

Ricerca di Sistema elettrico



**Tecniche e metodologie digitali per la mappatura ed il
monitoraggio dell'energia generata da fotovoltaico
(LA3.5)**

Grazia Fattoruso, Saverio De Vito

RdS_PTR 22-24_PR 1.1_LA3.5_051

TECNICHE E METODOLOGIE DIGITALI PER LA MAPPATURA ED IL MONITORAGGIO DELL'ENERGIA GENERATA DA FOTVOLTAICO (LA3.5)

Grazia Fattoruso, Saverio De Vito

Giugno 2023

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - ENEA
Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo: Decarbonizzazione

Progetto: 1.1 "Fotovoltaico ad alta efficienza"

Linea di attività: LA3.5

Responsabile del Progetto: Paola Delli Veneri, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Paola Delli Veneri, ENEA

Mese inizio previsto: 01

Mese inizio effettivo: 01

Mese fine previsto: 18

Mese fine effettivo: 18

Indice

1	RISULTATI ATTESI	3
2	RISULTATI OTTENUTI.....	3
3	PRODOTTI ATTESI.....	3
4	PRODOTTI SVILUPPATI	3
5	ANALISI DEGLI SCOSTAMENTI SU ATTIVITÀ E RISULTATI	4
6	SINTESI DELLE ATTIVITÀ SVOLTE	5
7	DETTAGLIO DELLE ATTIVITÀ SVOLTE.....	6
8	EVENTI DI DISSEMINAZIONE	14

1 Risultati attesi

Sarà messo a punto un metodo spazialmente basato per l'identificazione dei tetti degli edifici urbani idonei all'installazione di impianti fotovoltaici all'interno di una città e per il calcolo accurato del potenziale urbano di energia solare. Sarà prodotto un modello 3D della città pilota ad un elevato livello di dettaglio, che include sia gli edifici che la vegetazione, e una mappa 3D dell'area tetto idonea e una mappa del potenziale di energia solare ad alta risoluzione spaziale (2 metri).

Per il monitoraggio degli impianti fotovoltaici, sarà condotta un'analisi critica delle metodologie di machine learning disponibili per l'implementazione di sistemi di monitoraggio che consideri i costi totali e il carico computazionale con particolare riguardo all'applicabilità in impianti di piccola taglia tele-monitorati, con limitata disponibilità di sensoristica specifica. Il risultato di questa analisi troverà applicazione nello sviluppo del sistema di monitoraggio di impianti fotovoltaici previsto nella LA3.6

I risultati delle attività saranno discussi in un report tecnico-scientifico complessivo a cui si aggiunge un rapporto che discute la metodologia spazialmente basata per il calcolo del potenziale solare fotovoltaico urbano.

2 Risultati ottenuti

Sono stati ottenuti i seguenti risultati:

- metodo spazialmente basato per l'identificazione dei tetti degli edifici urbani idonei all'installazione di impianti fotovoltaici all'interno di una città e per il calcolo accurato del potenziale urbano di energia solare.
- modello 3D della città pilota ad un elevato livello di dettaglio.
- mappa del potenziale di energia solare ad alta risoluzione spaziale (2 metri).
- un'analisi critica delle metodologie di machine learning disponibili per l'implementazione di sistemi di monitoraggio che consideri i costi totali e il carico computazionale con particolare riguardo all'applicabilità in impianti di piccola taglia tele-monitorati, con limitata disponibilità di sensoristica specifica.

3 Prodotti attesi

Due rapporti tecnici dal titolo:

- Tecniche e metodologie digitali per la mappatura ed il monitoraggio dell'energia generata da fotovoltaico (LA3.5)
- Metodo per l'elaborazione di un catasto solare fotovoltaico urbano

4 Prodotti sviluppati

Due rapporti tecnici dal titolo:

- Tecniche e metodologie digitali per la mappatura ed il monitoraggio dell'energia generata da fotovoltaico (LA3.5) - Report RdS_PTR22-24_PR1.1_LA3.5_051
- Metodo per l'elaborazione di un catasto solare fotovoltaico urbano - Report RdS_PTR22-24_PR1.1_LA3.5_052

5 Analisi degli scostamenti su attività e risultati

Il lavoro è proceduto secondo le previsioni e le attività pianificate hanno raggiunto gli obiettivi stabiliti. Non si segnalano, quindi, scostamenti tra i risultati attesi e quelli ottenuti.

6 Sintesi delle attività svolte

È stato sviluppato un metodo e uno strumento digitale GIS-based, riferito come catasto solare fotovoltaico urbano, che consente di identificare le superfici ottimali per l'installazione di piccoli e medi impianti FV in aree eterogenee come quelle urbane e stimare il quantitativo di energia FV realmente disponibile nelle città. Sono stati elaborati un modello 3D della città e una mappa 3D del potenziale solare FV urbano per il caso studio della Città di Portici.

