



Berner Fachhochschule
Haute école spécialisée bernoise
Bern University of Applied Sciences

Wie gehen wir mit dem wachsenden Anteil Solarstrom im Netz um?

Biberist, 29. Oktober 2025, David Joss

► Berner Fachhochschule, Technik und Informatik, Energie- und Mobilitätsforschung, PV-Labor

Flexibilitätsentschädigung für PV-Produzenten bei netzdienlichem Verhalten

27.03.2024 · Perspective

Der Zubau von Photovoltaik wächst stark. Im Jahr 2023 mit 1.5 Gigawatt um fast 40%. Die Verteilnetzbetreiber sind ob dieser Entwicklung gefordert. Die notwendigen Kapazitäten können nicht mehr überall zeitnah bereitgestellt werden. Hier sind Lösungen gefragt: Die Elektra setzt auf netzdienliche Anreize.

Stromnetz, Stromproduktion



Gastautor
Dr. Markus Flatt
Partner bei EVU Partners




Gastautor
Jan Giger
Leiter Netze bei der Genossenschaft Elektra



Stromnetz: werden

innen und Besitzer
alten» motivieren.
nen sonst? Und wie

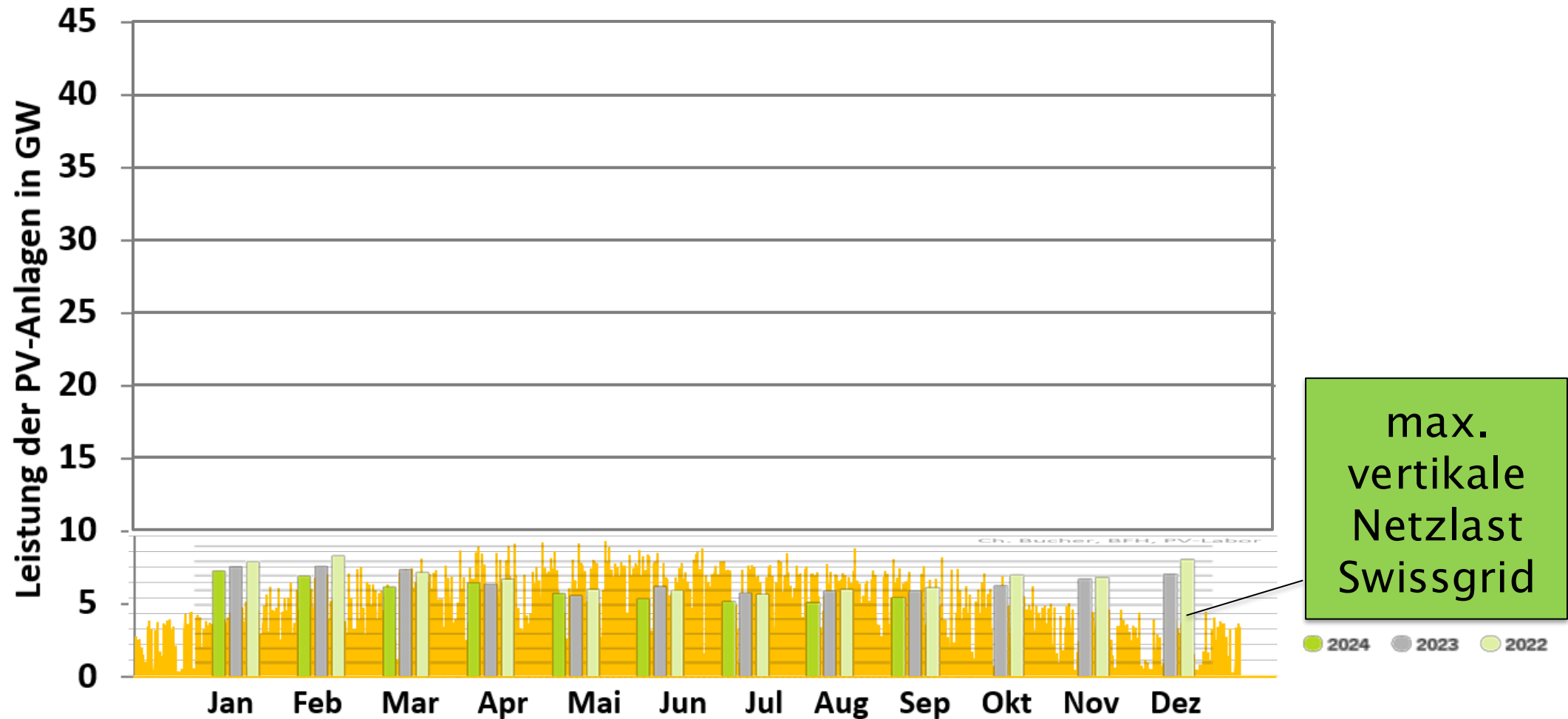
 Drucken  Teilen



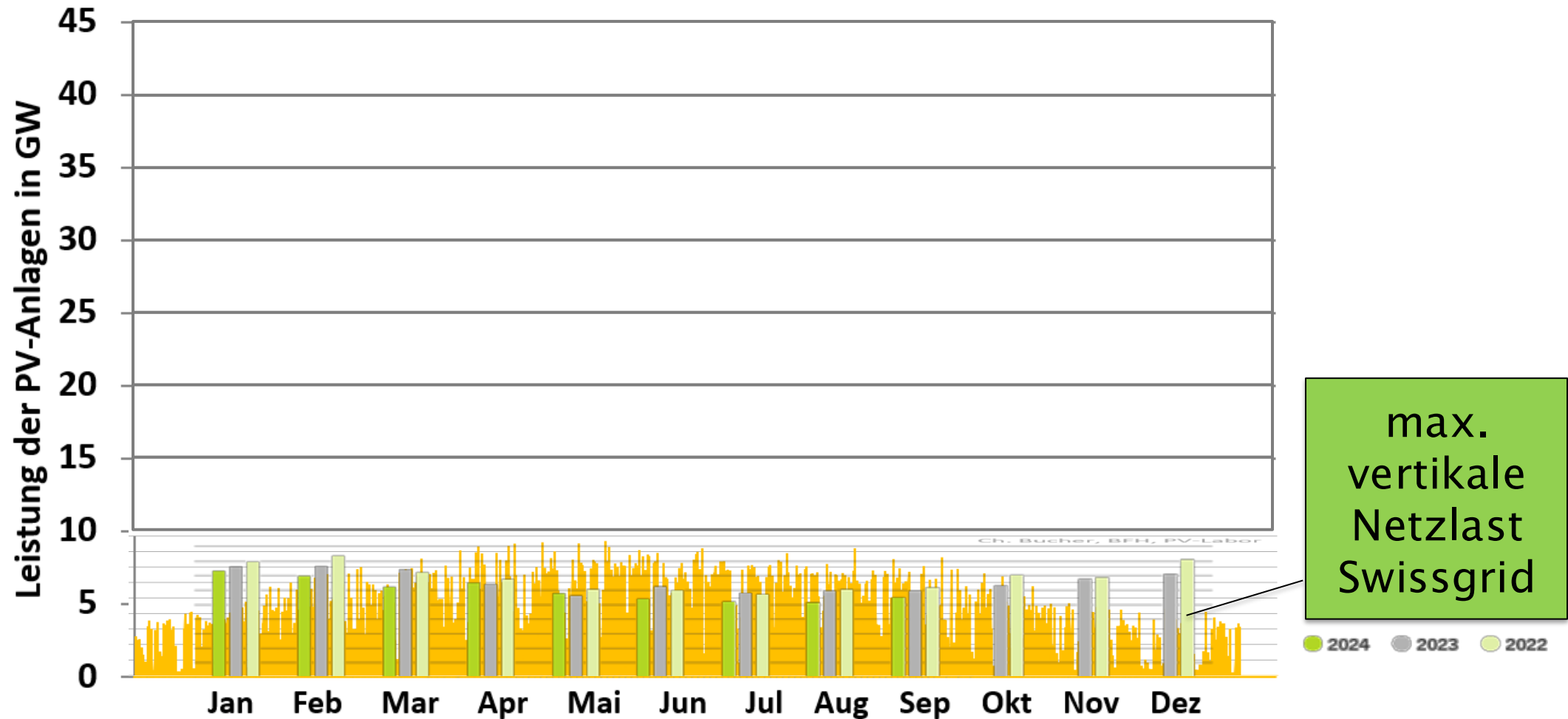
Trend

- ▶ BFH TI IEM | PV-Labor | Umgang mit wachsendem PV-Anteil, David Joss | Biberist, 29. Oktober 2025

Produktionsprofil Solarstrom 2024 (~ 6 TWh @ ~ 8.2 GWp)



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



Wie gehen wir mit dem starken Wachstum um?

- ▶ Netzausbau
 - ▶ Speicher
 - ▶ Lastmanagement/
Demand Response
 - ▶ Netzverstärkung
 - ▶ Sektorenkopplung
- ▶ Intelligente (Netz)-
Steuerungen
 - ▶ Anreizmodelle,
Dynamische Tarife
 - ▶ Systemdienstleistungen
 - ▶ Flexibilitätsmanagement

Paper mit Swissgrid

Pre-Print Conference Proceedings

Placeholder Name of the conference

Placeholder Session title

<https://doi.org/10.52825/xxxx>..... DOI placeholder (WILL BE FILLED IN BY TIB Open Publishing)

