





Solare Ressourcenbewertung und -prognose

Jan Remund, Meteotest AG

Nationale PV-Tagung 2020

Technology Collaboration Programme
by 


1

What is IEA PVPS?



- The International Energy Agency (IEA), founded in 1974, is an autonomous body within the framework of the Organization for Economic Cooperation and Development (OECD).
- The Technology Collaboration Programme was created with a belief that the future of energy security and sustainability starts with global collaboration. The programme is made up of thousands of experts across government, academia, and industry dedicated to advancing common research and the application of specific energy technologies.
- The IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) is one of the Technology Collaboration Programme established within the International Energy Agency in 1993
- 32 members - 27 countries, European Commission, 4 associations
- "To enhance the international collaborative efforts which facilitate the role of photovoltaic solar energy as a cornerstone in the transition to sustainable energy systems"*

PVPS






2

2

Inhalt

- Internationale Zusammenarbeit im IEA PVPS Task 16
- Stand der Arbeiten: Vier Beispiele (“activities”)
 1. Ressourcenschätzung (“Langzeitprognosen”)
 2. Globalstrahlungstrends
 3. Vergleich von Vorhersagen mit Wolkenkameras
 4. Regionale Solarprognosen
- Ausblick: zwei Beispiele von neuen “activities”
 1. Firm PV power
 2. Urban PV

PVPS

3

3

Internationale Zusammenarbeit

- Vertretung CH: SPF/HSR und Meteotest
- International: Forschungsinstitutionen (NREL, Fraunhofer) Unis, Wetterdienste und Dienstleister






Source: Global solar resource data (www.globe-solar.com); uncertainty: 6%
Period: 1993-2010; grid: 0.125°



PVPS

4

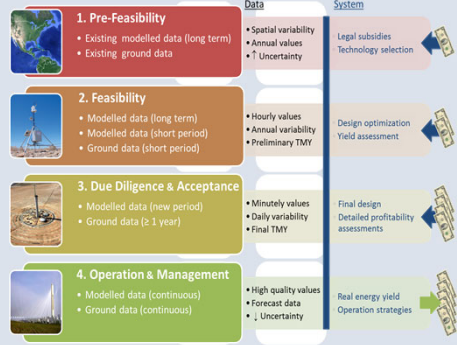
Global horizontal irradiance. Source: www.meteonorm.com Version 7.3

4

Stand der Arbeit

- Tasks für Solare Ressourcen gibt es seit 1977 (im SHC)
- Neuer Task 16 im IEA PVPS TCP
 - 1. Phase 2017 – 2020
 - 2. Phase 2020 – 2023
- Resultat der ersten Phase: Neuauflage “Solar resource” handbook” der NREL: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68886.pdf>
- Beschreibung der Meteo- und Klimadaten für alle Planungsschritte





PVPS


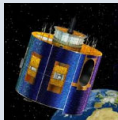
5

5

Langzeitprognosen

- Für Planung von sehr grossen PV-Anlagen werden lange Zeitreihen (Satellit) mit lokalen Messungen (Pyranometer) kombiniert
- Fragestellung: welche Methode ist die beste?
- Kombination hat Potenzial die Resultate deutlich zu verbessern (RMSE 5% → 2-3%)
- Falls Satellitendaten sehr gut oder Bodendaten schlecht, ist Potenzial limitiert
 - Daten mit Bias können “einfacher” verbessert werden
- Regressionen und “quantile mapping” techniques werden am häufigsten eingesetzt
 - “Quantile mapping” ist oft am effizientesten (Anpassung der Verteilung)
 - Mind. 1 Jahr Bodendaten sollten vorhanden sein
 - Qualitätsprüfungen sind zentral
- Paper in Press (Solar Energy)

