Herzlich willkommen!

Fachtagung Netzanschluss, 3. Juni 2025

- Technik & Informatik, Energie- und Mobilitätsforschung, PV-Labor

Fotos / Online-Übertragung / Aufnahme

- Während dem Anlass werden Fotos gemacht.
- Es werden keine Nahaufnahmen von Personen (Gesicht einzeln gut erkennbar) online gestellt, die nicht explizit vorher ihr Einverständnis gegeben haben.
- Generelle Anlassfotos werden auf der Anlass-Homepage publiziert.
- Wer gar nicht auf den Fotos erscheinen will, soll sich bitte in der Pause bei mir / bei dem Fotograf melden.

- Dieser Anlass wird live online übertragen.
  - Fragen online stellen und liken.
- Die Online-Übertragung wird aufgezeichnet.

Veranstalter

Berner
Fachhochschule

SWISSOLAR

swisspower

Mit freundlicher Unterstützung

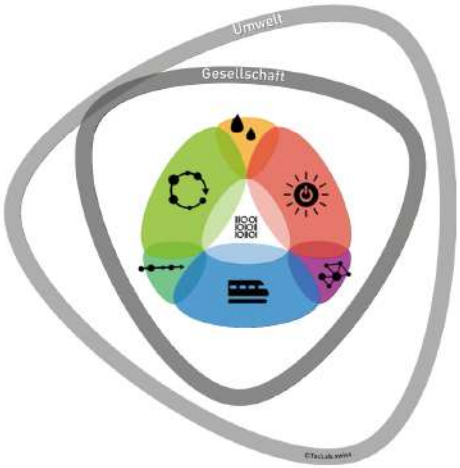
Tec
Lab

Minderung des Fachkräftemangels durch Förderung der MINT-Fächer und -Berufe (Mathematik, Informatik, Naturwissenschaften und Technik)

- Schulangebote vom Kindergarten bis zum Gymnasium
- Ausserschulische MINT-Angebote

Förderung nachhaltiges und innovatives Wirtschaften

- Netzwerk- und Informationsanlässe, Weiterbildungen, Workshops, Events, Projektzusammenarbeiten, Berufsorientierung



Schulische MINT-Angebote **Nachwuchs-förderung**

Bildung, Information, Netzwerk **Nachhaltiges Wirtschaften**

Labor für Photovoltaik-Systeme

Drei Kompetenzbereiche

Wechselrichter

- Netzanschluss
- Funktionen von WR
- (Prä-) normative Prüfungen
- Lastm-anagement

Komponenten

- PV-Module
- PV-Stecker
- Langzeit-messungen
- Flasher, EL- und IR-Messungen

Systeme

- Agri-PV
- Alpine PV
- Studien
- Simulationen

Berner Fachhochschule
Haute école spécialisée bernoise
Bern University of Applied Sciences

