



## Netzintegration von Solarstrom: Dezentrale Assets effizient nutzen

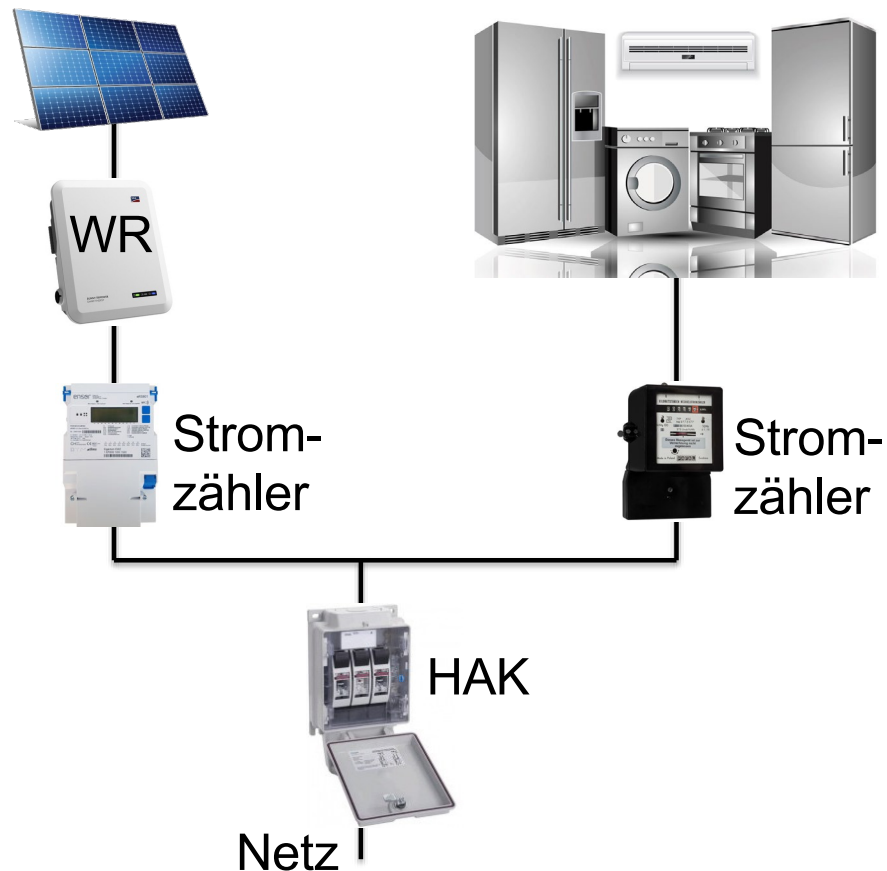
Energieforschungsgespräche Disentis  
Prof. Dr. Christof Bucher, 28.-30. Januar 2026

Berner Fachhochschule (BFH) | PV-Labor

# Inhalt

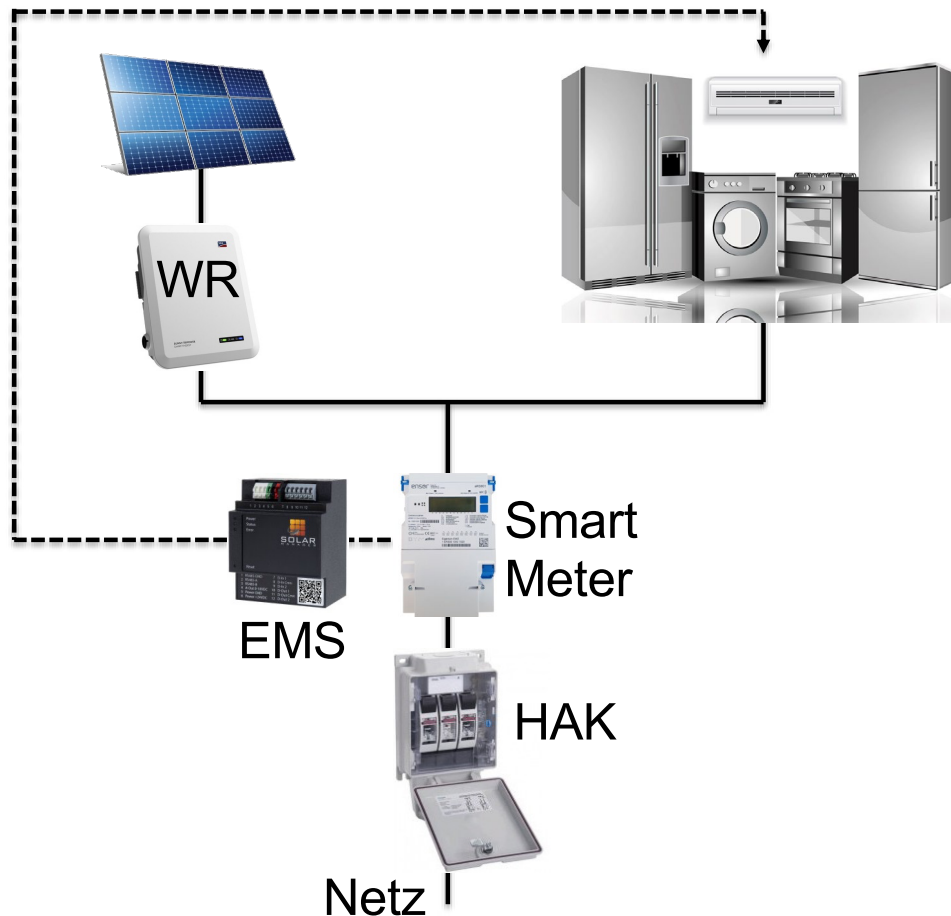
- PV-Anlagen gestern / heute / morgen
- Entwicklung der PV-Einspeisung 2000 – 2050
- Energiewende-kompatible PV-Anlage
- Anreize für netzdienliches Verhalten
- Zukünftige Systemlösung
- Fazit

## PV-Anlage gestern



- ✓ 100% Netzeinspeisung
- ✓ Jede kWh gleich viel Wert
- ✗ Eigenverbrauch
- ✗ Begrenzung Einspeisung
- ✗ Dynamische Tarife

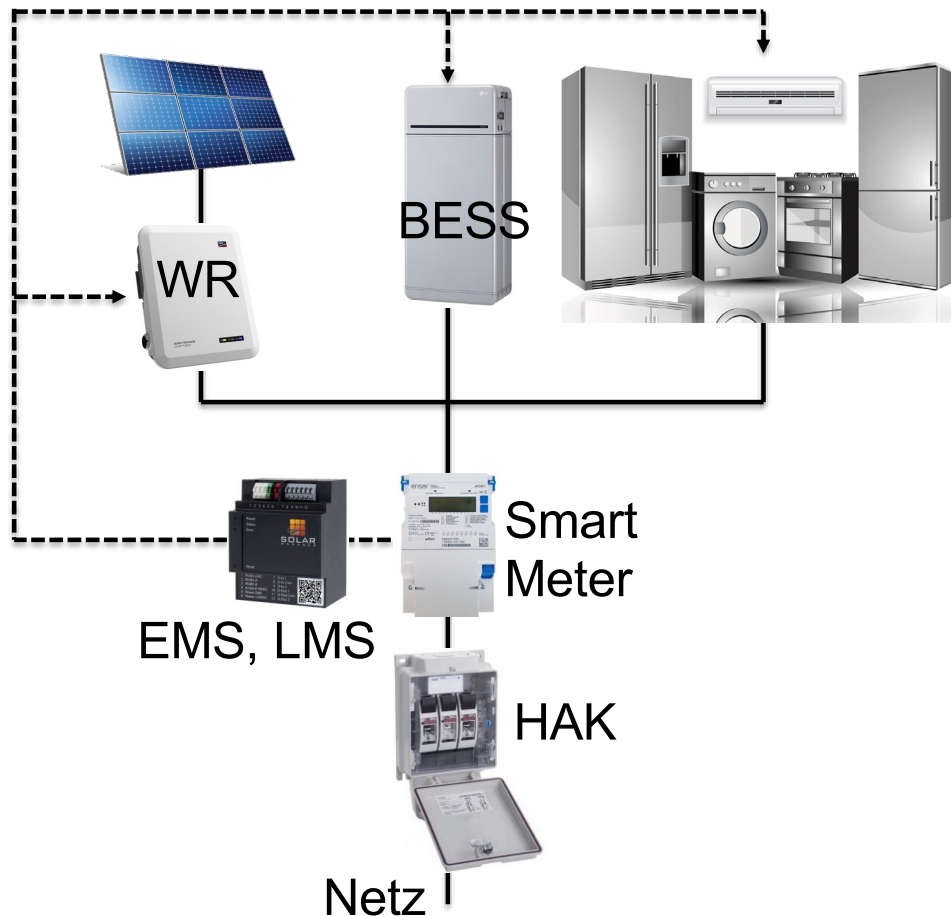
## PV-Anlage heute



- ✗ ✓ 100% Netzeinspeisung
- ✗ ✓ Jede kWh gleich viel Wert
- ✓ Eigenverbrauch
- ✗ Begrenzung Einspeisung
- ✗ Dynamische Tarife

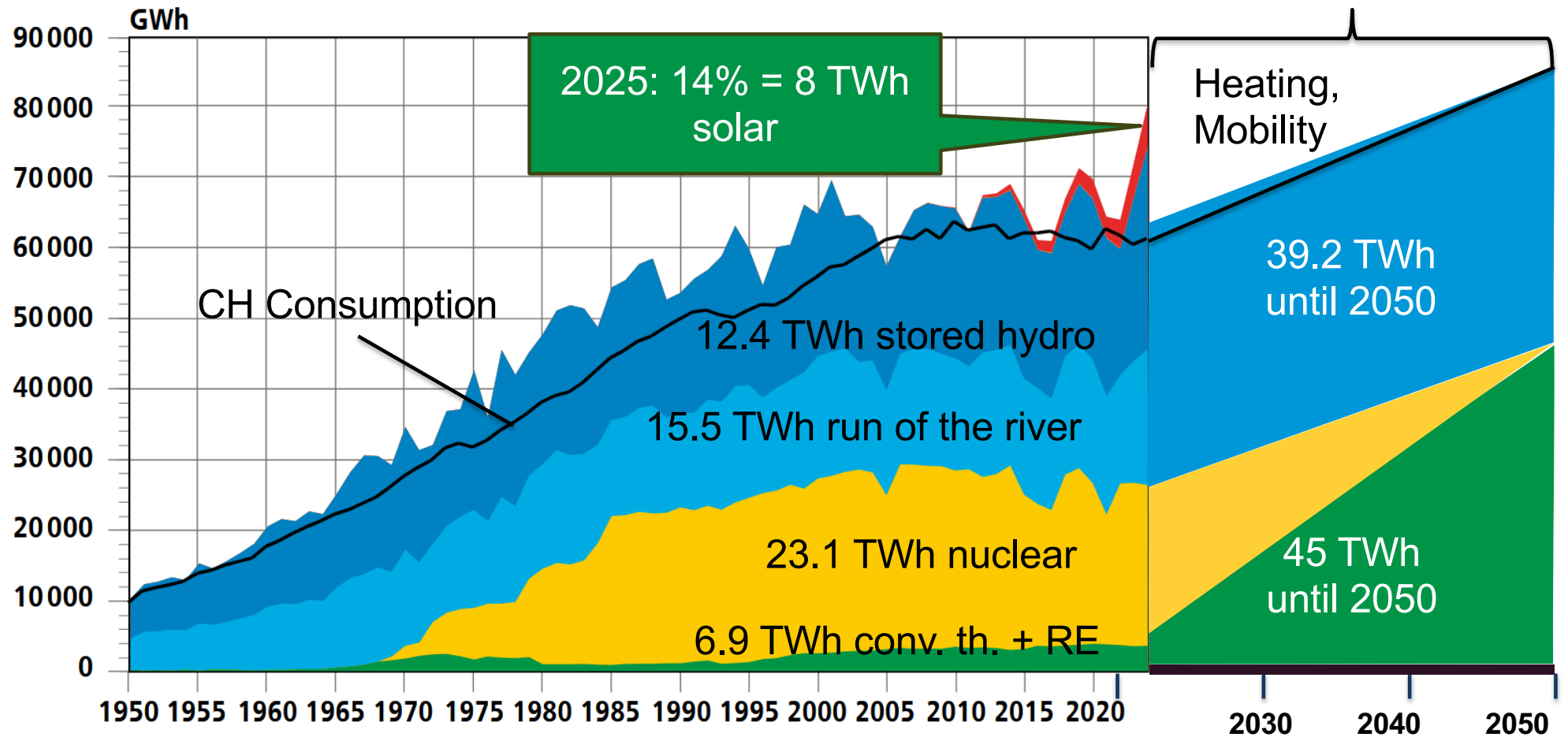


## PV-Anlage morgen

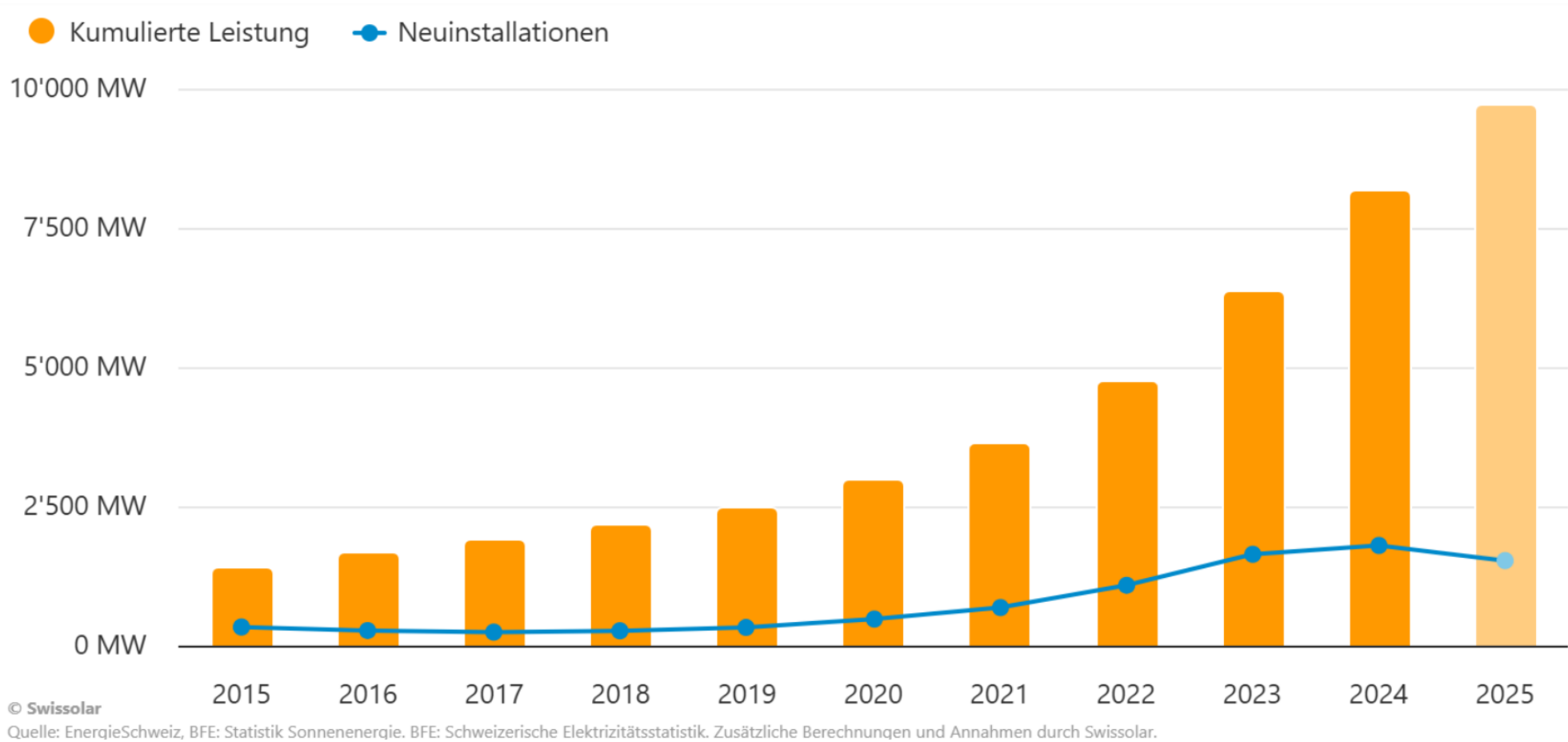


- ✗ 100% Netzeinspeisung
- ✗ Jede kWh gleich viel Wert
- ✓ Eigenverbrauch
- ✓ Begrenzung Einspeisung
- ✓ Dynamische Tarife