Per la determinazione di anomalie di funzionamento di impianti FV, sono state analizzate le tecniche che confrontano il comportamento di impianti vicini. È emersa con chiarezza una strutturazione a grafo del dato di produzione di insiemi di impianti geograficamente distribuiti, dove è relativo l'impatto della distanza geografica rispetto alle correlazioni tra i segnali di produzione. Tecniche di Graph Signal Processing o Deep Learning possono essere, quindi, applicate per il rilevamento di anomalie di produzione negli impianti PV.

7 Dettaglio delle attività svolte

7.1 Sviluppo del Catasto solare fotovoltaico urbano

Le energie rinnovabili tra cui quelle solari sono per loro natura decentralizzate, locali e polverizzate in milioni di piccoli produttori. Questo concetto di energie rinnovabili fu espresso già negli anni 90 dall'ingegnere Hermann Scheer, uno degli artefici della crescita delle rinnovabili in Europa. La sua visione di società nuova, più pacifica, democratica e pulita si basava su una strategia di diffusione dell'energia solare nonché di autonomia energetica dei cittadini. Gli obiettivi ambiziosi e a breve termine della transizione energetica indirizzano la società moderna verso questa visione.

L'approccio alla diffusione del fotovoltaico deve tenere conto della necessità di ridurre il consumo di territorio, promuovendo l'installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc.

Le amministrazioni locali sono quindi chiamate a pianificare lo sviluppo del fotovoltaico sul proprio territorio in funzione del potenziale solare disponibile localmente e quindi adeguare/integrare la pianificazione energetica al raggiungimento degli obiettivi di produzione di energia da fotovoltaico loro assegnati. In questo quadro, la disponibilità di strumenti digitali (propriamente strumenti di analisi territoriale) diventa fondamentale per le amministrazioni locali poter individuare (localizzare) le superfici urbane idonee, valutarne il potenziale, quindi disegnare le misure attuative e pianificare gli investimenti.

In questo contesto si inserisce l'attività di sviluppo del *catasto solare fotovoltaico urbano*. Si tratta di una mappa tridimensionale ad alta risoluzione spaziale che valuta in maniera accurata il potenziale di energia fotovoltaica installabile in città, sui tetti e su ogni altra superficie urbana idonea. Questa mappa è in grado di stimare il quantitativo di energia solare realmente disponibile nelle città da poter potenzialmente sfruttare attraverso l'installazione di pannelli fotovoltaici sui tetti degli edifici e su altre superfici urbane idonee (per esempio aree mercatali, aree parcheggio) per produrre energia elettrica da fotovoltaico.

La mappa è ciò che restituisce lo strumento digitale *GIS¹-based* sviluppato che implementa una metodologia originale di analisi spaziale multicriteriale basata sul digital twin della città che include edifici, vegetazione e ogni altra *feature* urbana, modellati in 3D a partire dal dato LIDAR ad alta risoluzione spaziale.

Il potenziale solare fotovoltaico è valutato considerando la città nel suo complesso includendo: (1) la geometria degli edifici (forma e altezza, le diverse parti che li compongono con le diverse altezze e diverse forme dei tetti); (2) la vegetazione, il verde urbano ma anche l'inquinamento dell'aria da polveri sottili e le attività antropiche in generale

Approccio e risultati. Il metodo proposto consiste in due fasi principali: (1) determinare l'area tetto e altre superfici urbane disponibili all'interno della città, (2) stimare il potenziale di energia solare per ogni tetto di edificio o altra area urbana idonea.

L'area tetto disponibile (o altre superfici urbane) è determinata generando un modello 3D della città (edifici e alberi) a partire dai dati LiDAR². In particolare viene eseguita una procedura *step-by-step* utilizzando metodi e modelli di analisi spaziale avanzati. Dalla nuvola di punti LIDAR è generato un DSM (Digital Surface Model) ad alta risoluzione, precedentemente classificate in terreno, edifici e alberi. Elaborando il DSM e il *footprint* degli edifici, si ottiene l'area edificata totale e la geometria degli edifici insieme alla vegetazione urbana.

Per la modellazione degli edifici, è stata scelta la rappresentazione OGC CityGML - LOD2 (Level of Detail) [1] che include la geometria dell'edificio, con le diverse altezze delle diverse parti e la forma del tetto (Figura 1).

