Interreg CENTRAL EUROPE

Co-funded by the European Union

ZEB4ZEN

REPORT ON PILOT ACTION 1 EVALUATION PHASE

Deliverable 2.1.3

Version 2

09 2026



Sommario

A. Executive summary 2
B. Introduzione 3
C. Descrizione della valutazione del pilota 4
1. Baseline (scenario di riferimento) 4
2. Stima dei risparmi 5
3. Progettazione, realizzazione e messa in esercizio 6
4. Gestione, manutenzione e monitoraggio 7
5. Measurement & Verification (M&V) 10
D. Conclusions 14

A. Executive summary

This document constitutes an integral part of the deliverables within Work Package 2 (WP2), focusing on the small-scale demonstration pilot investments of three distinct pilot areas. The overall aim of ZEB4ZEN project is to reduce reliance on fossil fuels and mitigate the carbon footprint associated with energy consumption in order to create zero emissions neighbourhoods.

Within the framework of WP2, there are three individual reports, each delineating the key stages of investment development: preparation, implementation and evaluation. The Deliverables D.2.1.3, D.2.2.3 and D.2.3.3 deal in particular with the evaluation phase of the small-scale demonstration pilot in the following pilot areas: Palmanova in Italy, Zamość in Poland and Karlovac in Croatia. Each pilot tests different solutions to seamlessly integrate energy efficiency measures within the historic centres on a neighbourhood scale.

These evaluation phase reports offer a comprehensive perspective on the main technical, financial and environmental evaluation findings.

These reports serve as a valuable resource for the potential of transferability and replicability to other pilot neighbourhoods, guiding stakeholders and project teams in navigating the complexities of evaluating small-scale, innovative energy solutions within these historic city centres.

Each report is country-specific and presented in the national language (except for this executive summary and the conclusions).

B. Introduzione

La presente metodologia definisce un quadro armonizzato per la misurazione e la verifica dei risultati energetici associati ai progetti pilota realizzati nell'ambito dell'iniziativa ZEB4ZEN. L'obiettivo è garantire coerenza, trasparenza e comparabilità nella valutazione delle prestazioni dei diversi interventi, tenendo conto delle specificità tecniche e operative di ciascun progetto.

L'approccio metodologico è coerente con i principi internazionalmente riconosciuti delll'International Performance Measurement and Verification Protocol (IPMVP). Per gli aspetti relativi alla progettazione, realizzazione, verifica delle prestazioni, gestione e monitoraggio dell'intervento, la metodologia è inoltre sviluppata in coerenza con i principi dell'Investor Confidence Project (ICP), opportunamente adattati alle caratteristiche del progetto pilota di Palmanova.

Un principio fondamentale consiste nell'utilizzo dei dati misurati come principale fonte di informazione per la valutazione delle prestazioni. Nel caso del pilota di Palmanova, i principali dati da acquisire e analizzare sono quelli relativi all'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici, ai dati rilevati dagli inverter e dai sistemi di monitoraggio, nonché ai dati di consumo dei membri della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) necessari a determinare l'energia effettivamente condivisa.

La definizione della baseline deve essere adattata alla natura specifica dell'intervento. Nel caso di un intervento di efficienza energetica tradizionale, la baseline rappresenta generalmente il consumo energetico che si sarebbe verificato in assenza dell'intervento. Nel caso della CER di Palmanova, invece, l'intervento non consiste nella riduzione di un consumo energetico preesistente, bensì nella produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile destinata a essere condivisa tra i membri della Comunità. La valutazione deve pertanto concentrarsi sulla produzione rinnovabile e sull'energia condivisa anziché su una riduzione assoluta dei consumi.

Il periodo di monitoraggio previsto per la valutazione iniziale è indicativamente pari a 3–4 mesi. I dati rilevati durante tale periodo potranno essere utilizzati, ove appropriato e previa verifica della loro rappresentatività, per effettuare una proiezione annuale delle prestazioni. La proiezione dovrà tenere conto della stagionalità della produzione fotovoltaica e, ove disponibili, dei dati mensili o orari di irraggiamento e produzione.

La verifica dei risultati sarà effettuata attraverso il confronto tra dati misurati, prestazioni attese indicate nei documenti di progetto e calcoli ingegneristici. Ove necessario, saranno inoltre effettuati controlli incrociati tra le diverse fonti di dati e una revisione tecnica dei risultati.

Per il pilota di Palmanova, gli indicatori principali della valutazione saranno quindi:

- energia elettrica prodotta annualmente dai due impianti fotovoltaici;
- energia elettrica effettivamente condivisa all'interno della CER;
- quota di consumo dei membri coperta dall'energia rinnovabile condivisa;
- emissioni di CO_2 evitate associate alla produzione di energia da fonte rinnovabile.

