deforestazione se non viene gestita correttamente. Ciò può comportare la distruzione degli habitat e la perdita di biodiversità. Inoltre, la rimozione degli alberi può ridurre la quantità di anidride carbonica assorbita dalle foreste, contribuendo ulteriormente al cambiamento climatico. L'energia da biomassa è in genere più costosa di altre fonti energetiche, come il carbone e il gas naturale.

Il costo può variare a seconda del tipo di biomassa utilizzata e del luogo in cui viene raccolta. Inoltre, ci sono altri costi significativi associati alla produzione di biomassa, come il trasporto e lo stoccaggio.

Oltre alle emissioni e ai costi, ci sono altri problemi associati all'energia da biomassa che devono essere affrontati. Tra questi, il potenziale degrado del terreno dovuto all'eccessiva raccolta e l'inquinamento dell'acqua causato dal deflusso dei fertilizzanti utilizzati nella produzione di biomassa.

Non di poco conto risultano, sia per gli impianti eolici che per quelli idroelettrici, gli adempimenti burocratici ed i costi dell'investimento iniziali.

5.3. Individuazione degli interventi tali da non avere valide alternative progettuali

Se pur evidente che le **fonti rinnovabili** rappresentano il futuro del nostro pianeta e che il loro utilizzo non sia più rimandabile non esiste a priori una fonte energetica rinnovabile che vada bene per tutti, infatti, è essenziale verificare caso per caso quale fonte sia possibile utilizzare nel caso specifico per ridurre l'inquinamento globale e avere il risparmio in bolletta.

Per procedere ad individuare la soluzione che meglio si attaglia al caso specifico si deve partire dalle linee guida nazionali e regionali per le fonti energetiche rinnovabili al fine di verificare dove possono posizionarsi gli impianti da realizzare e quali scegliere.

Dell'analisi delle caratteristiche territoriali, ambientali, paesaggistiche del territorio di riferimento e soprattutto dagli spazi a disposizione del Comune si è ritenuto che la migliore soluzione sia quella da fotovoltaico. Infatti, Le superficie delle coperture a disposizione per l'installazione dei nuovi impianti sono rappresentate da coperture di capannoni, immobili agrari, ostello comunale ed autoparco comunale.

Dai sopralluoghi effettuati si è verificato che i siti individuati di proprietà del Comune di Manziana e dell'università di Agraria dal punto di vista normativo-vincolistico ma anche tecnico siano aree adatte all'installazione dell'impianto fotovoltaico, poiché hanno una pendenza ed un'esposizione naturale ottimale, non necessitano di rimozione di alberi e arbusti; in generale si tratta di siti facilmente raggiungibili dalla viabilità pubblica sia per le operazioni di realizzazione che di esercizio dell'impianto.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Infatti, si è visto che in tale contesto non vi sono le condizioni per poter prediligere altri fonti rinnovabili, in particolare non sono stati individuati spazi fuori dal centro urbano in aree idonee per posizionare eventuali pale eoliche che per caratteristiche necessitano di spazi fuori dal perimetro urbano anche a causa dell'inquinamento acustico che producono. Né sono stati individuati spazi per altre fonti rinnovabili.

Con la realizzazione dell'impianto, si potrà conseguire un significativo risparmio energetico per la CER, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

La scelta del fotovoltaico nel caso specifico con il bilancio delle tecnologie proposte risulta avere di gran lunga maggiori riscontri positivi e tali da non essere paragonabili e proponibili rispetto alle altre tecnologie che comunque in considerazione dei luoghi non risulterebbero essere applicabili o altrettanto vantaggiose (geotermica, eolica, idrogeno, biomasse).

In relazione a quanto riportato nella presente relazione gli interventi proposti risultano tutti tali da non avere valide alternative progettuali a quelle proposte.

5.4. Vantaggi della C.E.R.

Risparmio da Autoconsumo

I soci prosumer possono autoconsumare l'energia prodotta dai propri impianti, abbattendo direttamente il costo della bolletta.

Effetti positivi: risparmio in bolletta sulla quota di energia auto consumata.

Valori stimati: azzeramento del costo della materia prima e della sua distribuzione.

Risparmio da acquisto di energia a prezzi agevolati

I soci consumer possono acquistare, tramite un trader/fornitore convenzionato con la CER, l'energia ad un prezzo agevolato, in quanto suggeriamo ai prosumer di vendere l'energia eccedente allo stesso trader/fornitore ad un prezzo fisso a lungo termine. In questo modo il valore della materia prima si svincola dal mercato energetico e il trader potrà rivenderla ai consumer partendo da quel prezzo fisso a cui l'ha acquistata. Questa configurazione permette la creazione di un vero e proprio mercato autonomo interno alla CER, dove i soci che accedono all'energia green disponibile non dovranno più preoccuparsi di repentini aumenti del prezzo nazionale (PUN).

Effetti positivi: risparmio in bolletta sulla quota di energia acquistata.

Effetti positivi: prezzo fisso a lungo termine, svincolato dal mercato elettrico nazionale.

Accesso agli incentivi e a riconoscimenti GSE

I soci della CER possono accedere a quote degli incentivi GSE che vengono conferiti alla Comunità, in base al loro apporto in termini di energia prodotta/consumata.

Valori stimati fino a €127,48 x MWh condiviso

Ricavi di vendita dell'energia eccedente

I prosumer possono vendere l'energia eccedente il proprio fabbisogno, generando delle nuove entrate economiche. Il suggerimento è quello di vendere l'energia ad un prezzo fisso a lungo termine, in modo da tutelare l'investimento ad un valore che assicuri il ritorno economico sulla base delle risorse impiegate.

Effetti positivi nuova entrata economica

Valori stimati à PUN come riferimento di base (media 1° semestre 2023: € 138,50 x MWh).

5.5. Descrizione delle strutture, tramite elaborati descrittivi e grafici, delle caratteristiche tipologiche, funzionali, tecniche, della soluzione progettuale prescelta

Moduli fotovoltaici	
Descrizione:	SUNPOWER X-Series SPR-X21-470-COM (470W)
Modello:	X-Series SPR-X21-470-COM
Marca:	SUNPOWER
Costo:	<input type="text"/> €
Caratteristiche fisiche	
Larghezza:	<input type="text" value="1.046"/> mm
Peso:	<input type="text" value="25,40"/> kg
Altezza:	<input type="text" value="2.067"/> mm
Spessore:	<input type="text" value="46"/> mm
Area:	<input type="text" value="2,16"/> m ²
Tipologia delle celle:	Silicio monocristallino
Potenza massima (Pmax):	<input type="text" value="470,0"/> W
Tensione nel punto di max. pot. (Vmpp):	<input type="text" value="77,60"/> V
Corrente nel punto di max. pot. (Impp):	<input type="text" value="6,06"/> A
Tensione a vuoto (Voc):	<input type="text" value="91,50"/> V
Corrente di cortocircuito (Isc):	<input type="text" value="6,45"/> A
Tensione massima supporto posteriore (Vmax):	<input type="text" value="1.000,00"/> V
Coefficiente termico Voc:	<input type="text" value="-0,4000"/> %/°C

È stata considerata un'installazione fissa ed una inclinazione pari a 35°.

I pannelli sono ipotizzati posati al netto degli opportuni distanziamenti e tolleranze (da meglio valutare e definire nelle successive fasi progettuali) che forniscono un'analisi ideale del dimensionamento degli impianti installabili.

5.6. Parametri di progetto



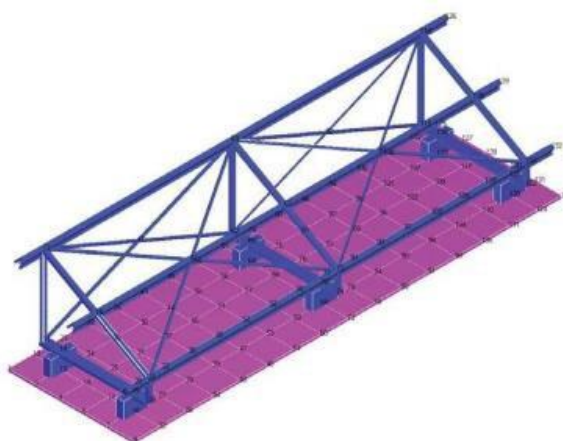
Il calcolo strutturale sarà effettuato tramite analisi dinamica modale agli elementi finiti senza condensazione di piano. Tutte le azioni sono in accordo con quanto disposto dalle NTC del D.M. del 17 gennaio 2018 e le verifiche sono condotte secondo il criterio degli Stati Limite (S.L.U. ed S.L.E.).

La struttura metallica in progetto è costituita da n.3 telai aventi luce 2.05 m, passo 3,75 m e altezza pari a 2,30 m nella parte alta e 0,56 m nella parte bassa.

La disposizione dei pannelli fotovoltaici presenta una pendenza di 30°.

Le colonne (in profilati a freddo tipo Tubo Quadro 80x3) sono 6, incastrate alla base su numero 3 traversi metallici (in profilati a freddo tipo Tubo Quadro 180x60x3) a loro volta fissati sulle nervature delle zavorre in c.a. appoggiate al terreno; le travi principali saranno realizzate con profilati a freddo tipo Tubo Quadro 80x3, gli arcarecci saranno invece realizzati con profilati a freddo ad "Omega" 120x80x40x2.5. La struttura risulta irrigidita in falda e sul lato più alto da controventi disposti a croce costituiti da angolari a lati uguali 40x4 mm.