¹ GIS- Geographical Information System

² LIDAR- Laser Imaging Detection and Ranging

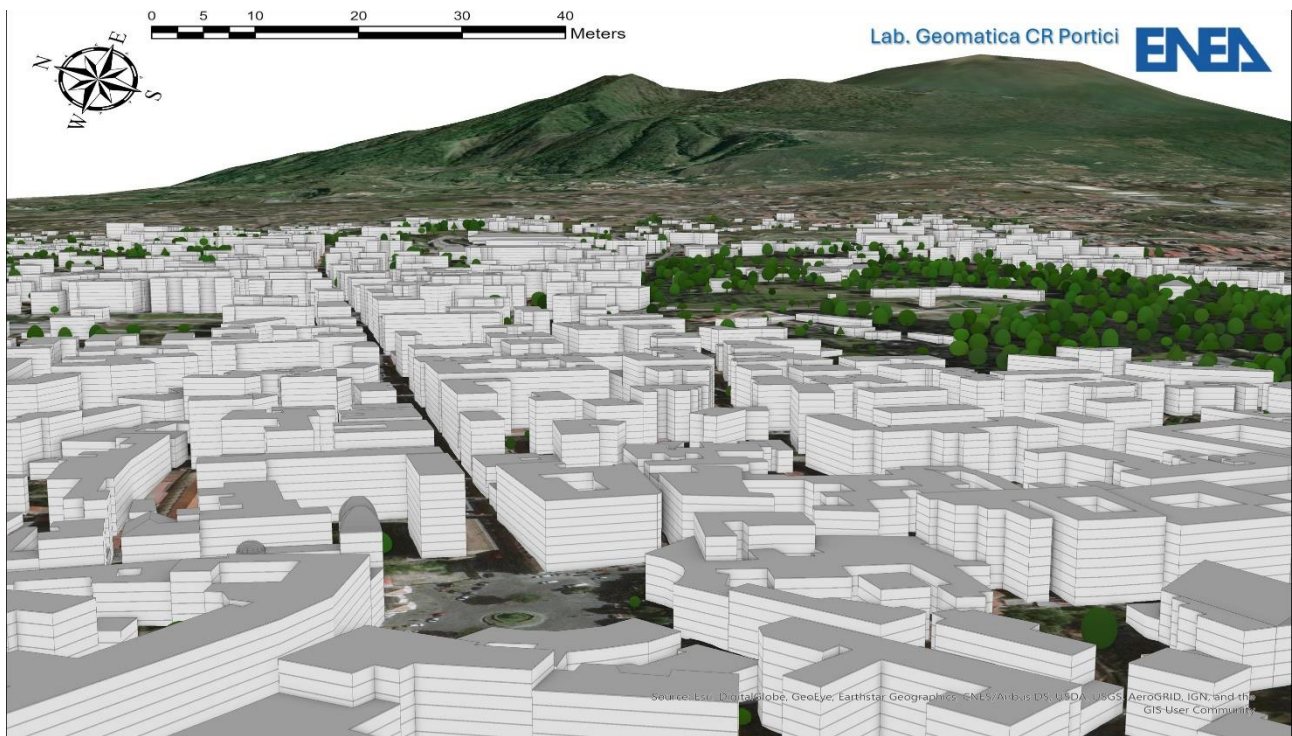


Figura 1: Digital Twin urbano (modello 3D dell'edificato e della vegetazione) della città di Portici derivato dal dato LIDAR (Sorgente dati: Geoportale Nazionale del Ministero dell'Ambiente) ad alta risoluzione spaziale (2metri)

Per il caso di studio della città di Portici, il modello 3D della città così elaborato, ha permesso di identificare un numero di 2479 tetti di edifici con una superficie totale disponibile di $1,18 \text{ km}^2$, di cui $1,12 \text{ km}^2$ sono tetti piani e $0,06 \text{ km}^2$ sono tetti spioventi.

Tuttavia, per determinare l'area tetto realmente idonea all'installazione di impianti fotovoltaici, occorre considerare un insieme di fattori di idoneità (o coefficienti di riduzione) generalmente classificati in: architettonici, solari, ambientali ed economici. La Tabella 1 mostra i fattori di idoneità selezionati [2], [3], [4], [7] e i valori valutati per la città di Portici. A differenza degli studi presenti in letteratura [2], [5], [6] che applicano i coefficienti di riduzione ai risultati aggregati, l'approccio proposto calcola i coefficienti per ogni edificio e per ogni punto del suo tetto, determinando una maggiore accuratezza nella valutazione dell'area tetto idonea e del relativo potenziale solare fotovoltaico.

