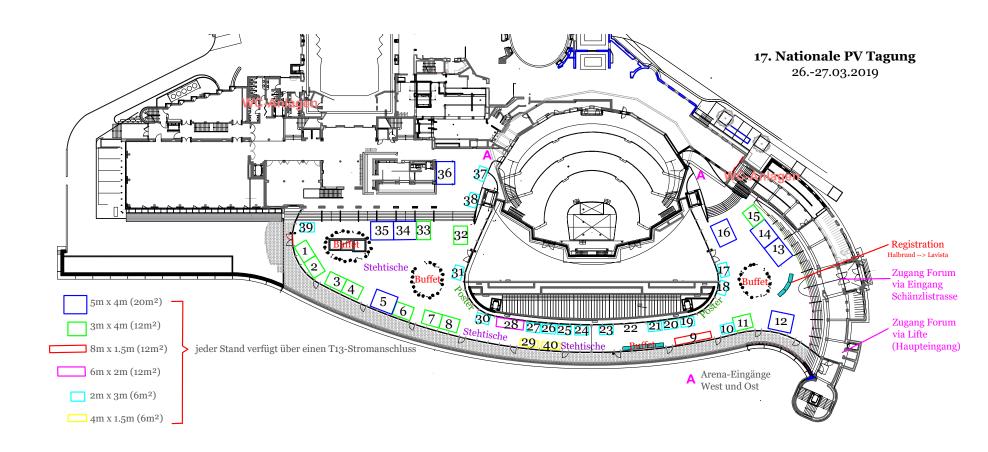
#### 17. Nationale Photovoltaik-Tagung 2019, Bern 17<sup>e</sup> Congrès photovoltaïque national 2019

#### Liste der Aussteller / Liste d'exposant

Aussteller / Exposant	Nummer / Numéro
Hanergy Thin Film Solar Switzerland GmbH	1
SolarEdge Technologies GmbH	2
Ernst Schweizer AG	3
Feller AG	4
Energie Wasser Bern	5
Weidmüller Schweiz AG	6
Recom	7
Axpo	8
Fronius Schweiz AG	9
Energyoptimizer GmbH	10
ABB	11
Eternit Schweiz AG	12
3S Solar Plus	13
Solarmarkt GmbH	14
Novagrid AG	15
TRITEC AG	16
Huawei Technologies	17
Krannich Solar AG	18
Enphase Energy	19
Energie Netzwerk GmbH	20
Arthur Flury AG	21
Hager AG	22
Jendra Power AG	23
Contec AG	24
IMOVATEC AG	25
PV Labor BFH-TI	26
Polysun / Vela Solaris	27
IBC Solar AG	28
Solar Swiss Connect	29
STRATO AG	30
engytec ag	31
Sputnik Engineering International AG	32
Glaromat AG	33
NeoVac ATA AG	34
Megasol Energie AG	35
IEA-PVPS Task 13, Schweizer Fachhochschulen & CSEM	
(BFH, SPF, SUPSI, ZHAW)	36
Egon AG	37
SMA Solar Technology AG	38
VSE	39
Telion AG	40



#### Posterbeiträge Photovoltaik-Tagung 2019, Bern Poster contribution congrès photovoltaïque national 2019

No.	Cat.	. Titel	Institution	Contact	E-Mail	Authors
1	Α	Efficient and stable fully slot die coated perovskite solar cell	EMPA Überlandstrasse 129 CH - 8600 Dübendorf	Rene Schneider	rene.schneider@empa.ch	A. Verma, D. Martineau, J., Heier, T. Meyer, R. Schneider, F. Nüesch
2	A	All thin-film flexible tandem solar devices: the promise of future low-cost photovoltaics	EMPA Überlandstrasse 129 CH - 8600 Dübendorf	Stefano Pisoni	stefano.pisoni@empa.ch	S. Pisoni, T. Moser, Y. Jiang, T. Feurer, S. Bücheler, A. N. Tiwari
3	Α	High-performance tandem solar cells with improved stability and cost competitive manufacturing	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) IMT PV-Lab Rue de la Maladière 71b CH 2002 Neuchâtel	Quentin Jeangros	quentin.jeangros@epfl.ch	Q. Jeangros, F. Fu, F. Sahli, B. Paviet-Salomon, S. Rafizadeh, A. Walter, S. Nicolay, M. Despeisse, C. Ballif, Y. Jiang, t. Moser, S. Bücheler, A. Tiwari, et al.
4	A	Silicon doped alloys deposited by PECVD on tunneling oxide for high-efficiency c-Si solar cells	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) IMT PV-Lab Rue de la Maladière 71b CH 2002 Neuchâtel	Frank Meyer	frank.meyer@epfl.ch	F.Meyer, M. Lehmann, A. Savoy, G. Nogay, Ch. Allebé, J. Stuckelberger, P. Wyss, J. Horzel, J. J. Diaz Leon, S. Nicolay, M. Despeisse, FJ. Haug, A. Ingenito, Ch. Ballif
5	В	Overlapped module : a unique cell layup capability thanks to Smart Wire Connection Technology	Meyer Burger Research AG Rouges-Terres 61, CH-2068 Hauterive / Switzerland	Pierre Papet	pierre.papet@meyerburger.com	P. Papet, L. Andreetta, T. Kossler, S. Hanni, B. Bonnet-Eymard, B. Strahm
6	В	Nachhaltigkeit und Materialströme von Photovoltaik in der Schweiz	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	U. Muntwyler, E. Schüpbach
7	В	Anti-soiling strategy using elctrodynamic-cleaning system	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Antonin Faes	antonin.faes@csem.ch	A. Faes, D. Petri, J. Champliaud, J. Geissbühler, J. Escarré-Palou, N. Badel, B. Roustom, C. Ballif, GO. Getaz, G. McKarris, M. Despeisse
8	В	Composite-based lightweight PV modules for building- integrated and portable applications	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) IMT PV-Lab Rue de la Maladière 71b CH 2002 Neuchâtel	Alessandro Virtuani	alessandro.virtuani@epfl.ch	A. C. Martins, A. Virtuani, C. Ballif
9	С	Electrical Performance Analysis of BIPV Modules at SUPSI-PVLab	SUPSI-DACD-ISAAC Campus Trevano, CH-6952 Canobbio	Gabi Friesen	gabi.friesen@supsi.ch	G. Friesen, R. R. Molinero
10	С	BIPVBOOST	Ernst Schweizer AG Bahnhofplatz 11 CH - 8908 Hedingen	Andreas Haller	andreas.haller@ernstschweizer.ch	F. Frontini, A. Haller, K. Viridén, U. Rühle
11	С	PV FOR COLOURED BUILDING FACADES	SUPSI-DACD-ISAAC Campus Trevano, CH-6952 Canobbio	Francesco Frontini	francesco.frontini@supsi.ch	E. Saretta, P. Bonomo, F. Frontini
12	С	Solar Energy Converging with Architecture	SolarLab SA EPFL Innovation Park, Batiment C CH - 1015 Lausanne	Davide Cayetano	davide.cayetano@solarlab.ch	D. Cayetano

13 C	C Sanierung im Bestand	Ingenieurbüro Hostettler Luisenstrasse 14, Postfach 159 CH - 3000 Bern 6	Thomas Hostettler	ib hostettler@bluewin.ch	T. Hostettler
14 [	D Der Borgna-Converter	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Daniel Gfeller	daniel.gfeller@bfh.ch	D. Gfeller, L. Borgna, U. Muntwyler
15 🛭	D Messung von PV Wechselrichtern mit 200% DC-Leistung	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	M. Lanz, U. Muntwyler, D. Bolliger (BKW)
16 🛭	D Integration of storage into PV-powered DC-Microgrid	HES-SO Valais-Wallis Route de Rawil 47 CH - 1950 Sion	Lino Capponi	lino.capponi@hevs.ch	Ch. Ellert, D. Blatter, L. Barras, D. Martinet, A. Carrupt, N. Girard, T. Sterren, A. Germanier, Ph. Barrade, D. Roggo, L. Capponi
17 🛭	Renewable Hydrogen directly from PV with metal-hydride storage	HES-SO Valais-Wallis Route de Rawil 47 CH - 1950 Sion	Julien Udry	julien.udry@hevs.ch	J. Udry, A. Carrupt, P. Barrade, D.Martinet, Ch. Ellert
18 E	E PV auf dem Gründach	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	F. Wassmann, U. Muntwyler
19 E	E Winterstrom aus PV in den Alpen	ZHAW Wädenswil Campus Grüntal CH-8840 Wädenswil	Jürg Rohrer	rohu@zhaw.ch	M. Schubert, J. Rohrer
20 E	E L-Sol: Gebäudeenergie-Konzept basierend auf PV/T-Module	ZHAW Wädenswil e Campus Grüntal CH-8840 Wädenswil	Jürg Rohrer	rohu@zhaw.ch	M. Schubert, J. Rohrer
21 0	Photovoltaics: made to last. Final results of the analysis of the first grid connected PV plant in Europe	SUPSI-DACD-ISAAC Campus Trevano, CH-6952 Canobbio	Mauro Caccivio	mauro.caccivio@supsi.ch	M.Caccivio, A. Virtuani, E. Annigoni, G. Friesen, C. Ballif, D. Chianese
22 0	Datenbanksystem für die Langzeitmessung des PV-Labors der Berner Fachhochschule	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	F. Kuonen, U. Muntwyler
23 G	G Towards a measuring norm for PV storage systems	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	D.U. Hunziker, D. Zurflüh, U. Muntwyler, E. Schüpbach
24 G	G PV und Schnee - PV Produktion im Winter	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	T. Schott, M. Lanz, D. Zurflüh, U. Muntwyler
25 0	Auswirkung von schnellen Strahlungsänderungen in Photovoltaikanlagen	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	F. Kuonen, U. Muntwyler

26	G	Hunziker Areal – Erhöhung des Eigenverbrauchs – Nutzenanalyse ZEV einer 512 kWp PV-Anlage	ZHAW School of Engineering Technikumstrasse 9 CH - 8401 Winterthur	Raphael Knecht	kner@zhaw.ch	R. Knecht, O. Stucki, E. Staib, F. Baumgartner
27	G	Netzintegration - Das Potenzial der Leistungsbegrenzung	Lars Huber Kirchstrasse 18, CH - 5643 Sins	Lars Huber	lars.huber.ch@gmail.com	L. Huber
28	н	SimZukunft - Fortschritte und Resultate	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Noah Pflugradt	noah.pflugradt@bfh.ch	N. Pflugradt, U. Muntwyler
29	н	Meteonorm 7.3 - neie Stadthitzedaten und aktuelle Zeitreihen	Meteotest AG Fabrikstrasse 14 CH - 3012 Bern	Jan Remund	jan.remund@meteotest.ch	J. Remund, S. C. Müller, R. Cattin
30	н	Potential increase of the PV hosting capacity using the flexibility of the households electricity demand in low voltage grids	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) IMT PV-Lab Rue de la Maladière 71b CH 2002 Neuchâtel	Jordan Holweger	jordan.holweger@epfl.ch	L. Bloch, J. Holweger, N. Wyrsch, Ch. Ballif
31	н	Der Weg zum digital-unterstützen Planungsprozess energetischer Systeme zur Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität	Vela Solaris AG Stadthausstraße 125 CH - 8400 Winterthur	Philip Stuber	philip.stuber@velasolaris.com	C. Steins, T. Richert
32	J	Arbeitsgruppe IEA PVPS TCP Task 17 "PV for Transport "	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	D. Zurflüh, D.U. Hunziker, U. Muntwyler
33	J	Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems	ZHAW Wädenswil Campus Grüntal CH-8840 Wädenswil	Jürg Rohrer	rohu@zhaw.ch	J. Rohrer, N. Sperr
34	J	PV Strompreise mit PV Anlagen mit 40 Jahren Laufzeit - ist das realistisch?	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	T. Schott, U. Muntwyler
35	J	Projekt PV Brandprävention	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	T. Schott, U. Muntwyler
36	J	Power-to-X: Status Quo und Perspektiven für die Schweiz	PSI, OVGA/103A SCCER HaE /JA WPP2X Forschungsstrasse 111, CH-5232 Villigen	Jörg Roth (vertreten durch Stefan Oberholzer)	office@sccer-hae.ch	T. Kober, C. Bauer, C. Bach, M. Beuse, G. Georges, M. Held, S. Heselhaus, P. Korba, L. Küng, A. Malhotra, S. Moebus, D. Parra, J. Roth, M. Rüdisüli, T. Schildhauer, T.J. Schmidt, T.S. Schmidt, M. Schreiber, R. Segundo Sevilla, B. Steffen, S.L. Teske

## Fully Slot-die Coated Efficient Perovskite

Solar Cells





Anand Verma°, David Martineau°°, <u>Rene Schneider</u>°, Jakob Heier°, Toby Meyer°°, Frank Nüesch°

° Empa, Überland Str. 129, 8600 Dübendorf °° Solaronix, Rue de l'Ouriette 129, 1170 Aubonne

Funded by-SFOE

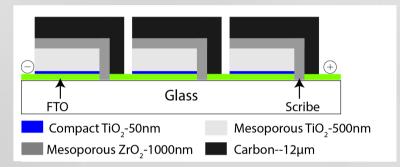


#### **Introduction**

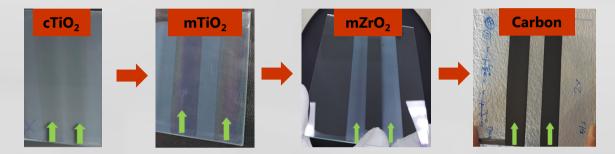
The focus of Peroprint is to develop perovskite solar cells with high efficiencies, using industrially relevant printing and coating techniques. Perovskite solar cells are the fastest developing solar cell technology till time. In a short time span, power conversion efficiencies exceeding 22% in small area lab cells were reported by different research groups, hereby challenging existing dominant photovoltaic technologies.

In this project, we were able to develop a fully slot die coated monolithic perovskite solar cells (MPSC) with 12% efficiency. We have successfully developed a co-firing method to fabricate a full stack of MPSC with one high temperature firing step. Screen printing was also developed in parallel to up-scale module sizes to 250×200mm.

#### **Device Structure**



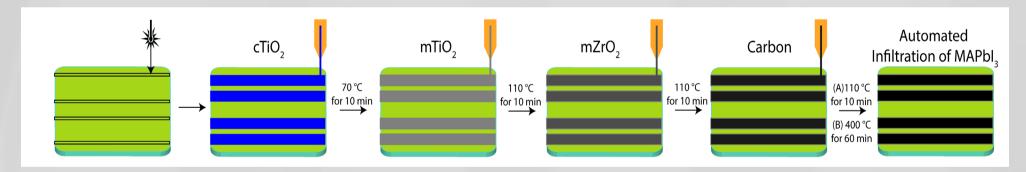
Solar cell module architecture



Slot-die stripe coating of  $cTiO_2$  on  $100 \times 100$  mm FTO coated glass substrate and then sequential deposition of the  $mTiO_2$ ,  $mZrO_2$  and carbon layers.

The solar cell module is built atop a single fluorine-doped tin oxide coated glass, where distinct areas are drawn by an insulation line in the conductive layer. On one area, dense and mesoporous titania layers form the electron selective anode. These layers are subsequently coated by an insulating layer of mesoporous zirconia, followed by a graphite/carbon-black layer which constitutes the hole-selective cathode. The latter overlaps as to land on the next area of the conductive substrate, hereby ensuring a serial connection to the adjacent cell. The module is completed by the introduction of methylammonium lead iodide perovskite from the annealing of a precursor solution sipped into the porous structure.

#### Slot-die Coating MPSC- Co-firing (EU Patent Applications: EP18180245.5 & EP18180243.0)

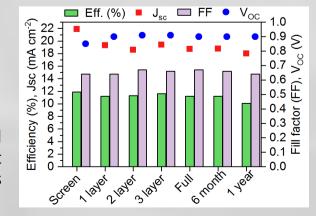


Slot die coating the full mesoporous MPSC process includes sequential deposition of compact titania ink on FTO, mesoporous titania, mesoporous zirconia and carbon electrode with intermediate drying steps. The process includes only one high temperature firing step after slot die coating all the layers, this reduces the fabrication time from 14 hours to 3.5 hours. The infiltration of the MAPbI<sub>3</sub> perovskite ink is done using a robotic dispensing system.

#### Device performance & Shelf-life stability

	J <sub>sc</sub> (mA/cm <sup>2</sup> )	V <sub>oc</sub> (V)	FF (%)	PCE (%)
Reference (Screen printed)	24	0.84	63	12.7
Slot die coated (Small area)	22	0.8	73	13.2
Slot die coated (Large area)	20	0.91	65.7	12.01

Screen-printed MPSC was used as a reference cell. Slot die coating was developed sequentially as shown in the figure where individual layers were slot die coated and the rest screen printed until a fully slot- die coated MPSC was achieved. Slot-die coated MPSC shows shelf-life stability of open cells over 1 year when stored under ambient condition.



#### **Future Work**

- Infiltration of perovskite precursor solution by an industrial technique
- Assess weatherability and environmental resistance
- Large area slot die coating on module sizes
- Incorporating laser ablation (P1, P2,P3) to increase the active area in modules



# All Thin-Film Flexible Tandem Solar Devices: The Promise of Future Low-Cost Photovoltaics

Stefano Pisoni, Thierry Moser, Yan Jiang, Thomas Feurer, Stephan Buecheler and Ayodhya N. Tiwari



Laboratory for Thin Films and Photovoltaics, Empa - Swiss Federal Laboratories for Materials Science and Technology, Ueberlandstrasse 129, 8600 Duebendorf, Switzerland Materials Science and Technology

#### Motivation and objective

To further reduce the cost of PV systems, it is pivotal to increase the efficiency and employ high-throughput manufacturing processes. The photovoltaic conversion efficiency of single-junction solar cells is intrinsically limited by the Shockley-Queisser limit, with significant energy losses due to thermalization

Theoretical efficiency (no losses) Four-terminal tandem

1.7 1.8 top cell band gap [eV]

Realistic efficiency >30 %,

considering state-of-the-art

The development of tandem solar cells overcomes this limit by maximizing the absorption over the entire solar spectrum

Ideal candidates for thin-film tandem devices:

#### Perovskite top cell:

- □ High efficiency (record of 23.7% (opaque) by ISCAS)
- □ Tunable wide band-gap (~1.6 eV)
- □ Sharp optical absorption edge
- □ High efficiencies on flexible substrates

#### Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> (CIGS) bottom cell:

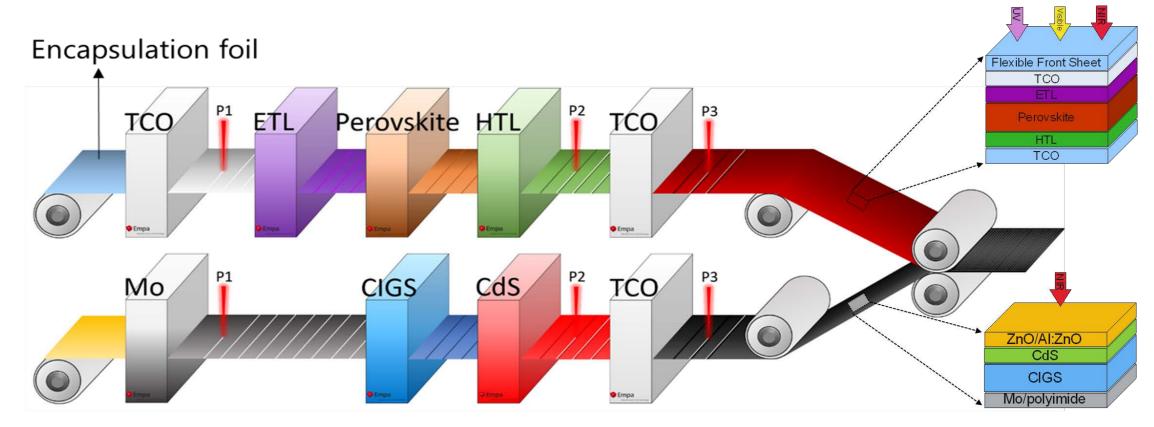
- □ High efficiency (record of 23.35% by Solar Frontier)
- □ Tunable low band-gap (~1.0 eV)
- □ Highly efficient on flexible substrates (record of 20.4%)

The possibility to develop efficient perovskite and CIGS solar cells on flexible substrates lays the foundations to lightweight flexible tandem devices by high-throughput roll-to-roll manufacturing

#### Objective:

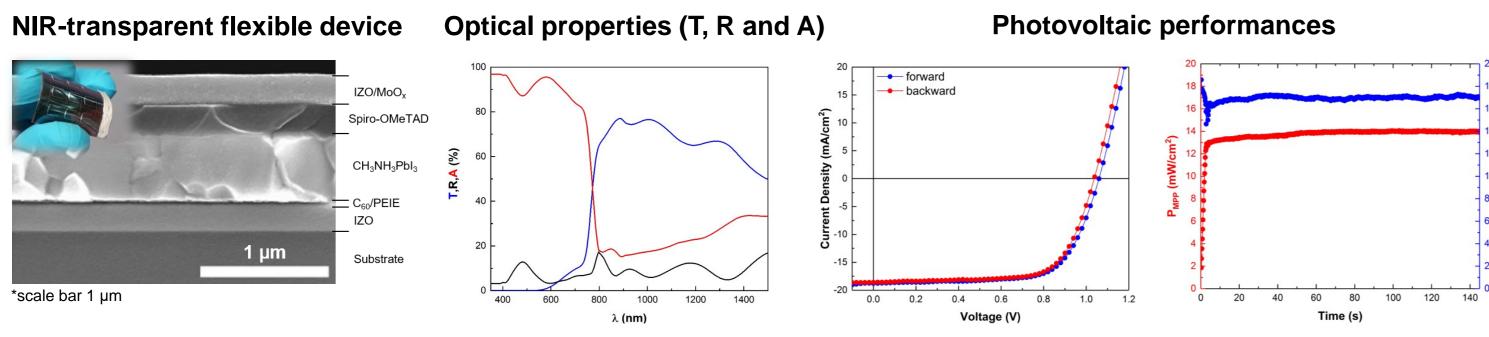
- □ Develop highly efficient NIR-transparent perovskite solar cells directly grown on the front sheet used to encapsulate flexible CIGS modules, avoiding additional costs for top cell substrate
- □ Demonstrate efficient flexible perovskite mini-modules with high geometric fill factor (GFF) Approach:
- □ Identify pathways to improve power conversion efficiency via optical/electrical loss analyses
- □ Employ highly precise and reliable laser scribing method for monolithic interconnections

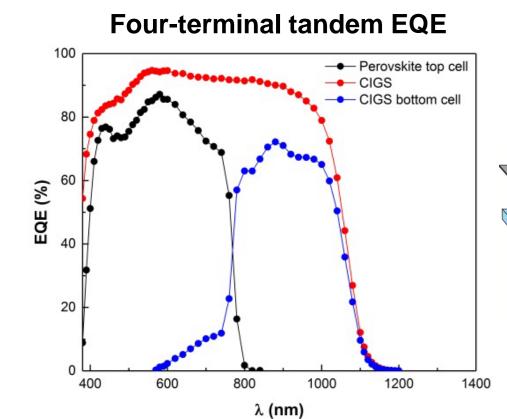
#### **Conceptual vision:**

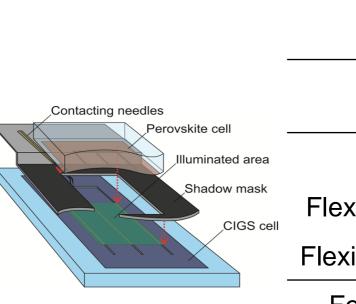


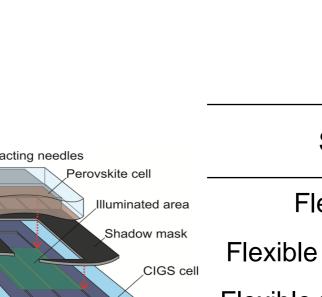
#### Results

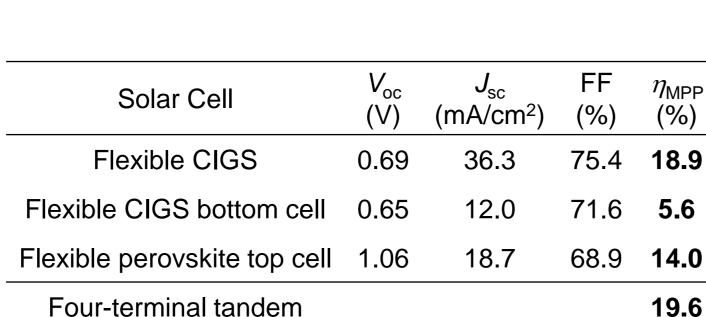
#### Flexible thin-film tandem device











Photovoltaic parameters

- □ 14.0% efficient NIR-transparent flexible perovskite solar cell with average transmittance of ~74% between 800-1000 nm
- □ Flexible tandem perovskite/CIGS with efficiency of 19.6% in four-terminal configuration

Pisoni S. et al., *J. Mater. Chem. A* **5**, (2017) Pisoni S. et al., NPG Asia Materials 10, (2018)

#### Loss analyses

#### Optical loss analysis (TMM-based simulations) Flexible Substrate $A (C_{60})$ A (PEIE) CH,NH,Pbl A (IZO front) Spiro-OMeTAD - EQE 550 650

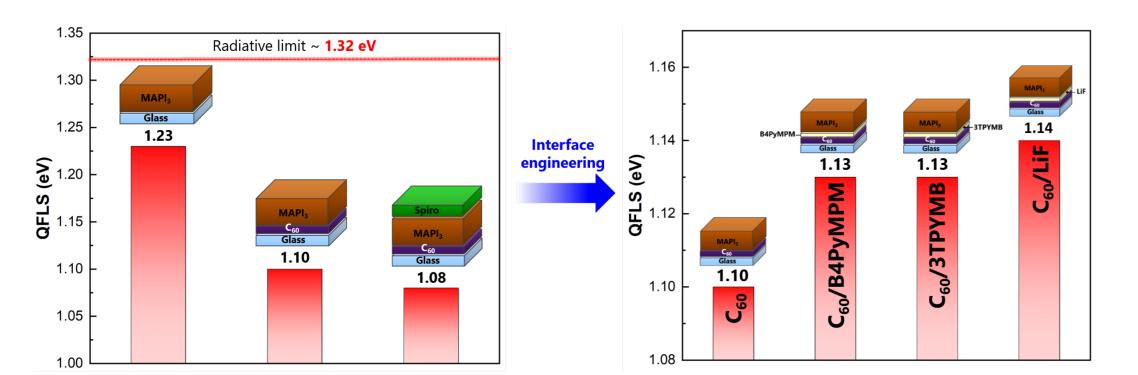
#### **Corresponding losses in** terms of short-circuit current

19.6

	Process	J (mA/cm <sup>2</sup> )
	Total reflection	1.8
	Total transmission	2.4
	Abs. in front IZO	1.0
	Abs. in PEIE	~0.0
	Abs. in C <sub>60</sub>	0.2
	EQE	18.7
	Abs. in Spiro-OMeTAD	~0.0
	Abs. in $MoO_x$	0.0
	Abs. in rear IZO	0.1
	-800 nm	

#### **Voltage loss analysis**

Wavelength (nm)



**Photoluminescence** 

quantum yield (PLQY)

Structure	PLQY
Glass/MAPI <sub>3</sub>	2.3 x 10 <sup>-2</sup>
Glass/C <sub>60</sub> /MAPI <sub>3</sub>	1.3 x 10 <sup>-4</sup>
Glass/C <sub>60</sub> /B4PyMPM/MAPI <sub>3</sub>	4.1 x 10 <sup>-4</sup>
Glass/C <sub>60</sub> /3TPYMB/MAPI <sub>3</sub>	5.9 x 10 <sup>-4</sup>
Glass/C <sub>60</sub> /LiF/MAPI <sub>3</sub>	8.1 x 10 <sup>-4</sup>

#### Optical loss analysis:

- □ Strong parasitic absorption in the front TCO and ETL (~1.2 mA/cm² lost)
- □ Significant reflection losses between 450-500 nm

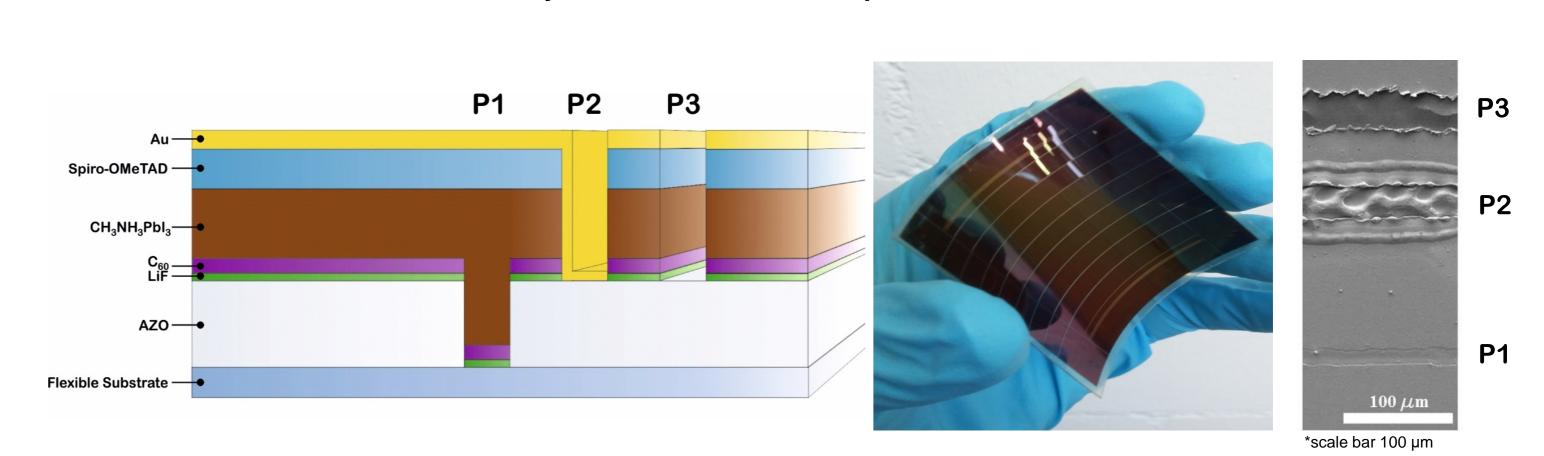
#### Voltage loss analysis:

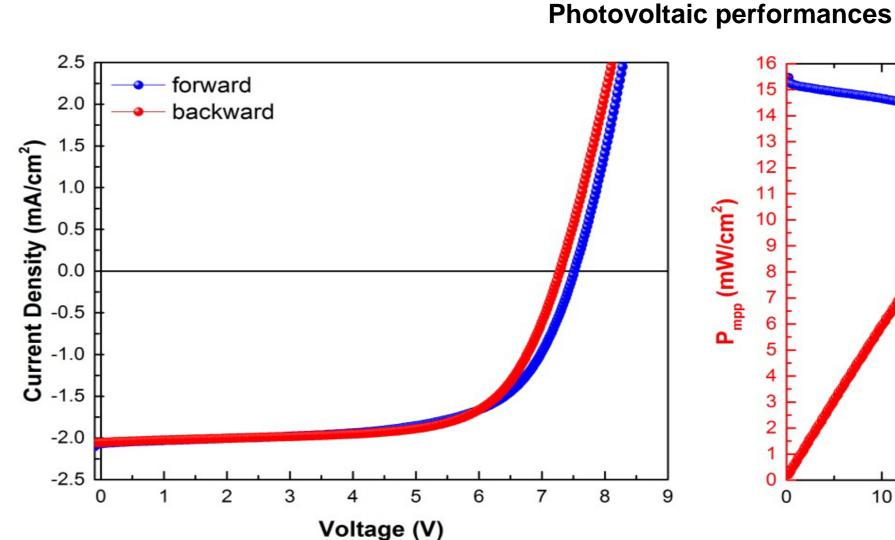
□ Strong non-radiative recombination losses at ETL/perovskite Interface: improvements via interface engineering

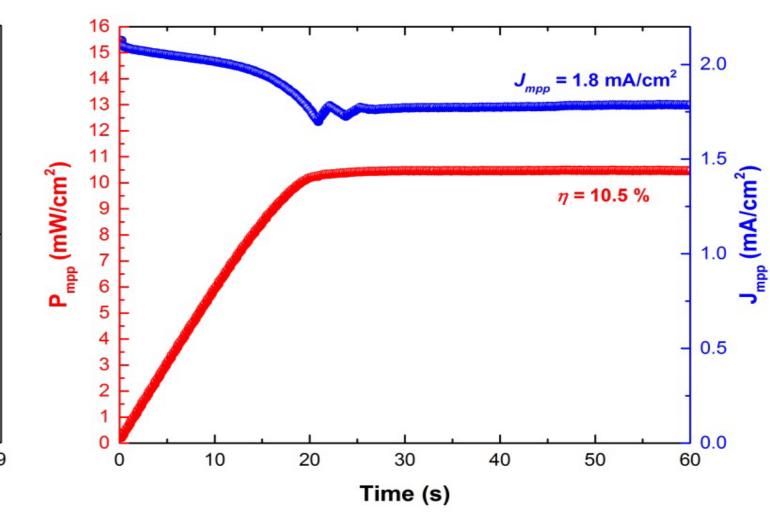
Pisoni S. et al., NPG Asia Materials 10, (2018) Pisoni S. et al., in preparation

### All laser-scribed flexible perovskite mini-module

Monolithically interconnected flexible perovskite mini-module







#### **Photovoltaic parameters** $\eta_{\mathsf{MPP}}$ Aperture Area GFF (%) (mA/cm<sup>2</sup>) (cm<sup>2</sup>)64.1 Forward 10.2 67.5 Backward

- □ Monolithically interconnected mini-module by laser scribing: high accuracy, reliability and ideal for flexible substrates
- □ Flexible perovskite mini-module with steady-state efficiency of 10.5% onto an aperture area > 10 cm<sup>2</sup> with a GFF~94%

Pisoni S. et al., Nano Energy 49, (2018)

#### Conclusion and outlook

- □ 14.0% efficient NIR-transparent flexible perovskite solar cell with ~74% transmittance (800-1000 nm)
- □ 19.6% efficient flexible perovskite/CIGS tandem measured in four-terminal configuration
- □ 10.5% all laser-scribed flexible perovskite mini-module with aperture area > 10 cm<sup>2</sup>
- □ Laser scribing enables high GFF (~94%)
- □ From optical and voltage loss analyses: further efficiency enhancements envisioned by using AR coatings, improved front TCO and interfacial modifications at charge transport layer/perovskite junction.

#### Acknowledgement

Partial funding through the following projects is gratefully acknowledged: NRP 70 (Swiss National Science Foundation) PV2050; Nano-Tera and Swiss Federal Office of Energy: SYNERGY; Nano-Tera: SYNERGY GATEWAY; FP7 APPOLO Project (609355)

#### Contact

Stefano Pisoni, stefano.pisoni@empa.ch, Phone:+41 58 765 4315

# Nachhaltigkeit und Materialströme von Photovoltaik – Modulen in der Schweiz

17. Nationale Photovoltaik-Tagung, Kursaal Bern, 26./27. März 2019 Prof. Urs Muntwyler, PD Dr. Eva Schüpbach, Roman Eppenberger (SENS eRecycling)



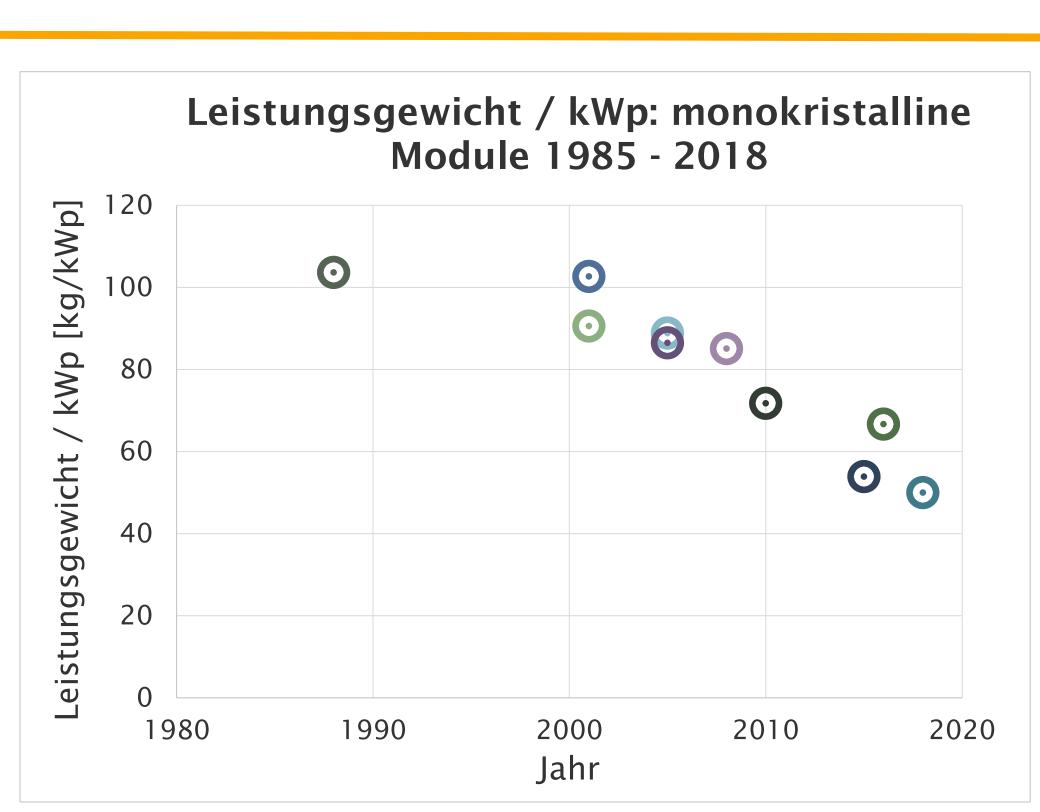
Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wird die fehlende Energie durch das Phase-out der Kernkraftwerke primär mit PV-Modulen erzeugt. Die Energiestrategie 2050 sieht einen Ausbau der Photovoltaik auf 12 TWh im Jahr 2050 vor. Dieser könnte aus verschiedenen Gründen bis 24 TWh ansteigen, wofür eine grosse Menge an installierten PV Modulen nötig wird. Nach einer Lebensdauer von 25-40 Jahren und mehr müssen all diese Module wieder abgebaut und entsorgt werden. Die Materialmengen, die dann in der Schweiz entsorgt und rezykliert werden müssen, sind erheblich.

#### Einführung

Dem Recyling zugeführte PV-Module werden in der Schweiz von der SENS eRecycling Organisation angenommen. Die Leistungsgewichte haben sich in den letzten 30 Jahren halbiert und der Wirkungsgrad von PV-Modulen verdoppelt. Im Jahr 2050 sind trotzdem grosse Mengen PV Module zu erwarten, welche verarbeitet werden müssen.