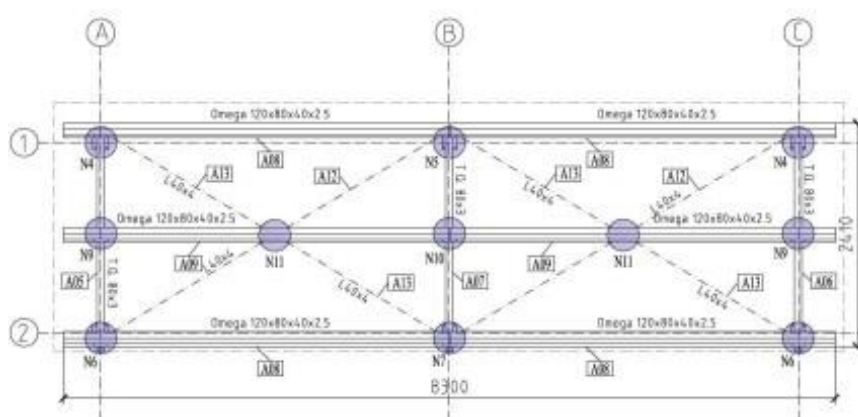
Tutti i profili metallici saranno realizzati in acciaio strutturale S275JR. Nel modello si è deciso di trascurare, a favore di sicurezza, le nervature del tegolo in c.a., inserendo un link rigido verticale di adeguate dimensioni e caratteristiche.



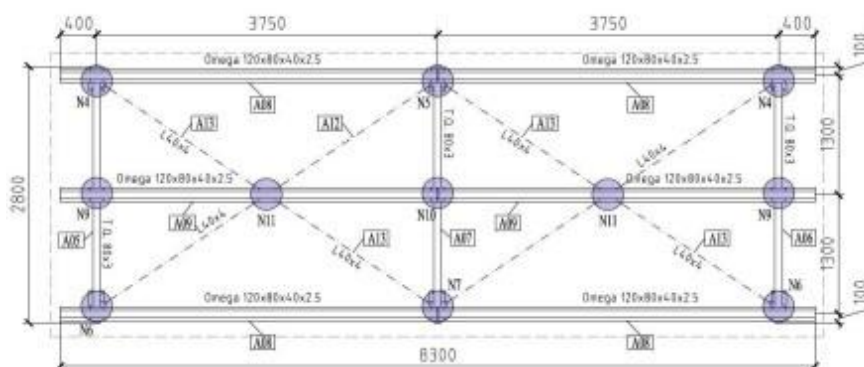
Modello di calcolo tridimensionale

Tutta la struttura metallica sarà protetta tramite zincatura a caldo e sarà assemblata in opera per mezzo di bulloni in classe 8.8.

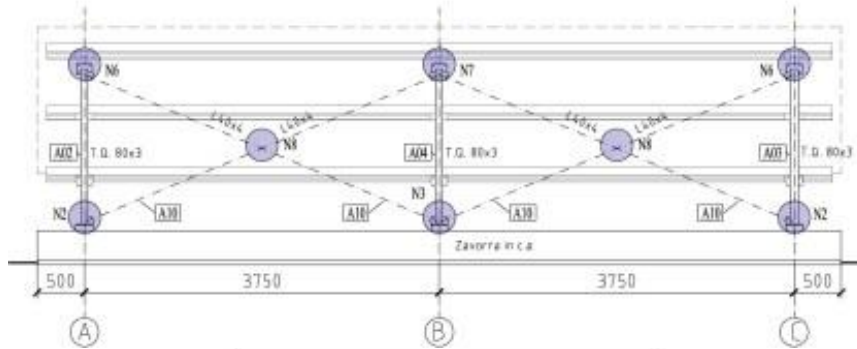
VISTA IN PIANTA



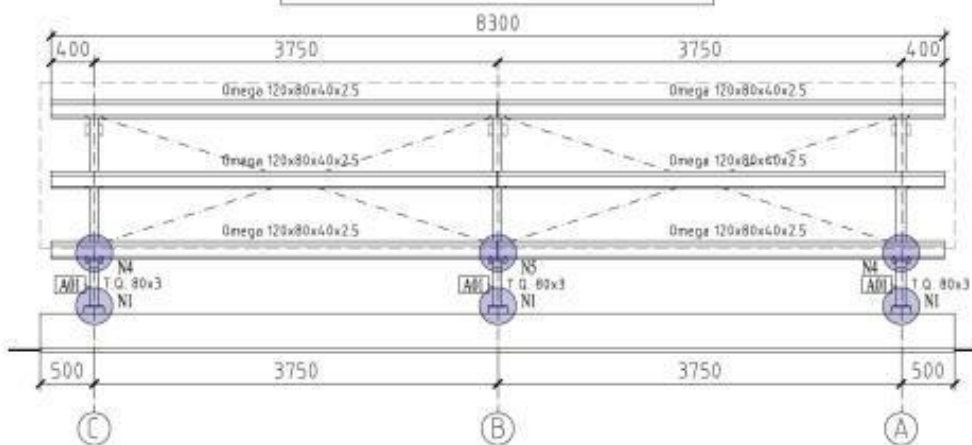
VISTA IN FALDA



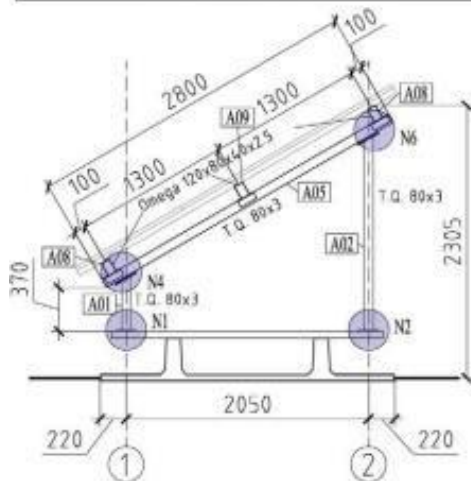
PROSPETTO FILO 2



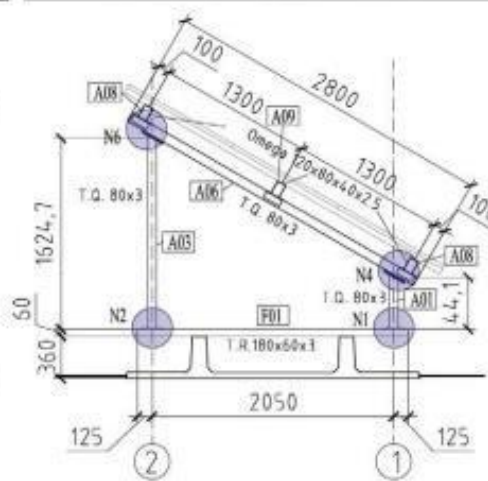
PROSPETTO FILO 1



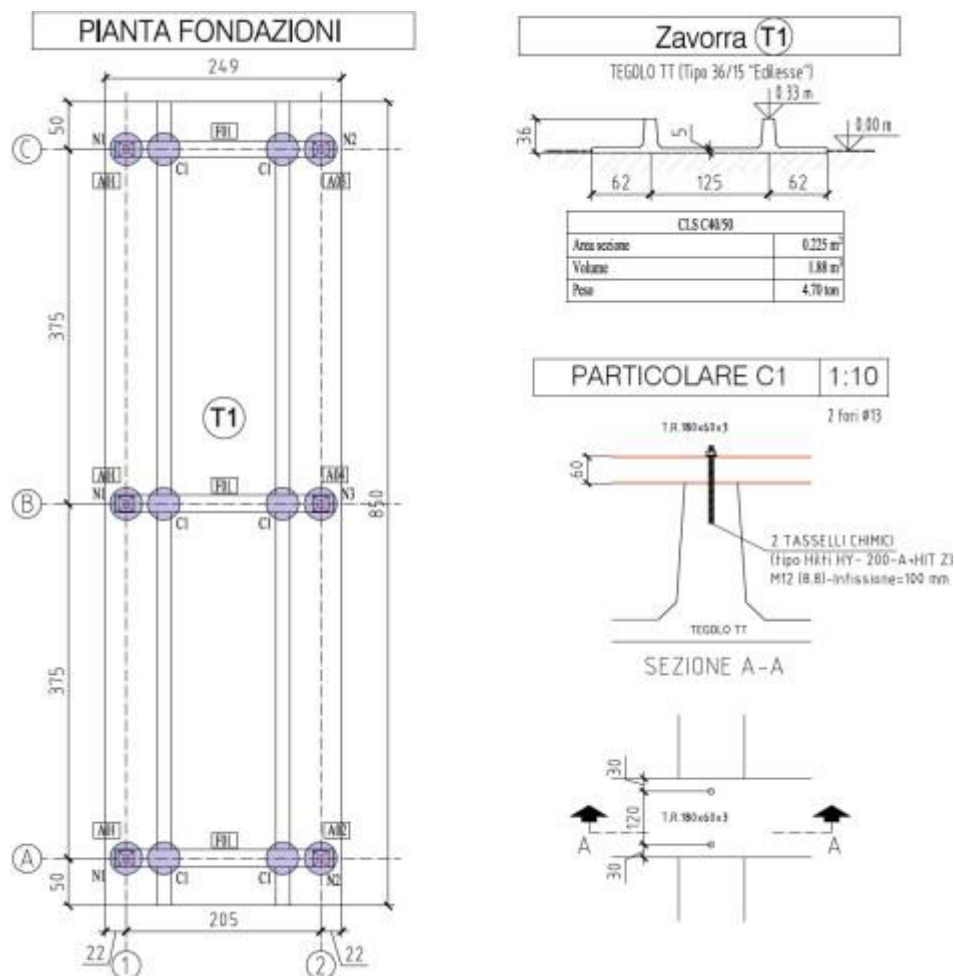
PROSPETTO FILO A



PROSPETTO FILO C



Le zavorre saranno realizzate tramite "Tegoli TT" tipo "TT36/15" in c.a. C40/50 aventi dimensioni 2.49x8.50 m.