PVPS

6

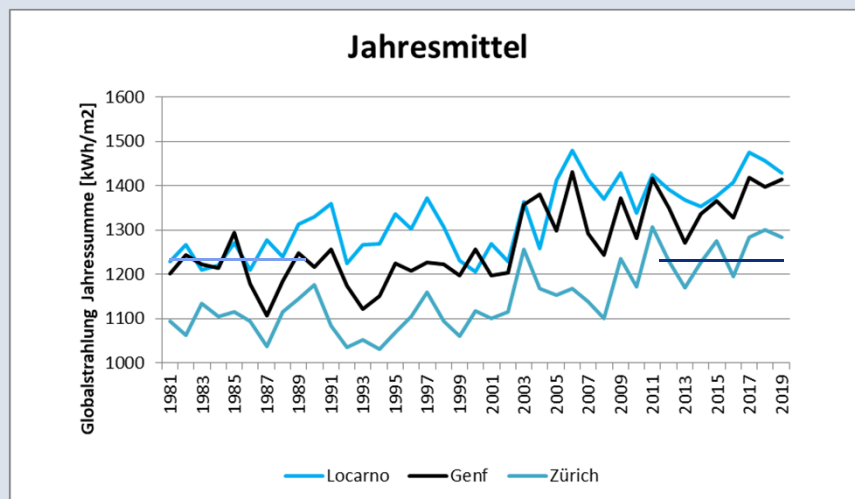
6

Globalstrahlungstrends



- Strahlung nimmt in Schweiz weiter zu (ca. 3-5% / Dekade)
- Gründe: Klarere Luft und häufigere blockierende Wetterlagen
- Zürich ist heute auf Niveau von Locarno der 80er Jahre

PVPS



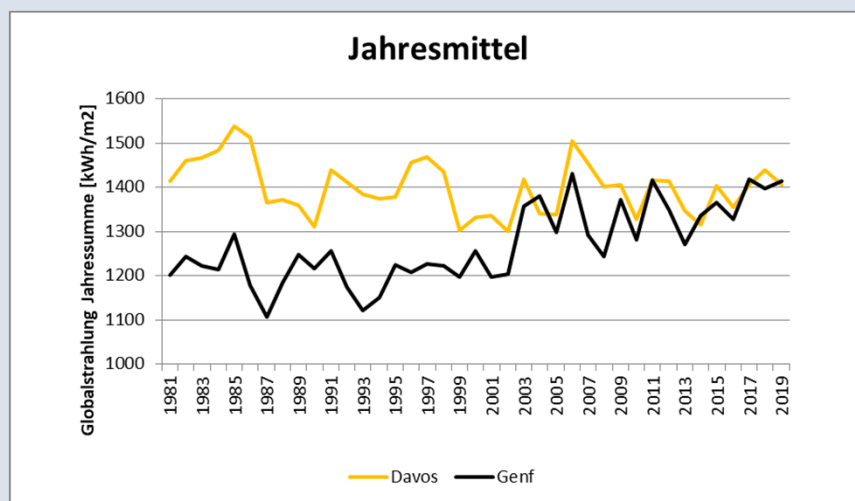
7

Globalstrahlungstrends



- Zunahme nur ausserhalb der Alpen
- Heute: Genf auf gleichem Niveau wie Davos

PVPS

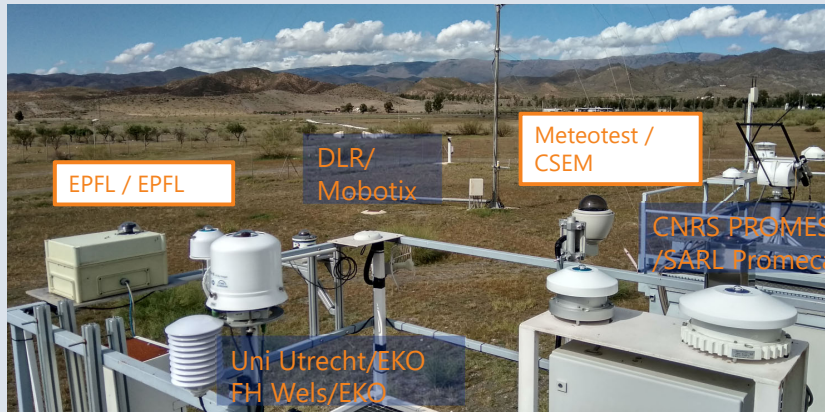


8

Wolkenkameras



- Kurzfristvorhersage (15 Min.) mit Wolkenkameras (all sky imagers)
- Erster Vergleich von verschiedenen Systemen
- Wie gut sind diese, wie unterscheiden sich diese?
- Test in Südsanien (CIEMATs Plataforma Solar de Almeria", 3 Monate im Herbst 2019)