Das Labor für Elektrizitätsnetze in Biel

Burgdorf, 3.6.2025

Stefan Schori

Michael Höckel

Ron Buntschu

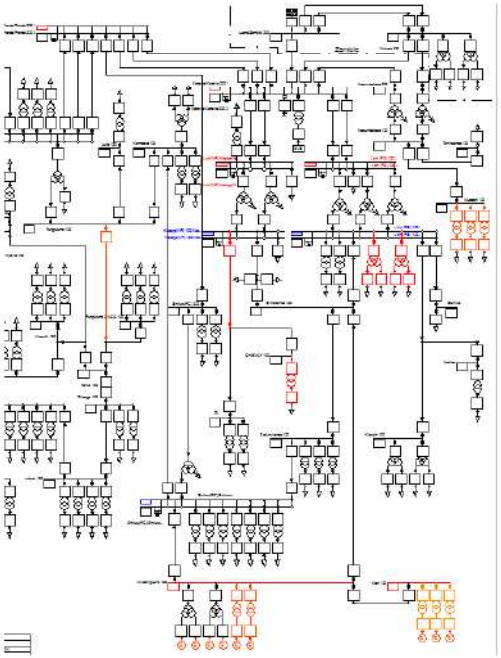
Sandro Bühlmann

Alain Zwicker

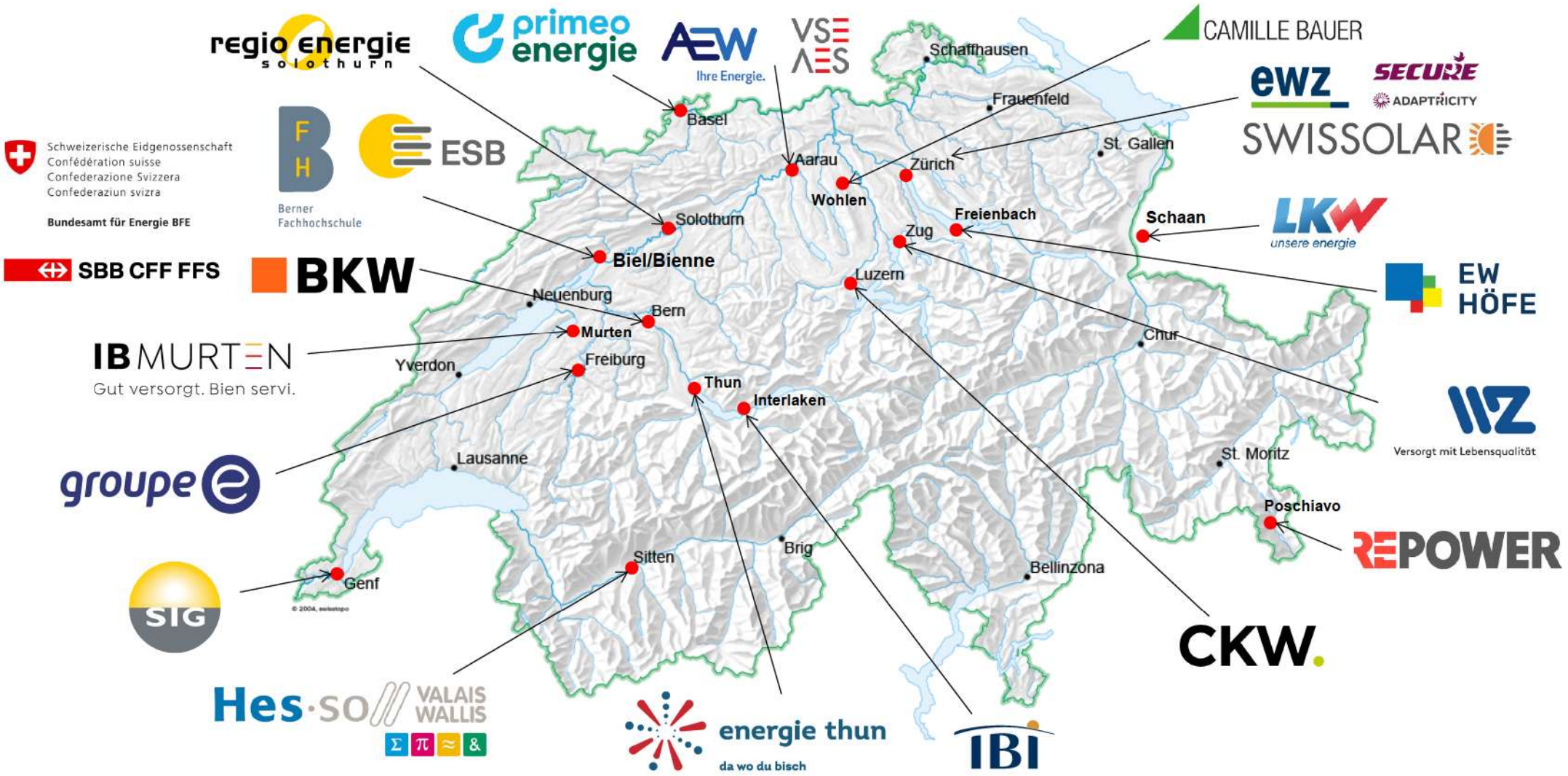
Marc Studer

Das Labor für Elektrizitätsnetze in Biel

1. Messung der Spannungsqualität, der Netzimpedanz und des Leistungsflusses
2. Modellierung und Analyse von Übertragungs- und Verteilnetzen
3. Zielnetzplanung im Verteilnetz



Gemeinsam die Herausforderungen erkennen und meistern



Ausblick 2027/2028: Campus Biel / Bienne (CBB)