5.7. Norme cogenti di riferimento

Le strutture sono state calcolate secondo le prescrizioni previste nelle normative cogenti relative alle costruzioni da erigersi in zone sismiche e precisamente:

- **Legge 05/11/1971, n.1086** - Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio, normale e precompresso ed a struttura metallica;
- **Decreto del Presidente della Repubblica 06/06/2001, n.380 - D.P.R. 380/2001**
Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia;
- **Decreto Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti 14/01/2008** - Norme tecniche per le costruzioni (NTC08);
- **Circolare Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti 02/02/2009, n.617** - Istruzioni per l'applicazione delle nuove norme tecniche per le costruzioni, di cui al D.M. 14/01/2008;
- **ETAG 001 (ed. 2001)** - Linea guida per il benessere tecnico europeo di ancoranti metallici da utilizzare nel calcestruzzo.

- **Decreto Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti 17/01/2018** – Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni” (NTC18);
- **Circolare 21 gennaio 2019 n.7** - Istruzioni per l’applicazione dell’«Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni”» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018;

Altre norme e documenti tecnici integrativi strutture

- **Legge n° 595 del 25/05/1965** – Caratteristiche tecniche e requisiti dei leganti idraulici.
- **Decreto del Presidente della Repubblica n° 380 del 06/06/2001** – Gazzetta Ufficiale n° 215 del 20/11/2001 – Testo unico delle disposizioni legislative e regolamenti in materia di edilizia.
- **Decreto Legislativo n° 302 del 27 dicembre 2002** – Gazzetta Ufficiale n° 16 del 21/01/2003 Modifiche e integrazioni del D.P.R. 06/06/2001 n° 380, recante Testo Unico delle disposizioni legislative e regolamenti in materia di edilizia.
- **UNI ENV 1992-1-1 del 31.01.1993 – Eurocodice 2.** Progettazione delle strutture di calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.
- **UNI ENV 1993-1-1 del 30.06.1994 – Eurocodice 3.** Progettazione delle strutture in acciaio. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.
- **UNI EN 206-1 del 31.10.2006.** – Calcestruzzo: specificazione, prestazione, produzione e conformità.
- **UNI 6131: 2002** – Prelevamento campioni di calcestruzzo indurito.
- **UNI 6393: 1988** – Controllo della composizione del calcestruzzo fresco.
- **UNI 11101: 2004** – Calcestruzzo: specificazione, prestazione, produzione e conformità. Istruzioni complementari per l’applicazione della EN 206-1.
- **UNI EN 12350 – 1 – 6:2001 e 7:2002** – Prova sul calcestruzzo fresco.
- **UNI EN 12390 – 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8:2002 e 3:2003** – Prove sul calcestruzzo indurito.
- **UNI EN 12504 – 1:2002, 2:2001, 3:2005** – Prove sul calcestruzzo delle strutture.
- **UNI EN 196-7: 1991, 2:2005** – Metodi di prova dei cementi. Metodi di prelievo e di campionatura del cemento.
- **UNI EN 197-1: 2005, 2:2001** – Cemento.
- **UNI EN 1008: 2003** – Acqua d’impianto per calcestruzzi.
- **UNI EN 10080: 2005** – Acciai per cemento armato.
- **UNI 10622:1997** – Barre e vergelle (rotoli) di acciaio d’armatura per cementi armati zincati a caldo.
- **UNI EN 932-1:1998, 2:200, 3:2001, 5 e 6:2001** – Metodi di prova per determinare le proprietà generali degli aggregati.
- **UNI EN 933-1:1999, 2:1997, 3:2004, 4:2001, 5:2006, 6:2003, 7, 8 e 9:2000, 10:2002** – Prove per determinare le caratteristiche geometriche degli aggregati.
- **UNI EN 1097-1, 10:2004, 2,3:1999, 4,8:2001, 5, 7 e 9:2000, 8, 10:2002** – Prove

per determinare le caratteristiche geometriche degli aggregati.

- **UNI EN 1367 – 1:2001, 2 e 4:2000, 3:2002, 5:2003** – Prove per determinare le proprietà tecniche e la degradabilità degli aggregati.
- **UNI EN 1744 – 1:1999** – Prove per determinare le proprietà chimiche degli aggregati.
- **UNI 8520-1,2:2005, 8,21:1999, 22:2002** – Aggregati per calcestruzzo.
- **UNI 12620:2003** - Aggregati per calcestruzzo.
- **UNI EN 480-1:1999, 2,8,10:1998, 4,5,6,11,12:2006, 13:2003** – Additivi per calcestruzzi.
- **UNI EN 930-2,4,6:2002, 3:2000** – Additivi per calcestruzzi.
- **UNI 10765:1999** – Additivi multifunzionali per calcestruzzi.
- **Circolare Min. LL.PP. 23 Ottobre 1979 n.19777** – Competenza Amministrativa: Legge 5.11.1971, n°1086, Legge 2.2.1974, n°64.
- **Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, Servizio Tecnico Centrale** – Linee guida sul calcestruzzo strutturale (Dicembre 1996).
- **EC1 – Eurocodice 1 – Basi di calcolo ed azioni sulle strutture – Parte 2-5:** Azioni sulle strutture – Azioni termiche.
- **EC2 – Eurocodice 2 – Progettazione delle strutture di calcestruzzo – Parte 1-6:** Regole generali – Strutture di calcestruzzo non armato.
- **UNI EN ISO 15630-1: 2004** - Acciaio per calcestruzzo armato e calcestruzzo armato precompresso - Metodi di prova - **Parte 1:** Barre, rotoli e fili per calcestruzzo armato.
- **UNI EN ISO 15630-2: 2004** -Acciaio per calcestruzzo armato e calcestruzzo armato precompresso - Metodi di prova - **Parte 2:** Reti saldate.
- **UNI EN ISO 15630-3: 2004** - Acciaio per calcestruzzo armato e calcestruzzo armato precompresso - Metodi di prova - **Parte 3:** Acciaio per calcestruzzo armato precompresso.
- **UNI EN ISO 10080: 2005** - Acciaio per cemento armato - Acciaio saldabile per cemento armato – Generalità.
- **UNI EN ISO 10002-1: 2004** - Materiali metallici - Prova di trazione - Parte 1: Metodo di prova a temperatura ambiente.
- **EN 206-1: 2006** - Calcestruzzo - Parte 1: Specificazione, prestazione, produzione e conformità.
- **UNI 11104: 2004** - Calcestruzzo - Specificazione, prestazione, produzione e conformità – Istruzioni complementari per l'applicazione della EN 206-1.,

SISMICA

- **Legge 2 febbraio 1974 n°64** – Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche.
- **EC8 – Eurocodice 8** – Indicazioni progettuali per la resistenza sismica delle strutture. **Parte 1-1:** Regole generali - Azioni sismiche e requisiti generali per le strutture.

PROGETTAZIONE FOTOVOLTAICO

CEI 64-8	Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
CEI 11-20	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
CEI EN 60904-1	Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente
CEI EN 60904-2	Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento
CEI EN 60904-3	Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
CEI EN 61727	Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete
CEI EN 61215	Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI EN 61646 (82-2)	Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo
CEI EN 61000-3-2	Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
CEI EN 60555-1	Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1: Definizioni
CEI EN 60439-1-2-3	Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione
CEI EN 60445	Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico
CEI EN 60529	Gradi di protezione degli involucri (codice IP)

CEI EN 6009912	Scaricatori
CEI 20-19	Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V
CEI 20-20	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V
CEI 81-10	Protezione contro i fulmini
CEI 81-3	Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato
CEI 81-4	Valutazione del rischio dovuto al fulmine
CEI 82-25	Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione
CEI 0-2	Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici
CEI 0-3	Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990
CEI 0-16	Regola Tecnica di Riferimento per la Connessione di Utenti Attivi e Passivi alle Reti AT ed MT
CEI 0-21	Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
UNI 10349	Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici
CEI EN 61724	Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
CEI 64-12	Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario
IEC 60364-7-712	Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems

Norme sulla sicurezza

D.Lgs 106/2009	Disposizioni integrative e correttive del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
D.Lgs. 81/2008	(testo unico della sicurezza) - Misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro
Ministero dell'Interno Dipartimento dei Vigili del Fuoco	DCPREV n.1324 del 07/02/2012 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" e successivi circolari e chiarimenti.
DM 37/2008	Sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici

Norme Comuni

Legge 1° marzo 1968, n. 186	Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici
Legge 18 ottobre 1977, n. 791	Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee(73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione – bassa tensione
D.Lgs 29/12/2003 n. 387	Attuazione della Direttiva 2001/77/CE sulla promozione delle fonti rinnovabili.
DM 37/2008	Sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici
Circolare Agenzia delle Entrate n. 46/E	Articolo 7, comma 2, del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.
DM 10/092010	Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili
Delibera n. 88/07 e s.m.i	Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione
D.Lgs 03/03/2011 n. 28	Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

Norme per la connessione alla rete

Guida Enel	Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel distribuzione
Delibera AEEG 281/05	Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi.
Delibera AEEG 33/08	Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore a 1 kV.
Delibera AEEG 99/08 e s.m.i	Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA).