La metodologia sarà applicata secondo criteri omogenei e documentabili, in modo da rendere i risultati del pilota confrontabili con quelli degli altri interventi ZEB4ZEN e, allo stesso tempo, trasferibili ad altri progetti di Comunità Energetiche Rinnovabili.

C. Descrizione della valutazione del pilota

Il pilot prevede la realizzazione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) a servizio degli edifici che si trovano all'interno delle mura cittadine, sotto tutela Unesco, con l'obiettivo di sperimentare un modello replicabile in contesti storici analoghi.

Sono stati completati due impianti fotovoltaici:

- Il primo da 60,51 kWp denominato impianto "STELLA"
- Il secondo da 47,89 kWp denominato impianto "SOLE"

Con il pilot sono stati installati complessivamente 108,40 kWp.

Il modello sperimentato mira quindi non soltanto alla produzione e condivisione di energia rinnovabile, ma anche alla definizione di un modello replicabile di transizione energetica per i centri storici, nel quale la produzione da fonti rinnovabili possa essere localizzata anche all'esterno del tessuto storico, mentre i consumi rimangono all'interno dell'area urbana tutelata. L'area individuata per l'investimento è infatti un'area marginale e non produttiva, corrispondente a un'ex discarica, situata all'esterno della città fortificata.

1. Baseline (scenario di riferimento)

Nel caso del progetto pilota di Palmanova, la definizione della baseline deve essere adattata alla particolare natura dell'intervento. I due impianti fotovoltaici non costituiscono infatti una misura di efficientamento energetico finalizzata a ridurre un consumo elettrico preesistente, ma una misura di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile inserita nel modello di funzionamento di una Comunità Energetica Rinnovabile.

Di conseguenza, non risulta applicabile in senso stretto una baseline costituita dai consumi energetici pre-intervento da confrontare con i consumi post-intervento, come avverrebbe per una misura di efficienza energetica tradizionale.

In tale contesto, la baseline operativa iniziale del progetto pilota è rappresentata dall'energia elettrica condivisa nell'ambito della CER, ossia dalla quota di energia elettrica rinnovabile prodotta dagli impianti della Comunità associata temporalmente (in modo virtualmente per fascia oraria) ai consumi aggregati dei suoi membri.

Un elemento preliminare fondamentale consiste nel verificare se i consumi aggregati dei membri della CER siano sufficienti ad assorbire la produzione potenziale degli impianti. Qualora i consumi aggregati siano maggiori o uguali alla produzione degli impianti della CER, l'energia prodotta può essere condivisa integralmente, raggiungendo quindi un livello di condivisione pari al 100%.

Nel caso in esame, il progetto pilota dispone complessivamente di una potenza installata pari a 108,40 kWp, suddivisa tra l'impianto STELLA, con una potenza di 60,51 kWp, e l'impianto SOLE, con una potenza di 47,89 kWp.

Le relazioni tecniche prevedono una produzione annua pari a circa 75.454,9 kWh per l'impianto STELLA e 59.746,9 kWh per l'impianto SOLE, per una produzione complessiva attesa di circa 135.202 kWh/anno. Per l'impianto SOLE la produzione è stata determinata sulla base dei dati radiometrici ENEA e della metodologia di calcolo richiamata nella UNI 10349-1:2016.

A fronte di tale produzione, i consumi energetici aggregati dei membri considerati nel pilota risultano significativamente superiori alla produzione annua attesa degli impianti. In particolare, i consumi stimati di solo 2 dei 27 soci quali il Comune di Palmanova e ARPA FVG sono complessivamente pari a circa 461.331 kWh/anno, costituiti da circa 339.929 kWh/anno per il Comune di Palmanova e 121.402 kWh/anno per ARPA FVG.

La condizione di adeguatezza della domanda rispetto alla produzione risulta pertanto verificata: i consumi aggregati disponibili risultano superiori alla produzione annua attesa dei due impianti (energia condivisa pari al 100%). Questo costituisce un presupposto importante per il funzionamento della CER e per la possibilità di valorizzare al massimo l'energia prodotta attraverso la condivisione tra i membri.

La baseline dovrà essere mantenuta trasparente e documentabile, indicando chiaramente le fonti dei dati, il periodo di riferimento e le modalità di aggregazione dei consumi; sul lato produzione, si dovranno indicare le modalità con cui si misurano i dati di produzione. Questo approccio è coerente con i principi ICP di trasparenza e riproducibilità delle procedure di M&V.

2. Stima dei risparmi

Nel caso del pilota di Palmanova, il concetto di "risparmio energetico" deve essere interpretato in modo coerente con la natura dell'intervento. Gli impianti fotovoltaici non determinano infatti una riduzione diretta dei consumi elettrici degli edifici o delle utenze della CER, ma producono energia elettrica rinnovabile che può essere condivisa dai membri della Comunità.