2024-03-26 CET 12:00:02
März 2024

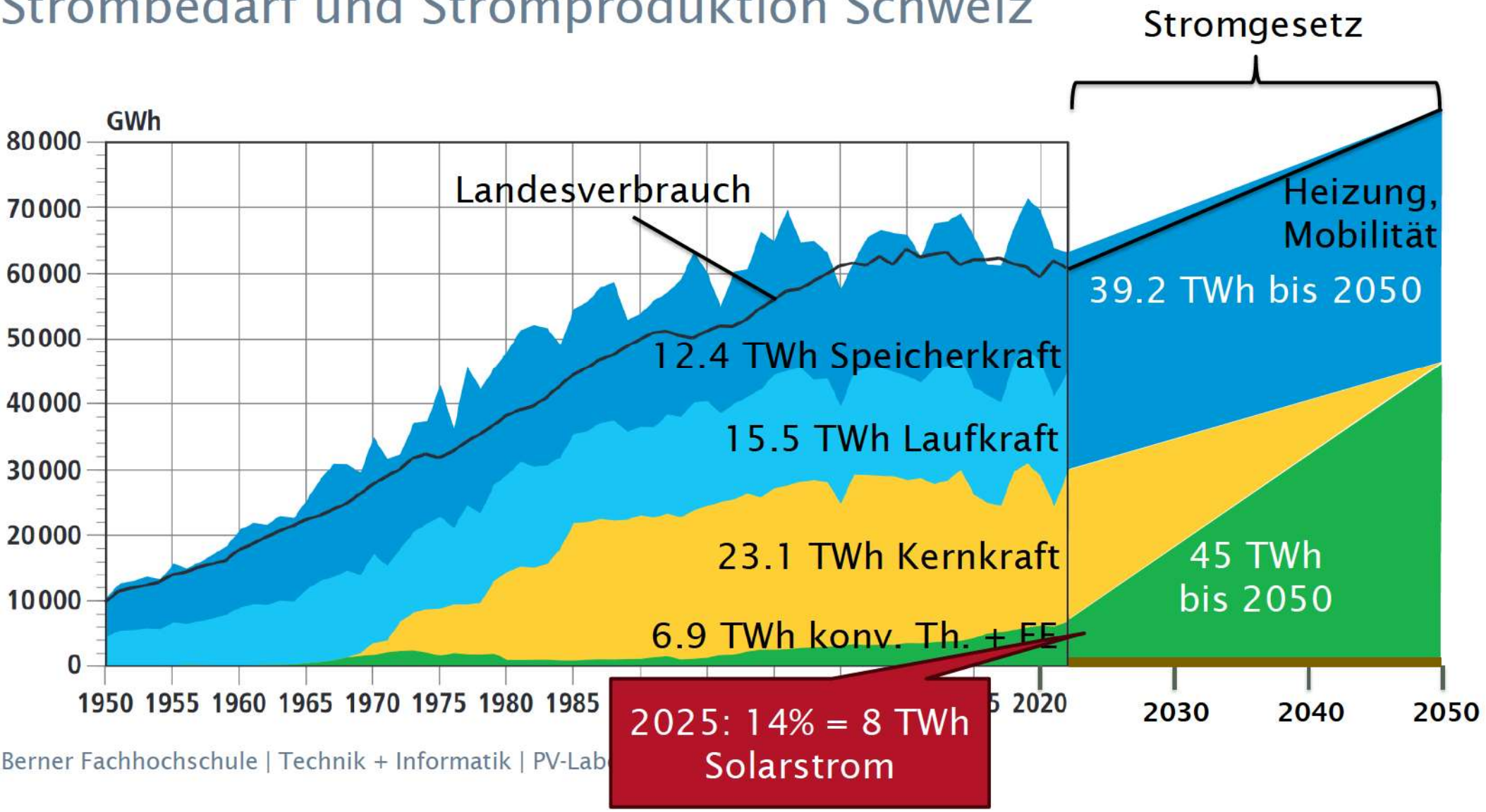
Mai 2025
27/05/2025 16:00:02

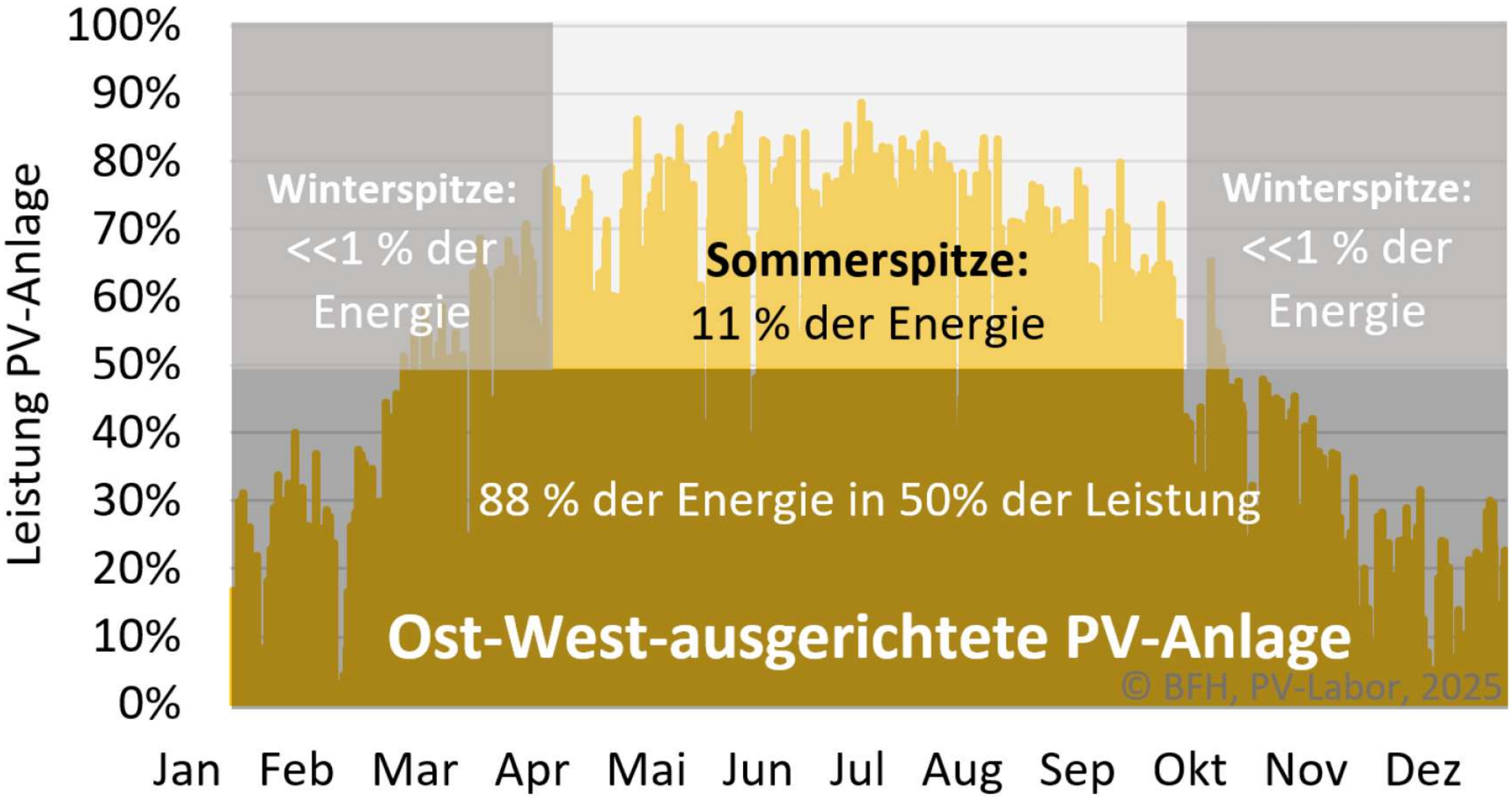
Vorbereitung CBB: Smart Grid Lab

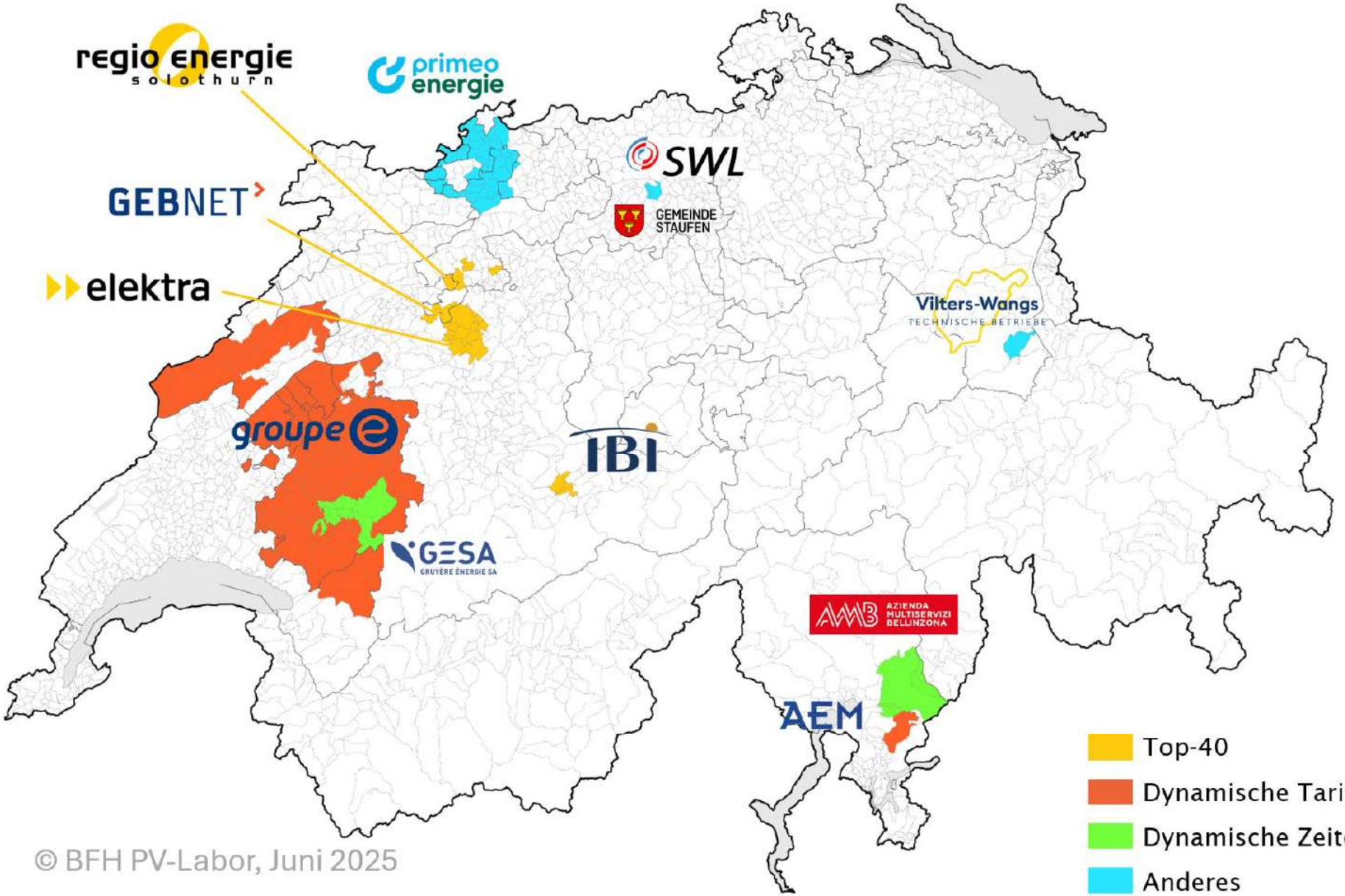
- Labor für Elektrizitätsnetze und Wechselrichterlabor werden zum Smart Grid Lab