© Authors. This work is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

Published: (WILL BE FILLED IN BY TIB Open Publishing)

Market Implications on Grid Connection Sizing for Photovoltaic Systems

Dr. Christof Bucher¹, Nicolas Brunner¹, David Joss¹, Dr. Matthias Bucher²,
Thomas Reinthaler²

¹Bern University of applied sciences (BFH)

²Swissgrid AG

*Correspondence: Dr. Christof Bucher, christof.bucher@bfh.ch

Abstract

Market simulations conducted by Swissgrid for 2040 show a correlation between solar irradiation and the marginal costs of the price-setting power plants. This paper utilises results from a fundamental power market model simulation to assess the energy losses and the financial value of solar energy due to curtailment as a function of PV production capacity for various PV systems. Two reference scenarios were considered, in which solar energy accounts for 52% and 55% of the Swiss production mix. However, the simulated market can only absorb 85% and 77% of the annual solar energy production, respectively. Assuming excess production is curtailed, the study calculates the amount of energy and financial income lost due to market curtailment. Additionally, further losses resulting from limited grid connection capacity are analysed. The results show that the top 60% of grid-injected power, particularly in combination with self-consumption, accounts for less than 3% of a PV system's financial revenue under market pricing. Thus, with only 40% of a PV system's capacity, 97% of its market value can still be realised.

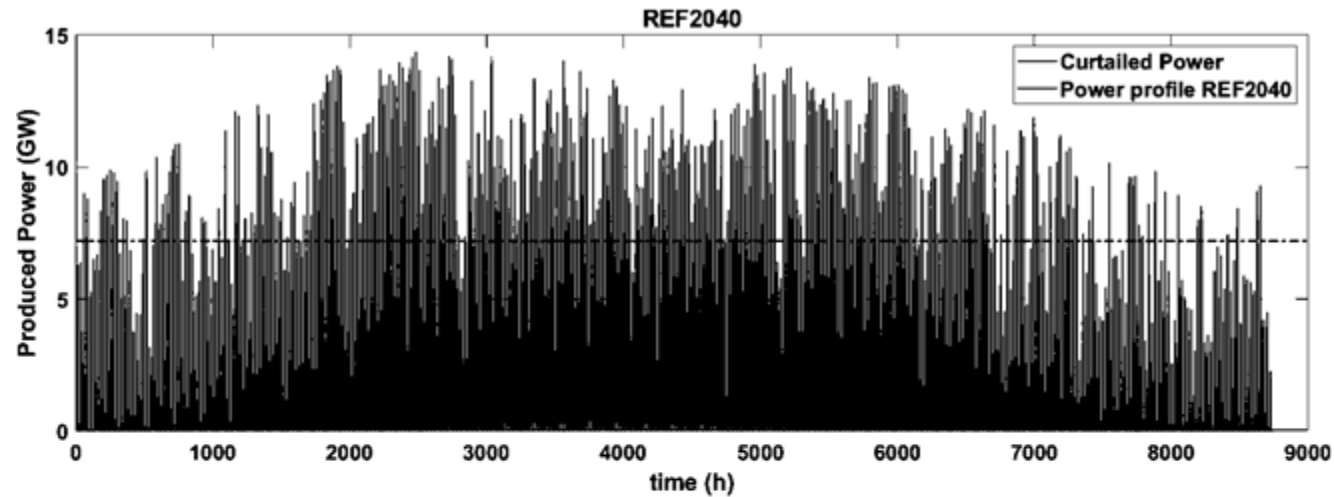
Keywords: curtailment of photovoltaic systems, market integration of solar power, grid connection