Tabella 1: Elenco dei coefficienti di idoneità utilizzati per determinare l'area tetto idonea all'installazione di impianti fotovoltaici e il relativo potenziale solare con applicazione al caso studio della città di Portici

Fattore di riduzione	Descrizione	Valore
C_{CON}	Construction restrictions: Spazio occupato da altri elementi presenti sul tetto	Tetto piano: 0,8; Tetto spiovente: 0,9
C_{PROT}	Protected buildings: edifici su cui non è possibile costruire alcuna struttura come gli edifici storici	1 (Considerato nel modello 3D degli edifici)
C_{SA}	Service Area: spazio necessario per l'accesso e il mantenimento degli impianti	1 (Considerato in C_{GCR})
C_{SH}	Shading Effect: ombreggiamento prodotto dal tetto stesso o da edifici e alberi circostanti	1 (Considerato nel calcolo della radiazione solare)
C_{AZ}	Orientation losses: radiazione solare che raggiunge il tetto per il suo azimuth	Tetti orientati a Sud
C_{SL}	Slope of the roof: radiazione solare che raggiunge la superficie per la pendenza del tetto	Tetti piani o pendenza minore di 35°
C_{GCR}	Separation of the PV panels: la distanza tra i pannelli in modo da evitare l'ombreggiamento reciproco	0.42
$C_{PM2.5}$	Solar insolation reduction: effetto del PM2.5 sulla radiazione solare che raggiunge il tetto	1 (Considerato nel calcolo della radiazione solare affetta da PM2.5)
Minima area tetto		30m
Minima insolazione		800 kWh/m ² /year

Calcolo della radiazione solare. Per calcolare la radiazione solare ricevuta della superficie dei tetti urbani, il metodo sviluppato tiene in conto l'ombreggiamento di alberi, edifici e altre ostruzioni nel raggio di 20 metri, nonché di grandi ostruzioni sul tetto stesso. Le aree in ombra non ricevono alcuna radiazione solare. Questo metodo si basa sull'algoritmo ESRI ArcGIS Pro – Area Solar Radiation che identifica le aree illuminate dal sole attraverso l'analisi *viewshed* e calcola la radiazione solare diretta sulle superfici in base alla costante solare e al calcolo dell'angolo zenitale, mentre la radiazione diffusa viene calcolata in base a modelli di cielo uniforme o di cielo coperto standard.

Inoltre, combinando il *layer spaziale* della radiazione solare, così derivato, con il *layer* della distribuzione del PM2.5, opportunamente generato, secondo la formula empirica sviluppata in [8], viene generato il modello di distribuzione della radiazione solare affetta dalle polveri sottili (PM2.5).

Per il caso di studio della Città di Portici, è stato stimato che l'insolazione solare che raggiunge i tetti degli edifici subisce una riduzione di circa il 6%, a causa di concentrazioni medie annue di PM2.5 di circa 12 µg/m³ sulla città.

Calcolo del potenziale di energia solare. Infine, viene generato il modello di distribuzione del potenziale di energia solare (mappa 3D ad alta risoluzione) per ogni tetto di edificio e per ogni suo punto (Figura 2) in base alla seguente equazione *geospaziale*:

$$I_{PV} = S_{avl} * C_{CON} * C_{PROT} * C_{SA} * C_{SH} * C_{AZ} * C_{SL} * C_{GCR}$$

dove C_{PV} è il *layer* spaziale di energia solare, S_{avl} è il *layer* spaziale della superficie dei tetti disponibili e gli altri fattori sono descritti nella Tabella 1.