EOLICO

- **DM MISE 10.09.2010** Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili
- **D.L 199/2021-Fonti Rinnovabili**
- D.L 17/2022-cosiddetto “Decreto Energia” convertito con **L. 27/04/2022 n.34**
- D.L. 50/2022 convertito con **Legge 20.05.2022 n. 21**
- D.L 13/2023 cosiddetto “Decreto PNRR TER”
- **D.L 42/2004 Codice dei beni culturali e del paesaggio**, ai sensi dell’articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137

Per quanto riguarda l’eolico e l’attività normativa nel CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), il Comitato Tecnico principale di riferimento è il CT88, “Sistemi di generazione da fonte eolica”.

- **CEI EN 61400-23** Parte 23: Prove strutturali in scala reale delle pale del rotore (1/11/2014)
- **CEI EN 61400-11** Parte 11: Tecniche di misura del rumore acustico (1/7/2014)
- **CEI EN 61400-12-2** Parte 12-2: Prestazioni di potenza degli aerogeneratori basate sull’anemometro di navicella (1/12/2013)
- **CEI EN 61400-4** Parte 4: Prescrizioni di progettazione per i moltiplicatori di giri degli aerogeneratori (1/10/2013)
- **CEI EN 61400-25-6** Parte 25-6: Comunicazioni delle condizioni di funzionamento per la supervisione e il controllo di impianti eolici – Classi di nodi logici e classi di dati per la supervisione delle condizioni di funzionamento (1/11/2011)
- **CEI EN 61400-24** Parte 24: Protezione dalla fulminazione (1/8/2011)
- **CEI EN 61400-22** Parte 22: Verifica di conformità e certificazione (1/2/011)
- **CEI EN 61400-21** Parte 21: Misura e valutazione delle caratteristiche di qualità della potenza elettrica di aerogeneratori collegati alla rete (1/4/2011)
- **CEI EN 61400-1/A1** Parte 1: Prescrizioni di progettazione (1/2/2011)
- **CEI EN 61400-3** Parte 3: Prescrizioni di progettazione degli aerogeneratori offshore (1/10/2009)
- **CEI EN 61400-25-4** Parte 25-4: Comunicazioni per la supervisione e il controllo di impianti eolici – Mappatura al profilo di comunicazione (1/9/ 2009)
- **CEI EN 61400-25-1** Parte 25-1: Comunicazioni per la supervisione e il controllo di impianti eolici – Descrizione complessiva di principi e modelli (1/9/2007)
- **CEI EN 61400-25-2** Parte 25-2: Comunicazioni per la supervisione e il controllo di impianti eolici – Modelli di informazione (1/9/2007)
- **CEI EN 61400-25-5** Parte 25-5: Comunicazioni per la supervisione e il controllo di impianti eolici – Verifica di conformità (1/9/2007)
- **CEI EN 61400-1** Parte 1: Prescrizioni di progettazione (1/4/ 2007)
- **CEI EN 61400-12-1** Parte 12-1: Misure delle prestazioni di potenza degli aerogeneratori (1/4/2007)

- **CEI EN 61400-2** Parte 2: Prescrizioni di progettazione degli aerogeneratori di piccola taglia (1 /2/ 2007)
- **CEI CLC/TR 50373** Aerogeneratori – Compatibilità elettromagnetica (1/11/ 2005)
- **CEI EN 50308** Aerogeneratori – Misure di protezione – Prescrizioni di progetto, esercizio e manutenzione (1/11/ 2005)

DELIBERAZIONE REGIONE LAZIO

- Legge (Regione Lazio) 06-07-1998, n. 24 Pianificazione paesistica e tutela dei beni e delle aree sottoposti a vincolo paesistico
- Legge (Regione Lazio) 22-12-1999, n. 38 Norme sul governo del territorio
- Legge regionale n. 16/2011 e s.m.i

Art. 3.1.1 della. - Istituzione del Gruppo Tecnico Interdisciplinare (GTI)

- Deliberazione della Giunta Regionale 16 novembre 2021, n. 782, concernente “Attuazione del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima 2030 (PNIEC).
- Disposizioni ed indirizzi di governance per l’individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l’installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER).
- Legge 14 dell’11 agosto 2021 (BUR: 12/08/2021)

Disposizioni collegate alla legge di Stabilità regionale 2021 e modifiche di leggi regionali ha stabilito che con apposita deliberazione adottata dalla Giunta regionale, su proposta dell’Assessore competente in materia di transizione ecologica, fosse costituito un “Gruppo Tecnico Interdisciplinare per l’individuazione delle aree idonee e non idonee FER”18

- Deliberazione n. 390 del 07/06/2022, la Giunta regionale ha approvato le “Linee Guida e di indirizzo regionali di individuazione delle aree non idonee per la realizzazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER)”
- PTPR Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR)Piani Territoriali Paesaggistici (PTP)Approvato il 21/04/2021 con DCR n. 5 del 21/4/2020, il nuovo Piano territoriale paesistico regionale con cui viene disciplinato l’uso dell’intero territorio del Lazio, secondo lo schema di accordo con il Ministero dei Beni Archeologici, Culturali e Turismo. Il nuovo PTPR interviene solo sul territorio vincolato, come beni del patrimonio naturale, culturale e paesaggistico tutelati per legge, e sostituisce completamente i precedenti Piani Territoriali Paesistici (30 Piani Territoriali Paesistici, redatti ai sensi della Legge 431/85, adottati dalla Giunta regionale dal 1985 al 1993 e approvati in via definitiva con la LR n. 24 del 6 luglio 1998).

DELIBERAZ. G.R. LAZIO 07/06/2022, N. 390

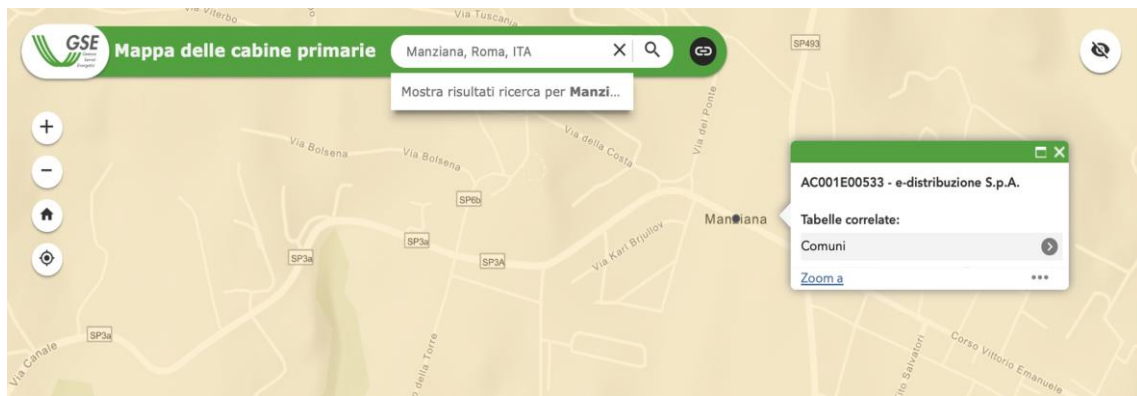
Attuazione del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) 2030 - Art. 3.1 della Legge Regionale 16 dicembre 2011, n. 16 e ss.mm.ii. - Linee Guida e di indirizzo regionali di individuazione delle aree non idonee per la realizzazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER).

L'elenco normativo riportato non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, dovranno essere comunque applicate.

Le opere ed installazioni dovranno essere eseguite a regola d'arte in conformità alle norme applicabili EI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate.

5.8. Caratterizzazione della distribuzione di energia nell'area con particolare attenzione alla presenza di cabine di trasformazione elettrica primarie e secondarie

Il comune di Manziana è servito elettricamente attraverso una cabina primaria di trasformazione identificata con il codice **AC001E00533**.



Con la delibera 727/2022/R/eel del 27 dicembre 2022, ARERA ha approvato il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) che disciplina le modalità per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso per le configurazioni previste dai decreti legislativi 199/21 e 210/21, tra cui le Comunità Energetiche. Secondo le disposizioni regolatorie e legislative richiamate, per accedere al servizio di autoconsumo diffuso, i punti di connessione facenti parte della configurazione devono essere ubicati nella porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria individuata secondo quanto previsto dall'articolo 10 del TIAD.

Al fine di rendere agevole ai soggetti interessati la verifica dell'appartenenza dei POD alla medesima area convenzionale afferente alla cabina primaria, i distributori, entro il 28 febbraio 2023, hanno reso pubbliche sui propri siti internet le mappe georeferenziate di tali aree.

5.9. Natura e biodiversità

L'opera non determinerà in alcun modo l'eliminazione o l'alterazione diretta o indiretta di elementi ambientali preesistenti. Non risulta peraltro attivarsi nessuna interferenza sugli ecosistemi circostanti. Tutte le opere realizzate non interesseranno l'ambiente naturale presente. Gli interventi proposti non comportano l'edificazione di nuovi fabbricati.

5.9.1. Degrado del Suolo

L'installazione degli impianti sulle coperture non necessita di opere di fondazione o scavi. Le acque non interessano direttamente come tema ambientale il progetto proposto. La specificità dei lavori non contempla in alcun modo la deviazione di corsi d'acqua né tantomeno l'alterazione di flussi idrodinamici. Non si prevedono significative modifiche della litologia superficiale o del substrato, né percolazioni di sostanze inquinanti.