# Strombedarf und Stromproduktion Schweiz



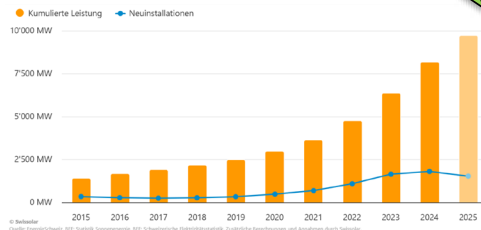
# Im Jahr 2026: >10 GW, >15% Solarstromanteil in der Schweiz



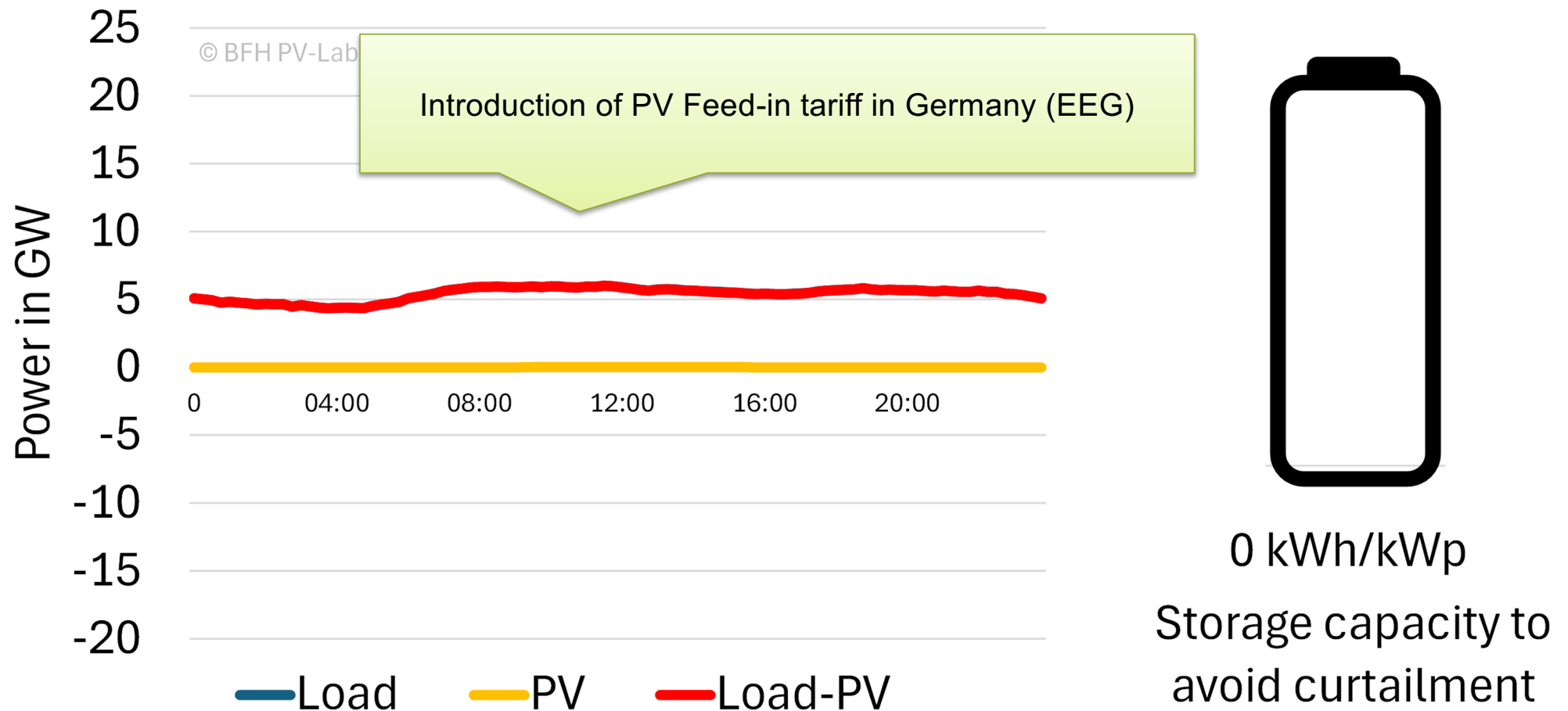
2050:  
Da wollen wir hin!

45 GW  
45 TWh

2025: Probleme bei  
der Netzintegration?

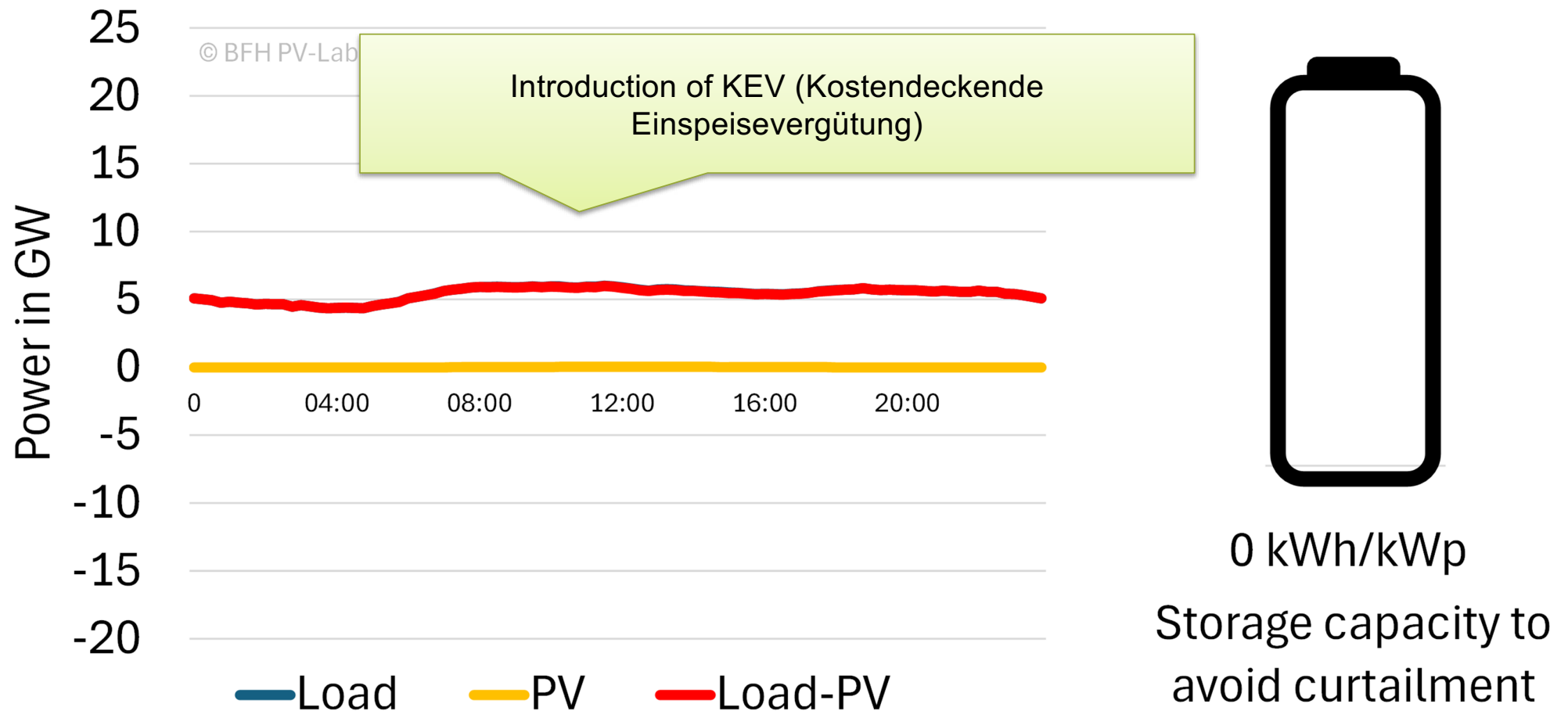


# A Swiss Summer Day in: 2000



Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2000: 0.0159 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.

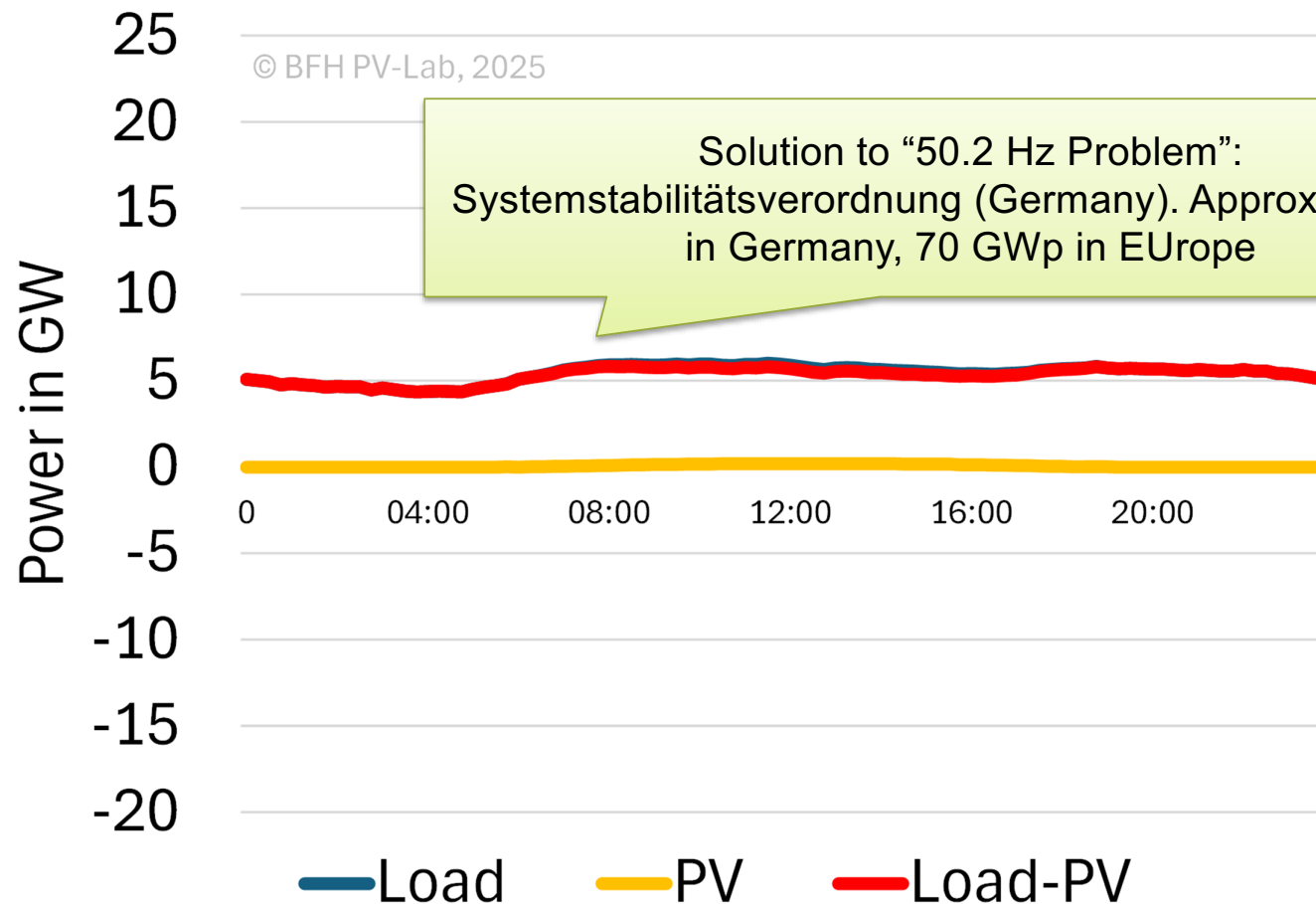
# A Swiss Summer Day in: 2008



Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2008: 0.0494 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.



# A Swiss Summer Day in: 2012

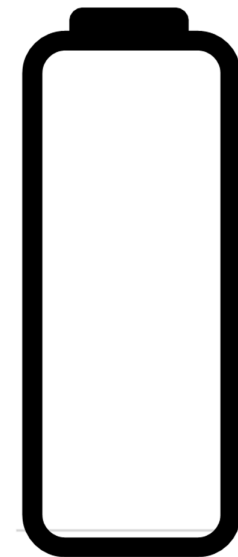
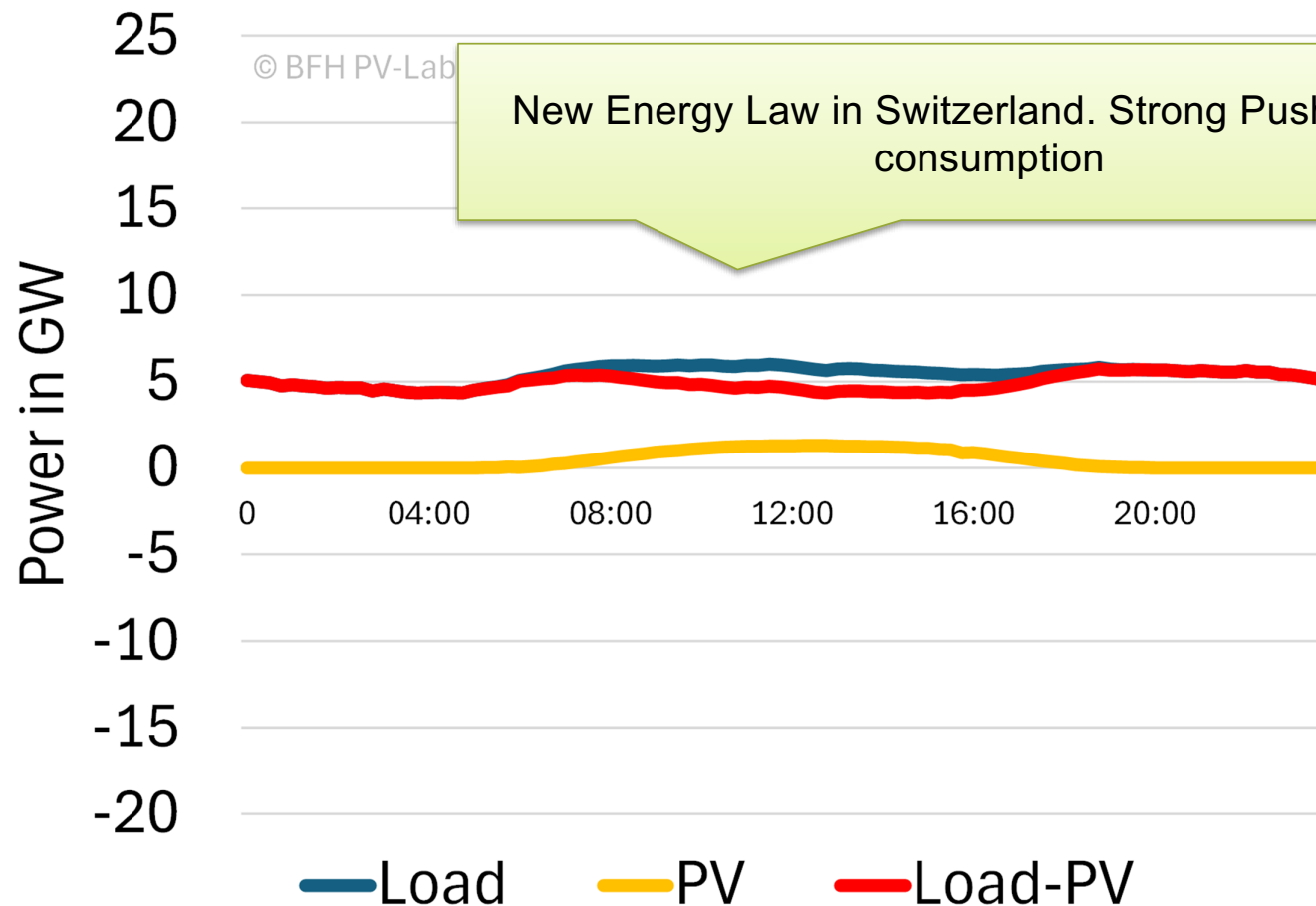


0 kWh/kWp

Storage capacity to  
avoid curtailment

Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2012: 0.3 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.