Per questo motivo, il principale indicatore quantitativo dell'effetto del progetto è rappresentato dall'energia elettrica rinnovabile prodotta e, successivamente, dalla quota di tale energia che risulta effettivamente condivisa e associata ai consumi dei membri della CER.

Sulla base delle relazioni tecniche disponibili, l'impianto SOLE, con potenza di picco pari a 47,9 kWp, presenta una produzione annua stimata di 59.746,9 kWh. La relazione tecnica considera una perdita complessiva pari al 15,6% e una performance ratio pari all'84,4%.

Per l'impianto STELLA, con potenza di picco pari a circa 60,52 kWp, la relazione tecnica indica una produzione annua prevista pari a 75.454,9 kWh.

La produzione complessiva annua attesa dei due impianti è quindi pari a circa:

75.454,9 + 59.746,9 = 135.201,8 kWh/anno

Il valore rappresenta la produzione energetica annua teorica attesa in condizioni di riferimento e costituisce il principale parametro di confronto per la successiva valutazione della prestazione reale.

Ai fini della valutazione dei benefici del progetto, si propone di distinguere due grandezze:

1. **Energia prodotta (kWh/anno):** energia elettrica complessivamente generata dai due impianti fotovoltaici;
2. **Energia condivisa (kWh/anno):** quota dell'energia prodotta che, sulla base dei dati di produzione e consumo rilevati, può essere attribuita alla condivisione all'interno della CER;

La valutazione dei risparmi non dovrà quindi limitarsi alla produzione fotovoltaica, ma dovrà progressivamente passare dalla produzione alla quota effettivamente utilizzata nell'ambito della CER.

In termini ambientali, il beneficio degli impianti STELLA e SOLE è espresso anche attraverso le emissioni di CO_2 evitate, grazie alla sostituzione di energia elettrica prelevata dalla rete con energia rinnovabile prodotta localmente. Il valore è calcolato applicando alla quantità di energia elettrica rinnovabile prodotta dagli impianti della CER il fattore di emissione adottato dal progetto, di cui sono specificati chiaramente fonte, anno di riferimento e unità di misura, secondo la formula:

CO_2 evitata ($kgCO_2$/anno) = energia elettrica rinnovabile (kWh/anno) × fattore di emissione ($kgCO_2$/kWh)

Il progetto adotta il fattore di emissione [per la produzione / per il consumo] di energia elettrica pubblicato da ISPRA per l'anno 2025, pari a 0,2138 $kgCO_2$/kWh. Tale fattore è utilizzato in modo coerente in tutte le fasi della valutazione, così da garantire la confrontabilità dei risultati nel tempo e con gli altri interventi ZEB4ZEN.

Come energia di riferimento è stata considerata la produzione media annua attesa su un orizzonte di 15 anni, pari a 129.625 kWh/anno, ottenuta a partire dalla produzione del primo anno (135.202 kWh) e tenendo conto di una perdita di produttività dello 0,55% annuo. Ne risulta una stima di emissioni evitate pari a 27.714 $kgCO_2$/anno, cioè circa 27,7 tCO_2/anno. Si tratta di un valore calcolato su dati di progetto, non misurato.

Le emissioni evitate effettive saranno determinate applicando lo stesso fattore di emissione ai dati misurati di produzione, dopo un periodo di monitoraggio annuale completo.

Per la fase di valutazione iniziale, i dati misurati durante il periodo di monitoraggio di circa 3–4 mesi saranno utilizzati per verificare la coerenza tra produzione reale e produzione attesa e, ove possibile, per elaborare una stima annualizzata. L'annualizzazione dovrà essere effettuata tenendo conto della forte variabilità stagionale della produzione fotovoltaica e non mediante una semplice estrapolazione lineare qualora il periodo monitorato non sia rappresentativo dell'intero anno.

La proiezione annuale costituisce quindi una stima della prestazione attesa e dovrà essere distinta dai risultati effettivamente misurati su un periodo annuale completo.

3. Progettazione, realizzazione e messa in esercizio

La progettazione, realizzazione e messa in esercizio degli impianti fotovoltaici del pilota sono state sviluppate secondo un processo strutturato finalizzato a garantire la coerenza tra gli obiettivi del progetto, le caratteristiche tecniche definite in fase progettuale e le prestazioni attese dell'infrastruttura.

Il progetto pilota è stato articolato in due lotti funzionalmente distinti: l'impianto STELLA, con potenza pari a circa 60,51 kWp, e l'impianto SOLE, con potenza pari a circa 47,89 kWp. La potenza complessiva installata raggiunge quindi circa 108,40 kWp. I due impianti sono stati localizzati nell'area di Via Miurina, classificata dal PRGC come Zona F3/1 "Parchi fotovoltaici polifunzionali" e corrispondente a un'area precedentemente destinata a discarica.