Nel caso delle pale eoliche le fondazioni e scavi saranno limitati alla piattaforma di posizionamento delle torri.

5.9.2. Interferenze zona Urbana

Non si prevedono aumenti di emissioni di gas clima alteranti o di emissioni acustiche, (se non in parte nel caso delle pale eoliche che comunque saranno posizionate fuori dal centro abitato) se non strettamente legate alle limitate fasi di cantiere che potrebbero comportare una limitata emissione di rumore. Al termine dei lavori, grazie all'aumento dell'efficienza energetica, si avrà una riduzione indiretta delle emissioni di gas serra e una riduzione dei livelli di inquinamento urbano.

Gli interventi interesseranno le coperture di alcuni edifici, pertanto gli impianti non avranno impatti rilevanti sul traffico veicolare né in fase di costruzione né in fase di esercizio.

5.10. Piano di sicurezza e di coordinamento, finalizzato alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori- stima sommaria dei costi della sicurezza

Si allega piano.

5.11. Piano preliminare di manutenzione dell'opera e delle sue parti

La manutenzione degli impianti elettrici ordinari e speciali, sia essa di tipo ordinaria che straordinaria, ha la finalità di mantenere costante nel tempo le loro prestazioni. Il detto piano di manutenzione andrà concordato con chi realizzerà l'opera.

5.12. Piano dismissione opera e ripristino stato luoghi

La normativa di riferimento per il corretto smaltimento dei moduli fotovoltaici è contenuta nel D.lgs. 14 marzo 2014, n. 49, la quale all'Art.4, comma 3, punto qq definisce "rifiuti derivanti dai pannelli fotovoltaici": sono considerati RAEE provenienti dai nuclei domestici i rifiuti originati da pannelli fotovoltaici installati in impianti di potenza nominale inferiore a 10 KW. Detti pannelli vanno conferiti ai "Centri di raccolta" nel raggruppamento n. 4 dell'Allegato 1 del decreto 25 settembre 2007, n. 185; tutti i rifiuti derivanti da pannelli fotovoltaici installati in impianti di potenza nominale superiore o uguale a 10 KW sono considerati RAEE professionali". 15 Il GSE italiano ha introdotto le "Istruzioni operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati" Adempimenti normativi. Il Soggetto Responsabile di un RAEE fotovoltaico professionale, ossia installato in impianti di potenza nominale superiore o uguale a 10 kW, deve conferire tale RAEE – per il tramite di un sistema individuale, collettivo, di soggetti autorizzati per la gestione dei codici CER o di un trasportatore - ad un impianto di trattamento autorizzato.

Negli ultimi dieci anni, anche grazie a specifici obblighi normativi, sono nate piattaforme dedicate alla fornitura di servizi finalizzati ad una economia di tipo circolare. Infatti, attraverso un network logistico e di impianti capillarmente diffuso sul territorio nazionale, si garantisce un servizio efficiente di raccolta, stoccaggio e avvio al riciclo di qualsiasi tipologia di rifiuto, ottimizzando i costi e abbattendo le emissioni in atmosfera con ritiri "a chilometro zero".

In fase di dismissione dell'impianto fotovoltaico, sarà di fondamentale importanza il completo ripristino morfologico e vegetazionale dell'area o comunque dello stato dei luoghi preesistente all'installazione da valutare caso per caso.

6. Fattibilità Economica

6.1. Quadro economico riepilogativo interventi Fotovoltaico

Il Piano Economico Finanziario è così riepilogabile:

IMPIANTI FV - RIEPILOGO DATI PRINCIPALI		
SPESA ENERGETICA ATTUALE		
Consumi Energetici Attuali	226.444	kWh / anno
Spesa Energetica Stimata (IVA esclusa)	79.255 €	€/ anno
Prezzo Medio Attuale Stimato di Acquisto	0,35 €	€ * kWh
Nuova Tariffa Agevolata di Acquisto	0,22 €	€ * kWh
CARATTERISTICHE IMPIANTI		
Potenza Installabile	1,528	MWp
Producibilità Media Specifica	1.372	MWh/MWp
Decremento Prestazioni annuo	0,50%	% annua
Energia Autoconsumata	0%	% della prodotta
Energia Immessa in Rete	100%	% della prodotta
Energia Condivisa	70%	% della immessa
COSTO IMPIANTI		
Noleggio Impianti	2.291.250	€
Interessi sul noleggio	1.298.375	€
Gestione Impianti	2.497.951	€
Valore totale impianti	6.087.576	€
Oneri Gestione CER	20%	% degli incentivi
REDDITIVITÀ IMPIANTI		
Diritto di Superficie	60.000 €	€ * MWp
Incentivo GSE (TIP)	92,48 €	€ * MWh condiviso
Quota Incentivo Prosumer	70%	% del TIP
Quota Incentivo Consumer	30%	% del TIP
Prezzo di Vendita Energia	100,00 €	€ * MWh

Per un'analisi più approfondita si rimanda al PEF in allegato, nel quale sarà possibile rinvenire i seguenti approfondimenti:

- Quadro economico riepilogativo interventi
- Valutazione dei costi e ricavi annuali di esercizio impianti anno zero
- Valutazione dei costi e ricavi annuali di esercizio nei primi 10 anni della C.E.R.
- Valutazione dei costi e ricavi annuali di esercizio nei primi 20 anni della C.E.R.
- Valutazione dei costi e ricavi annuali di esercizio nei primi 30 anni della C.E.R.
- Ripartizione benefici ed incentivi C.E.R.

6.2. Definizione delle ipotesi Ripartizione benefici economici per la singola utenza e valutazione del contributo annuo di adesione alla CER per i singoli membri

La ripartizione degli incentivi (vedi paragrafo 1.9) al netto dei costi di gestione CER (stimati circa al 20% del valore dell'incentivo) prevede circa 4 centesimi/kw per il socio consumer e la differenza per il socio prosumer. Tale suddivisione è solo un'ipotesi consigliata ma è lasciata alla decisione dai membri della comunità energetica.

6.3. Cronoprogramma delle varie fasi tecniche

- Contrattualizzazione delle attività tecniche;
- Redazione di progetto di dettaglio definitivo ed esecutivo;
- Quantificazione dei costi previsti per la realizzazione del progetto e disbrigo di tutte le pratiche necessarie per la connessione degli stessi alla rete e per gli eventuali incentivi/adempimenti necessari;
- Le attività indicate sono da ritenersi macrocategorie da dettagliarsi a seguito di predisposizione del progetto di dettaglio;

CRONOPROGRAMMA	ANNO 1											
	MESE 1	MESE 2	MESE 3	MESE 4	MESE 5	MESE 6	MESE 7	MESE 8	MESE 9	MESE 10	MESE 11	MESE 12
FASE 1 Avvio Progetto	X											
FASE 2 Sopralluoghi ed elaborazioni tecniche	X											
FASE 3 Assemblea pubblica	X											
FASE 4 Il PPP		X	X	X								
FASE 5 Noleggio Impianti					X	X	X	X	X	X	X	X
FASE 6 Creazione Comunità Energetica							X	X	X	X	X	X

7. Modalità di finanziare l'opera

Le modalità di finanziare la realizzazione degli impianti sono differenziate a seconda della disponibilità dell'ente che potrebbe in prima analisi avere le risorse per sostenere l'investimento e in tal caso avrebbe un maggior guadagno dall'autoconsumo dell'energia, dalla condivisione e dagli incentivi.

In alternativa il fondo pubblico del PNRR pari a 2,2 miliardi di euro, destinato ai comuni sotto i 5000 abitanti, consente l'erogazione di contributi a fondo perduto fino al 40% dell'investimento. Nell'ipotesi che tutti i Comuni di queste dimensioni facciano domanda, si arriverebbe a distribuire un finanziamento di circa 200 mila euro per ogni Amministrazione. Questo scenario è tuttavia molto ottimistico, in quanto si teme che il fondo (inizialmente pensato come finanziamento a tasso zero) non venga utilizzato come si spera.

In alternativa la realizzazione dell'investimento può essere realizzata attraverso il ricorso al Partenariato Pubblico Privato (PPP), poiché il ricorso a capitali e risorse privati può comportare benefici per la pubblica amministrazione e per gli utenti finali dei servizi.

Tali benefici possono essere sia di carattere economico, e concretizzarsi in una riduzione dei costi di realizzazione e gestione dell'infrastruttura, sia riconducibili ad un incremento dell'efficienza, dell'efficacia e della qualità dei servizi erogati. Oltre ai benefici che possono derivare alla collettività in termini di efficienza gestionale, di qualità delle opere e di efficacia dei servizi resi, il ricorso al PPP può consentire di superare i vincoli sulla spesa pubblica e sui saldi di bilancio derivanti dall'adesione all'Unione monetaria (estesi a livello locale dal Patto di Stabilità e Crescita).

Inoltre, l'intervento dei soggetti privati nel finanziamento e nella gestione dei progetti pubblici permette di perseguire ulteriori finalità, tra le quali: l'affinamento delle metodologie di valutazione dei progetti, reso possibile dal ricorso a tecniche di *whole life costing* (i.e. intero ciclo di vita dell'infrastruttura), che permettono l'ottimizzazione degli esborsi in conto capitale; la stima rigorosa dei benefici che l'operatore pubblico può conseguire con soluzioni partenariali in alternativa al tradizionale finanziamento a carico del bilancio pubblico (*value for money*); la possibilità di trasferire in modo trasparente, proporzionato e mirato parte dei rischi del progetto al settore privato.