1. Introduction

According to different official Energy-economic scenario frameworks for Switzerland (SZR CH), Switzerland is expected to have 25-30 GW of Photovoltaic (PV) capacity to be installed by 2040 [1]. As this is much higher than the expected peak load of Switzerland, it will be increasingly likely to encounter situations where available PV power cannot be absorbed by the market and must thus be curtailed, resulting in less solar energy being utilised than is technically available. As different PV systems have strong temporal and spatial correlations, export options might also be limited [2]. This implies that in the future the upper power band of PV production, periods of highest power output, will potentially have a low market value during significant periods of the year. Thus, curtailment of available PV power will become more common, unless there is a large increase in flexible offtakers. Curtailment of PV power has already been observed and discussed, but mostly in other contexts of grid stability or limited transmission capacity [3], [4], [5]. However, this is often not considered in the context of possible market

- ▶ Welches Produktionsprofil hat eine PV-Anlage, wenn die Schweiz eine Kupferplatte wäre?
- ▶ Wie limitiert der Energiemarkt die Leistungsflüsse?
- ▶ Welche Auswirkungen hat die Marktsituation auf die technischen Massnahmen?
- ▶ Erkenntnisse angewendet auf einzelne PV-Anlagen
- ▶ Wert des Netzanschlusses untersucht

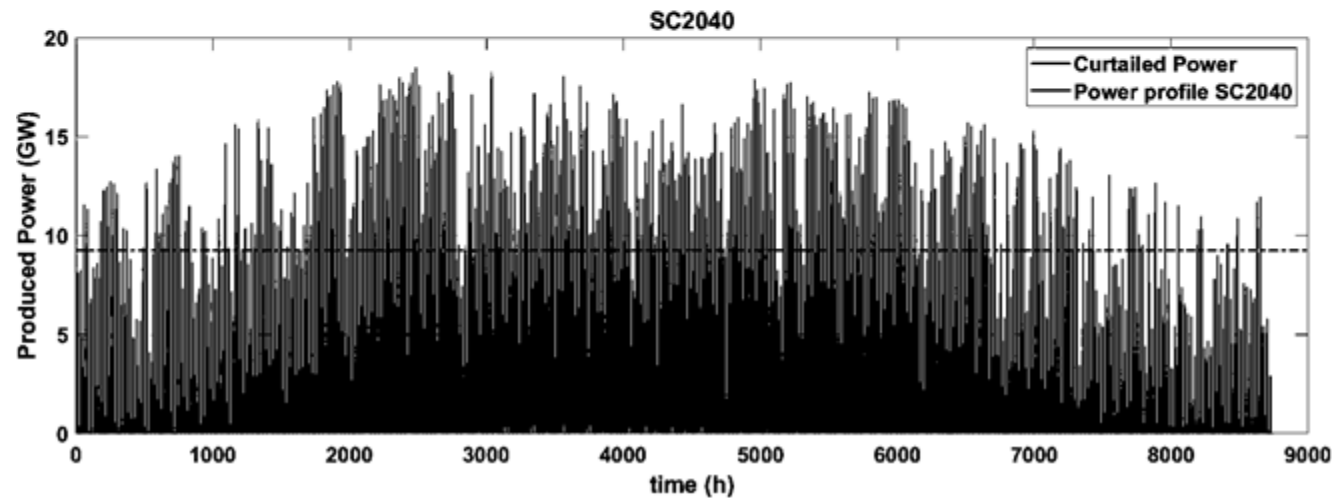
Szenarien 2040: Welche Leistung nimmt der Markt ab?



REF2040

«Referenz»

- ▶ 25 GW PV
- ▶ 15% Abregelung

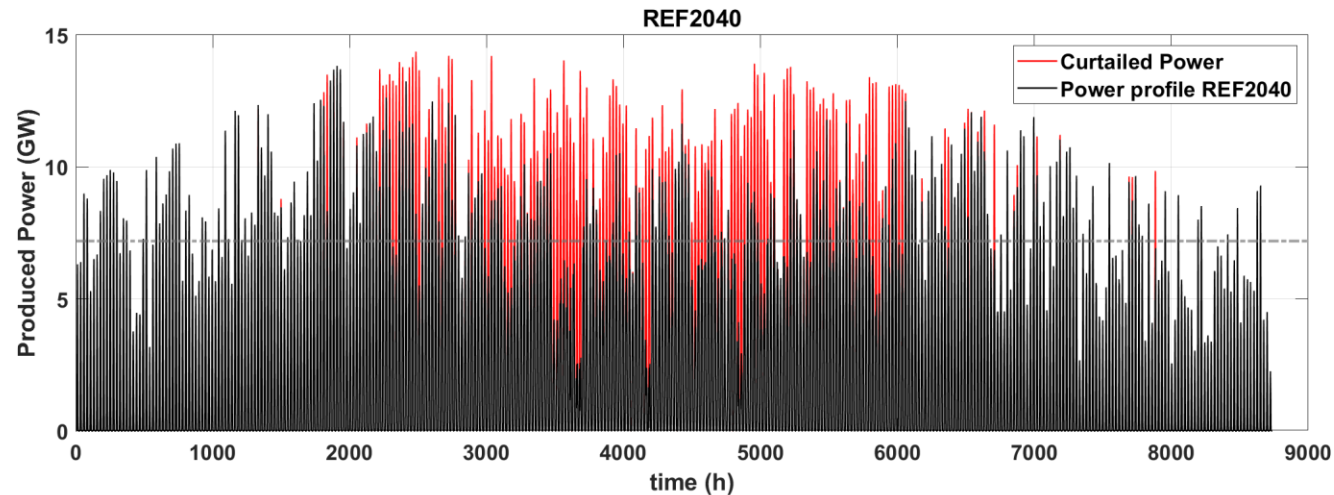


SC2040

«Sektorkopplung»

- ▶ 30 GW PV
- ▶ 23% Abregelung

Szenarien 2040: Welche Leistung nimmt der Markt ab?