Jahr	Markt/ Jahr [MWp]	Stoffmenge (to)/Jahr
2000*	1	100
2005*	5	400
2010*	30	2'100
2015*	300	18'000
2020**	500	25'000
2025**	1'000	50'000
2050**	12'000	480'000
2050**	24'000	960'000

Berechnete (\*) und geschätzte (\*\*) jährlich verbaute PV Modulmengen in der Schweiz von 2000-2050.



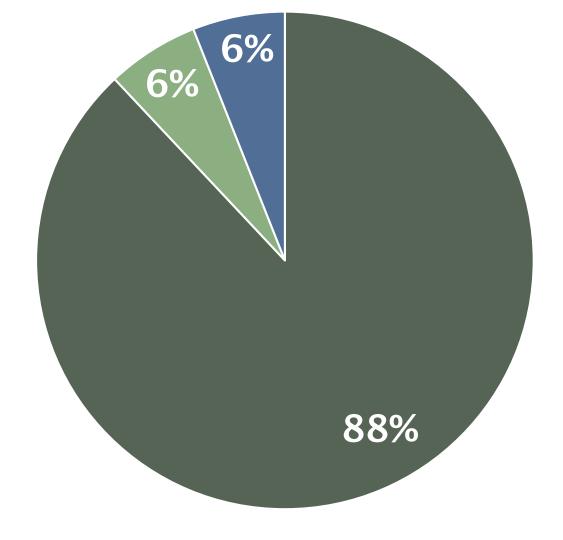
Entwicklung Leistungsgewicht monokristalliner PV Module seit 1985 (Halbierung in den letzten 30 Jahren und Verdoppelung Wirkungsgrad).

## **Recycling-Prozess**

Das aktuelle Recycling von PV-Modulen in der Schweiz ist einfach aufgebaut und basiert auf dem Zerkleinern der c-Si PV-Modulen in Hammermühlen sowie dem Schreddern und der Weiterverarbeitung der Materialpartikel in Deutschland.

In der Schweiz wurden seit 2015 folgende Mengen rezykliert:

2015: 71 Tonnen2016: 126 Tonnen2017: 337 Tonnen



- Glas (inkl. Silizium-Wafer)
- Metall (va. Alu)
- Kunststoffe (Folien)

Der grösste Anteil des Materials eines PV-Moduls ist Glas: 88% inklusive kristalline Siliziumwafer.



Rezyklierbares Material von PV-Modulen: Glas und Rahmenteile, vorne ein Haufen Plastik-Verbundsstoff in einer Recyclinganlage Quelle: SENS eRecycling.

#### Materialmengen 2050

24 TWh (960'000t) installierte PV-Module bedeuten pro Kopf eine Erhöhung des rezyklierten Materials von ca. 5 kg / eine Erhöhung von 50% des von SENS eRecycling rezyklierten Elektroschrotts gegenüber dem Jahr 2015.



Beim zukünftigen Rückbau der ältesten und grössten PV Anlage Europas auf dem Mont Soleil (CH) müssen 60t Material abgebaut werden.

#### Ausblick

Die Herausforderungen sind gut lösbar, denn die Materialien sind bekannt und können bereits heute gut rezykliert werden. Die zu erwartenden Mengen in der Zukunft sind zwar gross, liegen aber in bekannten Grössenordnungen.

**Verdankung**: Diese Forschungsarbeit ist Teil der Aktivitäten im Swiss Centre for Competence in Energy Research "SCCER-FURIES" (Future Swiss Electrical Infrastructure), finanziert von Innosuisse (Schweizerische Agentur für Innovationsförderung - SCCER Programm). Ebenfalls wird die finanzielle Unterstützung der Berner Fachhochschule BFH in Burgdorf (Schweiz) hier freundlich verdankt.







Bundesamt für Energie BFE

Confederazione Svizzera

Confederaziun svizra

Schweizerische Eidgenossenschaft

Institute for Applied Sustainability to the Built Environment

# **Electrical Performance Analysis of BIPV Modules at SUPSI-PVLab**

#### G. Friesen, R. Roldan Molinero

Institute of Applied Sustainability to the Built Environment, SUPSI, Campus Trevano, CH-6952 Canobbio

#### INTRODUCTION

Due to the dropping price of photovoltaic modules, building integrated photovoltaic (BIPV) products are getting more and more attractive for the building industry. An increasing number of new coloured modules are reaching the market, promising added value thanks to improved aesthetics, but at the cost of a lower energy yield. Many of these modules' concepts integrate advanced c-Si technologies with higher efficiencies or bifacial cells in order to partially compensate these losses. Some others add spectral selective filters which are able to reduce the temperature reached by the cells further compensating the yield losses.

#### **OUTDOOR TEST FACILITY**



#### **Acquired module and meteo data** (11 months, \* 1 month see table)

- Module Pmax, Isc, Voc
- Back of module temperature
- Global in-plane and spectral irradiance Horizontal global and diffuse irradiance

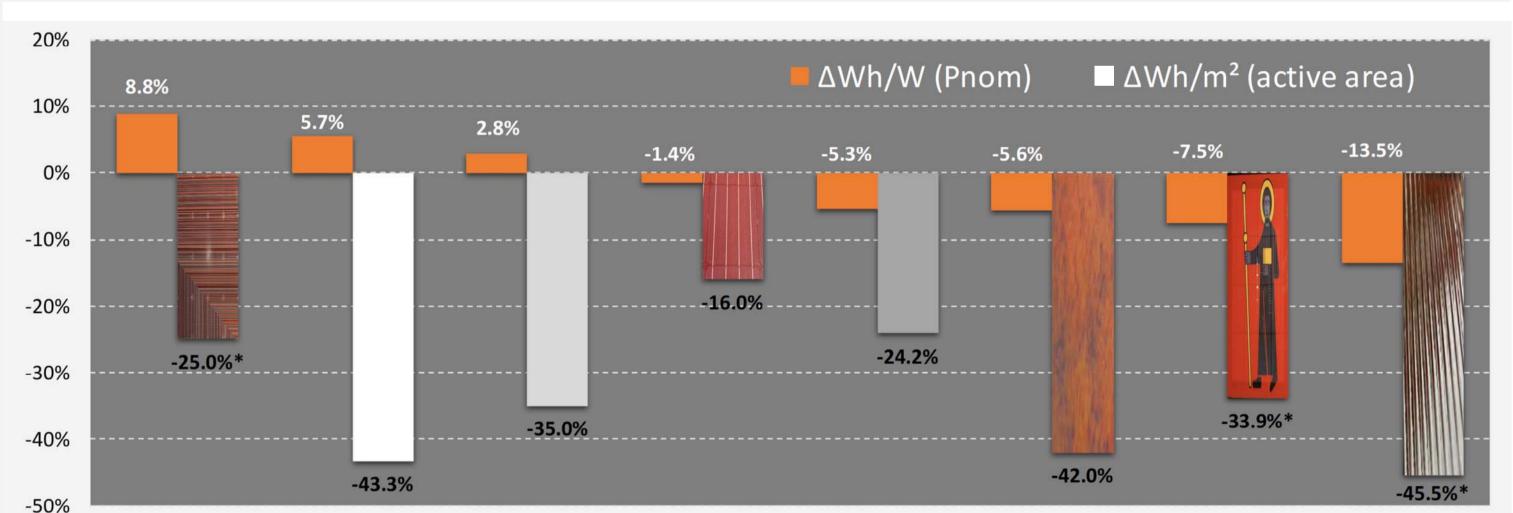
#### **Aesthetical variations of modules**

- colour (white, grey, terracotta, multicolour)
- transparency (partial or full cell camouflage)
- pattern (uniform, pictures, geometric figures, marbled)
- surface structure (flat or structured glass)
- bifaciality (glass/glass module with bifacial cells)

	P <sub>nom</sub>	η <sub>nom</sub>	special module characteristics
REF	290	17.6	
white	156		full cell camouflage and selective scattering filter
REF	170	16.2	
terracotta	145		partial cell camouflage
REF*	95	13.6	
light grey*	67		full cell camouflage
marble*	65		full cell camouflage
dark grey*	84		partial cell camouflage
REF commercial	240	19.0	
textile bifacial	58		multicolour design with bifacial cells
red prismatic glass	47		façade module with 9mm prismatic front glass
REF commercial	260	15.9	
design	50		picture printing

Coloured modules: modules from P&D or R&D projects as well as prototypes delivered by manufacturers. Standard reference modules: not for all modules transparent references of the same type were available so commercial modules with similar cell efficiencies are used for the comparison.

#### **OUTDOOR PERFORMANCE**



Preliminary results of the energy output [Wh] of the coloured modules with respect to its reference modules are here presented once normalised to the nominal power  $(P_{nom})$  and once to the active module area (cell area x number of cells in series).

\* values still to be corrected for differences in cell efficiency.

#### MODULE CHARACTERISATION AND LOSS ANALYSIS

The full characterisation of PV modules in the laboratory is the base to better understand difference in energy output under real operating conditions. The losses or gains due to irradiance, temperature, spectrum and angle of incidence can be calculated individually and used to predict the performance of coloured modules.

#### **Electrical characterisation at SUPSI-PVLab**

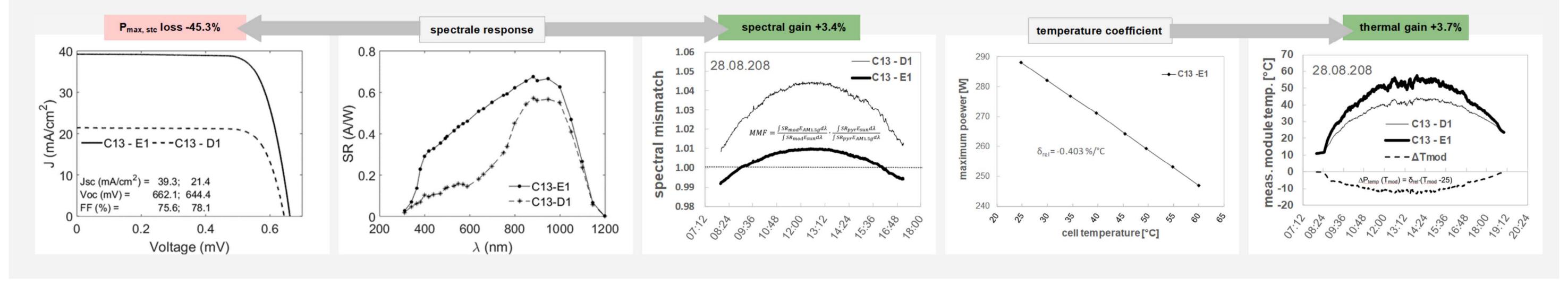
- I-V measurement at STC accord. IEC 60904-1 ( $u(P_{max})$ = 1.6 % [k=2])
- Spectral response acc. to IEC 61853-2
- Temperature and irradiance dependency acc. to IEC 61853-1
- Angle of incidence dependency acc. to IEC 61853-2 (under construction)

#### **Loss Analysis**

- $\bullet$  colour  $\rightarrow$  spectral response ( $I_{sc,stc}$  loss)  $\rightarrow$  cell temperature ( $V_{oc}$  gain) → spectral mismatch in the field (I<sub>sc</sub> gain)
- transparency  $\rightarrow$  light transmission ( $I_{sc,stc}$  loss)
- pattern  $\rightarrow$  current mismatch ( $I_{sc,stc}$  loss)
- surface structure  $\rightarrow$  light trapping ( $I_{sc}$  gain)
- glass thickness  $\rightarrow$  heat dissipation ( $V_{oc}$  loss)
- bifaciality  $\rightarrow$  back side irradiance ( $I_{sc}$  gain)

#### **EXAMPLE OF WHITE MODULE (SINGLE SUMMER DAY)**

The white module demonstrated a difference with respect to its reference of -43.3% Wh/m² and +5.7% Wh/Wp. The first order loss is given by the reflection of the visible spectrum quantifiable through the spectral response measurement. For a typical clear summer day with spectral variations, this loss is partially compensated by spectral mismatch (MM) effects and thermal effects due to a lower cell temperature of up to 10°C.



#### **CONCLUSIONS & OUTLOOK**

The performance of coloured modules depends strongly on how the modules are designed (cell technology, colour technology, transparency, patterning as well as the front and back material). Variations from +9% to -13% in Wh/Wp have been observed with losses in relative efficiency up to 45% for the modules where the cells are almost completely hidden. The ongoing indoor characterisation will allow to discern the single losses for each module technology and to update the current figures. First results have been shown for the white module with a good overlap between measured and estimated losses.



AUTHORS: Francesco Frontini, SUPSI; Ulfert Ruehle, Flisom AG; Andreas Haller, Ernst Schweizer AG; Karl Viriden, Viriden + Partner AG; Pablo Alonso, WIP

## PROJECT PURPOSE

Building-integrated photovoltaic (BIPV) technology has the potential to significantly contribute to the achievement of the demanding energy efficiency targets set by the EU, however, its market uptake has been hindered in the past years by the difficulties of the industry in providing holistic solutions complying with key demands from decision makers and end-users.

This market deployment depends critically on the achievement of ambitious targets in terms of significant cost reduction, flexibility of design, high performance, reliability in the long-term, aesthetics, standardization and compliance with legal regulations.

In this context:

BIPVBOOST aims at bringing down the cost of multifunctional buildingintegrated photovoltaic (BIPV) systems, limiting the overcost with respect to traditional, non-PV, construction solutions and nonintegrated PV modules, through an effective implementation of short and medium-term cost reduction roadmaps addressing the whole BIPV value chain and demonstration of the contribution of the technology towards mass realization of nearly Zero Energy Buildings.

## PROJECT SCOPE

**BIPVBOOST** address will challenges these implementing shortmedium-term cost reduction roadmaps along the BIPV value chain, at 4 levels:

Flexible and automated BIPV manufacturing line development

Large portfolio of multifunctional **BIPV** products

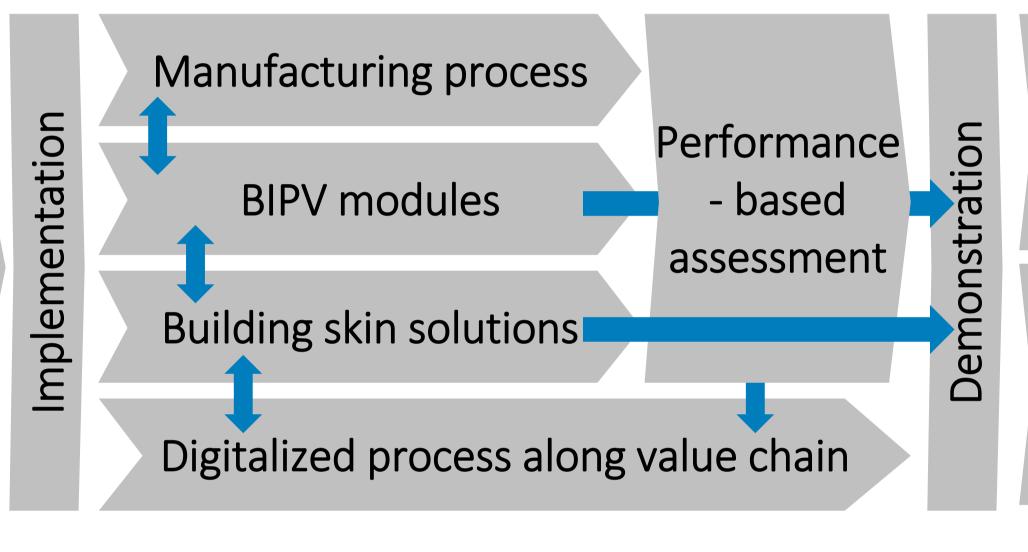
Digitalized process and energy management system along the value chain

EXPECTED IMPACT

Advanced standardization activities supporting the qualification of BIPV systems for a massive implementation in the building skin

## METHODOLOGY

Roadmaps for cost reduction development & nZEBs energy targets and environmental assessment



### Test facilities TRL 6

Real buildings TRL 7

## 50% reduction of additional cost of BIPV modules in 2020 and 75% reduction in 2030

From 15% to 25% in our high scenario, reaching an annual development of up to 3 GWp by 2025 and of 9.3 GWp by 2030

Workforce linked to BIPV could increase from 20% to 44% during the 2020-2030 decade

## PROPOSED INNOVATIONS

#### Automated BIPV manufacturing line development

- Tabber-welding for c-Si,
- Tabber-welding for back-contact cells
- Self-configurable string lay-up equipment
- Semi-manual string interconnection station
- Automatic and self-configurable in-line electroluminescence quality control

#### Multifunctional BIPV products

- Coloured c-Si based solutions for ventilated façades
- a-Si patterning solutions for skylights, ventilated façades and curtain walls
- Bifacial modules for balustrades
- Back-contact modules for walkable floors, curtain walls

#### Building skin solutions

- Multifunctional BIPV opaque façade cladding solution
- Enhanced frameless façade systems with CIGS on metal modules
- Enhanced roof and façade systems with CIGS on metal modules
- Glass-glass plug&play façade systems

#### Digitalized process

- BIM-based tool supporting process design, manufacturing and installation
- Cloud-based BEMS including demand response and storage management
- Fault detection and diagnosis tool
- Augmented reality app for pre-design stage

## SWISS OBJECTIVES

Enhanced and cost effective lightweight roof and façade systems for BIPV based on CIGS on metal

as a joint design between FLISOM (CIGS on metal modules producer) and SCHWEIZER (metal structures for building skins with improved efficiency and scalability



panel, developed by PIZ in collaboration with SUPSI, follows the same principle and rules of the conventional cladding Element and in order to improve their performance together with glass based modules, CIGS lightweight modules of FLISOM will be integrated.

standardization and performance Advanced assessment activities within a digital and datadriven process to support the qualification (SUPSI) and architectural integration (VIRIDEN) towards market systems large deployment.



These products and technologies will be demonstrated in four different large scale demo-sites in Europe

## Consortium





































Find us on:





to the Built Environment







For more information please visit our Stand: come and visit us!

## PV FOR COLOURED BUILDING FACADES

#### Erika Saretta\*, Pierluigi Bonomo, Francesco Frontini

University of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland (SUPSI), Institute for Applied Sustainability to the Built Environment (ISAAC), Campus Trevano, CH-6952 Canobbio, Switzerland. \*Corresponding author: francesco.frontini@supsi.ch

#### THE AIM

This research project aims to develop a supporting study useful to describe the relation between the front glass treatments (colour, transparency, glass type) and the PV energy behaviour (power output, operating temperature) for customized BIPV façade elements.

#### THE OBJECTIVES

- 1. Indoor characterization of the electrical behaviour of coloured BIPV modules,
- 2. Outdoor electro-thermal characterization of coloured BIPV modules, when they are installed as façade elements to also investigate whether there are peculiarities which need to be further analysized,
- 3. Evaluation of the mismatch among different coloured BIPV modules to realize multi-chromatic BIPV modules in the early design phase.

#### 1. INDOOR CHARACTERIZATION

Power measurements at STC has been performed for each prototype with an uncertainty of 2%, as well as electro-luminiscence test to detect cell damages.

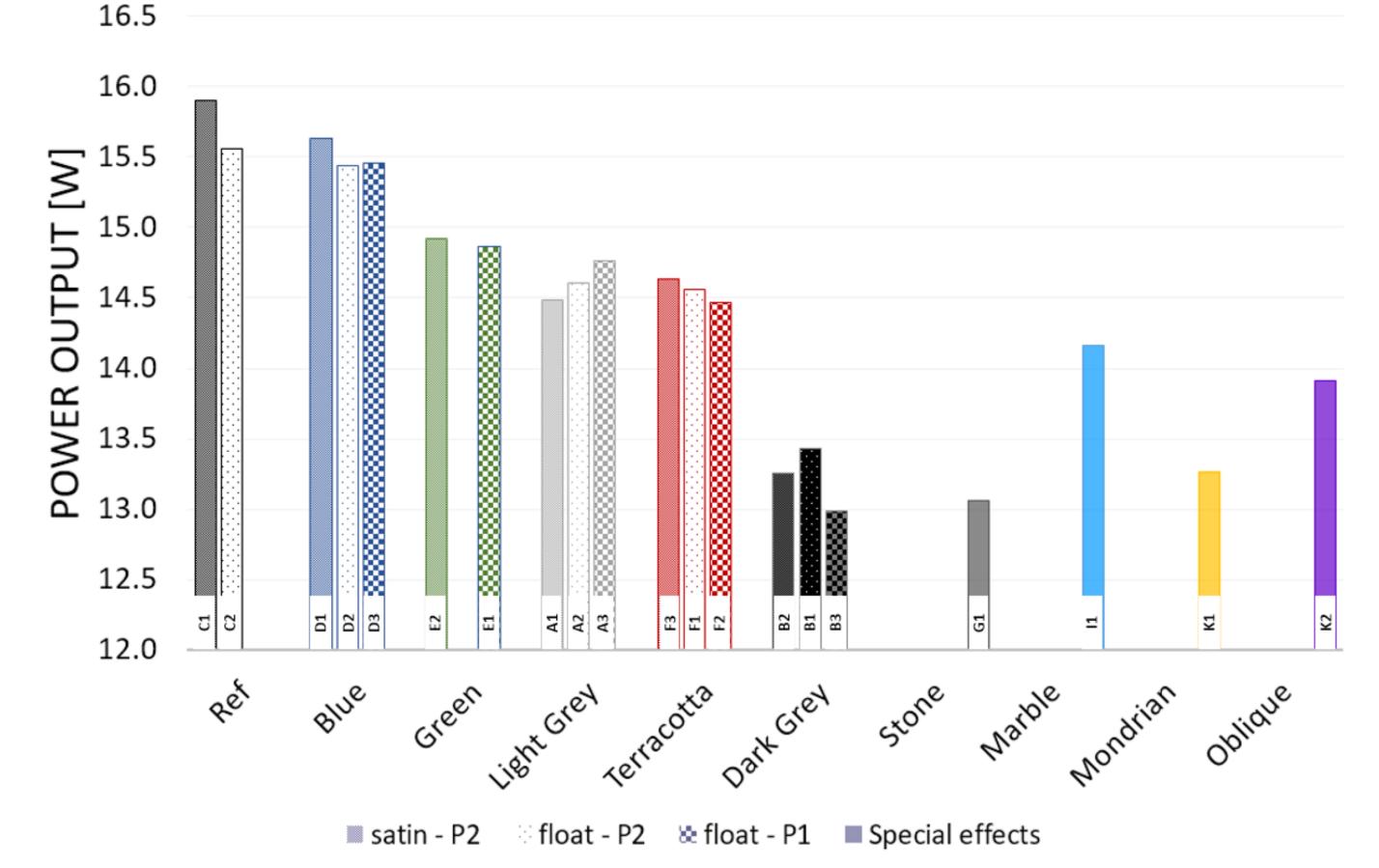
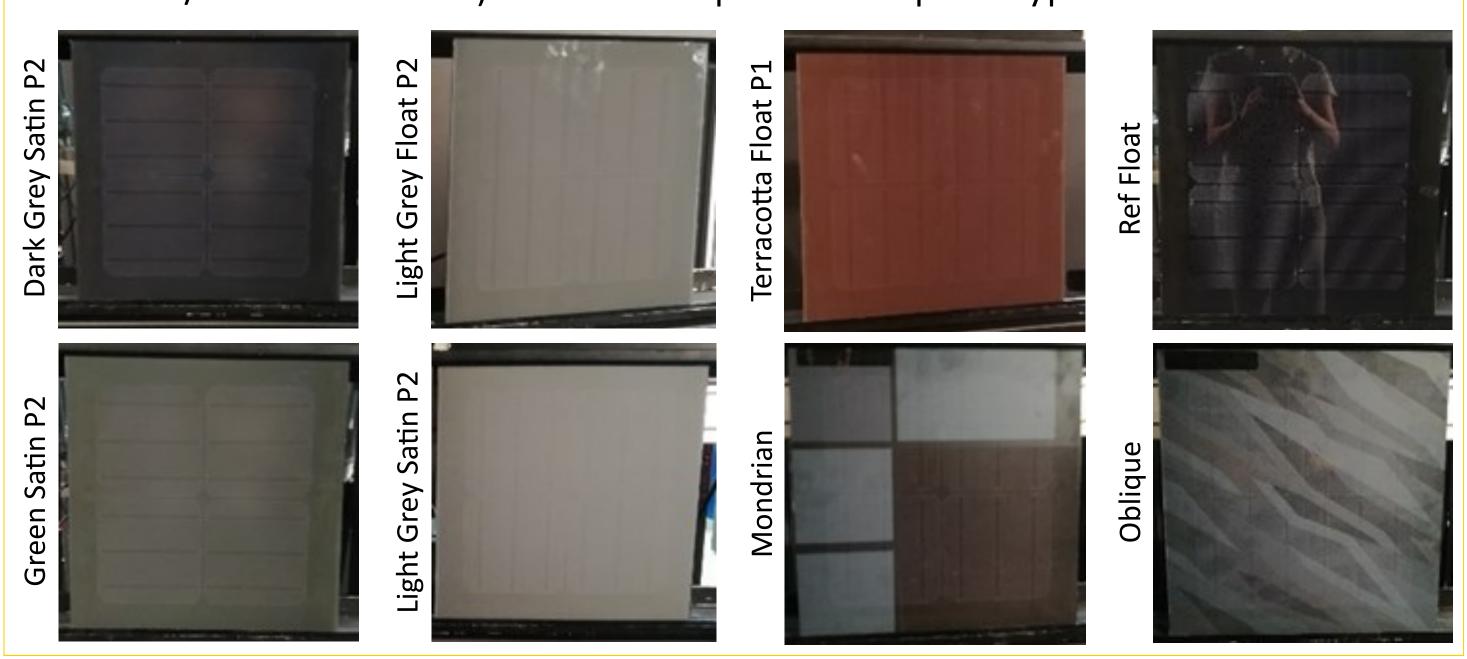


Fig. 1. Results of the power measurements carried out for each one of the 20 prototypes

#### THE PROTOTYPES

The 20 coloured glass/glass specimens provided by SUNAGE AG are made of 4 mono c-Si cells connected in series where the front glass has different design options: (i) colour type, (ii) glass type (float/satin), (iii) colour positioning (outer side – P1 / inner side – P2). Some examples of the prototypes:



#### 2. OUTDOOR CHARACTERIZATION

Two different measurement campaigns "A" and "B" have been carried out to investigate the electro-thermal behaviour when prototypes are installed vertically outdoor as facade elements:

- "A": 3 coloured modules with float glass and colour in P2 (F1-terracotta, D2-blue, A2light grey) and the reference module with float glass (C2-ref) have been monitored to compare the effect of colour types on the performances,
- "B": 2 coloured modules with satin finish glass and colour in P2 (E2-green, F3terracotta) together with the modules "reference" with satin finish glass and float glass (C1-ref, C2-ref) have been monitored to assess the effect of two colour types and the effect of different glass type thanks to the comparison among modules C1 and C2.

Outdoor measurement campaign "A"		Outdoor measurement campaign "B"	
4.9% for the float blue prototype (D2)		2.6% for the "no colour" float (C2)	
8.1% for the float light grey prototype (A2)	in comparison to the "reference" prototype with	7.2% for the satin green prototype (E2)	in comparison to the "reference" prototype with satin finish glass
10.5% for the float terra- cotta prototype (F1)	float glass (C2)	11.6% for the satin terracotta prototype (F3)	(C1)

Tab. 1. Results of the comparison among different prototypes at outdoor conditions

#### 3. EVALUATION OF THE MISMATCH

Thanks to the IV curves recorded from the power measurements at STC, it is possible to evaluate the electrical mismatch in terms of current intensity for the three glass types. In particular, by means of an an empirical method, the mismatch has been calculated, as shown in Fig. 2, in order to identify:

- the most suitable and efficient colour combinations,
- the related power output.

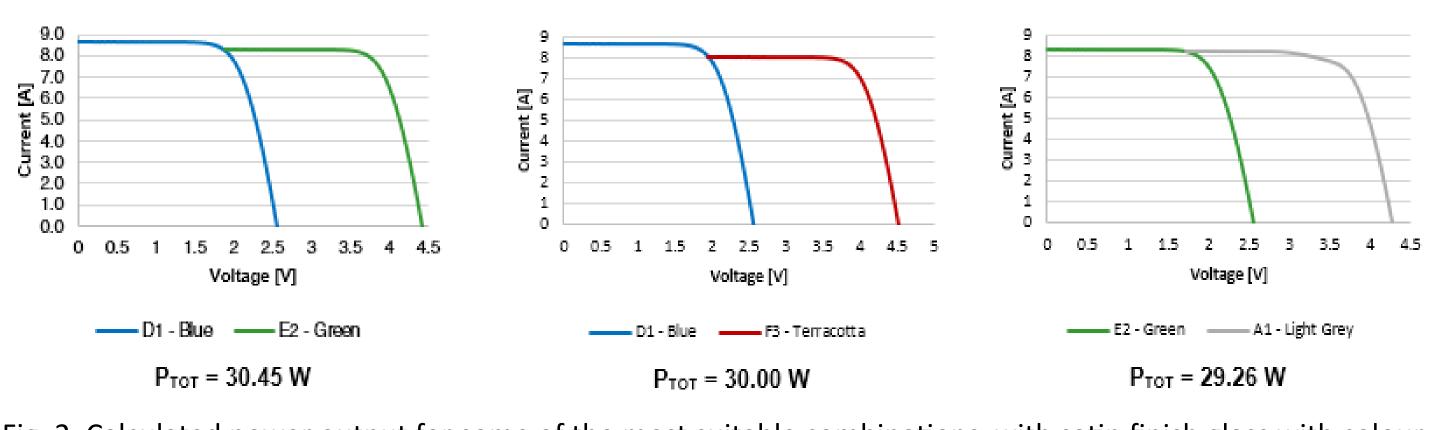


Fig. 2. Calculated power output for some of the most suitable combinations with satin finish glass with colour applied in P2

Then, the most suitable combination have been connected in series and subjected to the power measurement test with the aim to validate the empirical method and assess the validity of the calculated power output. As a result, it appears to be reliable (see Tab.2).

Combin	ation	Calculated Value [W]	Measured Value [W]	Error [%]
	D1 Blue + E2 Green	30.45	30.65	0.65
	D1 Blue + F3 Terracotta	30.00	30.27	0.89
	E2 Green + A1 Light Grey	29.26	29.44	0.61

Tab. 2. Comparison among the calculated power output and the measured power output for some of the most suitable combinations with satin finish glass with colour applied in P2

## CONCLUSIONS AND NEXT STEPS

From this investigation on different coloured BIPV prototypes, it emerges that one of the main influencing factors of the electrical behaviour is represented by the front glass type. Indeed, float glass involves lower performances in comparison to satin finish glass, mainly because float glass causes high light reflections, especially at outdoor conditions. Moreover, thanks to the empirical method developed for the evaluation of the mismatch, multi-chromatic BIPV modules can be envisioned in the early-design phase "with the energy concept in mind", thus reducing time and costs in producing real multi-chromatic prototypes.

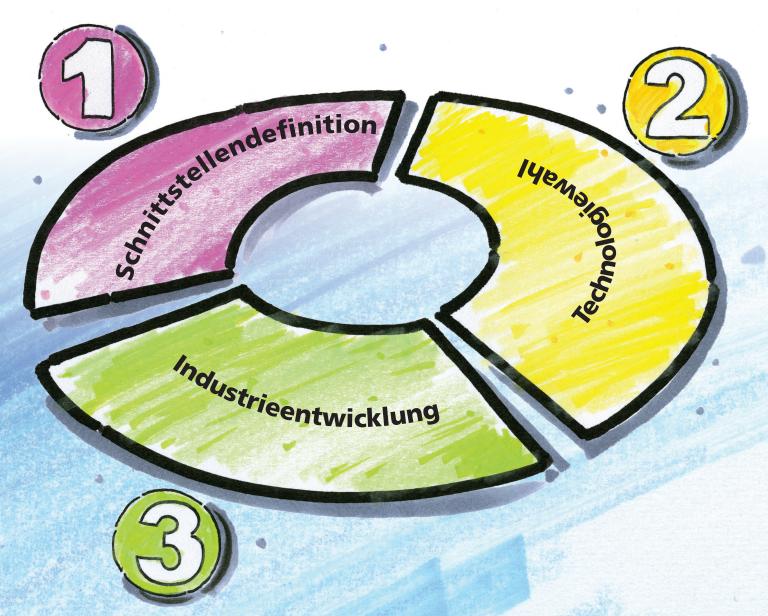
In particular, thanks to the investigation of other coloured prototypes, the development of a smart-tool can be envisioned to estimate the electrical output of multi-coloured BIPV modules before the realization and the testing of real prototypes.



#### INGENIEURBÜRO HOSTETTLER

#### **Sanierung im Bestand**

Herausforderungen in Organisation und Technik am Beispiel der BIPV-Fassade der Mobiliar in Bern



#### Schnittstellendefinition

#### Aufgabenverteilung Generalplanerteam

- Zuständigkeit Planung Architekt: Aufteilung der Funktionen und grundsätzliche Disposition der Glaslamellen, Gestaltung des Sonnenschutzes
- Zuständigkeit Fassaden Planer: Auswahl und Vordimensionierung Fassadensystem und Sonnenschutzsystem, Definition mechanische Anforderungen an die Lamellen
- Zuständigkeit PV Planer: Definition elektrische Anforderungen an die Lamellen, Wahl Konzepte und elektrische Dimensionierung, Einbindung Blitzschutzsystem, Energieverwendung

#### Aufgabenverteilung Ausführung

- Zuständigkeit Fassadenbauer: Mechanisches System
- Zuständigkeit PV-Installateur: Elektrisches System

#### Auswahl Ausschreibungsmodell durch die Bauherrschaft

- Separate Ausschreibung pro Gewerk
- Vorteil: Direkter Zugriff auf jeden Beteiligten, da vertraglich eingebunden
- Nachteil: Im Problemfall Hin und Herschieben von Verantwortlichkeiten möglich
- Gesamtpaket über die gesamte Anlage
- Vorteil: Ein Ansprechpartner für alles
   Nachteil: Fehlender direkter Zugriff auf jeden Beteiligten, da keine vertragliche Bindung

#### **2** Technologiewahl

#### Einflussfaktoren für die Technologiewahl

- Komplexität der Gebäudefassade: Einfache Geometrien geben viel Spielraum/komplexe Geometrien schränken ein
- Nutzung der dahinterliegenden Räume: Arbeitsräume mit hohen Anforderungen/ Verkehrs- und Begegnungszonen mit mehr Freiheiten

#### Das bedeutete im Fall Monbijoustrasse 68

- Komplexe Gebäudefassade mit 16 verschiedenen Teilflächen
- Räume überwiegend als Büro genutzt (gleichmässiges Schattenbild gefordert)
- Sonnenschutzfunktion zwingend (80 Prozent Abschattung)

#### Im Sommer 2013 erhältliche Technologien

- Kristalline Siliziumzellen ohne Teiltransparenz (diverse Fabrikate)
- Monokristalline Siliziumzellen mit Teiltransparenz (Sunways)
- Amorphe Silizium-Dünnschichtzellen mit Teiltransparenz (Schüco, Schott, usw.)
- Organische Dünnschichtzellen (Grätzel, kurze Zeit später OPV)

#### **Gründe für die Produktwahl von Schott Solar** (ASITHRU)

- Absolut gleichmässige und fein strukturierte Abschattung möglich
- Layoutmöglichkeiten teilweise skalierbar
- Technologie lange am Markt erhältlich

#### Industrieentwicklung

Grösste Herausforderung bei länger dauernden Projekten! Bei Ausfall eines Lieferanten muss der ganze Evaluationsprozess erneut durchlaufen werden und die aktuell erhältlichen Technologien neu bewertet werden.

#### Länger andauernde Projekte

- bergen Risiken, weil Hersteller Produktelinien aufgeben
- bergen Chancen, weil Hersteller Produkte zur Marktreife bringen

## Der Borgna-Converter

Eine neue DC-DC-Wandler-Technologie mit herausragendem Wirkungsgrad für Anwendungen im Bereich der erneuerbaren Energien

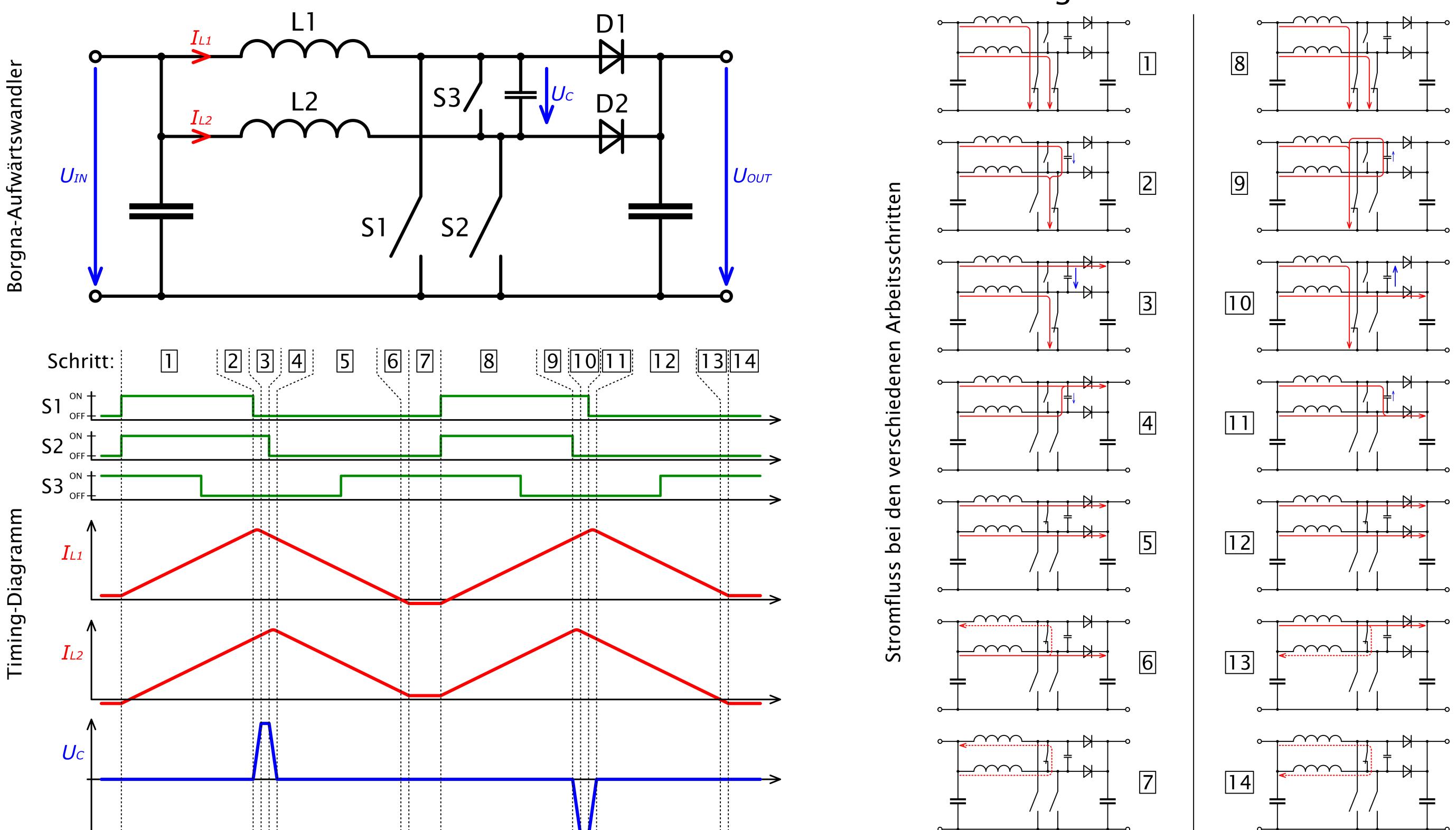
17. Nationale Photovoltaik-Tagung, Kursaal Bern, 26./27. März 2019 Daniel Gfeller, Luciano Borgna, Prof. Urs Muntwyler



Der Borgna-Converter ist eine neue, einfache Topologie für DC-DC-Wandler mit sehr hohem Wirkungsgrad und ausgezeichnetem EMV-Verhalten. Ein Borgna-Converter besteht aus zwei Teilkonvertern der altbekannten Topologien des Aufwärts-, Abwärts- oder Inverswandlers. Die Chopper-Spannungen der beiden Teilkonverter werden durch einen kleinen Koppelkondensator miteinander verbunden. Eine clevere Ansteuerung bewirkt, dass die Leistungshalbleiter in stromlosem Zustand einschalten und in nahezu spannungslosem Zustand ausschalten. Damit werden Schaltverluste und elektromagnetische Störungen fast vollständig vermieden. Der Borgna-Converter ist nach seinem Erfinder und unserem langjährigen Mitarbeiter Luciano Borgna benannt.