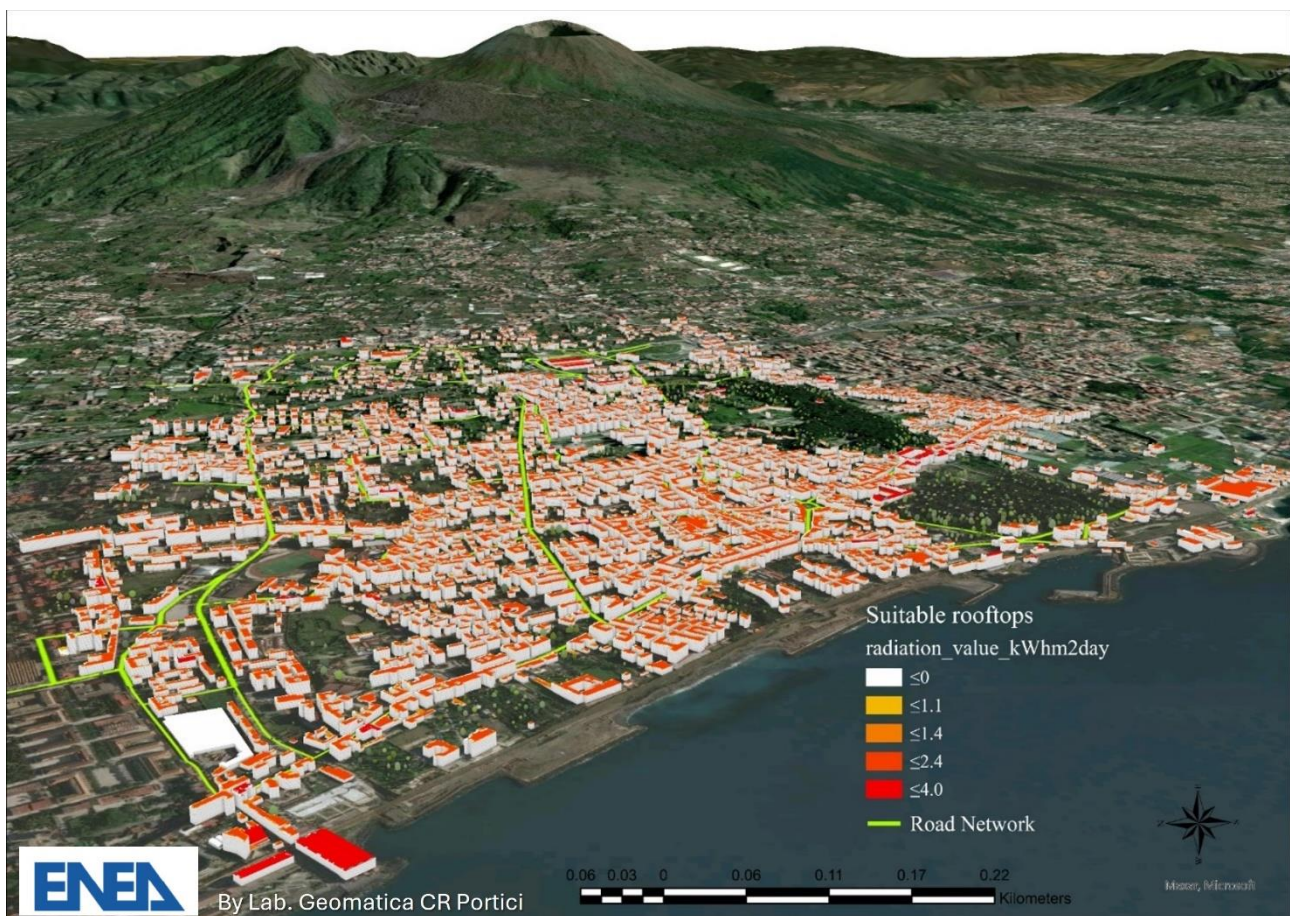


Figura 2: Mappa 3D (Digital Twin) del potenziale di energia solare urbano ad alta risoluzione ($\text{KWh/m}^2/\text{d}$) generata applicando il metodo sviluppato al caso studio della città di Portici. I tetti idonei con un elevato potenziale di energia solare sono colorati in rosso, mentre i tetti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici sono colorati in bianco.

Per la città di Portici, aggregando i dati sul potenziale di energia solare, abbiamo trovato una quantità totale di radiazione solare di 556,59 GWh/anno ricevuta all'anno da un'area utilizzabile su tetto di circa 0,36 km^2 di cui l'89,41% è costituito da area utilizzabile su tetto piano e il 10,59% da area utilizzabile su tetto a tegole.

7.2 Studio delle metodologie per l'identificazione delle anomalie da pari

La detezione anomalie negli impianti di produzione fotovoltaica è stata affrontata con differenti metodologie a partire dall'analisi di sorgenti dati molto eterogenee. Si va dall'utilizzo di sensoristica pervasiva, ancora considerata poco affidabile e comunque di costo troppo elevato per un'implementazione di massa, fino all'utilizzo di dati facilmente ottenibili da smart inverters. Nel caso di impianti di dimensioni significative, l'analisi del dato di produzione congiuntamente a dati sull'irraggiamento previsto o misurato può portare facilmente all'individuazione di situazioni di sottoproduzione. In questi impianti può avere senso ed in effetti viene riportata l'analisi della produzione a livello di sottosezione. Come prima accennato su questi impianti vengono implementate analisi diagnostiche con sensoristica ad-hoc di costo significativo in grado di analizzare le caratteristiche nello spettro visibile o UV, così come mediante imaging di tipo termico con telecamere fisse o montate su sistemi UAV/USV. Negli impianti di piccole dimensioni la maggior parte di queste attività di monitoraggio non è fattibile per ragioni legate sia ai costi sia alle difficoltà implementative di tipo tecnico/normativo. Perseguendo la compliance con gli standard più recenti sarebbe possibile in teoria effettuare la detezione della sottoproduzione sulla base del rapporto esistente con la produzione prevista