# A Swiss Summer Day in: 2018

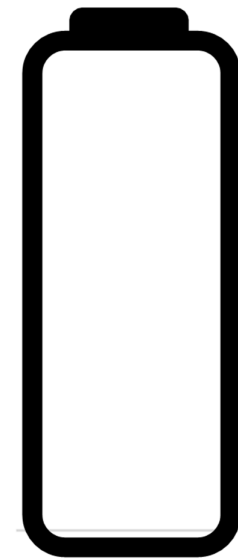
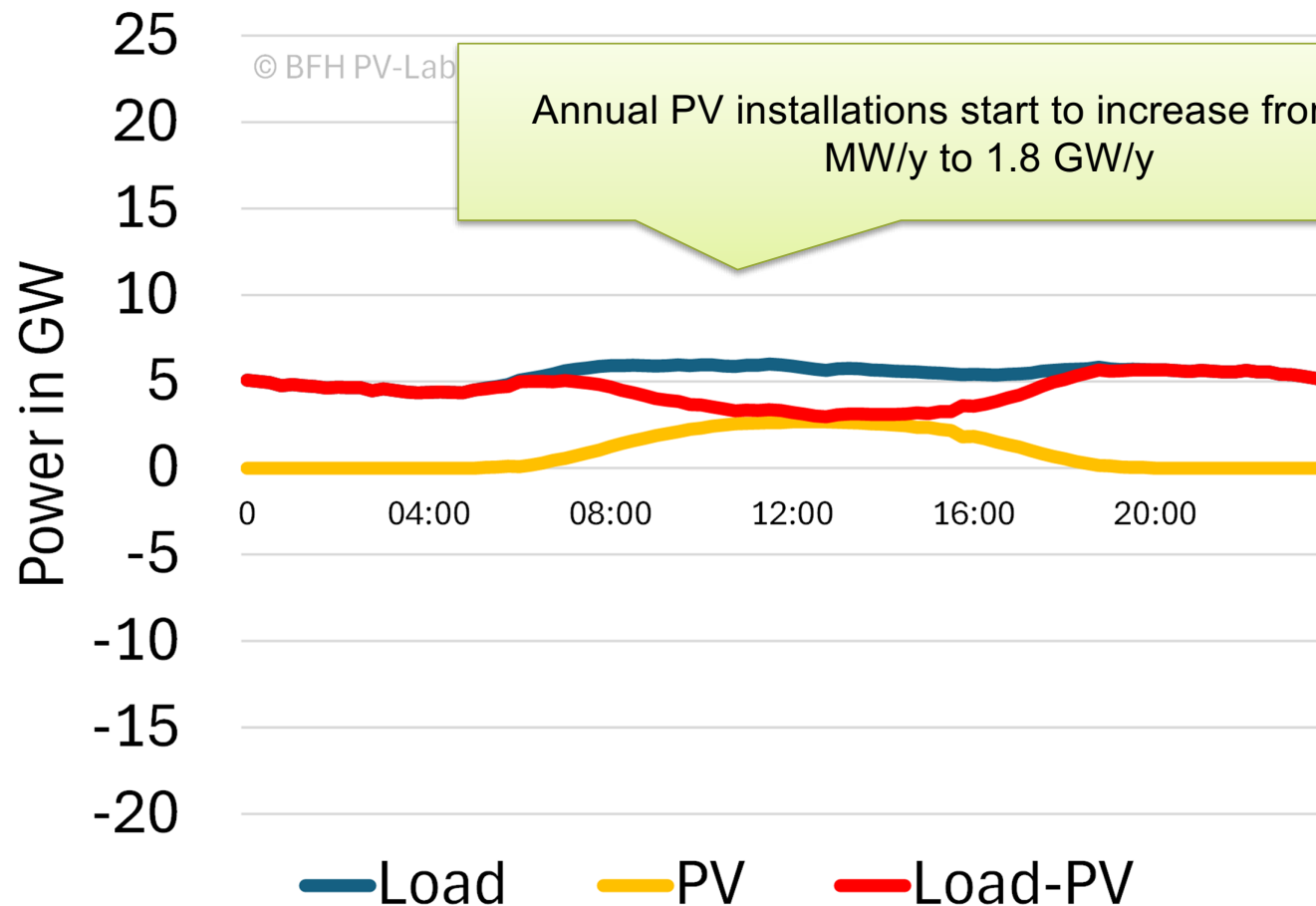


0 kWh/kWp

Storage capacity to  
avoid curtailment

Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2018: 1.9 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.

# A Swiss Summer Day in: 2022

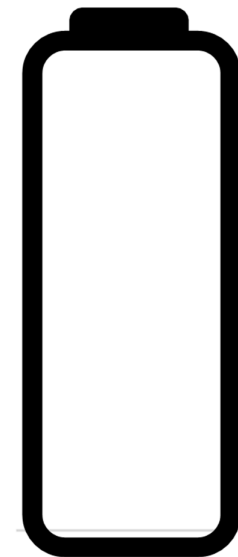
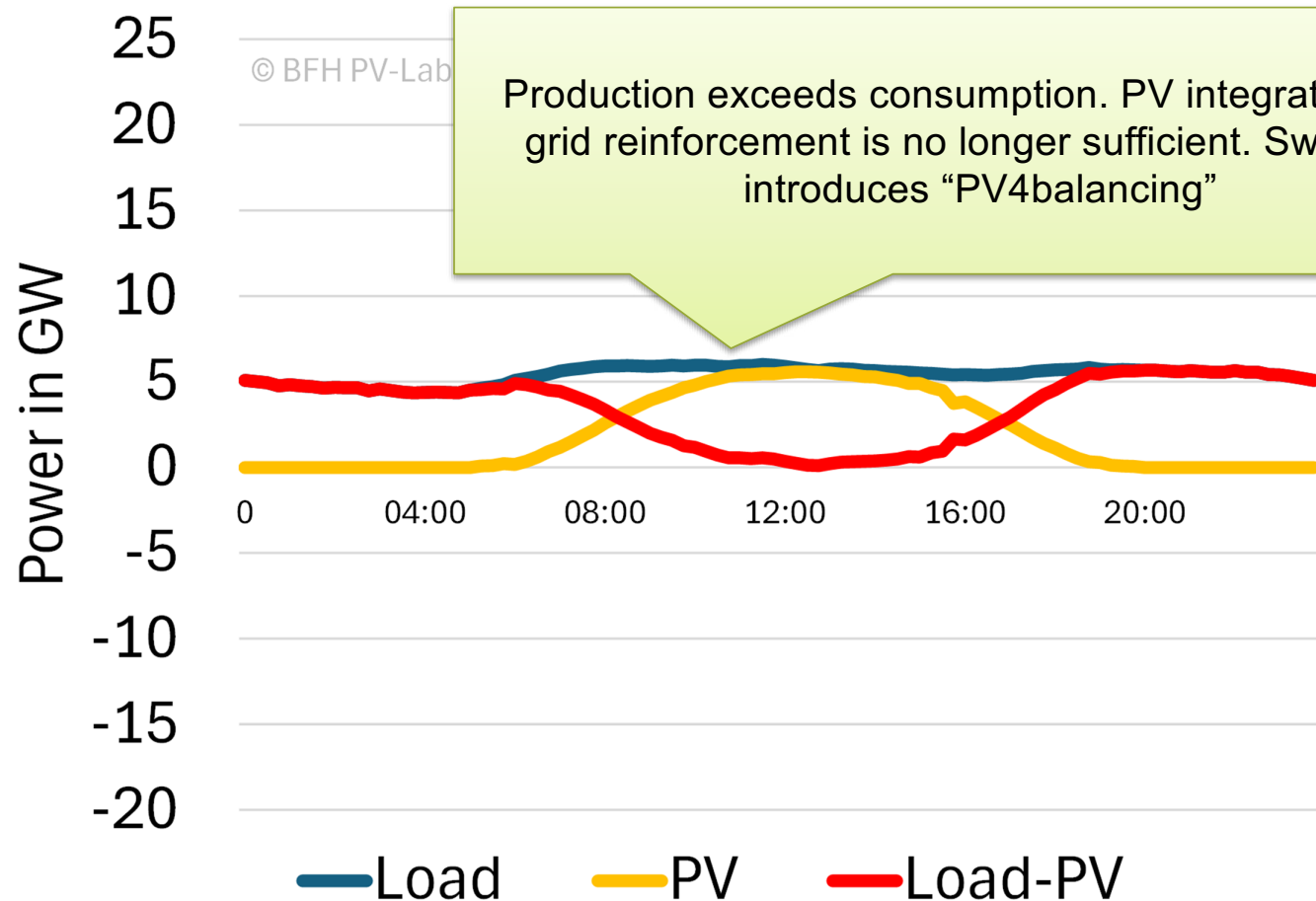


0 kWh/kWp

Storage capacity to  
avoid curtailment

Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2022: 3.9 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.

# A Swiss Summer Day in: 2025

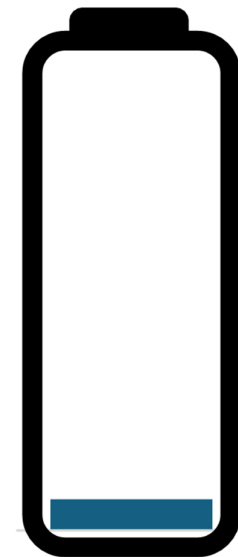
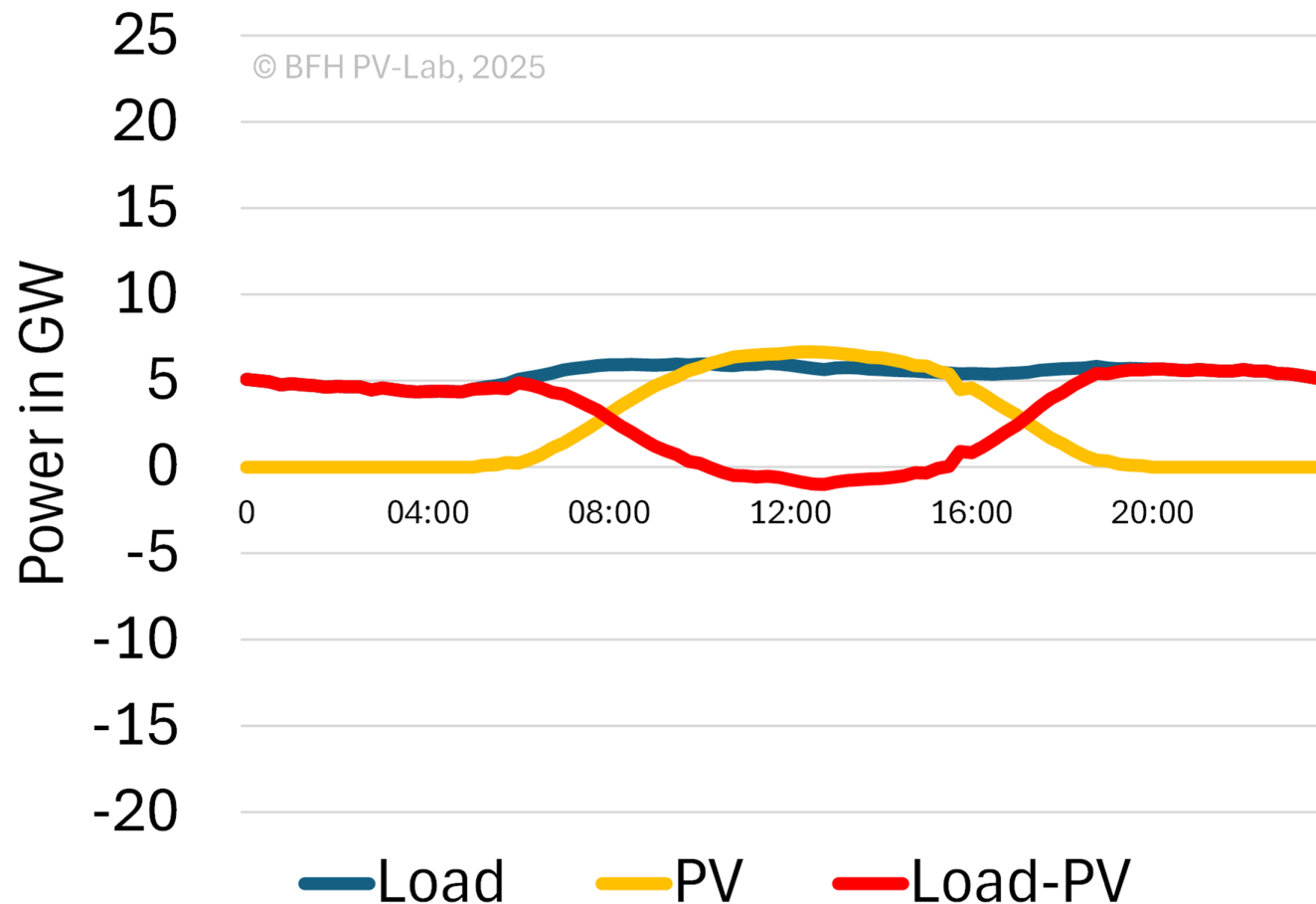


0 kWh/kWp

Storage capacity to  
avoid curtailment

Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2025: 8.1 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.