#### Funktionsprinzip

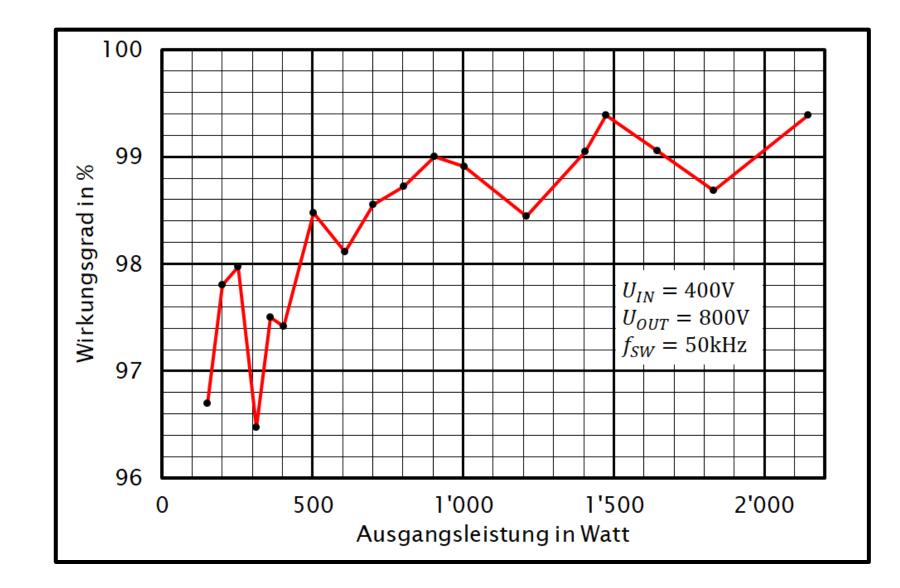
Das Funktionsprinzip des Borgna-Converters wird hier anhand des Aufwärtswandlers gezeigt. Es lässt sich jedoch auch direkt auf den Abwärtswandler und den Inverswandler übertragen.



Das Einschalten in den Schritten 1 & 8 erfolgt stromlos. Die Kondensatorumladungen in den Schritten 2, 4, 9 & 11 bewirken ein nahezu spannungsloses Ausschalten.

#### Realisierter Prototyp

Wir konnten die sehr guten Eigenschaften des Borgna-Converters anhand eines bidirektionalen 2kW-Prototyps bestätigen. Das Gerät hat einen Spitzenwirkungsgrad von 99.4% und leitungsgebundene Störemissionen von weniger als 80dBµV (ohne EMV-Filter). Das Schaltungsprinzip wurde durch uns zum Patent angemeldet. Wir sind jetzt auf der Suche nach interessierten Lizenznehmern. Ein grosses Anwendungspotential sehen wir im Bereich der erneuerbaren Energien, beispielsweise bei Umrichtern für Photovoltaik- und Windenergieanlagen, Ladestationen für Elektrofahrzeuge, aber auch für Bahnanwendungen oder Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen.



Acknowledgements: This research is part of the activities of the Swiss Centre for Competence in Energy Research on the Future Swiss Electrical Infrastructure (SCCER-FURIES), which is financially supported by the Swiss Innovation Agency (Innosuisse - SCCER program). We also gratefully acknowledge funding from Bern University of Applied Sciences BFH, Burgdorf, Switzerland. The prototype of the Borgna-Converter has been realized in the CTI / Innosuisse innovation project 19062.1 PFEN-NM (project without industrial partner).





## WR-Begrenzungstests

Temperaturverhalten von String-Wechselrichter bei Volllaststunden-Optimierung

17. Nationale Photovoltaik-Tagung, Kursaal Bern, 26./27. März 2019 Manuel Lanz, Prof. Urs Muntwyler



Wird die Wechselrichterleistung kleiner als die Leistung der PV-Modulfläche gewählt, erhöhen sich die Volllaststunden des Wechselrichters, die Installationskosten der Anlage werden gesenkt und Netzverstärkungen können vermieden werden. Wie die Wechselrichter thermisch auf ein Leistungsüberangebot reagieren, untersucht das Labor für Photovoltaiksysteme (PV Lab) der BFH zusammen mit der BKW AG.

#### Messungen

Es wurden String-Wechselrichter in drei MPP-Spannungspunkten, mit 100% bis 200% DC-Strom, in 20%-Schritten, betrieben und dabei die Bauteiltemperatur der Wechselrichter beobachtet. Die gemessenen WR sind: SMA SunnyBoy 3600; Solutronic Solplus 35; Steca StecaGrid 2000+ D Master; Delta Flex H3. Die getesteten Wechselrichter regelten alle den DC-Strom ab, sobald er den Maximalwert überstieg, wie am Beispiel des SMA SunnyBoy 3800 gezeigt (Abbildung 1, rechts).

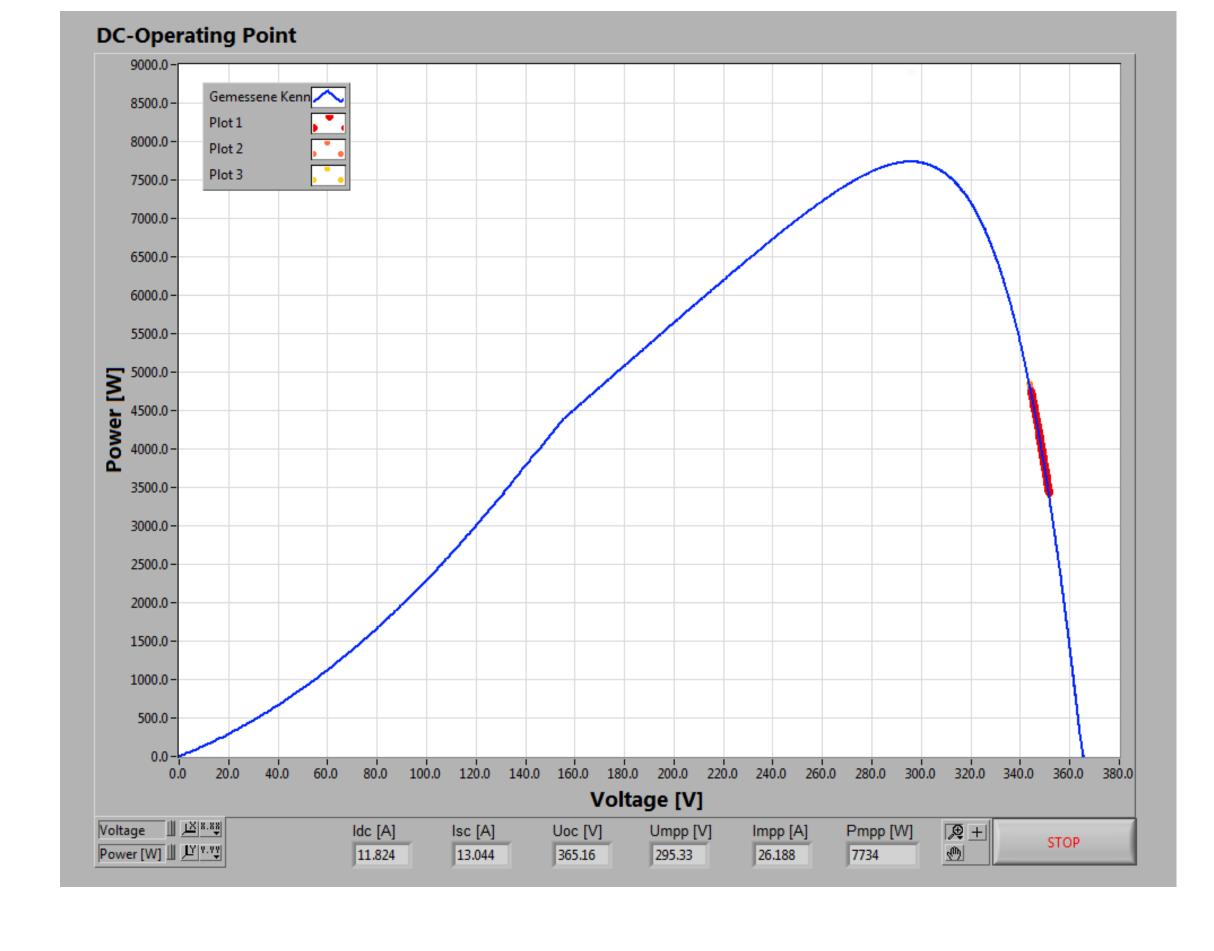


Abbildung 1

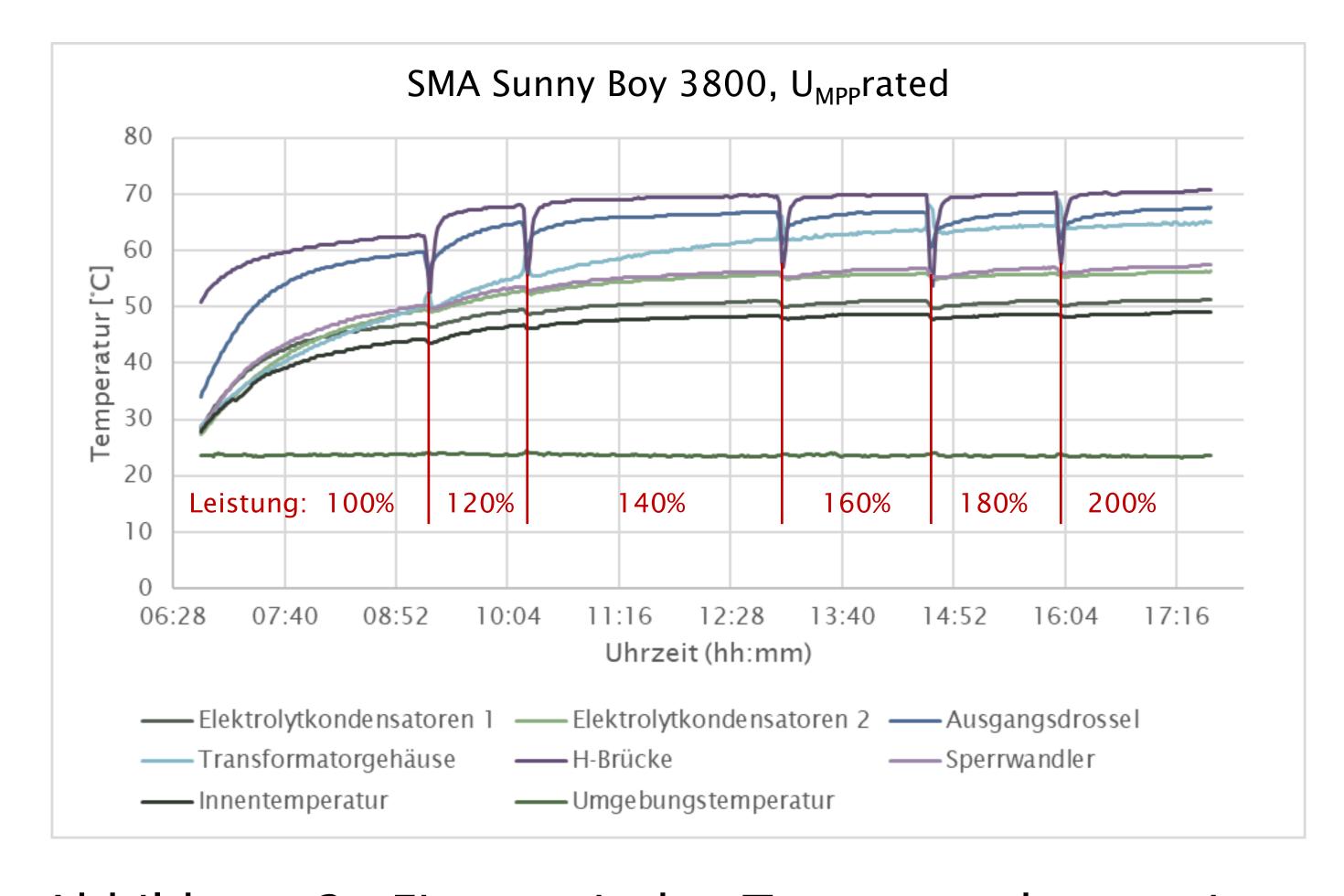


Abbildung 2: Eine typische Temperaturkurve eines Wechselrichters (hier: SMA SunnyBoy 3800) im Testbetrieb.

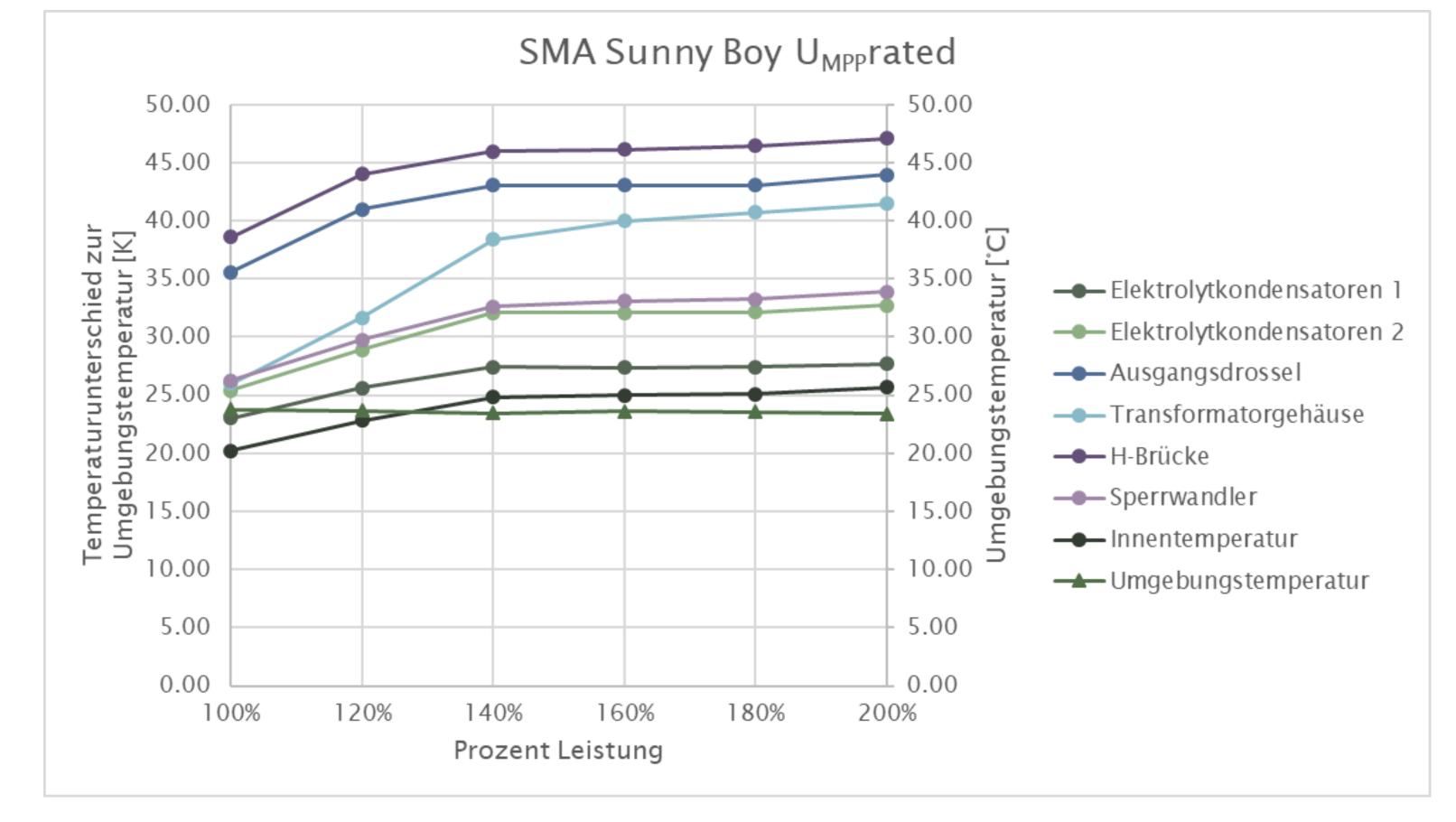


Abbildung 3: Sobald der MPP-Tracker des Wechselrichters den DC-Strom abregelt, bleibt die Betriebstemperatur stabil.

#### Ergebnisse, Fazit

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Temperatur der Wechselrichterkomponenten bei Leistungssteigerung solange erhöht, bis der MPP-Tracker den DC-Strom abregelt. Danach stabilisiert sich die Temperatur, auch wenn das Leistungsangebot weiter erhöht wird. Das heisst, dass alle gemessenen Wechselrichter mit 200% PV-Leistung betrieben werden können, solange sich die DC-Spannungswerte im vom Wechselrichterhersteller definierten Bereich befinden. Es sollte jedoch von jedem Hersteller eine Zulassung zum Betrieb des Gerätes mit diesen Parametern verlangt werden.

Acknowledgements: This research is part of the activities of the Swiss Centre for Competence in Energy Research on the Future Swiss Electrical Infrastructure (SCCER-FURIES), which is financially supported by the Swiss Innovation Agency (Innosuisse - SCCER program). We also gratefully acknowledge funding from Bern University of Applied Sciences BFH, Burgdorf, Switzerland. The prototype of the Borgna-Converter has been realized in the CTI / Innosuisse innovation project 19062.1 PFEN-NM (project without industrial partner).







# Renewable Hydrogen directly from PV with metal-hydride (MH) storage







—— 20°C

**-** 40°C

--- 60°C

**---** 80°C

<del>-</del> 100°C

1.5



Julien Udry, Aurélien Carrupt, Philippe Barrade, David Martinet, Christoph Ellert\*

Contact: christoph.ellert@hevs.ch

\*HES-SO Valais-Wallis: Institute of Systems Engineering, Route du Rawil 47, 1950 Sion

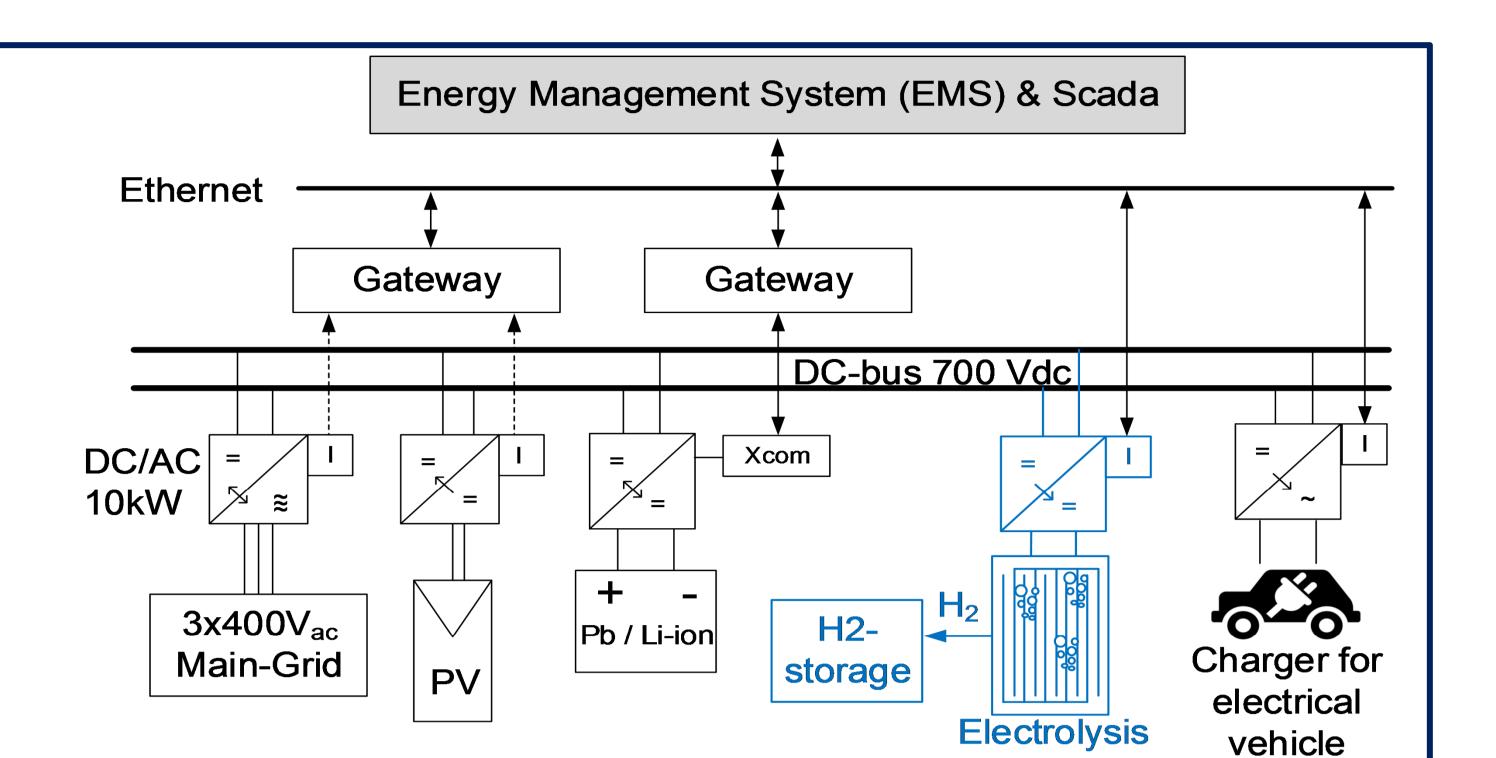
#### INTRODUCTION

HES-SO Valais operates a DC microgrid capable of transmitting the renewable energy from the source (PV panels) to the consumers (EV charger, electrolysis, air conditioning,...) avoiding AC conversion.

This system includes batteries and hydrogen storage system, allowing flexible and intelligent energy consumption and therefore a stabilization of the power grid.

#### Application area of hydrogen:

- Fuel cell (convert back into electricity)
- Transport
- Chemical industry
- Methanation (distribution in the natural gas grid)

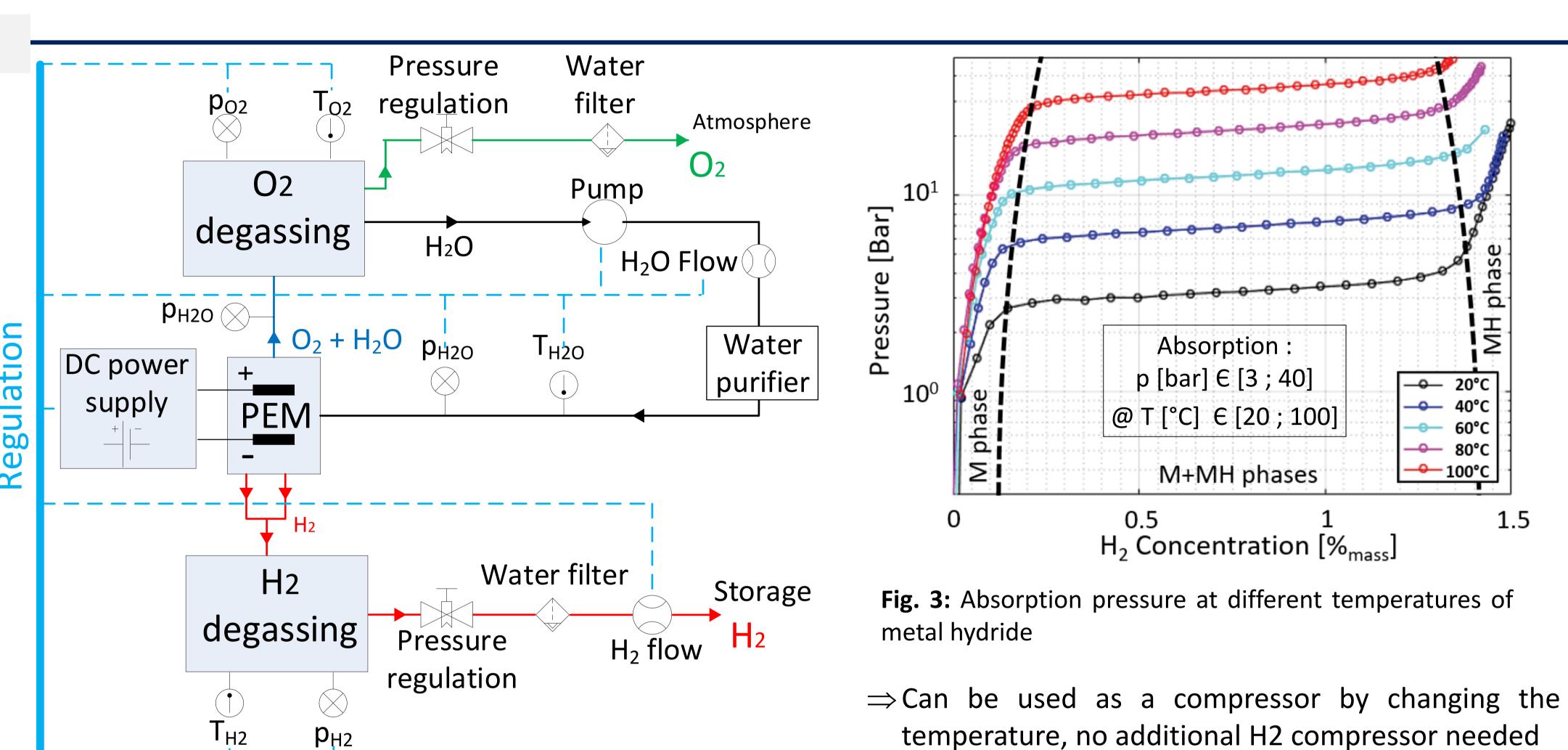


#### SYSTEMS AND OBJECTIVES

Independent of operating control parameters:

- Water flow
- Current & Voltage [0 A; 60 A]
- [20°C; 50°C] Temperature
- [1 bar; 5 bar] Pressure
- ⇒ Identify limits and optimal points of devices and overall process.
- ⇒ Goal : optimize the system, increase efficiency and reduce costs to make this technology more attractive.

Fig. 2: Installation for PEM electrolysis with different devices and measurements. The DC power supply converts up to 400 W. Electrolyser requires ultra-pure water ( $\sigma$ <0.1 $\mu$ S).



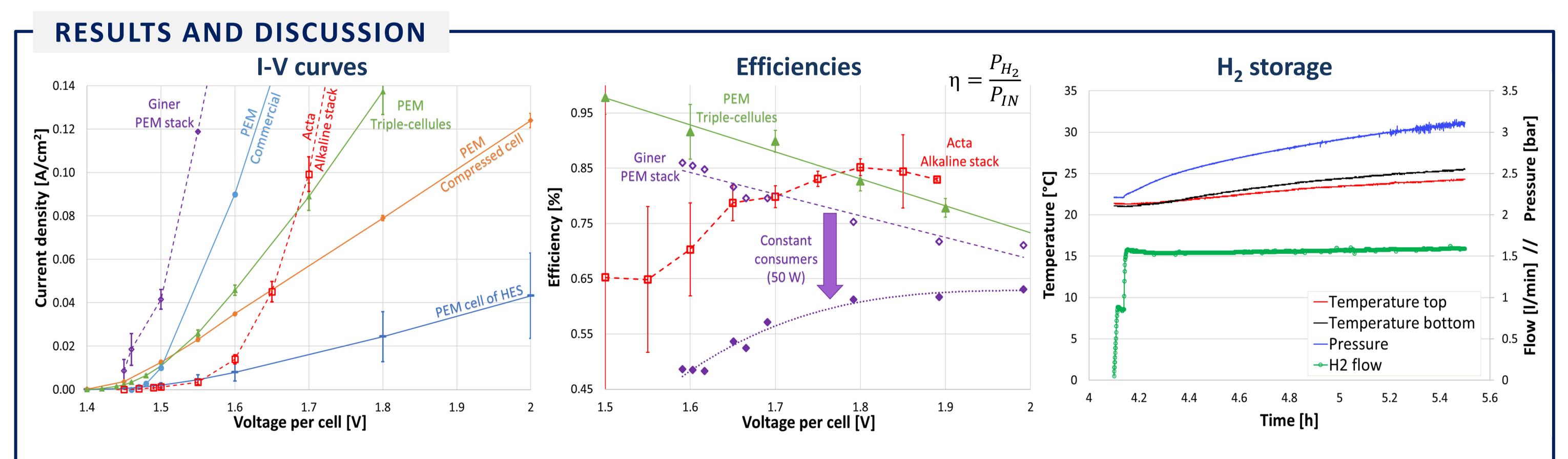


Fig. 4: I-V curves allow to compare electrolysers of different sizes and types.

- Hydrogen production is a direct linear function of the current.
- Goal : obtain a high current density for a minimum voltage.
- Fig. 5: Comparison of the performance of different types of electrolysers and the efficiency.
- The H<sub>2</sub> conversion efficiency decreases linearly with the voltage (measurement artifact for Acta).
- Operating points :
  - Alkaline : U=1.9 V I=0.6 A/cm<sup>2</sup>  $\eta$ =82 %
  - : U=2.0 V I=1.0 A/cm<sup>2</sup>  $\eta$ =71 % PEM

Fig. 6: MH storage reacts in temperature and pressure during absorption process

- Temperature increase due to exothermic reaction.
- As shown in Fig. 3, absorption pressure increases with temperature.
- Capacity : 13 kWh Energy density: 280 Wh/kg Weight: 45 kg

#### CONCLUSIONS

- Functional versatile electrolysis system
- Tests of different types of electrolyser: each electrolyser has a different behaviour and can be better adapted for different applications.
- Functional metal hydride storage avoiding an additional compressors

#### **OUTLOOK**

- Increase electrolysis power to 5 kW
- Automate the production and storage system
- Use hydrogen for various applications areas.





# Photovoltaik + Vegetation auf Dach und Fassade: gewusst wie!

Partner:

SCCER - FURIES

Shaping the FUture Swiss Electrical InfraStructure

17. Nationale Photovoltaik-Tagung, Kursaal Bern, 26./27. März 2019
Urs Muntwyler, Schott Thomas, Kuonen Franziska, Lanz Manuel, Schüpbach Eva, PV-Labor, Berner Fachhochschule, Burgdorf
Sigrist Heinz, Ellenberger Beat, Amrein-Gerber Hans-Ruedi, Probst Tobias, Harlacher Christoph, Hinter Stefan, Andreas Dreisiebner, Andrea Beck, Fritz Wassmann-Takigawa Arbeitsgruppe EnergieGrünDach und EnergieGrünFassade der Schweizerischen Fachvereinigung Gebäudebegrünung, SFG

Solarstrom von Dach und Fassade ist sauber, umweltfreundlich, billiger als aus der Steckdose, lässt sich speichern, digital vernetzen und gibt ein gutes Gefühl. Mindestens die Hälfte unseres landesweiten Strombedarfs liesse sich damit decken.

Vegetation auf Dach und Fassade schafft neue, artenreiche Lebensräume für Menschen, Tiere und Pflanzen; verbessert Klima und Luftqualität; regelt den Wasserabfluss und verhilft der Gebäudehülle zu längerem Leben; wertet das Gebäude auf; erhöht die Lebensqualität und ist erst noch viel schöner!

#### Anforderungen an die Vegetation

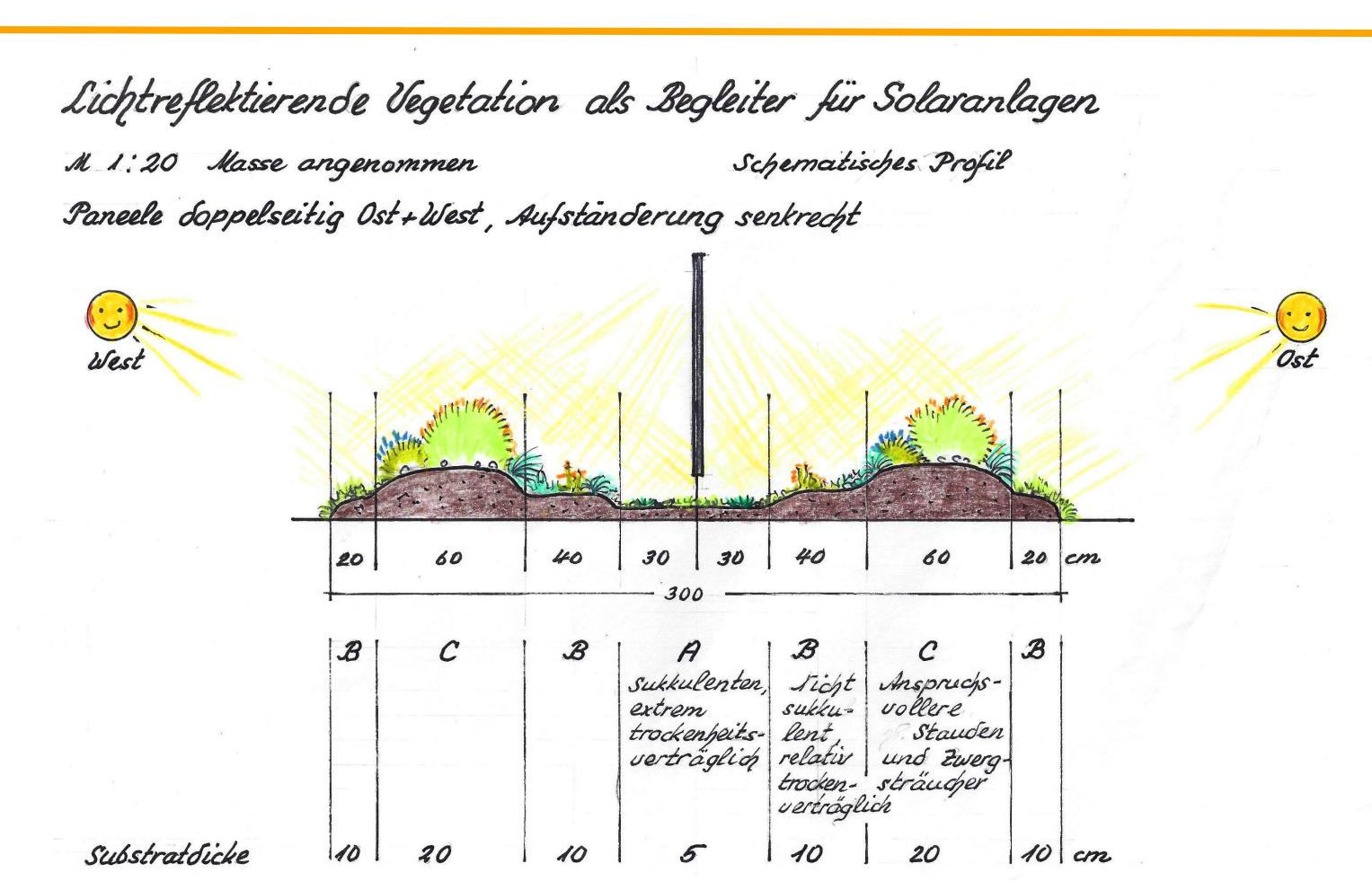
- Niedriger, dichter Wuchs (10-20 cm, max. 25 cm)
- Trockenheitsverträglich
- Keine stark wuchernden Arten
- Artenreich, ganzjähriges Blütenangebot, den Bedingungen auf dem Dach angepasst.
   Standortgerechte Kombinationen (Sonne/Schatten).
- Lichtreflektion kann den Stromertrag der Module steigern, deshalb hellaubige/silberlaubige Pflanzen und helle Substratoberflächen verwenden.

## Hinweise zu den einzelnen Systemen und Kombinationen

- 1. PV-Module mit schräger Aufständerung: auf Flachdach, Bodenabstand mind. 30 cm. Empfehlung: im Schatten der Module grünlaubige, schatten- und relativ trockenheitsverträgliche Pflanzen. Übrige Flächen mit heller Kiesabdeckung und silberlaubiger, trockenheitsverträglicher Vegetation.
- 2. Schräge Aufständerung, wie bei 1. aber bifazial: Im Schatten der Module schatten- und trockenheitsverträgliche, helllaubige Vegetation; übrige Flächen silberlaubig, trockenheitsverträglich. Durchgehend helle Kiesabdeckung.
- 3. Senkrechte Aufständerung, bifazial:
  Mind. 30 cm ab Boden. Durchgehend helle
  Kiesabdeckung und silberlaubige,
  trockenheitsverträgliche Vegetation.

#### 4. Flachmodule:

Beliebt, aber problematisch: Schnee, Schmutz, Hitzestau. Begrünung nur mit räumlicher Trennung möglich. Durchgehend helle Kiesabdeckung.



Konzept und Verarbeitung: Fritz Wassmann-Takigawa 12.7.2014
Schematische Darstellung: Module senkrecht, bifazial mit lichtreflektierender Vegetation. Darstellung: Fritz Wassmann-Takigawa



Oben: rechts Flachmodule, Vegetation getrennt; links: Schräg aufgeständerte Module mit integrierter Vegetation Foto: Heinz Sigrist/Contec



Rechts: Module senkrecht, bifazial, helles Kies und silberlaubige Vegetation Foto: Versuch ZHAW, Winterthur

Acknowledgements: This research is part of the activities of the Swiss Centre for Competence in Energy Research on the Future Swiss Electrical Infrastructure (SCCER-FURIES), which is financially supported by the Swiss Innovation Agency (Innosuisse - SCCER program). We also gratefully acknowledge funding from Bern University of Applied Sciences BFH, Burgdorf, Switzerland.