La fase di progettazione ha considerato la disponibilità della risorsa solare, l'orientamento e l'inclinazione dei moduli, il dimensionamento dei generatori fotovoltaici, gli inverter, le protezioni elettriche, i cablaggi, i quadri di campo e di parallelo, la connessione alla rete e il sistema di controllo e monitoraggio.

Per l'impianto STELLA, il progetto prevede 133 moduli fotovoltaici monocristallini bifacciali da 455 W_p e un inverter da 60 kW, con una potenza di picco di 60,515 kWp e un performance ratio previsto dell'84,4%. La produzione annua di progetto è pari a 75.454,9 kWh.

Per l'impianto SOLE, il progetto prevede 99 moduli fotovoltaici monocristallini bifacciali da 485 W_p e un inverter da 50 kW, con una potenza di picco di 48,015 kWp e un performance ratio previsto dell'84,4%. La produzione annua di progetto è pari a 59.746,9 kWh.

Le relazioni tecniche prevedono inoltre sistemi di protezione, sezionamento, messa a terra e controllo coerenti con le caratteristiche dell'impianto e con i requisiti tecnici applicabili. Il sistema di controllo e monitoraggio consente di acquisire le principali grandezze elettriche e di consultare la memoria degli eventi degli inverter.

La realizzazione è stata affidata alla società Daimel S.r.l., individuata attraverso una procedura di ricerca di mercato. La procedura ha previsto la pubblicazione di un avviso, la ricezione e valutazione comparativa

delle offerte e l'affidamento "chiavi in mano" della progettazione esecutiva, fornitura, installazione e messa in esercizio.

In coerenza con l'approccio ICP, la fase di costruzione e commissioning deve essere considerata come parte integrante del processo di verifica della prestazione e non come una semplice conclusione dei lavori. La verifica dovrà pertanto accertare che:

- i componenti installati corrispondano alle specifiche progettuali;
- il numero e la configurazione dei moduli e delle stringhe siano conformi al progetto;
- gli inverter siano correttamente installati e configurati;
- i sistemi di protezione, sezionamento e messa a terra siano correttamente realizzati;
- la connessione alla rete sia conforme alla soluzione autorizzata;
- i sistemi di misura e monitoraggio siano installati e funzionanti;
- i dati di produzione possano essere acquisiti e conservati in modo continuativo.

La documentazione di commissioning dovrà comprendere, ove disponibile, elaborati progettuali aggiornati, schemi elettrici "as-built", schede tecniche dei principali componenti, dichiarazioni di conformità, risultati delle verifiche elettriche, documentazione relativa alla connessione alla rete, configurazione dei sistemi di monitoraggio e registrazione delle eventuali non conformità e delle relative azioni correttive.

Le verifiche tecnico-funzionali previste nella documentazione progettuale comprendono il controllo del corretto funzionamento dell'impianto nelle diverse condizioni operative, la continuità elettrica, le connessioni tra i moduli, la messa a terra e l'isolamento dei circuiti.

La fase di commissioning dovrà inoltre assicurare il trasferimento delle informazioni necessarie al soggetto che assumerà la gestione degli impianti. In particolare, dovranno essere rese disponibili le procedure operative, le modalità di accesso al sistema di monitoraggio, le procedure di gestione degli allarmi e le indicazioni per la manutenzione ordinaria e straordinaria.

In questo modo la fase di progettazione e costruzione non si conclude con la semplice messa in servizio dell'impianto, ma produce un insieme di documenti e procedure che costituiscono la base per la successiva gestione, monitoraggio e Measurement & Verification delle prestazioni.

Dettagli investimento: l'investimento complessivo per la realizzazione dei due impianti ammonta a 136.040 €, per una potenza installata di 108,40 kWp (circa 1.255 €/kWp). L'impianto STELLA (60,51 kWp) ha richiesto 76.166,30 €, di cui 27.500,00 € finanziati dal progetto ZEB4ZEN e 48.666,30 € raccolti attraverso una campagna di crowdfunding civico locale. L'impianto SOLE (47,89 kWp) ha richiesto 59.873,70 €, di cui 51.672,59 € finanziati da ZEB4ZEN e 8.201,11 € raccolti con il crowdfunding. Complessivamente, ZEB4ZEN ha coperto circa il 58% della spesa e il crowdfunding circa il 42%, consentendo alla CER di realizzare due impianti di proprietà senza ricorrere all'indebitamento.