Sehr viel Photovoltaik im Netz

Strombedarf und Stromproduktion Schweiz




Leistung PV-Anlage
100%
90%
80%
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
Winterspitze:
<<1 % der
Energie
Sommerspitze:
11 % der Energie
Winterspitze:
<<1 % der
Energie
88 % der Energie in 50% der Leistung
Ost-West-ausgerichtete PV-Anlage
© BFH, PV-Labor, 2025
Jan
Feb
Mar
Apr
Mai
Jun
Jul
Aug
Sep
Okt
Nov
Dez

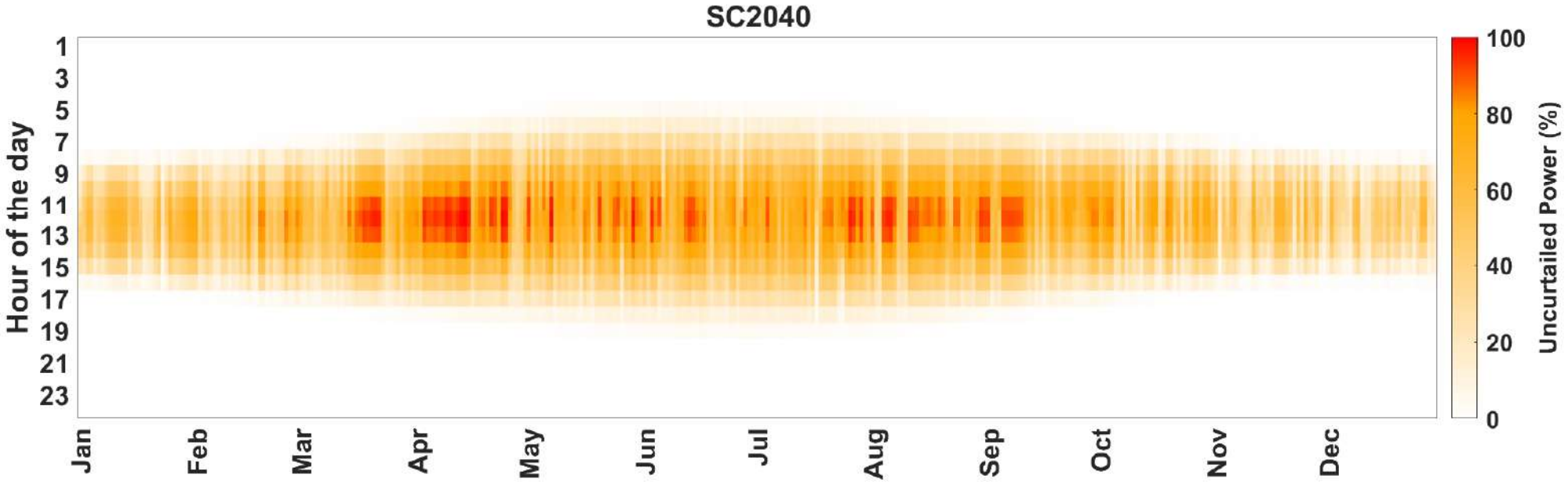


© BFH PV-Labor, Juni 2025

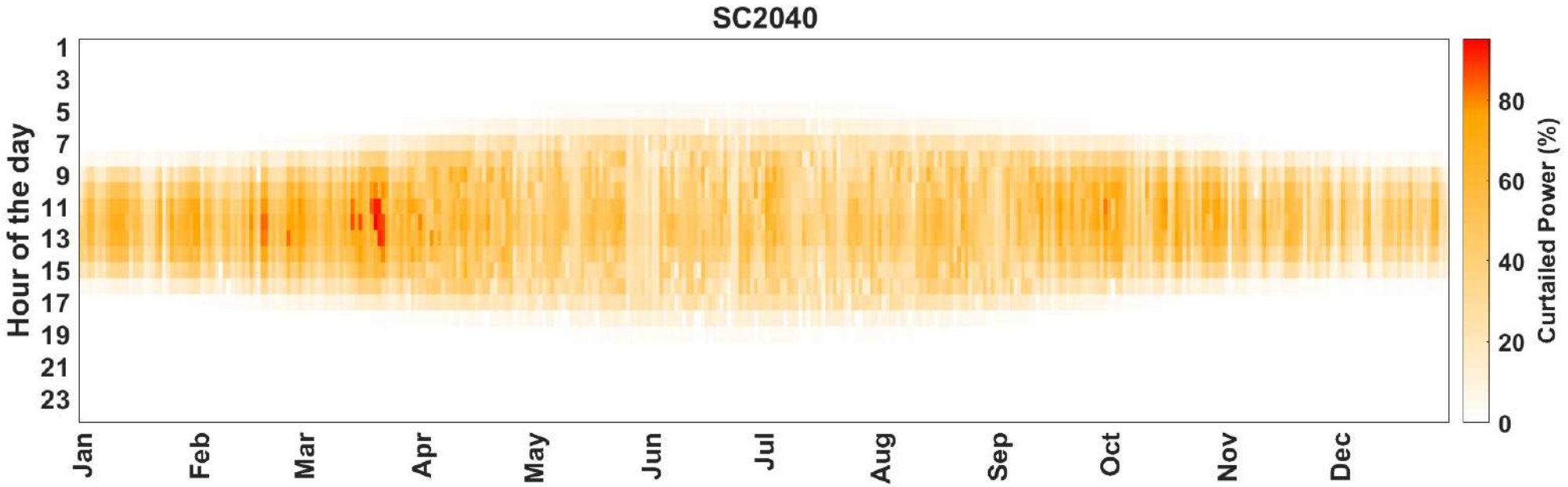
Untersuchung PV-Labor mit Swissgrid

- Welche Einspeisekurven werden PV-Anlagen in Zukunft haben?