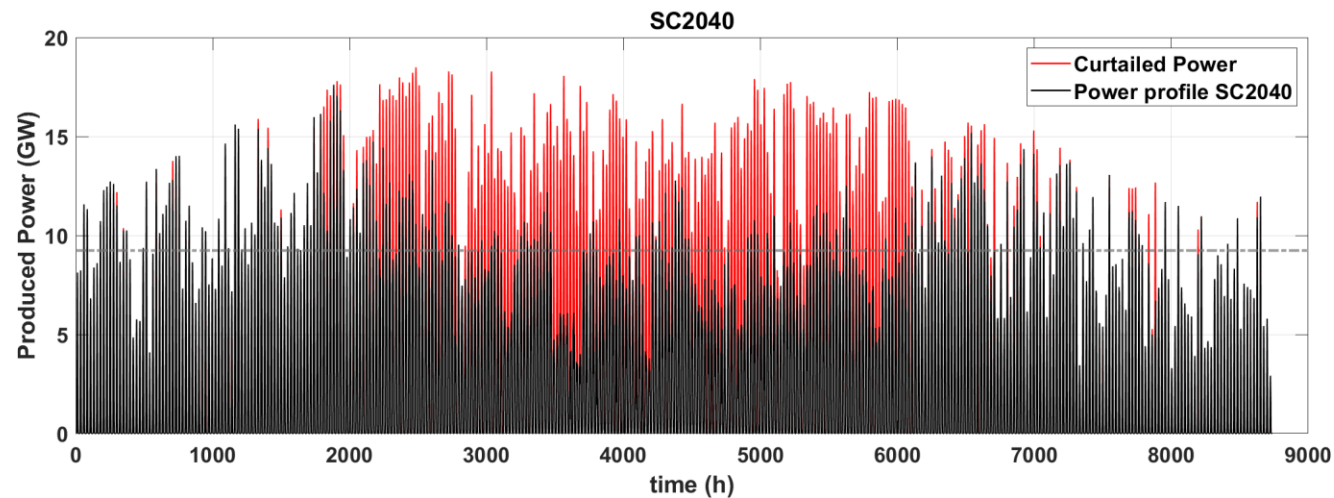


REF2040

«Referenz»

- ▶ 25 GW PV
- ▶ 15% Abregelung

Rot: Wird vom Markt nicht abgenommen

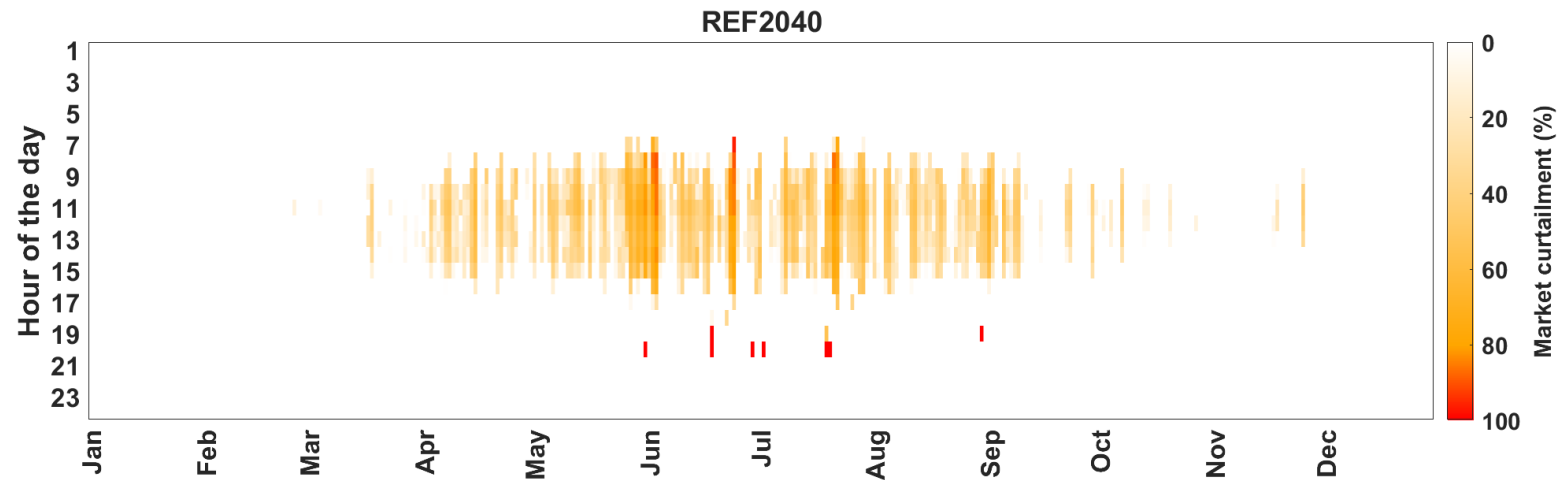


SC2040

«Sektorkopplung»

- ▶ 30 GW PV
- ▶ 23% Abregelung

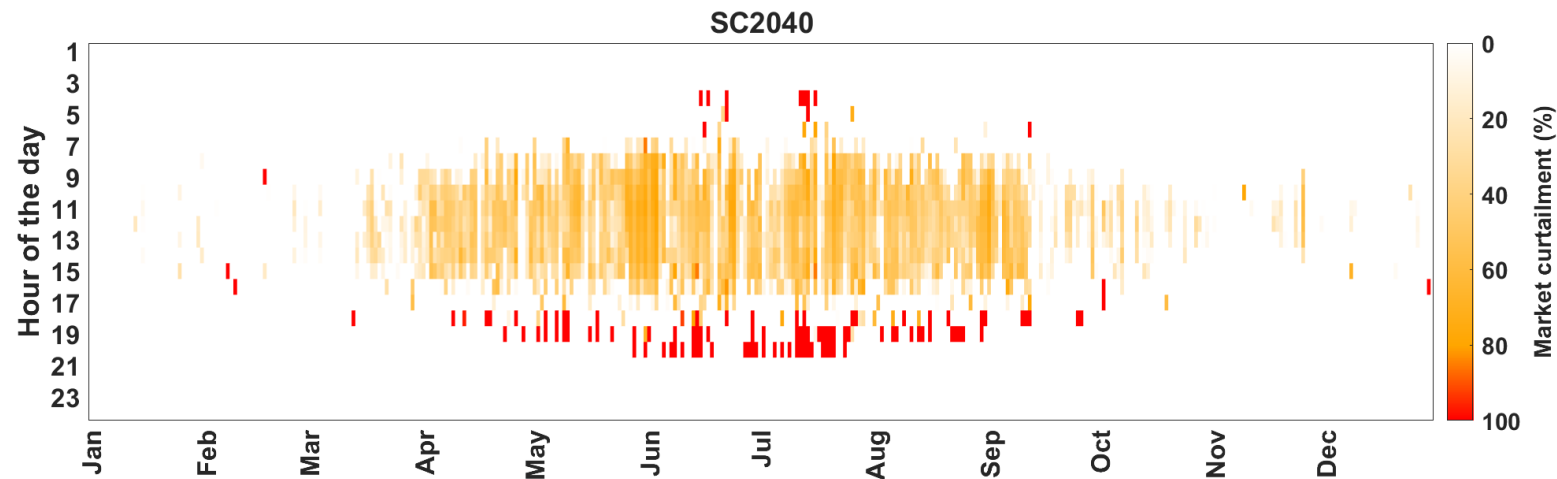
Prozentuale Abregelung durch Markt



REF2040

«Referenz»