# Winterstrom aus PV in den Alpen

## Resultate Davos-Totalp nach einem Jahr Betrieb

## Maike Schubert, Jürg Rohrer & Sven Strebel

Kontakt: maike.schubert@zhaw.ch und juerg.rohrer@zhaw.ch

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, CH-8820 Wädenswil

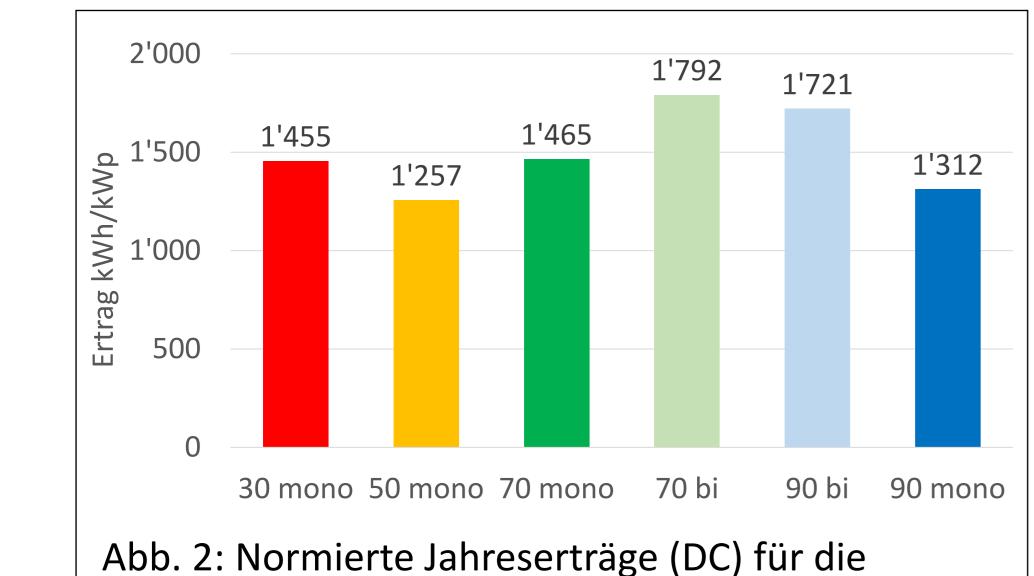
Mit dem Wegfall von Strom aus AKW und der Umstellung von Heizungssystemen auf Wärmepumpen wird Winterstrom aus erneuerbaren Energien immer wichtiger. PV-Strom aus den Alpen kann dazu einen wichtigen Beitrag leisten.

#### **Versuchsanlage Davos-Totalp**



Abb. 1: Versuchsanlage in Davos-Totalp mit sechs Segmenten in verschiedenen Anstellwinkeln, Ausrichtung Süden und monofazialen und bifazialen Modulen.

#### Jahreserträge sind für bifaziale Module (70° und 90° Anstellwinkel) am höchsten



Versuchsanlage Davos-Totalp

Die Versuchsanlage in Davos auf 2400 m.ü.M. zeigt das Potential zur PV-Stromerzeugung in den Alpen für verschiedene Anstellwinkel und Modularten. Zudem sollen die Messergebnisse helfen, zuverlässigere Ertragsprognosen für alpine PV-Anlagen mit monound bifazialen Modulen zu erstellen. Insbesondere bei bifazialen Modulen gibt es sehr grosse Abweichungen zwischen Simulation und Messung. Aber auch bei monofazialen Modulen zeigen sich signifikante Unterschiede.

In den Abbildungen 3 und 4 werden Polysun Simulationen mit Messungen in den Wintermonaten Dezember bis Februar und in den Sommermonaten Juni bis August verglichen. Zusätzlich ist der über ein typisches Jahr simulierte Ertrag einer Anlage in Wädenswil als Vergleich zu Mittelland-Anlagen grau dargestellt.

In Davos haben 90° angestellte Module

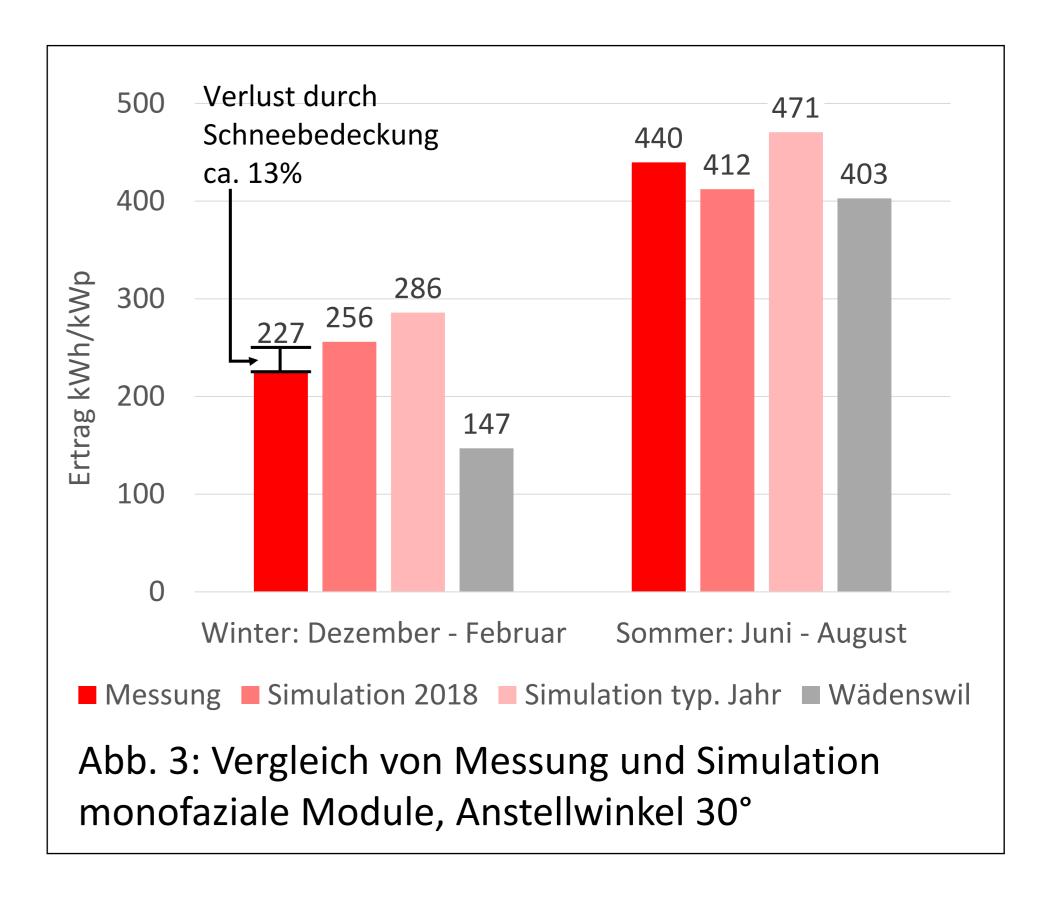
- im Winter einen höheren Ertrag als im Sommer
- gegenüber dem Mittelland mehr als den doppelten Ertrag

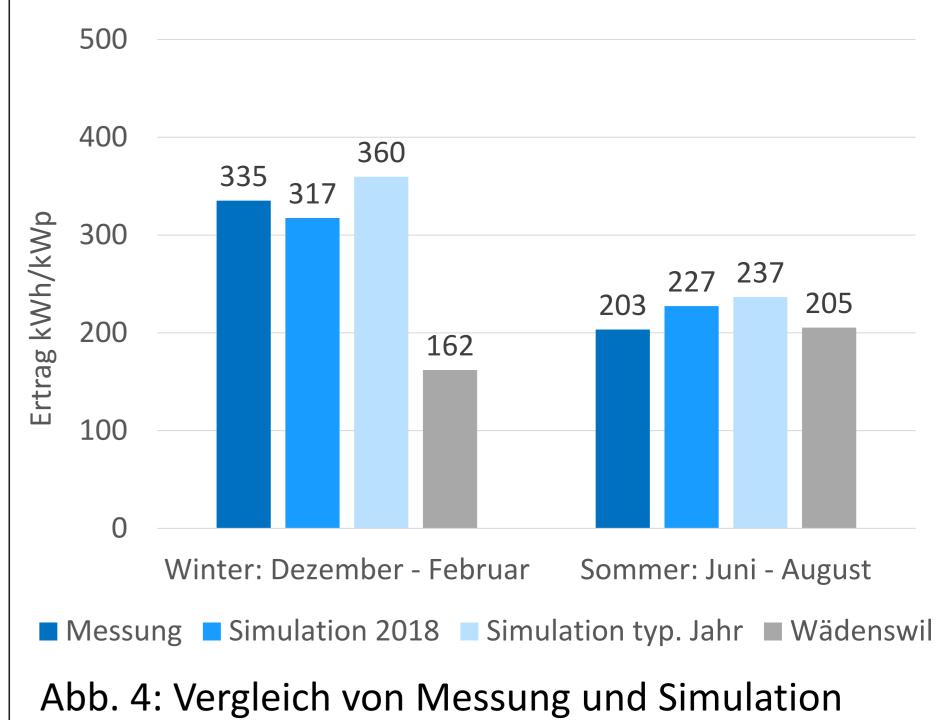
30° angestellte Module weisen in Davos ca. 13% Ertragsverlust durch Schneebedeckung im Winter auf.

Die Jahreserträge (Abb. 2) liegen für die monofazialen Module mit 30°, 70° und 90° in einem ähnlichen Bereich. Die bifazialen Module zeigen einen um 20% (70° Anstellwinkel) bzw. 30% (90° Anstellwinkel) höheren Ertrag als ihr monofaziales Pendant.

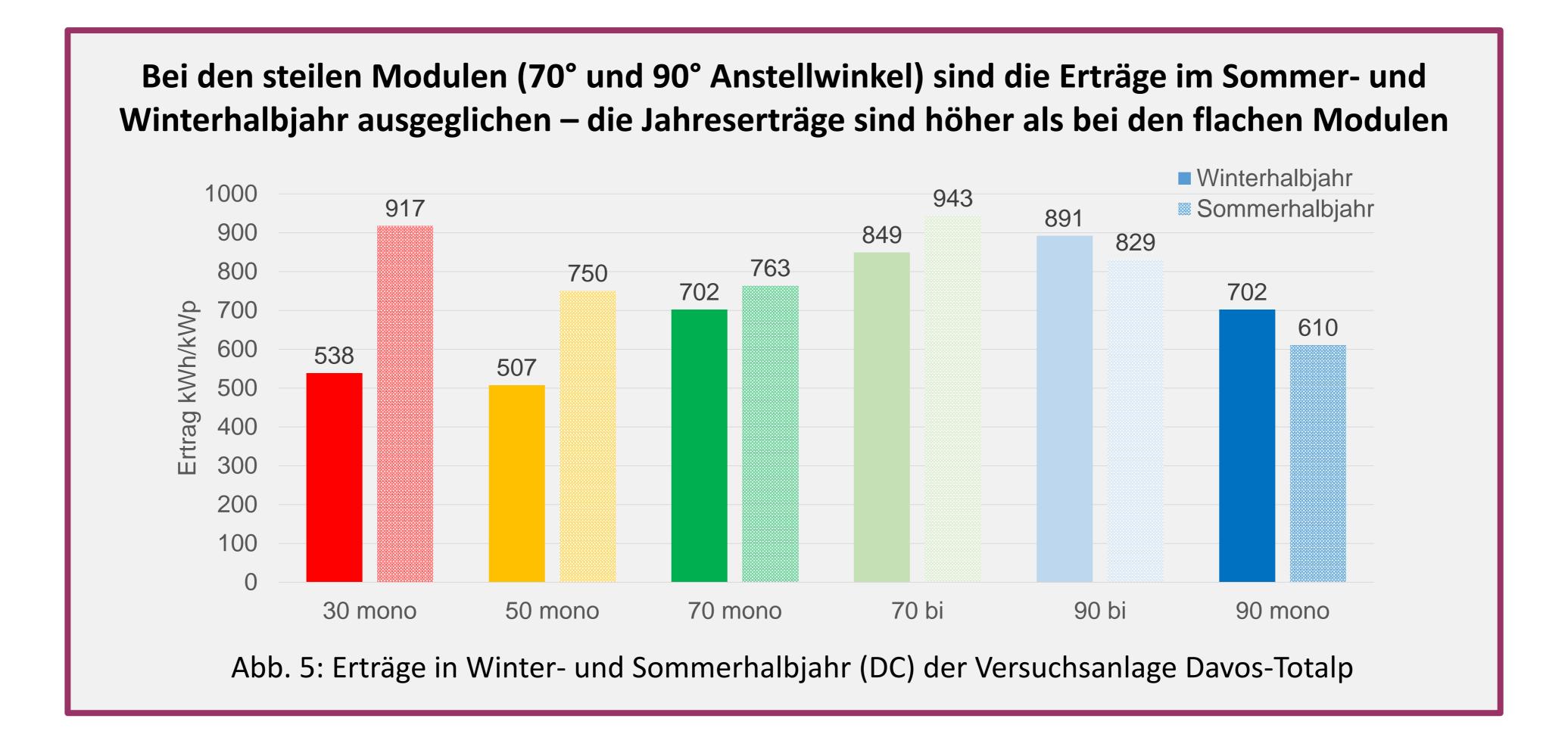
Betrachtet man die Aufteilung auf ein Sommerhalbjahr (April bis September) und ein Winterhalbjahr (Oktober - März) wird deutlich, dass die steilen Anstellwinkel einen deutlich ausgeglicheneren Ertrag zeigen (Abb. 5).

#### Steil angestellte Module haben in den Alpen im Winter einen hohen Ertrag





monofaziale Module, Anstellwinkel 90°

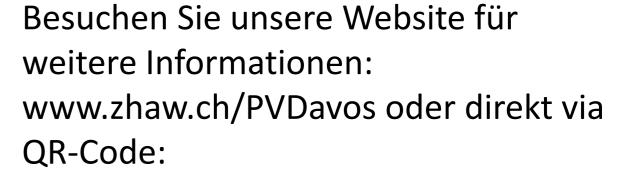




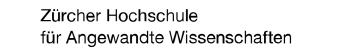




Schweizerische Eidgenossenschaft Confédération suisse Confederazione Svizzera Confederaziun svizra









# L-Sol: Gebäudeenergie-Konzept basierend auf PVT-Modulen

## Maike Schubert, Manuel Hunziker & Jürg Rohrer

Kontakt: maike.schubert@zhaw.ch und juerg.rohrer@zhaw.ch

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, CH-8820 Wädenswil

Das System L-Sol zeigt eine höhere System-Jahresarbeitszahl und ähnliche Gesamtkosten wie ein Luft-Wasser-Wärmepumpen-System. Es verursacht aber keine Lärmemissionen und lässt sich gut optimieren bezüglich PV-Eigenverbrauch.

#### Schema des Systems L-Sol

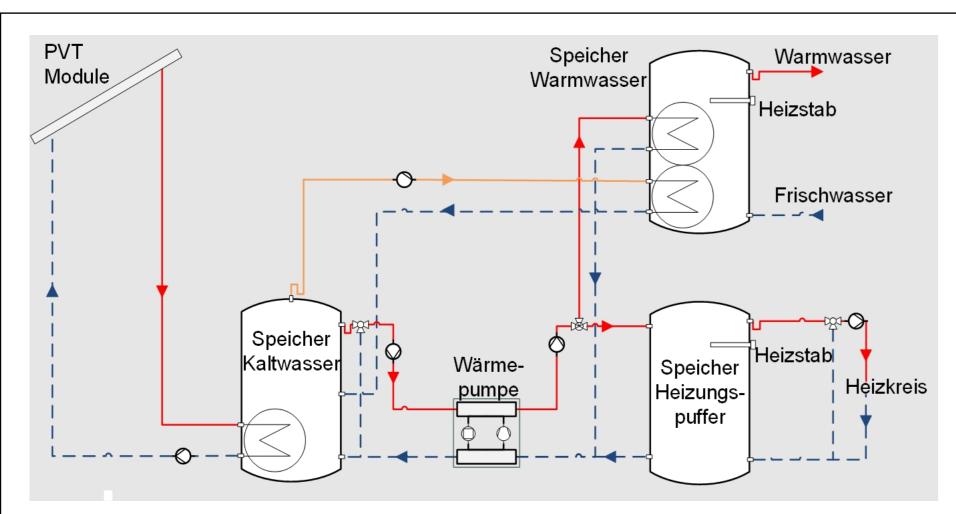


Abb. 1: Schematische Darstellung des Systems L-Sol.

#### Nachgerüstete PVT-Kollektoren

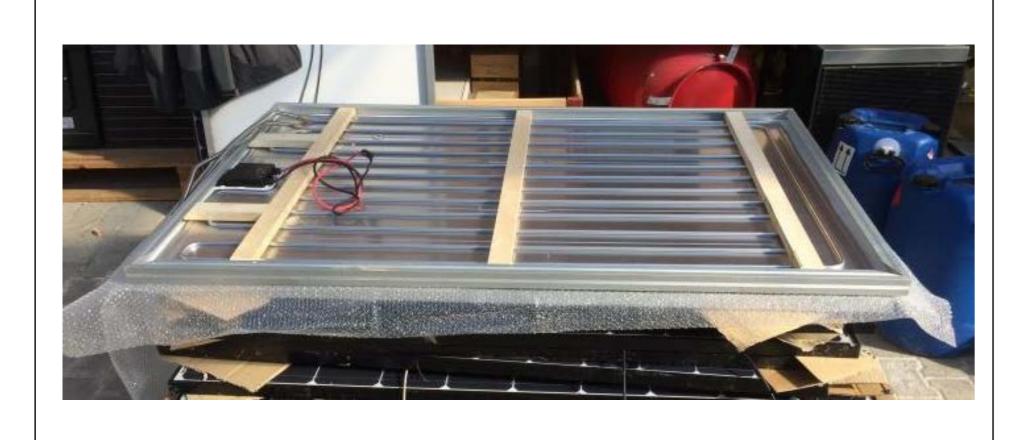


Abb. 2: Nachgerüstete PVT-Kollektoren: Herkömmliche PV-Module mit nachträglich montierten Wärmetauschern auf der Rückseite. Im direkten Vergleich 20% weniger Wärmeleistung, in Systemsimulationen jedoch nur 5% weniger Wärmeertrag durch längere Laufzeit des PVT-Kreislaufes.

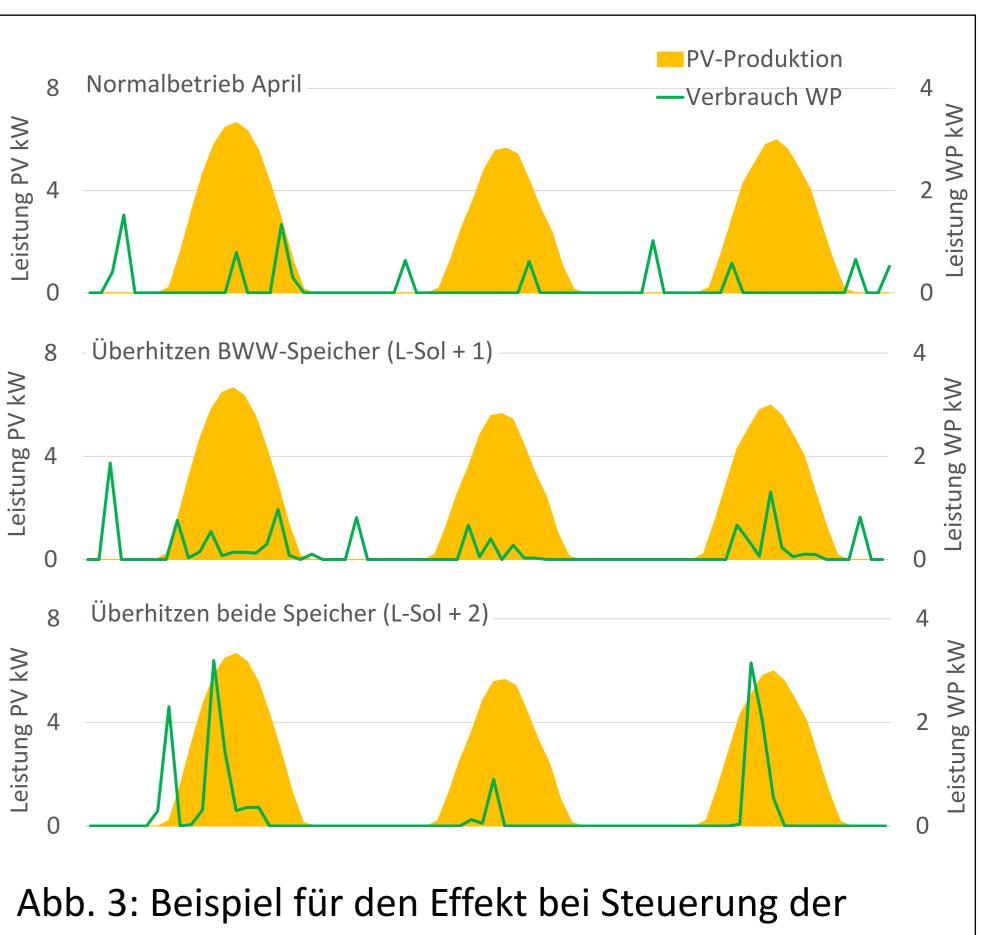
Im Bereich Sanierung von Einfamilienhäusern werden bei Heizungserneuerungen sehr häufig Luft-Wasser-Wärmepumpen eingesetzt. Da diese vor allem im Winter mit einer eher geringen Effizienz arbeiten, wird im Projekt L-Sol eine Sole-Wasser Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren als Alternative zu einer Luft-Wasser Wärmepumpe untersucht (Schema in Abb. 1).

Abbildung 5 (linke Grafik) zeigt einen Vergleich des Stromverbrauchs von L-Sol und drei Referenzsystemen (Luft-Wasser Wärmepumpe, 2-Sol und Eisspeicher mit PVT). L-Sol schneidet in diesem Vergleich ähnlich ab wie das System 2-Sol und besser als eine Luft-Wasser Wärmepumpe oder ein System mit PVT und Eisspeicher. Aufgrund der hohen Systemkosten für L-Sol (insbesondere durch hohe Kosten für PVT-Kollektoren, Abb. 5 rechts) werden für L-Sol auch kostenoptimierte Varianten untersucht:

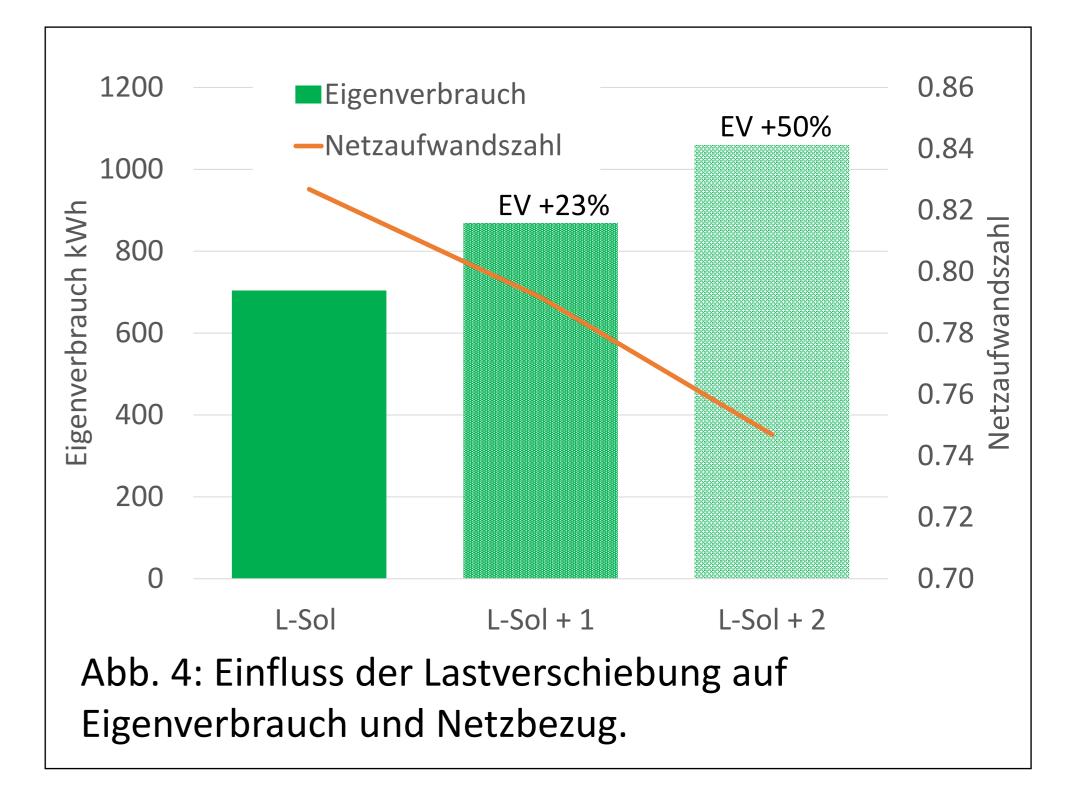
- L-Sol kostenoptimiert: Zahl der PVT-Module von 30 auf 20 reduziert
- L-Sol Kombi: es werden anstatt 30 originale PVT-Module 20 nachgerüstete PVT-Module verwendet (siehe Abb. 2)

kostenoptimierten Varianten schneiden Stromverbrauch deutlich schlechter ab, jedoch immer noch besser als das Luft-Wasser Wärmepumpensystem. Durch eine auf die PV-Produktion angepasste Steuerung der Wärmepumpe kann die Wärmeproduktion für Brauchwarmwasser zum Grossteil aus dem PV-Strom gedeckt werden (Abb. 3). Damit verringert sich der Netzbezug und der Eigenverbrauch steigt. Bei der Variante L-Sol + 1 wird nur der Brauchwarmwasser-Speicher überhitzt, dadurch steigt der Eigenverbrauch um 23%. Bei L-Sol + 2 werden bei PV-Erträgen Warmwasser- und Heizungsspeicher überhitzt, was zu einer Steigerung des Eigenverbrauchs um 42% führt (Abb. 4).

#### Last-Verschiebung durch Wärmepumpen-Steuerung: Optimierter Eigenverbrauch



Wärmepumpe nach PV-Ertrag für 3 Tage im April.



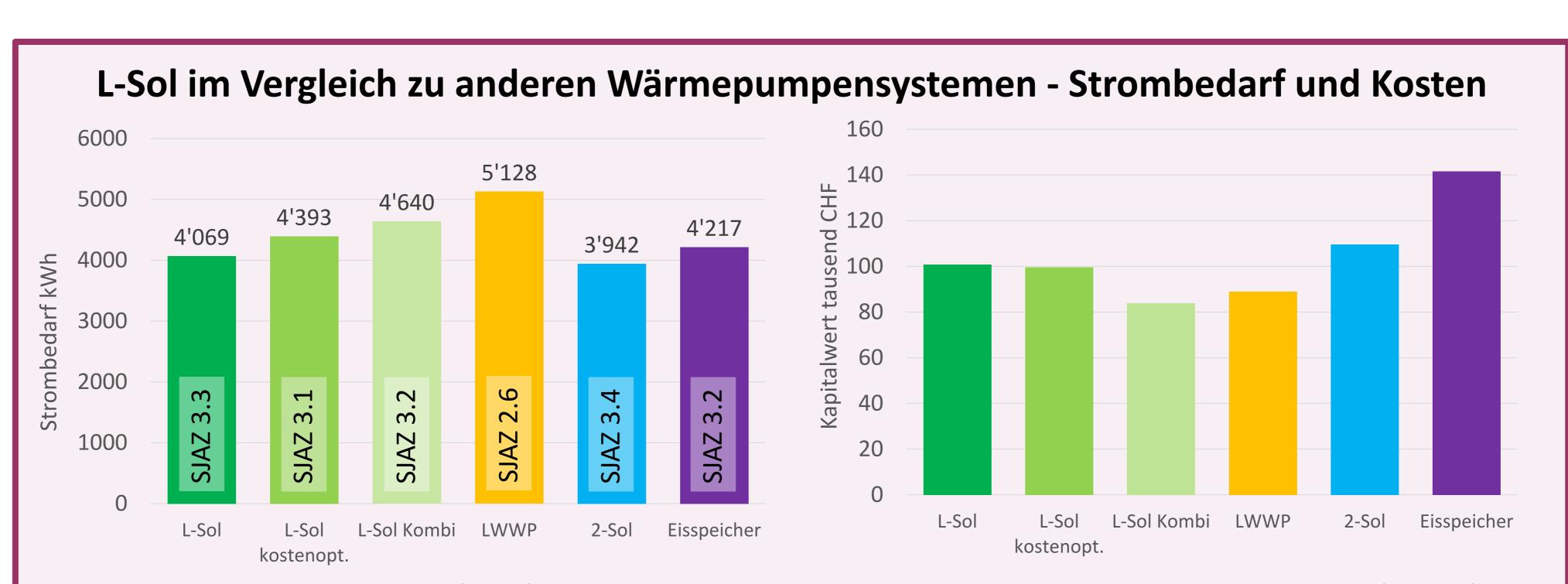
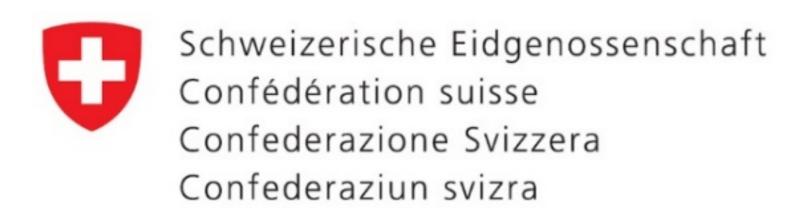


Abb. 5: Energetischer Vergleich (links) und Gegenüberstellung der Lebenszykluskosten über 20 Jahre (rechts) der Varianten von L-Sol und der Referenzsysteme für ein saniertes EFH mit 13'500 kWh Wärmebedarf (Heizung und Warmwasser).







# Datenbanksystem für die Langzeitmessung des Photovoltaiklabors der Berner Fachhochschule

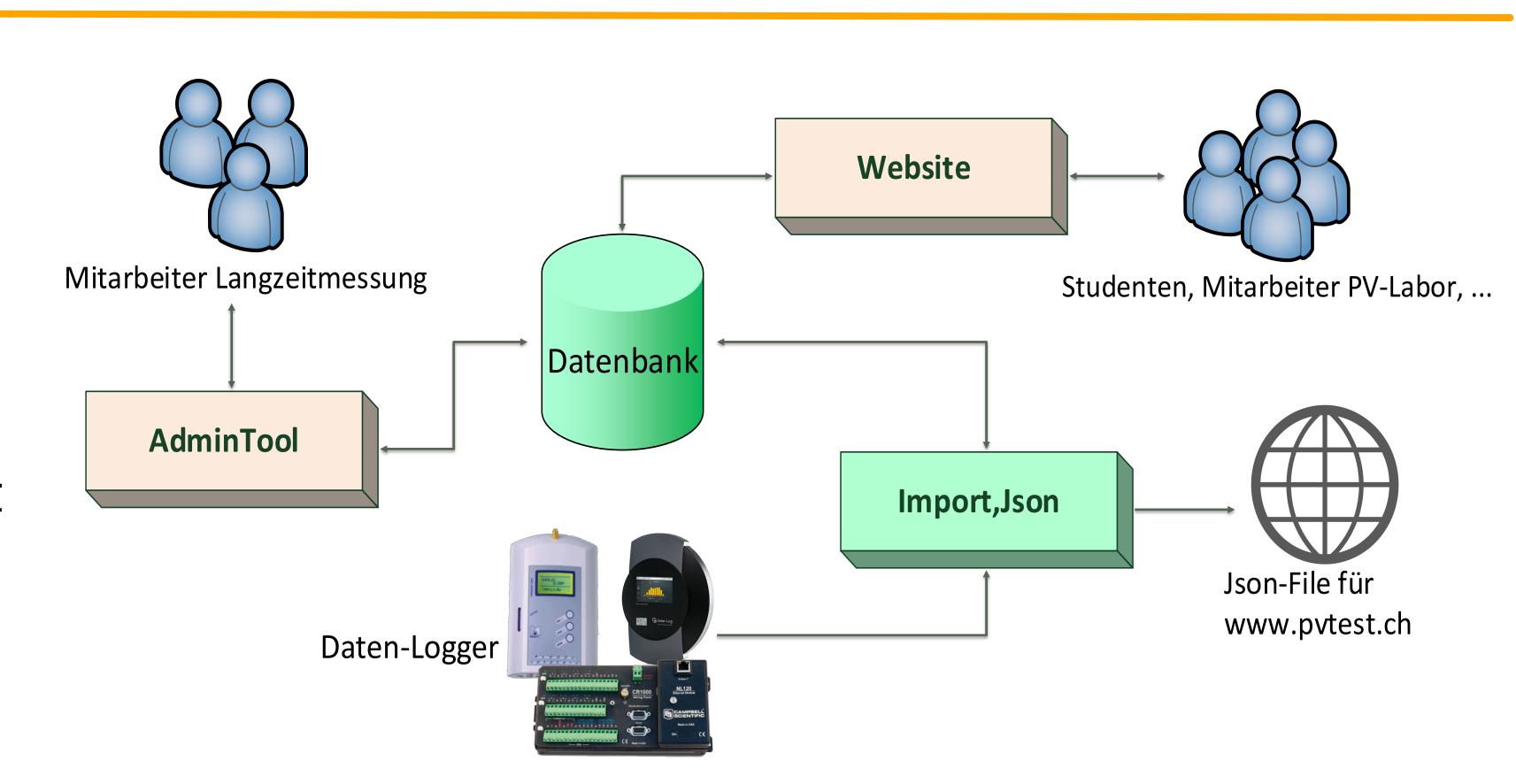
17. Nationale Photovoltaik-Tagung, Kursaal Bern, 26./27. März 2019 Franziska Kuonen, Prof. Urs Muntwyler



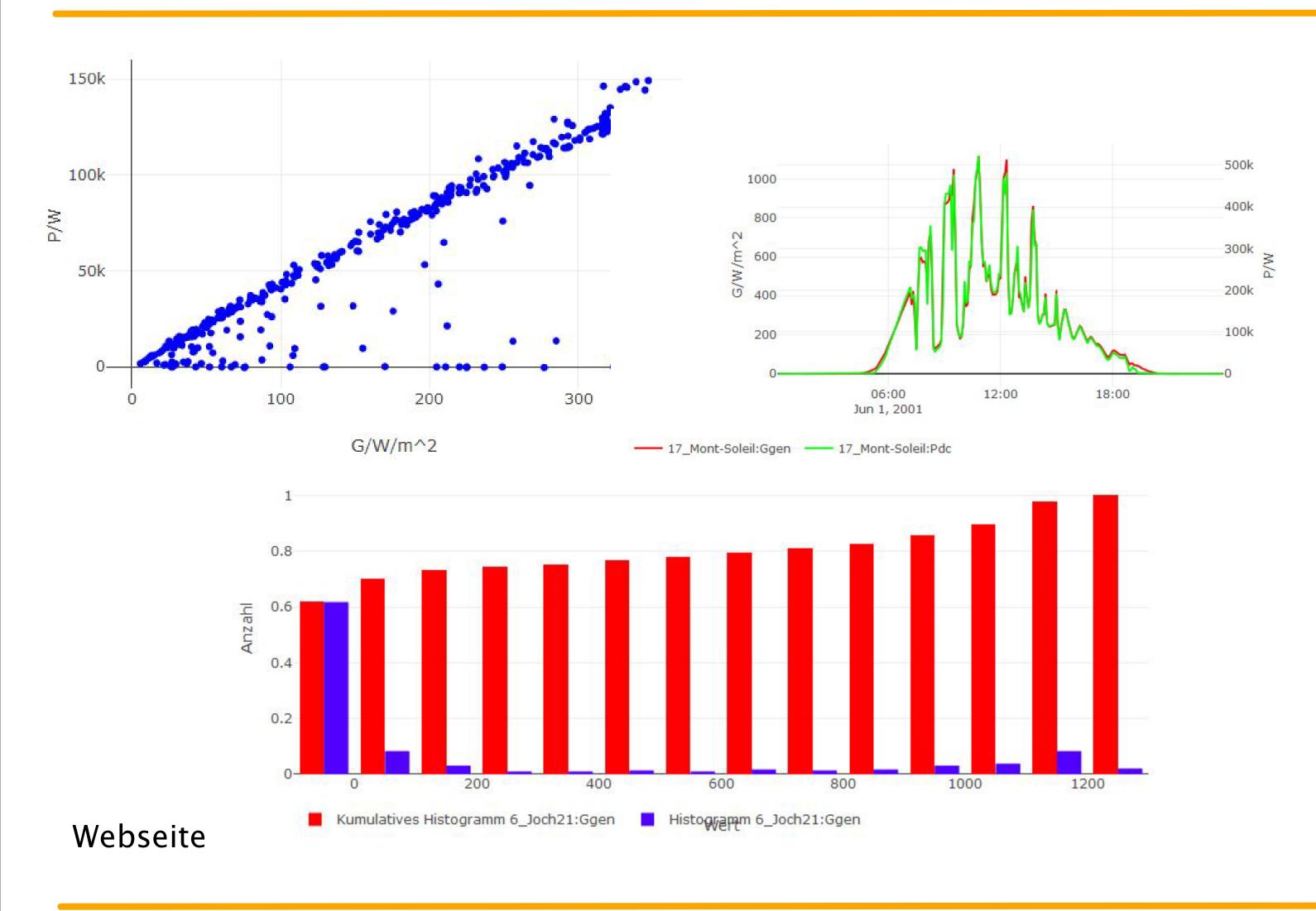
Das Photovoltaiklabor der BFH misst seit Anfang der 90er Jahre an verschiedenen PV-Anlagen die relevanten Parameter, die zur Erforschung des Langzeitverhaltens der PV-Anlagen benötigt werden. Da das bisherige Ablagesystem (PVGraf2000) der Messdaten nicht mehr zeitgemäss ist und immer häufiger Probleme auftreten, wurde ein neues Datenbanksystem entwickelt. Mit diesem sind die Messdaten mittels einer Webseite für einen grösseren Benutzerkreis zugänglich und können flexibler betrachtet werden.

## Import-Programm:

- Die Messdaten werden stündlich in die Datenbank importiert.
- Das Programm schickt einmal täglich eine E-Mail an das Team der Langzeitmessung mit den aufgetretenen Fehlern.