# A Swiss Summer Day in: 2026

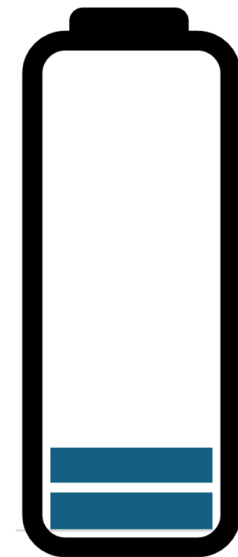
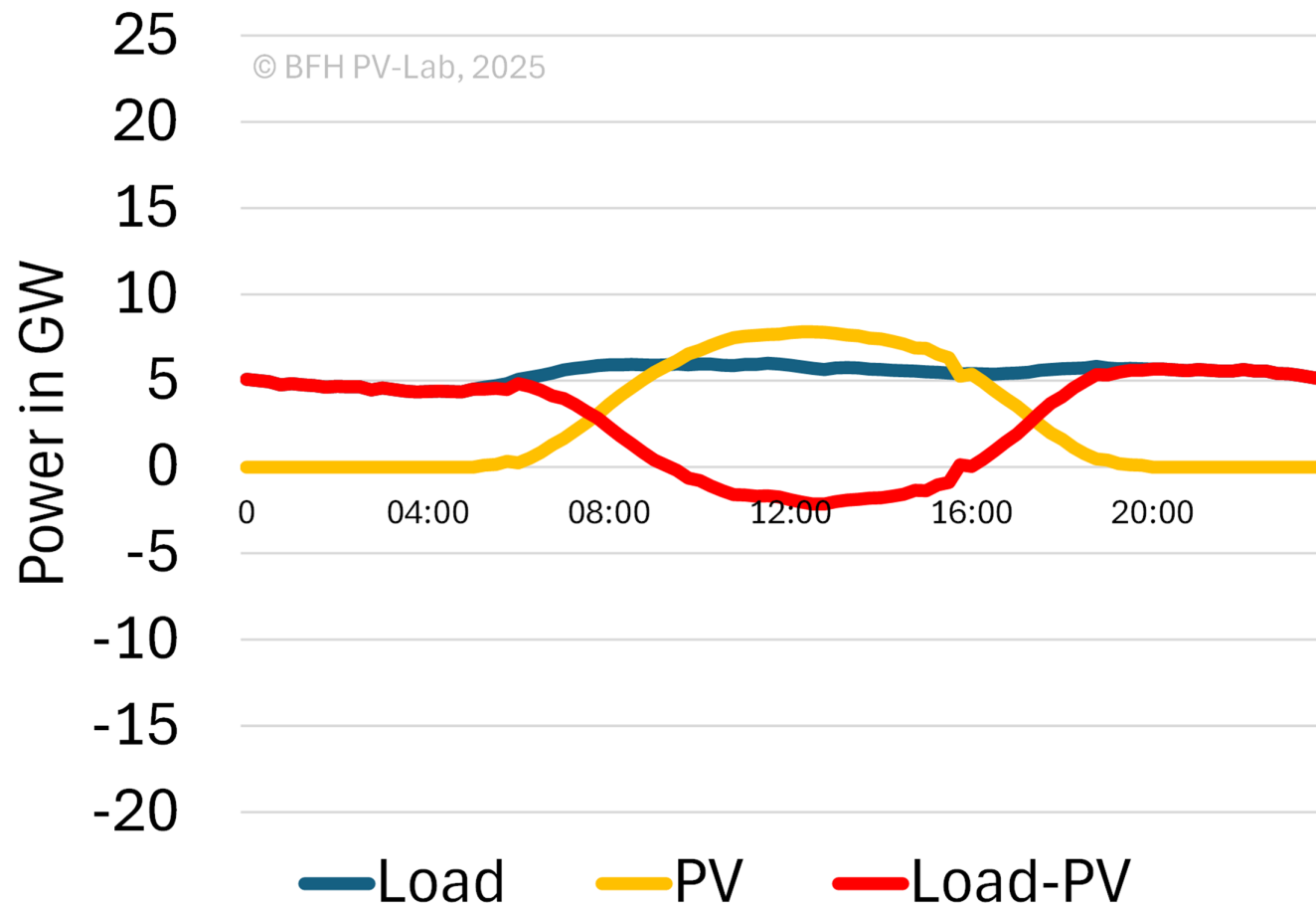


0.3 kWh/kWp

Storage capacity to  
avoid curtailment

Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2026: 9.7 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.

# A Swiss Summer Day in: 2027



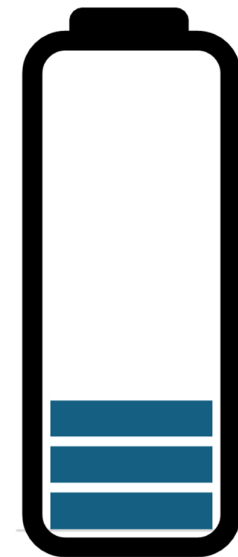
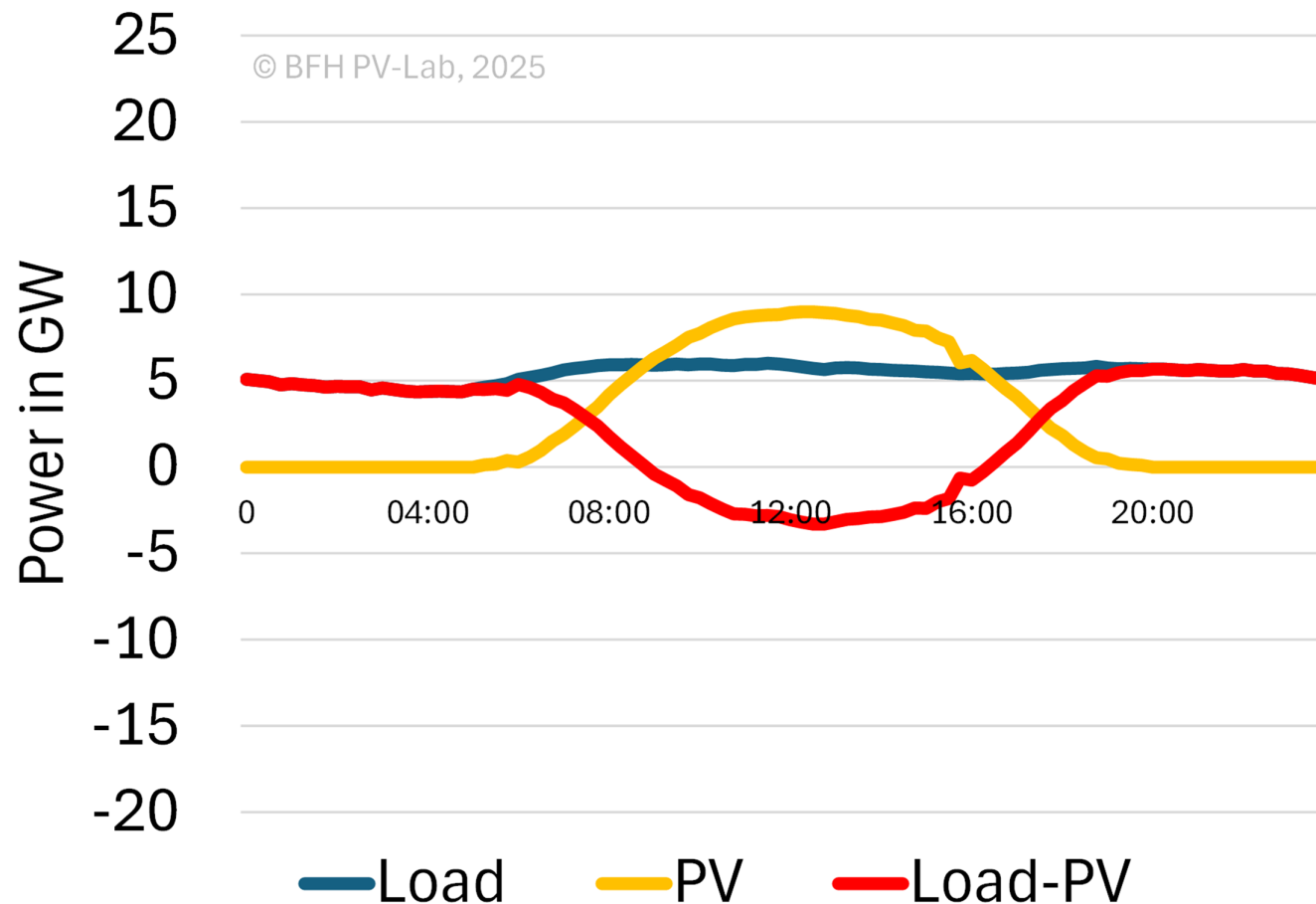
0.8 kWh/kWp

Storage capacity to  
avoid curtailment

Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2027: 11.38 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.



# A Swiss Summer Day in: 2028

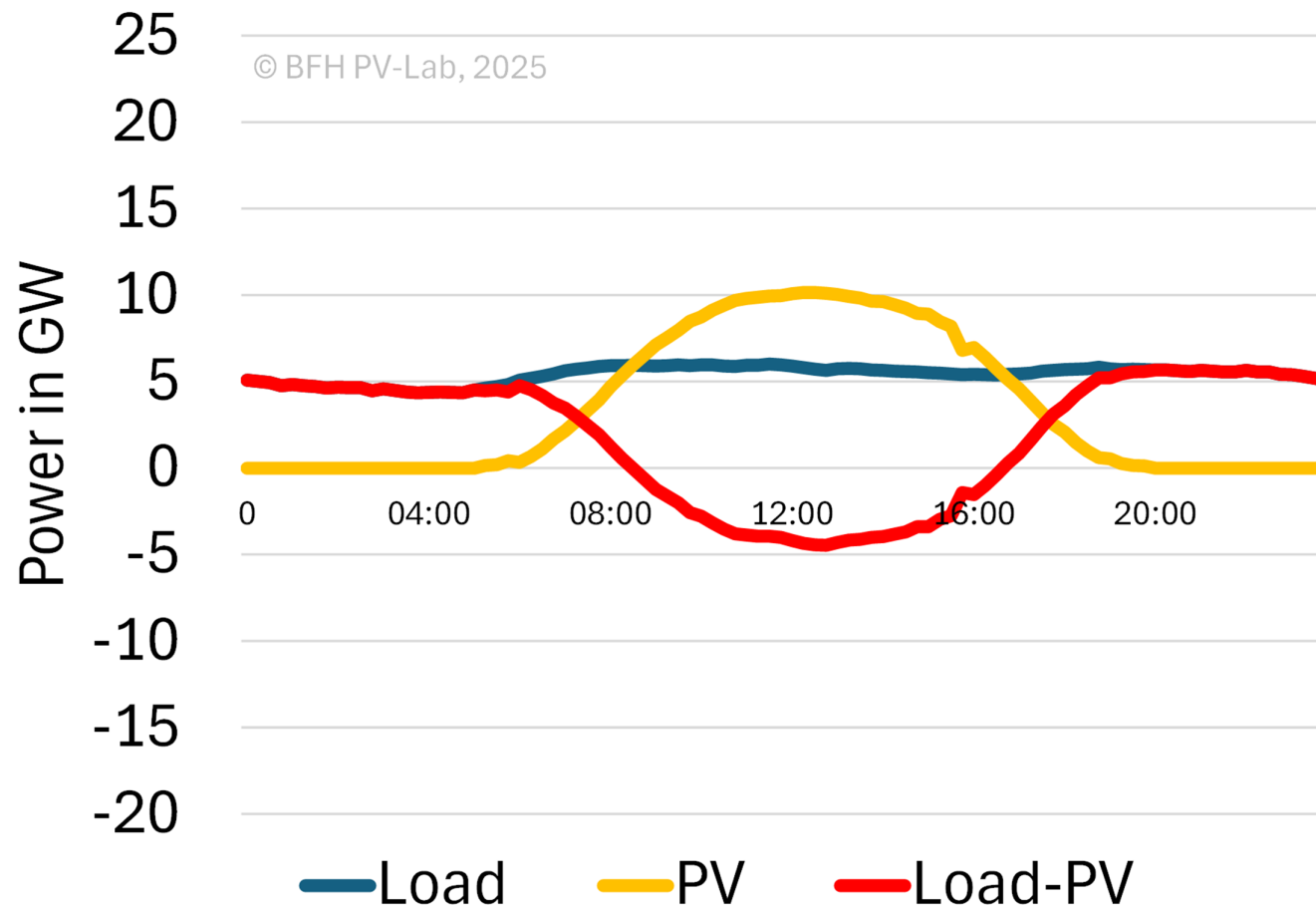


1.3 kWh/kWp

Storage capacity to  
avoid curtailment

Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2028: 13.06 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.

