

18. Nationale Photovoltaik-Tagung 2020, Lausanne 18^e Congrès photovoltaïque national 2020

Liste der Aussteller / Liste d'exposant

Aussteller / Exposant	Nummer / Numéro
Huawei Technologies Deutschland GmbH / Fankhauser Solar AG	1
Eternit Schweiz AG	2
TRITEC AG	3
Vögelin GmbH	4
VSE	5
Anytech Solar AG	6
3S Solar Plus	7
Sputnik Engineering International AG	8
Feller AG	9
Solstis SA	10
Smart Energy Link	11
Solarlab SA	12
Krannich Solar AG	13
Weidmüller Schweiz AG	14
Novagrid AG	15
Ernst Schweizer AG	17
Siemens Schweiz AG	18
Fronius Schweiz AG	19
Recom Sunwatt	20
NeoVac ATA AG	21
Solarteam AG	22
SolarEdge GmbH	23
Telion AG	24
Solar Swiss Connect	25
Egon AG	26
Kioto Photovoltaics GmbH	27
Hager AG	28
Contec AG	29
Younergy SA	30
Netzwerk Photovoltaikgutachter Schweiz	31
Glaromat AG	32
Megasol Energie AG	33
SUPSI	34
FIMER	35
Intelligent Solar UAB / Solaxess SA	36
Solarmarkt GmbH	37
Velasolaris AG	38

Posterbeiträge Photovoltaik-Tagung 2020, Lausanne
 Poster contribution congrès photovoltaïque national 2020

No.	Cat.	Titel	Institution	Contact	E-Mail	Authors
1	A	Kupfer statt Silber für Solarzellen	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Agata Lachowicz	agata.lachowicz@csem.ch	A. Lachowicz, G. Christmann, A. Descoeurdes, S. Micolay, C. Ballif
2	A	POWER: High-performance tandem solar cells with improved stability and cost-competitive manufacturing	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Arnaud Walter	arnaud.walter@csem.ch	A. Walter, B. A. Kamino, S. Rafizadeh, T. Moser, Y. Jiang, F. Sahli, B. Paviet-Salomon, F. Fu, Q. Jeangros, M. Despeisse, S. Nicolay
3	A	Inkjet printing for customized perovskite solar cells	EMPA Überlandstrasse 129 CH - 8600 Dübendorf	Frank Nüesch	frank.nuesch@empa.ch	A. Verma, D. Martineau, S. Abdohosseinzadeh, J. Heier, F. Nüesch
4	A	Thin film solar cell research at Empa	EMPA Überlandstrasse 129 CH - 8600 Dübendorf	Thomas Feurer	thomas.feurer@empa.ch	T. Feurer, R. Hertwig, S.-C. Yang, T. Moser, Y. Jang, S. Nishiwaki, R. Carron, F. Fu and A. N. Tiwari
5	A	Optimization of iron contacting methods for high efficiency c-Si solar cells with co-annealed passivating contacts	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, J. J. Diaz Leon, G. Nogay, Ch. Allebé, M. Despeisse, S. Nicolay, F.-J. Haug, A. Ingenito, Ch. Ballif
6	B	Lightweight Photovoltaic Modules Technologies and Application	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Matthieu Despeisse	matthieu.despeisse@csem.ch	P. Duvoisin, M. Despeisse, Y. Stauffer, C. Charrière, L. Jaques, J. Sunier, R. Loos, R. Domjan, A. Hutter, P. Morey, M. Carpita, C. Ballif
7	B	Anti-soiling for PV module & System: ElectroDynamic System (EDS)	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Antonin Faes	antonin.faes@csem.ch	A. Faes, D. Petri, J. Champlaud, J. Geissbühler, J. Escarré-Palou, N. Badel, B. Roustom, C. Ballif, G.-O. Getaz, G. McKarris, M. Despeisse
8	B	Des panneaux solaires suisses 50% plus efficaces grâce à une technologie hybride	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Jaques Levrat	jaques.levrat@csem.ch	J. Levrat, D. Petri, M. Despeisse et C. Ballif - CSEM L. Coulot, M. Ackermann et F. Gerlich - INSOLIGHT
9	C	PV-Indachsystem für Altbauächer: Auswirkungen unebener Montage auf die PV-Module	SPF Institut für Solartechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil Oberseestrasse 10 CH - 8640 Rapperswil	Evelyn Bamberger	evelyn.bamberger@spf.ch	E. Bamberger, A. Voirol
10	D	Einspeisemanagement: Wechselrichter Fallback-Leistung	Lars Huber Kirchstrasse 18, CH - 5643 Sins	Lars Huber	lars.huber.ch@gmail.com	L. Huber
11	E	Heimspeicher-Systemtest	SPF Institut für Solartechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil Oberseestrasse 10 CH - 8640 Rapperswil	Evelyn Bamberger	evelyn.bamberger@spf.ch	E. Bamberger, R. Haberl, A. Reber

No.	Cat.	Titel	Institution	Contact	E-Mail	Authors
12	E	L-Sol: Heizungssystem mit PVT-Kollektoren als alleinige Wärmequelle für eine Wärmepumpe	ZHAW Wädenswil Campus Grüntal CH-8840 Wädenswil	Jürg Rohrer	rohu@zhaw.ch	D. Sauter, M. Hunziker, J. Rohrer
13	E	Hocheffiziente Photovoltaisch-Thermische Solarkollektoren zur optimalen Nutzung unserer Dachflächen	SPF Institut für Solartechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil Oberseestrasse 10 CH - 8640 Rapperswil	Daniel Zenhäusern	daniel.zenhausern@spf.ch	D. Zenhäusern, M. Battaglia, S. Cramer, S. Brunold
14	E	Solares Kühlen mit PV angetriebenem DC Kompressor-Cluster	pg-consult guentert SPF Institut für Solartechnik HSR Hochschule für Technik Colmarerstrasse 14 CH - 4055 Basel	Pierre Güntert	pierre.guentert@pg-consult.ch	P. Güntert, A. Liebold, R. Diethelm, L. Omlin, A. Voirol, P. Gantenbein
15	E	PV + EV - Forschung: CH Teilnahme des PV Labors am IEA TCP PVP Task 17	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	U. Muntwyler, D. Zurflüh
16	G	Optimization of self-consumption for PV systems with heat pumps and batteries	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Yves Stauffer	yves.stauffer@csem.ch	Y. Stauffer, N. Koch, T. Gorecki, A. Hutter
17	G	PV Forschungs-, Test- und Demoanlage Karl-Näf-Stiftung (KNS PV Anlage)	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	U. Muntwyler, D. Zurflüh
18	G	PV Winterstrom	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	U. Muntwyler, D. Zurflüh
19	G	Winterstrom mit alpiner Photovoltaik: Messergebnisse nach zwei Jahren Versuchsbetrieb	ZHAW Wädenswil Campus Grüntal CH-8840 Wädenswil	Jürg Rohrer	rohu@zhaw.ch	D. Anderegg, S. Strebler, J. Rohrer
20	G	A model kit for measuring the energy yield of different PV systems	ZHAW School of Engineering Technikumstrasse 9 CH - 8401 Winterthur	Hartmut Nussbaumer	hartmut.nussbaumer@zhaw.ch	H. Nussbaumer, M. Klenk, M. Morf, J. Meister, D. Werner
21	G	Review of low performance PV plants in their early phase of life in South of Switzerland	SUPSI-DACD-ISAAC Campus Trevano, CH-6952 Canobbio	Domenico Chianese	domenico.chianese@supsi.ch	D. Chianese, M. Cacciavio
22	G	Nominal power of PV modules and warranty: a review	SUPSI-DACD-ISAAC Campus Trevano, CH-6952 Canobbio	Mauro Cacciavio	mauro.cacciavio@supsi.ch	M. Cacciavio, D. Chianese, G. Friesen, G. Bellenda
23	G	Micro Stockage Intelligent Distribué	HES-SO Valais-Wallis Route de Rawil 47 CH - 1950 Sion	David Wannier	david.wannier@hevs.ch	F. Cimmino, S. Genoud, A. Lauraux, V. Mitrovic, J. Vianin, L. Zuber, D. Wannier

No.	Cat.	Titel	Institution	Contact	E-Mail	Authors
24	G	Wirtschaftlichkeit: Schlüsselfaktor Netzkostenwazung	Lars Huber Kirchstrasse 18, CH - 5643 Sins	Lars Huber	lars.huber.ch@gmail.com	L. Huber
25	H	Netzintegration: Bewertungskennzahlen für PV-Anlagen	Lars Huber Kirchstrasse 18, CH - 5643 Sins	Lars Huber	lars.huber.ch@gmail.com	L. Huber
26	H	3D GIS-based method for the estimation of the urban potential of BIPV retrofit of faades	SUPSI-DACD-ISAAC Campus Trevano, CH-6952 Canobbio	Francesco Frontini	francesco.frontini@supsi.ch	E. Saretta, P. Caputo, F. Frontini
27	J	Solar technology for architects and planners. A Swiss website for solar architecture	SUPSI-DACD-ISAAC Campus Trevano, CH-6952 Canobbio	Francesco Frontini	francesco.frontini@supsi.ch	I.Zanetti, P. Bonomo, F. Frontini, A. Hekler, D. Studer
28	J	Markteinführung ZEV: Herausforderungen und Chancen in der Praxis	Egon AG General Wille Str. 59 CH - 8706 Feldmeilen	Sandra Stettler	sandra.stettler@egon.ch	S. Stettler
29	J	Preis von PV Strom in der Schweiz unter dem Niveau von 2050-er Studien	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jicoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Urs Muntwyler	urs.muntwyler@bfh.ch	U. Muntwyler, E. Schüpbach

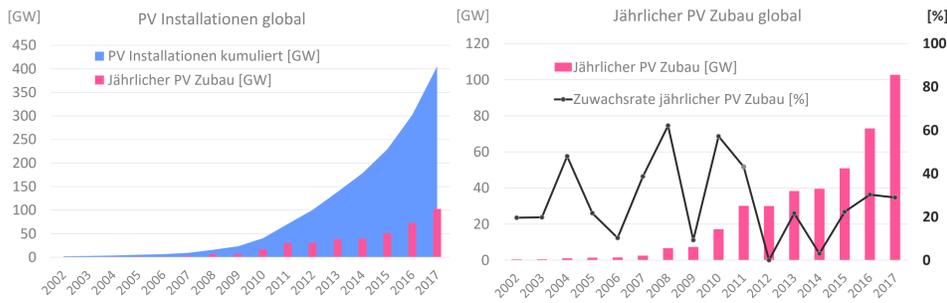
KUPFERMETALLISIERUNG FÜR SOLARZELLEN

Das verfügbare Silber reicht für die Zukunft gar nicht aus

A. Lachowicz, G. Andreatta, N. Blondiaux, A. Faes, C. Allébe, M. Despeisse, S. Nicolay, C. Ballif, CSEM PV-Center, Neuchâtel, agata.lachowicz@csem.ch



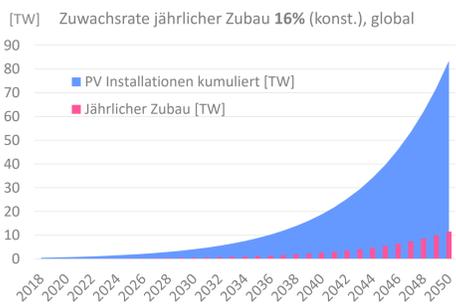
PHOTOVOLTAIK GLOBAL



Kumulierte installierte PV Leistung exponentiell zunehmend bei steigendem jährlichen Zubau. Ende 2018 wurden 0.5 Terawatt erreicht. [1] Quotient 2017:2002: 193x so viel installierte PV.

Jährlicher Zubau jedoch nicht kontinuierlich zunehmend. Zuwachsrate für den jährlichen Zubau zwischen -0.3% bis 62% in den Jahren 2002 bis 2017. Mittelwert bei 27%.

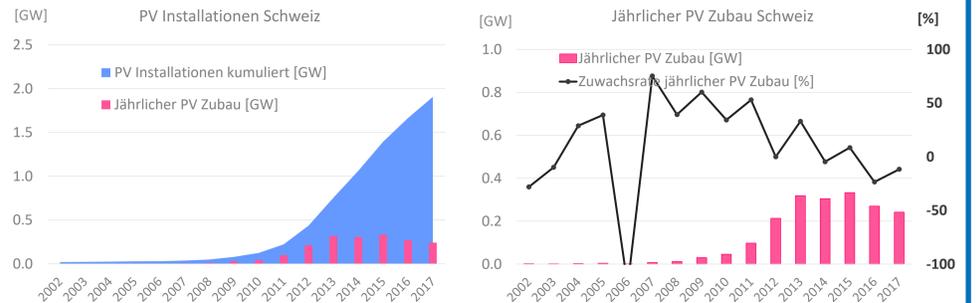
ERFORDERLICHE INSTALLIERTE PV LEISTUNG FÜR 100% SAUBERE ENERGIE BIS 2050: ca. 80 TW !



Totaler Energiebedarf in 2050: 150 PWh [2], davon >90% als Elektrizität und 69% aus Photovoltaik = 103.5 PWh. Energieausbeute global: 1370 kWh/kWp [3] D.h. 75.5 TWp installierte PV Leistung werden benötigt. Das entspricht fast dem 150-fachen der heute installierten Leistung!

Bereits für die heute produzierten 100 GWp werden 2000 Tonnen Silber pro Jahr verbraucht. Dies entspricht mehr als 7% der aktuellen weltweiten Silberproduktion.

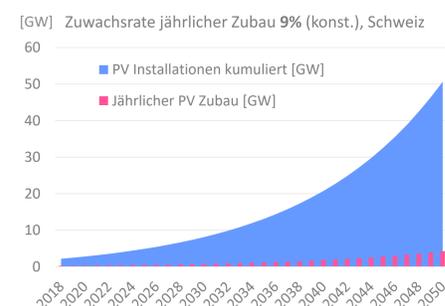
PHOTOVOLTAIK SCHWEIZ



Kumulierte installierte PV Leistung steigt kontinuierlich, auch bei stagnierendem Zubau Ende 2018 wurden 2.17 Gigawatt erreicht. [4] Quotient 2017:2002: 94x so viel installierte PV.

Zuwachsrate für den jährlichen Zubau leider abnehmend in den letzten Jahren. Trendwende 2018: plus 12%, 271 MW [5] Mittelwert von 2002 bis 2007: bei 11%

POSTULIERTE ERFORDERLICHE INSTALLIERTE PV LEISTUNG BIS 2050 IN DER SCHWEIZ: ca. 50 GW !



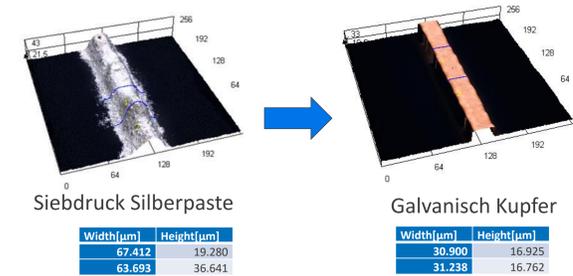
Dieses 25-fache der heute installierten Leistung wird erreicht, wenn der PV Zubau jährlich um (nur) 9% ansteigt (bei konstantem jährlichen Anstieg). Im Jahr 2030 wäre der jährliche Zubau bei 0.8 GW und die insgesamt installierte PV Leistung bei 8 GW.

Wünschenswert wäre allerdings ein schnellerer Zubau in den nächsten Jahren. Bei 16% Zuwachs wäre der jährliche Zubau im Jahr 2030 schon bei 1.6 GW und mit 25 GW installierter Leistung in 2035 könnte die Abschaltung der Kernkraftwerke abgedeckt werden.

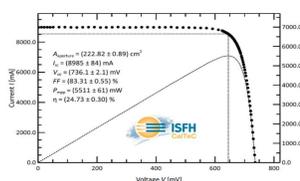
BEREITS ENTWICKELT BEIM CSEM

Zuverlässiger Prozess für galvanische Kupfermetallisierung: aktuell in der Industrialisierungsphase in Zusammenarbeit mit einem Hersteller von Heterojunctionzellen.

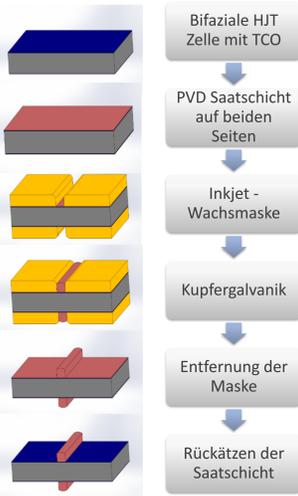
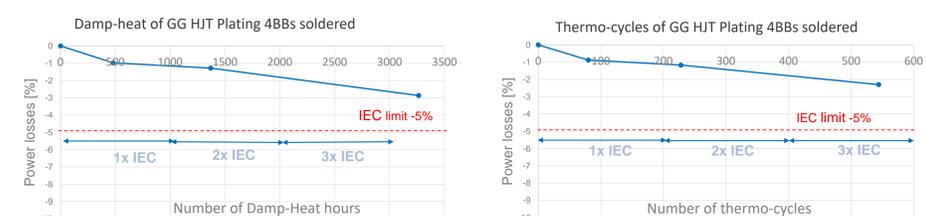
PVD Saatschicht & Wachsmaske



HOHE EFFIZIENZ > 24.7%
Erreicht auf industriellen Substraten mit 4BB-layout



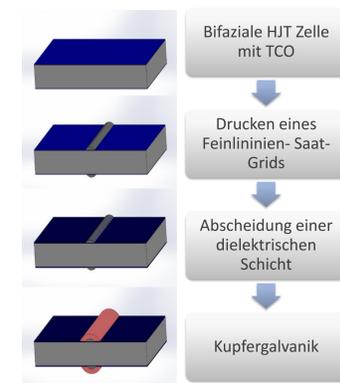
EXZELLENTER MODULSTABILITÄT BESTÄTIGT >3x IEC NORM



Der Prozess ist anwendbar ebenfalls auf AZO (Aluminium-Zink-Oxid), d.h auf einer Schicht ohne seltene Elemente.