- ▶ 25 GW PV
- ▶ 15% Abregelung

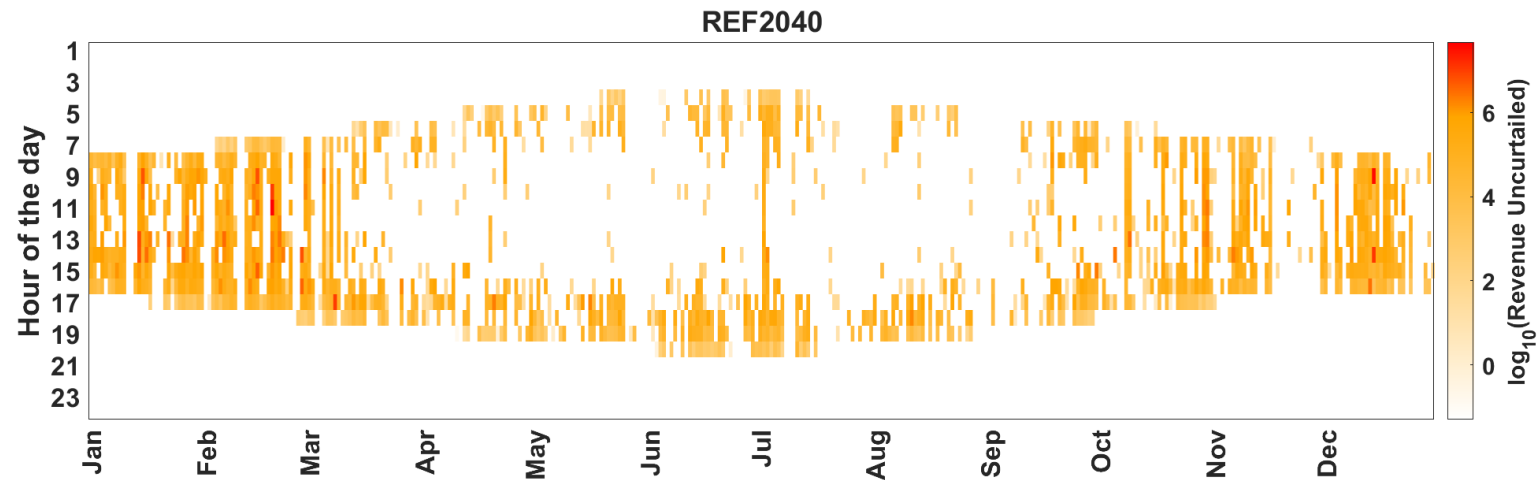


SC2040

«Sektorkopplung»

- ▶ 30 GW PV
- ▶ 23% Abregelung

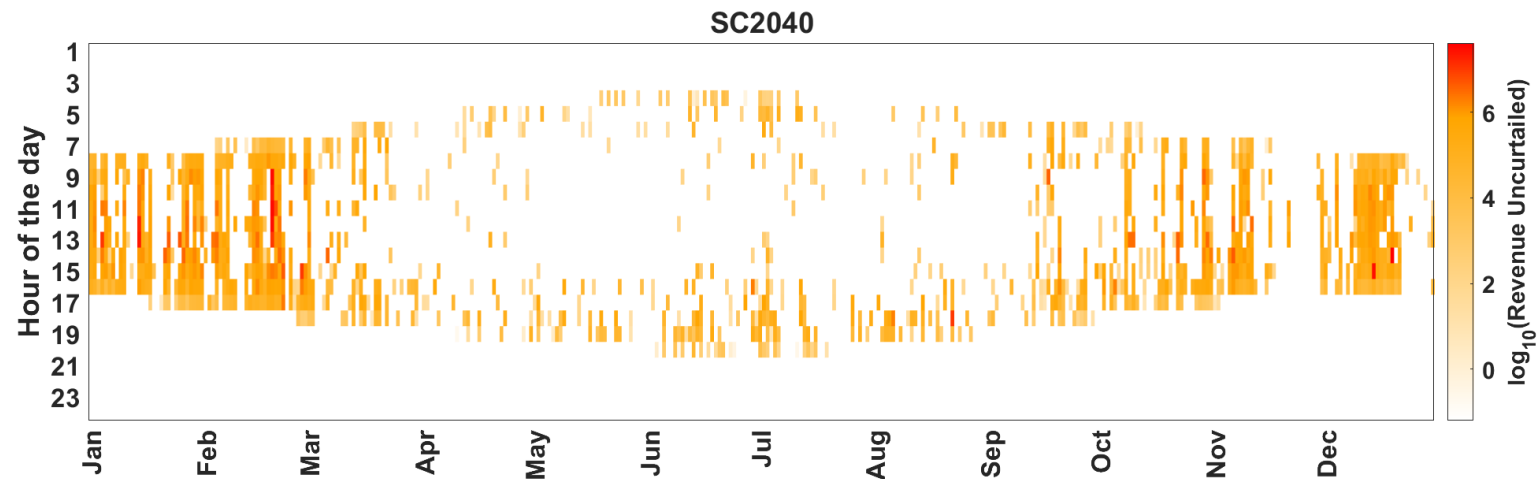
Wert des Solarstroms ohne Abregelung



REF2040

«Referenz»