4. Gestione, manutenzione e monitoraggio

La gestione operativa, la manutenzione e il monitoraggio rappresentano elementi essenziali per mantenere nel tempo le prestazioni degli impianti fotovoltaici e garantire l'affidabilità dei risultati della successiva attività di Measurement & Verification.

In coerenza con i principi dell'Investor Confidence Project, la gestione operativa dovrà essere supportata da un piano di Operations, Maintenance and Monitoring (OM&M), proporzionato alla dimensione e alla complessità dell'intervento. Il piano dovrà definire responsabilità, attività, frequenze di controllo, modalità

di gestione delle anomalie e dati da registrare. L'ICP mette a disposizione specifici strumenti e template per la predisposizione di piani OM&M e di monitoraggio.

.

Per il pilota di Palmanova, il monitoraggio degli impianti STELLA e SOLE è organizzato su tre livelli: misura della produzione, misura dell'energia scambiata con la rete e condivisa nella CER, e registrazione degli eventi di esercizio.

Produzione. Ciascun impianto è dotato di un sistema di monitoraggio collegato agli inverter SolaX X3-MEGA G2 e l'intero ecosistema di monitoraggio si basa su SolaX Cloud, accessibile in due modi:

- portale Web: accessibile da browser su solaxcloud.com, pensato soprattutto per la gestione approfondita, l'analisi storica dei dati e le configurazioni tecniche/installatore;
- app Mobile: SolaXCloud (disponibile gratuitamente su Google Play per Android e App Store per iOS) per il controllo rapido da smartphone.

La piattaforma acquisisce e archivia i dati operativi dell'inverter con una frequenza standard di aggiornamento di 5 minuti: registra l'energia prodotta, le principali grandezze elettriche (tensione, corrente, potenza e frequenza lato AC e DC) e la memoria degli eventi e degli allarmi. I dati sono acquisiti e conservati su piattaforma / server per tutta la durata del monitoraggio e dal portale web è possibile visualizzare curve giornaliere, mensili, annuali e totali, ed esportare i dati storici in formato Excel / CSV.

Energia immessa e condivisa. L'energia immessa in rete e i consumi dei membri sono rilevati dai contatori di scambio e dai contatori dei singoli membri, con dati messi a disposizione da [distributore / GSE / piattaforma della CER]. Il confronto tra produzione e consumi, con la granularità temporale che questi sistemi rendono disponibile, permette di determinare l'energia effettivamente condivisa.

Eventi e manutenzione. Fermi impianto, guasti e interventi manutentivi sono annotati in un registro degli eventi, che riporta data, tipologia di anomalia, componente interessato, durata del fermo, azione correttiva e data di ripristino. Il registro è conservato insieme alla documentazione tecnica degli impianti.

Responsabilità e frequenza. La gestione operativa e la raccolta dei dati sono effettuati dalla CER. I dati sono verificati con frequenza mensile per controllarne continuità e coerenza (periodi mancanti, valori anomali, corrispondenza tra dati degli inverter e dei contatori). Un rapporto di sintesi è redatto con frequenza semestrale.

Periodo di monitoraggio e rendicontazione. Dopo una prima valutazione basata su circa 3–4 mesi di dati, il monitoraggio prosegue per almeno un anno completo, al termine del quale sono determinati i valori misurati di energia prodotta, energia condivisa e CO_2 evitata. I risultati misurati sono presentati in modo distinto dalle stime di progetto.

La tabella seguente riassume i principali parametri oggetto di monitoraggio, indicando per ciascuno la relativa fonte di rilevazione, la frequenza di acquisizione dei dati e il soggetto responsabile del monitoraggio.

Dato monitorato	**Strumento / fonte**	**Frequenza**	**Responsabile**
Energia prodotta (STELLA, SOLE)	Inverter / portale di monitoraggio	semestrale	Presidente CER
Energia immessa in rete	Contatore di scambio	semestrale	Presidente CER

Consumi dei membri	Contatori dei membri	semestrale	Presidente CER
Energia condivisa	Elaborazione produzione-consumi	semestrale	Presidente CER
Eventi, guasti, manutenzione	Registro eventi	a evento	Presidente CER

L'obiettivo finale è mantenere nel tempo un collegamento documentato tra prestazione prevista in fase di progetto, prestazione effettivamente misurata, condizioni operative e attività di manutenzione, creando una base informativa coerente per la valutazione periodica della performance della CER.

Performance finanziaria: I costi operativi annui (OPEX), costituiti da manutenzione ordinaria, pulizia dei pannelli, assicurazione, amministrazione e accantonamento per la manutenzione straordinaria, sono stimati in 7.300 €, pari a circa il 5,4% del CAPEX. Includendo l'ammortamento su 15 anni (9.069 €/anno), i costi annui complessivi risultano pari a 16.369 €, il 12,0% del CAPEX con un risultato operativo annuo stimato (EBIT), al netto dell'ammortamento, di circa 1.959.