# A Swiss Summer Day in: 2029

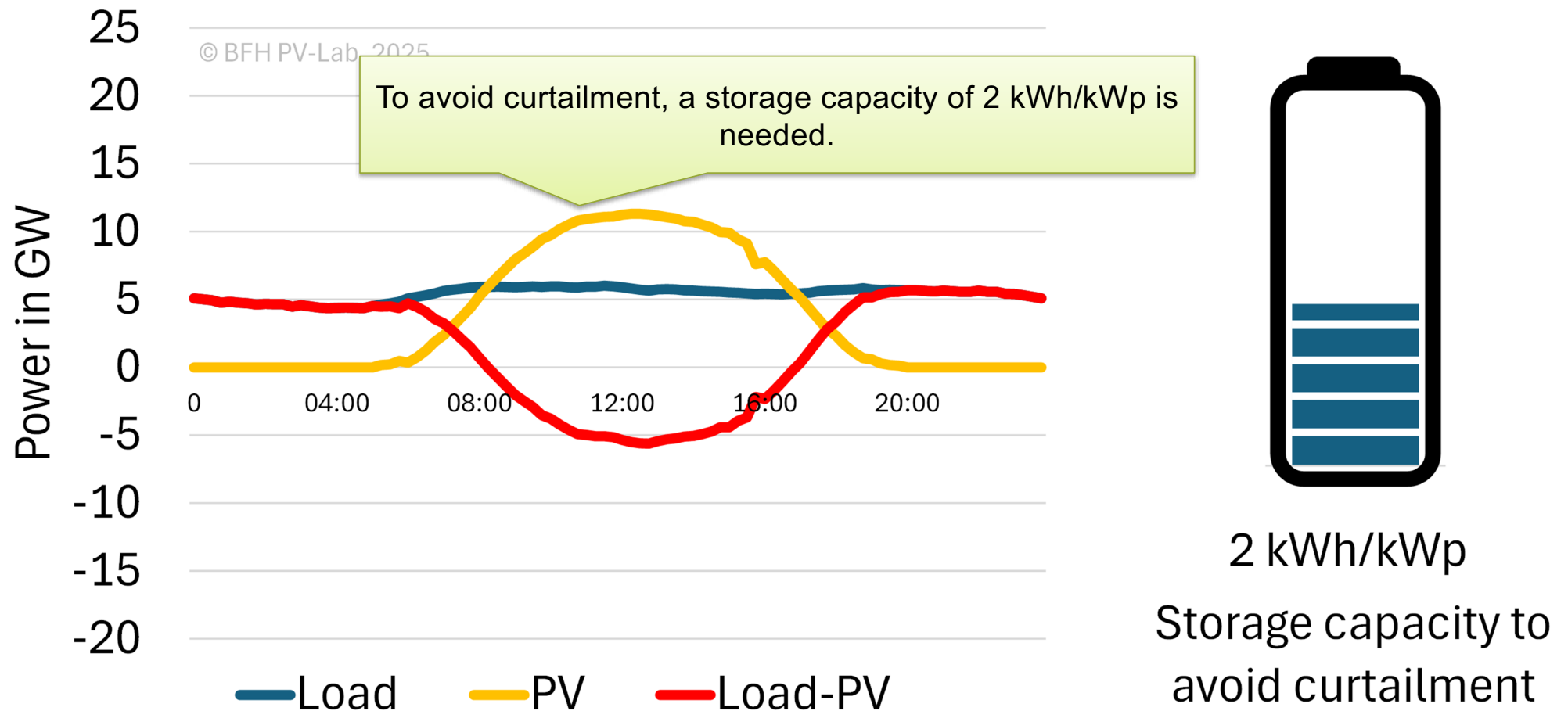


1.7 kWh/kWp

Storage capacity to  
avoid curtailment

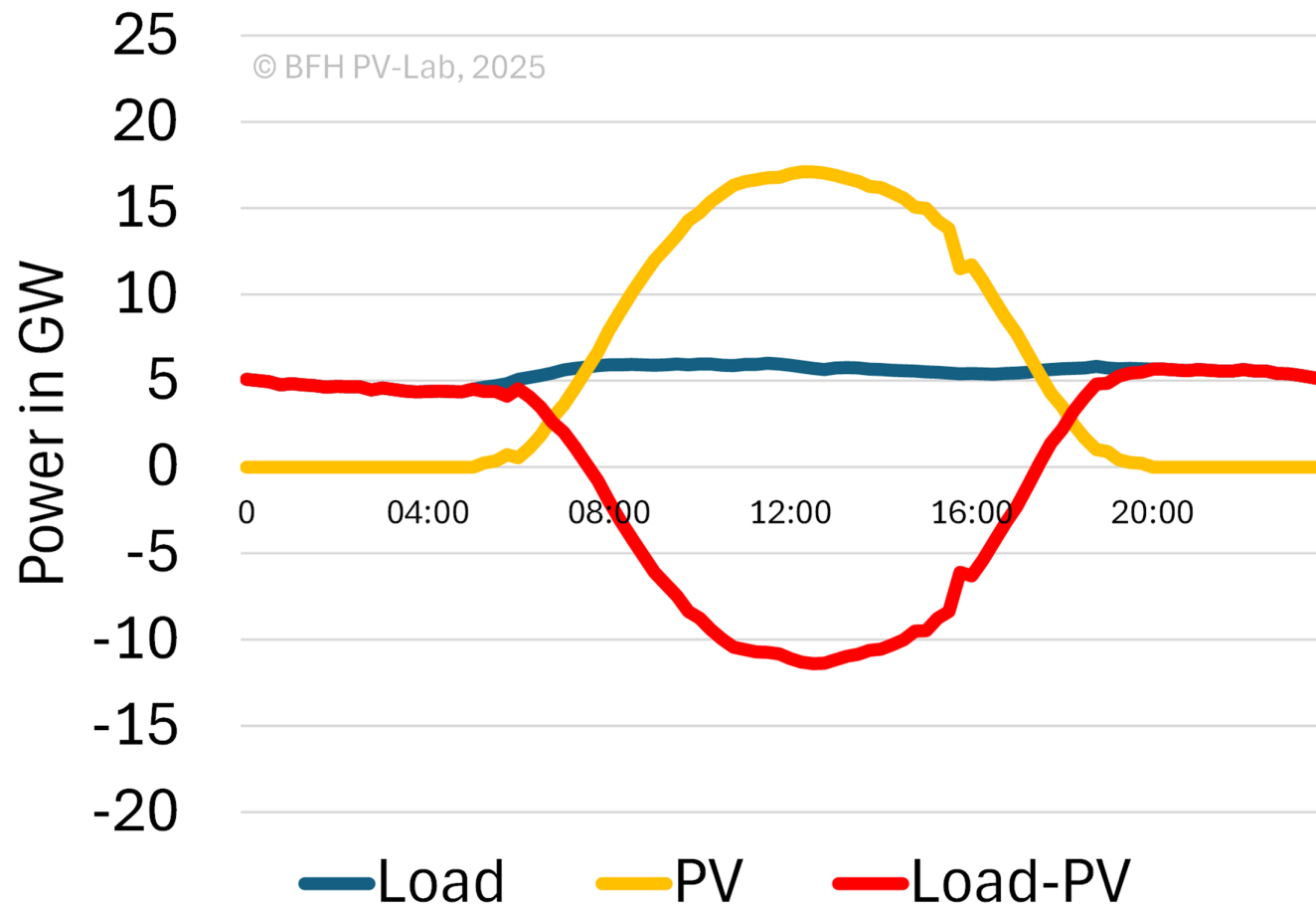
Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2029: 14.74 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.

# A Swiss Summer Day in: 2030



Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2030: 16.42 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.

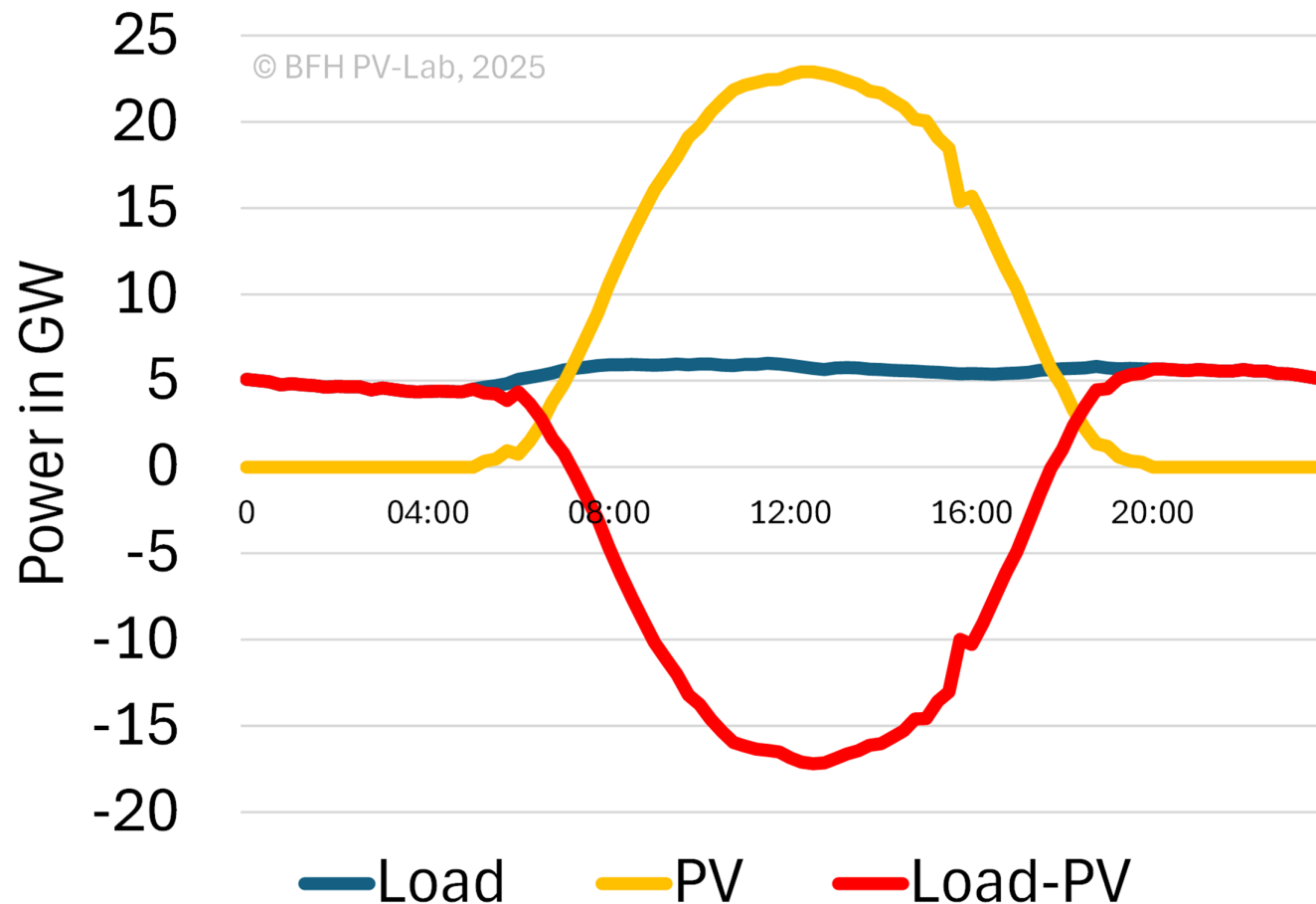
# A Swiss Summer Day in: 2035



3.1 kWh/kWp  
Storage capacity to  
avoid curtailment

Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2035: 24.82 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.

# A Swiss Summer Day in: 2040

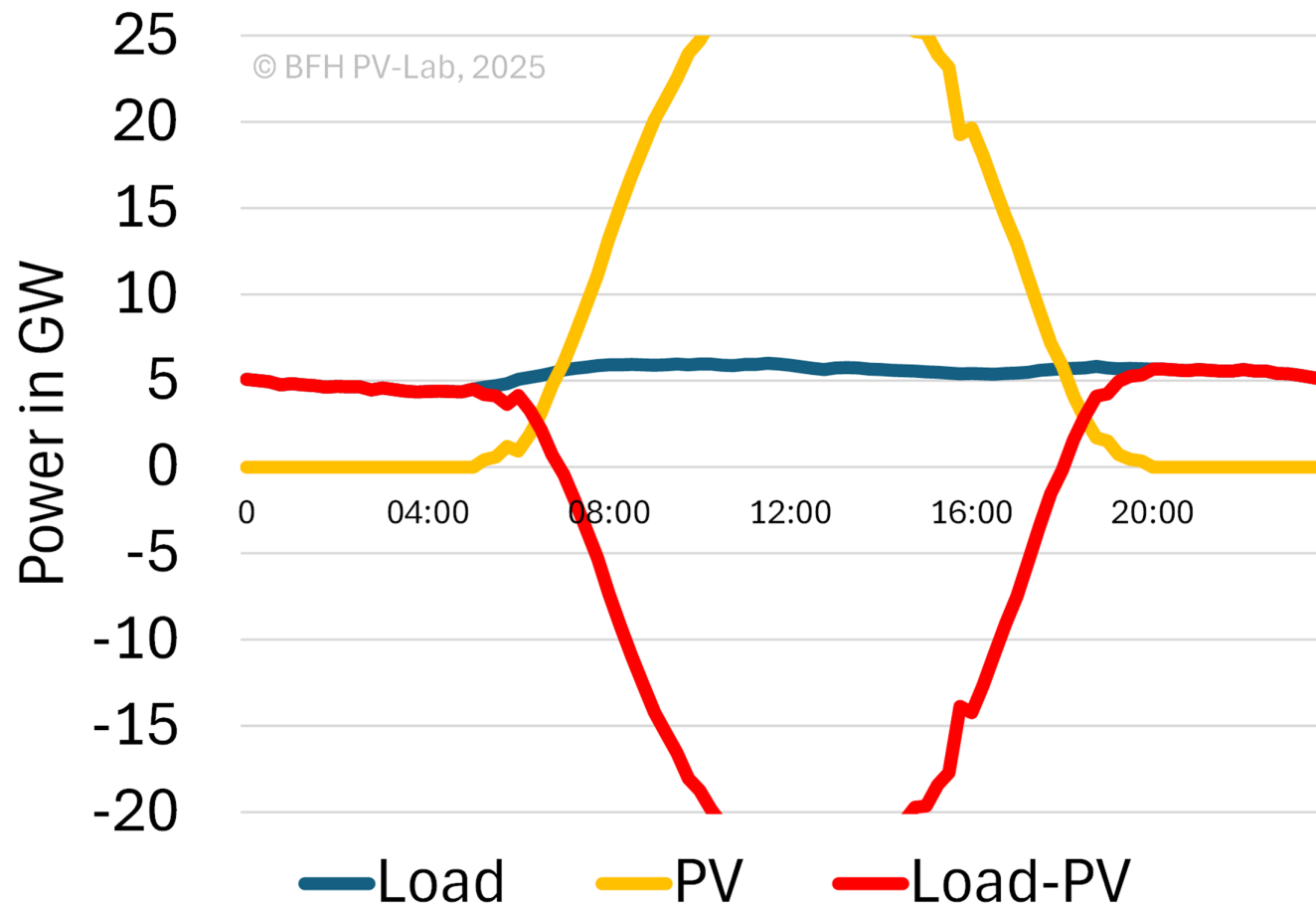


3.7 kWh/kWp

Storage capacity to  
avoid curtailment

Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2040: 33.22 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.

# A Swiss Summer Day in: 2045

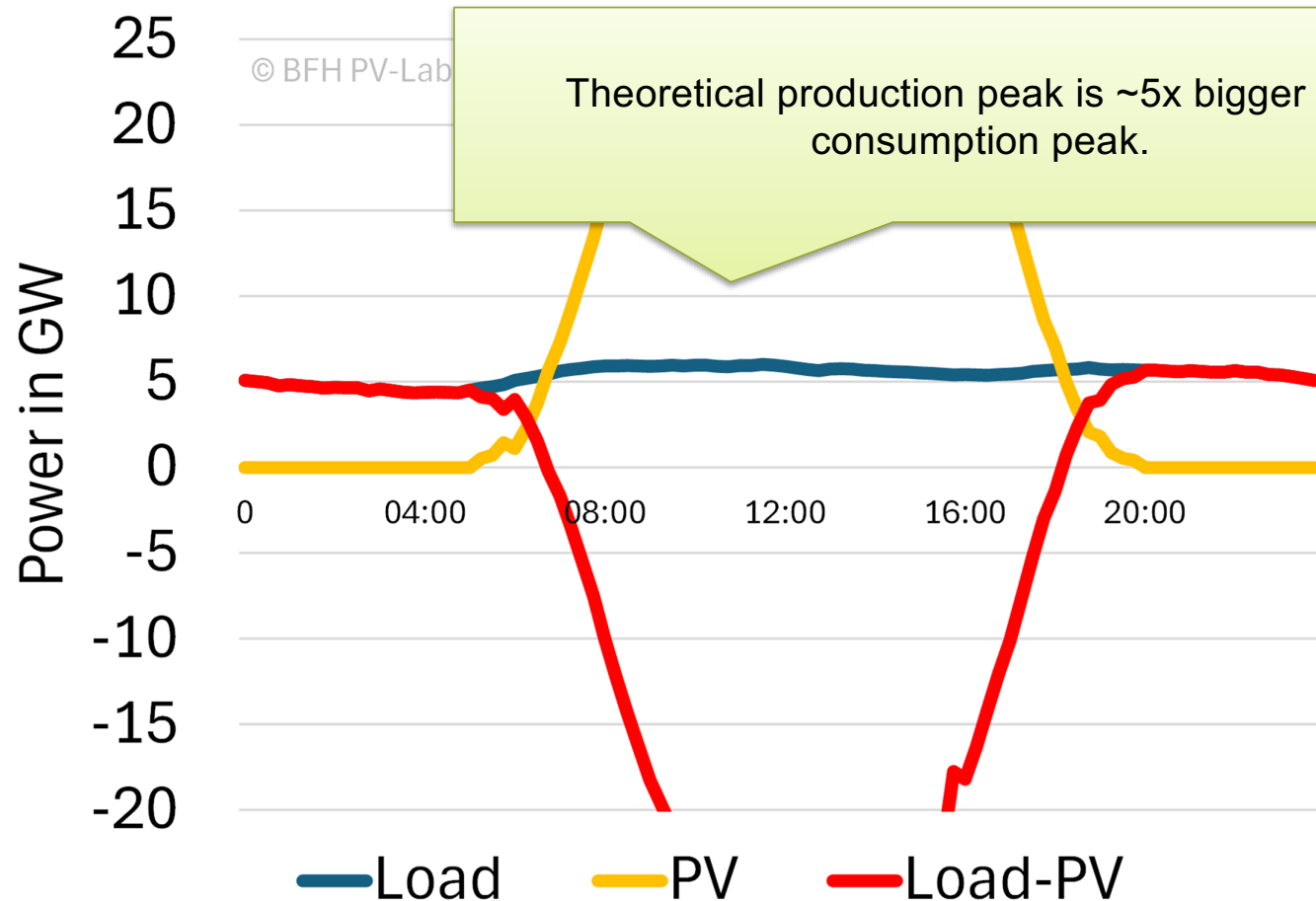


4.1 kWh/kWp  
Storage capacity to  
avoid curtailment

Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2045: 41.62 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.