PVPS

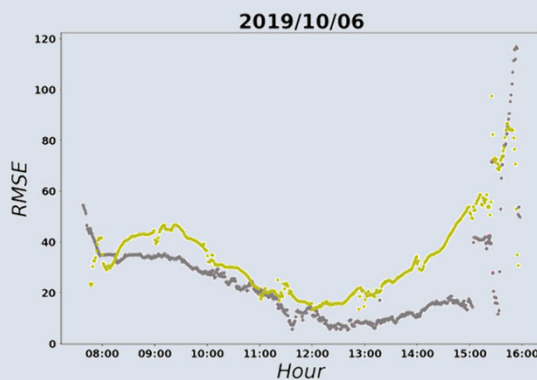
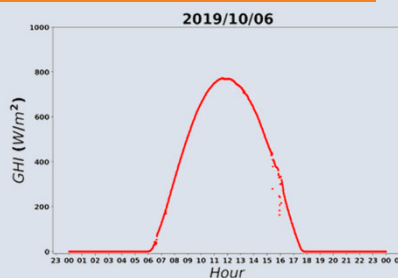
9

Wolkenkameras



Wolkenloser Tag

- Genauigkeit gross
- Ein Modell etwas schlechter
- Abhängig von Sonnenstand



Quelle:
Andreas Kazantzidis, Univ.
Patras



The daily variability
of *RMSE*, *MAE*,
MAD and *IQR* for
every 20min step
window forecast.

PVPS

10

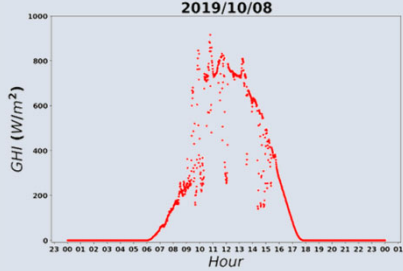
10

Wolkenkameras

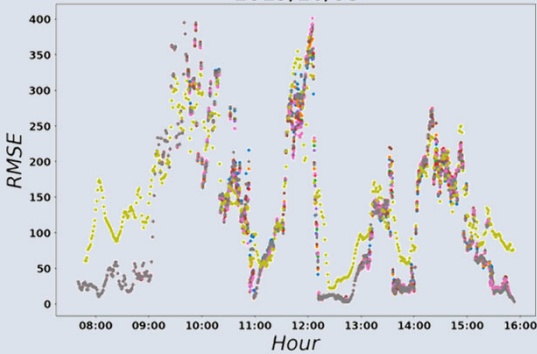
Wechselhafter Tag

- Unsicherheit gross (4 x)
- Differenz der Systeme relativ klein



2019/10/08

2019/10/08



Hour

Quelle:
Andreas Kazantzidis, Univ. Patras



The daily variability of **RMSE**, **MAE**, **MAD** and **IQR** for every 20min step window forecast.