7.1. Project Financing

Per *Project Financing* (PF) o Finanza di Progetto si intende il finanziamento di un progetto in grado di generare, nella fase di gestione, flussi di cassa sufficienti a rimborsare il debito contratto per la sua realizzazione e remunerare il capitale di rischio. Il progetto si presenta come entità autonoma rispetto ai soggetti che lo promuovono e viene valutato dai finanziatori principalmente per la sua capacità di generare flussi di cassa.

Il PF nasce come modalità di finanziamento di progetti pubblici o privati, finanziariamente indipendenti, caratterizzati da elevati fabbisogni finanziari e dalla

possibilità di ripartire i rischi sui diversi soggetti partecipanti all'operazione. Nell'ordinamento giuridico italiano, la concessione di costruzione e gestione costituisce uno dei possibili strumenti per finanziare opere pubbliche in PF.

7.2. Differenze tra il PPP e il PF

Con il termine Partenariato Pubblico Privato ci si riferisce a tutte quelle forme di cooperazione tra pubblico e privato finalizzate alla progettazione, costruzione, finanziamento, gestione e manutenzione di opere pubbliche o di pubblica utilità.

Il *Project Financing* è una tecnica finanziaria che può essere utilizzata in operazioni di PPP per finanziare un progetto infrastrutturale.

Gli schemi di PF sono da preferire alla finanza tradizionale nel caso di progetti in cui:

- i flussi di ricavi siano sufficienti alla copertura dei costi di gestione ed alla remunerazione del capitale investito da soci e banche;
- la componente gestionale rivesta un'importanza considerevole;
- il soggetto privato si assuma l'onere del finanziamento con rivalsa del soggetto finanziatore limitata all'attività finanziata (ovvero nessuna garanzia pubblica);
- il privato assuma una parte consistente o totale dei rischi connessi alla realizzazione e gestione del progetto.

7.3. I vantaggi del Project financing

I principali vantaggi del ricorso al PF possono essere distinti, con riferimento ai soggetti coinvolti, come segue:

Vantaggi per l'amministrazione:

- possibilità di realizzare un'iniziativa di notevole interesse per la collettività, limitandone l'impatto sul bilancio pubblico e senza assumere il rischio finanziario e di mercato, che dovrebbero essere posti a carico dei privati;
- garantire, tendenzialmente, una più elevata qualità della progettazione, tempi ridotti di realizzazione e maggiore efficienza gestionale.

7.4. Acquisto, società mista o noleggio

A seguito della realizzazione degli impianti e allacciamento degli stessi al GSE l'ente ha diverse alternative:

- il comune acquista gli impianti e gestisce il servizio
- Il comune costituisce una SRL mista pubblico/privata con il GC a prevalente partecipazione privata (40% e60%) che acquisisce gli impianti e li gestisce
- Il comune noleggia gli impianti dal GC e quest'ultimo garantisce la gestione degli stessi.

Riguardo alla prima ipotesi il comune dovrebbe avere le risorse, proprie o tramite finanziamento per poter acquisire gli impianti e destinare delle risorse interne alla gestione degli stessi. Tuttavia, questa ipotesi non sempre è percorribile per carenza di risorse o per evitare appesantimenti di bilancio, nonostante il business plan mette in

evidenza che il progetto si ripaga nel giro di pochi anni.

Delle tre opzioni quella che garantisce meglio il Comune sarebbe la seconda poiché la costituzione della SRL mista consentirebbe al Comune di non indebitarsi per l'acquisto degli impianti e non avrebbe incombenze per la gestione degli stessi. Inoltre, la formulazione societaria ridurrebbe il rischio in caso di problematiche di insolvenza al solo patrimonio sociale. Tuttavia, l'analisi effettuata nelle prime pagine del presente documento ha posto in luce le riserve del TUSP sulla proliferazione di società a partecipazione pubblica per cui la scelta della terza soluzione potrebbe essere quella sulla quale la magistratura contabile avrebbe meno resistenza e consentirebbe all'ente una procedura semplificata.

7.5. Normativa di Riferimento PPP

La disciplina degli istituti di PPP è contenuta, principalmente, nel:

- **d.lgs. 18 agosto 2000, n. 267 (T.U. Enti Locali)** sulla disciplina generale con riferimento alle società a capitemisto pubblico privato (c.d. PPP istituzionalizzato).
- **d.lgs. 12 aprile 2006, n. 163 e ss. mm. ii. "Codice dei Contratti pubblici di Lavori, Servizi e Forniture"** (Codice), per quanto concerne le figure di PPP contrattuale.
- **d.Lgs. 18 aprile 2016, n. 50 ss. mm. ii.** (Codice), che recepisce, tra l'altro, la direttiva 2014/23/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 febbraio 2014.

Il Legislatore ha dedicato al PPP due parti specifiche all'interno del Codice (in tutto sono sei): la Parte III (Contratti di Concessione) e la Parte IV (Partenariato Pubblico Privato e altre modalità di affidamento).

Il D.lgs. n. 36/2023, recante il nuovo Codice dei contratti pubblici, ha introdotto delle novità significative anche con riguardo alla disciplina del partenariato pubblico e privato e in particolare delle concessioni.

Il nuovo Codice Appalti 2023, nell'ottica semplificazione e razionalizzazione della materia dei contratti pubblici, ha ridefinito la nozione di partenariato pubblico privato, chiarendo che non si tratta di una tipologia di contratto contrapposta al contratto di concessione - come poteva apparire dalla disciplina previgente - bensì di una complessa operazione di tipo economico in cui vi rientra, in rapporto di genere a specie, anche l'accordo consensuale.

Il partenariato viene quindi definito all'art. 174 del D.Lgs. n. 36/2023 come un'operazione economica in cui ricorrono congiuntamente le seguenti caratteristiche:

- A. tra un ente concedente e uno o più operatori economici privati è instaurato un rapporto contrattuale di lungo periodo per raggiungere un risultato di interesse pubblico;
- B. la copertura dei fabbisogni finanziari connessi alla realizzazione del progetto proviene in misura significativa da risorse reperite dalla parte privata, anche in ragione del rischio operativo assunto dalla medesima;

C. alla parte privata spetta il compito di realizzare e gestire il progetto, mentre alla parte pubblica quello di definire gli obiettivi e di verificarne l'attuazione;

D. il rischio operativo connesso alla realizzazione dei lavori o alla gestione dei servizi è allocato in capo al soggetto privato.

Per il loro carattere generale, le norme sul partenariato pubblico-privato (PPP) precedono quindi la disciplina delle figure contrattuali tipiche, quali la concessione, la locazione finanziaria e il contratto di disponibilità.

Il partenariato istituzionale

Il nuovo Codice, inoltre, rispetto al precedente, evidenzia che oltre al partenariato di tipo contrattuale, che si sostanzia nella stipula di un contratto, anche atipico, esiste un'altra tipologia di partenariato: il partenariato di tipo istituzionale. Il partenariato istituzionale è caratterizzato dalla creazione di una nuova entità giuridica, a cui poi vengono affidati servizi e attività, come ad esempio una nuova società a partecipazione mista pubblica e privata. Il Codice, con riferimento a tali tipologie di operazioni, rinvia espressamente al testo unico in materia di società a partecipazione pubblica, di cui al decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175, e alle altre norme speciali di settore.

Il nuovo Codice riserva il ricorso alle forme di partenariato pubblico-privato (sia contrattuale che istituzionale) unicamente ai soggetti qualificati ai sensi dell'art. 63. Ne consegue che una concessione, anche se di importo inferiore alla soglia di rilevanza comunitaria (per le concessioni la soglia è fissata dall'art. 14 in euro 5.382.000), non potrà essere affidata da una stazione appaltante priva di qualificazione.

Del resto, questo pare coerente con un'altra novità rilevante, ovvero la necessità che il partenariato sia preceduto da una attenta valutazione preliminare di convenienza e fattibilità, che richiede competenze professionali adeguate.

L'art. 175 del Codice prevede, infatti, che il ricorso al partenariato pubblico-privato sia preceduto da una valutazione preliminare di convenienza e fattibilità.

La valutazione si deve focalizzare:

- 1) sull'idoneità del progetto a essere finanziato con risorse private, sulle condizioni necessarie a ottimizzare il rapporto tra costi e benefici,
- 2) sulla efficiente allocazione del rischio operativo,
- 3) sulla capacità di generare soluzioni innovative,
- 4) sulla capacità di indebitamento dell'ente e sulla disponibilità di risorse sul bilancio pluriennale, anche attraverso un confronto tra la stima dei costi e dei benefici del progetto di partenariato, nell'arco dell'intera durata del rapporto, con quella del ricorso alternativo al contratto di appalto per un arco temporale equivalente.

Nel libro IV, si ritrova una disciplina completa ed esaustiva del partenariato, priva dei continui e ampi rinvii alla disciplina degli appalti pubblici, che nella normativa previgente avevano creato non poche difficoltà interpretative.

Le concessioni nel D.Lgs. n. 36/2023

Le norme in materia di concessioni sono la disciplina “di default”, applicabile a tutte le operazioni di partenariato, in assenza di norme speciali.

La concessione è caratterizzata dai seguenti elementi distintivi:

- un corrispettivo, coincidente con il diritto di gestire i lavori o servizi oggetto dei contratti e solo eccezionalmente accompagnato dal pagamento di un prezzo (vedasi la definizione di concessione all’art. 2, comma 1, lettera c), dell’allegato I.1);
- la traslazione in capo al concessionario del c.d. “rischio operativo” (art. 177 d.lgs. 36/2023).