Totale investimento (CAPEX) **136.040 €**

Tabella riassuntiva dei costi operativi annuali stimati

	Voce di Costo	Spesa Annua Stimata	Incidenza % sul CAPEX
OPEX	Manutenzione Ordinaria e Sfalcio	2.000 €	1,5%
	Pulizia Pannelli	800 €	0,6%
	Assicurazione All-Risk	1.500 €	1,1%
	Amministrazione e tenuta contabilità	1.500 €	1,1%
	Accantonamento Manutenzione Straordinaria	1.500 €	1,1%
	Totale budget operativo annuo	**7.300 €**	**~5%**
	Ammortamento su 15 anni	**9.069 €**	**6,7%**
	Totale costi (OPEX + ammortamento)	**16.369 €**	**12,0%**
	Valorizzazione energia condivisa	**18.328 €**	
	EBIT annuale	**1.958 €**	

La CER è un'associazione senza scopo di lucro in cui ogni membro esprime un voto. Secondo lo statuto, i benefici derivanti dalla condivisione dell'energia sono destinati integralmente alla copertura dei costi operativi, al contrasto della povertà energetica locale, alla riduzione della spesa energetica dei membri o all'accantonamento a un fondo di riserva per le finalità istituzionali.

Il controllo economico-finanziario della CER è semplice: gli impianti sono proprietari e già pagati, non vi è esposizione debitoria né personale dipendente e i componenti del direttivo non percepiscono compensi. Poiché il margine stimato dopo l'ammortamento è contenuto, l'equilibrio economico dipende dal regolare funzionamento degli impianti e dall'effettiva quota di energia condivisa, due elementi che il monitoraggio descritto nel report permetterà di monitorare e tenere sotto controllo.

5. Measurement & Verification (M&V)

La fase di misure e verifica, la cosiddetta Measurement & Verification (M&V) costituisce il processo attraverso il quale vengono quantificati e verificati i risultati energetici effettivamente conseguiti dal progetto pilota.

L'approccio adottato per Palmanova è basato sui principi di trasparenza, riproducibilità e tracciabilità dei dati. Secondo i principi ICP, un piano M&V deve rendere disponibili le fonti dei dati, le modalità di calcolo e le assunzioni utilizzate, in modo che un soggetto competente possa riprodurre, con gli stessi dati e le stesse regole di calcolo, risultati uguali o sostanzialmente equivalenti.

Nel caso della CER di Palmanova, l'M&V non sarà finalizzata a determinare un risparmio energetico mediante il confronto tra consumi pre- e post-intervento di un edificio, ma a verificare la prestazione energetica della produzione rinnovabile e il relativo contributo alla condivisione con la Comunità.

Il processo di M&V sarà articolato nelle seguenti fasi:

1. Raccolta dei dati di riferimento

Saranno raccolti i dati relativi a:

- produzione elettrica dei due impianti fotovoltaici;
- energia immessa in rete;
- energia eventualmente utilizzata o condivisa all'interno della CER;
- consumi elettrici dei membri della CER;
- dati degli inverter e del sistema di monitoraggio;
- dati meteorologici o di irraggiamento disponibili (nel nostro caso Stazione di monitoraggio meteorologico di Palmanova , circa 1km dall'ubicazione degli impianti);
- eventi di fermo impianto e interventi manutentivi.

2. Verifica della qualità dei dati

Prima dell'elaborazione, i dati saranno sottoposti a controlli di coerenza, completezza e plausibilità. In particolare, saranno verificati:

- eventuali periodi mancanti;
- valori anomali;
- discontinuità nella serie temporale;
- corrispondenza tra dati dell'inverter e dati di misura;
- coerenza tra produzione misurata e condizioni di irraggiamento;
- eventuali periodi di indisponibilità dell'impianto.

Eventuali dati mancanti o anomalie dovranno essere identificati e documentati, evitando di sostituirli automaticamente senza registrare la metodologia utilizzata.

3. Confronto tra produzione prevista e produzione misurata

La produzione effettivamente rilevata sarà confrontata con quella prevista nei documenti progettuali.

Per il progetto SOLE il valore di riferimento è pari a 59.746,9 kWh/anno, mentre per STELLA il valore previsto è pari a 75.454,9 kWh/anno. La produzione complessiva attesa è pertanto pari a circa 135.201,8 kWh/anno.

Il confronto dovrà tenere conto della stagionalità della risorsa solare e delle condizioni meteorologiche effettivamente verificatesi. Un eventuale scostamento dalla produzione prevista non dovrà pertanto essere interpretato automaticamente come una perdita di prestazione dell'impianto.