NOCH WENIGER MATERIAL

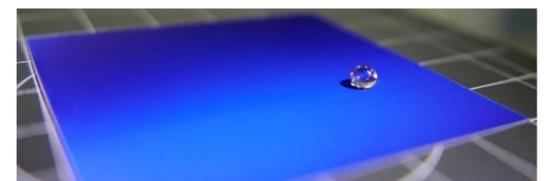
Saat-Grid & dielektrische Schicht



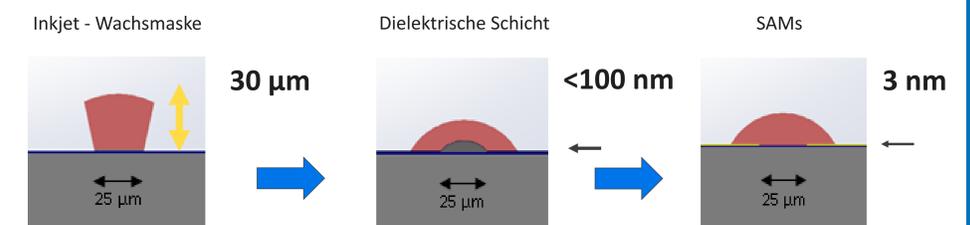
Die Wachsmaske ist ca. 30 **Micrometer** dick. Für eine 100MW-Produktionslinie braucht es ca. 20 Tonnen Wachs pro Jahr. Eine Reduktion des Materialverbrauchs macht die Zellherstellung nachhaltiger und erlaubt weitere Kostensenkung.

Self assembling molecules

Eine Monolage geordneter organischer Moleküle (SAMs) bildet eine hoch-hydrophobe Schicht auf der Oberfläche des Wafers und ermöglicht eine selektive Metallisierung.



Eine dielektrische Schicht als Plating - Maske, wie Siliziumoxid oder Siliziumnitrid, hat eine Dicke von nur 50 - 100 **Nanometern**. Dies entspricht einer Materialreduktion um den Faktor etwa 500. Eine Monolage organischer Moleküle (SAMs) ist noch dünner, 2 - 3 nm.



DANKSAGUNG: Wir danken dem Bundesamt für Energie für die Förderung des Projektes Swisshino (2014 - 2016) und dem Schweizer Nationalfond für die Unterstützung für das Projekt Ameliz (2019 - 2021)

REFERENZEN: [1] Fraunhofer ISE, "Photovoltaics report, updated November 2019", <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
[2] Energy Watch Group and Lappeenranta University, "Global Energy System Based on 100% Renewable Energy", April 2019; http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_LUT_100RE_All_Sectors_Global_Report_2019.pdf
[3] Haegel et al., Terawatt scale photovoltaics: Transform global energy», Science, 2019; <https://science.sciencemag.org/content/364/6443/836>
[4] Statistik des Bundesamtes für Energie; <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.html>
[5] <https://www.swissolar.ch/services/medien/news/detail/n-n/markterhebung-sonnenenergie-2018-es-geht-wieder-aufwaerts-aber-zu-langsam/>
[6] A. Lachowicz et al., «Plating Processes for HJT Cells», http://www.metallizationworkshop.info/fileadmin/metallizationworkshop/presentations2019/5.2_Lachowicz_20190530_MIW_ReviewCuPlatingHJTCells.pdf

POWER: High-performance tandem solar cells with improved stability and cost-competitive manufacturing

BRIDGE

A. Walter,¹ B. A. Kamino,¹ S. Rafizadeh,¹ F. Sahli,² T. Moser,³ Y. Jiang,³ B. Paviet-Salomon,¹ F. Fu,³ Q. Jeangros,² S. Nicolay,¹ A. N. Tiwari,³ C. Ballif,^{1,2} M. Despeisse¹

¹CSEM SA, PV-center

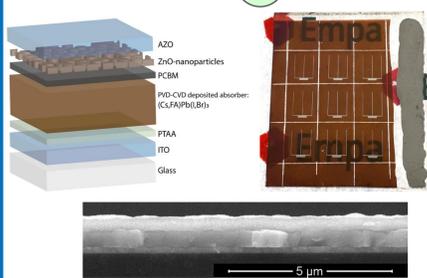
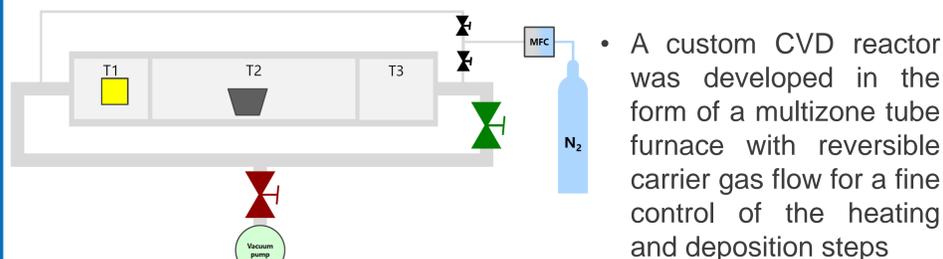
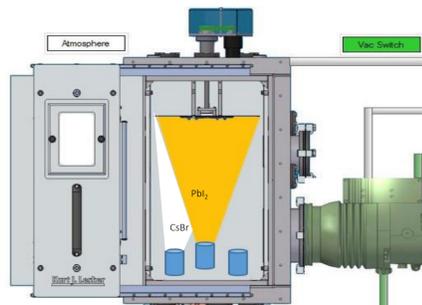
²EPFL, PV-lab

³Empa, Thin Films and Photovoltaics

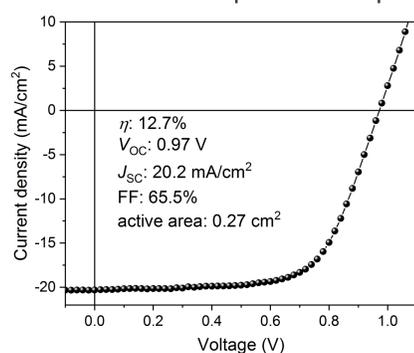
The POWER Project aims to develop a new generation of solar cells by combining emerging perovskite cells with market-proven CIGS and crystalline silicon cells. By combining scientific excellence with innovation and production oriented development, the project will pave the way towards the realization of low cost solar cells with >30% performance, surpassing 25 years lifetime.

A scalable hybrid deposition technique

- A scalable hybrid evaporation-CVD technique has been developed
- First a CsPb(I,Br) template is evaporated under high vacuum
- An organo-halide component (e.g. FAI) has then to be incorporated to form the photoactive perovskite
- This can be done by either spin-coating from a solution or a CVD-like technique

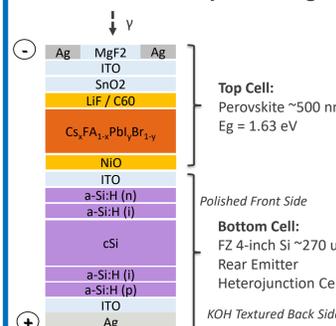
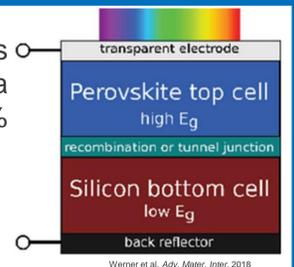


- A custom CVD reactor was developed in the form of a multizone tube furnace with reversible carrier gas flow for a fine control of the heating and deposition steps

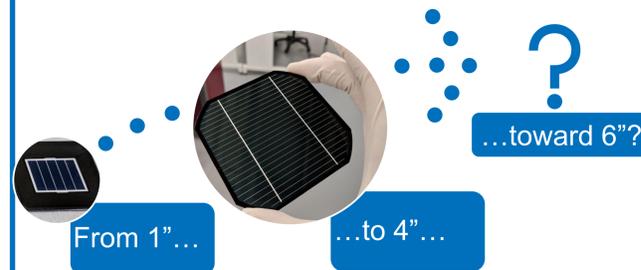


PK/Si tandems: towards industrialization

- Perovskite on low-bandgap absorbers (such as CIGS and Si) tandem devices are seen as a promising way of bringing PV across the 30% PCE limit by limiting thermalization losses

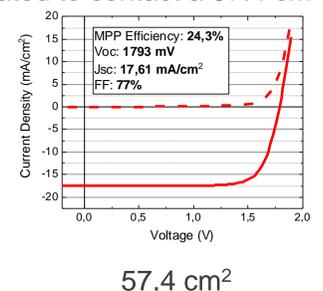
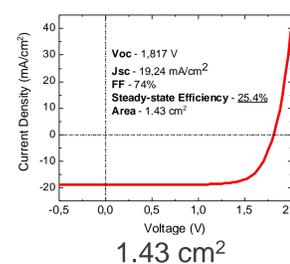


- Si Heterojunction is used as bottom cell
- Excellent passivation of bottom cell provides high V_{OC} and good NIR response
- Top cell absorber is deposited by solution processing (spin-coating), all contact layers by PVD



- POWER provides a platform for the development of industry relevant processes for the contacting of tandem devices

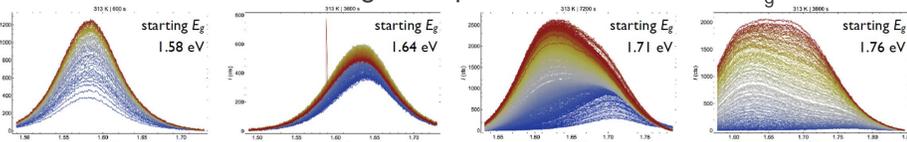
- Screen printing of industrial low-temperature silver paste was demonstrated to contact a 57.4 cm² cell



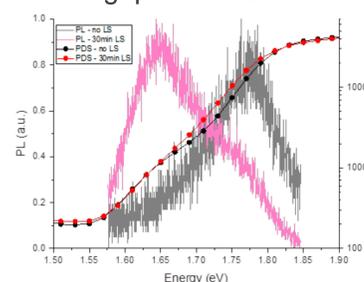
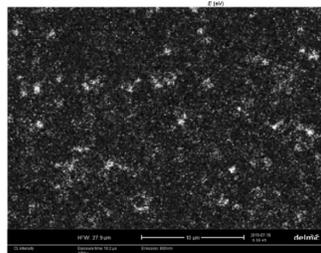
upscaling

High E_g PK for tandems: phase stability?

- Most favorable top cell bandgap in tandem with Si bottom cell is about 1.7 eV
- Bandgap is tuned by varying Br/I ratio in a Cs_yFA_{1-y}Pb(I_xBr_{1-x})₃ PK
- However, perovskites with E_g > 1.65 eV are prone to halide segregation under illumination
- This was evidenced through T-dependent PL for various E_g



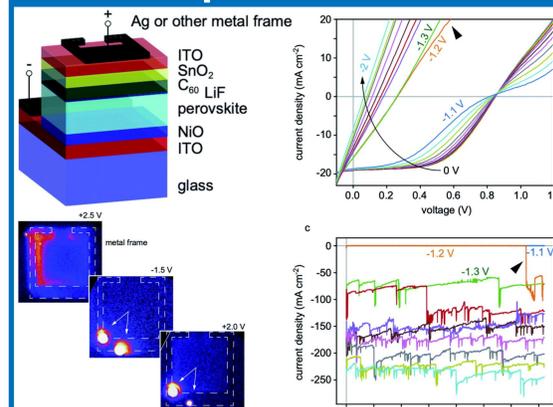
- SEM cathodoluminescence evidenced the formation of small regions of low bandgap with high emissivity within a matrix of high bandgap material



- Leads to high external PLQY while absorption measured through PDS remains largely unchanged

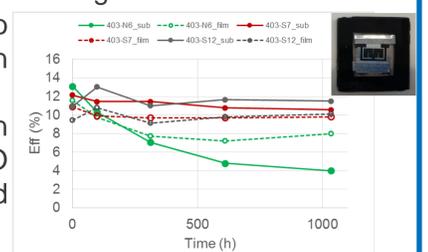
- Additives are under investigation that passivate grain boundaries and hinder halide migration

Operational stability of PK cells



- Degradation under reverse bias: 2 different regimes
- Down to -1.1 V: s-shape, reversible after light soaking at MPP
- Below -1.1 V: breakdown, irreversible shunting of the device due to metal migration from the electrodes
- S-shape formation shown to be due to halide migration to the contacts

- Encapsulated devices subjected to damp-heat 85% r.h./85°C degradation tests
- First tests show that adding an interlayer of polymer between NiO and PK improves stability (red and black curves)



Inkjet printing for customized Perovskite Solar Cells

Anand Verma[°], David Martineau^{°°}, S.A. Sina[°], Jakob Heier[°], Frank Nüesch[°]

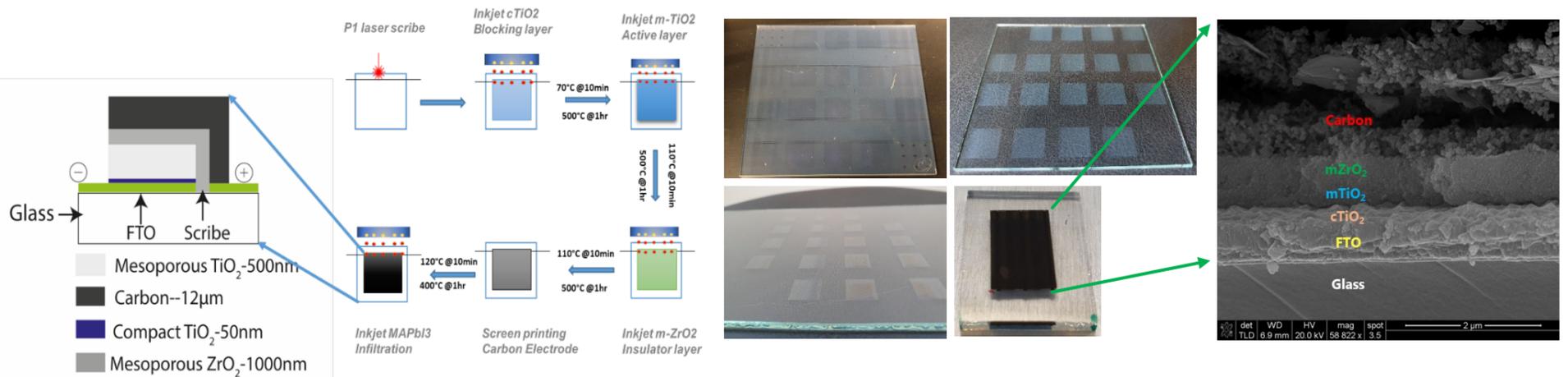
[°] Empa, Überland Str. 129, 8600 Dübendorf ^{°°} Solaronix, Rue de l'Ouriette 129, 1170 Aubonne, Switzerland

Introduction

Inkjet printing is a digital, versatile, contactless deposition technology which is used for customizable printing. It has the capability to produce small batches of different shapes and sizes as well as having high throughput production. Perovskite solar cells are the fastest developing solar cell technology till time. In a short time span, power conversion efficiencies exceeding 25% in small area lab cells were reported by different research groups.

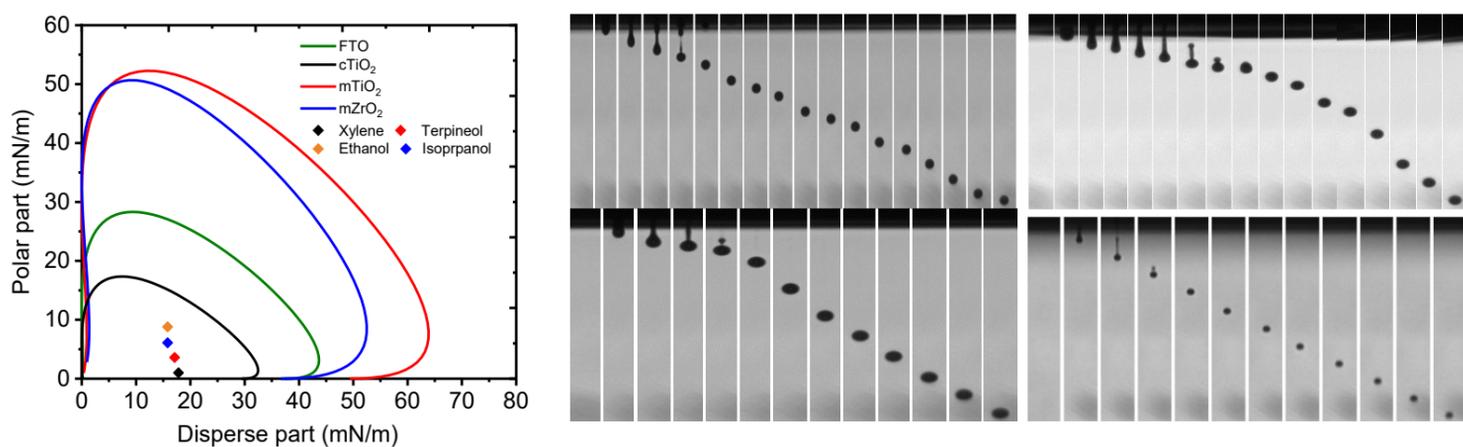
In this work, we report development of inks and processes to inkjet print four out of five layers the of mesoporous perovskite solar cell architecture.

Inkjet printing MPSC



Device architecture of the MPSC with desired layer thicknesses in cross section view (a). Process flow demonstrating inkjet printing of four layers cTiO₂, mTiO₂, mZrO₂ and infiltration of MAPbI₃ perovskite precursor. Inkjet printed cTiO₂, mTiO₂, mZrO₂ and carbon (b) SEM cross-section of four layer inkjet printed and carbon screen printed device (c).