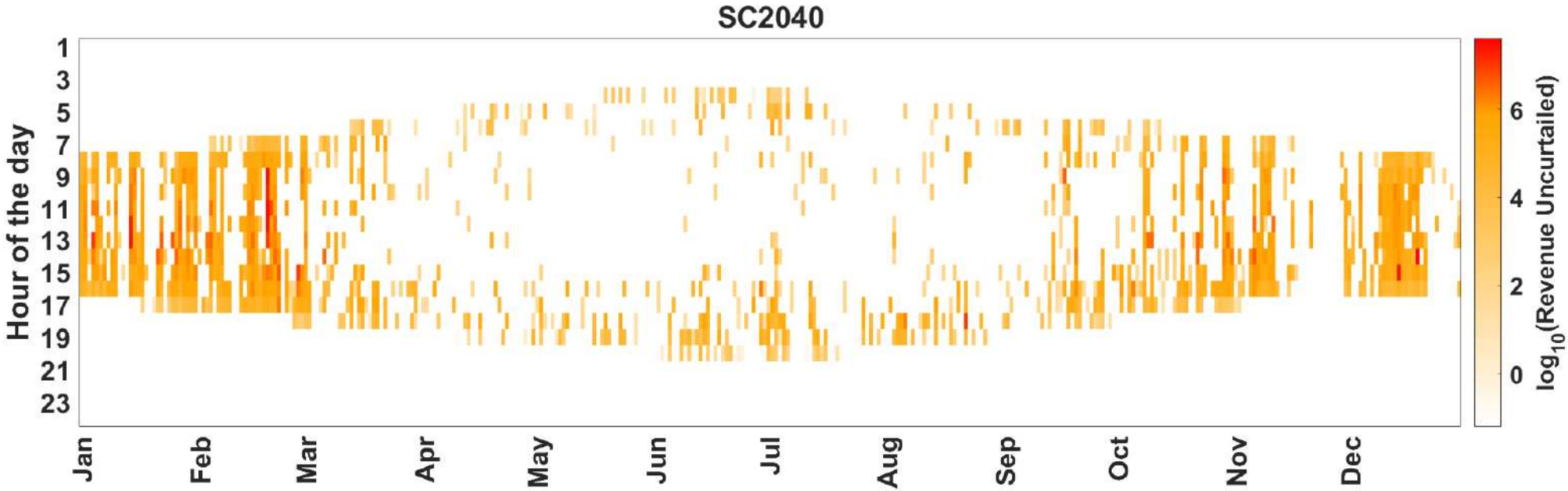
PV-Produktion vor der Abregelung



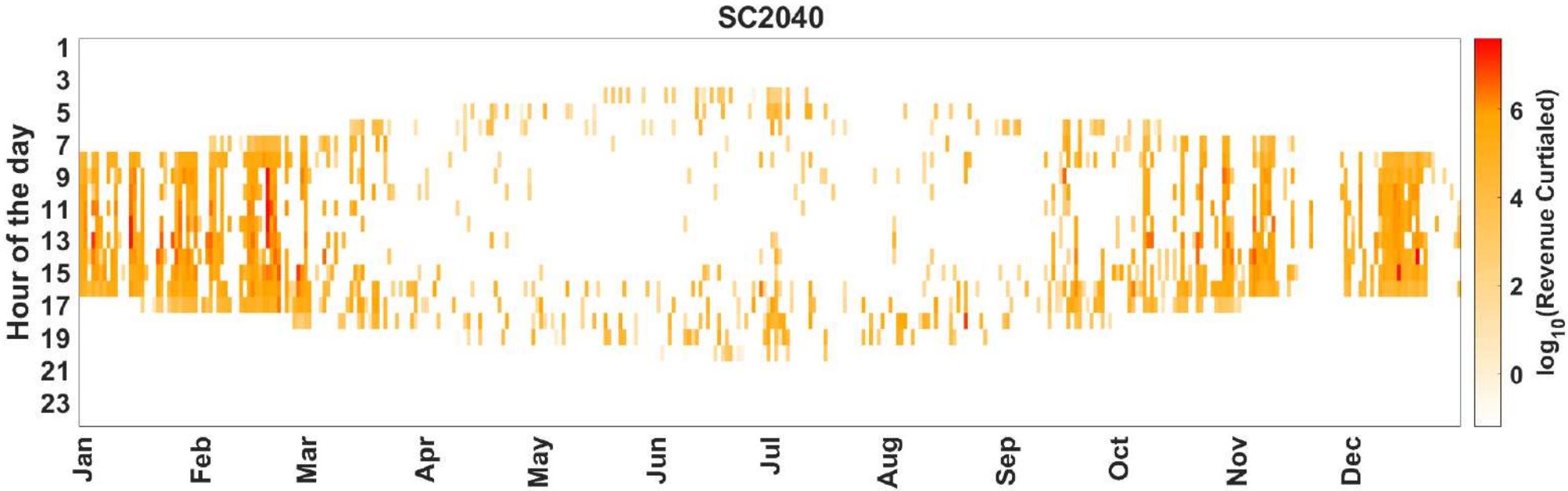
PV-Produktion nach der Abregelung



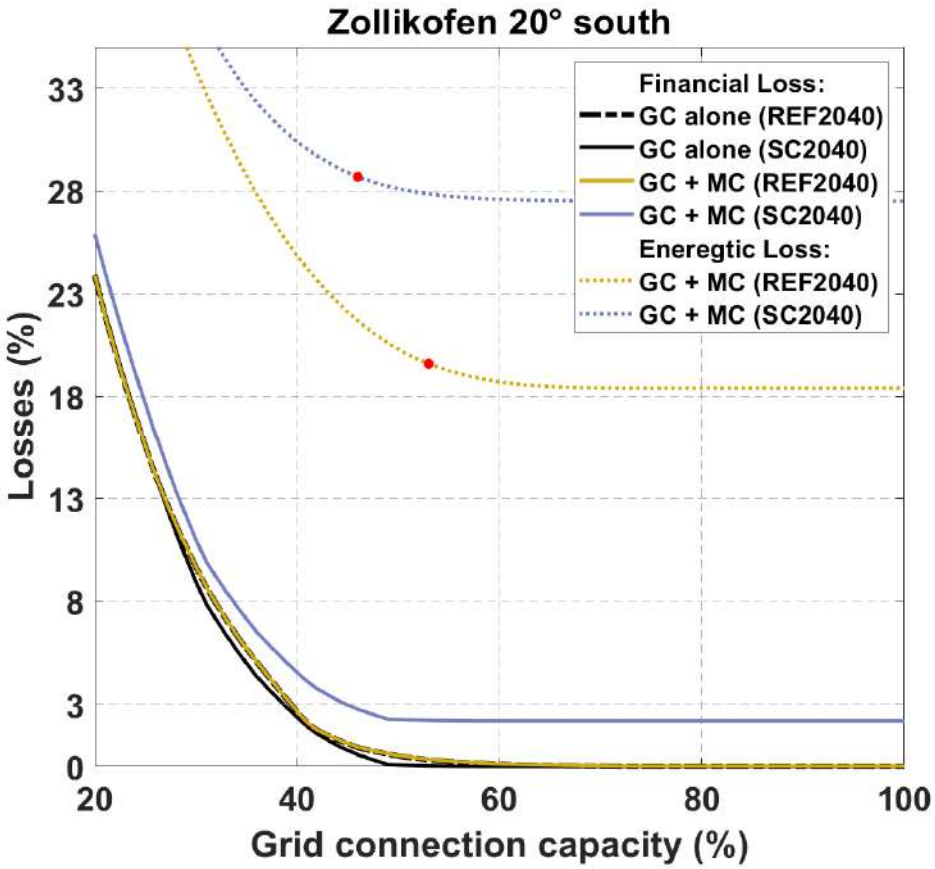
Wert des Solarstroms ohne Abregelung

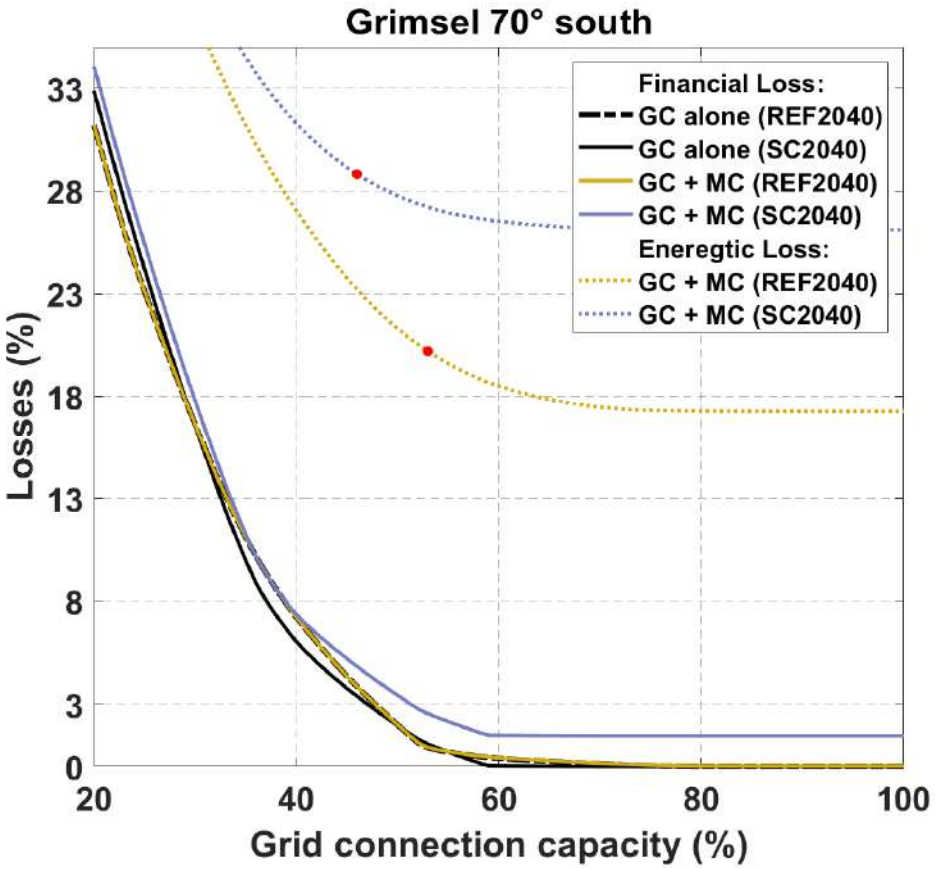


Wert des Solarstroms mit Abregelung



Finanzielle Verluste als Funktion der Anschlussleistung





Total Financial Losses of 3 % at 40-50 % Grid connection capacity

Konsequenzen marktbasierte Abregelung

Verlust Energieertrag: ~20%

Verlust Finanzertrag: ~2%

Fazit

- Der Markt wird nicht die volle PV-Produktion aufnehmen können
- Die oberen 60% der Leistung des Netzanschlusses tragen kaum zum Finanzertrag einer PV-Anlage bei.
- Für die Energie, die der Markt aufnehmen kann, braucht es nur ca. 40% Netzanschlusskapazität (kW/kWp)

Wir brauchen zur Erhöhung des Solarstromanteils nicht stärkere Verteilnetze, sondern flexiblere Prosumer (PV-Anlagen, Verbraucher und Speicher)

Marktwirtschaft: Wir brauchen Anreize,
damit Endkunden ihre PV-Anlagen flexibel bauen und betreiben

Vorschlag PV-Labor BFH: Anreize für systemdienlichen Netzanschluss schaffen