Datenbanksystem



#### Administrationstool:

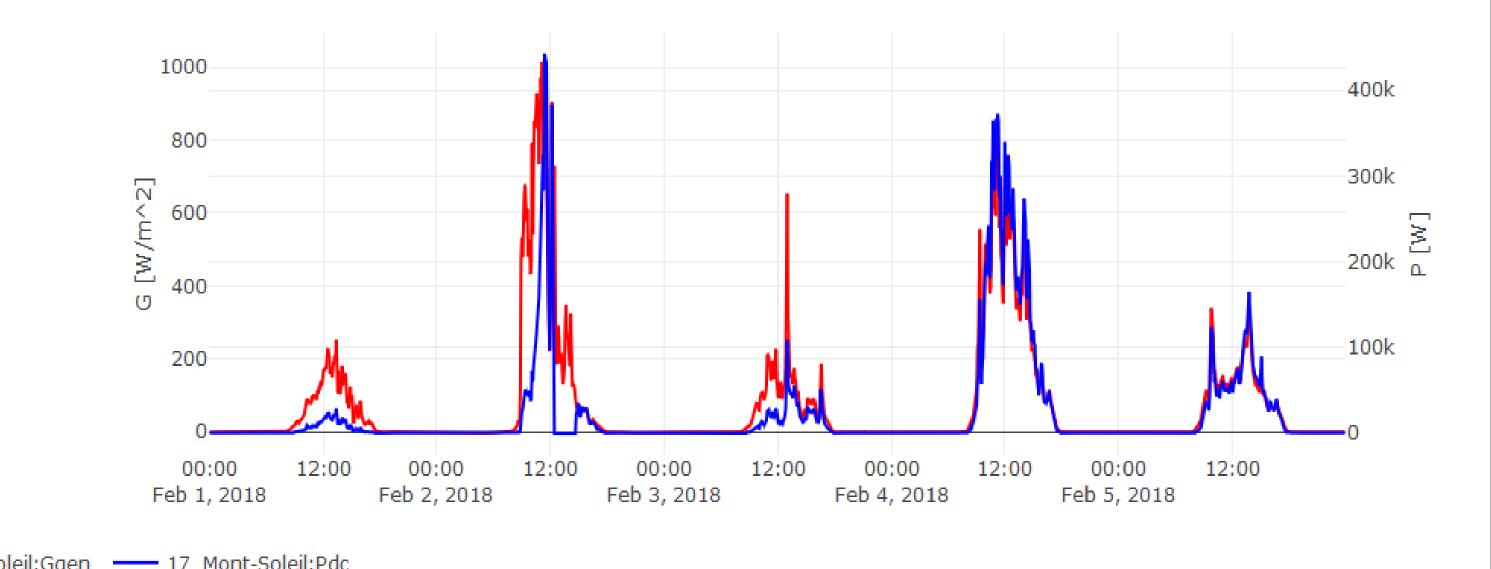
- Dient der Verwaltung der Datenbank
- Erstellen und Bearbeiten von z.B. PV-Anlagen, ...
- Messdaten bearbeiten/ manuell importieren

#### Webseite:

- Darstellung der Messdaten und anderen Informationen, wie gemessene PV-Anlagen
- Verschiedene Statistiken und Darstellungsmöglichkeiten der Messdaten
- Nur BFH intern zugänglich oder via VPN-Zugriff

#### **Fazit**

Durch die Umstellung von einem Fileablagesystem auf eine Datenbank ist das System weniger fehleranfällig. Die Webseite erlaubt es, dass eine grössere Personenzahl Zugriff auf die Messdaten hat. Weiter können die Messdaten flexibler betrachtet werden. Anders als im PVGraf kann man nun Messdaten über einen benutzerdefinierten Zeitraum betrachten. — 17\_Mont-So



**Danksagung:** Diese Forschungsarbeit ist Teil der Aktivitäten im Swiss Centre for Competence in Energy Research "SCCER-FURIES" (Future Swiss Electrical Infrastructure), finanziert von Innosuisse (Schweizerische Agentur für Innovationsförderung - SCCER Programm). Ebenfalls wird die finanzielle Unterstützung der Berner Fachhochschule BFH in Burgdorf (Schweiz) hier freundlich verdankt.



► Technik und Informatik
► Photovoltaik-Labor



# Towards a measuring norm for PV storage systems

17. Nationale Photovoltaik-Tagung, Kursaal Bern, 26./27. März 2019 Duglas Urena, David Zurflüh, Prof. Urs Muntwyler, PD Dr. Eva Schüpbach



PV systems are still a fast-growing market. The grid-related challenges call for PV storage systems. The performance and efficiency of PV storage systems in operation have a significant impact on storage costs. Standardization of measuring methods and data sheet specifications for better comparison of energy efficiency are needed. Bern University of Applied Sciences (BFH) participated in the preparation of the "Efficiency Guideline for PV Battery Systems". A fully automated test bench, able to carry out measurements according to this guideline, has been set up by the Laboratory for Photovoltaic Systems of BFH in Burgdorf.

#### Scope of the Guideline

The "Efficiency Guideline for PV Battery Systems" (available in German: bves.de) proposes standardized performance evaluation test procedures. The goal is to improve the comparability of different products independent of the system topology.

Fig. 1 (right): Schematic system configuration and relevant power flows of different topologies of PV battery systems.

#### **AC-coupled PV-battery system Generator-coupled PV-battery system** DC-coupled PV-battery system **Battery** PV generator PV generator **Battery** PV generator Battery **Battery** Battery Battery PV converter PV converter PV converter converter converter converter BAT2AC BAT2AC **Battery** PV inverter PV inverter PV inverter inverter Loads Loads Grid

#### Performance test Method

The performance of grid-connected PV battery systems is influenced by different loss mechanisms:

- > Conversion efficiencies
- Battery efficiency
- > Standby losses (idle, standby)
- > Stationary control deviations
- > Response related control losses

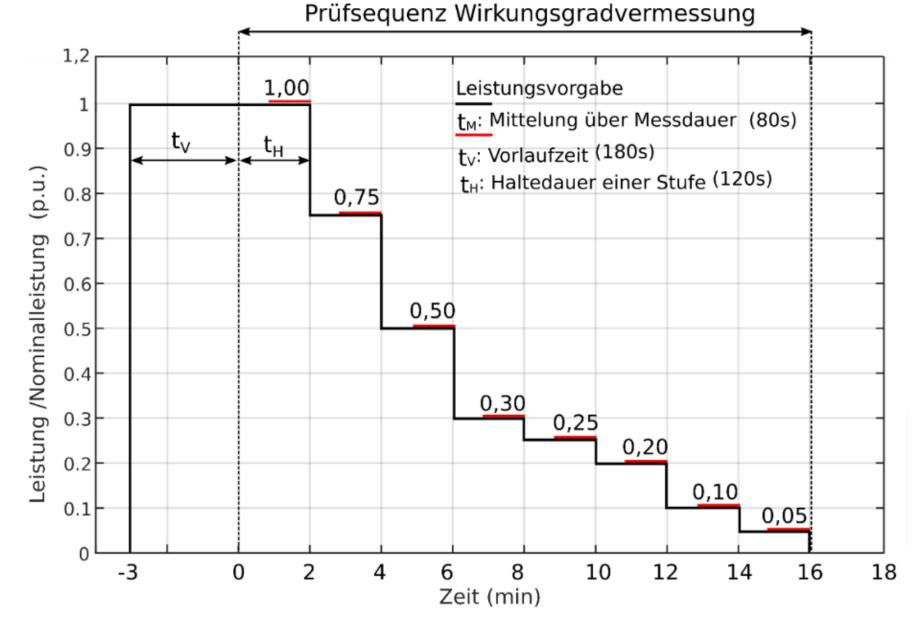


Fig. 2: Profile for determining energy flow paths efficiencies (PV2AC, PV2BAT, BAT2AC) and stationary control deviations.

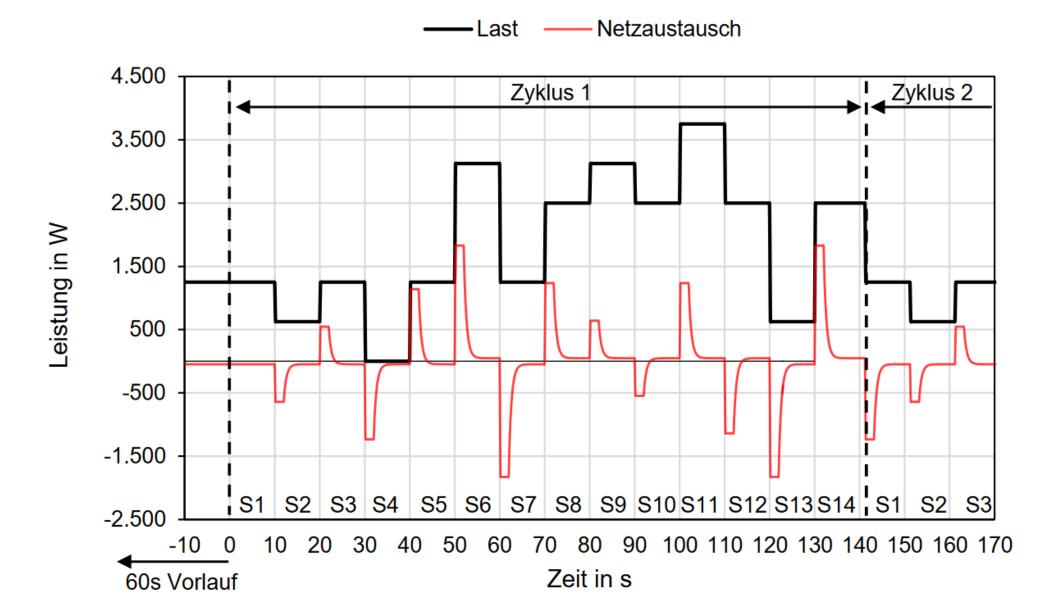


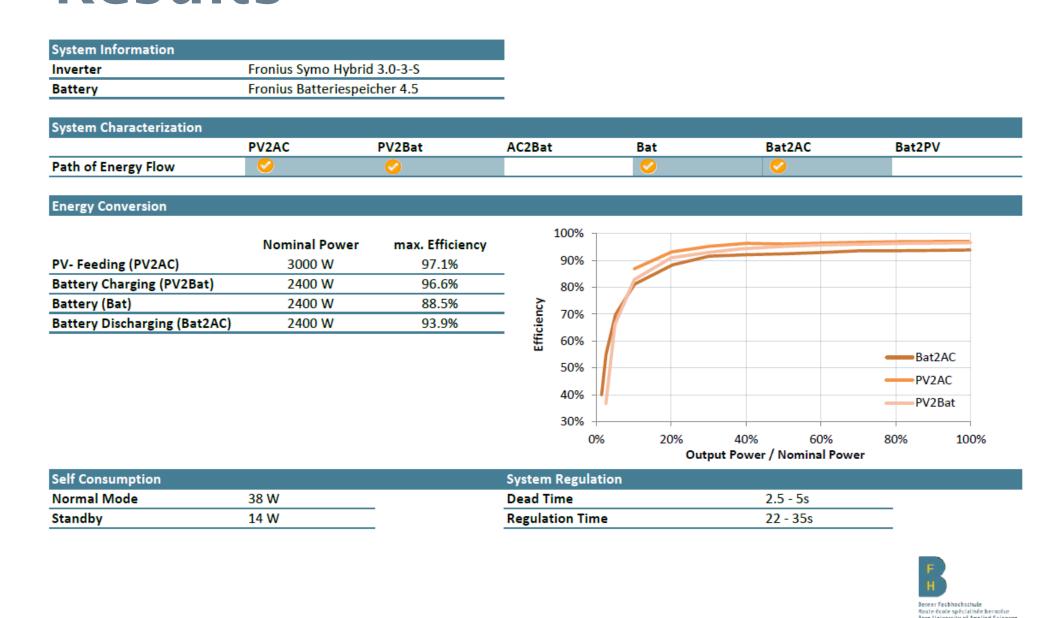
Fig. 3: Test sequence for the characterization of the dynamic control deviation. From the measurement, the dead and settling time is determined. Black: Load; Red: Resulting network power exchange.

## **Data Sheet Specifications**

Eight manufacturers have already announced to release the product specifications below:

- Energy flow path efficiencies
  PV2AC, PV2Bat, Bat2AC
- > Battery Round-Trip-Efficiency
- > Standby Consumption
- > Dynamics of the system regulation (dead time and settling time)
- The **precision** of the system regulation is not specified

#### Results



The data sheet above shows an example of a PV battery system. Values for efficiency, standby consumption and system regulation are represented.

#### Outlook

In the near future, a DIN standard is planed trough the "DIN-connect" project (Vornormungsprojekt). An English version of the "Efficiency Guideline for PV Battery Systems" is in preparation.



Fig. 4: PV battery and certified inverter test bench at BFH in Burgdorf.

**Acknowledgements** This research is part of the activities of the Swiss Centre for Competence in Energy Research on the Future Swiss Electrical Infrastructure (SCCER-FURIES), which is financially supported by the Swiss Innovation Agency (Innosuisse - SCCER program). We also gratefully acknowledge funding from Bern University of Applied Sciences BFH, Burgdorf, Switzerland.







# Maximierung des Winterstromes bei PV-Anlagen

17. Nationale Photovoltaik-Tagung, Kursaal Bern, 26./27. März 2019 David Zurflüh, Prof. Urs Muntwyler



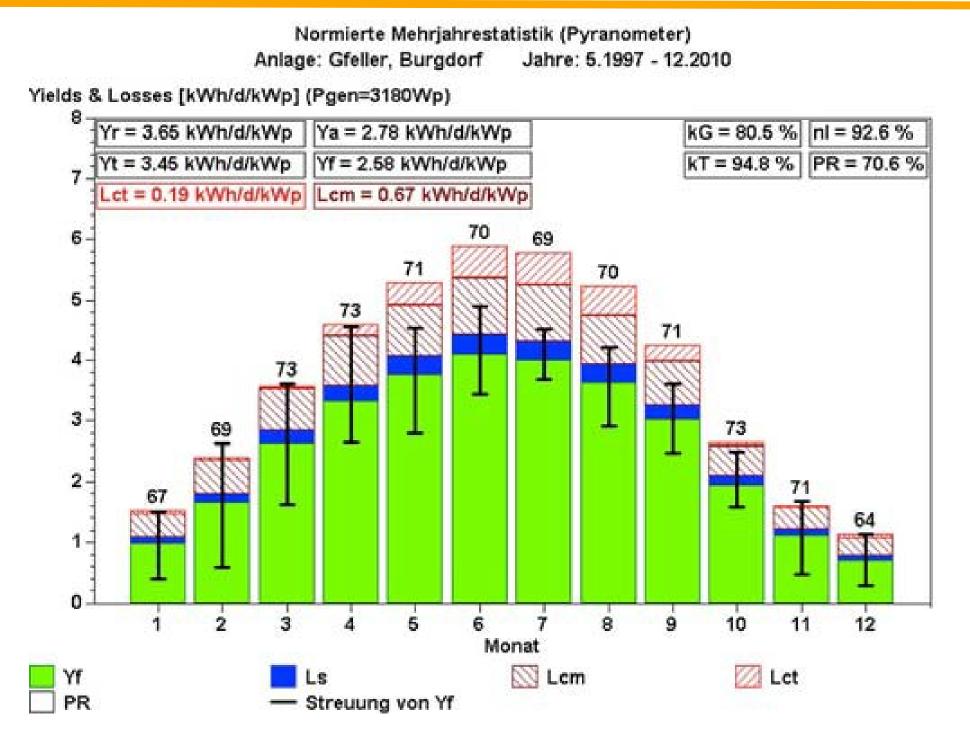
Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederazion svizza

Innosuisse - Schweizerische Agentur für Innovationsförderung

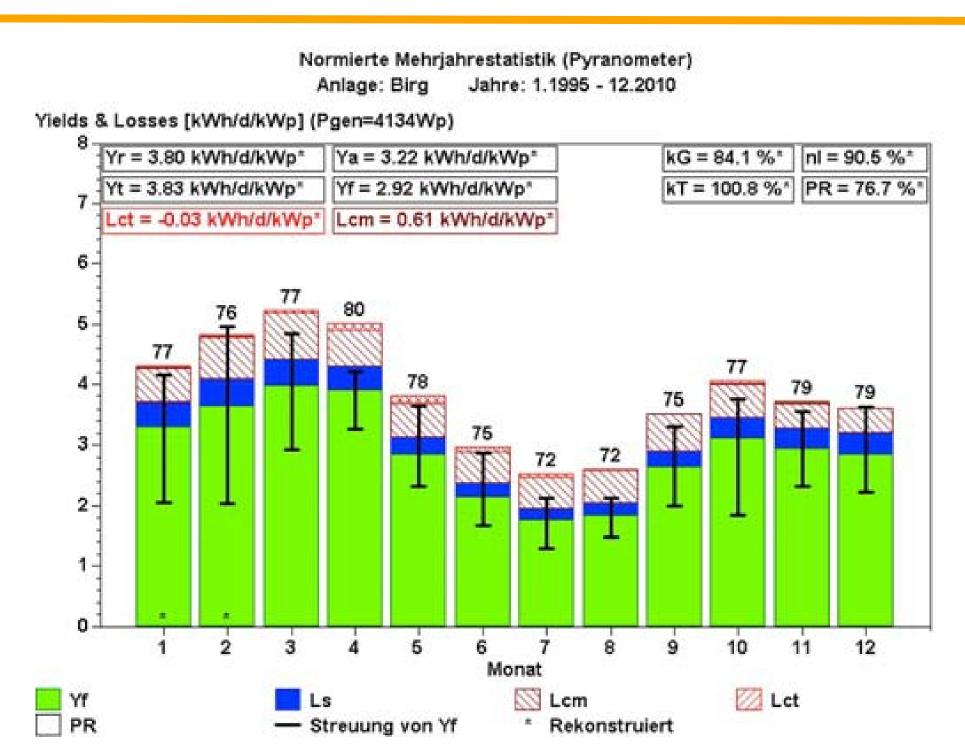
Bis anhin wurden die Anlagen zur Maximierung des Jahresertrags ausgelegt, womit bei einer Anlage im Mittelland etwa 70% des Ertrags im Sommer anfallen und nur 30% im Winter. Die Lösung dieses Problems ist der Bau von PV-Anlagen in den Alpen. Sie liefern im Winter gleich viel Strom wie im Sommer. Die drei ertragsstärksten Monate sind Februar – April. In diesen Monaten erreichen die Füllstände der Stauseen das Minimum. Die Schweizer Wasserkraft und die Photovoltaik sind also ein ideales Tandem.

#### Ausgangslage

Im Schweizer Mittelland sind Wintermonate oft trüb und dunkel, weshalb PV-Anlagen hier den grössten Ertrag im Sommer liefern. Auf über 1000 m.ü.M liegt selten Nebel. Im Alpenraum können Jahreserträge von PV-Anlagen bis 1'600 kWh erreichen. Zudem liegen die Jahresertragsmaxima im Winter und Frühling.



Standardisierte Mehrjahresstatistik der Jahre 1997-2010 einer PV-Anlage in Burgdorf (550 m.ü.M., Aufstellwinkel  $\beta = 28^{\circ}$ ).



Standardisierte Mehrjahresstatistik der Jahre 1995-2010 of der Hochalpinen PV-Anlage auf Birg (2'677 m.ü.M., Aufstellwinkel  $\beta$  = 90 °).

## Herausforderungen

Bei alpinen Standorten muss darauf geachtet werden, dass allfälliger Schnee auf den Anlagen nicht liegenbleibt. Dabei gibt es Standardvarianten: zwei senkrechte Anordnung oder integrierte PV-Flächen ohne Profil. muss darauf geachtet Zudem aufgeständerte werden, dass Panels nicht eingeschneit werden können.



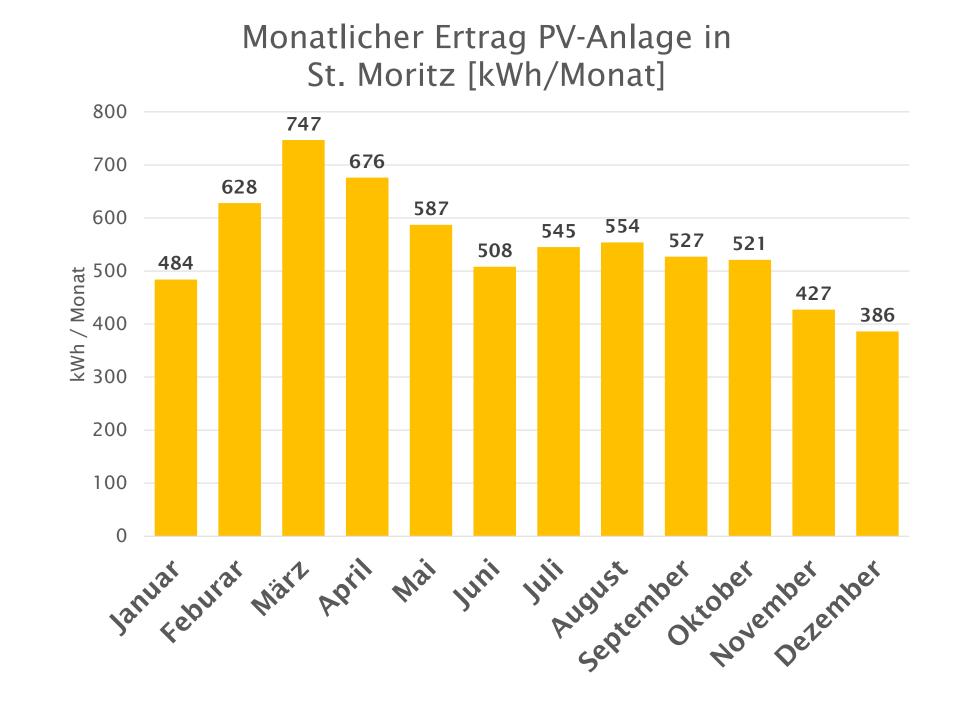
Beispiel für die senkrechte Montage von PV-Panels an einer Balkonbalustrade an einem Gebäude in den Alpen.



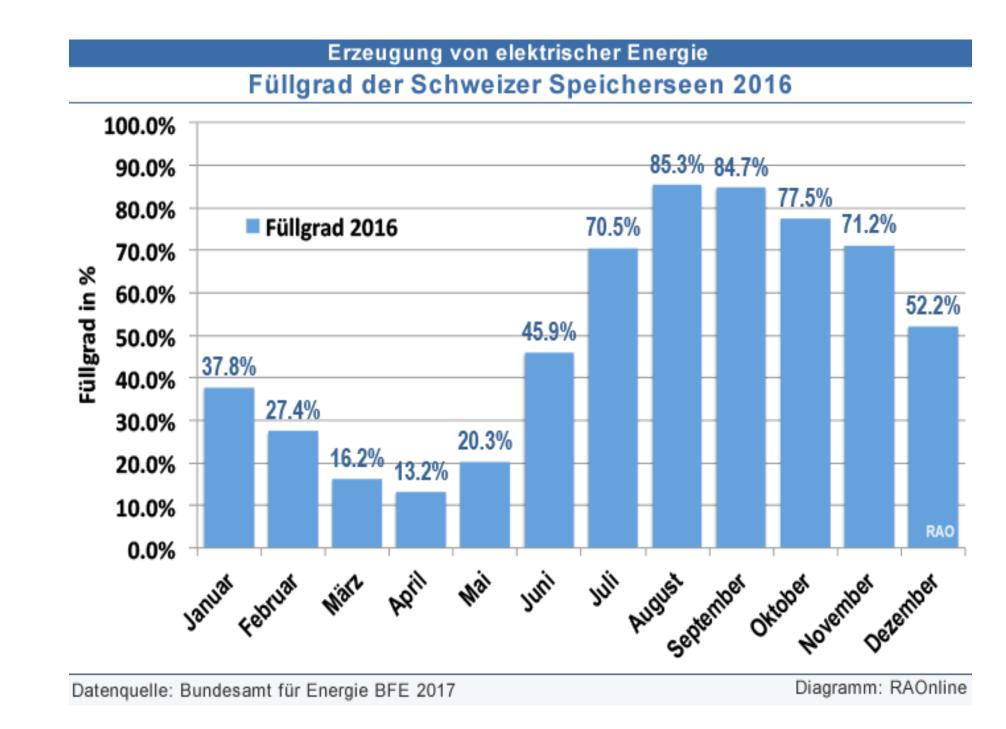
Schnee, welcher auf einer PV-Anlage abrutschen konnte.

#### Stromknappheit im Frühling

Wenn im Frühling die Stauseen auf dem niedrigsten Füllstand sind, erreichen an alpinen Standorten errichtete PV-Anlagen mit grossem Aufstellwinkel ihr Ertragsmaximum. Schweizer Wasserkraft und die Photovoltaik ergänzen sich perfekt.



Monatlicher Ertrag einer PV-Anlage (5kwp) in St. Moriz mit Aufstellwinkel ß = 60° auf 1'700 m.ü.M.



Füllgrad der Schweizer Speicherseen im Jahr 2016. (Bundesamt für Energie, 2017)

Acknowledgements: This research is part of the activities of the Swiss Centre for Competence in Energy Research on the Future Swiss Electrical Infrastructure (SCCER-FURIES), which is financially supported by the Swiss Innovation Agency (Innosuisse - SCCER program). We also gratefully acknowledge funding from Bern University of Applied Sciences BFH, Burgdorf, Switzerland. The prototype of the Borgna-Converter has been realized in the CTI / Innosuisse innovation project 19062.1 PFEN-NM (project without industrial partner).





# Impact of rapid changes in solar irradiance on large PV installations

17. Nationale Photovoltaik-Tagung, Kursaal Bern, 26./27. März 2019 Franziska Kuonen, Prof. Urs Muntwyler, PD Dr. Eva Schüpbach

Partner:

SCCER – FURIES

Rapid changes in solar irradiance lead to short-term power changes of photovoltaic (PV) modules. As the grid may be affected, it is of outmost importance to investigate the impact of such rapid solar irradiance changes on large PV installations. Here, we present results of two PV installations and one single module in Switzerland, namely:

- (i) the open-field Mont-Soleil PV plant at 1'270 m asl in the Jura mountains (area: 15'347 m<sup>2</sup>, 555kWp)
- (ii) a roof-top PV plant at 533 m asl in the city of Burgdorf (area: 1'867 m<sup>2</sup>, 44.88kWp)
- (iii) a single module of Meyer Burger AG, also installed at Mont-Soleil (1.067 m², 305kWp)

#### Measurement details

PV Plant	Power	Area	Power/Area
Burgdorf (ii)	44.88 kWp	$1867  m^2$	$24.04 \text{ W/m}^2$
Building East	23.76 kWp	690 m <sup>2</sup>	34.43 W/m <sup>2</sup>
Building West	21.12 kWp	538 m <sup>2</sup>	39.25 W/m <sup>2</sup>
Mont-Soleil (i)	555 kWp	15'347 m <sup>2</sup>	36.16 W/m <sup>2</sup>
Single Module (iii)	305 Wp	1.067 m <sup>2</sup>	285.84 W/m <sup>2</sup>





Open-field PV plant at Mont-Soleil. (i)

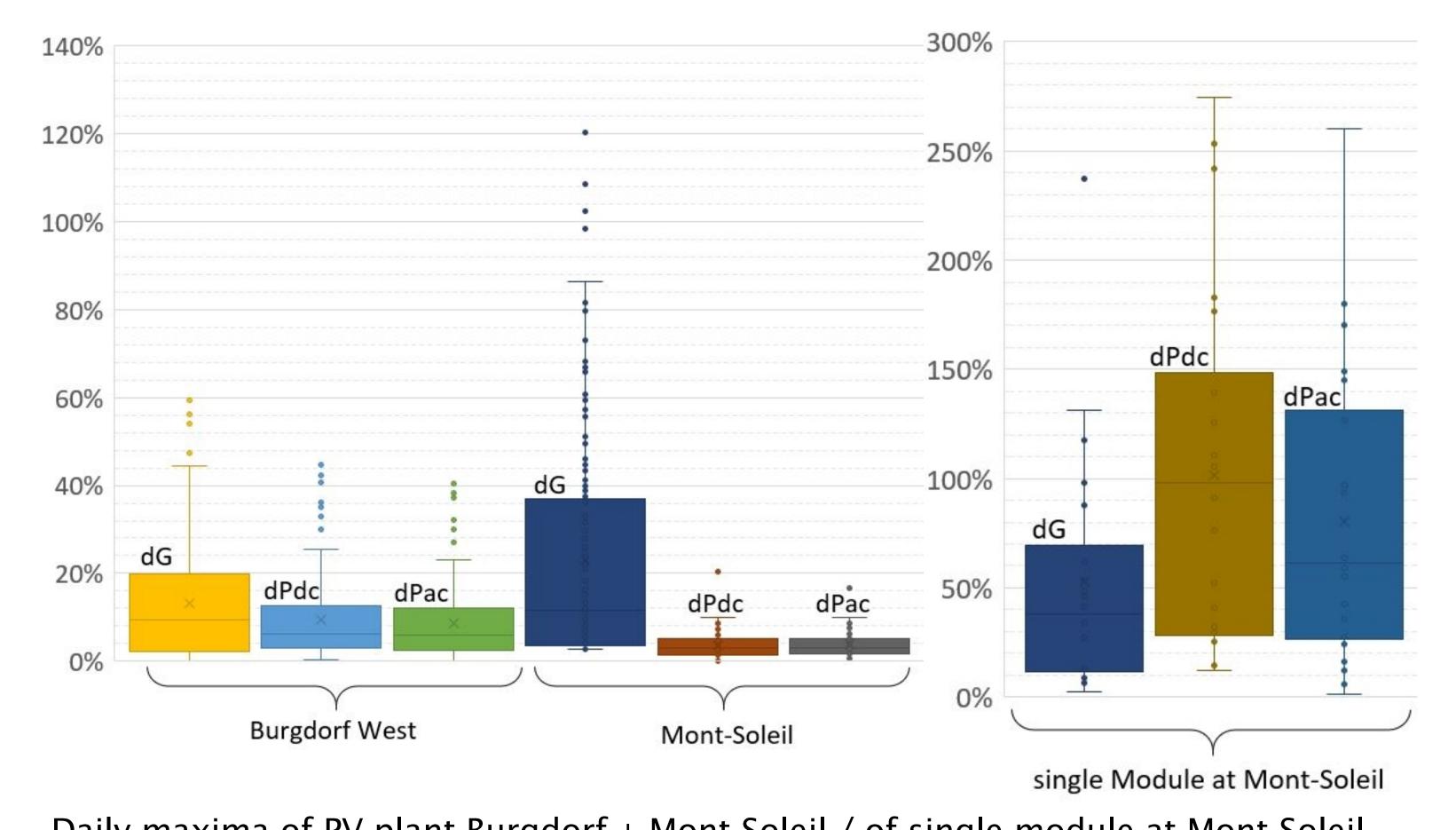
Single module at Mont-Soleil, right module (iii)

# Relation between rapid solar irradiation changes and PV power changes:

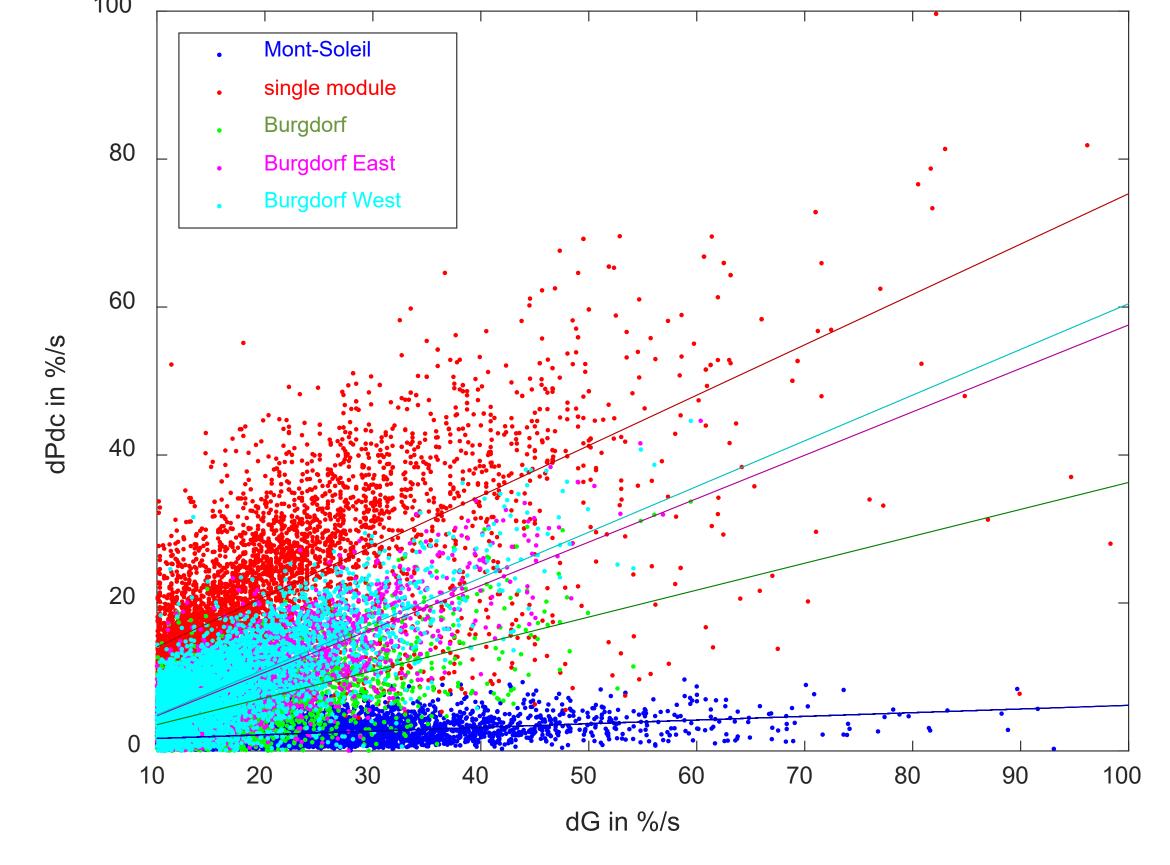
- We limited the analysis to data points with solar irradiance change greater than  $100 \frac{W}{m^2 s}$
- The single module at Mont-Soleil has a higher slope than the PV plant Burgdorf
- Cloud movement direction strongly influences the power changes



Roof-top PV plant in Burgdorf (ii) consisting of three areas: Building East (right, 23.76kWp), Building west (left, 21.12kWp) and glass atrium in the middle without PV-power.



Daily maxima of PV plant Burgdorf + Mont-Soleil / of single module at Mont-Soleil.



Relation between rapid solar irradiation changes and PV power changes with trend lines, shows higher power per area leads to higher power changes

#### Conclusions

The higher the power per area, the higher the power changes. Power changes at Mont-Soleil are smaller despite higher rapid irradiation changes. The inverter of the PV plant Mont-Soleil responded therefore slower to changes in solar irradiation than the inverter of the PV plant Burgdorf. In conclusion, there are two possibilities to slow down the power changes: lower power per area and slower inverter behavior.

**Acknowledgements** This research is part of the activities of the Swiss Centre for Competence in Energy Research on the Future Swiss Electrical Infrastructure (SCCER-FURIES), which is financially supported by the Swiss Innovation Agency (Innosuisse - SCCER program). We also gratefully acknowledge funding from Bern University of Applied Sciences BFH, Burgdorf, Switzerland.