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 inkjet printed by an insulating layer of mesoporous zirconia, followed by screen printing graphite/carbon-black layer which constitutes the hole-selective cathode. The cells are completed by the inkjet printing of methylammonium lead iodide perovskite from the annealing of a precursor solution sipped into the porous structure.



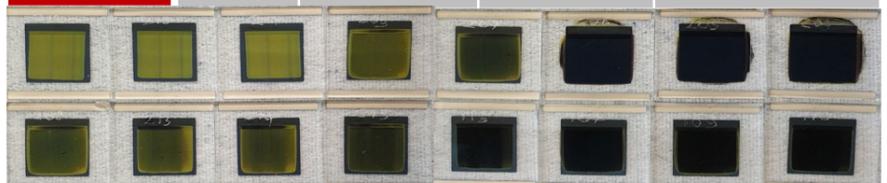
Surface energy of each solvent used to develop inks lies inside the wetting envelope of FTO and respective layers thus predicting good wetting behavior aligning with the experimental observations (a). Jetting of cTiO₂, mTiO₂, mZrO₂ and MAPbI₃ inks, the jetted drops are imaged at an interval of 20µm.

Device performance

Inkjet printed layers	V _{oc} (V)	J _{sc} (mA/cm ²)	FF (%)	PCE (%) (max)
cTiO ₂	0.87	22	57.7	11.1
cTiO ₂ and mTiO ₂	0.86	17.8	65.6	10.2
mZrO ₂	0.9	19.1	71.8	12.35
MAPbI ₃	0.96	20.77	67	13.47
cTiO ₂ , mTiO ₂ , mZrO ₂ and MAPbI ₃	0.9	17.2	59	9.1
Carbon	0.78	0.1	25.5	0.02 (0.1 At V=0.5V)
FTO	0.87	0.9	27.6	0.2

Influence of infiltration of MAPbI₃

Inkjet infiltration of MAPbI ₃	Number of prints	Ink Volume (µL)	Substrate temp.(°C)	PCE (%) Mean
Inkjet infiltration of MAPbI ₃	1x	1.5	25	1.4
	2x	3	25	12.3
	3x	4.5	25	12.5
	1x	6	25	8
	1x	6	50	7.6



Effect of ageing for 3 months on different volume filling on MAPbI₃. Yellow top left bottom: low filling ; Spreading top right: over filling; Bottom right: optimal filling.

Solar cell research at the laboratory for Thin Films and Photovoltaics at Empa

T. Feurer, T. Moser, R. Hertwig, S.-C. Yang, Y. Jiang, S. Nishiwaki, R. Carron, F. Fu and A. N. Tiwari



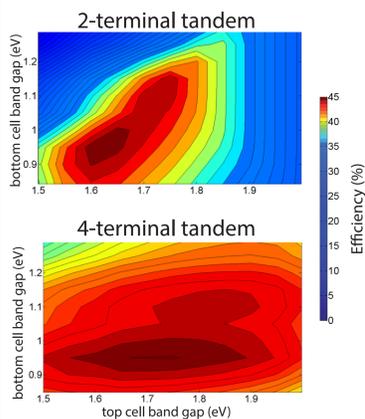
Laboratory for Thin Films and Photovoltaics (Abt. 207), Empa - Swiss Federal Laboratories for Materials Science and Technology, Überlandstrasse 129, CH-8600 Dübendorf, Switzerland

Materials Science and Technology

Research Focus

The laboratory for Thin Films and Photovoltaics is working on thin film solar cells based on chalcogenide (CIGS, CZTS) and perovskite absorber materials.

The primary focus is the development of flexible solar cells and all-thin-film tandem devices.



By using a stack of two solar cells of different band gaps, higher efficiencies ($\eta > 40\%$) can be achieved

- CIGS thin film bottom cell:
- high efficiency (23.35%)
 - tunable narrow band-gap (1.0 - 1.3 eV)
 - potential for low production cost
 - allows flexible substrates

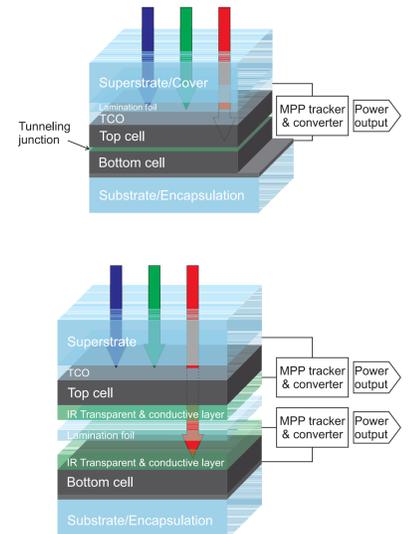
- Perovskite thin film top cell:
- high efficiency (25.2%)
 - low deposition temperature
 - tunable wide band-gap (1.55 - 1.7 eV)
 - allows flexible substrates

Tandem solar cells are the most promising technology to further increase the efficiency of solar cells beyond the classical detailed balance single junction limit of $\sim 30\%$.

Fundamental approaches for dual junction tandems:

- 2-terminal (monolithic) tandems:
- Reduced material use and optical losses
 - Current matching necessary
 - Increased growth complexity due to constraints posed by the sub-cells (roughness, temperature)
 - Need for tunneling junction / recombination layer

- 4-terminal tandems:
- High flexibility in composition and production
 - Improved stability to variable spectrum and asymmetric degradation of sub-cells
 - Increased optical losses (TCO) and material usage
 - Additional electrical circuit necessary

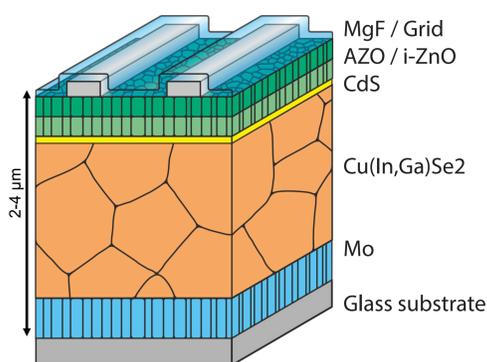


Results

CIGS bottom cell

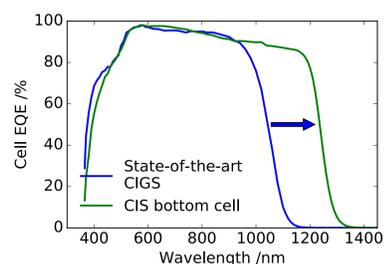
Development of bottom cell with band gap of 1.0 eV

CIGS structure



WHY ARE WE INTERESTED?

Traditional CIGS has a bandgap that is too high for the optimal combination in a tandem device!



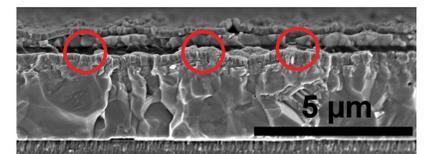
All-vacuum-processed perovskite top cell

Perovskite top cell development without spin coating

Reference	Potential replacements
AZO	SnO ₂ (ALD)
ZnO-NP	C60 (evap.)
PCBM	(Cs,FA)Pb(I,Br) ₃
(Cs,FA)Pb(I,Br) ₃	NiO (sput.)/ MnS (evap.)
PTAA	PET
ITO	
Glass	

WHY ARE WE INTERESTED?

Perovskite solar cells deposited using wet chemistry processes have problems to evenly cover rough surfaces. This leads to shunting in the top cell and prevents monolithic devices from operating at optimal conditions.



PV parameters of notable CIGS cells

	Band gap (eV)	V _{oc} (mV)	J _{sc} (mA/cm ²)	FF (%)	Eff (%)
CIGS on glass ¹ (Solar Frontier)	1.08	734	39.6	80.4	23.35*
Flexible CIGS ² (Empa)	1.14	734	36.7	77.2	20.8*
CIGS on Steel (Empa)	1.09	703	38.5	74.4	20.2*
Narrow BG CIS ³ (Empa)	1.00	609	42.3	74.6	19.2

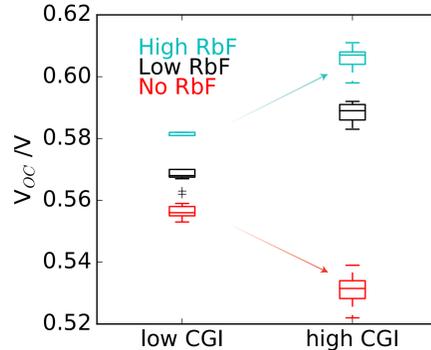
* Externally certified values
¹ Nakamura et al., IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 9, no. 6
² Carron et al., Advanced Energy Materials, vol. 9, no. 24
³ Feurer et al., Advanced Energy Materials, vol. 9, no. 35

- State-of-the-art CIGS shows high conversion efficiency (20.8%) on flexible polyimide substrate
- 19.2% efficient CIS cell with 1.00 eV band gap achieved on glass substrate

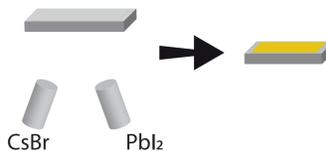
Main improvements:

- Reduced recombination at back contact, bulk and front interface
- V_{oc} of cells considerably enhanced

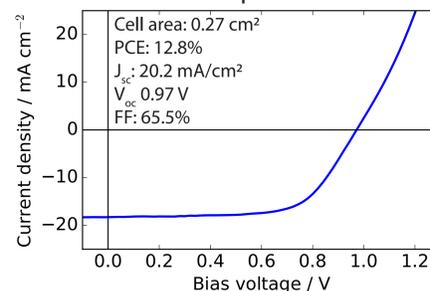
Improved stoichiometry in CIS



Deposition of CsBr:PbI₂ by PVD



Cell with vacuum deposited absorber (J-V)



Formation of perovskite by CVD process

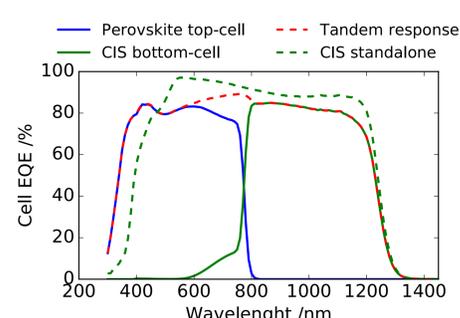


Semitransparent perovskite solar cells



- Two-step vacuum process for absorber deposition implemented
- Alternative charge extraction layers identified and under evaluation

Tandem device performance



4-terminal perovskite/CIS tandem solar cells

	V _{oc} (mV)	J _{sc} (mAcm ⁻²)	FF (%)	Eff. (%)
CIS standalone	597	42.3	74.0	18.7
Perovskite top-cell (bwd)	1'034	20.79	79.8	17.2
Perovskite top-cell (MPP)				16.9
CIS bottom-cell	565	19.4	74.2	8.1
4-terminal tandem				25.0

Tandem with perovskite top cell from partner TNO / Solliance.



Summary and Outlook

- 19.2% efficient CIS based solar cells with lowest bandgap (1.0 eV) have been achieved
- CIS cells show improved V_{oc} and charge carrier collection
- Bottom cell current in 4 terminal configuration can reach values comparable to FAPbI₃ based top cells
- Vacuum-based perovskite absorbers with good phase purity and homogeneity have been achieved
- 25% efficiency demonstrated in 4-terminal tandem configuration
- Fill factor of both cells is still poor and needs further improvement
- ETL/HTL still spin coated, development of vacuum processed extraction layers ongoing
- Demonstrate monolithic 2-terminal tandem devices

Acknowledgement

Partial funding through the following projects is gratefully acknowledged: SFOE-BFE (SI/501805-01, SI/501614-01); SNF-Bridge (20B2-1_176552/1); HZ2020 PERCISTAND (850937)

Contact

Thomas Feurer, thomas.feurer@empa.ch, Phone: +41 58 765 6063

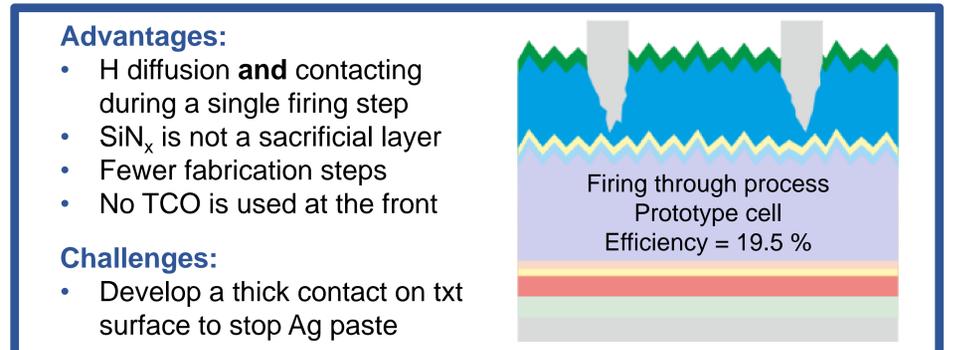
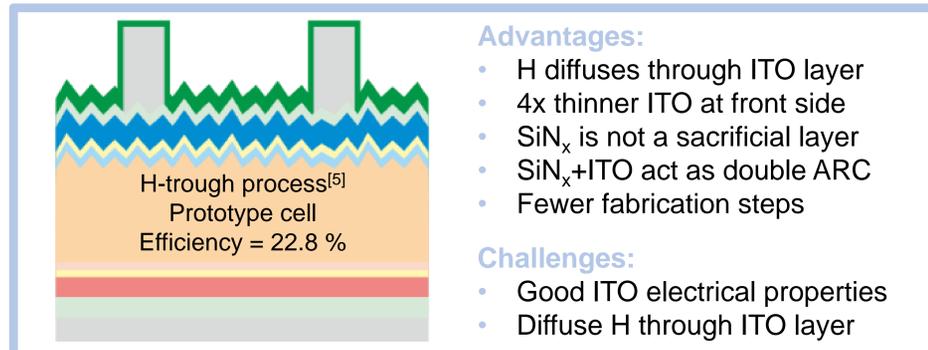
Optimization of front contacting methods for high-efficiency c-Si solar cells with co-annealed passivating contacts

Frank Meyer¹, Juan J. Diaz Leon², Gizem Nogay², Christophe Allebé², Matthieu Despeisse², Sylvain Nicolay², Franz-Josef. Haug¹, Andrea Ingenito^{1,2} and Christophe Ballif^{1,2}

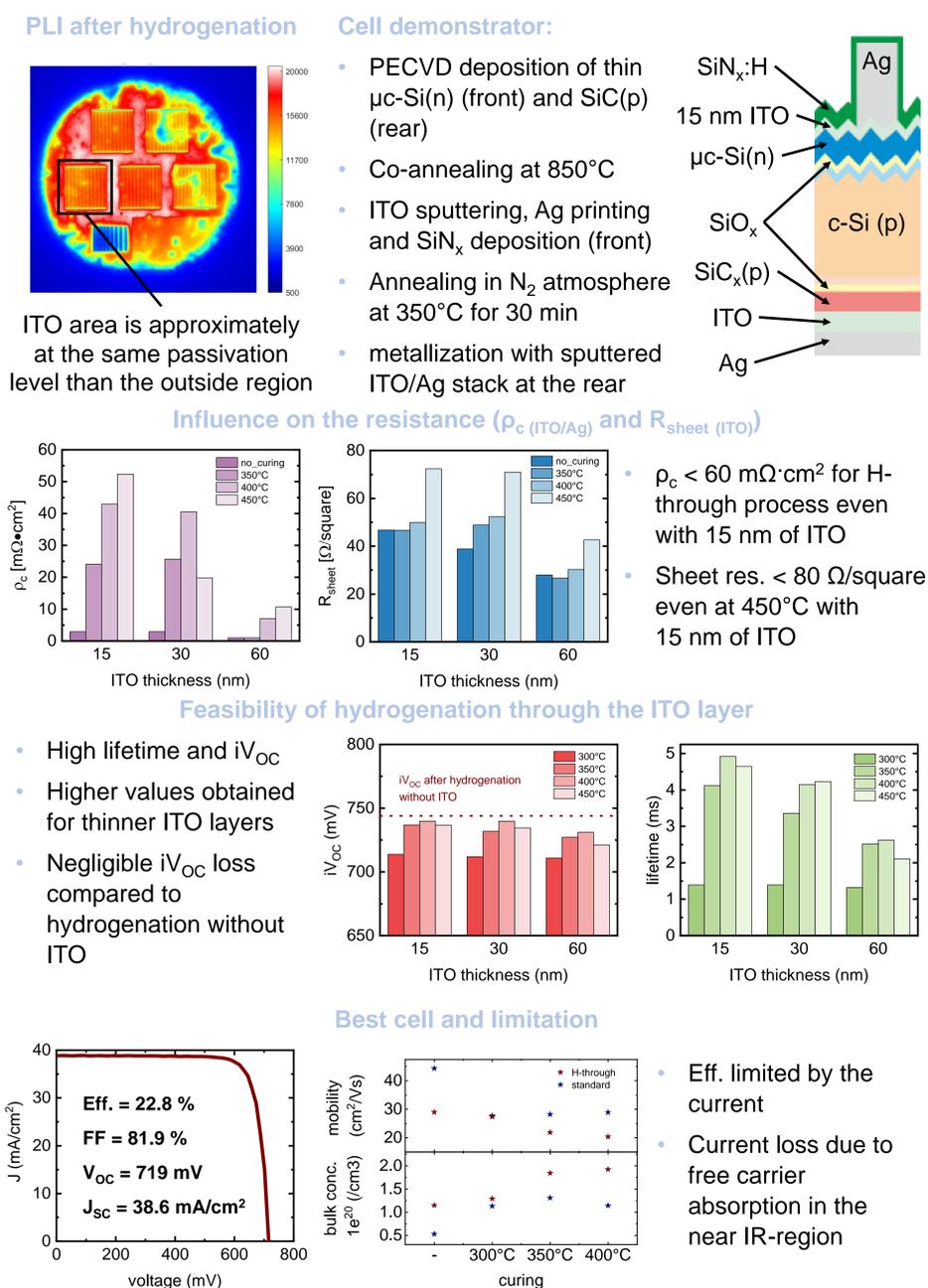
¹ École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), Institute of Microengineering (IMT), Photovoltaics and Thin-Film Electronics Laboratory (PVLAB), Rue de la Maladière 71b, 2000 Neuchâtel, Switzerland
² Swiss Center for Electronics and Microtechnology (CSEM), Rue Jaquet-Droz 1, 2000 Neuchâtel, Switzerland