Publikation nächste Woche (ca. 11. Juni 2025)

Berner Fachhochschule
Haute école spécialisée bernoise
Bern University of Applied Sciences

Entwurf V6 – Vertraulich
2. Juni 2025

Anreize zum systemdienlichen Netzanschluss von Photovoltaik-Anlagen

Umsetzungsvorschlag zur Entlastung der Verteilnetze

Berner Fachhochschule, Prof. Dr. Christof Bucher, 2. Juni 2025

Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) haben bei gleichem Energieertrag wie andere Kraftwerke eine hohe maximale Leistung. Diese Leistung ist für den Energieertrag wenig relevant, kann aber die Infrastruktur belasten, insbesondere die Stromnetze. Obwohl im Jahr 2024 jede zweite neue PV-Anlage mit einem Batteriespeicher ans Netz angeschlossen wurde, haben praktisch alle diese Anlagen die maximale Wechselrichterleistung als Netzanschlusskapazität beantragt. Dies führt zu einem teuren und ineffizienten Netzausbau. Volkswirtschaftlich günstiger wäre es, die Netze weniger auszubauen und stattdessen die PV-Anlagen so ins System zu integrieren, dass sie die Netze weniger belasten. In diesem Dokument wird ein Umsetzungsvorschlag vorgestellt.