grazie a semplici modelli che tengano conto dell'irradianza. In questo caso la variabile significativa è costituita dal rapporto tra la potenza nominale o prevista su base oraria e quella massima misurata o rispettivamente oraria misurata (Power Ratio). Ovviamente queste procedure si basano sulla disponibilità di dati di produzione e irradianza accurati nonché di metadati circa l'impianto anch'essi di buona qualità (taglia dell'impianto, orientamento, ecc). Purtroppo, la qualità del dato ottenibile non è sempre sufficiente specialmente quando si tratta di gestire e monitorare centinaia di migliaia di impianti [9]. Inoltre, è ben nota la varianza del dato di irraggiamento e la sparsità della rete di misura, mentre è pur noto che le differenze osservate diminuiscono integrando nello spazio e nel tempo [10]. Dunque, anche l'irradianza è affetta da scarsa risoluzione e gli approcci modellistici hanno risultati scadenti a causa di effetti di difficile modellazione come la copertura nuvolosa, la presenza di aerosols e inquinanti ecc. Ulteriore sorgente di errore è certamente la capacità di previsione meteo rilevante anche per i fenomeni ben noti anch'essi di perdite termiche. Recentemente alcuni lavori mostrano come l'analisi di quanto localmente prodotto in relazione a quanto prodotto da impianti "vicini" costituisca un termine di paragone più efficace per la detezione di condizioni di sottoproduzione (Peer Ratio). Si tratta certamente di approcci che, sfruttando informazione misurata, diminuiscono la dipendenza da ipotesi sull'irradianza spesso semplicistiche, d'altro canto introducono componenti di errore di misura che però sono considerate dagli autori irrilevanti o quantomeno poco significative rispetto agli impatti delle su citate ipotesi. Nello studio della letteratura esistente, due contributi appaiono certamente più significativi, autorevoli e completi. Il primo dei quali, ad opera di Leloux et al., confronta le metriche ottenibili dai due approcci mostrando come la Peer Ratio permetta di ottenere valori più performanti sia in termini di robustezza che di sensibilità [11]. Nello specifico gli autori, partendo dalla definizione di Capacità di utilizzo della radiazione solare:

$$CUF = \frac{E_{PV}}{P^*T}$$

(dove E_{PV} è la potenza di output di un sistema PV, P^* è la sua potenza di picco e T è l'intervallo di tempo) utilizzano la MAD (Median Absolute Deviation) mensile del rapporto di capacità di utilizzo della radiazione solare orario fra due impianti a e b ($CUR = CUR_a/CUR_b$) per l'identificazione degli impianti simili. Dalla figura 3, è evidente come la posizione geografica non sia sempre indicativa della correlazione esistente tra diversi impianti vicini:

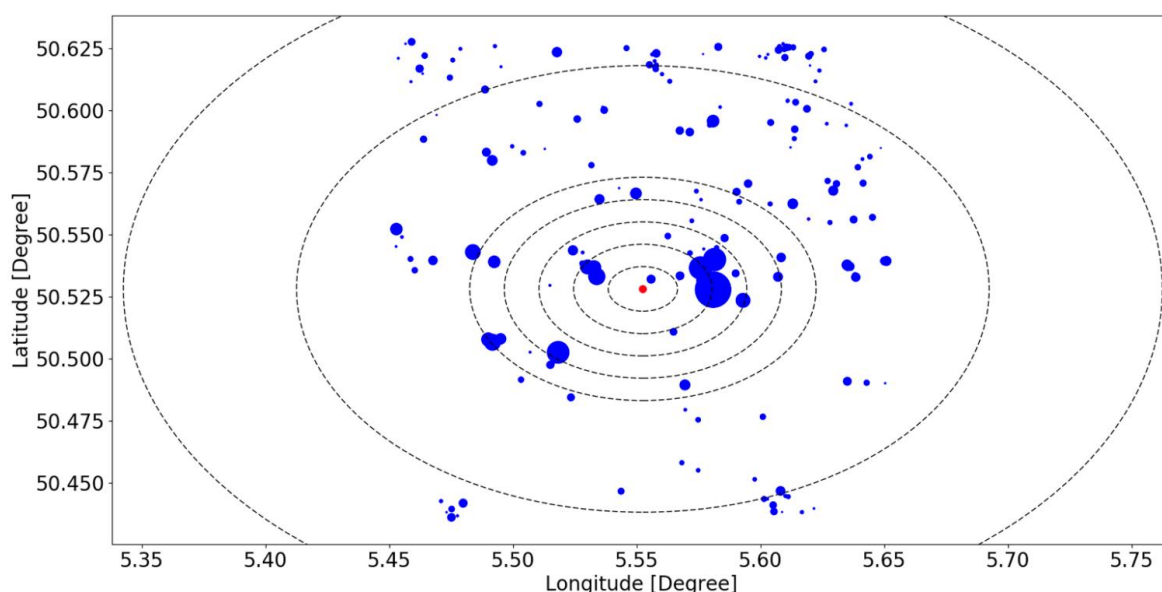


Figura 3: Distanza tra un dato impianto FV e impianti vicini collocati a meno di 15 Km. Le dimensioni di ciascun cerchio esprimono la similitudine esistente tra ogni impianto e quello situato al centro dell'immagine (raggio inversamente proporzionale al valore del parametro MAD) [11].