PVPS

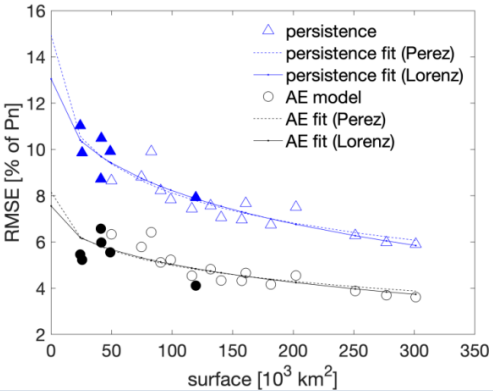
11

11

Regionale Solarprognosen

- Welche Methode ist optimal für die Einspeiseprognose für Verteil- und Übertragungsnetze?
- Vergleich von 8 (statistischen) Methoden in Italien, Niederlanden und Schweden
- 25-50% Verbesserung durch Modelle (in Vergleich zu konstanter Einstrahlung)
- Bei 100'000 km² Fläche:
 - 5-6% RMSE
- Report erscheint im Sommer 2020



Size Matters: Je grösser ein Gebiet, desto besser die Prognose

Size Matters: Je grösser ein Gebiet, desto besser die Prognose

PVPS

12

12

Ausblick



• Neuer Task 2020 – 23: Zwei Beispiele von neuen Aktivitäten:

1. “Firm PV power”
 - PV muss in Zukunft Strom liefern, wann Nachfrage vorhanden
 - Analyse der optimalen Kombination von Produktion, Speicherung und “peak shaving”
2. Urban PV
 - Solarkataster und hoch aufgelöste Vorhersagen
 - Wie stark unterscheiden sich Kataster?
 - Was für Methoden werden dafür eingesetzt?

PVPS

13

13

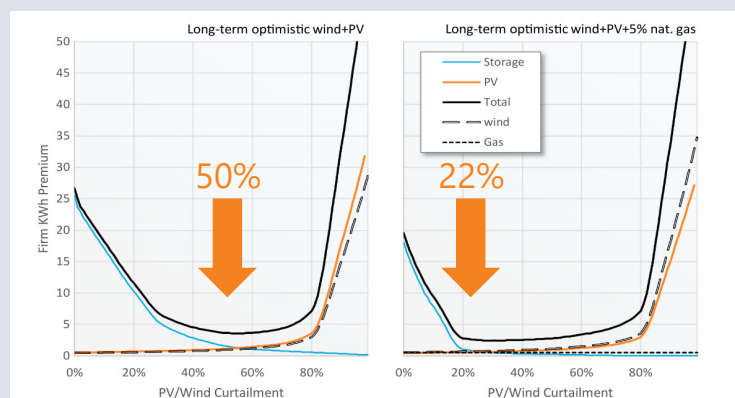
Ausblick 1: Firm PV power



- Studie für Minnesota, USA (Perez et al., 2019)
- Kostenoptimale Kombination von Produktion, Speicher und peak shaving
- 50% peak shaving mit PV und Wind, 22% peak shaving inkl. Speicherung und Gas

PVPS

USD cts/kWh



14

14

Ausblick 2: Vergleich von Solarpotenzialen



- Vergleich Sonnendach – EPFL
- Gleiche Basis für Gebäude, unterschiedliche Methode
 - EPFL: Machine Learning
 - Sonnendach: Einschätzung durch Ingenieur für Beispielregionen
- Fazit:
 - Sonnendach eher zu positiv (viele Dächer ganz belegt); durch zusätzlichen Minderungsfaktor (von 50%) aber realistisch
 - EPFL: eher zu negativ; viele kleinere, flach nach Norden gerichtete und teilbeschattete Dächer könnten genutzt werden

Studie	Fläche Total	Anteil Dächer	Einstrahlung	Wirkungsgr.	PV-Ertrag	Pro Fläche
	km ²	%	W/m ²	%	TWh	GWh/km ²
Sonnendach*	453.5	71	1118.9	13.6	49*	152.17
EPFL	267	56.4	1186	13.8	24.58	163.23

* Mit zusätzlichem Minderungsfaktor von 50%: 25 TWh

PVPS

15

15

Ausblick 2: Vergleich von Solarpotenzialen



- Vergleich Sonnendach – EPFL: Beispiel Thun (Einstrahlungsklassen)



PVPS

16

16

iea-pvs.org

Besten Dank

Jan Remund
Jan.remund@meteotest.ch



Technology Collaboration Programme
by iea