# A Swiss Summer Day in: 2050

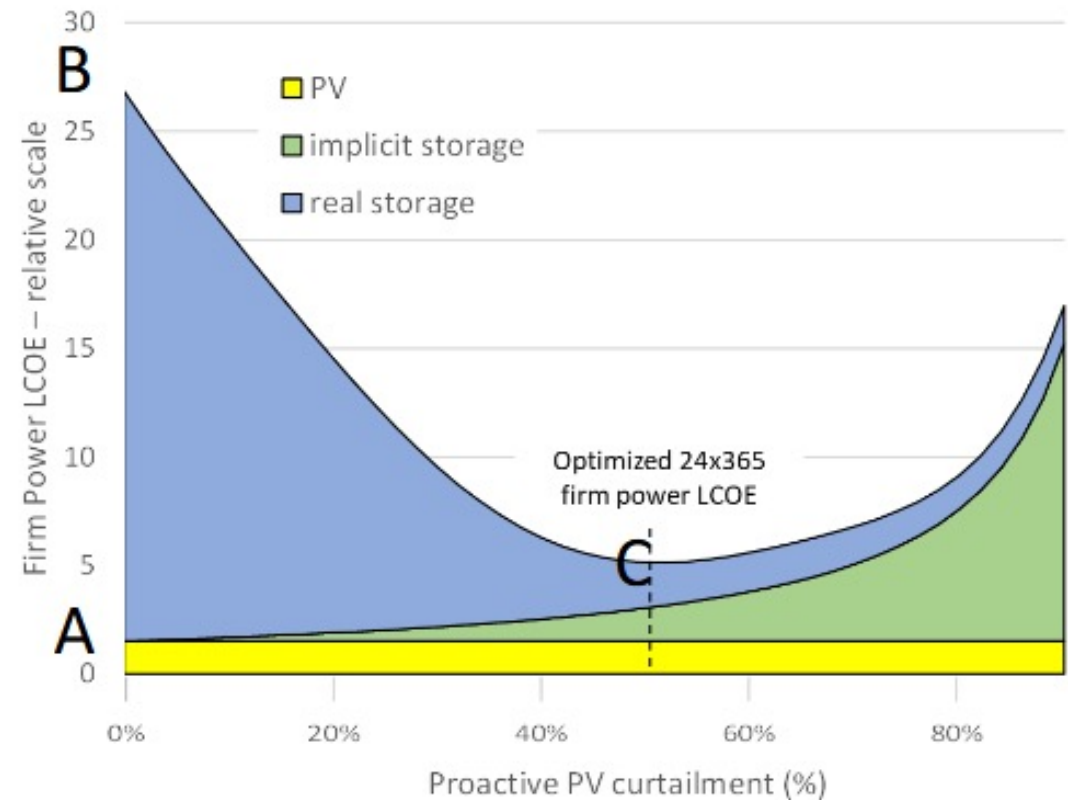


4.4 kWh/kWp  
Storage capacity to  
avoid curtailment

Loads 2025: 54 TWh/y; PV capacity 2050: 50.02 GWp; PV simultaneity factor: 0.8; new flex load neglected.

## Disclaimer

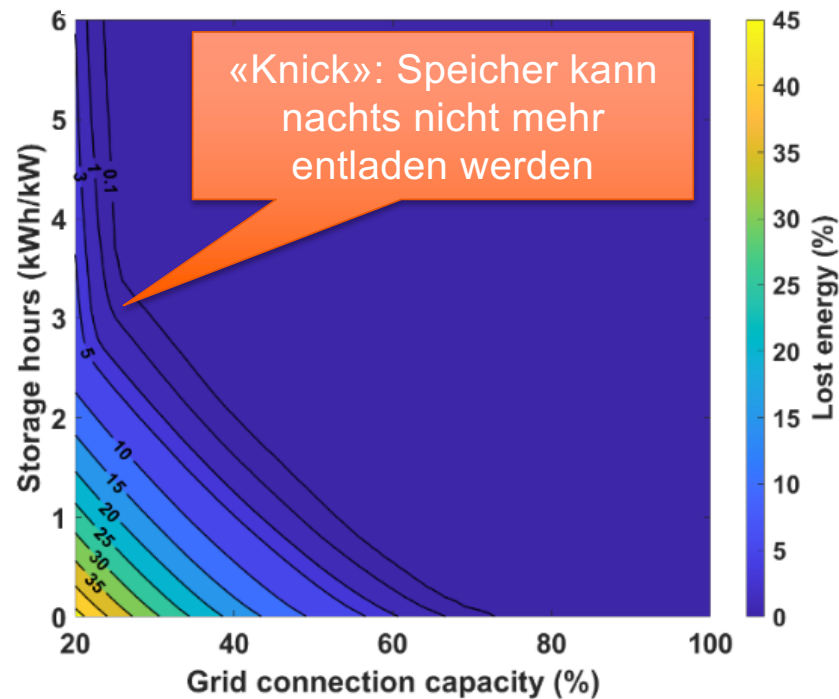
- Visualisierung, nicht Simulation
- Neue Last+Flex vernachlässigt
- Pumpspeicher pumpen Strom aus KKW
- Bei mehr als 3 kWh / kWp Speicher: Speicher kann in der Nacht nicht mehr entladen werden.



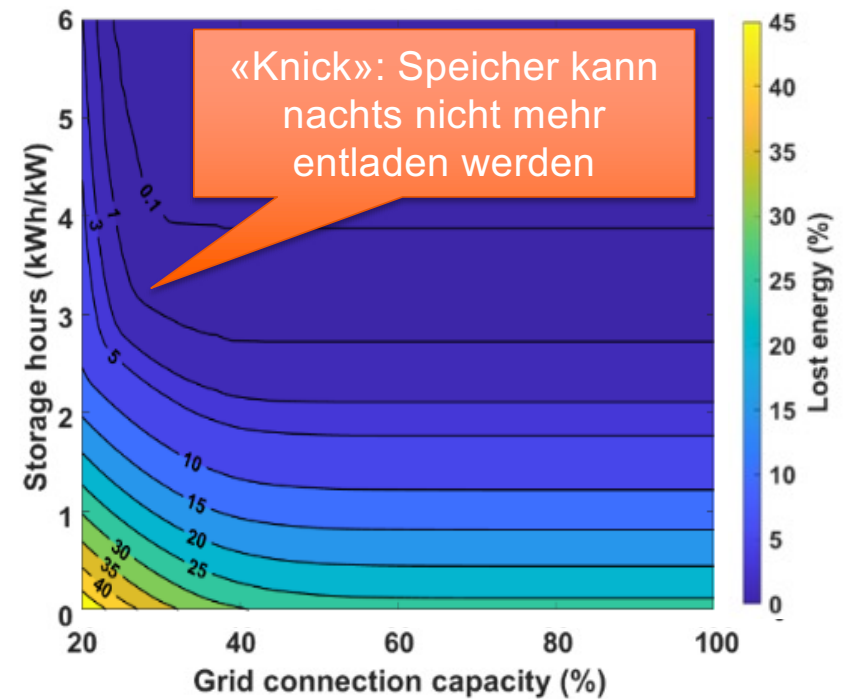
- Annahme, alle Überschüsse zu speichern, ist in keinem Szenario wirtschaftlich optimal (Perez / Remund, Firm Power generation, IEA PVPS Task 16, 2023)

# Speicherbedarf zur Vermeidung von Abregelung

ohne Markteinschränkung



mit Markteinschränkung



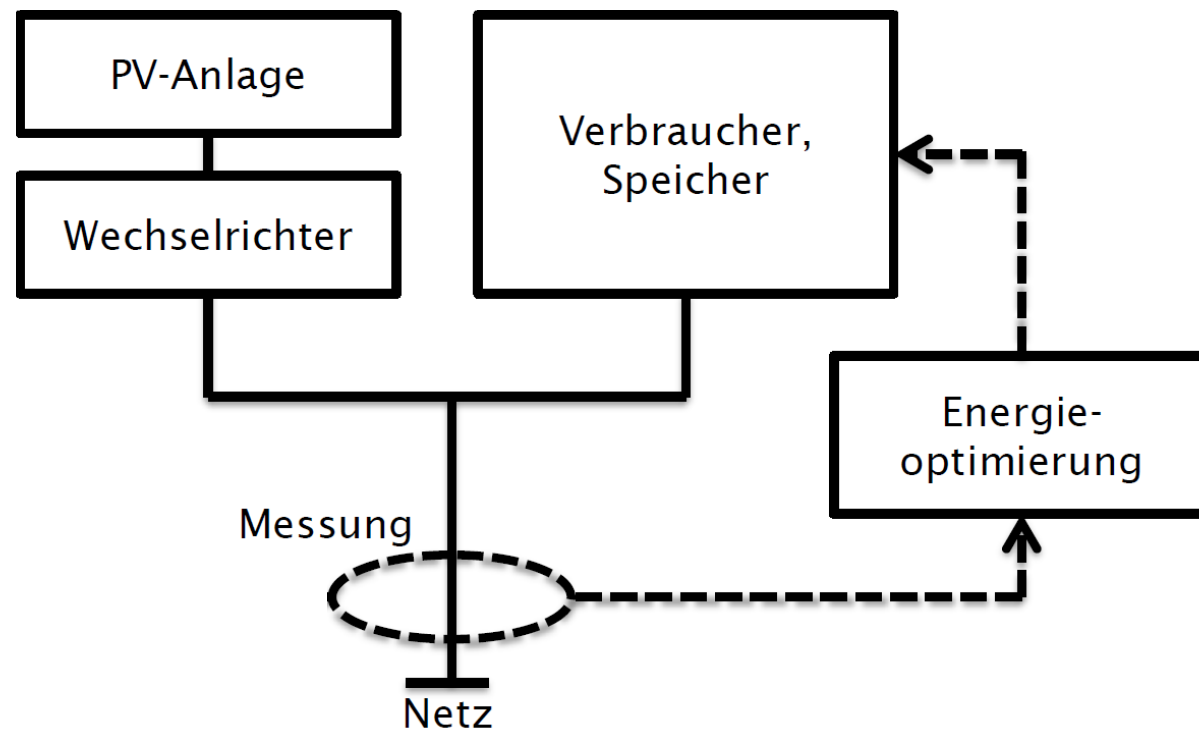
Bucher et al., Market Implications on Grid Connection Sizing for Photovoltaic Systems, <https://www.tib-op.org/ojs/index.php/pv-symposium/article/view/2654/3069>

## Scheinlösung Netzausbau\*

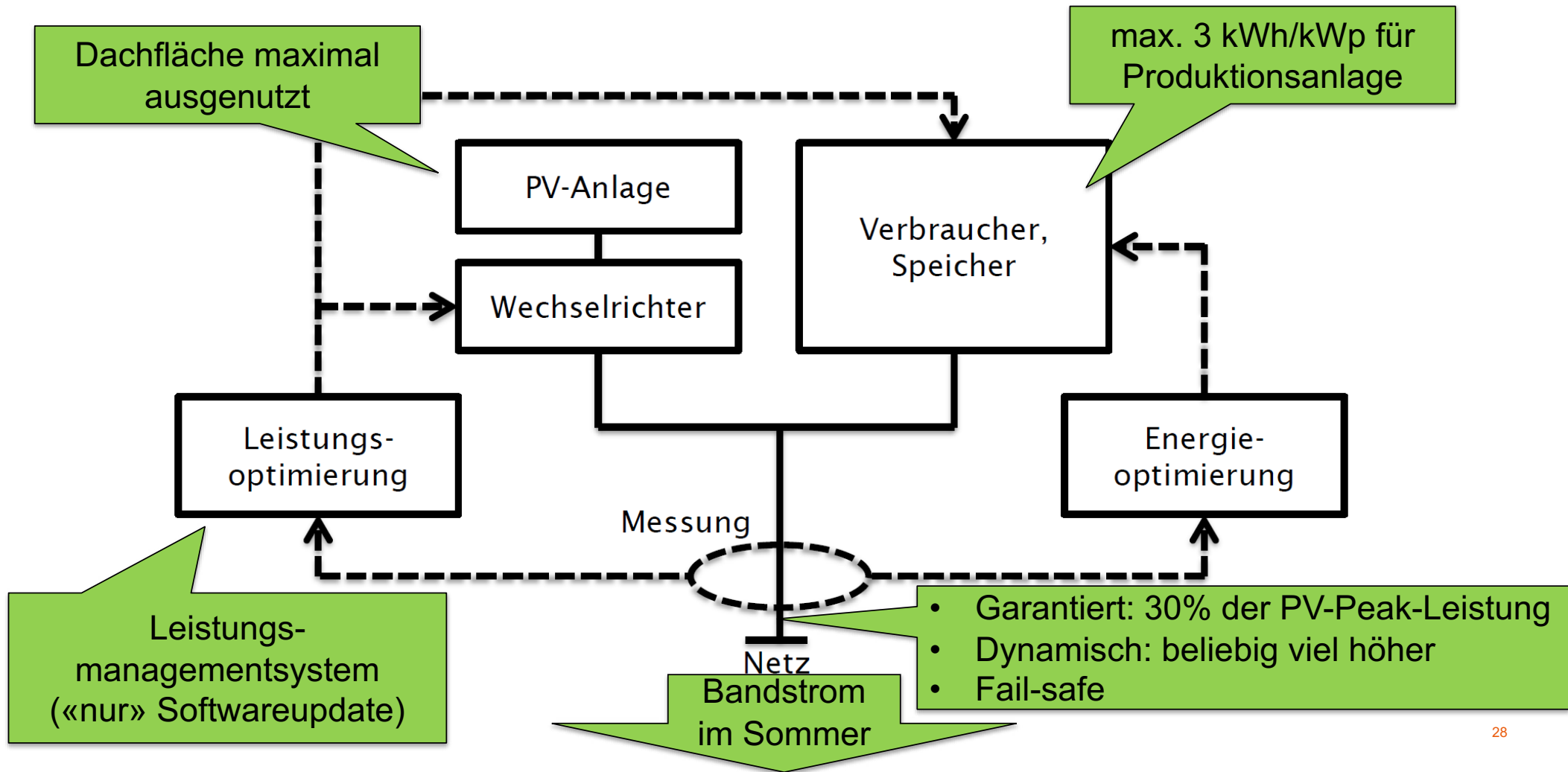
- Netzausbau erhöht die PV-Aufnahmekapazität eines Systems, wenn es gleichzeitig zur Produktion an einem anderen Ort einen Verbraucher gibt.
- Schweiz mit 45 GW PV: Es gibt keine Verbraucher für die Leistungsspitzen.
- ...also löst Netzausbau das Problem der PV-Integration nicht.
- Lösung: Energiewende-kompatible PV-Anlagen.

*\*Disclaimer: Gilt für PV, nicht für Verbraucher-bedingten Netzausbau ohne Flex, gilt nicht für Übertragungsleitungen zwischen geografisch und/oder Produktions- und Verbrauchsmix-verschiedenen Regionen.*