Front contacting methods: PVLAB strategies

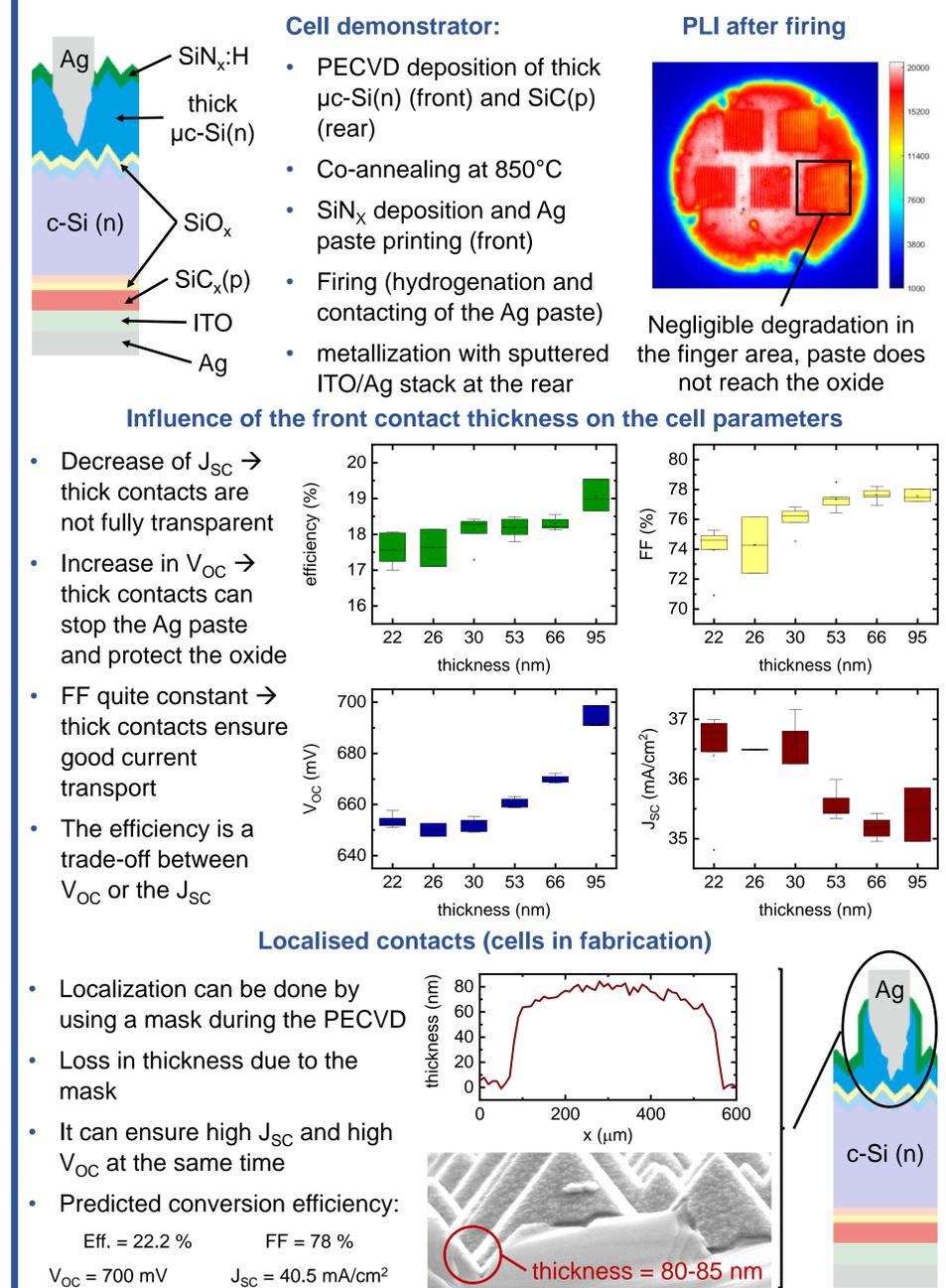
Passivating contacts are keys to enable conversion efficiency >25%^[1,2] and are temperature tolerant. These contacts need an hydrogenation step^[3,4]. Combining this step with industrial mainstream and avoiding the use of a sacrificial SiN_x is a challenge.



H-through process



Firing through process



Conclusion

H-through process:

- Demonstration of a SiN_x/ITO stack enabling 22.8% conversion efficiency with an impressive fill factor of 81 % in two-sides contacted c-Si solar cells with passivating contacts using only 15 nm thick ITO layer
- Further optimization is required to reduce parasitic absorption in the TCO. One possibility would be to replace the ITO with indium free TCO as they are more thermally stable.

Firing through process:

- Demonstration of a thick passivating contact deposited on front texturized surface in order to stop the silver paste
- Cell demonstrator enabling 19.4% conversion efficiency with a V_{OC} of almost 700 mV and a fill factor of 78 %
- Currently, cells are limited by the absorption in the thick passivating contact. Localization of this contact is under study to develop high efficiency solar cells

References

- [1] A. Richter *et al.*, Solmat, 2017
 [2] F. Haase *et al.*, Jpn. J. Appl. Phys., 2017
 [3] A. G. Aberle, PV Res. Appl., 2000
 [4] B. Hallam *et al.* Phys. Status Solidi Appl. Mater. Sci., 2017
 [5] F. Meyer *et al.* Solmat, to be submitted

We gratefully acknowledge support by the Swiss Federal Office for Energy through the project "Chess" (Grant No. SI/501253-01) and by the European Commission through the Horizon 2020 project "HighLite" (Grant No. 757793)

Acknowledgement

Swiss solar panels 50% more efficient thanks to hybrid technology

J. Levrat, D. Petri, M. Despeisse et C. Ballif, CSEM PV-Center, Neuchâtel

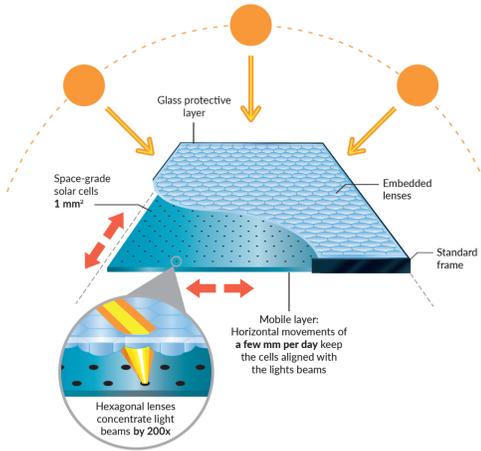
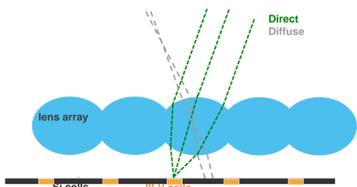
L. Coulot, M. Ackermann et F. Gerlich, Insolight, 1024 Ecublens



HYBRID APPROACH

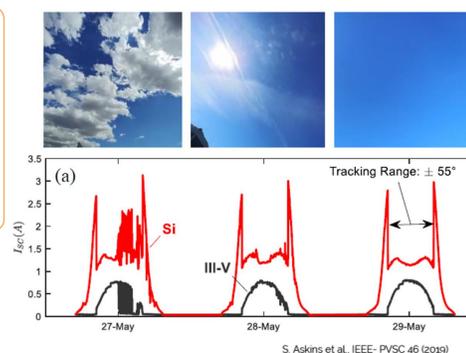
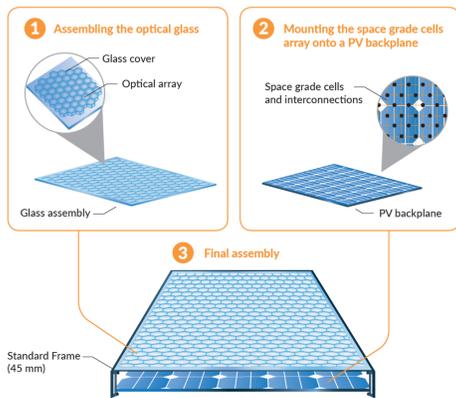
Planar micro-tracking : principles

- Focusing sunlight on high-efficiency cells (concentration factor ~180)
- Fixed-tilt module with integrated 2-axis tracking mechanism



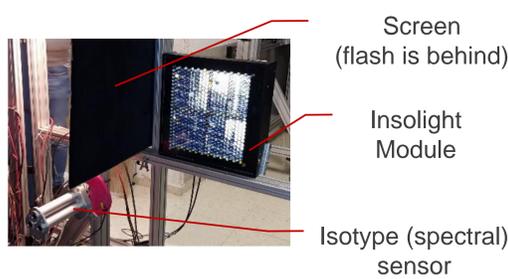
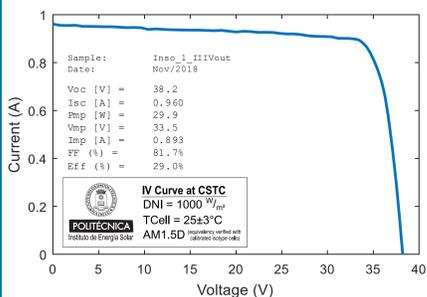
Hybrid Si/III-V architecture

- High efficiency III-V cells capture direct sunlight (concentrated)
- Low-cost Si cells capture diffuse sunlight (transmitted)
- Two architectures evaluated:
 - Si cells with holes
 - III-V cells on a glass substrate



Module performance (2018)

- Measured on a 0.1m² module (574 GaInP/GaInAs/Ge 1mm² cells)
- 29.0 % efficiency vs direct sunlight (indoor measurement @ C-STC)



HIPERION OBJECTIVES

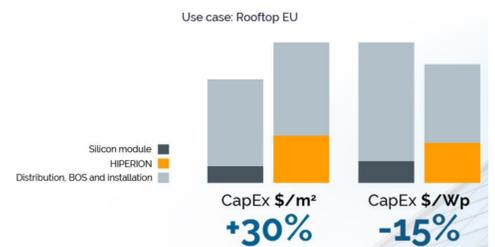
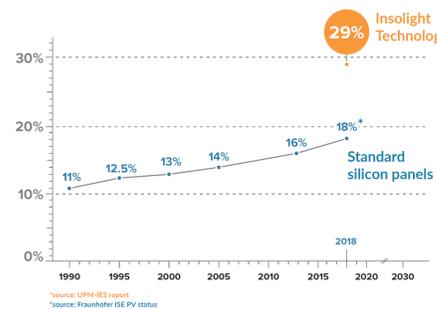
1. Develop an industrial process to manufacture highly efficient hybrid solar modules which combine photovoltaic and concentrated photovoltaic technologies. This goal will be achieved by building a pilot production line in Neuchâtel (CSEM) and by developing tailored assembly techniques



Pilot installation at EPFL, Lausanne

2. Deliver unique and highly efficient solar modules capable of providing real-time record of energy generation. HIPERION modules will be easy to install, with an estimated lifetime of 25 years, featuring 30% efficiency under direct and 15% under diffuse sunlight

3. Perform a technical and economical assessment of the blueprint solution, including qualification testing, performance and reliability validation at several commercial pilot sites across Europe.



HIPERION solution yields a competitive total installation cost in target markets

HIPERION IMPACTS

INNOVATIVE PRODUCTION PROCESS

Trigger new investments in the European PV industry by establishing a pilot line, capable of assembling the HIPERION module architecture through an industrial manufacturing process and strengthen its intellectual property on the process level in Europe and internationally.

EQUIPMENT DEVELOPMENT FOR PV TECHNOLOGIES

Trigger new investments in the European PV industry via tailored equipment development for mainstream power PV and integrate the latest photovoltaic silicon modules on the market and the III-V cells technology.

PERFORMANCE & COST COMPETITIVENESS

Thanks to high efficiency modules, offer a final product with performance and cost competitiveness and yield a competitive total installation cost in target markets, lower solar electricity cost on rooftops, higher margins for manufacturers and increase the return on investment of the full PV installation value chain.

REGAIN MARKET SHARES

Enable more PV applications (e. g. standalone PV applications, zero-energy buildings, electric vehicle stations and parking lots), provide added value for the rooftop market, decrease the LCOE, improve the internal rate of return for homeowners and increase the manufacturing gross margin. On the long term, HIPERION will reduce cost of electricity in the utility market.

SECURE & SUSTAINABLE SUPPLY CHAIN

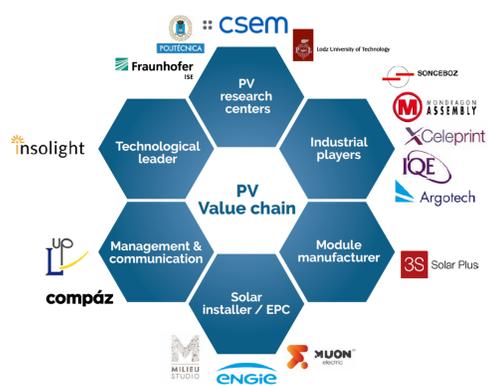
Create a more secure and sustainable supply chain for the European PV market and preserve the European strategic position in this new field and strengthen the European expertise and know-how in several fields such as advanced optics, micro-mechanical components and multi-junction III-V solar cells and metrology.

THE HIPERION CONSORTIUM

The HIPERION consortium, led by CSEM, comprises 16 partners covering the complete photovoltaic value chain.

HIPERION project in numbers

16 Partners	10 Countries	48 Months
10 590 511 € EU Funding	13 534 524 € Total Budget	1 236 Person-Months



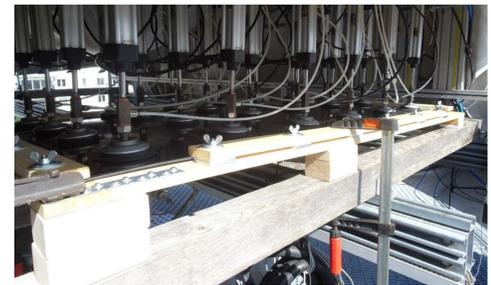
PV-Indachsystem für Altbaudächer: Auswirkungen unebener Montage auf PV-Module

Evelyn Bamberger, Alexandre Voirol, Christ-Andri Hassler*

* Hassler Energia Alternativa AG, Zillis

Hintergrund

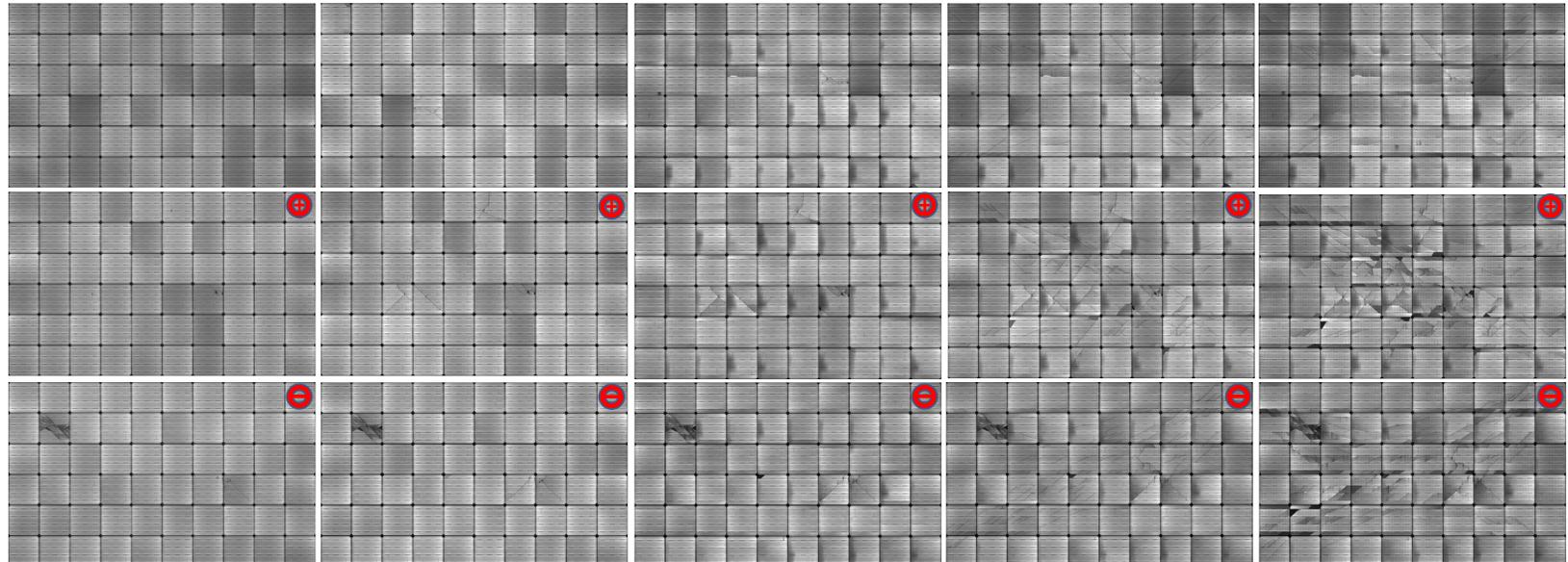
Um ein PV-Indachmontagesystem auch bei unebenen Altbaudächern direkt auf die Ziegellattung montieren zu können, müssen sich Montagesystem und Module an die Dachgeometrie anpassen. Die Auswirkungen einer nicht ebenen Modulmontage werden mit numerischen Simulationen (FEM) sowie einem speziell entwickelten Verwindungstest untersucht. Dieser beinhaltet sowohl Belastungstests als auch Feuchte-Frost- und Temperaturwechselprüfungen in Anlehnung an IEC 61215-2. Die Module werden jeweils mit einer Ecke nach oben oder unten gebogen und durchlaufen in diesem Zustand alle Tests. Vor und nach jedem Testschritt werden Elektrolumineszenz- (EL) und Leistungsmessungen durchgeführt.