# Hunziker Areal - Erhöhung des Eigenverbrauchs Nutzenanalyse ZEV einer 512 kWp PV-Anlage



O. Stucki, E. Staib, R. Knecht, F.P. Baumgartner ZHAW, Zurich University of Applied Sciences, SoE, Institute of Energy Systems and Fluid Engineering, Technikumstrasse 9, CH-8401 Winterthur, Switzerland, www.zhaw.ch/~bauf phone: +41 (0) 58 934 7232; e-mail: bauf@zhaw.ch

#### Leitfrage: Würde ZEV für die Genossenschaft oder Mieter Vorteile bringen?

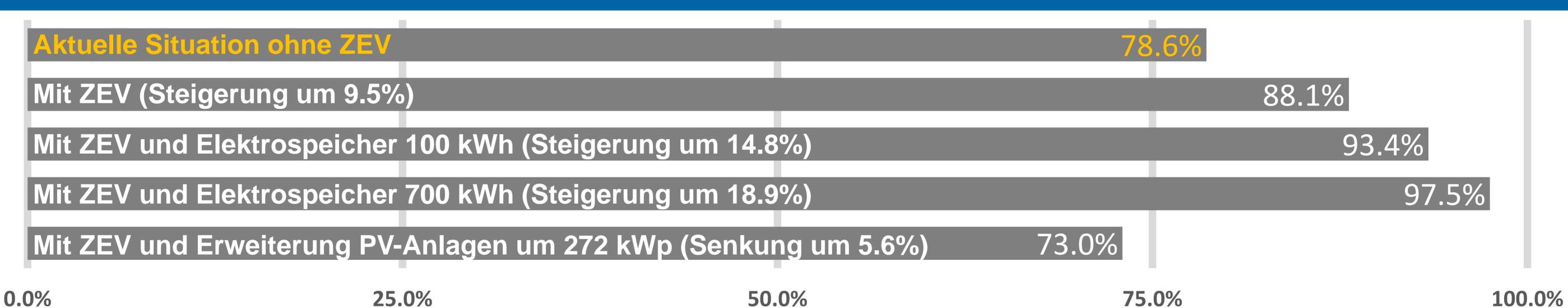
- 2000-W-Areal in Zürich Oerlikon seit 2014
- 1200 Personen und 150 Arbeitsplätze
- 13 PV-Anlagen mit total 511.9 kWp
- 463 MWh Solarer Jahresertrag
- 1.96 GWh Jahresstromverbrauch
- 78.6% Eigenverbrauchsgrad





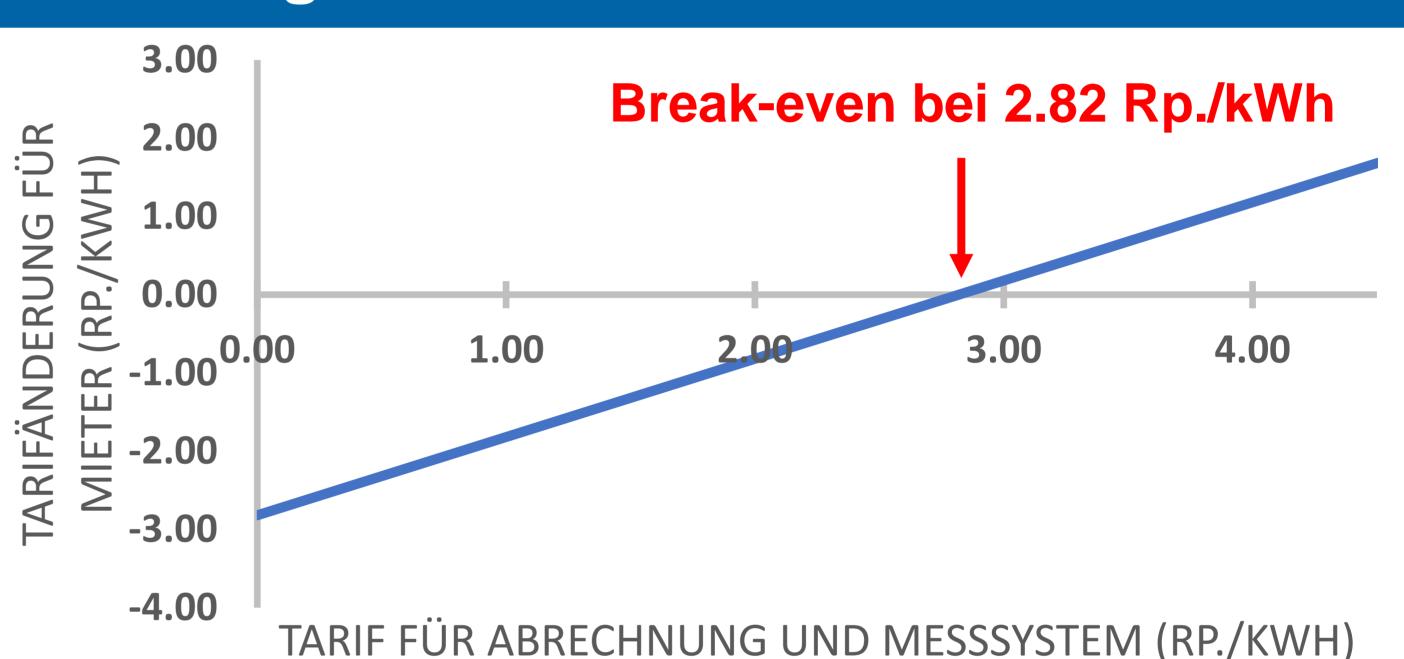
Bildquelle: mehralswohnen

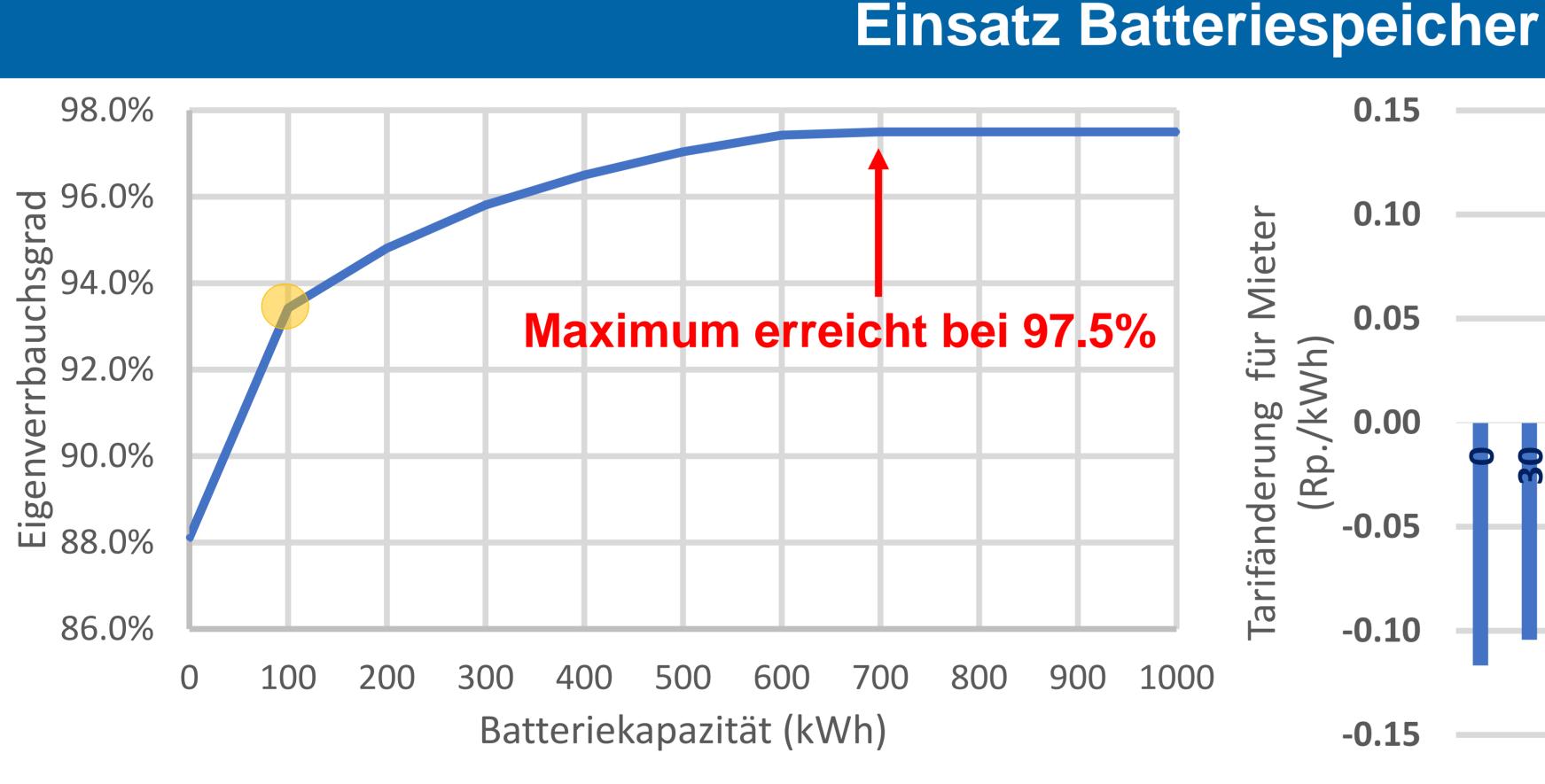
## Optimierung des solaren Eigenverbrauchsgrades



## Elektrizitätskostenabrechnung durch ZEV

- Kann die Elektrizitätskostenabrechnung durch die Genossenschaft für unter 2.82 Rp./kWh erfolgen, sinken die Strompreise für die Mieter.
- Die Abrechnungskosten hängen von folgenden Faktoren ab:
  - Kosten Messsystem
  - Aufwand Abrechnungsprozess
- Die Abrechnungskosten kommerzieller Anbieter bewegen sich aktuell zwischen 2 und 5 Rp./kWh





#### 0.15 Break-even bei 287 CHF/kWh 0.10 0.05 für (Rp./kWh) Tarifänderung 0.00 241 271 271 302 332 332 342 452 452 452 483 513 573 603 -0.05 -0.10 -0.15 Kosten Batteriespeicher (CHF/kWh)

Grösstes Steigerungspotenzial (5.3%) mit 100 kWh Speicherkapazität auf 93.4%

- Sinkendes Steigerungspotenzial durch Erhöhung der Speicherkapazität
- Maximum erreicht bei 700 kWh Speicherkapazität entspricht einer Steigerung von 9.4%

## Aktuell liegt der Preis für Batterien ungefähr bei 800-1000 CHF/kWh!

#### Berechnungsgrundlagen:

- Batteriespeicher 100 kWh
- Zeitspanne 25 Jahre
- Ersatz Batteriespeicher nach 15 Jahren

#### Zusammenfassung und Ausblick

- Strompreis der Mieter könnte weiter gesenkt werden durch günstigeren Einkauf von Ökostrom auf dem freien Markt
- Durch steigende Strompreise ist ein hoher Eigenverbrauchsgrad in Zukunft von ökonomischem Vorteil
- Wirtschaftlich betrachtet lohnt sich ein Batteriespeicher mit den aktuellen Preisen noch nicht
- Interessant für weitere Betrachtungen könnte die steigende Ladestrombedarf der Elektromobile in Zukunft sein

## Refenzen / Zusammenarbeit

Referenz: O. Stucki, E.Staib, Projektarbeit "Ökonomische Optimierung eines bestehenden MFH mit Wärmepumpe mittels Wettervorhersage und Batteriespeicher", ZHAW IEFE, 2019

In Zusammenarbeit mit: LEMON · CONSULT • • ENERGY • EFFICIENCY • ENGINEERING •

Poster-Nr. G26, präsentiert an der 17. Nationalen Photovoltaik-Tagung, 26.& 27. März 2019, Bern

# Netzintegration - Das Potenzial der Leistungsbegrenzung

Von Lars Huber, 5643 Sins, lars.huber.ch@gmail.com

Leistungsbegrenzung, Shaving bei auch Peak genannt, Photovoltaikanlagen seit langem mehr oder weniger bewusst eingesetzt. Die stellt sich daher nicht, ob man Leistungsbegrenzung bei Photovoltaikanlagen anwenden soll, sondern in welchem Ausmass und auf welche Art und Weise. Aus System- und Versorgungssicherheits-Sicht ist eine ausgeprägte Leistungsbegrenzung am Einspeisepunkt wünschenswert und wird in ihrer positiven Auswirkungen stark unterschätzt. Die Leistungsbegrenzung reduziert den durch dezentrale Einspeisung notwendigen Netzausbau und hilft somit die Kosten der Energiewende tief zu halten. In dieser Feldstudie [2] wurden 185 reale Photovoltaikanlagen auf deren Verhalten bei statischer Leistungsbegrenzung untersucht. Diese Art von Leistungsbegrenzung wurde für die Studie [2] gewählt, weil Produktionsdaten von Wechselrichtern im Internet frei zugänglich sind und durch Software-Simulationen analysiert werden können. Dafür wird die maximale Wechselrichterleistung schrittweise reduziert und der resultierende Minderertrag errechnet.

#### Definitionen

- <u>Dimensionierung:</u> Wechselrichterleistung / Modulleistung
- Minderertrag: Durch Leistungsbegrenzung verlorene Produktion.
- <u>Statische Leistungsbegrenzung:</u> Die maximale Leistung am Wechselrichter wird auf einen fixen Wert begrenzt. Dies kann durch die Dimensionierung von Wechselrichter und Generator beim Bau geschehen oder durch eine Einstellung per Software am Wechselrichter oder an der Steuereinheit.
- <u>Dynamische Leistungsbegrenzung:</u> Die maximale Leistung am Einspeisepunkt wird nicht überschritten. Dazu wird der Anschlusszähler abgegriffen und auf den Wechselrichter oder die Steuereinheit geführt. Auf diese Weise wird der Eigenverbrauch beachtet und der Minderertrag wird reduziert.

#### Datenpool

• Anlagen: 185

• Zeitraum: 2012-2018

• Jahre: 740

• Tage: ca. 270 Tsd.

• Messwerte: ca. 40 Mio.

Auflösung: 5 MinutenStandorte: siehe Karte

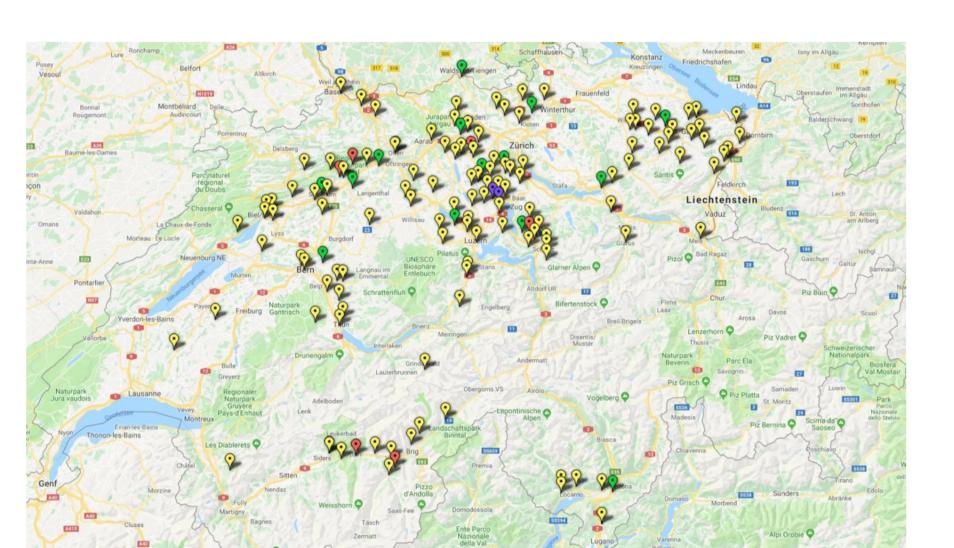


Abb. 1: Standorte der untersuchten 185 Photovoltaikanlagen.

#### Leistungsbegrenzung im Tagesverlauf

Die Abb. 2 zeigt einen Tagesverlauf mit einer Leistungsbegrenzung bei 62% (Übergang von gelb zu schwarz). Es handelt sich um eine Ost-West Anlage im Mittelland. Obwohl an diesem spezifischen Tag der Minderertrag (schwarze Fläche) 4.2% beträgt, übersteigt der Jahres-Minderertrag die 1%-Grenze nicht. Die Anlage produziert über das Jahr gesehen Leistungsspitzen von 94%. Abb. 2 zeigt im Weiteren, dass durch die 62%-Leistungsbegrenzung die Leistungssprünge beinahe halbiert werden und somit die notwendige Spannungshaltung durch den Netzbetreiber vereinfacht wird. Leistungsspitzen verursachen Störungen, aber ergeben beinahe keine nutzbare Energie. Diese Leistungsbegrenzung verhindert im Jahr 584 Leistungsspitzen mit einer kumulierten Zeit von 8 Tagen.

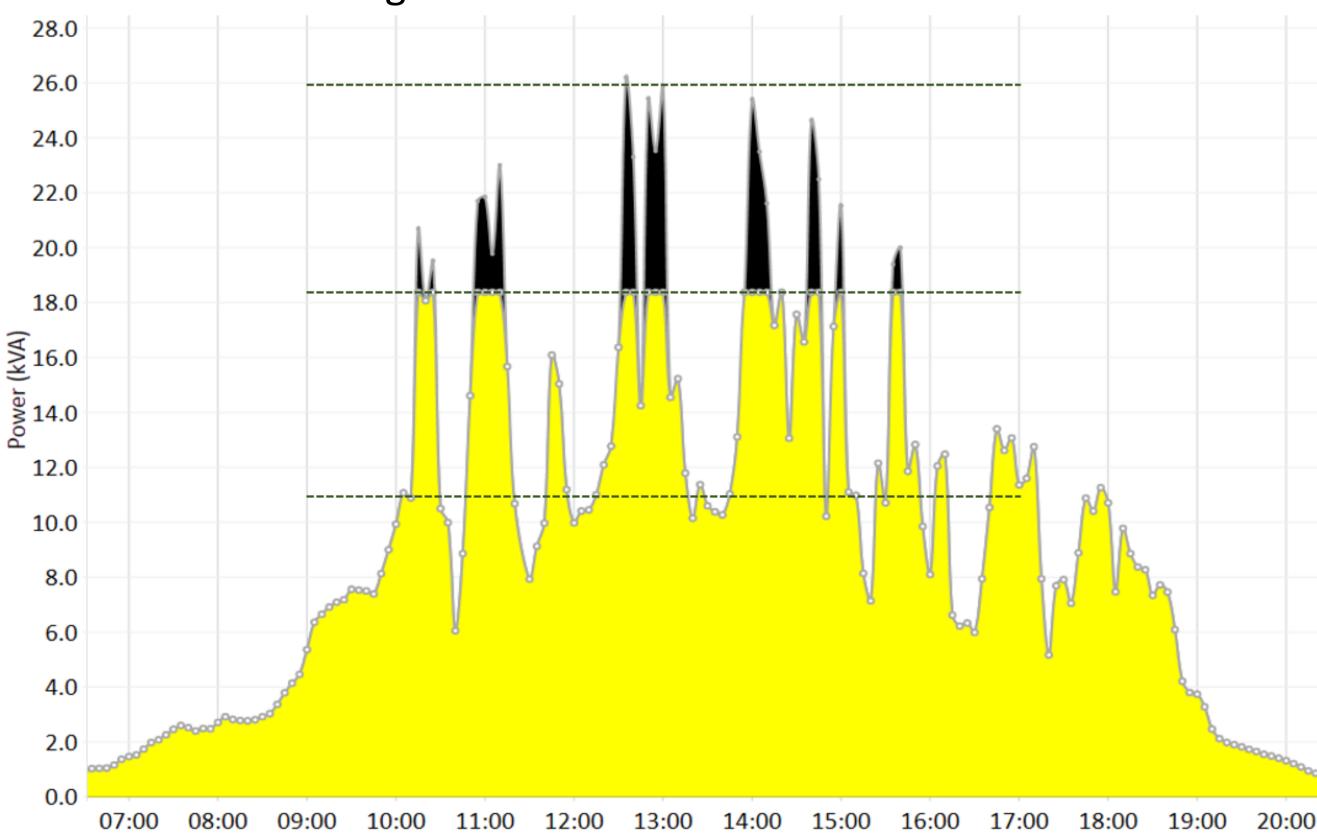


Abb. 2: Ost-West Anlage - Tagesverlauf vom 17.05.2015 mit einer Leistungsbegrenzung bei 62%.

#### **Jahresanalysen**

Abb. 3 zeigt Jahreskennlinien in Abhängigkeit der Dimensionierung (1 Anlage):

- L. Relativer Minderertrag gegenüber originaler Produktion
- 2. Spezifischer Ertrag (kWh) pro 1 kWp Modulleistung
- 3. Spezifischer Ertrag (kWh) pro 1 kVA Wechselrichterleistung
- 4. Maximale Leistung (unabhängig der Dimensionierung)

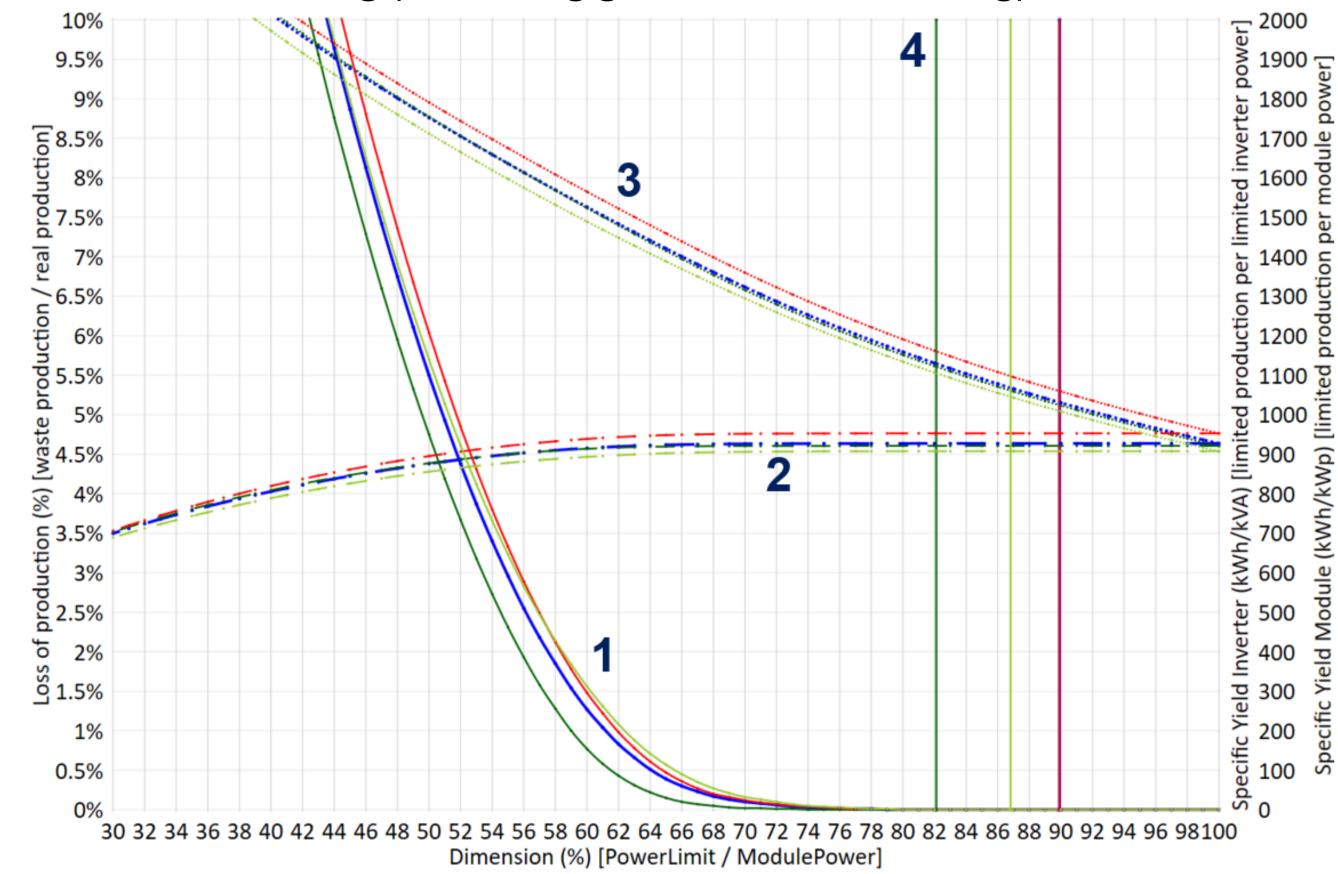


Abb. 3: Ost-West Anlage – Leistungsbegrenzungs-Charakteristik (1), spezifische Ertragswerte (2,3) und Leistungsmaximum (4) von 2016 bis 2018 mit Total (blau).

Gut ersichtlich ist die Lücke zwischen Minderertragskurven (1) und den Leistungsmaxima (4). Die Lücke stellt das konkrete Optimierungspotenzial und Netzkapazitätsfreigabe dar. Des Weiteren steigen die spezifischen Ertragswerte vom Wechselrichter schneller als jene der Module sinken. Aus Systemsicht ist es irrelevant wie viele Kilowattstunden pro Modul produziert werden, sondern wie viel Energie und mit welcher Leistung am Anschlusspunkt eingespeist wird.

Abb. 4 zeigt die Minderertragskurven aller 185 Anlagen. Jede Kennlinie stellt das Total einer Anlage über alle verfügbaren Jahre hinweg dar. Unter Beachtung der Bauweise der Anlage ergibt sich die Schlussfolgerung, dass steile Süd-Anlagen (frühere Bauweise) rechts und Ost-West Anlagen (heutige Bauweise) links positioniert sind. Zudem beeinflusst der Standort ebenfalls die Position der Minderertragskurven. Anlagen mit langer Schneebedeckung haben grösseren relativen Minderertrag wegen fehlender Winterproduktion.

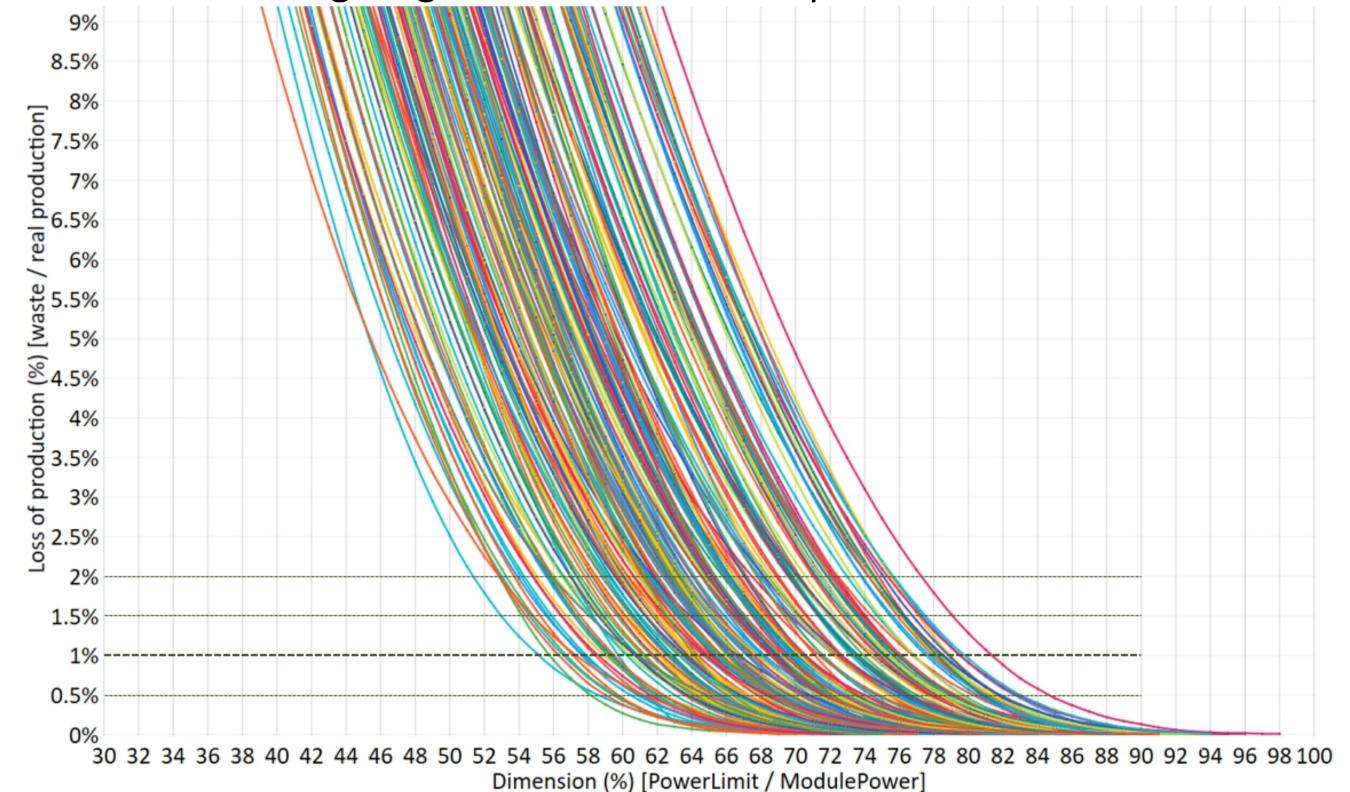


Abb. 4: Leistungsbegrenzungs-Charakteristiken von 185 Photovoltaikanlagen über alle verfügbaren Jahre.

#### Verwendung von Leistungs-Charakteristiken

Einspeise-Charakteristiken werden für Simulationen und Zukunftsszenarien verwendet, um den maximalen Photovoltaik Anteil im Netz und die Kosten für den notwendigen Netzausbau zu eruieren. Das Bundesamt für Energie BFE verwendet in ihrer Studie [1] eine 85%-Dimensionierung, die Swissgrid in ihren Szenarien [3] gar eine Dimensionierung von 95%. Dienstleister für Netzbetreiber skalieren heutige Energieflüsse und Einspeiseleistungen hoch (nicht optimiert).

#### **Fazit und Empfehlung**

Mit einem jährlichen Minderertrag von 1%, kann unsere für Photovoltaik-Einspeisung benötigte Netzkapazität um 20% bis 40% freigegeben werden. Mit dynamischer Leistungsbegrenzung und Eigenverbrauch wird die Infrastruktur nochmals entlastet. In Anbetracht des nicht ausgeschöpften Potenzials bei dezentraler Einspeisung, sollten Studien und Szenarien im Rahmen der Energiestrategie 2050 und der künftigen Netzplanung aktualisiert werden.

# SimZukunft – Simulationen zukünftiger Energiestädte

17. Nationale Photovoltaik-Tagung, Kursaal Bern, 26./27. März 2019 Dr. Noah Pflugradt, Prof. Urs Muntwyler



Die Auswirkungen der Energiestrategie auf die Niederspannungsnetze sind im Detail bisher nicht untersucht. Das Projekt «SimZukunft» untersucht das am Beispiel von Burgdorf in verschiedenen Szenarien. Dabei wird der Energieverbrauch in Burgdorf Bottom-Up im Detail simuliert und der künftige Energieverbrauch jedes Hauses als Lastprofil für die Netzsimulation verwendet. Ziel des Projekts ist zu zeigen, dass eine holistische Betrachtung des künftigen Verbrauchs deutlich

bessere Ergebnisse liefert für die Netz- und Geschäftsmodell-Planung als einfachere Ansätze.

#### Einführung

- Im Projekt werden fünf Szenarien untersucht.
- Die Grundlage ist ein Modell des gegenwärtigen Burgdorf.
- Dann werden für jedes Haus in Burgdorf individuelle Lastprofile mit dem LoadProfileGenerator erstellt.
- Angaben wie z.B. 5% Reduktion Heizwärme im Jahr werden in einzelne, diskrete und konkrete Ereignisse heruntergebrochen.

Szenarioname	Beschreibung	Partner
ES-2050 POM-E	«Politische Massnahmen», Variante «Erneuerbare Energien»	F
ES-2050 POM-E SMART	Wie oben, aber Einsatz maximal möglicher Smartgrid-Technologien	Bern University of Applied Sciences
ES-2050 NEP-E	«Neue Energiepolitik», Variante «Erneuerbare Energien»	
UTOPIA	Maximaler PV-Zubau, maximale Sektorenkopplung, hervorragende Gebäudeisolierung, voller SmartGrid-Ausbau, 100%, Elektromobilität, hohe Effizienzsteigerungen.	localnet
DYSTOPIA	Kaum Erneuerbare, Teure PV, Wirtschaftskrieg, Klimawandel, Flüchtlinge	ADAPTRICITY Planning Smarter Grids

#### Methodik

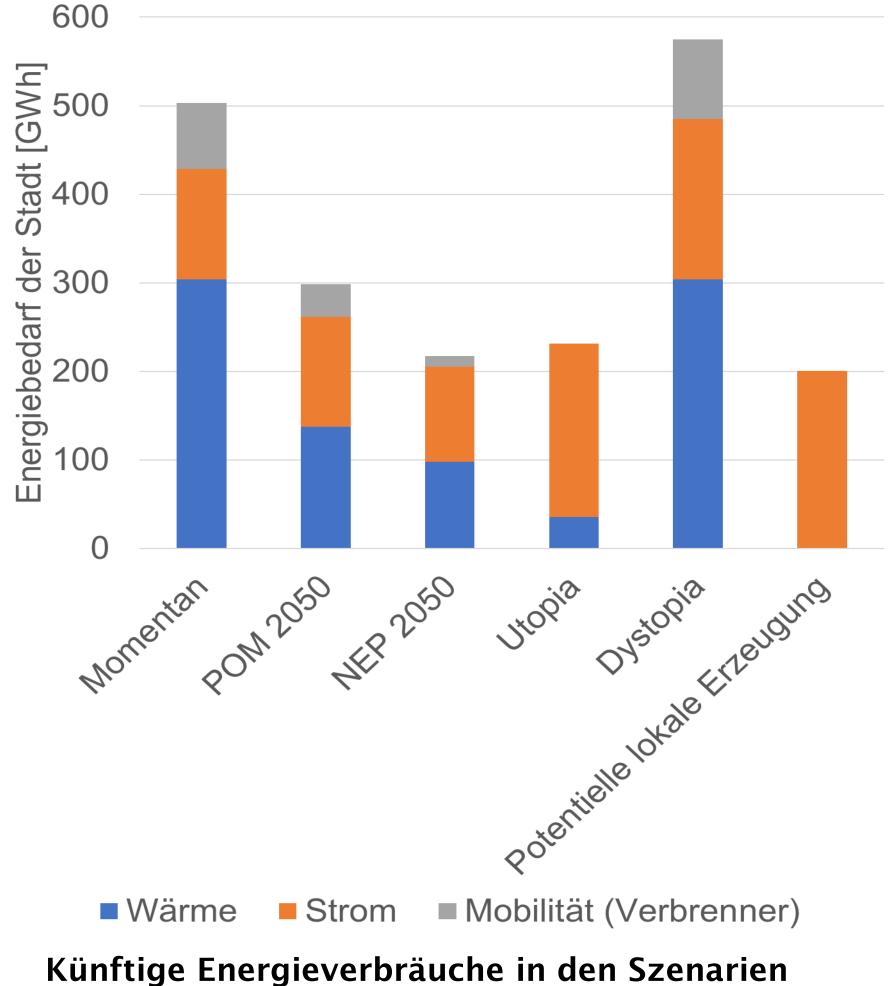
- Im Projekt wird eine Berechnung summenbetrachtungen für 2020 bis 2050 alle 5 Jahre durchgeführt.
- Für das Modell von Burgdorf werden alle verfügbaren Datenquellen einbezogen.
- Berechnung der Zukunftsszenarien erfolgt mit einer eigens entwickelten Sammlung Skripten.

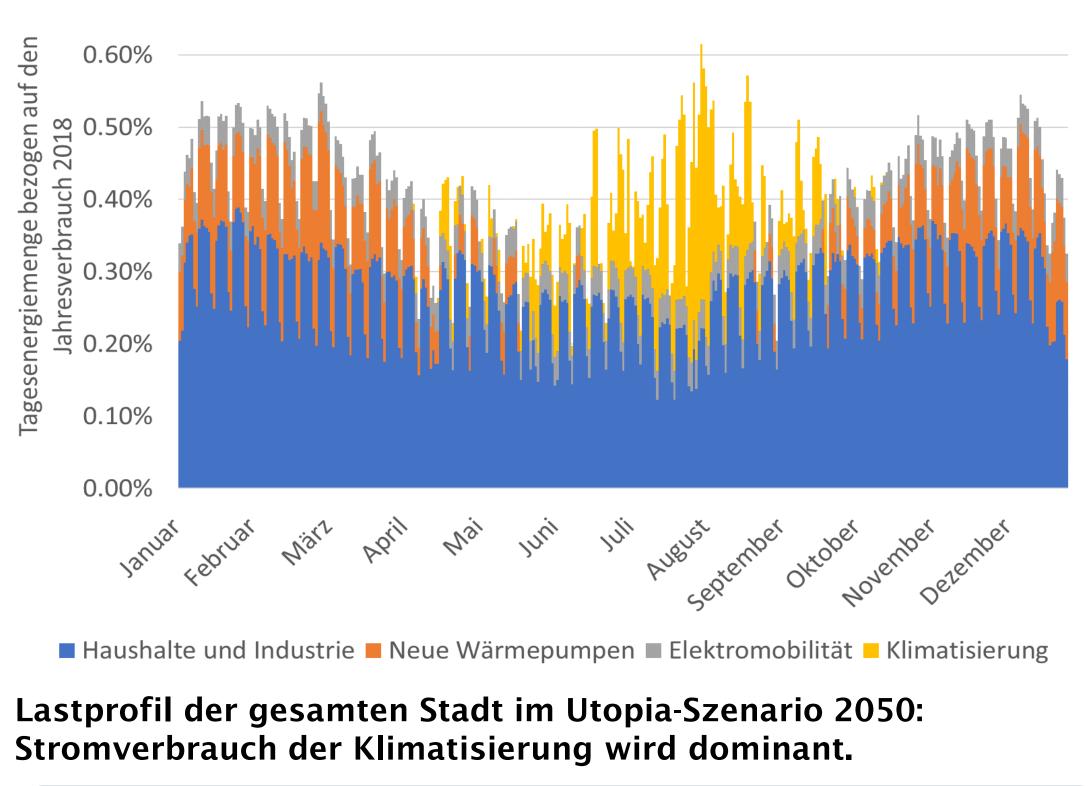
#### **Aktueller Stand** Localnet Energiebedarf Daten s-daten Baudirektion Stadt Burgdorf Kanton Bern Modell Gegenwart Simulationen bestimmung Zusammen-Jahres-Modell Zukunft führung Bilanzen für Verbraucher Model von Burgdorf aller Daten simulationen Umsetzung Netzplanung Validierung Szenarien Lastprofile Parameter Konsistentes | Gewerbekun | Simulationen Modell den Lastprofilen in 5-Jahres-Gebäude- und Feuerungsstät 15 min Wohnregister schritten bis ten (GWR) Auflösung Sonnendach.c 2050 Ablauf im Projekt Datenquellen im Projekt

0.70%

#### Ergebnisse

- Burgdorf kann 2050 im Utopia-Szenario rechnerisch energieautark sein.
- Durch Lasten neue wie Elektromobilität Klimatisierung, und Wärmepumpen wird sich der Stromverbrauch deutlich steigern, der Verbrauch fossiler aber Brennstoffe stark abnehmen.
- Gegenwärtig laufen im Projekt die Simulationen.
- Danach ist der nächste Schritt die Netzberechnungen die und Auswertungen der Netzbelastung.





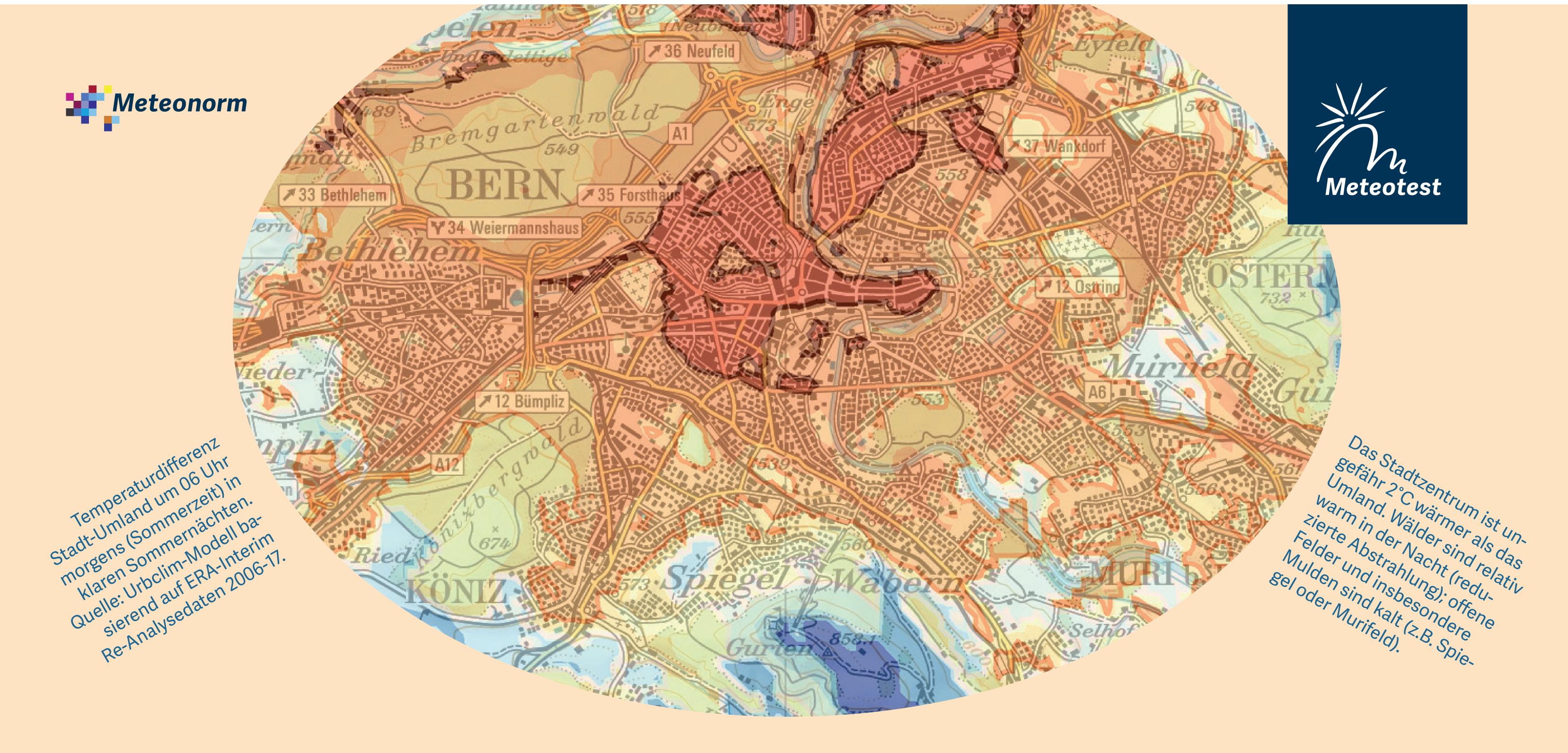
Der Lastprofilgenerator ist kostenlos erhältlich unter www.loadprofilegenerator.ch

Verdankung: Dieses Forschungsprojekt wird finanziert vom Bundesamt für Energie (BFE), Schweiz, und ist Teil der Forschungsaktivitäten im Swiss Center for Competence in Energy Research "SCCER-FURIES" (Future Swiss Electrical Infrastructure), finanziert von Innosuisse (Schweizerische Agentur für Innovationsförderung -SCCER Programm). Wir bedanken uns auch für die finanzielle Unterstützung seitens der Berner Fachhochschule BFH in Burgdorf, Schweiz.