I pesi in figura 3 opportunamente normalizzati possono essere utilizzati per definire un riferimento più stabile per la determinazione di condizioni di sottoproduzione mediando le produzioni degli impianti vicini. Gli autori hanno mostrato come lo scarto rispetto al riferimento può essere usato, in virtù dei pattern orari mostrati per definire condizioni di shading (produzione ridotta in orari prestabiliti), produzione ridotta o assente. L'indicatore si mostra stabile se l'impianto monitorato può basarsi su almeno 5 impianti nelle immediate vicinanze (5km) o se possiede circa una dozzina di impianti nel raggio di 10km dalla sua posizione. De facto, l'indicatore usa gli impianti solari come sistemi di misura dell'irradianza.

Più recentemente il gruppo del Prof. Olindo Isabella TU Delft ha utilizzato un dataset contenente circa 2000 impianti per ognuno dei quali è stata registrata una serie temporale dei parametri di produzione [12]. Il gruppo di autori ha sottolineato l'importanza del concetto di distanza non euclidea utilizzando una metrica composta mediante la quale effettuare le operazioni di clustering. I parametri fondamentali presi in considerazione oltre alla posizione geografica, sono stati la distanza geografica, la differenza di orientazione e inclinazione, la differenza di produzione su anno solare standard o dell'anno precedente. Un sistema di ottimizzazione globale è stato utilizzato per la ricerca dei pesi ottimali delle diverse componenti nella identificazione degli impianti vicini. L'ottimizzazione ha dato risultati per certi versi sorprendenti. Infatti il peso della distanza geografica è risultato molto piccolo in relazione all'importanza relativa delle variabili di impianto. Ciò è probabilmente dovuto alla limitata influenza della copertura locale su base giornaliera che è il periodo di osservazione imposto dalla qualità del dato presente nel dataset. Un numero di 12-20 impianti è risultato ottimale nella ricerca del numero di impianti necessario alla stima della produzione locale.

Altro risultato interessante è il quantitativo di dati necessario al processo di ottimizzazione e conseguente stima della produzione da peers. Gli autori mostrano come un numero abbastanza limitato di impianti, se osservato per almeno un anno, è in grado di fornire la varianza necessaria all'addestramento determinando un risultato finale ottimale, ma l'affidabilità di tale risultato è dubbia. Per ottenere una stabilità dei parametri, un numero totale di 1700 anni di osservazione sembra essere necessario (1700 impianti per un anno). In ogni caso è bene sottolineare che anche in questo caso il modello di distanza e di calcolo è utilizzato su tutto il dataset iniziale (ca 10000 impianti), non determinando quindi una differenza nella distanza geografica dei peers utilizzati rispetto all'esperimento iniziale.

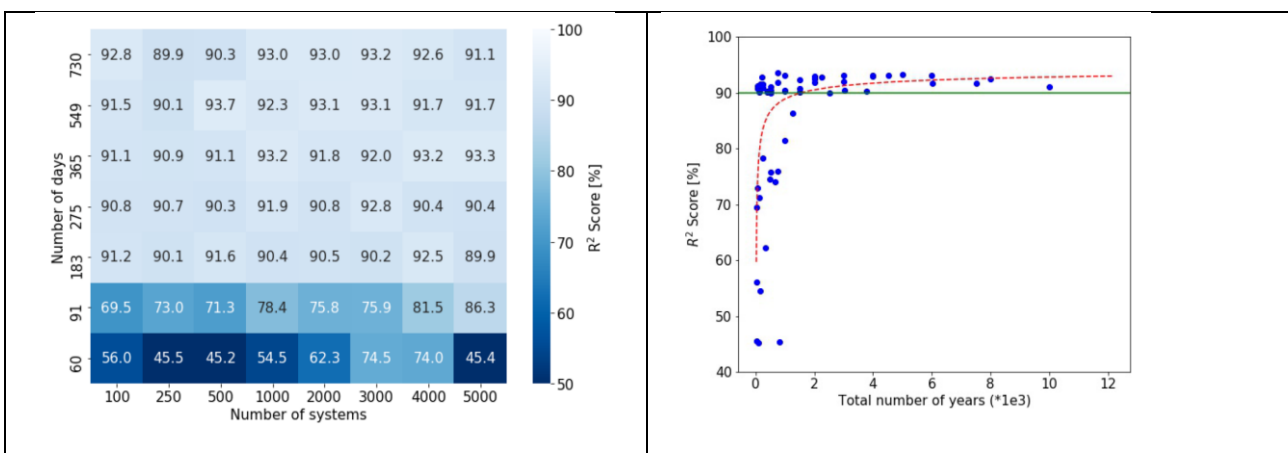


Figura 4: Relazione tra numero di impianti e anni di osservazione per l'ottimizzazione del modello di distanza [12].