- ▶ 25 GW PV
- ▶ 15% Abregelung

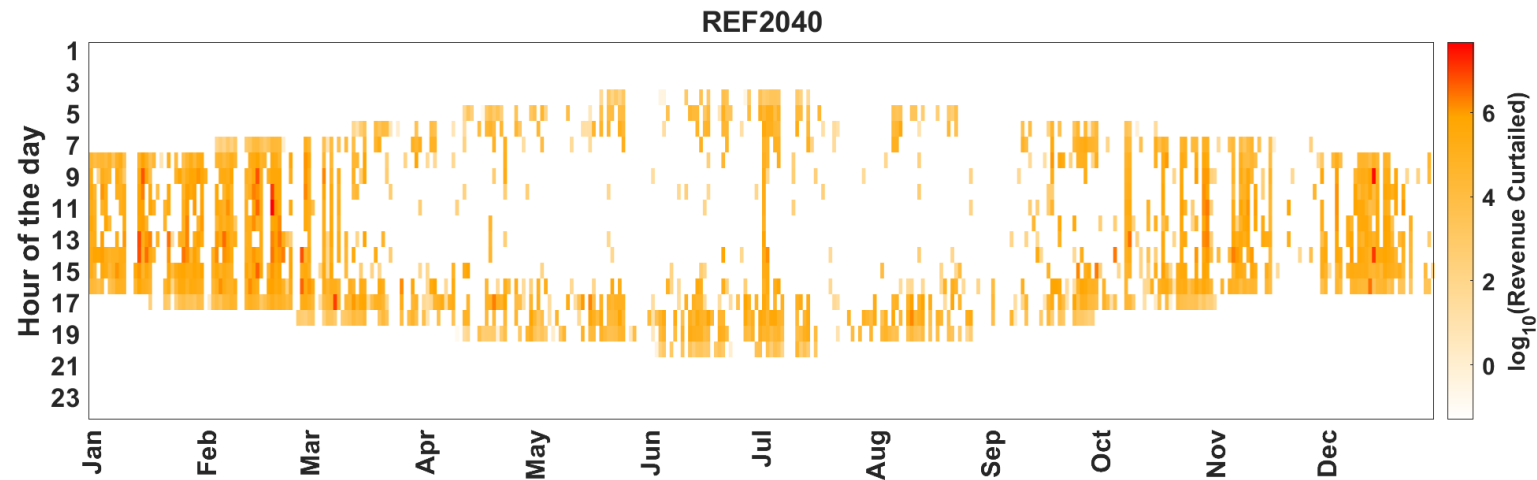


SC2040

«Sektorkopplung»

- ▶ 30 GW PV
- ▶ 23% Abregelung

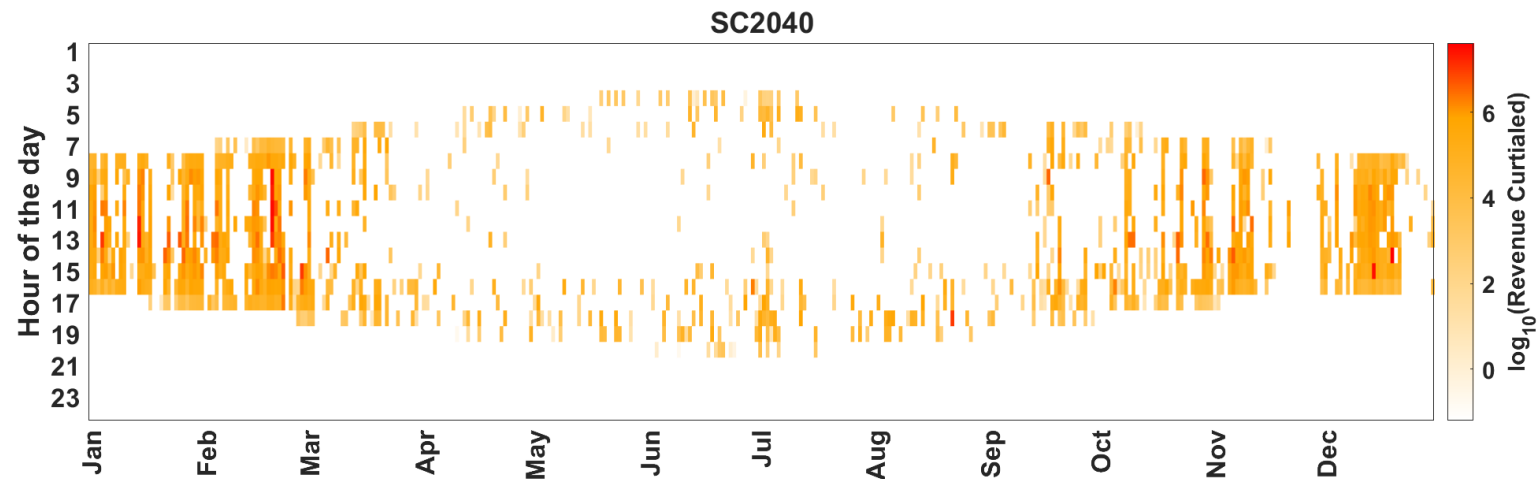
Wert des Solarstroms mit Abregelung



REF2040

«Referenz»

- ▶ 25 GW PV
- ▶ 15% Abregelung



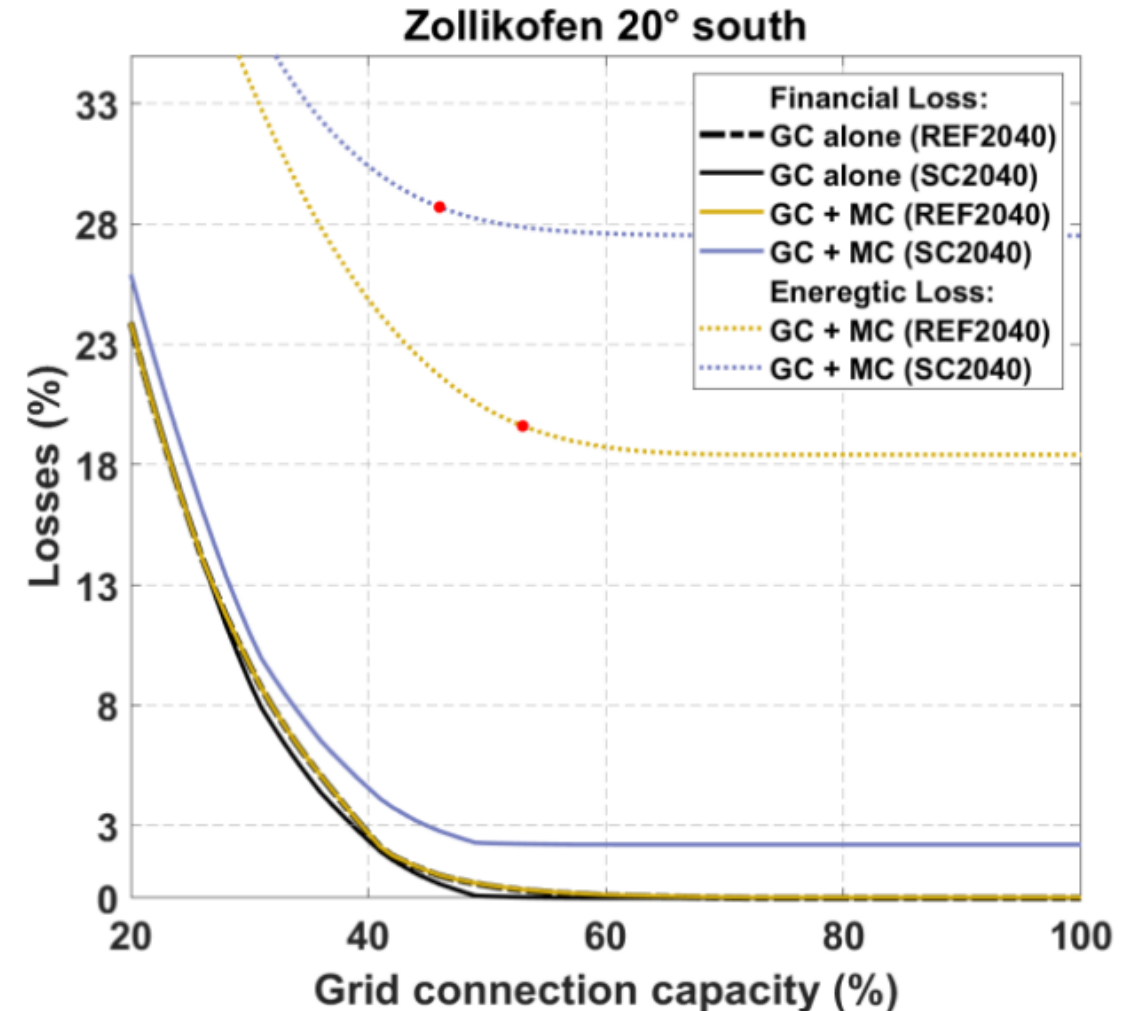
SC2040

«Sektorkopplung»