# Neue Stadthitzedaten und aktuelle Zeitreihen

Die globale Klimadatenbank Meteonorm Version 7.3 (www. meteonorm.com) wurde im November 2018 veröffentlicht. Die zwei wichtigsten wissenschaftlichen Neuerungen sind die neuen Stadthitzedaten und der direkte Zugang zu aktuellen Zeitreihen.

Die Stadthitzedaten wurden im Rahmen des EU Horizon 2020 Projekts climate-fit.city berechnet. Im Moment werden fünf Städte in Europa abgedeckt (Barcelona, Bern, Prag, Rom und Wien). Weitere werden folgen.

Innerhalb dieser Städte und auch in der Umgebung stehen hoch aufgelöste Stadthitzedaten zur Verfügung. Dies für das heutige Klima wie auch für zukünftige (zwei Szenarien für 2050). Der Effekt der Städte und des Klimawandels sind gross.

Bei ungebremstem Klimawandel werden die mittleren
Maximaltemperaturen: nördlich der Alpen von rund 35°C
auf 40°C (RCP 8.5, 2050), südlich der Alpen von 40 auf 45°C
(RCP 8.5, 2050) ansteigen. Im
Projekt climate-fit.city wurden
zudem auf Basis der Meteonorm Daten für verschiedene
Gebäude modelliert und der
Einfluss auf den Energieverbrauch, die Leistungsspitze
der Heizung und Kühlung sowie den Komfort analysiert.

Bislang enthielt die Meteonorm vor allem typische Wetterjahre, die Durchschnittsjahren entsprachen. Grössere Photovoltaik-Anlagen werden heutzutage aber oft auch mit längeren Zeitreihen modelliert. Meteonorm 7.3 enthält nun den direkten Zugang zu weltweiten Stunden- und Monatsdaten der letzten 10 Jahren.

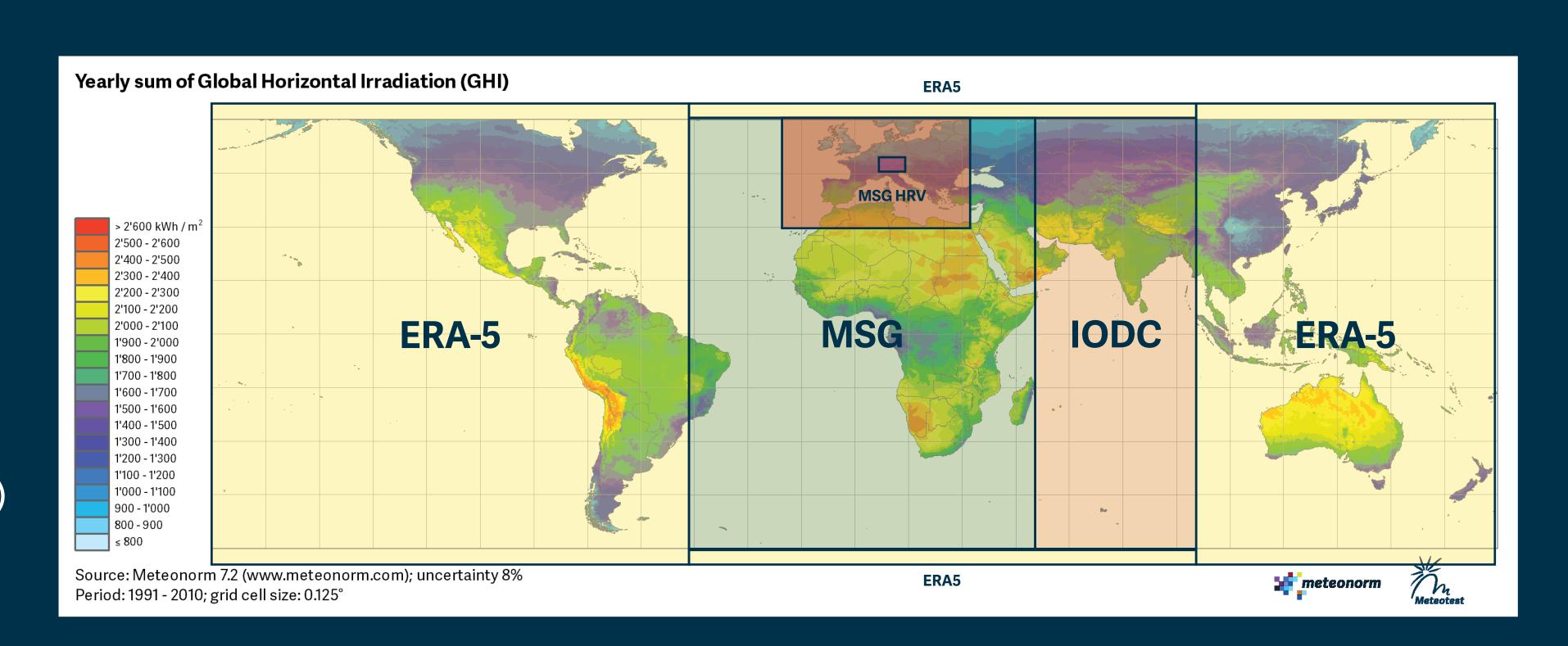
#### Höchster Stundenwert der Temperatur pro Jahr

		MN 7.3	MN 7.3 /	MN 7.3 /
Modell	Gemessen [°C]	(2000-2009) [°C]	RCP 4.5 (2046-55) [°C]	RCP 8.5 (2046-55) [°C]
Bern / Zentrum	29.0	31.9	36.1	39.2
Bern / Umland	33.3	32.4	36.1	38.7
Bern / Stadt	34.6	31.5	35.4	38.8
Differenzen Hitzeinsel	-4.3	-0.5	0.0	0.5
Differenzen CC (Zentrum)			4.2	7.3
Prag / Zentrum		33.0	39.0	40.1
Prag / Flughafen		33.0	38.6	39.8
Prag / Stadt	33.8	31.4	37.4	38.5
Differenzen Hitzeinsel		0.0	0.4	0.3
Differenzen CC (Zentrum)			6.0	7.1
Wien / Zentrum	35.9	33.6	38.4	40.5
Wien / Flughafen	35.3	35.1	38.3	40.4
Wien / Stadtpark	35.1	33.2	38.0	39.9
Differenzen Hitzeinsel	0.6	-1.5	0.1	0.1
Differenzen CC (Zentrum)			4.8	6.9
Rom / Zentrum		37.4	43.1	44.2
Rom / Flughafen	39.1	37.4	43.7	44.7
Rom / Stadtpark		37.5	43.3	44.4
Differenzen Hitzeinsel		0.0	-0.6	-0.5
Differenzen CC (Zentrum)			5.7	6.8
Barcelona / Zentrum		34.7	39.9	42.2
Barcelona / Flughafen	33.4	32.5	36.7	39.3
Barcelona / Stadtpark		34.7	38.6	40.9
Differenzen Hitzeinsel		2.2	3.2	2.9
Differenzen CC (Zentrum)			5.2	7.5

#### Zeitreihen: Aufteilung Welt mit Datenquellen

Grundlage der Zeitreihen der aktuellen Monats- und Stundenwerten:

- ERA-5 Re-Analyse für alle Gebiete ausserhalb der Abdeckung des MSG und des IODC Satelliten
- IODC, MSG und MSG HRV für Europa, Afrika, naher Osten und Asien
- MeteoSchweiz für die Schweiz (alle Swissmetnet-Stationen)
- Verzögerung: Satellit: 8 Tage, Re-Analyse: 3 Monate
- Vorlage: www.meteonorm.com/meteonorm-zeitreihen



#### PV HOSTING CAPACITY BOOSTED BY RESIDENTIAL DEMAND FLEXIBILITY



Lionel Bloch<sup>†</sup>, Jordan Holweger<sup>†</sup>, Christophe Ballif<sup>†‡</sup> and Nicolas Wyrsch<sup>†</sup>

lionel.bloch@epfl.ch, jordan.holweger@epfl.ch, christophe.ballif@epfl.ch, nicolas.wyrsch@epfl.ch
†Photovoltaics and Thin Film Electronics Laboratory (PV-Lab), EPFL | ‡PV-center, CSEM



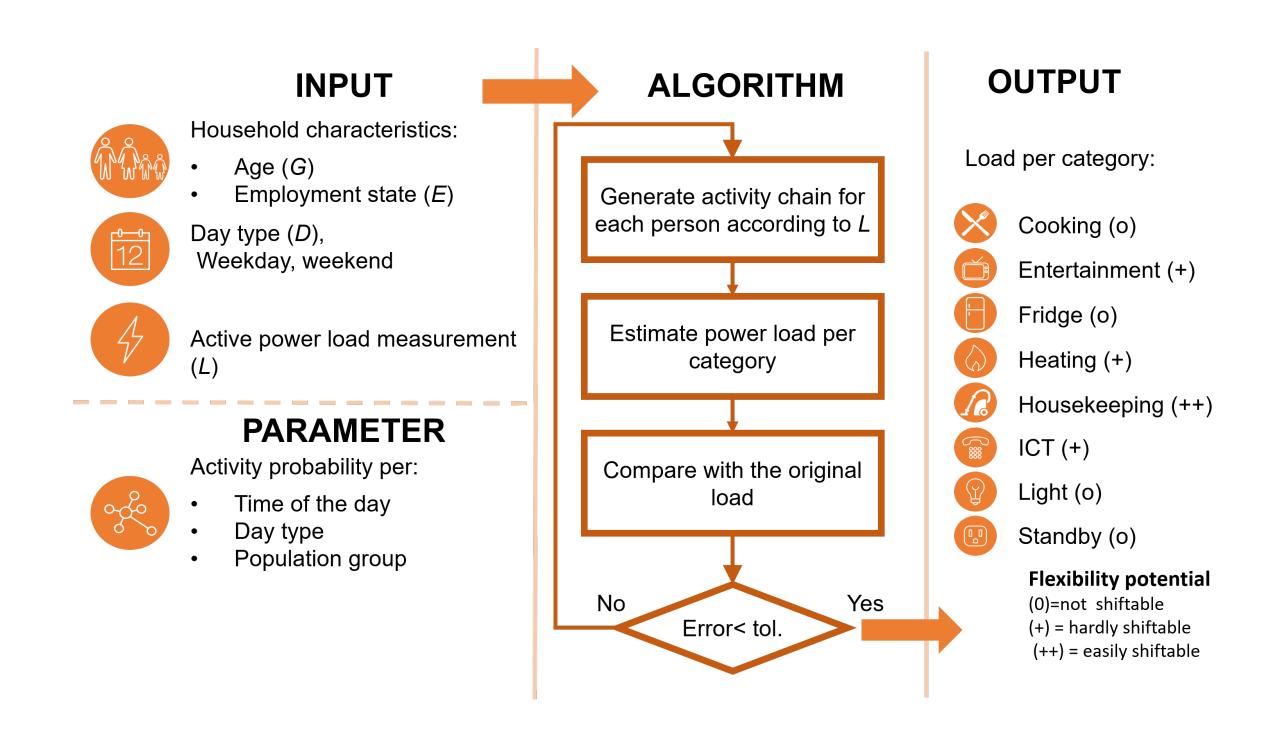
#### Motivations

- Integration of large amount of PV could be an issue because of the excess of power generation
- Demand-side management can help to mitigate this issue and prevent grid reinforcement
- Households could play a role in this by shifting their energy consumption under financial incentives

This work aims at estimating the potential of **households behavioural flexibility** and its impact on the **PV hosting capacity** of a given electrical grid.

#### Disaggregation as a tool for flexibility estimation

A methodology to estimate the flexibility potential of households has been developed based on a non-intrusive load monitoring approach. The main inputs are the whole house load measurement and some information about the households. The outputs of the algorithm are eight power signals for eight categories of energy usage as pictured below.



Each of these categories has its own flexibility potential indicated in the figure above by a (o),(+),(++). Finally, the sum of these categories' power signal is used to estimate the flexibility potential along time.

#### Methodology for PV hosting capacity estimation

- ullet Residential load profiles are used to define the resulting load L at the transformer
- ullet The maximum PV generation profile G is computed as the aggregation of the PV profiles simulated for every roof in the grid
- The net power profile P at the transformer is computed as  $P(t) = L(t) n \cdot G(t)$
- The objective is to maximize n such that the maximum (negative) reverse power flow does not exceed the transformer capacity  $P_{nom}$

The corresponding maximum n is given by:

$$n_0 = \min_t \frac{L(t) - P_{nom}}{G(t)} \tag{1}$$

The share of shiftable energy is evaluated for each load profile at each time step using the disaggregation tool, allowing to compute for each day d the highest daily normalisation ratio n that complies with the constraint at the transformer.

$$n_d = \min_{t \in d} \frac{L_{\text{flex}}(t, n_d) - P_{nom}}{G(t)} \qquad n = \min_d n_d$$
 (2)

Where  $L_{\text{flex}}(t, n)$  is the aggregated load profile with flexibility.

#### Case study

- The increase of PV hosting capacity evaluated for a real low voltage grid, located in Rolle
- 73 buildings are connected to this grid, in which 176 electricity demand profiles have been allocated
- PV potential for all well-oriented roofs is about 1200 kW
- Transformer capacity of 400 kW



#### Gain on PV hosting capacity

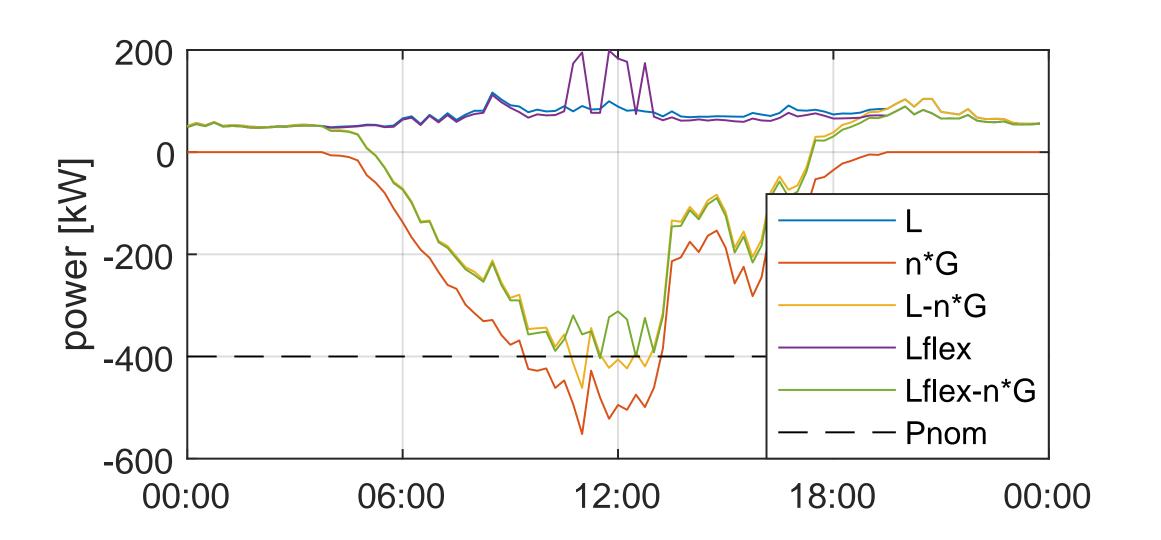
The full PV potential (n = 1) gives a PV penetration (PVP) of 210%, however in this configuration the reverse power widely exceeds the transformer capacity.

$$PVP = n \cdot \frac{\sum_{t} G(t)}{\sum_{t} L(t)}$$

Without flexibility, the maximum PV penetration computed with  $n_0$  given by equation reaches 73% and the local generation would cover 36% (SS) of the demand.

	PVP [%]	SC [%]	SS [%]	C [cts/kWh]
No constraint	210	22	45	33
Without flex	73	49.8	36.1	20.7
With flex	87 (+20%)	49.6 (-0.4%)	43.1 (+20%)	20.9 (+0.9%)

The theoretical demand flexibility allows decreasing the peaks of the reverse power flow, in this way increasing the PV hosting capacity of the grid. Based on the worst day, the capacity could be increased by 20% without exceeding the transformer capacity.



+20% hosting capacity with flexibility

#### What business case for flexibility?

The mean cost of energy served is:

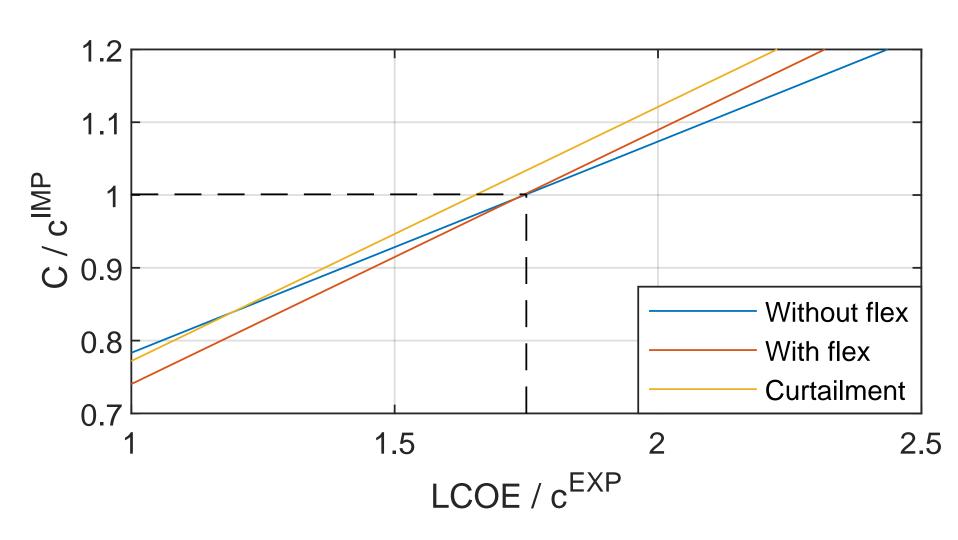
$$C = \left(E^{\text{IMP}} \cdot c^{\text{IMP}} - E^{\text{EXP}} \cdot c^{\text{EXP}} + E^{\text{PV}} \cdot \text{LCOE}\right) / E^{\text{L}}$$

- $E^{\text{IMP,EXP}}$ : total energy imported and exported from the feeder
- $c^{\text{IMP},\text{EXP}}$ : the cost of importing or exporting the electricity
- $E^{PV}$ : total PV energy generated
- LCOE: PV levelized cost of electricity
- $E^{L}$ : the total energy demand of the network

The alternative of flexibility is to curtail the excess of PV generation, hence the previous cost equation becomes:

$$C = \left(E^{\text{IMP}} \cdot c^{\text{IMP}} - (E_0^{\text{EXP}} - E^{\text{CUR}}) \cdot c^{\text{EXP}} + E^{\text{PV}} \cdot \text{LCOE}\right) / E^{\text{L}}$$

With  $E_0^{\rm EXP}$  the energy exported without curtailment and  $E^{\rm CUR}$  the total energy curtailed.



Flexibility has an added value compare to the base case and curtailement. The benefit (difference between the red curve and the blue or yellow curve) is bounded when the cost of PV (relative to the export price) becomes cheap enough to make curtailment attractive.

#### Flexibility beneficial if $LCOE < 1.8 c^{EXP}$

#### Concluding remarks

We showed that

- Flexibility could help to increase the PV hosting capacity up to 20%
- The relative benefit of the flexibility is linked to the price of PV and the feed-in tariff
- Both a decrease of PV energy price and an increase of the feed-in tariff would result in a greatest incentives for the household to shift their energy toward high PV production time

This work was supported by the Swiss Federal Office of Energy (SFOE) in the framework of the Flexi project and InnoSuisse in the framework of the SCCER-FURIES.

# IEA Task 17: PV and Transportation

17. Nationale Photovoltaik-Tagung, Kursaal Bern, 26./27. März 2019 Prof. Urs Muntwyler, David Zurflüh

Partner:



Die Internationale Energie Agentur (IEA) hat im Rahmen des Programms «IEA Photovoltaic Power Systems Programm (PVPS) 2017 den Task 17 «PV und Transport» gestartet. Weltweit beteiligen sich neben der Schweiz 26 Länder im IEA PVPS. Ziel ist, die Möglichkeiten von PV auf (elektrifizierten) Fahrzeugen aufzuzeigen. Der schnell wachsende Markt für Elektrofahrzeuge bietet für PV ein grosses Potential. Das PV-Labor an der Berner Fachhochschule (BFH) in Burgdorf wird sich voraussichtlich beim Task 17 beteiligen und sein Know-how der letzten 30 Jahren beisteuern.

#### Ziele des Task 17

- Erarbeitung der erwarteten Vorteile und Anforderungen an mit PV betriebenen Fahrzeugen (PVEV).
- Aufzeigen der Hindernisse und Anforderungen an PV betriebene Fahrzeuge.
- Eruierung des Potentials von PV im Transportsektor.
- Lösungsvorschläge bieten für PV- und Transportindustrie, um bestehende Aktivitäten zu beschleunigen und zu unterstützen.



Neuer Plug-in-Hybrid mit Solardach von Toyota.

#### PV Lab und Task 17

Mit Urs Muntwyler an der Spitze hat das PV Lab Erfahrung mit Solarfahrzeugen, welche bis zur Tour de Sol von 1985 zurückreicht.

Das PV Labor der BFH hat Erfahrung mit:

- Qualitätskontrollen und Langzeitmessungen von PV-Modulen
- Tests von Wechselrichtern (seit 2017 akkreditierter Wechselrichterprüfstand)
- PV2X / EV2X: EVs als Speicherlösung (Umbau eines Nissan Leaf zum bidirektionalen Fahrzeug an einer CHAdeMO-Ladestation)



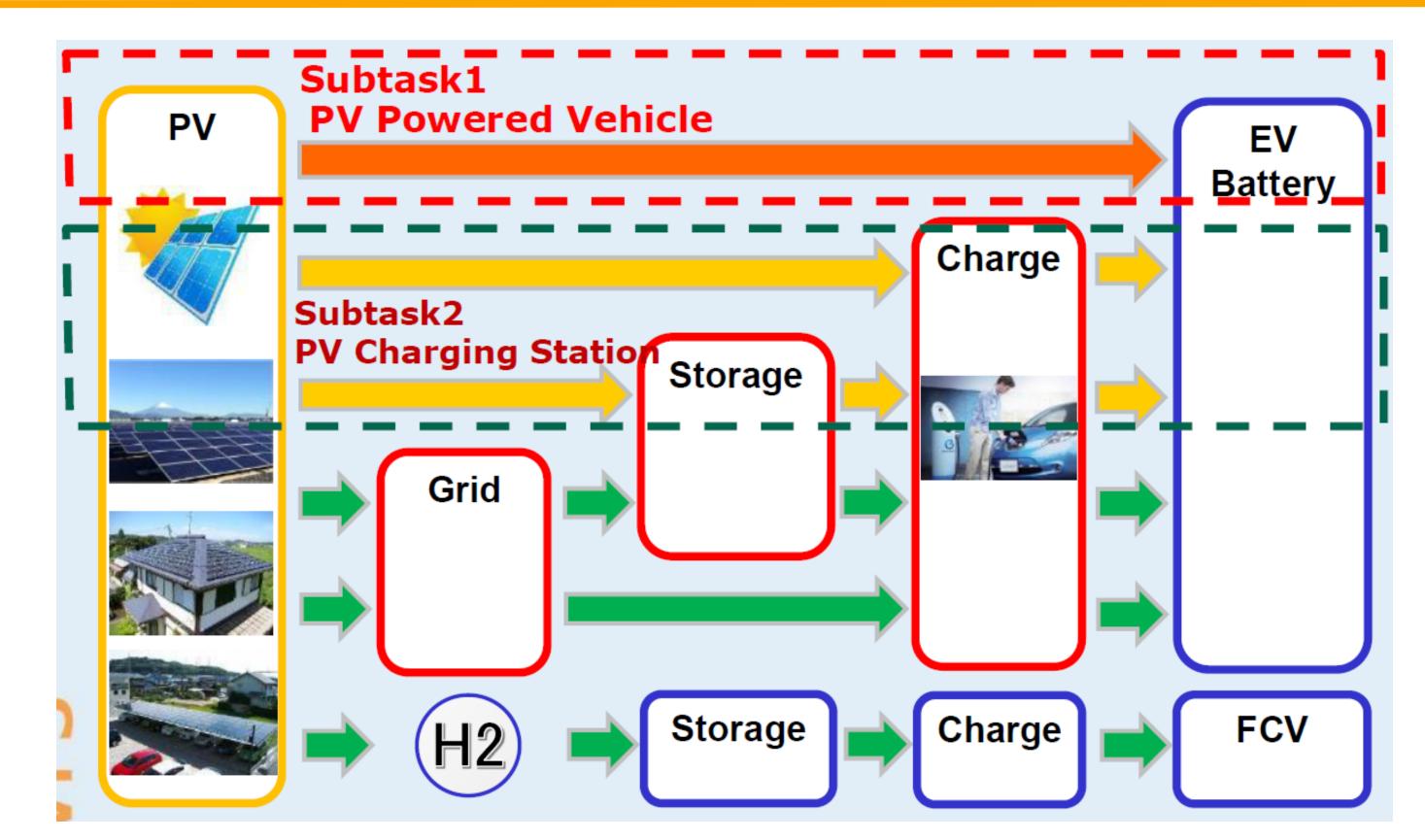




## Beteiligung des PV Labs am Task 17

Das PV Lab wird sich voraussichtlich an folgenden Subtasks beteiligen:

- 1.1 Studie über die aktuelle Situation von PVEV.
- 1.2 Hindernisse, Anforderungen und mögliche Lösungen für PVEV.
- 1.3 Potential der Reduktion von CO<sub>2</sub>. Emissionen durch PVEV.
- 2.1 Übersicht und Status von bestehenden PV-Ladestationen.
- 2.2 Identifikation von Hindernissen und Anforderungen für PV-Ladeinfrastrukturen.
- 4 Dissemination.



Schema der verschiedenen Subtasks der IEA Task 17.

**Danksagung:** Diese Forschungsarbeit ist Teil der Aktivitäten im Swiss Centre for Competence in Energy Research "SCCER-FURIES" (Future Swiss Electrical Infrastructure), finanziert von Innosuisse (Schweizerische Agentur für Innovationsförderung - SCCER Programm). Ebenfalls wird die finanzielle Unterstützung der Berner Fachhochschule BFH in Burgdorf (Schweiz) hier freundlich verdankt.







# Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems

## Nadia Sperr & Jürg Rohrer

Kontakt: nadia.sperr@zhaw.ch und juerg.rohrer@zhaw.ch

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, CH-8820 Wädenswil

Zwei Drittel der Schweizer Treibhausgasemissionen im Inland lassen sich durch den Einsatz von Elektromobilität und Wärmepumpen vermeiden. Der dadurch steigende Strombedarf kann durch Effizienz und den Zubau erneuerbarer Energien gedeckt werden.

#### Im Inland entstehende Treibhausgasemissionen der Schweiz 2015

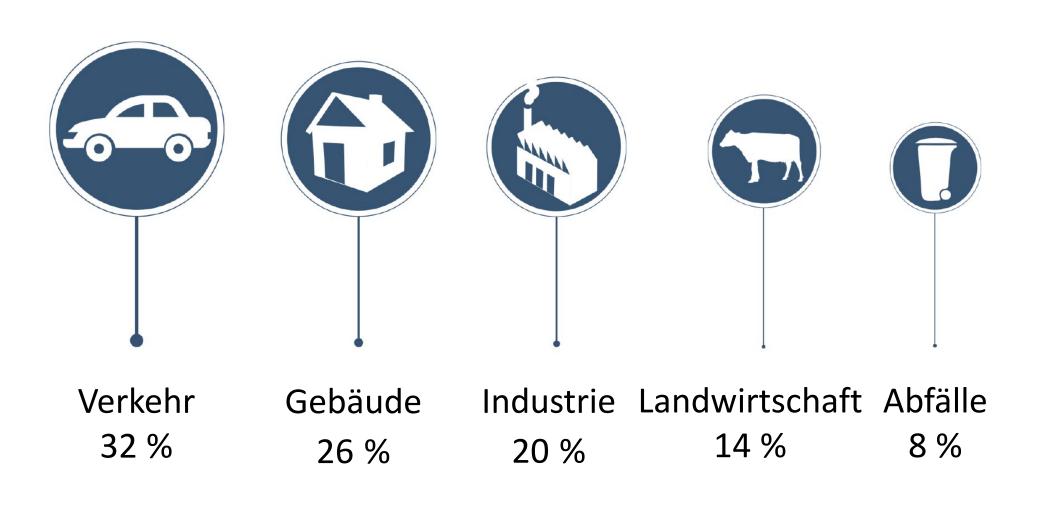


Abb. 1: Inländische Treibhausgasemissionen der Schweiz aufgeteilt nach verschiedenen Sektoren 2015 (BAFU, 2017)

## 55 TWh fossile Treibstoffe wurden 2017 im Strassenverkehr verbraucht

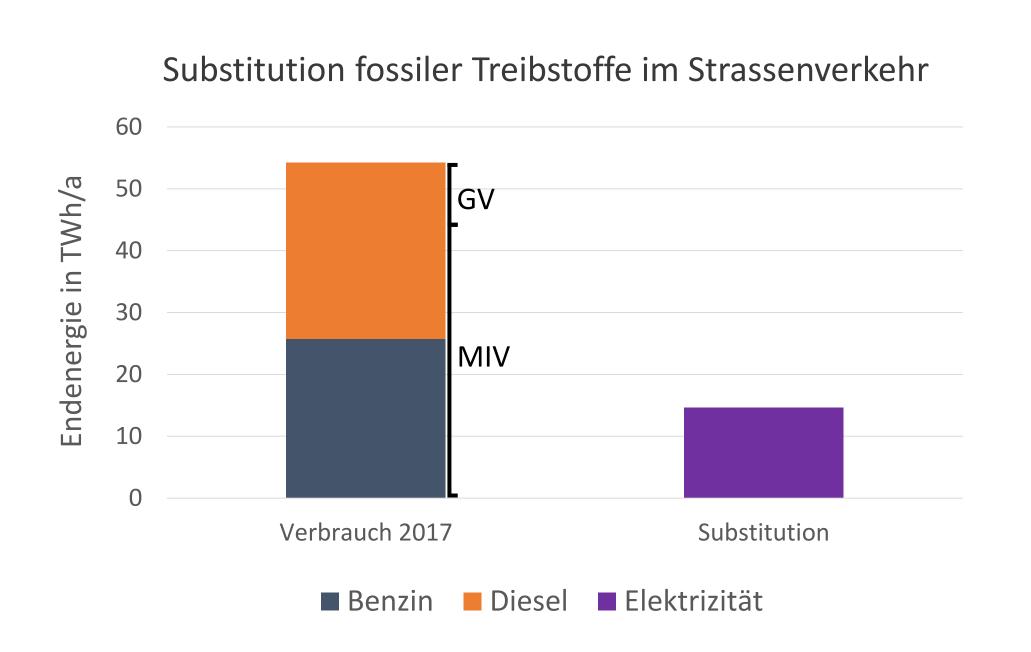


Abb. 2: Substitution der fossilen Treibstoffe des motorisierten Individualverkehrs (MIV) und des Güterverkehrs (GV) auf den Strassen 2017 durch Elektromobilität

78 % der direkten Treibhausgasemissionen der Schweiz entstehen in den Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie (Abb. 1). Die Technologien zur Substitution dieser fossilen Energieträger sind bereits heute vorhanden. Durch den Einsatz von Elektromobilität und Wärmepumpen könnten mind. 80 % dieser Emissionen vermieden werden.

Durch Elektromobilität könnte der Grossteil des heutigen Benzin- und Dieselverbrauchs durch 15 TWh/a Strom substituiert werden (Abb. 2). Beim Wärmebedarf von Gebäuden können die fossilen Brennstoffe mit 17 TWh/a Strom und dem Einsatz von Wärmepumpen substituiert werden (Abb. 3).

Das Potential zum Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz ist gross und mit dem bisher geplanten Zubau noch lange nicht ausgeschöpft. Vor allem bei Photovoltaik und Stromeffizienz-Massnahmen sind die Möglichkeiten enorm (Abb. 4).

Der durch die Dekarbonisierung steigende Strombedarf kann mit den in der Schweiz vorhandenen Potentialen vollständig gedeckt werden (Abb. 5). Mit der Realisierung können wir gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten, Arbeitsplätze schaffen und unseren Beitrag zur Erreichung der globalen Klimaziele leisten.

# 53 TWh fossile Brennstoffe wurden 2017 für Wärme im Gebäudebereich verwendet

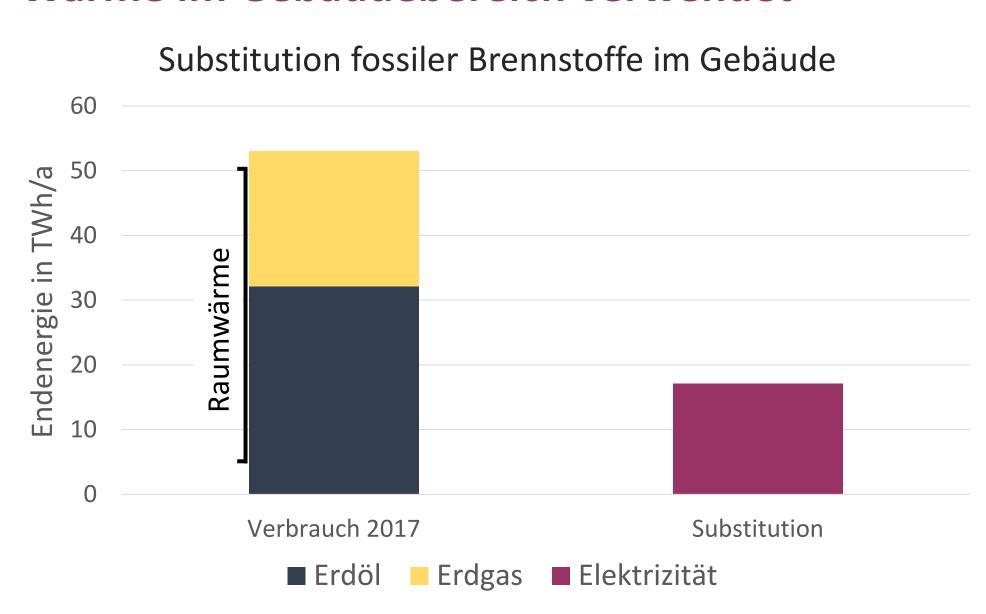


Abb. 3: Substitution der fossilen Brennstoffe 2017 für Raumwärme und Warmwasser durch Wärmepumpen (exkl. Prozessenergie)

#### Das Potential zur Stromproduktion und Stromeffizienz ist noch lange nicht ausgeschöpft!

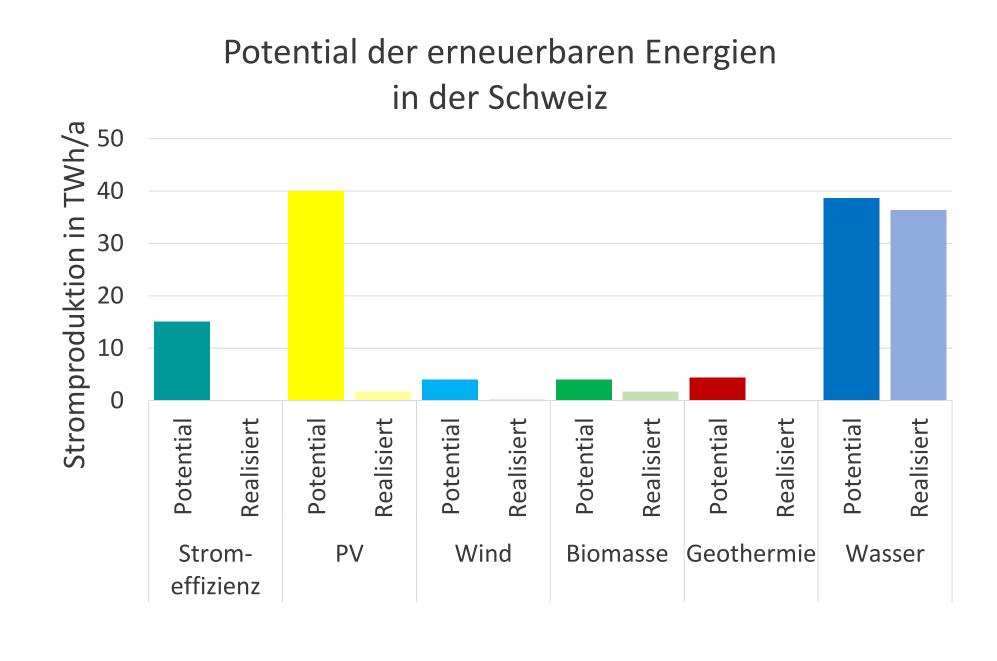
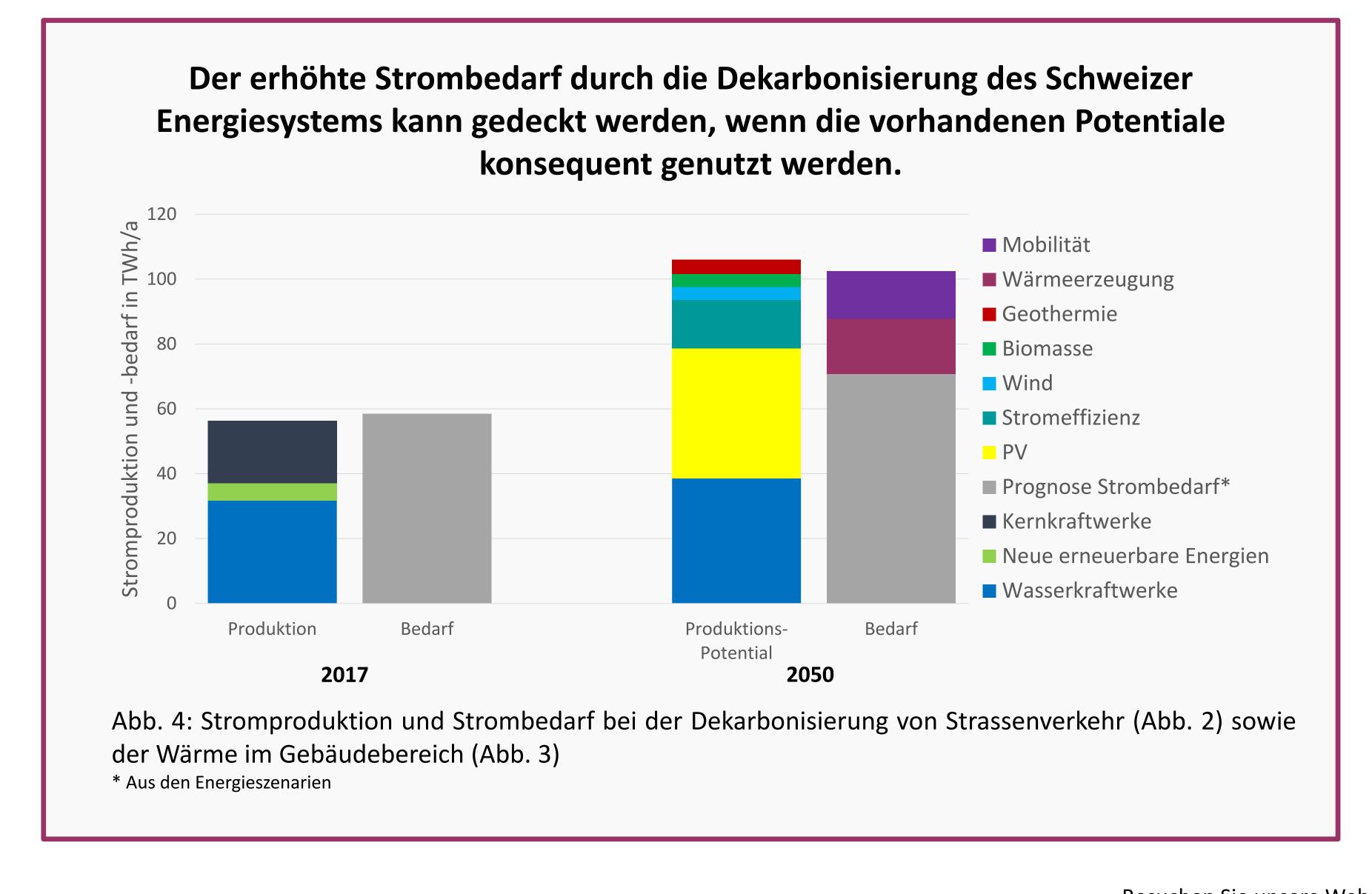


Abb. 4: Potentiale der erneuerbaren Energien und der Stromeffizienz-Massnahmen in der Schweiz bereits realisierte Anteile



# PV Strompreise mit PV Anlagen mit 40 Jahren Laufzeit – ist das realistisch?

17. Nationale Photovoltaik-Tagung, Kursaal Bern, 26./27. März 2019 Prof. Urs Muntwyler, Thomas Schott, Franziska Kuonen



Die Produktion von PV Strom muss einerseits lokal angepasst sein, um den Strombedarf des lokalen Verbrauchers möglichst optimal zu decken (Eigenverbrauch). Das ist mit PV Anlagen mit Produktionspreisen von ca. 10 Rp/kWh bereits gut möglich. In Zukunft sollte der PV Strompreis aber noch deutlich günstiger werden, um die fossilen Kraftwerke zu verdrängen. Neben weiteren Kostensenkungen helfen hier eine längere Lebensdauer der PV Anlagen von bis zu 40 Jahren. Ist das technisch realistisch?