Verwunden montiertes Modul (+5 cm) beim Belastungstest

Verwindungstests

Bisher wurden zwei Glas-Folien Modultypen mit 5 bzw. 3.2 mm Glas getestet. Die folgende Abbildung zeigt die EL-Aufnahmen von drei Modulen des Typs mit 3.2 mm Glas nach den einzelnen Testschritten des Verwindungstests.

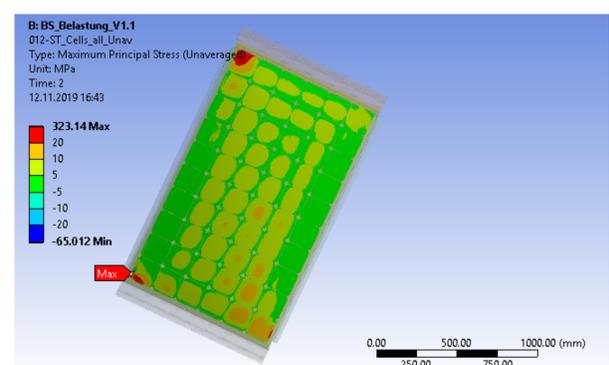


Oben: eben montiertes Modul (Referenz), Mitte: Biegung obere rechte Ecke +5 cm, unten: Biegung obere rechte Ecke -5 cm
Messungen von links nach rechts: 1) nach Stabilisierung, 2) nach Belastungstest mit 2'400 Pa, 3) nach Klimakammer, 4) nach 2. Belastungstest mit 1'000 Pa, 5) nach 1'000 Zyklen mit 1'000 Pa

Schlussfolgerungen

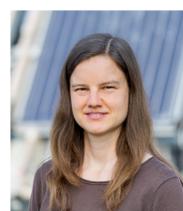
Durch Verwindung entstehen

- mehr Mikrorisse als bei einem eben montierten Modul
- diagonal verlaufende Mikrorisse, ist die Ecke nach unten gebogen, laufen die Risse auf diese Ecke zu, ist die Ecke nach oben gebogen, laufen sie im 90° Winkel dazu (durch Simulation gestützt, siehe Abbildung rechts)
- bisher geringfügige Rissöffnungen durch Verwindung (Vergleich Messung +5 cm/entspannt/-5 cm)
- mehr Mikrorisse bei dem Modul mit stärkerem Glas
- Belastung nach Alterung in Klimakammer verursacht deutlich mehr Mikrorisse, die durch Zyklen weiter aufbrechen, als eine Belastung am neuen Modul



FEM-Analyse: Zellspannungen auf der Unterseite (untere linke Ecke mit +5 cm und 2'400 Pa Druck)

Kontakt



Evelyn Bamberger
evelyn.bamberger@spf.ch
Tel: +41 55 222 4829

Einspeisemanagement: Wechselrichter Fallback-Leistung

Von Lars Huber, 5643 Sins, lars.huber.ch@gmail.com | www.pv2grid.ch

In der Schweiz werden die Bereitstellung von Netzkapazitäten und die Gewährleistung der Netzsicherheit bei steigendem Ausbau der neuen Erneuerbaren sowohl in der Strombranche wie auch in der Politik immer häufiger diskutiert. Am 17. März 2020 stimmt der Ständerat über die Motion 19.3755 [2] ab. Diese verlangt, dass in der Schweiz ein Einspeisemanagement gesetzlich verankert wird. Bereits beantragte der Bundesrat die Annahme und der Nationalrat folgte dem. Ebenfalls empfiehlt die UREK-S die Annahme. Somit stellt sich nicht die Frage, ob ein Einspeisemanagement kommt, sondern wie es ausgestaltet sein wird.

Deutschland kennt bereits seit 2012 ein Einspeisemanagement, welches jedoch negative Aspekte aufweist. Die Schweizer Solarbranche hätte nun die Chance, aktiv an der Ausgestaltung mitzuarbeiten und die Mängel des Deutschen Systems zu verbessern.

Im Rahmen einer Masterarbeit wurde ein Konzept entwickelt [4], welches kostengünstiger und effizienter ist als das Deutsche Modell. Zudem wird der PV-Betreiber aktiver miteinbezogen, wobei der Verteilnetzbetreiber (VNB) die Kontrolle über die Netzsicherheit stets behält. Damit der Ausfall von Steuereinheiten nicht zur Gefahr wird, muss von der aktiven Begrenzung in eine aktive Freigabe von Leistungen gewechselt werden.

IST-Situation Schweiz

Aufgrund fehlender Anreize und Bestimmungen in der Schweiz, wird Netzintegration von PV-Anlagen hauptsächlich über die Bauweise betrieben. Wechselrichter werden im Verhältnis von 70-100% zum PV-Generator dimensioniert. Die grösste Motivation dafür sind zu kleine Netzanschlüsse am Gebäude oder zu schwache Zuleitungen. Im Wohnbereich trifft man selten zu kleine Netzanschlüsse an, sondern die Sammelleitungen wären nach X Anlagen zu schwach. Auf der anderen Seite akzeptieren die VNBs heute noch keine dynamische Leistungsbegrenzung als Garantie, dass eine maximale Leistung am Netzanschlusspunkt nicht überschritten wird. Aus Sicht Leitungssicherheit ist dies nicht unbegründet, weil bei einem Ausfall der Steuereinheit die maximale Leistung überschritten werden könnte und damit eine ernsthafte Gefahr für Infrastruktur, Tier und Mensch entstehen kann.

Einspeisemanagement Deutschland

Mit der Niederspannungsrichtlinie VDE-AR-N-4105 [5] regelt Deutschland seit 2012 die Anschlussbedingungen in Bezug auf maximale Leistung und Steuerbarkeit der PV-Anlage (PVA). Diese Richtlinie verlangt, dass kleinere PVAs maximal 70% der Generatorleistung ans Netz abgeben dürfen und grössere Anlagen am Einspeisemanagement [1] teilnehmen müssen. VNBs können bei einer fehlenden Netzkapazität aktiv die Leistungen der grösseren Anlagen drosseln. Dazu gibt es vier einstellbare Stufen: 100%, 60%, 30% und 0%.

Das System hat aber Schwächen, welche mit heutiger Technik und Kenntnisstand behoben werden könnten:

- Kostspielige Kommunikationsanbindung des VNB an die PVA notwendig.
- VNB muss System zur Remote-PV-Anlagen-Steuerung haben.
- Bei Eingriffen durch VNB müssen Kompensationszahlungen für nicht produzierten Strom entrichtet werden → über 600 Mio. Euro im Jahr 2017.
- Hohes Konfliktpotenzial wegen Kompensationszahlungen.
- Geringe Anreize für Netzanschlussoptimierungen im Bau und im Betrieb.
- System mit aktiver Begrenzung ist nicht ausfallsicher, weil bei Störung von Kommunikation die Kraftwerke ungebremst hochfahren.
- Effektive Leistung nur an zentralen Knotenpunkten bekannt (z.B. Trafostationen), aber nicht auf Sammelleitungen im Verteilnetz.

Lösungsvorschlag «Fallback-Leistung»

Das neue Konzept sieht vor, dass der VNB und der PV-Betreiber eine maximale Leistung festsetzen, unabhängig von der möglichen Gesamtleistung der Wechselrichter. Als Ausgangslage für die Höhe der Leistungsbegrenzung können bekannte Begrenzungs-Charakteristiken, welche sich nach Standort und Bauweise unterscheiden, aus Analysen realer Produktionsdaten herangezogen werden [3].

Anhand eines Zahlenbeispiels wird das Szenario vom Anschlussgesuch, über die Installation und Betrieb bis zu hin zur Kontrolle und einem möglichen Problem erklärt. Abbildung 1 zeigt den schematischen Aufbau der Anlage.

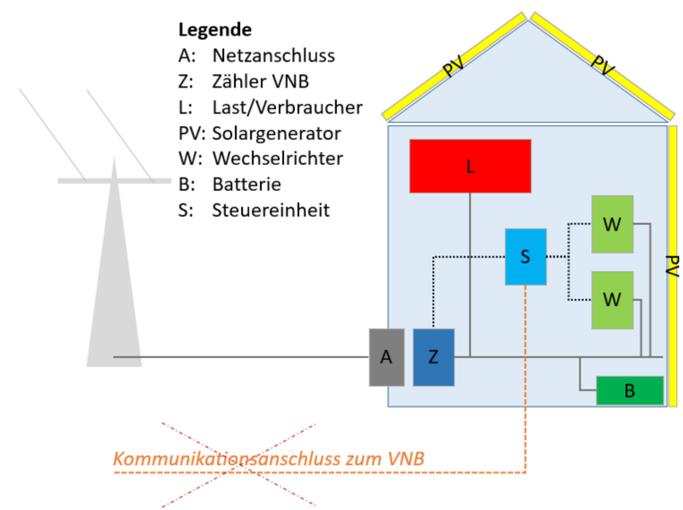


Abbildung 1: PV Systemaufbau mit Netzanschlussüberwachung und Wechselrichter «Fallback-Leistung».

Die Anlage mit einem Generator (PV) von 100 kWp und 3 Wechselrichtern (W) mit je 30 kVA, hat eine bauliche Dimensionierung von 90%. Das Gebäude mit Eigenverbrauch wird mit einer maximalen Einspeiseleistung am Netzanschluss (A) von 54 kVA beim VNB angemeldet. Der VNB reserviert nun in der Netzplanung nur 54 kVA und nicht wie bisher die 90 kVA.

Der Bereich zwischen 54-90 kVA steht für den Eigenverbrauch immer noch zur Verfügung. Anhand des Zählers (Z) gibt die Steuereinheit (S) den Wechselrichtern die zusätzliche Leistung frei, welche zeitgleich im Eigenverbrauch benötigt wird. Diese Leistungsanpassung geschieht kontinuierlich, damit die 54 kVA am Anschlusspunkt nicht überschritten werden.

Der VNB verliert mit diesem Prinzip keineswegs die Kontrolle. Dank dem gesetzlich vorgeschriebenen Smart Meter Rollout hat der VNB den 15 Minuten Lastgang und kann automatisiert überprüfen, dass die maximale Leistung am Netzanschluss eingehalten wird.

Kritisch wird es, wenn die Steuereinheit (S) versagt und die Leistungen an den Wechselrichtern nicht mehr aktiv gesteuert werden. Nach heutigem Stand der Technik würden die Wechselrichter (W) ihre mögliche Leistung von 90 kVA ausreizen. Deshalb wurde die neue Funktion «Fallback-Leistung» an jedem Wechselrichter (W) bei der Installation auf 18 kVA eingestellt, sodass in Summe die 54 kVA nicht überschritten werden. Sobald die Steuereinheit (S) in der Zeit t_{max} kein Freigabesignal an die Wechselrichter (W) sendet, schalten diese von je 30 kVA auf die «Fallback-Leistung» von je 18 kVA zurück.

Fazit

Das Konzept der «dynamischen Leistungsbegrenzung» in Kombination mit der Wechselrichter «Fallback-Leistung» maximiert die Solarstromproduktion in Bezug auf die benötigte Infrastruktur.

Der PV-Betreiber wird sensibilisiert und in die Pflicht genommen, sorgsam mit der bestehenden Infrastruktur umzugehen – dies mit minimalsten Kosten in Form von Mindererträgen. Deutlich gewichtiger ist, dass dadurch der Technologie Photovoltaik, den Anlagebetreibern und der Solarbranche nicht mehr vorgeworfen werden kann, dass der Ausbau der dezentralen PV eines teuren Netzausbaus bedarf. Dies rechtfertigt allenfalls eine Diskussion über den Wert des dezentral eingespeisten Solarstroms für das Stromnetz.

Die Netzbetreiber auf der anderen Seite müssen keine Investitionen tätigen und erhalten trotzdem ein hocheffizientes Netzoptimierungssystem, ausgelagert an die unzähligen Kraftwerksbetreiber. Dabei wird an Kontrolle über die Netzkapazität nichts eingebüsst. Bis auf die äussersten Verteilnetzleitungen kann der VNB die Leitungssicherheit planen, überwachen und gewährleisten. Bei Bedarf können vereinzelt bei Grossanlagen Kommunikationsanbindungen installiert werden, abhängig von der Netzsituation.

Ausblick

Die Wechselrichterhersteller müssen diese Funktionalität in die Wechselrichterfirmware einbauen. Bei SMA ist diese Funktion bereits in kleineren Modellen vorhanden. Die Entwicklung von Fronius hat im Herbst 2019 mitgeteilt, dass die neuen Modelle von 2020 (alle Leistungsklassen) diese selbständige Funktion implementieren werden.

Damit alle Wechselrichterhersteller diese Funktionalität aufgreifen, sollte Swissolar dieses Konzept mit den Herstellern vorantreiben oder allenfalls prüfen, ob sich dies in einer Norm integrieren lässt.

[1] Bundesnetzagentur (2018). Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0.

[2] Guhl, B. (2019). Motion 19.3755: Volkswirtschaftlich effiziente Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze. www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20193755

[3] Huber, L. (2019). Netzanschlussoptimierung bei dezentraler Photovoltaik-Stromproduktion mithilfe statischer Leistungsbegrenzung. www.pv2grid.ch/netzintegration/leistungsbegrenzung

[4] Huber, L. (2019). Wechselrichter «Fallback-Leistung» für eine sichere dynamische Leistungsbegrenzung. www.pv2grid.ch/netzintegration/fallback-leistung

[5] VDE (2011). Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105).

Heimspeicher-Systemtest

Evelyn Bamberger, Robert Haberl, Andreas Reber

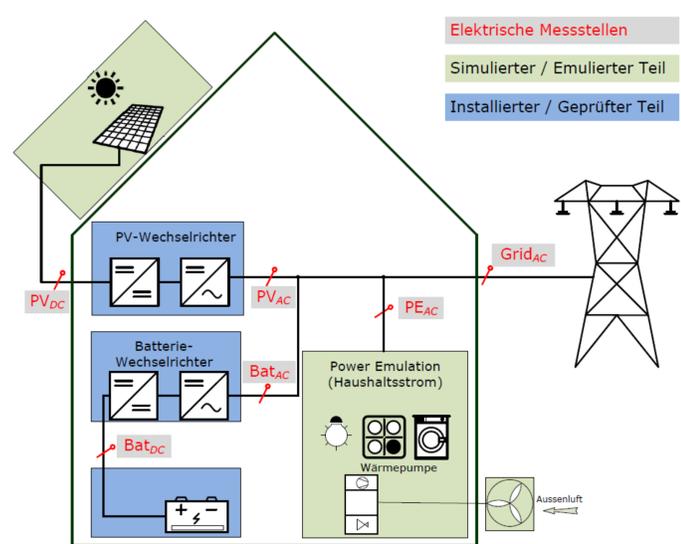
Testverfahren

Mit dem Systemtest für Heimspeicherbatterien steht ein Testverfahren zur Verfügung, mit dem im Prüflabor im Hardware in the Loop Prinzip innerhalb von drei Prüftagen alle relevanten Betriebsbedingungen getestet werden können. Die aus den elektrischen Messdaten ermittelte Zykluseffizienz sowie weitere Kennzahlen sind direkt repräsentativ für das Verhalten des Systems im Feld über ein typisches Jahr.

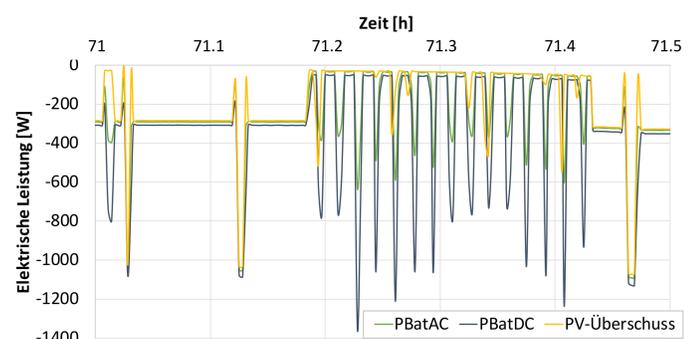
Methode

Das zu testende System durchläuft einen charakteristischen 3-Tages-Zyklus, wobei das gesamte Batteriesystem am Teststand installiert wird und die PV-Anlage sowie der Haushaltsstromverbrauch simuliert und emuliert werden. Dafür stehen 2x10 kW PV-Emulatoren sowie eine 3x15 kW Stromsenke (Power Emulation) zur Verfügung.

Dies erlaubt sehr genaue Analysen der Effizienz des Batteriesystems oder von Regelstrategien für Eigenverbrauch, Netznutzen oder zeitvariable Stromtarife, den Vergleich verschiedener Systeme sowie ein Aufzeigen von Verbesserungspotentialen. Im Gegensatz zu statischen Verfahren werden alle im dynamischen Betrieb auftretenden Eigenschaften gemessen und in den ausgewiesenen Kennzahlen berücksichtigt, wie etwa taktende Ladung oder spontane Unterbrechungen des Lade- und Entladevorgangs. Eine nachträgliche Simulation entfällt mit dem zusätzlichen Vorteil, dass auch neue Technologien oder Konzepte geprüft werden können.