Hintergrund

Die Leistungsspitzen von PV-Anlagen sind eine Herausforderung fürs Stromnetz, tragen aber kaum zum Energieertrag einer PV-Anlage bei. Beispiel: 66 % des Jahresertrags einer Ost-West-PV-Anlage werden in den unteren 50% der Leistung erwirtschaftet (Abbildung 1).

Abbildung 1: 66% des Energieertrags einer Ost-West-PV-Anlage werden in den unteren 50% der Leistung erwirtschaftet.

Je mehr Leistung abgeregelt wird, desto grösser sind die Ertragsverluste (Abbildung 2). Bei einer Südanlage sind die Verluste etwas höher als bei der Ost-West-Anlage. Wird hingegen die Leistung nicht abgeregelt, sondern nur die Netzeinspeisung limitiert, so könnte ein grosser Teil der ansonsten abgeregelten Energie (Annahme: 50%) hinter dem Netzanschlusspunkt als Eigenverbrauch genutzt werden.

Abbildung 2: Ertragsverlust durch Abregelung der PV-Anlage, basierend auf 15-Minuten-Simulationsdaten (Beispielort). Die effektiven Verluste sind aufgrund kurzfristiger Einstrahlungsspitzen noch etwas höher.

Einspisebegrenzung

Die potenzielle Netzüberlastung kann mit technischen Massnahmen einfach reduziert werden: Die PV-Anlage wird mit einer «dynamischen Einspeisebegrenzung», das heisst einem sogenannten Energie- resp. Leistungsmanagement ausgerüstet. Dieses System erhöht den Eigenverbrauchsanteil und reduziert bei geringem Eigenverbrauch und hoher Sonneneinstrahlung die Produktion der PV-Anlage. Das Netz wird nicht überlastet und die PV-Module werden geringfügig wärmer. Sobald intern Verbraucher zugeschaltet werden, erhöht der Wechselrichter die Produktion wieder. Je besser ein Eigenverbrauchsmanagementsystem ist und wie mehr Energie lokal verwertet werden kann, desto weniger Energieertrag geht verloren.

Die Mehrkosten für ein dynamisches Einspeisemanagement sind im Vergleich zu den gesamten Projektkosten gering. Trotzdem ergeben sich für die Anlagenbetreibenden Mehrkosten bei einem gleichzeitigen Minderertrag. Es braucht also Anreize, damit entsprechende Massnahmen von den Anlagenbetreibenden freiwillig umgesetzt werden.

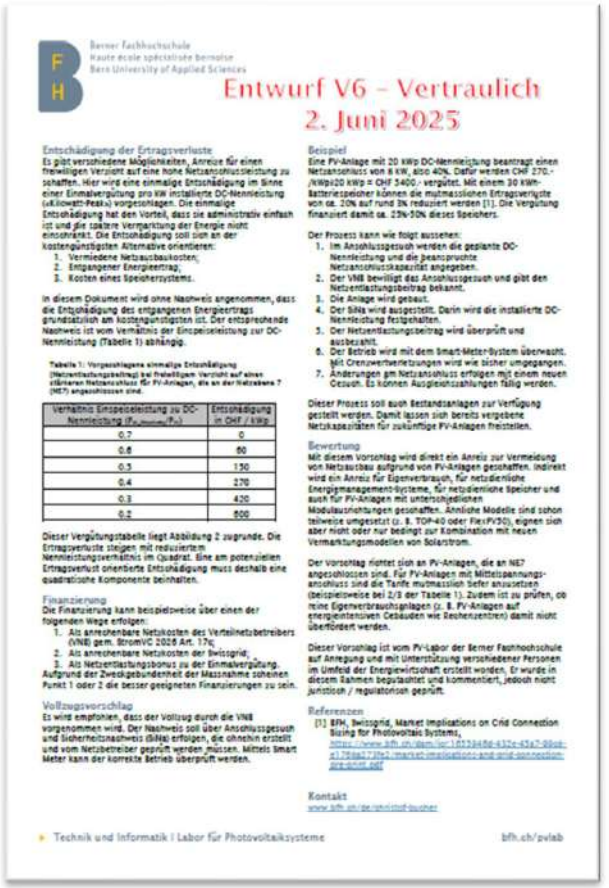
Abschätzung Ertragsverluste

Die Kosten respektive Verluste für eine PV-Anlage mit dynamischem Leistungsmanagement kann wie folgt abgeschätzt werden (Annahme: EFH, 15 kW PV-Anlage, Home Energy Management System (HEMS) vorhanden):

- Zusätzliche Installationskosten: CHF 375.- (Schätzung, Minimalkosten, keine Anpassungen nötig)
- Ertragsverluste: 25 Jahre à 3% à 15 MWh / Jahr = ca. 22.5 MWh. Bei 9 Rp./kWh total ca. CHF 1125.-.

Der Ertragsverlust erfolgt vorwiegend zu Zeiten sehr tiefer Strommarktpreise (hohe PV-Einspeisung), weshalb die 9 Rp. nicht einem vermeintlichen Marktwert, sondern einer definierten Minimalvergütung entsprechen. Die getroffenen Annahmen (insb. 3% jährlicher Ertragsverlust) sind in hohem Masse vom Eigenverbrauch abhängig und können sich gemäss den in diesem Dokument gemachten Berechnungen typischerweise zwischen 0% (gute Eigenverbrauchsanlage) und 17% (reine Einspeiseanlage, südausgerichtet) bewegen.

Es wird angenommen, dass der Grossteil des ohne Netzausbau abgeregelten Energieertrags aufgrund fehlender Nachfrage auch bei beliebig grossem Netzausbau künftig nicht ins Netz eingespeist werden [1].