## PV-Anlage mit Eigenverbrauch



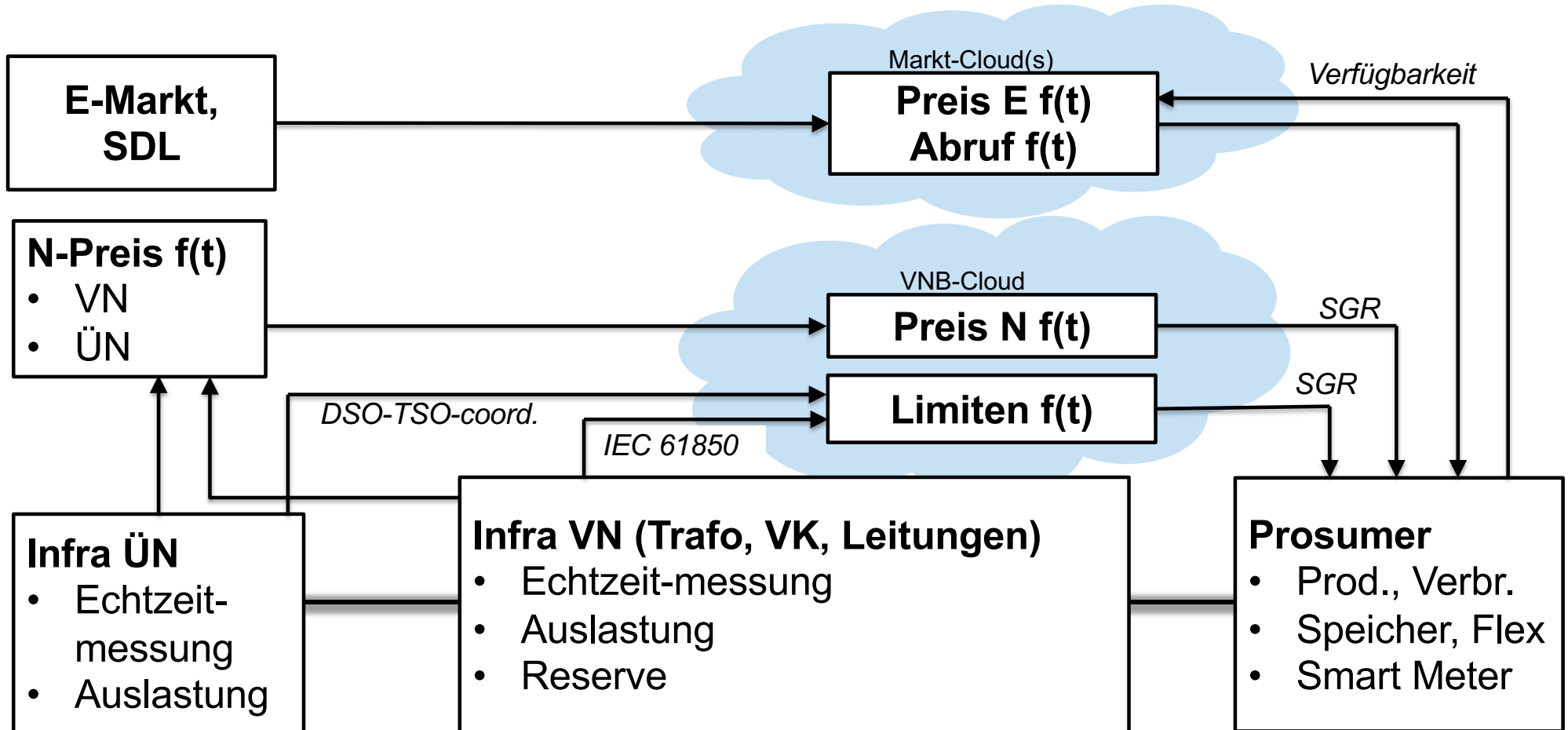
## Die energiewendekompatible PV-Anlage

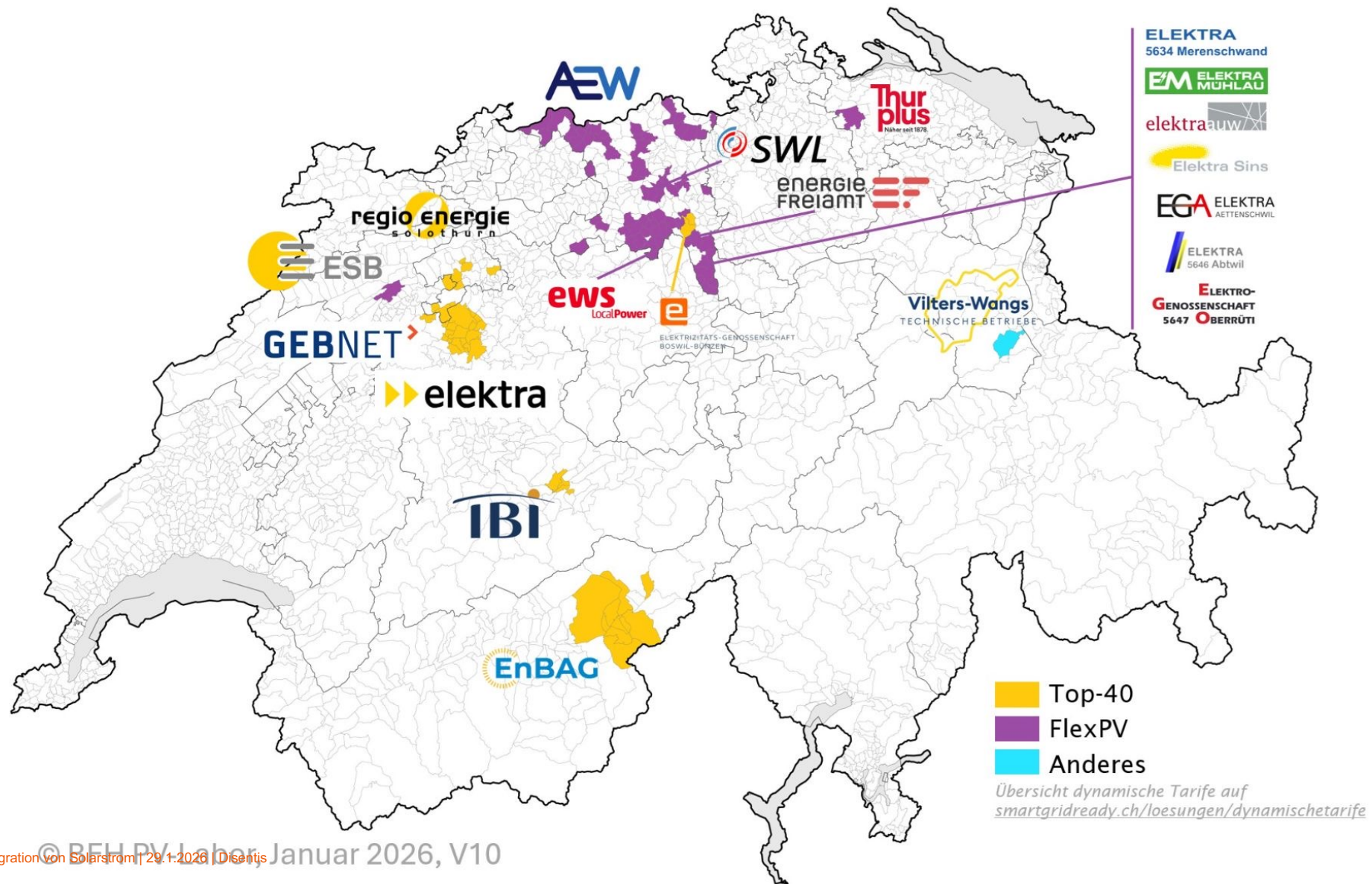




# Systemlösung

 Leistung  
 Information





## **Take Home Message: 30% Netzanschlusskapazität für PV ist ausreichend\***

...weil wir die Infrastruktur dafür schon haben.

...weil höhere Leistung kaum ökonomischen Wert haben.

...weil PV-Anlagen + Speicher höhere Leistungen lokal speichern können.

...weil PV-Anlagen + Speicher dann an Sommertagen Bandproduktion liefern

...weil dies die Winterstromproduktion meist kaum einschränkt.

...weil ein Grossteil der Zeit dann doch mehr eingespeist werden kann.

\*dies ist mit künftigen Studien zu belegen

## Fazit

- 2025 war ein Schlüsseljahr: Ab jetzt greifen bisherige PV-Integrationsmassnahmen nicht mehr.
- Lösung: Solarstrom bedarfsgerechter ins Netz einspeisen
  - ...macht sehr viel Solarstrom im Netz/System überhaupt erst möglich
  - ...reduziert Netzausbaubedarf
  - ...bedingt neue Förder- und Vergütungsmechanismen:
    - Bau von PV-Anlagen fördern
    - Betrieb von PV-Anlagen dem Markt überlassen
- PVA brauchen Anreize für netz- und systemdienliches Verhalten
- Abnahme- und Vergütungspflicht muss reformiert werden



Berner Fachhochschule  
Haute école spécialisée bernoise  
Bern University of Applied Sciences

**Danke für Ihre Aufmerksamkeit!**

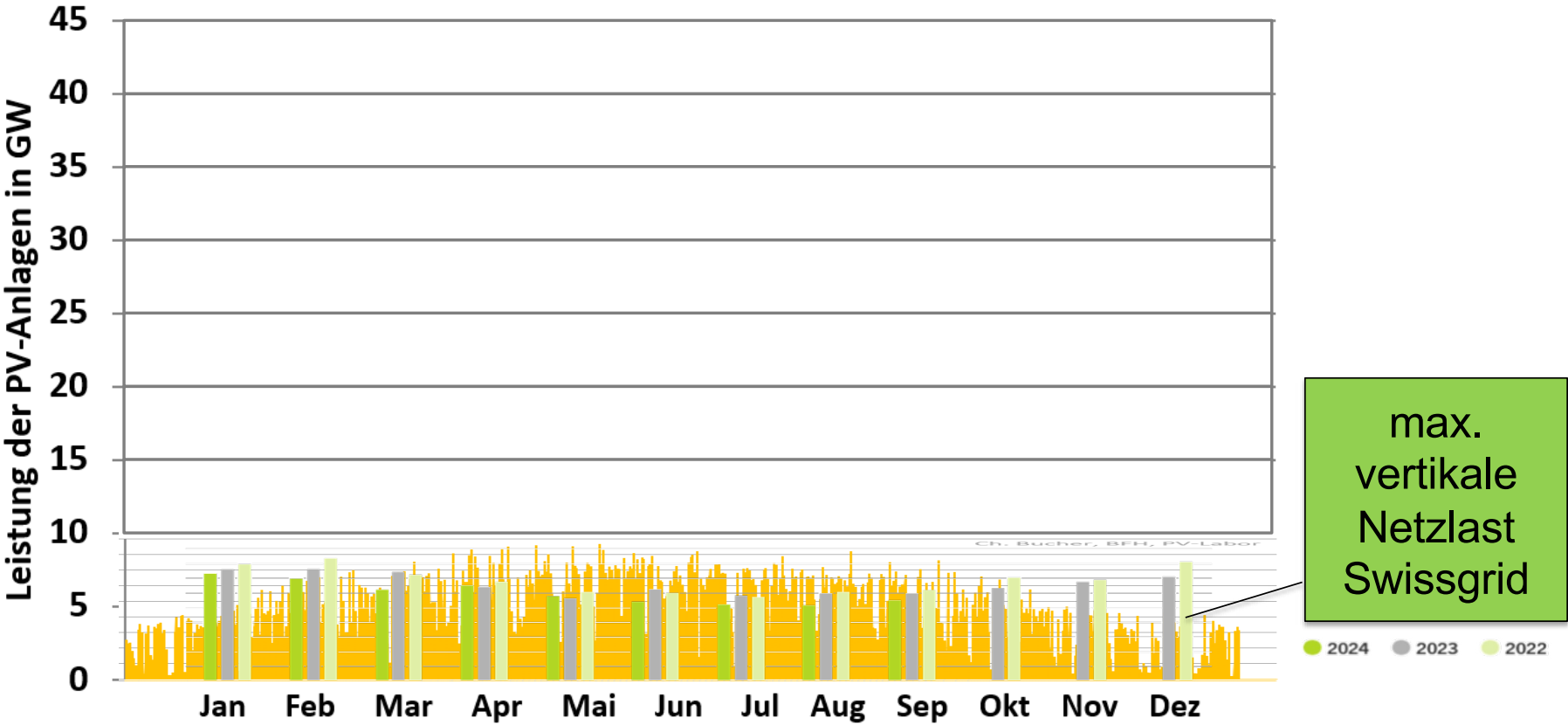
Christof Bucher

**Nomen est Omen –**

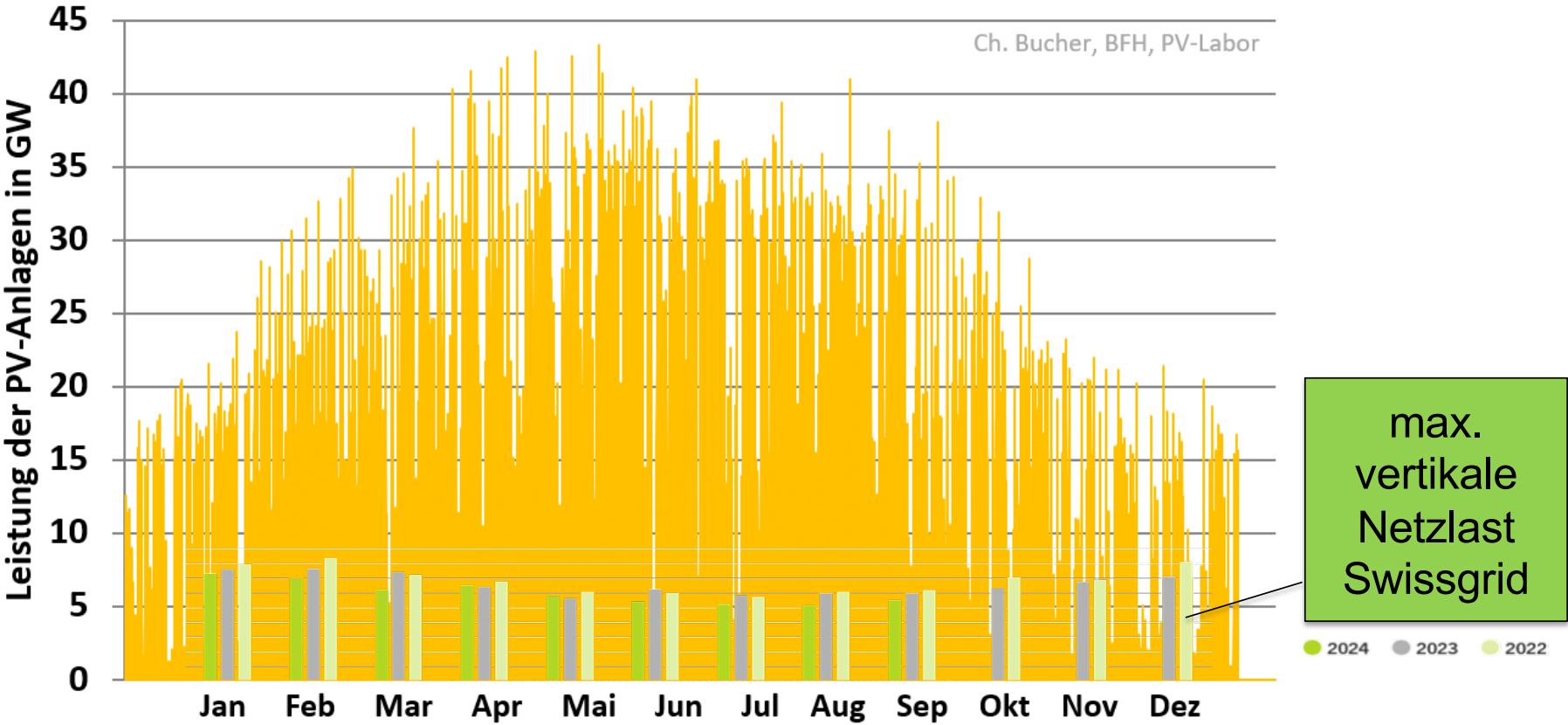
**Wie nennen wir die «energiewendekompatible PV-Anlage»?**

- Eine zentrale Herausforderung: Kommunikation zur Bevölkerung
- Wie viel Wissen kann den Betreiber:innen von PVA zugemutet werden?
- Wie nennen wir die «energiewendekompatible PV-Anlage»?