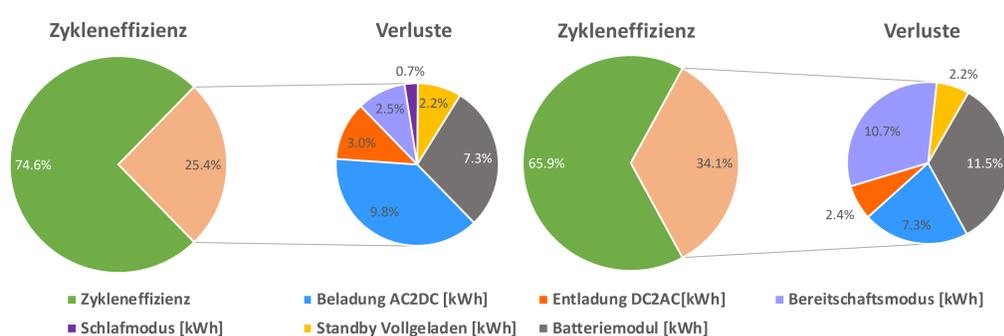
Testaufbau für ein AC-gekoppeltes Heimspeichersystem



Ausschnitt aus dem Testergebnis eines Prüflings:
Fehlanspassung und taktendes Verhalten im Entladebetrieb

Ergebnisse

Erste Testergebnisse von zwei AC-gekoppelten Heimspeichersystemen liegen bei Zykluseffizienzen von 66 respektive 75 %. Der Unterschied im Ergebnis wird hauptsächlich durch einen deutlich höheren Standby-Verbrauch des ersten Systems sowohl im entladenen als auch vollgeladenen Zustand verursacht. Weitere wesentliche Faktoren sind Umwandlungsverluste bei der Beladung AC nach DC, die bei den gemessenen Systemen höher ausfallen als die Verluste bei der Ausspeicherung DC nach AC, sowie Verluste im Batteriemodul. Ein DC-gekoppeltes System wird in Kürze gemessen.



Testergebnisse von zwei AC-gekoppelten Heimspeichersystemen

Kontakt



Evelyn Bamberger
evelyn.bamberger@spf.ch
Tel: +41 55 222 4829

«L-Sol»: Effizientes Heizsystem mit PVT und Wärmepumpe

David Sauter, Manuel Hunziker & Jürg Rohrer

Kontakt: david.sauter@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 L-Sol Heizsystem mit PVT und Wärmepumpe versorgt EFH effizienter mit Wärme als ein System mit Luft-Wasser-Wärmepumpe. Erweiterte Regelstrategien erlauben eine weitere Reduktion des Strombezugs aus dem Netz um rund 23 %.

Schema des L-Sol Systems

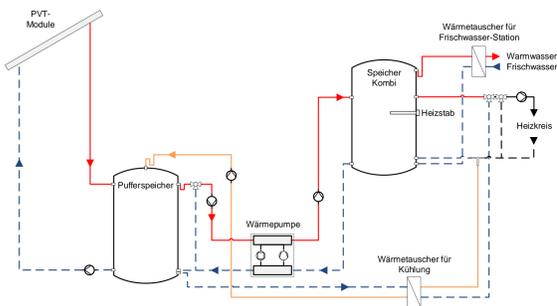


Abb. 1: Schematische Darstellung des Systems L-Sol.

Mithilfe von Systemsimulationen wurde gezeigt, dass das L-Sol System, welches PVT-Kollektoren als alleinige Wärmequelle für eine Wärmepumpe verwendet (Abb. 1), eine effiziente und wirtschaftliche Wärmeversorgung von Einfamilienhäusern ermöglicht. Verglichen mit einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem weist das L-Sol System in EFH eine grössere Effizienz auf. Dadurch, dass kein Luft-Wasser-Wärmetauscher benötigt wird, entstehen ausserdem keine Lärmemissionen. Im Gegensatz zu Systemen mit Erdwärmesonden oder Eisspeichern sind keine tiefen Bohr- oder Grabarbeiten erforderlich.

Über einen zusätzlichen Wärmetauscher kann mit dem L-Sol System im Sommer auch passiv gekühlt werden. Für den in Abb. 2 gezeigten Kühleffekt fällt ein jährlicher Strom-Mehrverbrauch von rund 1.5 % an.

Verschiedene erweiterte Regelstrategien ermöglichen eine Optimierung der Systemeffizienz. Für einen möglichst geringen Strombezug aus dem Netz eignet sich eine nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers (Abb. 3). Wie in Abb. 4 gezeigt, kann eine von 00:00 bis 09:00 Uhr andauernde Beladungssperre den Gesamtverbrauch gegenüber einem System ohne Beladungssperre um 5 % und den Strombezug aus dem Netz sogar um 23 % reduzieren. Die Reduktion des Gesamtverbrauchs kommt daher, dass die Wärmepumpe vermehrt am Tag betrieben wird. Aufgrund der höheren Aussentemperaturen und der vorhandenen solaren Einstrahlung wird der Betrieb effizienter. Die nächtliche Beladungssperre kann am einfachsten umgesetzt werden, wenn der Brauchwarmwasser- und der Heizpuffer-Speicher separat ausgeführt sind. Doch auch mit dem in Abb. 1 gezeigten Kombispeicher ist eine nächtliche Beladungssperre für den Heizungsteil möglich.

Für eine grobe Dimensionierung des L-Sol Systems wurden Dimensionierungsmatrizen erstellt. Diese erlauben es, eine erste Abschätzung der erforderlichen Komponentengrössen vorzunehmen. Die in Abb. 5 gezeigten Dimensionierungsmatrizen geben einen Richtwert für die Anzahl PVT-Kollektoren und die Grösse des Pufferspeichers. Die Wärmepumpe kann nach gängigen Auslegungsregeln dimensioniert werden.

Nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers

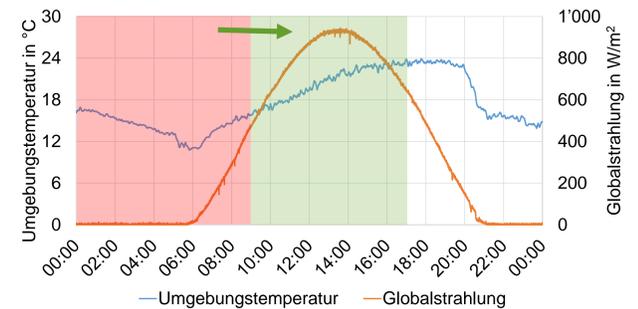


Abb. 3: Prinzip der nächtlichen Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers. Der Wärmepumpenbetrieb wird in den Tag verschoben, wo mehr solare Einstrahlung und höhere Umgebungstemperaturen vorliegen.

Passive Kühlung mit dem L-Sol System

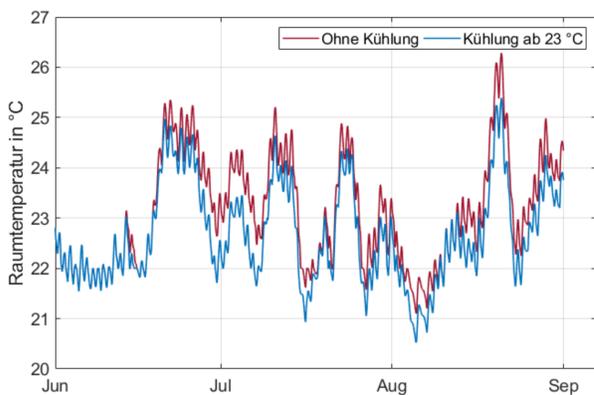


Abb. 2: Passive Kühlung mit dem L-Sol System in einem renovierten EFH (jährlicher Heizwärmebedarf 10 MWh). Die Raumtemperatur kann im Sommer spürbar gesenkt werden.

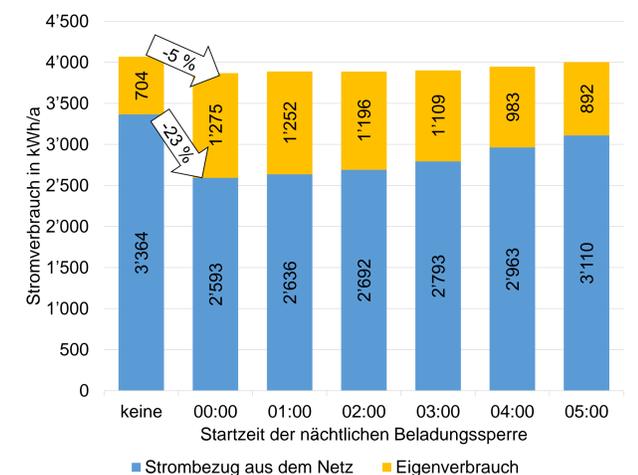


Abb. 4: Einfluss der nächtlichen Beladungssperre auf Eigenverbrauch und Netzbezug eines EFH mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 10 MWh und einem Brauchwarmwasser-Bedarf von 3.5 MWh. Die Startzeit der Beladungssperre ist variabel und die Endzeit liegt jeweils bei 09:00 Uhr.

Dimensionierungsmatrizen für das L-Sol System

Dimensionierungsmatrix für Radiatorheizung (Vorlauftemperatur 55 °C)						Dimensionierungsmatrix für Fussbodenheizung (Vorlauftemperatur 35 °C)					
Heizwärmebedarf (kWh/a)	Solare Einstrahlung in die geneigte Ebene (kWh/(m²a))	Solare Einstrahlung in die geneigte Ebene (kWh/(m²a))				Solare Einstrahlung in die geneigte Ebene (kWh/(m²a))	Solare Einstrahlung in die geneigte Ebene (kWh/(m²a))				
		>800	>1'000	>1'200	>1'400		>800	>1'000	>1'200	>1'400	
5'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1	3.4	3.4	3.5	3.5	3.7	
	Pufferspeicher-Grösse (l)	2'000	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	20	15	25	20	15	15	15	
10'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1	3.4	3.5	3.5	3.5	3.4	
	Pufferspeicher-Grösse (l)	1'500	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	25	20	25	25	20	15	15	
15'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1	3.5	3.4	3.5	3.5	3.4	
	Pufferspeicher-Grösse (l)	2'000	1'500	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	30	25	30	25	25	20	20	
20'000	SJAZ (-)	0	3.0	3.1	3.0	3.5	3.4	3.5	3.5	3.6	
	Pufferspeicher-Grösse (l)	0	1'500	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	1'000	
	Anzahl Kollektoren (-)	0	30	30	25	30	25	25	25	25	

Abb. 5: Dimensionierungsmatrizen für das L-Sol System für Radiator- und Fussbodenheizungen. Sie beschreiben die minimale Systemkonfiguration um eine Systemjahresarbeitszahl (SJAZ) von mindestens 3.0 bzw. 3.4 zu erreichen. Eine grüne Einfärbung bedeutet eine sehr gute Eignung, rot bedeutet eine bedingte Eignung. Gelb und orange stellen Zwischenstufen dar. Die Matrizen sind anwendbar im Schweizer Mittelland.



Effiziente Photovoltaisch-Thermische Kollektoren zur optimalen Nutzung unserer Dachflächen

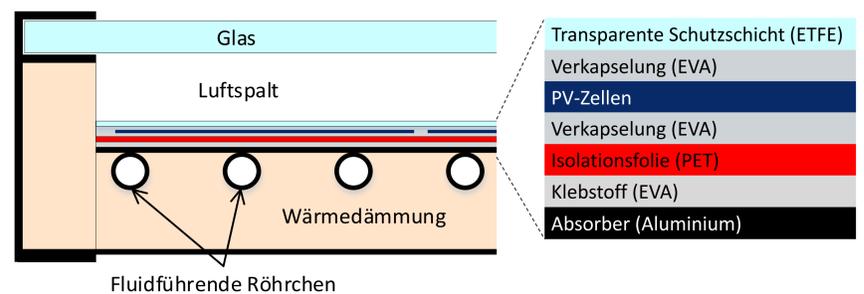
Daniel Zenhäusern, Stefan Brunold, Alexandre Voirol, Kevin Erb, Rias Stalder, Evelyn Bamberger

Hintergrund

Bei der Energiewende spielt die Solarenergie eine entscheidende Rolle. Dabei deckt die Solarthermie (ST) einen Teil des (lokalen) Wärmebedarfs und die Photovoltaik (PV) einen Teil der Stromerzeugung. Da PV Module weniger als 20% der eingestrahelten Solarenergie in Strom umwandeln, hingegen bis zu 70-80% in Wärme umsetzen, drängt es sich geradezu auf, diese beiden Technologien zur Photovoltaisch-Thermischen «PVT»-Technik zu vereinen und die geeigneten Flächen teilweise oder komplett mit kombinierten PVT-Kollektoren auszustatten.

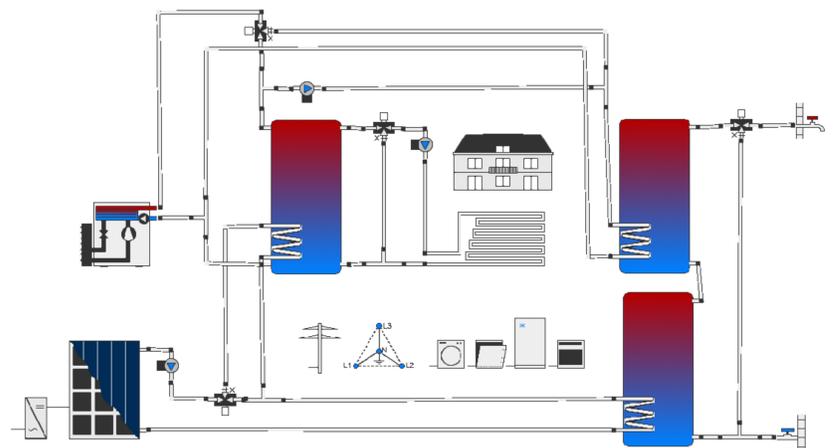
Abgedeckte PVT-Kollektoren

- Aktuell verfügbar sind Niedertemperatur-Kollektoren → liefern effizient Wärme mit Temperaturen $\leq 30\text{ °C}$
- Am SPF wird ein abgedeckter PVT-Kollektor entwickelt → wird effizient Wärme liefern auch bei direkt nutzbaren Temperaturen $\leq 70\text{ °C}$

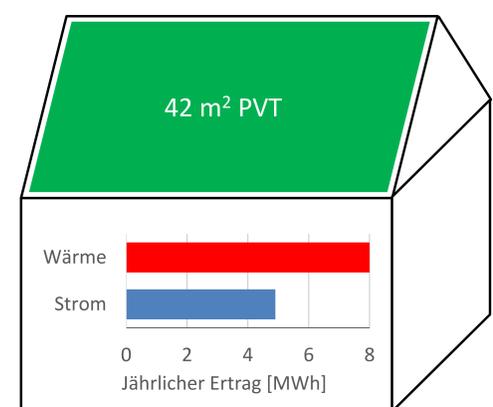
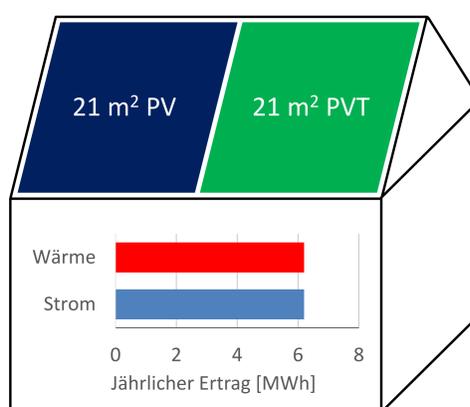
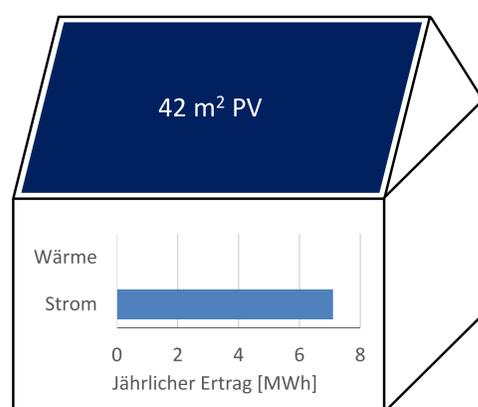


Simulationen

- System für Heizung, Warmwasser und Haushaltsstrom im Einfamilienhaus
- Jährlicher Bedarf: Heizwärme 5 MWh_{th} , Warmwasser 4 MWh_{th} , Haushaltsstrom 3.3 MWh_{el}
- Simulationen in Polysun mit SPF-PVT-Simulationsmodell



Resultate



Fazit

Durch teilweise oder komplette Belegung der Dachfläche mit effizienten PVT-Kollektoren kann deutlich mehr direkt nutzbare Solarenergie gewonnen werden.

Kontakt



Daniel Zenhäusern
daniel.zenhausern@spf.ch
Tel: +41 55 222 4142

Solarfreeze-Solares Kühlen mit PV und DC-Kompressor-Cluster

Lukas Omlin¹, Paul Gantenbein, Alexandre Voirol, Evelyn Bamberger, Pierre Güntert²

Einleitung

Die Raumkühlung gewinnt an Bedeutung und der elektrische Energieverbrauch dazu steigt. Eine erneuerbare und nachhaltige Energieversorgung der Kühlsysteme ist essentiell. In diesem Projekt wurde ein Kühlsystem mit DC angetriebenen Kompressoren aufgebaut und die elektrische Energie stammt aus einer Photovoltaikanlage. Die Raumkühlung mit zusätzlicher Entfeuchtung erfolgt über sog. Fallstrom-Kühlschächte, rein durch natürliche Konvektion.