L’art. 177, in linea con quanto previsto dalla c.d. direttiva europea concessioni (direttiva 2014/23/UE), specifica che un elemento imprescindibile della concessione è, appunto, il trasferimento al concessionario di un rischio operativo, legato alla realizzazione dei lavori o alla gestione dei servizi e comprende:

- a) un rischio dal lato della domanda, ovvero il rischio associato alla effettiva presenza di una domanda dei lavori o dei servizi che sono oggetto del contratto;
- b) oppure un rischio dal lato dell’offerta, ad esempio il rischio che la fornitura dei servizi non corrisponda, per fatti non imputabili all’operatore, al livello qualitativo e quantitativo dedotto in contratto (in tal caso l’operatore vedrà ridotto il suo corrispettivo in denaro);
- c) oppure un rischio da entrambi i lati innanzi indicati.

Il nuovo Codice, quindi, prevede la traslazione del rischio operativo anche soltanto dal lato dell’offerta, prescindendo dalla struttura «trilaterale» del rapporto, che sussiste quando i servizi sono resi a degli utenti, nel mercato.

Il D.Lgs. n. 50/2016, invece, laddove stabiliva “la maggior parte dei ricavi di gestione del concessionario proviene dalla vendita dei servizi resi al mercato” (art. 165 comma 1), sembrava circoscrivere la figura della concessione ai soli servizi in grado di finanziarsi prevalentemente con i corrispettivi pagati dagli utenti.

Le tre categorie di concessione

Conseguentemente all’art. 177 comma 4 le opere oggetto di concessione si distinguono in:

- 1) opere calde: “quelle dotate di una intrinseca capacità di generare reddito attraverso ricavi di utenza, in misura tale da ripagare i costi di investimento e di remunerare adeguatamente il capitale coinvolto nell’arco della vita della concessione”;
- 2) opere tiepide: “quelle che, pur avendo la capacità di generare reddito, non producono, tuttavia, ricavi di utenza in misura tale da ripagare interamente le risorse impiegate per la loro realizzazione, rendendo così necessario un contributo”;
- 3) opere fredde: “quelle per le quali il privato che le realizza e gestisce fornisce direttamente servizi alla Pubblica Amministrazione e trae la propria remunerazione da pagamenti effettuati dalla stessa (ospedali, carceri, scuole et similia)”.

In ogni caso, l’assetto di interessi dedotto nel contratto di concessione deve garantire

la conservazione di un equilibrio economico-finanziario, ovvero la contemporanea presenza di:

- convenienza economica;
- sostenibilità finanziaria.

In relazione alle opere tiepide, il comma 6 dell'art. 177 dispone che, se l'operazione economica non può da sola conseguire l'equilibrio economico-finanziario (come definito dal comma 5: v. infra), allora è ammesso un intervento pubblico di sostegno. L'intervento pubblico può consistere in un contributo finanziario, nella prestazione di garanzie o nella cessione in proprietà di beni immobili o di altri diritti.

È stato poi eliminato il limite del 49% per il contributo pubblico, indicato agli articoli 165, comma 2, e 180, comma 6, del decreto legislativo n. 50 del 2016 a norma dei quali «[...] in sede di gara l'amministrazione aggiudicatrice può stabilire anche un prezzo consistente in un contributo pubblico ovvero nella cessione di beni immobili. (...) In ogni caso, l'eventuale riconoscimento del prezzo, sommato al valore di eventuali garanzie pubbliche o di ulteriori meccanismi di finanziamento a carico della pubblica amministrazione, non può essere superiore al quarantanove per cento del costo dell'investimento complessivo, comprensivo di eventuali oneri finanziari». Il superamento di determinate percentuali (stabilite a livello europeo dalle decisioni Eurostat), dunque, non incide più sulla qualificazione dell'operazione come concessione o appalto, ma può rilevare unicamente sulla contabilità pubblica, come sancito dall'art. 177 comma 7.

Tra le novità del nuovo Codice, vi è anche quella di aver meglio precisato i rapporti tra concessione e finanza di progetto. Non si tratta di due tipologie contrattuali differenti, come appariva nel codice previgente; anche il "project financing" è una concessione, ma ciò che cambia è la modalità del finanziamento dell'opera: nella finanza di progetto la società di scopo isola il progetto e consente di schermarlo dai rischi operativi.

L'art. 178 prevede poi che la durata dei contratti di concessione è di regola non prorogabile, in attuazione di quanto stabilito dalla legge delega n. 78/2022, che sancisce il "divieto di proroga dei contratti di concessione, fatti salvi i principi europei in materia di affidamento in house".

L'affidamento delle concessioni

Con riguardo alle modalità di affidamento delle concessioni, l'art. 187 prevede che i contratti di concessione di valore inferiore alla soglia di rilevanza europea, possano essere assegnati mediante procedura negoziata, senza pubblicazione di un bando di gara, previa consultazione, ove esistenti, di almeno 10 operatori economici, nel rispetto di un criterio di rotazione degli inviti, individuati sulla base di indagini di mercato o tramite elenchi di operatori economici.

Resta ferma la facoltà per l'ente concedente di affidare i contratti di concessione di importo inferiore alla soglia europea mediante le procedure di gara ordinarie disciplinate dagli artt. 182 e ss.

L'art. 183 dispone che la lex specialis e i relativi allegati, ivi compresi lo schema di contratto e il piano economico finanziario, siano definiti in modo da assicurare adeguati livelli di bancabilità, intendendosi per tali la reperibilità sul mercato finanziario di risorse proporzionate ai fabbisogni, la sostenibilità di tali fonti e la congrua redditività del capitale investito.

I criteri di aggiudicazione vengono stabiliti dall'ente concedente che deve indicare le condizioni e le caratteristiche, in particolare tecniche, fisiche, funzionali e giuridiche che ogni offerta deve soddisfare o possedere e deve fornire, nel bando di concessione, una descrizione della concessione e delle condizioni di partecipazione e, nell'invito a presentare offerte o negli altri documenti di gara, una descrizione dei criteri di aggiudicazione e, se del caso, dei requisiti minimi da soddisfare.

I criteri di aggiudicazione:

- sono connessi all'oggetto della concessione;
- non attribuiscono una incondizionata libertà di scelta all'ente concedente;
- includono, tra l'altro, criteri ambientali, sociali o relativi all'innovazione.

L'ente concedente può condurre liberamente negoziazioni con i candidati e gli offerenti. Ma l'oggetto della concessione, i criteri di aggiudicazione e i requisiti minimi non possono essere modificati nel corso delle negoziazioni. Tali negoziazioni sono condotte di regola attraverso un dialogo competitivo ai sensi dell'articolo 74 d.lgs. 36/2023.

Inoltre, l'ente concedente assicura il ricorso alla digitalizzazione della procedura secondo le norme generali in materia di appalti di cui al Libro I, Parte II.

L'art. 185 si chiude con due previsioni tese a garantire la correttezza della procedura e la selezione di una proposta adeguata:

- la commissione aggiudicatrice, prima di assegnare il punteggio all'offerta economica, deve verificare l'adeguatezza e la sostenibilità del piano economico-finanziario;
- i componenti delle commissioni di valutazione devono essere altamente qualificati e competenti; quindi, dotati di esperienze e qualifiche adeguate all'oggetto dell'esame. È poi sancita la facoltà per il bando di prevedere l'oscuramento dei nomi

degli operatori economici che hanno presentato l'offerta, a tutela della riservatezza.

Il regime applicabile al concessionario.

Resta da chiedersi se, in base alla nuova normativa, i concessionari pubblici siano obbligati ad espletare procedure ad evidenza pubblica per affidare, a loro volta, servizi e forniture.

L'art. 186 del D.Lgs. n. 36/2023 stabilisce, in generale, che i concessionari applicano le disposizioni del codice in materia di appalti solamente laddove siano stazioni appaltanti.

Inoltre, l'art. 186 introduce per i titolari di concessioni sopra-soglia, in essere alla data di entrata in vigore del codice (escluse quelle dei settori speciali), non affidate conformemente al diritto dell'UE, un obbligo di esternalizzazione, volto a sostituire quanto era già stabilito dall'art. 177 del d.lgs. 50/2016, dichiarato illegittimo con la sentenza n. 218/2021 della Corte costituzionale.

L'articolo 177 citato era stato infatti ritenuto irragionevole e sproporzionato in quanto obbligava i titolari di concessioni affidate direttamente, ad esternalizzare l'80% dei contratti di lavori, servizi e forniture oggetto di concessione, e ad assegnare il restante 20% a società in house o comunque controllate o collegate.

In particolare, la disciplina è apparsa lesiva della libertà di iniziativa economica, perché, non lasciava all'operatore neppure un minimo di residua attività operativa, tramutandolo da soggetto operativo in soggetto preposto ad attività esclusivamente burocratica di affidamento di commesse. Un ulteriore indice della irragionevolezza della norma riguardava il limite applicativo di 150.000 euro, soglia normalmente superata dalla quasi totalità delle concessioni.

Il nuovo Codice ha introdotto una diversa disciplina, prevedendo l'obbligo, per i suddetti titolari di concessioni sopra-soglia, di esternalizzare una quota tra il 50% e il 60% dei contratti di lavori, servizi e forniture.