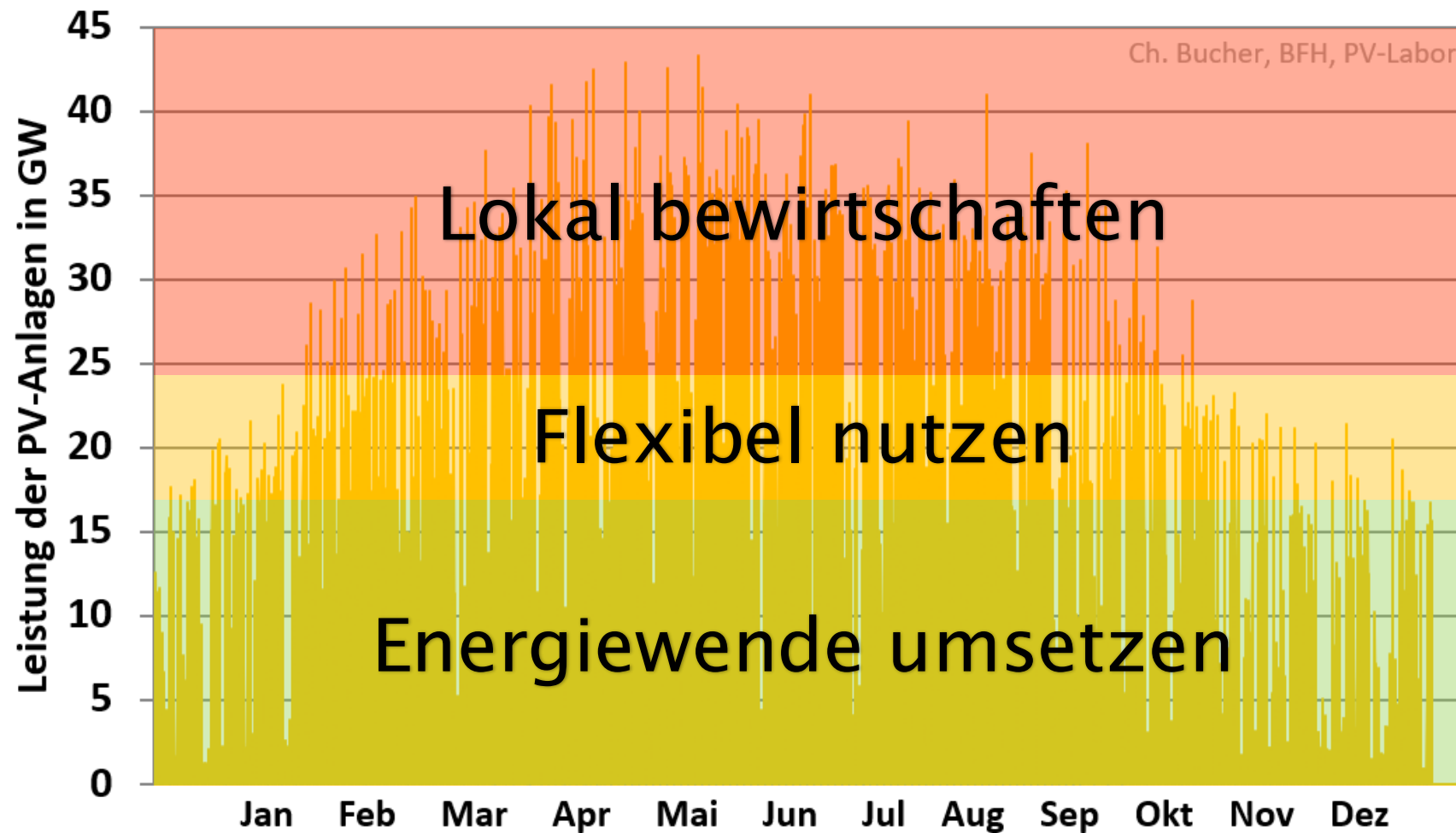
- ▶ 30 GW PV
- ▶ 23% Abregelung

Fazit

- ▶ Mehr PV-Leistung, als irgendwo zentral eine Nachfrage entstehen kann.
- ▶ Die oberen 60% der installierten PV-Leistung haben praktisch keinen Wert
- ▶ Unabhängig vom Netzausbau muss die Einspeiseleistung von PV-Anlagen ins Netz (massiv) limitiert werden.
- ▶ Wird diese Limitierung intelligent umgesetzt, reduziert sich der Netzausbaubedarf.



PV-Leistungsspitzen lokal bewirtschaften



Wie gehen wir mit dem starken Wachstum um?

- ▶ Netzausbau ✓
 - ▶ Speicher ✓
 - ▶ Lastmanagement/ Demand Response ✓
 - ▶ Netzverstärkung ✓
 - ▶ Sektorenkopplung ✓
- ▶ Intelligente (Netz)-Steuerungen ✓
 - ▶ Anreizmodelle, Dynamische Tarife ✓
 - ▶ Systemdienstleistungen ✓
 - ▶ Flexibilitätsmanagement ✓