4. Determinazione dell'energia condivisa

La variabile principale per la valutazione della CER sarà l'energia effettivamente condivisa tra produzione e consumo dei membri.

La produzione fotovoltaica complessiva sarà confrontata con i profili di consumo dei membri della CER secondo la granularità temporale resa disponibile dai sistemi di misura. Questo permetterà di determinare la quota di produzione che può essere associata ai consumi dei membri e, conseguentemente, la quota di energia elettrica condivisa.

5. Annualizzazione

Poiché il periodo iniziale di monitoraggio previsto è pari a circa 3–4 mesi, i dati saranno utilizzati per una prima valutazione delle prestazioni e, ove metodologicamente appropriato, per una stima annualizzata.

L'annualizzazione non sarà effettuata mediante una semplice moltiplicazione del dato del periodo monitorato, in particolare qualora il periodo non rappresenti in modo equilibrato le diverse stagioni. Saranno invece utilizzati i dati mensili disponibili, i dati radiometrici e le curve di produzione previste in progetto per costruire una stima coerente della prestazione annuale.

6. Determinazione dei benefici energetici e ambientali

Il risultato della M&V sarà espresso principalmente attraverso:

- kWh prodotti annualmente;
- kWh condivisi annualmente;
- percentuale di produzione rinnovabile effettivamente valorizzata nella CER;
- tonnellate di CO_2 evitate.

La quantità di CO_2 evitata sarà calcolata applicando alla quota di energia elettrica sostituita o evitata il fattore di emissione adottato dal progetto, che dovrà essere indicato esplicitamente nella relazione finale.

7. Verifica incrociata dei risultati

I risultati della M&V saranno sottoposti a controlli incrociati con:

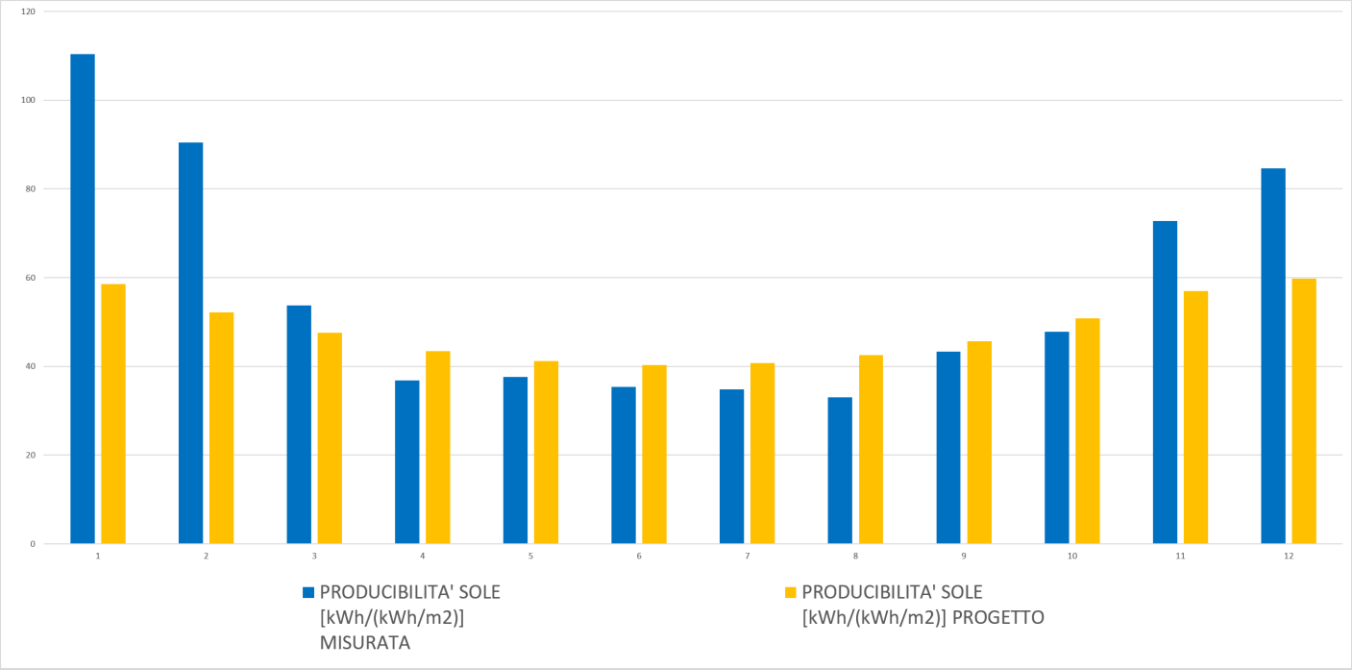
- dati degli inverter;
- dati dei contatori;
- dati di consumo dei membri;
- produzione attesa da progetto;
- dati di irraggiamento disponibili;
- registri di manutenzione e indisponibilità;
- eventuali calcoli ingegneristici di supporto.