Berner Fachhochschule
Haute école spécialisée bernoise
Bern University of Applied Sciences

Entwurf V6 – Vertraulich
2. Juni 2025

Entschädigung der Ertragsverluste

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Anreize für einen freiwilligen Verzicht auf eine hohe Netzanschlussleistung zu schaffen. Hier wird eine einmalige Entschädigung im Sinne einer Einmalvergütung pro kW installierte DC-Nennleistung («Kilowatt-Peak») vorgeschlagen. Die einmalige Entschädigung hat den Vorteil, dass sie administrativ einfach ist und die zukünftige Vermarktung der Energie nicht einschränkt. Die Entschädigung soll sich an der kostengünstigsten Alternative orientieren:

1. Vermiedene Netzausbaukosten;
2. Entgangener Energieertrag;
3. Kosten eines Speichersystems.

In diesem Dokument wird ohne Nachweis angenommen, dass die Entschädigung des entgangenen Energieertrags grundsätzlich am kostengünstigsten ist. Der entsprechende Nachweis ist vom Verhältnis der Einspeiseleistung zur DC-Nennleistung (Tabelle 1) abhängig.

Tabelle 1: Vorgeschlagene einmalige Entschädigung (Netzentlastungsbeitrag) bei freiwilligem Verzicht auf einen stärkeren Netzanschluss für PV-Anlagen, die an der Niederspannung (NS) angeschlossen sind.

Verhältnis Einspeiseleistung zu DC-Nennleistung ($P_{max,inv}/P_{DC}$)	Entschädigung in CHF / kWp
0.7	0
0.6	80
0.5	150
0.4	270
0.3	420
0.2	600

Dieser Vergütungstabelle liegt Abbildung 2 zugrunde. Die Ertragsverluste steigen mit reduziertem Nennleistungsverhältnis im Quadrat. Eine am potenziellen Ertragsverlust orientierte Entschädigung muss deshalb eine quadratische Komponente beinhalten.

Finanzierung

Die Finanzierung kann beispielsweise über einen der folgenden Wege erfolgen:

1. Als anrechenbare Netzkosten des Verteilnetzbetreibers (VNB) gem. StromVG 2026 Art. 17c;
2. Als anrechenbare Netzkosten der Swissgrid;
3. Als Netzentlastungsbonus zu der Einmalvergütung.

Aufgrund der Zweckgebundenheit der Massnahme scheinen Punkt 1 oder 2 die besser geeigneten Finanzierungen zu sein.

Vollzugsvorschlag

Es wird empfohlen, dass der Vollzug durch die VNB vorgenommen wird. Der Nachweis soll über Anschlussgesuch und Sicherheitsnachweis (SiNa) erfolgen, die ohnehin erstellt und vom Netzbetreiber geprüft werden müssen. Mittels Smart Meter kann der korrekte Betrieb überprüft werden.

Beispiel

Eine PV-Anlage mit 20 kWp DC-Nennleistung beantragt einen Netzanschluss von 8 kW, also 40%. Dafür werden CHF 270.-/kWp(20 kWp = CHF 5400.- vergütet. Mit einem 30 kWh-Batteriespeicher können die maximalsten Ertragsverluste von ca. 20% auf rund 3% reduziert werden [1]. Die Vergütung finanziert damit ca. 25%-50% dieses Speichers.

Der Prozess kann wie folgt aussehen:

1. Im Anschlussgesuch werden die geplante DC-Nennleistung und die beanspruchte Netzanschlusskapazität angegeben.
2. Der VNB bewilligt das Anschlussgesuch und gibt den Netzentlastungsbeitrag bekannt.
3. Die Anlage wird gebaut.
4. Der SiNa wird ausgestellt. Darin wird die installierte DC-Nennleistung festgehalten.
5. Der Netzentlastungsbeitrag wird überprüft und ausbezahlt.
6. Der Betrieb wird mit dem Smart-Meter-System überwacht. Mit Grenzwertentreizungen wird wie bisher umgegangen.
7. Änderungen am Netzanschluss erfolgen mit einem neuen Gesuch. Es können Ausgleichszahlungen fällig werden.

Dieser Prozess soll auch Bestandsanlagen zur Verfügung gestellt werden. Damit lassen sich bereits vergebene Netzkapazitäten für zukünftige PV-Anlagen freistellen.

Bewertung

Mit diesem Vorschlag wird direkt ein Anreiz zur Vermeidung von Netzausbau aufgrund von PV-Anlagen geschaffen. Indirekt wird ein Anreiz für Eigenverbrauch, für netzdienliche Energiemanagement-Systeme, für netzdienliche Speicher und auch für PV-Anlagen mit unterschiedlichen Modulausrichtungen geschaffen. Ähnliche Modelle sind schon teilweise umgesetzt (z. B. TOP-40 oder Flex-PV50), eignen sich aber nicht oder nur bedingt zur Kombination mit neuen Vermarktungsmodellen von Solarstrom.

Der Vorschlag richtet sich an PV-Anlagen, die an NE7 angeschlossen sind. Für PV-Anlagen mit Mittelspannungsanschluss sind die Tarife mutmasslich tiefer anzusetzen (beispielsweise bei 2/3 der Tabelle 1). Zudem ist zu prüfen, ob reine Eigenverbrauchsanlagen (z. B. PV-Anlagen auf energieintensiven Gebäuden wie Rechenzentren) damit nicht übertönt werden.

Dieser Vorschlag ist vom PV-Labor der Berner Fachhochschule auf Anregung und mit Unterstützung verschiedener Personen im Umfeld der Energiewirtschaft erstellt worden. Er wurde in diesem Rahmen beguachtet und kommentiert, jedoch nicht juristisch / regulatorisch geprüft.

Referenzen

[1] BFH, Swissgrid, Market implications on Grid Connection Sizing for Photovoltaic Systems, https://www.bfh.ch/dam/jcr:1f1534d4-432e-43a7-98ab-a1758a627fe3/market-implications-and-grid-connection-are-ecee.pdf

Kontakt

www.bfh.ch/de/personen/christof-bucher

Technik und Informatik | Labor für Photovoltaiksysteme bfh.ch/pvlab

Berner Fachhochschule
Haute école spécialisée bernoise
Bern University of Applied Sciences

SAVE THE DATE:

Dienstag, 2. Juni 2026

Geplanter Schwerpunkt:

Gebäudeübergreifendes Leistungs-Management

Herzlichen Dank für Ihre Teilnahme, «e Guete», gute Heimreise und bis zum nächsten Jahr!

Fachtagung Netzanschluss, 3. Juni 2025

- Technik & Informatik, Energie- und Mobilitätsforschung, PV-Labor