Systemschema & Simulationsmodell

Das Kühlsystem hat zwei parallel geschaltete Kompressoren mit einer maximalen Leistung von $P_{cool}=4.1$ kW. Ein thermischer Kaltwasser-Speicher sowie eine Batterie ermöglichen den Betrieb ausserhalb der Sonnenstunden. Der Kompressor-Cluster wird direkt vom PV-Strom gesteuert. Die Kälteverteilung und Luftentfeuchtung wird mit Kapillarrohrmatten in Kühlschächten gemacht. In den Kühlschächten wird durch Wärmeübertragung die Luft gekühlt und diese strömt lautlos, konvektiv (ohne Zusatzantrieb) durch den Schacht. Mit einem Polysun-Modell wird das System simuliert, es kann entsprechend dimensioniert und es können Regelstrategien evaluiert werden.

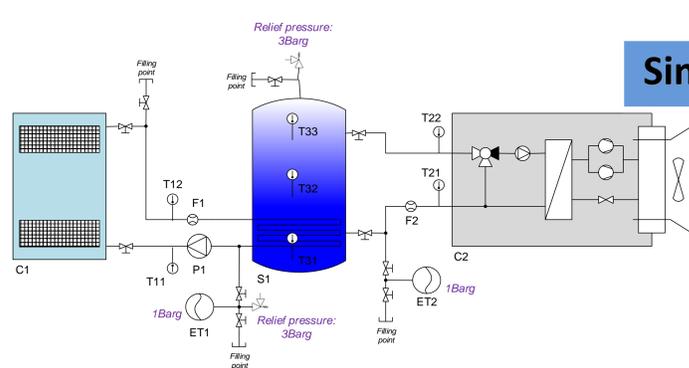


Abbildung 1: Kühlsystem mit Luft-Konvektionskühlung und Leistungssteuerung entsprechend der Solarstrahlung.

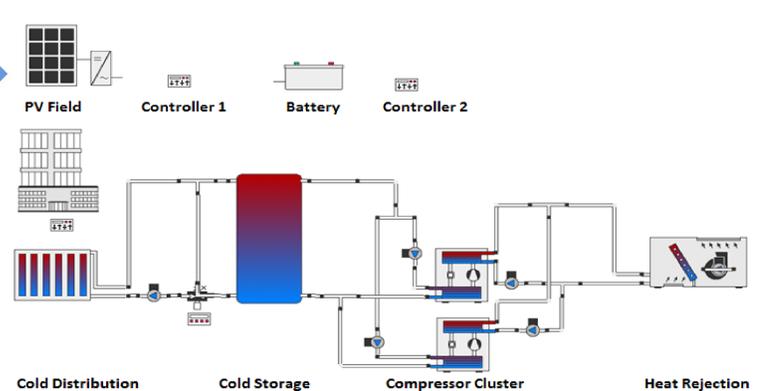


Abbildung 2: Das Polysun Simulationstemplate mit zwei parallel geschalteten und DC angetriebenen Kompressoren.

Aufbau des Systems & erste Ergebnisse



Abbildung 3: System- und Komponenten-Aufbau in Labor: PV-Anlage mit 2.5 kW Peak-Leistung auf den Vordach, Kompressor-Cluster mit zwei Kompressoren (P_{cool} : 1.6 kW & 2.5 kW), Kälteverteilung mit Kühlkästen (in Klimakammer zur Charakterisierung der Kälteverteilung), Kondensation auf den Kühlregistern.

Der PV angetriebene Kompressor-Cluster kann die Solarstrahlung direkt in Raumkühlung wandeln:

1. Die elektrische Leistungsaufnahme ist direkt auf die Leistung der PV Anlage abgestimmt.
2. Das System hat eine geräuschlose, konvektive Kälteverteilung und kann zudem die Luft entfeuchten.

Industriepartner

Photovoltaics and electric vehicles (PV + EV)

Partner:



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Innosuisse - Schweizerische Agentur
für Innovationsförderung

PV Konferenz Lausanne, 12.-13. März 2020

Prof. Urs Muntwyler, David Zurflüh (Bern University of Applied Sciences BFH)

Charging electric vehicles (EV) with Photovoltaics (PV) is efficient, convenient and cheap. The PV-Laboratory at BFH in Burgdorf engages in application and research of PV and EV as a member of the IEA technical collaboration program TCP PVPS Task 17 “PV for Transport” research group. The PV-Laboratory is also member of the IEA TCP “Hybrid- and electric vehicles” Task 43 “EV and grid”. Professor Urs Muntwyler served as chair of the IEA TCP HEV from 1998 – 2018 (www.ieahev.org).

Introduction

Since the “Tour de Sol” - solar races, organized by Urs Muntwyler in the 90-ties, “PV and EVs” are a vision which now becomes reality. PV and EV’s, together with the heat pump (HP), are the perfect measure for the “decarbonization” of the society. The solar carport of the BFH with 2’700 Wp produces “fuel” for 30 years – 10-times cheaper than gasoline.

When solar power is directly used where it is produced, infrastructures, like grid and charging stations, are much less used. This is a research topic of the PV laboratory of the BFH.



Figure 1: Solar charging station carport at BFH in Burgdorf – “fuel” for 30 years!

IEA Task 17 PV for Transport

The IEA TCP PVPS Task 17’s Workplan addresses issues on PV-powered applications such as PV-powered vehicles, PV equipped electricity supply equipment and integrated electrical systems consisting of PV-powered vehicles including cars, trucks, etc. It consists of technical viewpoints and issues on expected benefits from users’ and stakeholders’ viewpoints, in addition to energy and environmental aspects. As a cross-cutting issue, a roadmap for deployment of PV usage in transport and reducing CO2 emissions of the sector will be discussed.

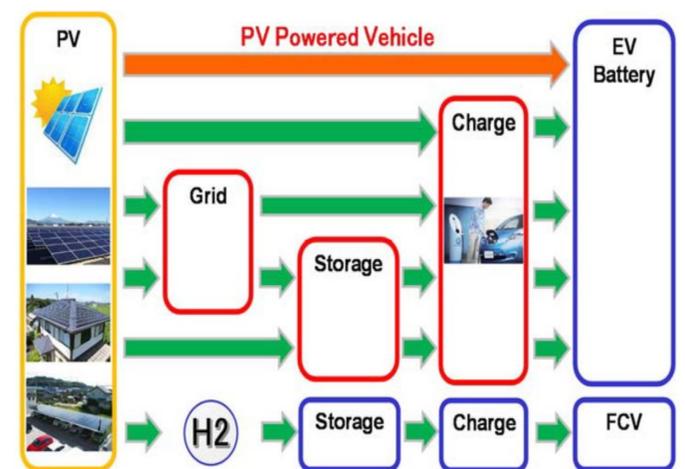


Figure 2: Schema of the different possibilities electric vehicles can be charged with power. Task 17 analyzes the direct charging of EVs through PV.

Outlook

In contribution to the IEA TCP PVPS Task 17 the PV Lab started measuring the irradiation on roof, hood and side panels of a Nissan Leaf including GPS data in January this year. Measurements on the Sono Sion will be done as soon as the ordered car is delivered to the BFH.

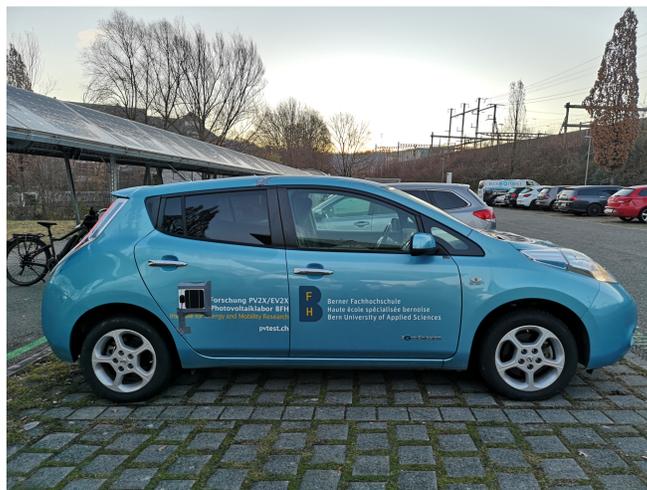


Figure 3: The Nissan Leaf owned by the PV Lab showing one of the reference cells for the measurement of the irradiance.



Figure 4: The Sion (Sono Motors) with 1.2 kWp of solar cells integrated in the car body.

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.



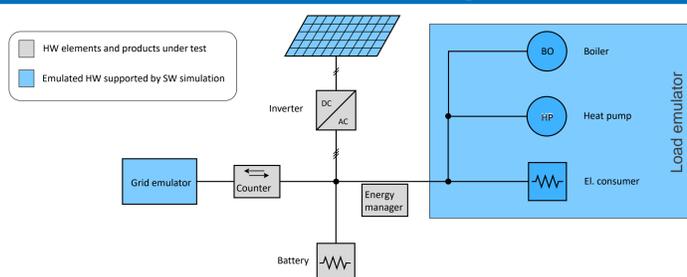
Optimization of self-consumption for PV systems with heat pumps and batteries

Y. Stauffer, N. Koch, T. Gorecki, A. Hutter

CSEM SA, Switzerland

In the SFOE funded ProsumerLab project, CSEM investigated energy management systems (EMS) in a controlled environment to assess their self-consumption (SCR) and operational expenses performances. The test bench is composed of PV/grid/load emulators and physical batteries. The building, in particular the heat-pump (HP), tanks and heat demand are emulated using Polysun. The EMSs' SmartGrid ready like output was used to perform overheating of the domestic hot water and/or space heating tanks to maximize SCR. Given the real time execution of the physical tests, yearly results were achieved via simulations by coupling Polysun to Matlab. The three tested EMSs increase the SCR by 3-4% (w.r.t. no EMS). Tests using modulated HPs (i.e. the EMS controls the amount of power to be drawn by the HP), increased the SCR to 5% (w.r.t. no EMS).

The setup



The HIL ProsumerLab test bench is composed of the following elements:

- Batteries: VARTA (elements 6, 6.4kWh) & Tesla (powerwall 1, 6.4kWh). The batteries can easily be changed, other models can be incorporated
- Energy manager: different EMS can be connected
- PV emulator & inverter: 8x 62050H-600S Chroma 5kW DC, SMA Sunny Tripower 7000TI 7kW
- Grid emulator: TC.ACS Regatron 50kW
- Load emulator: TC. ACS Regatron. In order to emulate the behavior of a building, the load emulator is driven by a Polysun simulation running in real time.

The three tested EMSs

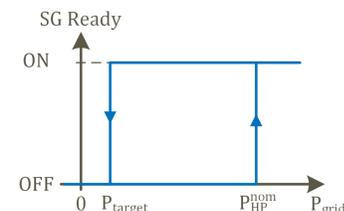
Three commercial EMSs that aim at maximizing self consumption by driving controllable loads were tested. In this context the objective was to control the heat pump (HP) in order to minimize grid exchanges. The logic of the EMSs is very similar:

Turn HP ON condition: $P_{grid} > P_{HP}^{nom} + P_{target}$ and $time_{min}^{ON}$ over

Turn HP OFF: $P_{grid} < P_{target}$ and $time_{min}^{OFF}$ over

Where:

- P_{target} : minimal power level
- P_{HP}^{nom} : nominal HP power level
- P_{grid} : power exchange with the grid
- $time_{min}^{ON}, time_{min}^{OFF}$: minimal ON / OFF time of the EMS output



Test results and analysis

To ensure meaningful results:

- different types of buildings were tested (well, average and poor insulation)
- different usage were included (working couple and family with kids)
- PV and battery sized according to the 1:1 rule

In addition, to assess the pertinence of the findings:

- PV, storage tank and battery sensitivity analysis were conducted
- Standard HP control (ON/OFF) and modulated HP control were done

Impact of EMS type, HP control mode and batteries on SCR

The results of the 3 EMSs are summarized in Table 1. It can be highlighted that:

1. The average SCR increase is 4%.
2. Adding HP modulation increases the SCR to 5%. The HP electrical power is modulated to cancel out grid injections.
3. Adding batteries increases the SCR to 49%. Batteries are controlled to minimize grid exchanges (bi-directional).

Given the similar control logic that drives the 3 EMSs the similarity in result was expected.

Table 1: EMS test results (standard HP and modulated HP control)

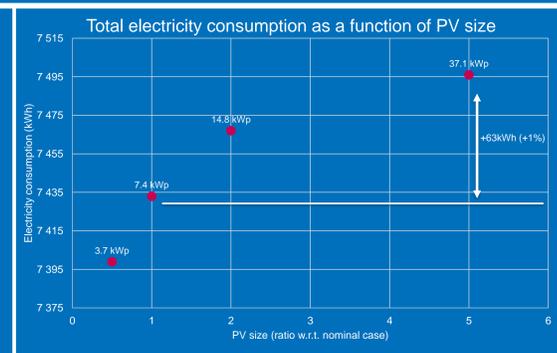
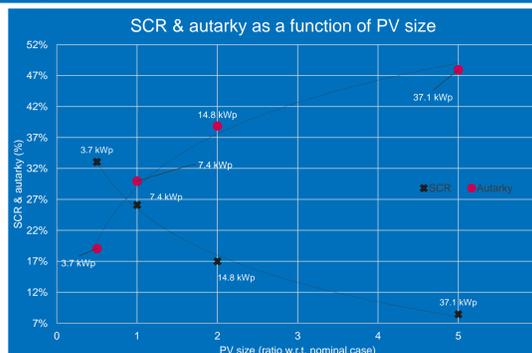
HP control type	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	Modulated ON/OFF		
Controller	ref.	EMS1	EMS2	EMS3	EMS1	ref. with battery
SCR	21%	24%	24%	25%	26%	49%
SCR increase w.r.t ref.	-	3%	4%	4%	5%	28%

Impact of PV sizes

As expected, for bigger PV installations the SCR decreases whereas the autarky increases.

Interestingly, the total electric consumption also increases with larger PV plants. This effect is linked to:

- increased tank heating that induces more losses
- more HP activations, that lead to higher energy usage



Cost analysis

Table 2: yearly electricity costs for different configurations under various tariffs (negative values indicate earnings), the cost increase w.r.t. ref. is given in parenthesis.

Condition	ref	EMS3	EMS1	EMS2	Modulated	Battery
Grid parity	-237	-226 (+11)	-229 (+9)	-226 (+12)	-231 (+7)	-136 (+101)
Interesting feed in tariff	394	377 (-16)	379 (-14)	379 (-15)	364 (-30)	288 (-106)
Low feed in tariff	1084	1038 (-46)	1045 (-39)	1040 (-44)	1015 (-69)	752 (-332)

Yearly costs are highly dependent on the electricity tariffs.

In case of grid parity, increasing SCR is not desirable

For low feed in tariffs, operational costs can be reduced by promoting self consumption

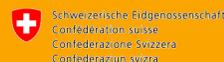
Conclusions

The performed work showed that:

- 1) Tested EMSs provide marginal SCR increase, the full potential is not used. Improvements, based on model predictive control for instance, would improve economic impact.
- 2) Batteries significantly increase the SCR. Their installation costs are very high which currently limit their financial attractiveness
- 3) HW and commissioning costs of EMSs (~1000CHF) are high with respect to yearly savings (~40chf with favorable electricity tariffs).
- 4) Economic benefits are on large installations (multi family houses) are achieved faster.

PV-Research-, Test- and Demo PV Power Plant “Karl-Näf-Stiftung”

Partner:



Innosuisse - Schweizerische Agentur für Innovationsförderung

PV Konferenz Lausanne, 12.-13. März 2020

Prof. Urs Muntwyler, David Zurflüh, Rosmarie Neukomm (Bern University of Applied Sciences BFH)

The PV laboratory of the Bern University of Applied Sciences (BUAS) in Burgdorf installed a new PV power station for the purpose of research, test and demonstration. Because it has been mainly funded by the “Karl-Näf-Stiftung” it is called PV-Research-, Test- and Demonstration Power Plant “Karl-Näf-Stiftung”. It is the first PV plant on an inclined roof at BUAS in Burgdorf and features four PV arrays with different technologies with about 6 kWp each and 25.2 kWp in total. With this installation we will do research on topics like: module degradation, module temperature, snow behavior, EMC-measurements and comparison tests.

Introduction

The shed on the ground of BUAS in Burgdorf is perfectly suited for a PV installation. It has an east-west oriented roof with 10° inclination. The surface used for PV is oriented to south-east with -29° azimuth and has a surface of around 150m². The PV array is divided into four surfaces with different types of PV modules.

Module types				
Type	Cell technology	Power [Wp]	Module efficiency	Array power [kWp]
JA Solar Mono JAM 60S10-330/PR Halfcut	monocrystalline	330	19.6%	6.6
JA Solar Poly JAP60S01-275/SC	polycrystalline	275	16.8%	5.5
Sharp NU-AK310	monocrystalline	310	19.1%	6.2
LG345N1C-V5	monocrystalline	345	20.1%	6.9

Wiring and substructure

Each of the four arrays consists of two strings. All but the red array will be wired as monofilar, while on the red array we will test the impact of bifilar wiring. The arrays on the left side are mounted with a insertion system, while the right side is mounted with a clamping system.



Figure 1: The stringplan of the PV plant.



Figure 2: The PV Plant under construction.

Inverters

The assembly of the inverters is organized as such, that different inverters can be tested on site using different numbers of strings. The PV Lab also plans to test inverters with integrated arc detectors on the PV plant. Currently, we use a Fronius Symo 8.2.3 with two strings and a Huawei SUN2000-23KTL with 6 strings connected.



Figure 3: Assembly of the inverters.

Outlook

The PV plant will produce around 25'000 kWh per year at a cost of around 6 Rp./kWh.

We will be monitoring temperatures of the fields and compare the effect of the different mounting systems. Several PV components will be tested on site.

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.