Entrambi i lavori succitati, suffragati da ulteriore letteratura ancillare, rilevano implicitamente o esplicitamente la rilevanza di caratteristiche di similitudine tra gli impianti dettate dall'analisi dei segnali di produzione unitamente a quelli di targa degli impianti rispetto alla distanza geografica. Ciò evidenzia la necessità di ripensare al concetto di distanza in maniera più articolata, descrivendo metriche più complesse ma più rilevanti. Tra le basi di queste metriche un aspetto rilevante è la correlazione esistente nei segnali di produzione che è trattabile con approcci da teoria dei segnali. Più pragmaticamente, appare chiaro che i dati

di produzione hanno delle caratteristiche evidenti di strutturazione a grafo, i nodi essendo rappresentativi dei singoli impianti e delle loro caratteristiche di targa e installazione e gli archi essendo rappresentativi delle correlazioni esistenti tra i segnali di produzione. Per questo motivo tecniche di Graph Signal Processing o architetture GNN potrebbero essere addestrate, attraverso opportuni dataset, alla detezione di anomalie e malfunzionamenti. Semplicemente queste potrebbero essere addestrate alla predizione, attraverso il modello a grafo, del segnale di produzione. A questo punto, le differenze osservate con il dato misurato potrebbero essere utilizzate come segnalatori di anomalia. La forma d'onda del segnale residuo potrebbe poi essere utilizzata come pattern per la determinazione della tipologia di guasto utilizzando tecniche ML allo stato dell'arte. Nella fase successiva del progetto, si procederà, dunque, al disegno e testing di un'architettura basata sulla tecnologia individuata per l'analisi di dataset strutturati di produzione validando questa ipotesi rispetto all'approccio proposto negli articoli selezionati.

Bibliografia

- [1] OGC CityGML – <https://www.ogc.org/standard/citygml/> (ultimo accesso 24 gennaio 2024)
- [2] Rodríguez, L.R., Duminil, E., Ramos, J.S., Eicker, U, Solar Energy 146, 264-275 (2017).
- [3] Machete R., Falcão A.P., Gomes M.G., Rodrigues A.M., Energy & Buildings 177 290-302 (2018).
- [4] Fattoruso G. Nocerino M. Sorrentino G., Manna V., Fabbricino M., Di Francia G., ICCSA 2020, LNCS 12250, 665-677(2020).
- [5] Bódis, K., Kougias, I., Jäger-Waldau, A., Taylor, N., Szabó, S., Renew. Sustain. Energy Rev. 114, 109309 (2019).
- [6] Lee S., Iyengar S., Feng M., Shenoy P., Maji S., KDD 2109, ACM SIGKDD 2105-2113 (2019).
- [7] Byrne, J., Taminiau, J., Kurdgelashvili, L., Kim, K.N., Renew. Sustain. Energy Rev. 41, 830-844 (2015)
- [8] Nocerino M., Fattoruso G., Sorrentino G., Manna V., De Vito S., Fabbricino M., Di Francia G., AISEM 2020, LCNS in Electrical Engineering, Springer
- [9] Kiefer, K., Reich, N.H., Dirnberger, D., Reise, C., 2011. Quality assurance of large scale PV power plants. In: Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2011 37th IEEE.
- [10] Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., García, M., 2012. Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion. Prog. Photovolt.: Res. Appl. 20, 226–237
- [11] Jonathan Leloux, Luis Narvarte, Adrien Desportes, David Trebosc, Performance to Peers (P2P): A benchmark approach to fault detections applied to photovoltaic system fleets, Solar Energy, Volume 202, 2020, Pages 522-539, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.03.015>.
- [12] Alcañiz A. Nikam MM Snow Y, Isabella O, Ziar H., Photovoltaic system monitoring and fault detection using peer systems. *Prog Photovolt Res Appl.* 2022; 30(9): 1072-1086. doi:[10.1002/pip.3558](https://doi.org/10.1002/pip.3558)

8 Eventi di disseminazione

- Partecipazione alla trasmissione TG Leonardo - Descrizione della mappa catastale tridimensionale ad alta risoluzione per valutare il potenziale FV di città (29/06/2023)
- Grazia Fattoruso, Gianpiero Sorrentino, Saverio De Vito, Girolamo Di Francia, An urban solar photovoltaic cadastre at high resolution for facing urban energy poverty and planning the urban REC, Prima Conferenza Rete Nazionale Fotovoltaico – Giugno 2023 – Milano (presentazione orale)