Die dezentrale Lösung

erstelle mir eine visualisierung einer energiewende-kompatiblen PV-Anlage



Energiewendekompatible PV-Anlage



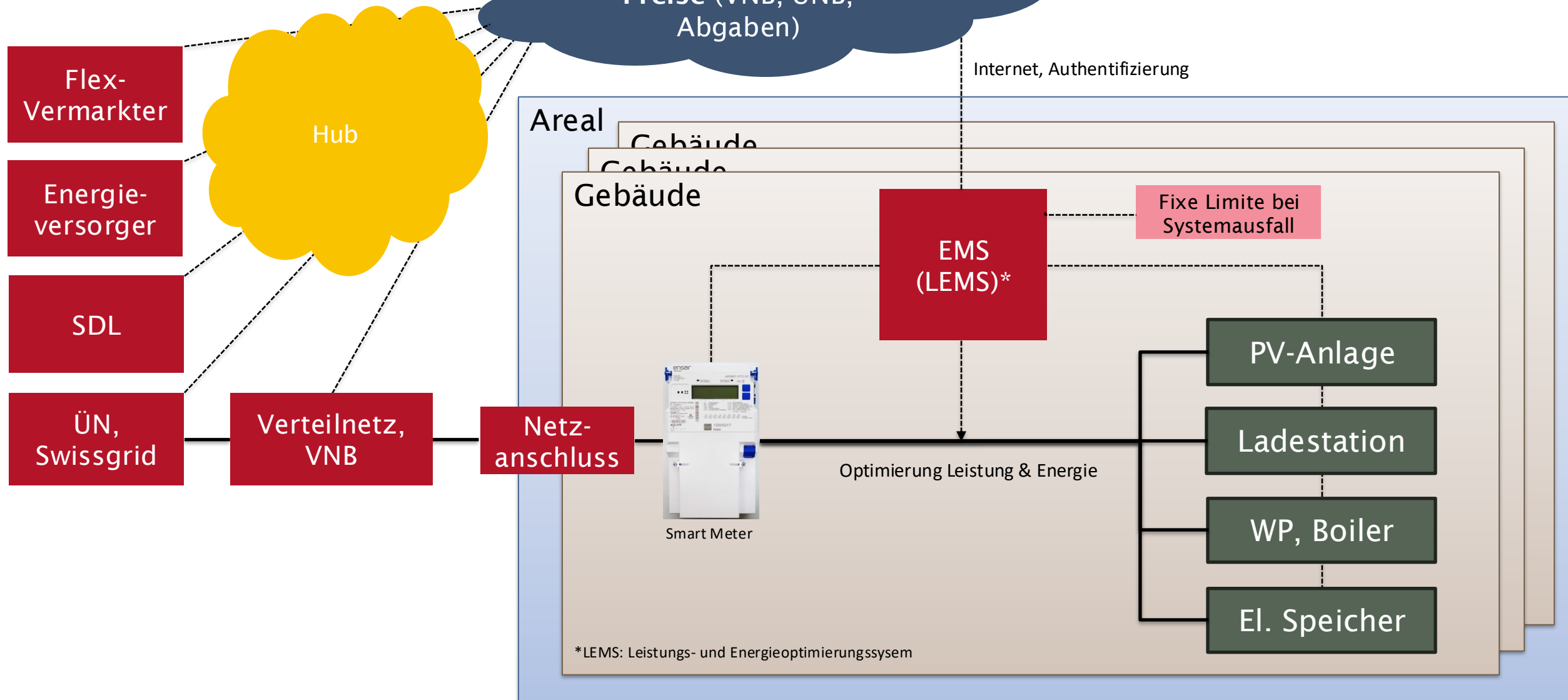
Vision energiewendekompatible PV-Anlage

- ▶ BFH TI IEM | PV-Labor | Umgang mit wachsendem PV-Anteil, David Joss | Biberist, 29. Oktober 2025

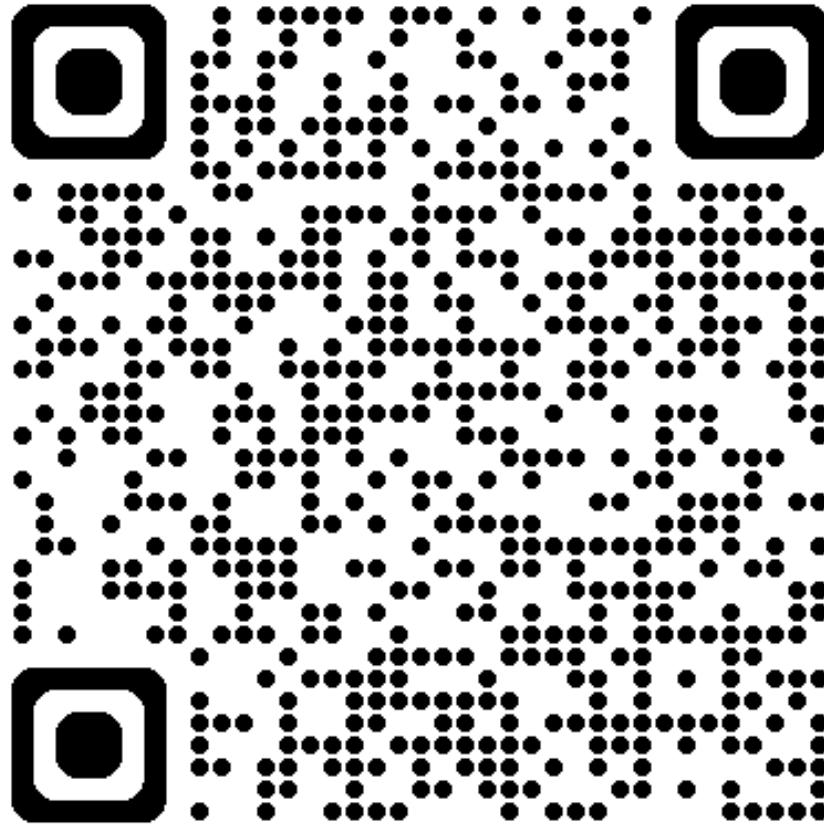
Die energiewendekompatible PV-Anlage

- ▶ Füllt das Dach maximal aus (So viel DC-Leistung wie möglich!)
- ▶ Hat ein Energie- UND Leistungsmanagementsystem
- ▶ Regelt Leistungsfluss am Netzanschluss (statische oder dynamische Vorgabe)
- ▶ Stimmt Verbrauch, Produktion und Flexibilität optimal aufeinander ab
- ▶ Agiert prognosebasiert
- ▶ Nutzt Smart Meter Signale und reagiert auf Lastfluss/ Spannungsqualität im Verteilnetz
- ▶ Kann weitere Signale verarbeiten (Anreiz- und Steuersignale) (Interne und externe Quelle)
- ▶ Ist fail-save (Sie geht beim Ausfall der Kommunikation in einen sicheren Betriebszustand; intern und ggü. dem Verteilnetz)
- ▶ Verhält sich netzstützend als auch systemdienlich

Systemübersicht



Der BFH-Forschung folgen



BFH PV-Labor



Berner Fachhochschule
Haute école spécialisée bernoise
Bern University of Applied Sciences

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

► Berner Fachhochschule, Technik und Informatik, Energie- und Mobilitätsforschung, PV-Labor