# Produktionsprofil Solarstrom 2050 (~ 45 TWh @ ~ 50 GWp)

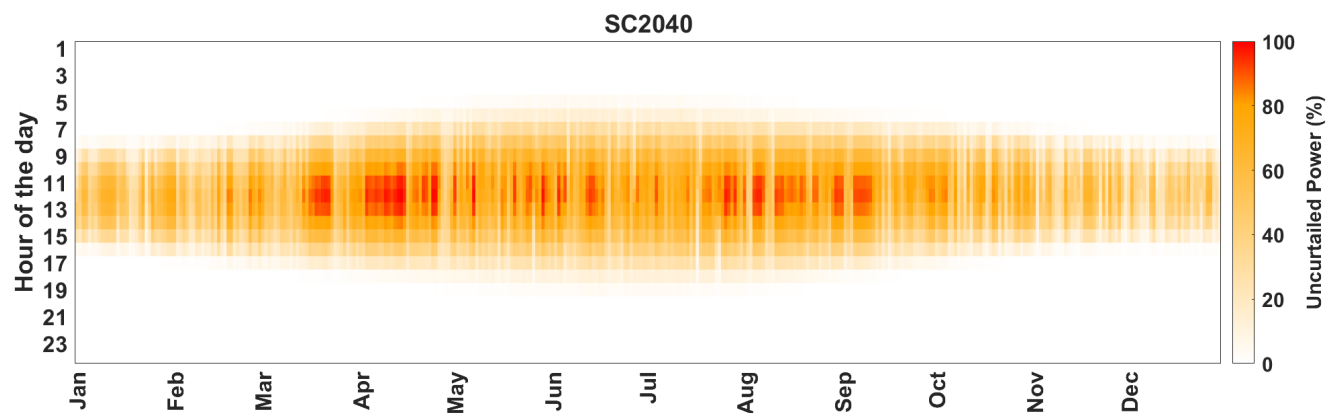


# Produktionsprofil Solarstrom 2050 (~ 45 TWh @ ~ 50 GWp)





## Studie BFH + Swissgrid: PV-Produktion ohne Einschränkungen

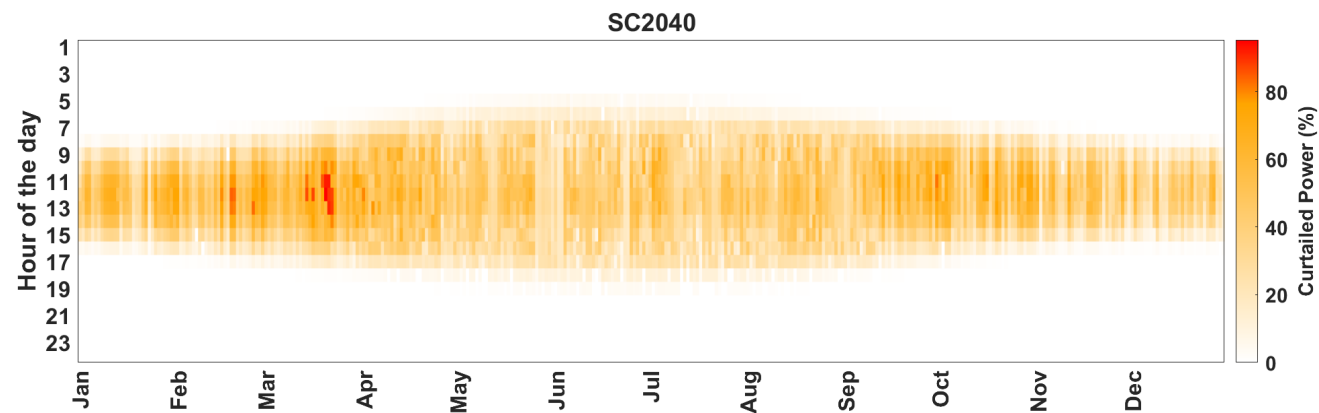


### Szenario Sektorkopplung

- 30 GW PV
- 30 TWh PV
- 0% Abregelung

Quelle: Studie BFH + Swissgrid, Market Implications on Grid Connection Sizing for Photovoltaic Systems

## Studie BFH + Swissgrid: realistische PV-Produktion (Markteinschränkung)

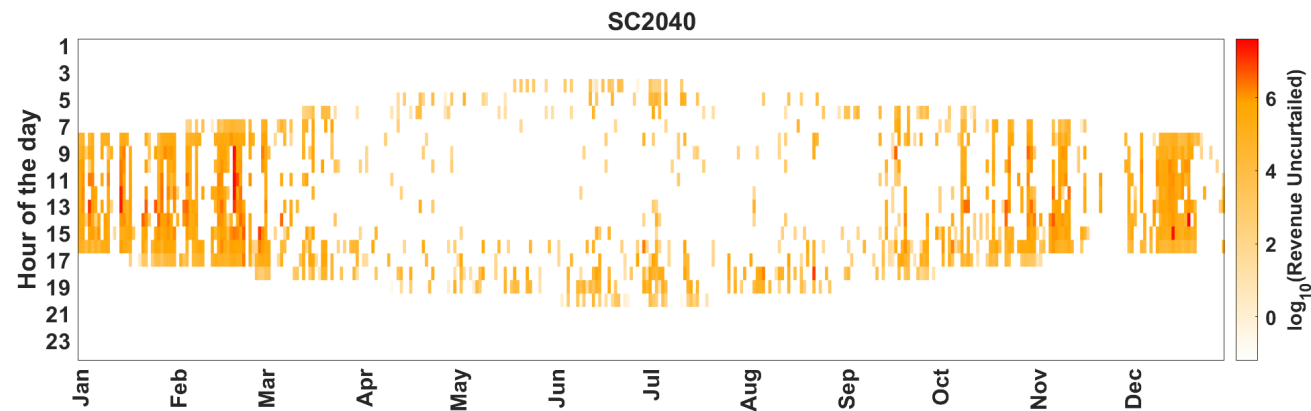


### Szenario Sektorkopplung

- 30 GW PV
- 23 TWh PV
- 27% Abregelung

Quelle: Studie BFH + Swissgrid, Market Implications on Grid Connection Sizing for Photovoltaic Systems

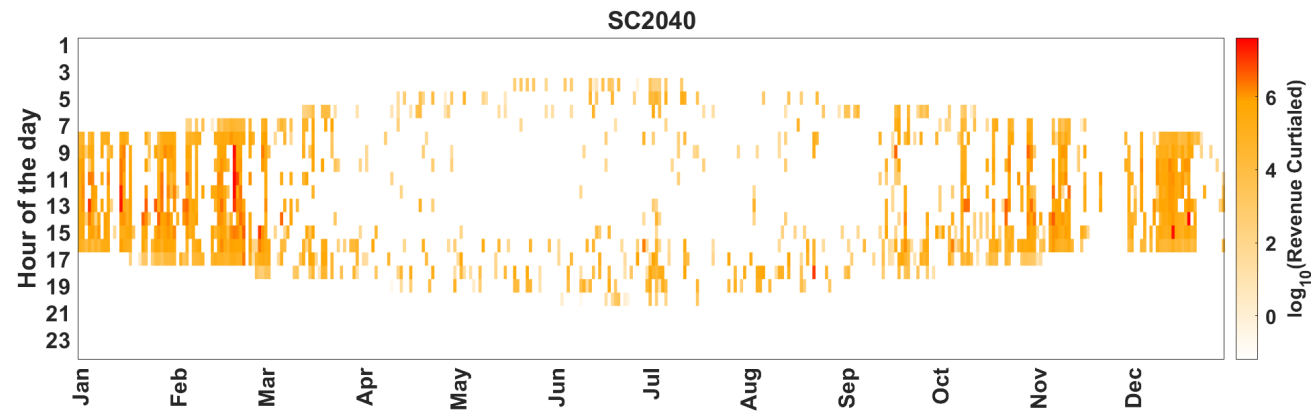
# Marktwert des Solarstroms ohne Abregelung



## Szenario Sektorkopplung

- ▶ 30 GW PV
- ▶ 30 TWh PV
- ▶ 0% Abregelung

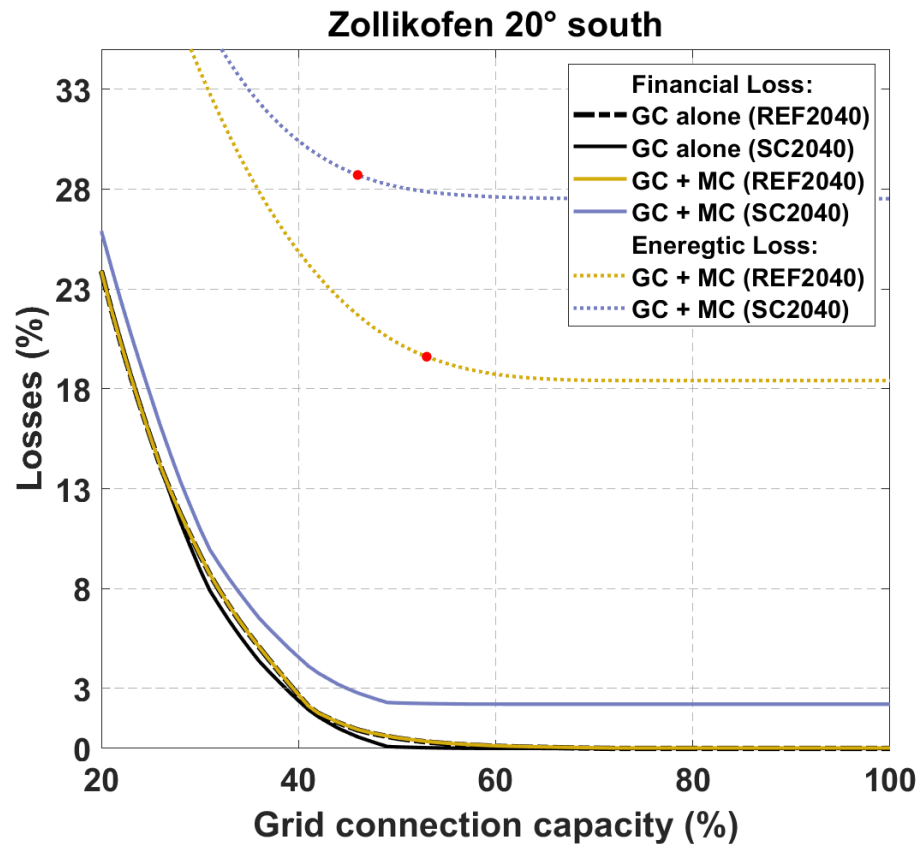
# Marktwert des Solarstroms mit Abregelung



## Szenario Sektorkopplung

- ▶ 30 GW PV
- ▶ 23 TWh PV
- ▶ 27% Abregelung

# Finanzielle Verluste als Funktion der Anschlussleistung



## Fazit

- Ein Teil der Energie kann nicht eingespeist werden.
- Netzausbau ändert nichts daran.
- Nicht eingespeiste Energie hat einen sehr geringen Marktwert.
- Die obersten 60% der Netzanschlusskapazität bringen volkswirtschaftlich praktisch keinen Nutzen.

## TOP-40

Die TOP-40% nicht ins Netz einspeisen  
Restliche Einspeisung wird höher vergütet.

### Vorteile:

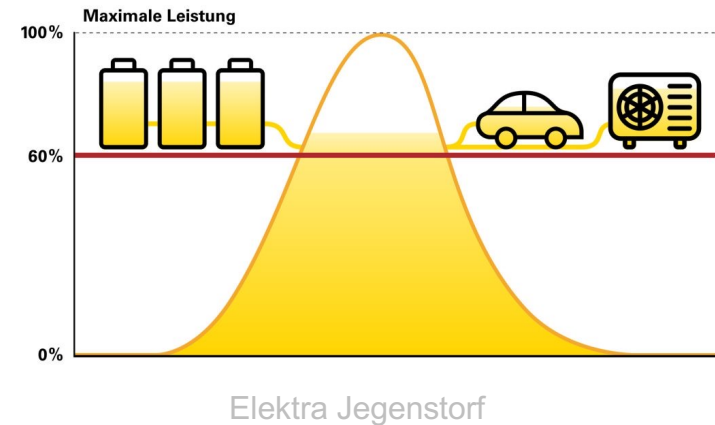
Einfaches System

Einfache Umsetzung, einfache Kontrolle

### Nachteile:

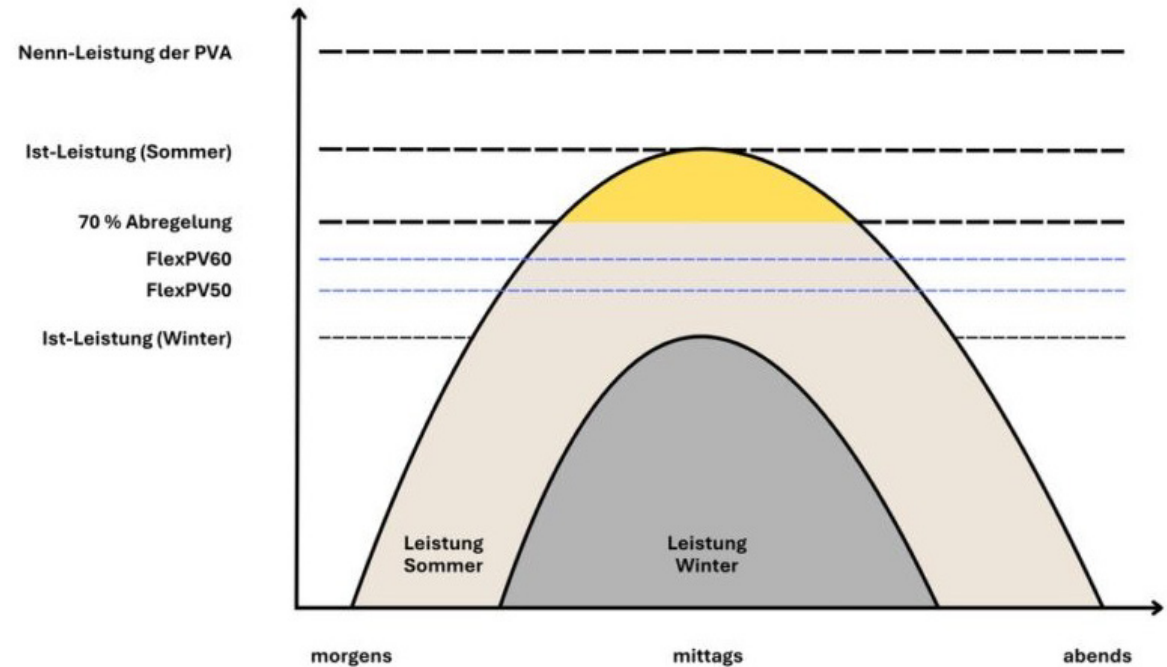
Koppelung an Energiepreis

Mitnahmeeffekte (z. B. Ost-West-Anlagen)

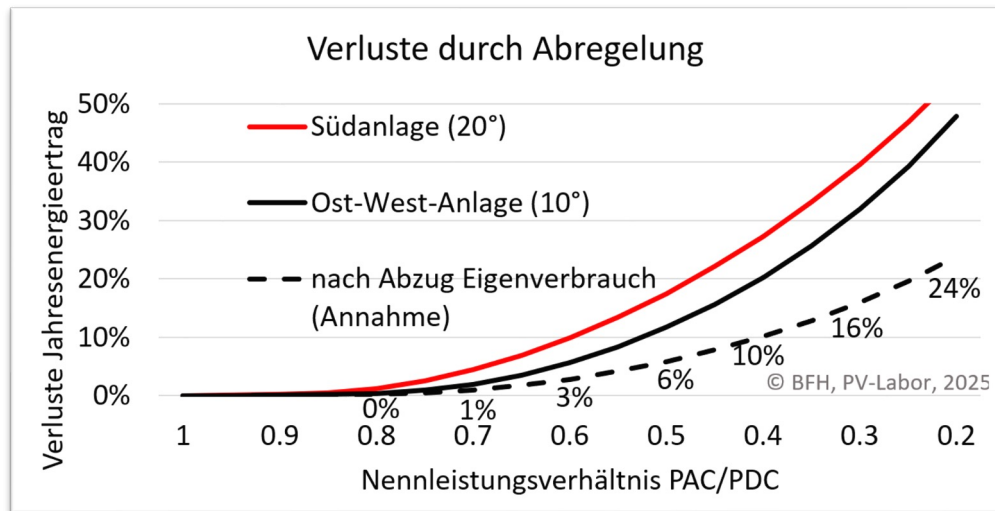


## FlexPV (<https://flexpv.ch/>)

- ~~FlexPV60: max. 60% der DC-Leistung einspeisen~~
- FlexPV50: max. 50% der DC-Leistung einspeisen, Bonus von 2 Rp./kWh
- FlexPV40: max. 40% der DC-Leistung einspeisen
- Vor- und Nachteile ähnlich wie bei TOP-40
- Vergütung wird nicht an Energiemarktpreis gekoppelt, Strom kann frei vermarktet werden.



## BFH-Modell: Einmalige Vergütung für reduzierten Netzanschluss



Verhältnis Einspeiseleistung zu DC-Nennleistung ( $P_{AC\_Einspeisung}/P_{DC}$ )	Entschädigung in CHF / kWp
0.7	0
0.6	60
0.5	150
0.4	270
0.3	420
0.2	600

### Vorteile

- Einfach, geringe Administration
- Anreiz zum netzfreundlichen Speicherbau
- Kein Einfluss des Energiemarkts

### Nachteile

- Anreiz einmalig, später hat der VNB keinen Hebel mehr.
- Mitnahmeeffekte
- Für städtische Netze wenig relevant