Laddove emergano differenze significative tra produzione misurata e produzione prevista, tali differenze saranno analizzate e documentate, distinguendo, tra condizioni meteorologiche, indisponibilità, degrado, perdite tecniche, anomalie di misura e altre cause.

Di seguito una tabella che illustra in modo sintetico gli indicatori di produttività (kWh · m^2/MJ) normalizzati rispetto all'irraggiamento: in questo modo, eventuali scostamenti significativi tra la produzione reale e

quella teorica saranno evidenti e soggetti a verifiche come malfunzionamenti, guasti o anomalie d'impianto, variazioni climatiche.

Poiché gli impianti non hanno ancora maturato un periodo d'esercizio sufficiente a raccogliere una serie storica completa di misure, la simulazione che segue — svolta a titolo esemplificativo sull'impianto **SOLE** — confronta i valori stimati tramite PVGIS (inseriti temporaneamente al posto dei valori misurati) con i dati di progetto. Questo primo passo (confronto dati PVGIS/Valori di progetto iniziale prima di avere i dati misurati di un anno) è utile perché permette di effettuare una verifica preliminare sull'attendibilità dei dati di progetto (a parità di dati di input, eventuali scostamenti significativi richiederanno una verifica del progetto). Nelle tabelle non ci sono scostamenti significativi e riprova dell'attendibilità del progetto.



8. Reporting e tracciabilità

Il rapporto M&V dovrà riportare chiaramente:

- periodo di riferimento;
- fonti dei dati;
- strumenti e sistemi di misura utilizzati;
- dati raccolti;
- eventuali dati mancanti;
- assunzioni adottate;
- formule e criteri di calcolo;
- risultati ottenuti;
- confronto con le prestazioni previste;
- principali scostamenti e relative motivazioni;
- eventuali azioni correttive o raccomandazioni.

Questo approccio consente di trasformare il monitoraggio della CER in un processo continuativo di verifica della prestazione, fornendo una base documentale utile sia per la gestione dell'impianto sia per la valutazione dei risultati del progetto ZEB4ZEN.

La metodologia è inoltre coerente con l'approccio ICP che considera la M&V come uno strumento per ridurre l'incertezza sulla prestazione del progetto e fornire a proprietari, gestori e altri stakeholder informazioni verificabili e riproducibili.

Riepilogo illustrativo delle fasi secondo l'ICP Investor Confidence Protocol.



D. Conclusions

The Palmanova pilot project represents a specific application of the M&V methodology to a Renewable Energy Community (REC), where performance is assessed not primarily through a reduction in energy consumption, but through renewable energy generation, its sharing among community members.

The two PV plants, STELLA and SOLE, with a combined installed capacity of approximately 108.4 kWp and an expected annual production of approximately 135,202 kWh, constitute the energy basis of the REC. The proposed methodology makes it possible to link the design performance with the actual measured data, ensuring traceability, transparency, and verifiability of the results.

The application of **IPMVP** (International Performance Measurement and Verification) and **ICP** (Investor Confidence Project) principles, appropriately adapted to the specific characteristics of RECs, therefore provides a replicable methodological framework for monitoring the production, shared energy, and energy and environmental benefits of the project over time.

Implementation lessons. The Palmanova pilot shows that a Renewable Energy Community can bring renewable generation to a heritage-protected city centre by locating the plants outside the protected area and linking them virtually to members consuming inside the city walls. The investment was delivered through a mix of project funding and local civic crowdfunding: of the total €136,040, about 58% was covered by ZEB4ZEN and about 42% by citizens' contributions, which made it possible to build two community-owned plants (108.4 kWp) without debt. At the same time, the estimated annual operating result after depreciation is limited (about €1,959), so the economic balance of the REC depends on the regular functioning of the plants and on the share of energy actually shared, both of which can only be confirmed with measured data. These results are currently calculated, not measured, and will be updated after a full year of monitoring.

Recommendations for replication. Municipalities and communities wishing to replicate this model should: (i) define the legal and governance structure of the REC at an early stage, choosing a form compatible with national incentive rules; (ii) invest in stakeholder engagement and communication, as the REC concept is still new to many citizens and small businesses; (iii) combine public funding with local contributions, as this strengthens both the financial base and the sense of ownership; (iv) set up the monitoring arrangements from the start (inverter data, meter data of members, event log) and clearly separate projected from measured results in all evaluation reports; and (v) estimate operating costs and the expected value of shared energy prudently, since the margin of small RECs can be narrow. At policy level, stable regulatory and incentive frameworks for community energy are essential, and RECs should be integrated into broader urban climate and energy strategies, especially in historic districts where conventional solutions are constrained.