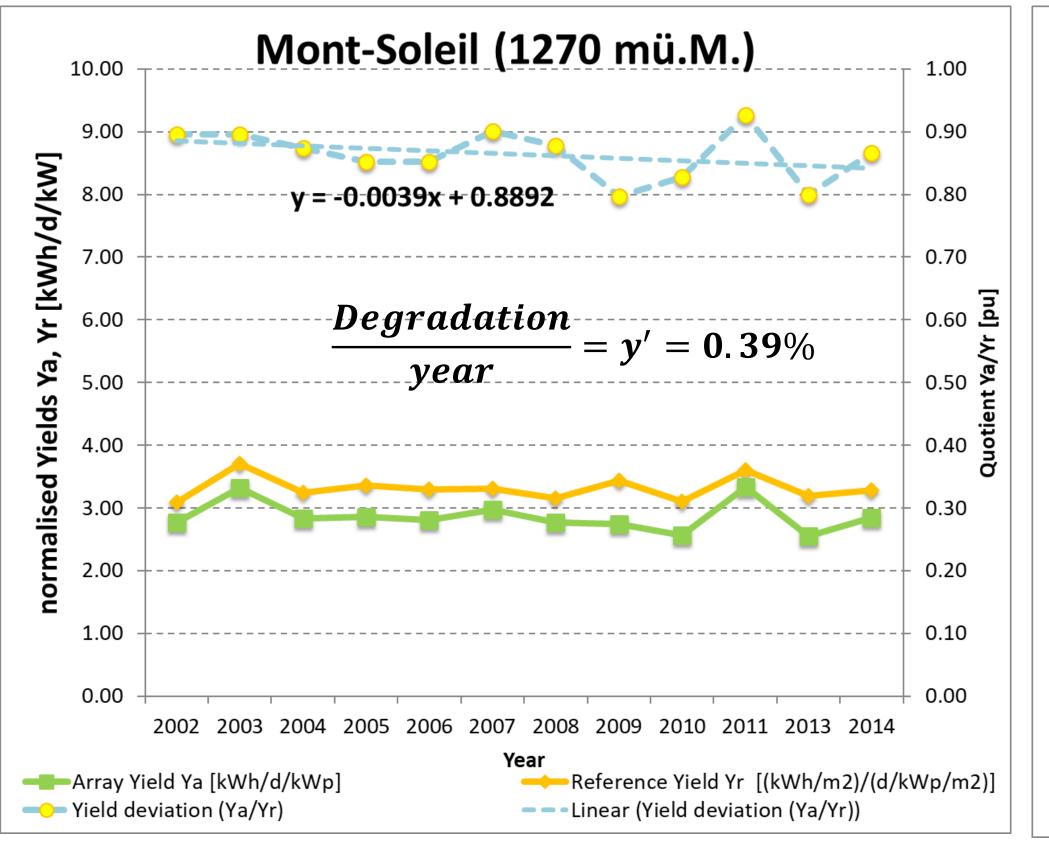


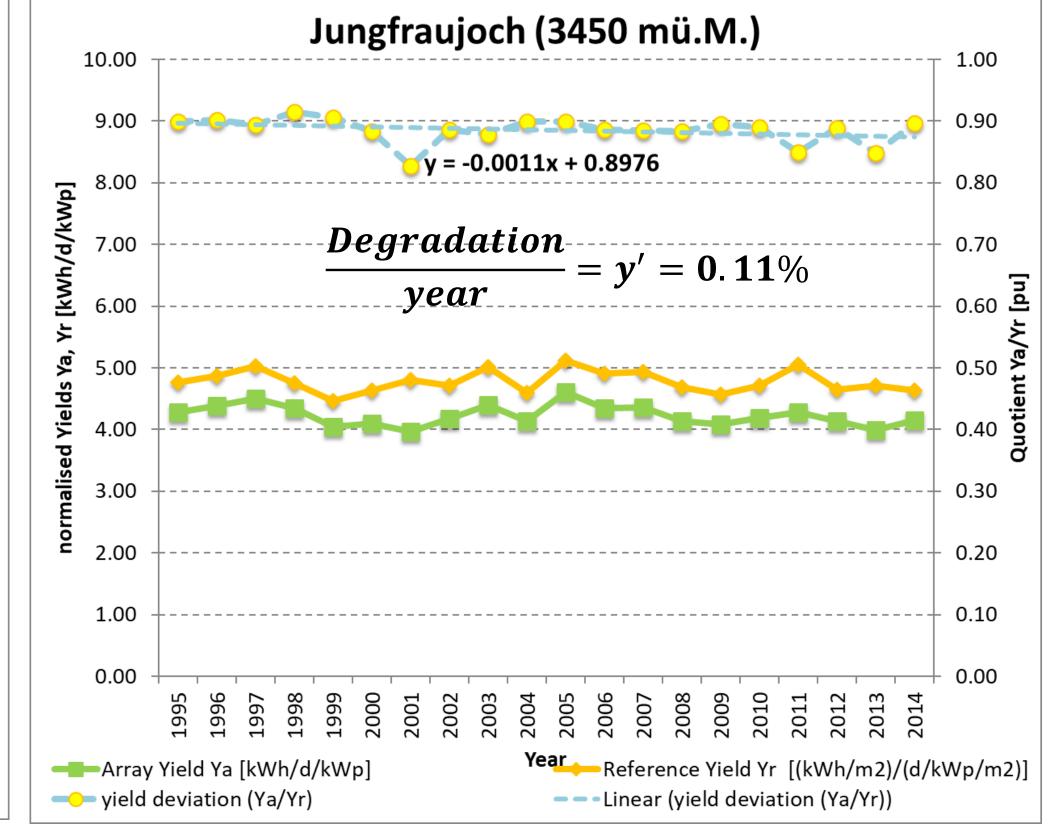
Erstes Pilot- and Demonstrations-Programm für PV in der Schweiz bei Hasler AG Bern späte 70-er Jahre bis 1984. Standort: PTT Tower Chasseral Solarex HE 51 m-Si mit 2 verschiedenen Frontabdeckungen der Solarmodule

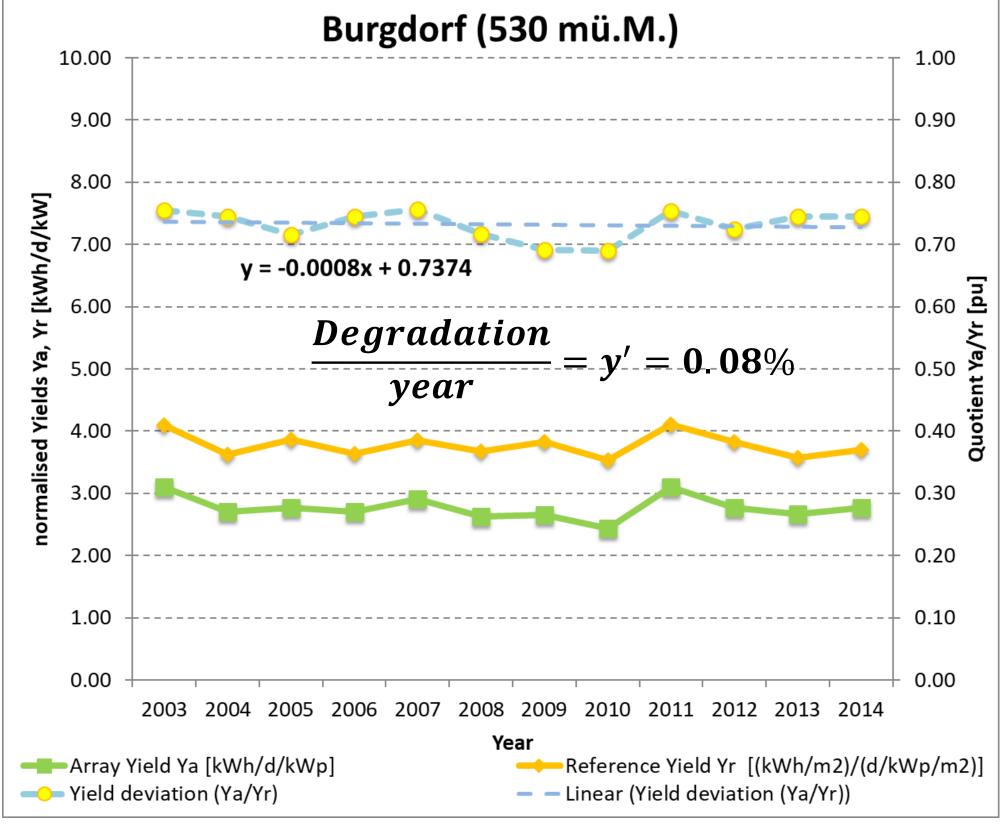
Schweizer S	Solarstrom-P	reise bis 203	35:
Installation	sFr./Wp 2035 1MWp	sFr./Wp 2018 1MWp	sFr./Wp 10kWp
Total PV	0.5sFr./Wp	0.9sFr./ Wp	12.3sFr./

		ZOIO HVIVVP	IORVVP
Total PV Kosten	0.5sFr./Wp	0.9sFr./ Wp	12.3sFr./ Wp
Verzinsung*	0.03	0.03	0.03
Lebensdauer	40	40	25
Amortis.rate	4,33%	4,33%	5,74%
Service etc.	1Rp/kWh	1.5Rp/kWh	10Rp/kWh
PV Strom- kosten	3,2Rp/kWh	5.4Rp/kWh	80,6Rp/kWh

Messung an drei ähnlichen 25 Jahre alten PV-Anlagen zeigen niedrige Degradationen der Leistung. Fazit: Das Klima der Schweiz ist besonders günstig für eine lange Lebensdauer.







Grafik: Auswertung ohne das Jahr 2012 aufgrund von Wechselrichterausfällen und Schneebedeckung

#### Zukunft der PV

- 2017: 70% aller Investitionen in Stromproduktion waren erneuerbare Energien/ 39% waren PV-Anlagen
- PV Industriebilanz: 12% Preisreduktion pro Jahr, Plus 2% Wirkungsgrad pro Jahr
- Installierte Leistung 1 TWp in 2020/ 1TWp jährliche Produktion im 2028
- 30% Wirkungsgrad mit Tandemzellen 2020-2022
- Modul Produktionspreis in 2030: 0,1 US\$/ Wp (P. Verlinden)

#### Zusammenfassung

Mit 40 Jahren Lebensdauer ist die PV Technik kompatibel zu den Lebensdauern der Baubranchen. – PV Strom kostet dann in grossen Anlagen heute ca. 5Rp/kWh und im 2035 ca. 3 Rp/kWh!

Die PV Komponenten – PV-Modul/ Montagekonstruktion und Verkabelungen müssen 40 Jahre halten! Dies ist anspruchsvoll und muss gesichert werden!

PV-Wechselrichter werden nach 20 Jahren gewechselt!

**Danksagung:** Diese Forschungsarbeit ist Teil der Aktivitäten im Swiss Centre for Competence in Energy Research "SCCER-FURIES" (Future Swiss Electrical Infrastructure), finanziert von Innosuisse (Schweizerische Agentur für Innovationsförderung - SCCER Programm). Ebenfalls wird die finanzielle Unterstützung der Berner Fachhochschule BFH in Burgdorf (Schweiz) hier freundlich verdankt.



► Technik und Informatik
► Photovoltaik-Labor





## PV Brandprävention

17. Nationale Photovoltaik-Tagung, Kursaal Bern, 26./27. März 2019 Prof. Urs Muntwyler, Franziska Kuonen, Manuel Lanz



Die Berner Gebäudeversicherung GVB und das PV-Labor der BFH-TI engagieren sich in der Prävention von Bränden von PV-Anlagen. Dabei soll das Engagement wirtschaftliche Vorteile für die Berner Wirtschaft haben, dies durch die Prävention selber, aber auch durch die Entwicklung von Komponenten und Verfahren für die Berner Wirtschaft. Dazu soll die jahrzehntelange Erfahrung der BFH-TI im PV-Bereich genutzt und erweitert werden.

### 1. Phase (2014 - 2016):

- Kreuzkompatibilität von PV Stecker
- Verfrachtung von Si-Fragmenten nach Bränden
- Expertisen nach Brandfällen
- Messen von Lichtbogen-Detektoren
- Merkblatt "PV Brandprävention" für Feuerwehr-Leute
- Schulung von Feuerwehr-Instruktoren im Kanton Bern (D/F)

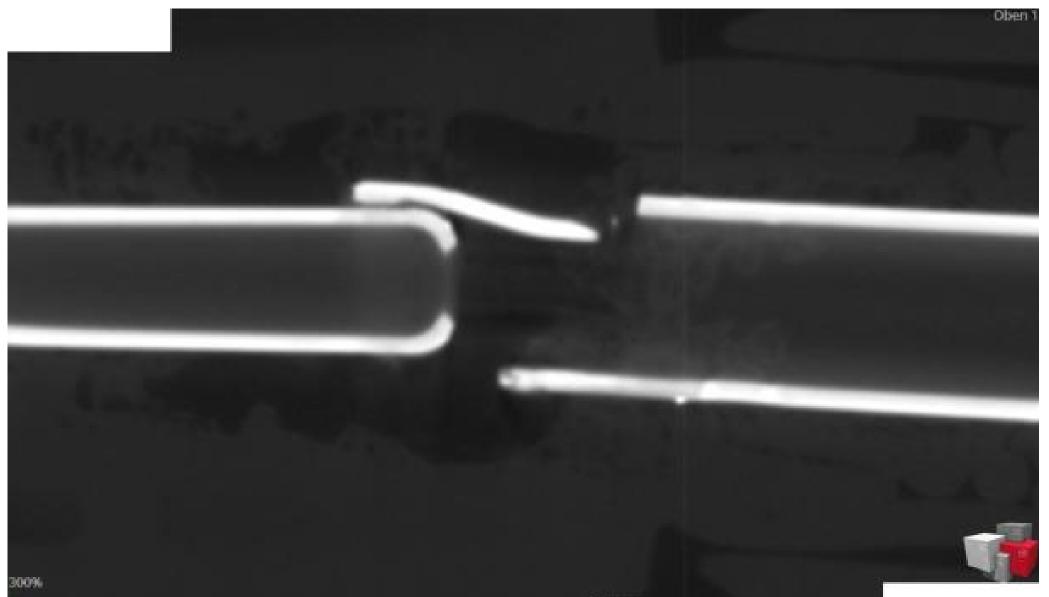
#### 2. Phase:

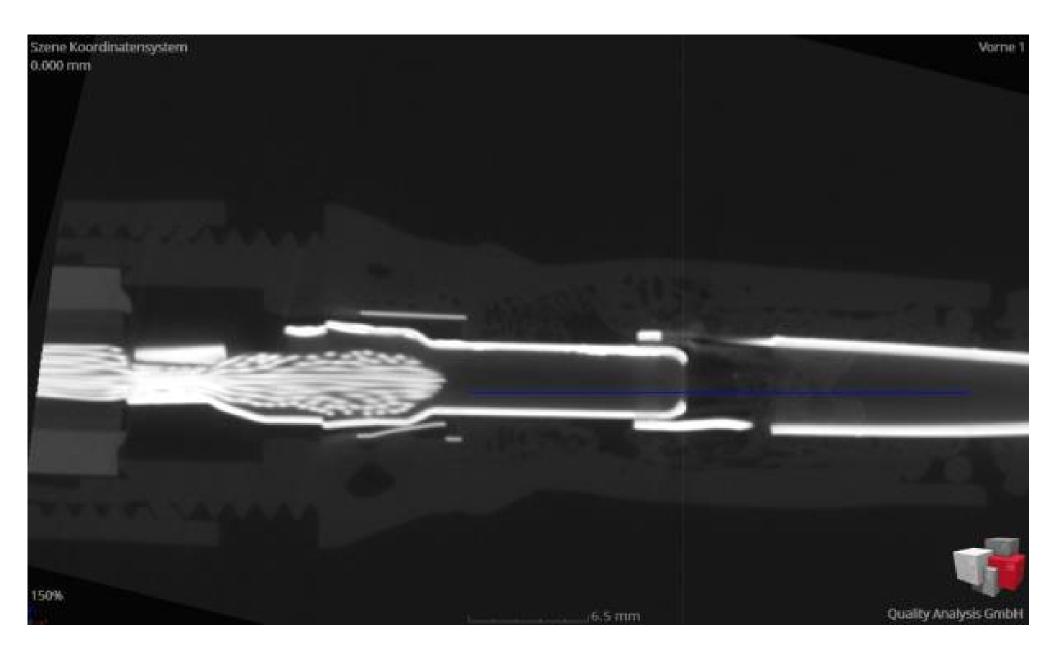
- Brandgefahr von PV Dächern und ihren Unterkonstruktionen
- Brandgefahr von PV Wechselrichter- und Batterie- Systemen
- Expertisen vor Ort/ PV in der Landwirtschaft
- PV Komponenten- und Stecker-Analyse
- PV Lichtbogen-Detektoren Entwicklung...

### **Stecker-Analyse**

PV-Steckverbinder sind ein wesentlicher Bestandteil der Zuverlässigkeit von PV-Anlagen. Die Computertomographie (CT) ist eine vielversprechende Methode zur Erkennung von Kreuzverbindungen von PV-Steckern.







Die Bilder zeigen deutlich, dass der Steckerkontakt in Richtung Steckergehäuse zurückgeschoben wurde und der Buchsenkontakt hinter der kurzen Kontaktfläche gebrochen ist.



#### Lichtbogen-Detektoren:

- Neuer US Normtest: Ring-Kugel-Wolfram Elektroden im Lichtbogengenerator der BFH im Test.
- Wir tauschen mit dem Fraunhofer Institut in Freiburg im Breisgau Lichtbogen-Signale aus.

# Zukunft: Brandprävention von E-Mobil Ladeinfractrukturon:



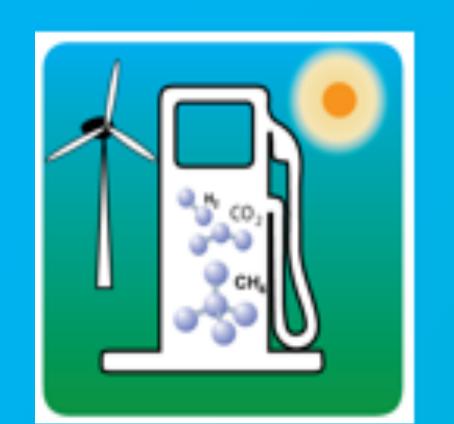


Brände von E-Mobil-Infrastrukturen in China (energy-bus)

**Danksagung:** Diese Forschungsarbeit ist Teil der Aktivitäten im Swiss Centre for Competence in Energy Research "SCCER-FURIES" (Future Swiss Electrical Infrastructure), finanziert von Innosuisse (Schweizerische Agentur für Innovationsförderung - SCCER Programm). Ebenfalls wird die finanzielle Unterstützung der Berner Fachhochschule BFH in Burgdorf (Schweiz) hier freundlich verdankt.







## SCCER Joint Activity

# White Paper Power to X in Switzerland





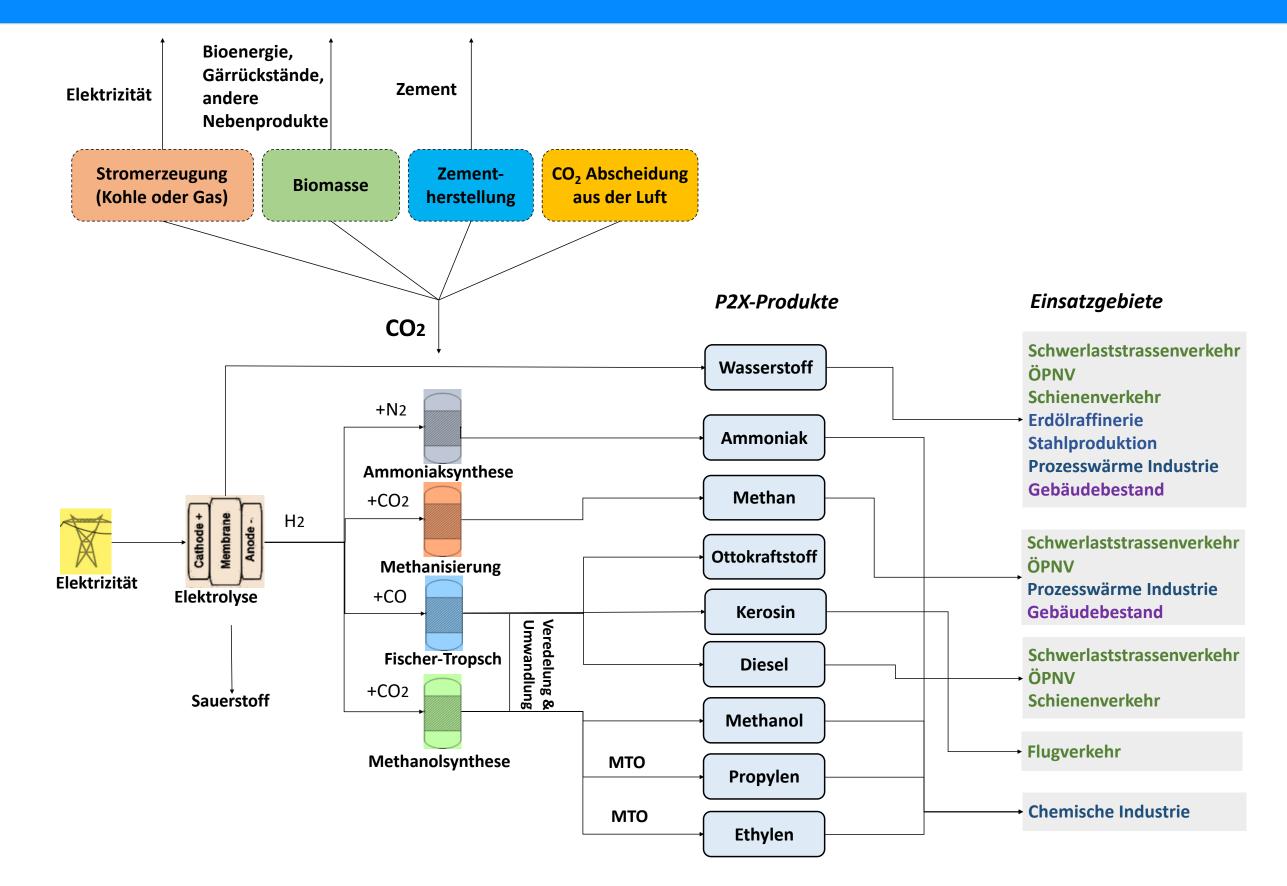




### Motivation und Ziel

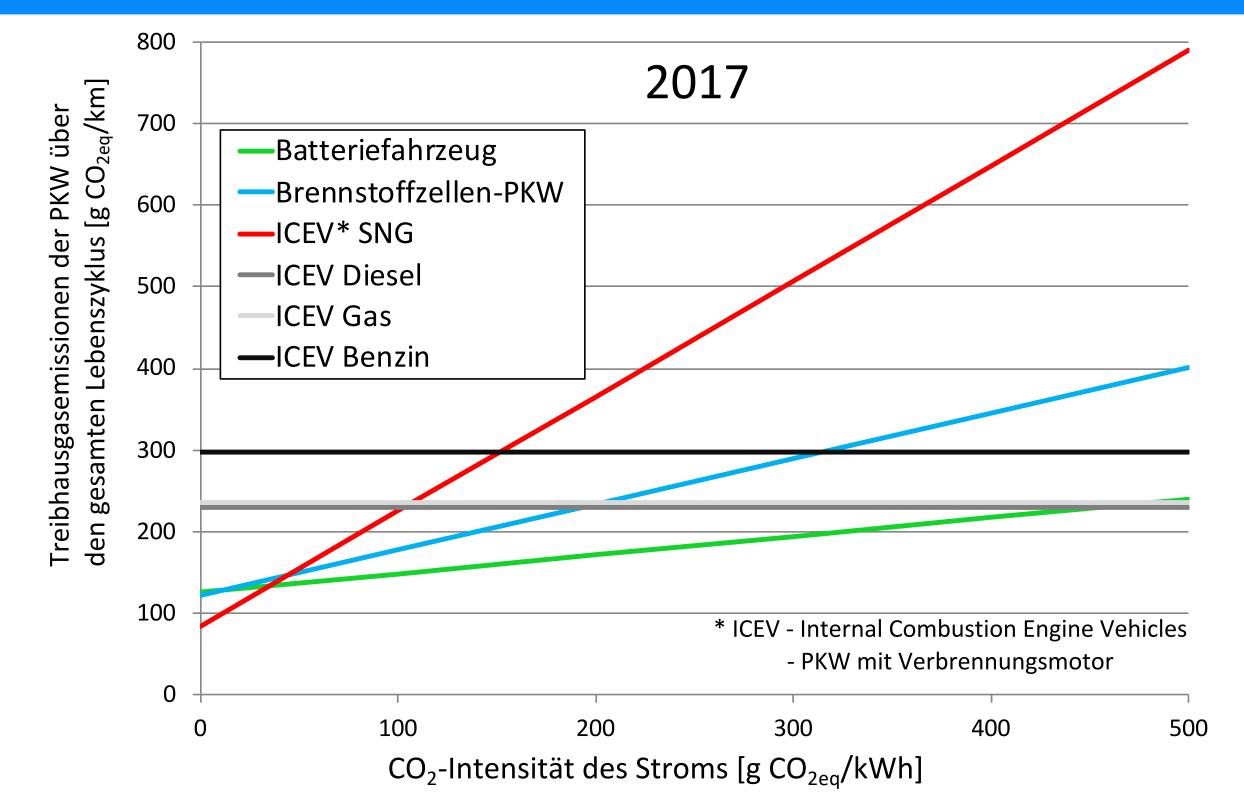
- Zunehmende Stromproduktion basierend auf Windund Sonnenergie bedingt zusätzlichen Bedarf an Flexibilitätsoptionen zum zeitlichen und räumlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage.
- Power-to-X (P2X) Technologien als eine potenzielle Option für **erhöhte Flexibilität** im Stromsystem und zur Bereitstellung **CO<sub>2</sub>-armer Energieträger**.
- Ziel des Projektes: Aufnahme des Kenntnisstandes zu P2X Technologien hinsichtlich verschiedener Perspektiven, inkl. technischer, ökonomischer, ökologischer und regulatorischer Aspekte (Wärmenutzung ist nicht Gegenstand dieser Analyse).

## Vielfältige Design- und Produktmöglichkeiten



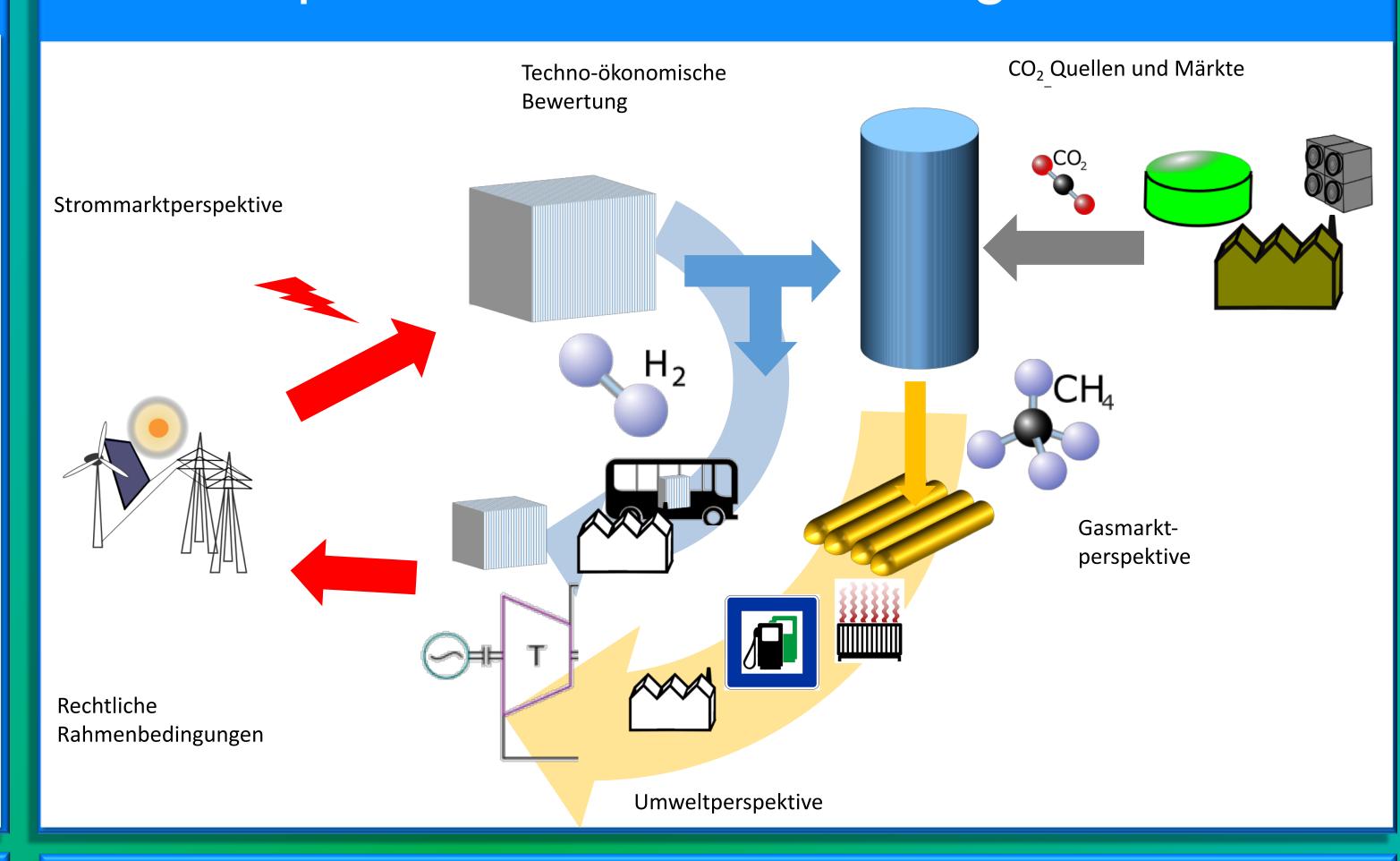
**Elektrolyseur als Hauptkomponente**; unterschiedliche Umwandlungsketten; Verwendung von CO<sub>2</sub> möglich

## Synthetische Treibstoffe aus P2X

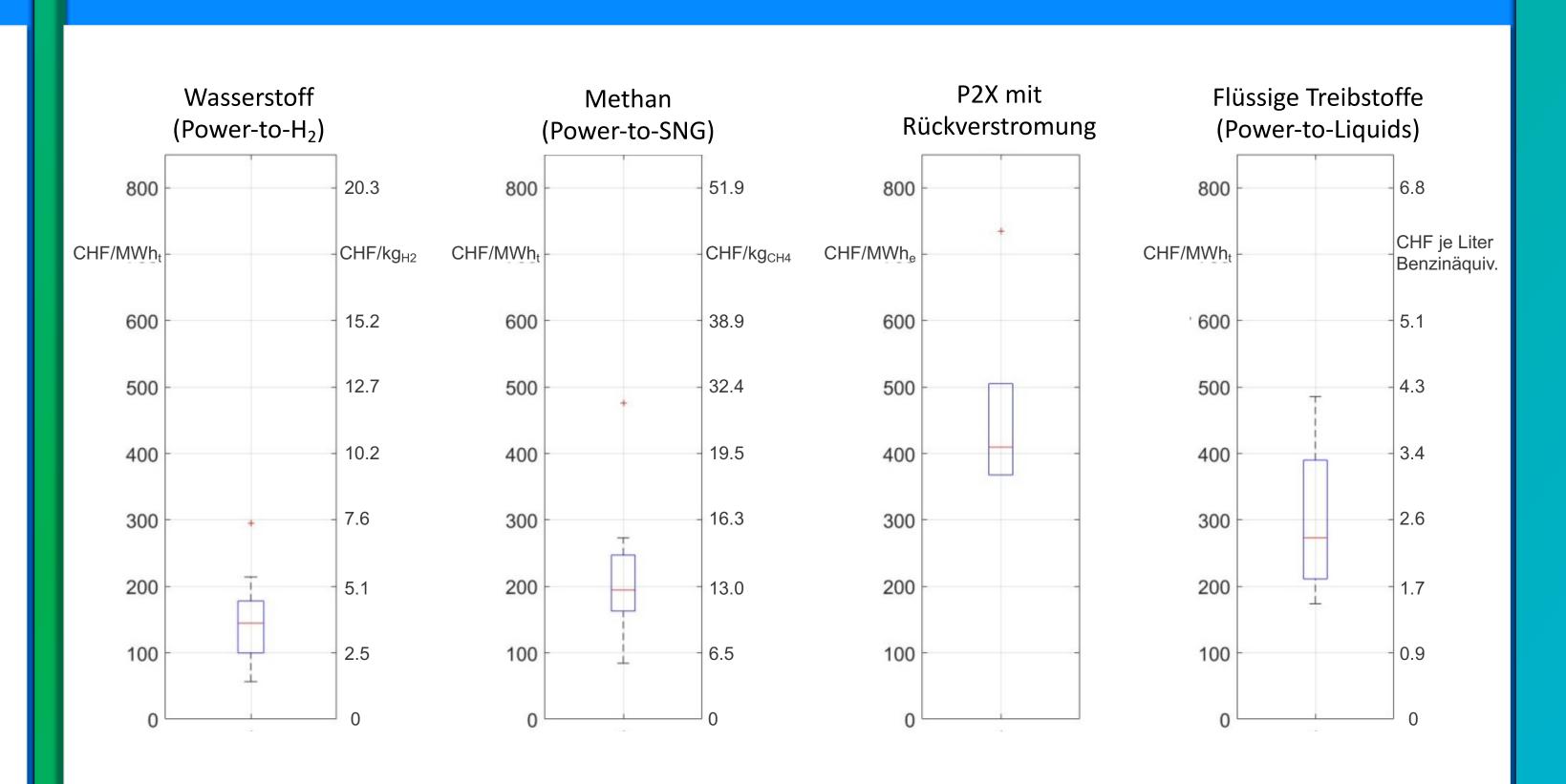


Synthetische Treibstoffe, wie Wasserstoff, Methan (SNG) oder Diesel nur ökologisch sinnvoll, wenn **Strom weitestgehend CO<sub>2</sub> frei** produziert wird; primäre Verwendungsmöglichkeit im **Güterstrassenverkehr** 

## Perspektiven zur Betrachtung von P2X



## Vergleich der Kosten



Bereitstellungskosten für Strom maßgebend für Wettbewerbsfähigkeit; P2X Produkte noch relativ teuer.

## Marktzugang und Innovationsförderung

- ➤ P2X sind Sektorkopplungstechnologien mit Langzeitspeicheroption, die auf die Wertschöpfung auf verschiedenen Energiemärkten angewiesen sind (Strom-, Gas-, Wärme-, Treibstoffmärkte)
- > Standortbedingungen entscheidend für Wirtschaftlichkeit
  - Günstiger Strombezug
  - Nähe zu CO<sub>2</sub>-Quelle
  - Nähe zu Absatzmärkten (z.B. Wasserstofftankstelle)
- ➤ Rechtsklarheit und Gleichbehandlung von P2X und anderen Speichertechnologien (insb. mit Blick auf Netzkosten) notwendig
- ➤ Innovationsförderung und Forschung der integrierten P2X-Prozesskette in der Schweiz

#### Partner