L'effettiva quota da esternalizzare viene stabilita convenzionalmente dal concedente e dal concessionario, tenendo conto delle modalità di calcolo delle quote stabilite dall'ANAC con la Delibera n. 265 del 20 giugno 2023, recante "Indicazioni sulle modalità di calcolo delle quote di esternalizzazione dei contratti di lavori, servizi e forniture da parte dei titolari di concessioni di lavori e di servizi pubblici non affidate conformemente al diritto dell'Unione europea",

Tale provvedimento ha chiarito, tra l'altro, che nella base di calcolo delle percentuali individuate dall'articolo 186:

- rientrano i contratti che riguardano tutte le prestazioni da eseguire nel periodo considerato, oggetto della concessione e sono, quindi, necessarie per l'esecuzione della stessa, anche se svolte direttamente dal concessionario;
- non rientrano invece i contratti stipulati per la gestione dell'attività del concessionario nel suo complesso quali, ad esempio, i contratti per l'acquisto di buoni pasto per i dipendenti, per le utenze, per la manutenzione degli immobili, se utilizzati

promiscuamente con altre attività svolte dal concessionario”.

La delibera prevede poi l’incremento in termini percentuali della quota minima di esternalizzazione, sulla base di alcuni indici fissati dall’Autorità in base a:

- il valore complessivo della concessione;
- l’oggetto della concessione (solo lavori oppure lavori e servizi); la durata residua;
- l’epoca di assegnazione della concessione;
- le dimensioni economiche dell’operatore.

La quota di esternalizzazione incrementata può poi essere riparametrata mediante l’applicazione di decurtazioni ritenute congrue, al ricorrere delle seguenti circostanze:

- 1) il concessionario ha effettuato investimenti recenti non ancora ammortizzati;
- 2) il concessionario ha esternalizzato, in misura superiore al 50 per cento, le prestazioni oggetto della concessione riferite alla parte di contratto già eseguita.

8. Fattibilità Procedurale- Parte amministrativa / Legale

8.1. Fase 1 – Avvio Progetto

		Manager progetto	Assis. progetto	Tecnico progetto	General Contractor SRL mista
FASE 1 – AVVIO PROGETTO					
1	Delibera di consiglio: Nascita comitato promotore	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format delibera	–	–
2	Delibera di giunta: Incarico agli uffici comunali di redazione atti (vedi punti successivi)	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format delibera	–	–
3	Pubblicazione atto pubblico: statuto comitato promotore	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format statuto	–	–
4	Pubblicazione atto pubblico: avviso pubblico per partecipazione consumer, prosumer e referenti	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format avviso	–	–
5	Pubblicazione allegato: modulo adesione prosumer	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format allegato	–	–
6	Pubblicazione allegato: modulo adesione consumer	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format allegato	–	–
7	Pubblicazione allegato: modulo adesione referente	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format allegato	–	–

8.2. Fase 2 – Sopralluoghi ed elaborazione tecniche

		Manager progetto	Assis. progetto	Tecnico progetto	General Contractor SRL mista
FASE 2 – SOPRALLUOGHI ED ELABORAZIONI TECNICHE					
8	Sopralluogo: individuazione siti comunali dove realizzare gli impianti	Calendarizzazione e organizzazione sopralluogo	–	Analisi documentale, planimetrie e mappe catastali + sopralluogo tecnico	–
9	(opzionale) Individuazione delle azioni di efficientamento energetico	Calendarizzazione e organizzazione sopralluogo	–	Sopralluogo tecnico immobili pubblici e illuminazione	–

8.3. Fase 3 – Assemblea Pubblica

		Manager progetto	Assis. progetto	Tecnico progetto	General Contractor SRL mista
FASE 3 – ASSEMBLEA PUBBLICA					
10	Celebrazione assemblea pubblica Condivisione progetto e ascolto osservazioni	Coordinamento assemblea e partecipazione (in presenza)	Partecipazione (teams)	Partecipazione (in presenza)	Partecipazione (candidato prosumer)
11	Presentazione durante l'assemblea planimetrie dei siti dove realizzare gli impianti e le stazioni di ricarica	–	–	Realizzazione ed esposizione file formato CAD	–
12	Candidatura soci prosumer, consumer e referente esterno	Divulgazione e Raccolta adesione	–	–	–

8.4. Fase 4 – Il Partenariato Pubblico Privato

		Manager progetto	Assis. progetto	Tecnico progetto	General Contractor SRL mista
FASE 4 – IL PPP					
13	Indagine propedeutica alla validazione del candidato prosumer come soggetto idoneo	–	Valutazione credenziali	–	Invio credenziali
14	Invio format di PPP al candidato prosumer GC	–	Invio format “PPP equidistante”	–	Recepimento PPP
15	Invio proposta formale di PPP dal candidato prosumer GC al Comune	–	–	–	Invio PPP
16	Delibera giunta: - Recepimento e adesione alla proposta di PPP inviata dal GC - Dichiarazione di pubblico interesse, riconoscimento della fattibilità e approvazione proposta PPP.	Controllo / Supporto	Invio format delibera	–	–
17	Delibera consiglio: - Approvazione allegato schema di contratto di concessione e gestione per la progettazione in PPP. - Affidamento con procedura a evidenza pubblica ai sensi del D.lgs. N. 36/2023 Modifica al Piano Triennale dei Lavori Pubblici.	–	–	–	–
18	Determina: in risposta alla proposta di PPP, richiesta documentazione tecnica di gara	Controllo / Supporto	Invio format determina	–	–
19	Determina: Indizione gara PPP e nomina dei componenti della commissione di gara	Controllo / Supporto	Invio format determina	–	–
20	Invio della documentazione tecnica di gara da parte del GC al comune	–	Analisi documentazione	–	Invio documentazione
21	Pubblicazione bando di gara per assegnazione PPP	Controllo / Supporto	Invio format bando	–	–
22	Apertura buste e assegnazione al migliore offerente	–	–	–	Facoltà di accettare eventuale ribasso
23	Aggiudicazione PPP	–	–	–	Aggiudicazione PPP

8.5. Fase 5
A) Acquisto impianti
oppure
B) Noleggio Impianti

		Manager progetto	Assis. progetto	Tecnico progetto	General Contractor SRL mista
FASE 5 – COSTITUZIONE S.R.L. MISTA					
24	Acquisto impianti dal GC oppure o attivazione noleggio operativo	Controllo / Supporto	Invio format statuto al GC	—	—
25	Redazione atti: Costituzione diritti superficie e autorizzazioni per realizzazione impianti e stazioni di ricarica	Controllo / Supporto	Invio format atti necessari	—	—
26	Ordinazione pannelli solari, impianti e macchinari	—	—	Supporto al GC	Ordinazione pannelli
27	Redazione e pubblicazione avviso pubblico: scelta della ESCo	—	Invio format avviso	—	—
28	Elaborazione censimento consumi elettrici seconda specie ultimi 3 anni dei soci REC	Supporto al Tecnico di Progetto	Invio format modulo censimento	Sopralluogo + Censimento	Sopralluogo + Censimento
29	Elaborazione censimento consumi elettrici prima specie ultimi tre anni dei soci REC	Supporto al Tecnico di Progetto	Invio format modulo censimento	Sopralluogo + Censimento	Sopralluogo + Censimento
30	Elaborazione e invio modulo: richiesta dati a erogatori pubblici e privati di multiutenza	Supporto al Tecnico di Progetto	Invio format modulo censimento	Interlocuzione con operatori privati di multiutenza	Interlocuzione con operatori privati di multiutenza
31	Fasatura rapporto energetico produzione > consumi dei soci consumer/prosumer/mobilità	Supporto al Tecnico di Progetto	—	Analisi rapporti energetici	Analisi rapporti energetici
32	Costituzione dell'associazione di cittadini consumer	Controllo / Supporto	Invio format statuto al GC	—	Costituzione società
33	Costituzione dell'associazione di prosumer privati	Controllo / Supporto	—	—	—

8.6. Fase 6 — Creazione comunità Energetica

		Manager progetto	Assis. progetto	Tecnico progetto	General Contractor SRL mista
FASE 6 – CREAZIONE COMUNITÀ ENERGETICA					
34	Realizzazione opere in autofinanziamento da parte del General Contractor	–	–	Supporto	Realizzazione opere
35	Concessioni GSE per il riconoscimento degli incentivi ventennali del D.lgs. 199/21	–	Supporto	Supporto	Interlocazione GSE
36	Cessione titolarità impianto dal GC a: <ul style="list-style-type: none"> • Comune • privata oppure • con noleggio operativo 	–	–	–	Cessione titolarità o noleggio
37	Conversione del prefinanziamento nel caso di SRL	–	–	–	Richiesta conversione
38	Costituzione della SCARL o altra forma prescelta	Assistenza al Comune	–	–	Partecipazione
39	Inaugurazione comunità energetica	organizzazione evento + partecipazione	Partecipazione	Partecipazione	Partecipazione
40	Monitoraggio risultati	Assistenza al Comune	–	Monitoraggio	Gestione Operativa

9. Allegato

- PEF
- Piano preliminare di sicurezza

Ing. Marco Nuvoli



Avv. Bianca Maria Corso

Legenda:

PNRR = Piano di ripresa e resilienza

PP. AA. = Pubbliche Amministrazioni

RUP = Responsabile unico procedimento

REC = Comunità di energia rinnovabile

CEC = Comunità energetiche di cittadini

PROSUMER = Produttore-consumatore / **CONSUMER** = Consumatore

REFERENTE ESCO = Referente energetico

NTS = Certificati digitali

SMART CONTRACT = protocolli informatici che facilitano l'esecuzione di un contratto

PPP = Partenariato Pubblico Privato

GSE = Gestore dei servizi energetici