Photovoltaic (PV) Winter Electricity in the Swiss Energy Strategy 2050

Partner:



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Innosuisse - Schweizerische Agentur
für Innovationsförderung

PV Konferenz Lausanne, 12.-13. März 2020

Prof. Urs Muntwyler, Thomas Schott, Eva Schüpbach (Bern University of Applied Sciences BFH)

The Swiss Energy Strategy 2050 aims to phase out the five nuclear power plants in Switzerland by 2050, and at least 12 TWh (of 20 TWh) will stem from solar energy. 40-50 GWp of PV will be needed in Switzerland by 2050. Overproduction in summertime will be a problem which can be tackled by using “PV curtailment”. It is suggested to considerably increase the number of PV installations in the Swiss Basin. To compensate losses due to snow and fog, installations in the mountain regions in Switzerland as well as vertical installations should be considered.

Introduction

Because of low filling levels of hydropower storage dams at the end of winter, PV power is highly needed: 40-50 GWp of PV are necessary until 2050 to produce enough power. As PV installed above 1000m produces a fine share of power in wintertime, that can be one of the solutions.

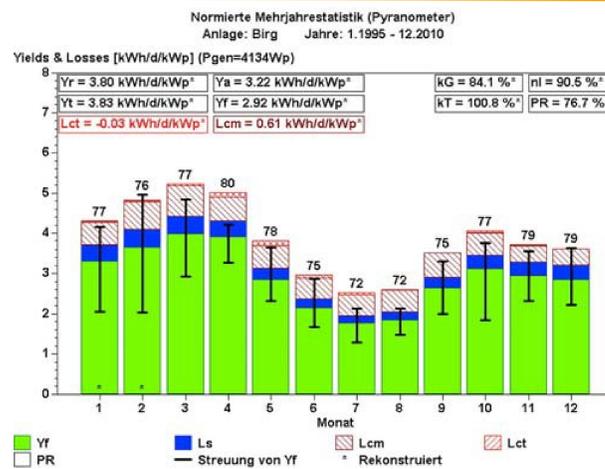


Figure 1: Standardized multi-year statistics for the years 1995-2010 of the high-alpine PV plant Birg (2'677 amsl, angle of attack $\beta = 90^\circ$).

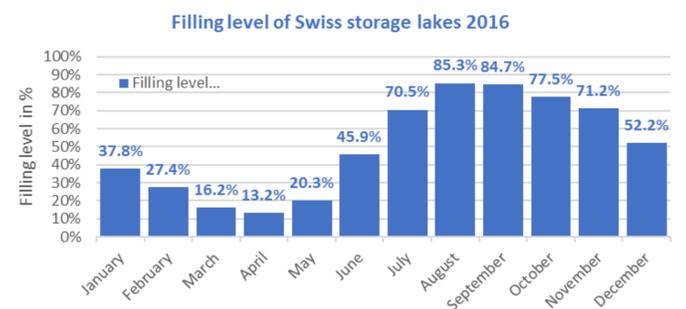


Figure 2: Solar charging station carport at BFH in Burgdorf - “fuel” for 30 years!

Challenges

With 40-50 GWp of PV we will generate a surplus power production of about 300% in summertime. Furthermore we need to tackle the losses in electricity production from PV in winter during snow coverage of the PV panels and during fog in the Swiss Basin where around 25

days of fog are measured each year. But installing PV in high alpine regions to avoid fog and reach high production values during winter is expensive: installations are far away from infrastructure and sites hard to reach. The number of days of fog decreased in the last years.

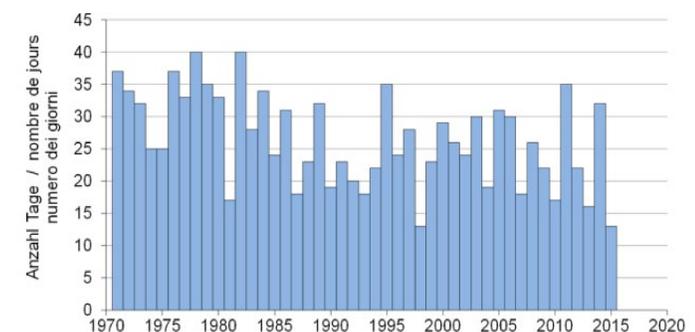


Figure 2: Number of fog days from 1970 to 2016 at the station of Meteoschweiz in Zürich-Fluntern in the Swiss Basin goes down. This trend can be seen in most of the Swiss Basin.

Outlook

We recommend to install about 40-50 GWp: most of it should be installed in the Swiss Basin, where installations are cheap. To tackle overproduction in summer, vertical panels (angle of attack = 90°), PV curtailment, smart loads and batteries should be used to cut production peaks.

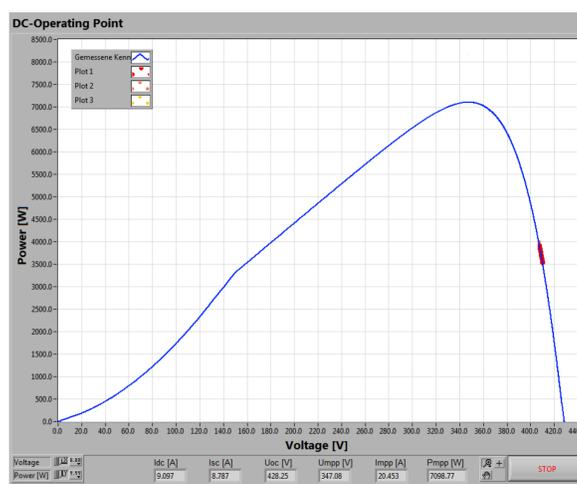


Figure 4: PV inverter with 50% curtailment: software and hardware solutions are available to do so.



Figure 5: Balcony balustrades can be used to install PV panels vertically and to cut production peaks

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 mit alpiner Photovoltaik

Messergebnisse nach zwei Jahren Versuchsbetrieb

Dionis Anderegg, Sven Strebel & Jürg Rohrer

Kontakt: dionis.anderegg@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

Die alpine Testanlage in Davos-Totalp lieferte 2018 und 2019 jeweils bis zu 2000 kWh/kWp bei circa 50 % Winterstromanteil. Dies entspricht gegenüber einer Vergleichsanlage im Mittelland einem Mehrertrag von 100 % über das gesamte Jahr und 350 % im Winterhalbjahr.

Versuchsanlage Davos Totalp



Abb. 1: Ansicht der Versuchsanlage auf 2400 m.ü.M. in Davos von vorne. Alle Module sind gegen Süden ausgerichtet.

Die Versuchsanlage in Davos besteht aus sechs Anlagensegmenten, mit frei wählbaren Neigungswinkeln (Abb. 1). Die Segmente sind v. l. n. r. jeweils 30°, 70° und 90° geneigt. Für die Neigungswinkel 70° und 90° besteht je ein Segment mit monofazialen und bifazialen Modulen.

Saison- und Jahreserträge

Gegenüber einer Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) zeigten sich bei der Anlage in Davos bis 100 % höhere Jahreserträge (Abb. 2). Im alpinen Raum wurden bei allen Segmenten speziell im Winterhalbjahr wesentlich höhere Erträge als im Mittelland gemessen. Die Mehrerträge betragen abhängig vom Neigungswinkel zwischen 120 und 350 %.

Die stark geneigten Segmente mit bifazialen Modulen gingen bisher als beste Konfiguration für alpine PV-Anlagen hervor. Bei den hohen Jahreserträgen von 1782 bis 1992 kWh/kWp fielen gleichzeitig 45 bis 50 % der Erträge im Winterhalbjahr an.

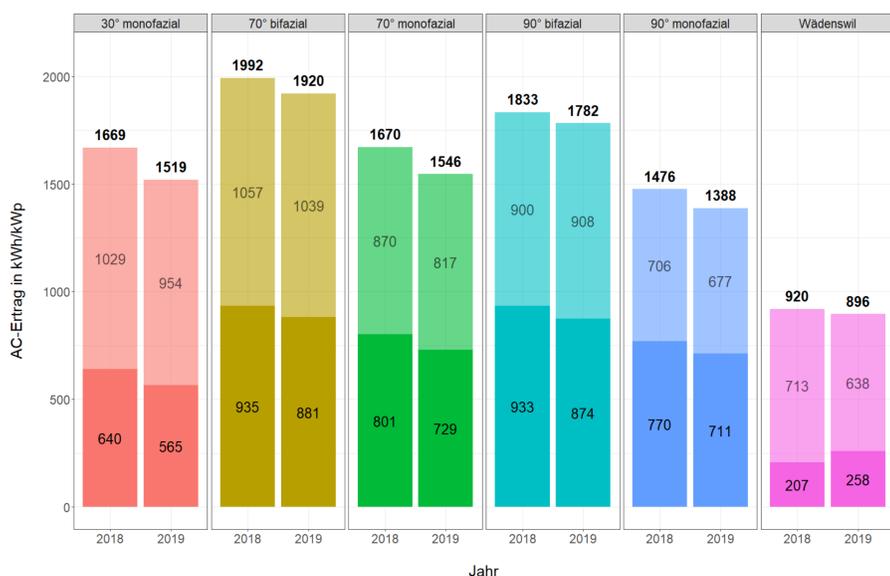


Abb. 2: Gemessene AC-Erträge im Winterhalbjahr (dunkel) und Sommerhalbjahr (hell). Lila: Vergleichsanlage im Mittelland, Standort: 8820 Wädenswil.

Einfluss von Schnee auf den Ertrag

Aufgrund häufigen Schneefalls und lange andauernder Schneebedeckung hat Schnee im alpinen Raum einen aussergewöhnlich grossen Einfluss auf die Erträge.

Zur Analyse der Auswirkungen von Schnee wurden zwei 30-tägige Zeiträume um die Tag- und Nachtgleiche betrachtet. Die Zeiträume unterschieden sich in der Schneebedeckung der Umgebung, während eine identische Sonnenbahn bestand.

Abb. 3 zeigt, dass die Mehrerträge durch Reflexion bei steigendem Modulwinkel zunehmen. Diese kommen durch Vorwärts- und Mehrfachstreuung an der Schneeoberfläche zustande und werden zusätzlich vom SLF modelliert. Im Betrachtungszeitraum betragen die Mehrerträge durch Reflexion bis zu 65 % (90° bifazial, 2018), während die Verluste durch Schneebedeckung maximal 16 % ausmachten (30° monofazial, 2018).



Abb. 3: Einfluss von Schnee auf den el. Ertrag aufgrund höherer Einstrahlung durch Reflexion (oben), Schneebedeckung von Modulen (Mitte) und als Gesamteffekt beider Einflüsse (unten). Abweichungen schneebedeckt (05.03. bis 04.05) gegenüber schneefrei (08.09. bis 08.10). Mehrertrag normiert pro kWh horizontaler Globalstrahlung und Modultemperatur = 25 °C.

Über das gesamte Jahr betragen die Verluste durch Schneebedeckung von Modulen zwischen 50 und 193 kWh/kWp (Abb. 4). Dies entspricht 3 bis 15 % der gemessenen AC-Jahreserträge (vgl. Abb. 2 und 4).

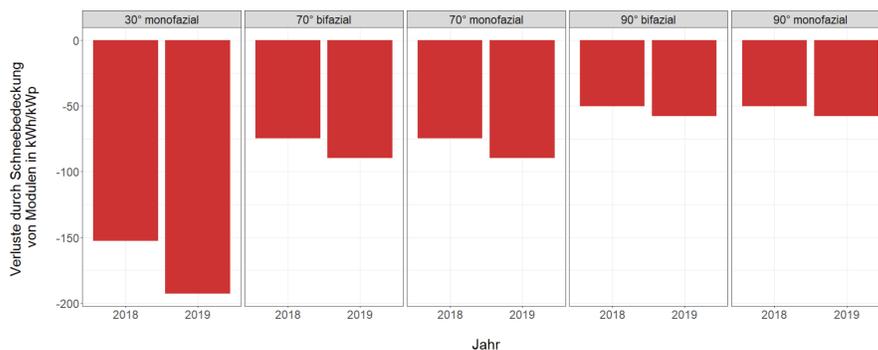


Abb. 4: Gesamte jährliche Verluste durch Schneebedeckung von Modulen.



A model kit for measuring the energy yield of different PV systems



Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften



School of Engineering
IEFE Institut für Energiesysteme und Fluid-Engineering
www.ife.zhaw.ch

Dieter Werner, Julian Baugatz, Chriatian Nagel
SOLARC Innovative Solarprodukte GmbH
Glogauer Strasse 21, D - 10999 Berlin
Email: info@solarc.de

Markus Klenk*, Hartmut Nussbaumer, Jan Meister
ZHAW SoE, IEFE, Technikumstrasse 9
8401 Winterthur, Schweiz
*Email: markus.klenk@zhaw.ch

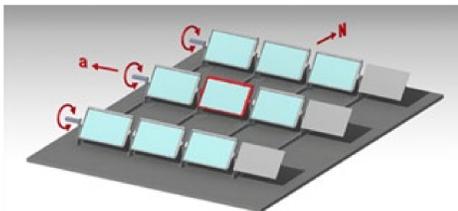
Concept

Approach

- Bifacial - Yield prediction by simulation accurate enough?
- Use test field -
- Bifacial very sensitive to changed configuration - Optimum? Comparison?
- Use miniaturized array instead of large test field?

Miniaturized array

- Use small system instead of implementing a large one
- More flexible variation of mounting conditions
- Cheaper
- Systems running in parallel
- **Assignability of results?**



Measurement setup with permanently revolving modules. Height, distance between the rows and reflecting ground can be changed manually. The most relevant module in the center, which is best suited to represent the actual conditions in real installations, is marked red.

Assignability exemplary tested with

- Test assignability in general
- Permanently revolving modules
 - ⇒ tilt angle variation (height)
 - ⇒ 12 angles from 0° to 90° per minute
- More general test of assignability as for fixed

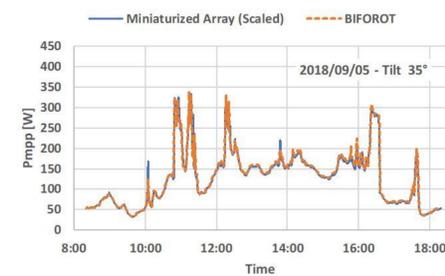


Large test array with commercial available 60 cell bifacial modules



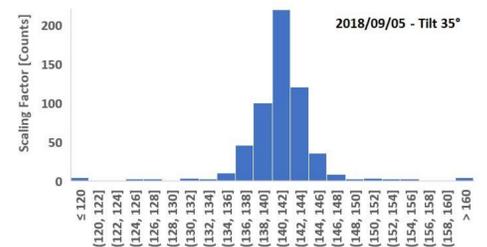
Miniaturized test array. The arrangement is the downscaled version of the large test array shown above.

Run large and small test rig in parallel and find correlation factor



Pmpp of large test rig compared to output of small array after application of averaged correlation factor

Correlation factors for each time stamp
Averaged factor applied above



Commercial Product - All types of PV systems

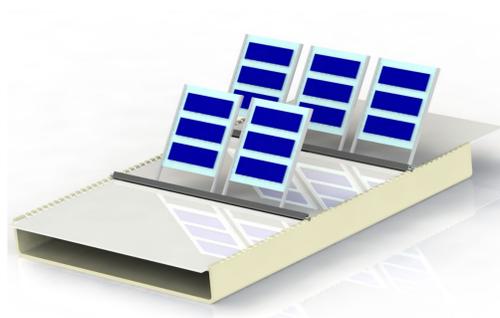
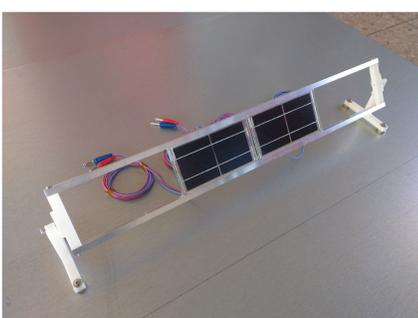
Cooperation with SOLARC Innovative Solarprodukte

- Manufacturer of special PV solutions and applications
- Also experienced in using / producing small cells and modules
- Offers adapted electronics for use of such small / special systems
- Offers data transfer solutions



Goal

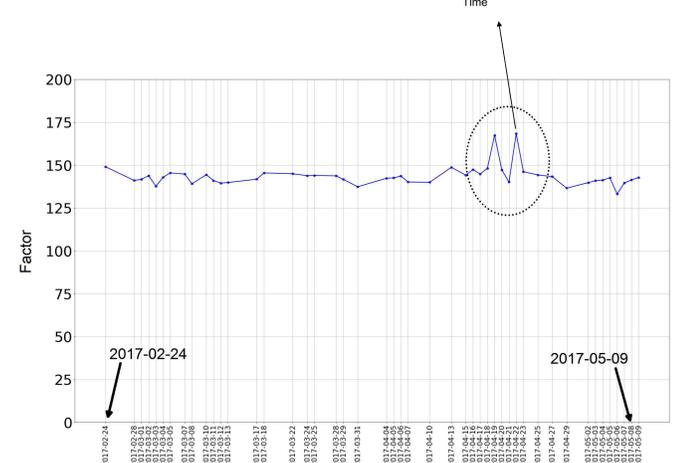
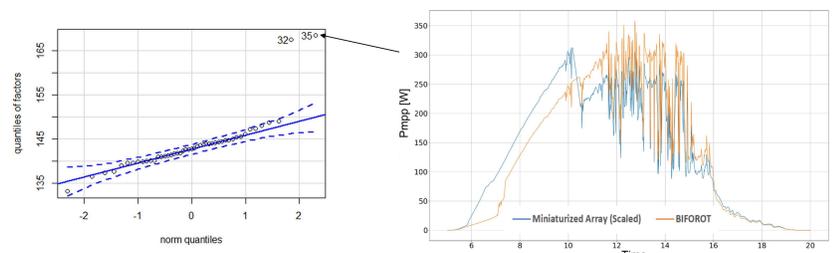
- **No limitation to the introduced and tested specific setup**
- Develop a kit to rebuild your system of interest
- Based on replica of single modules
- Use different cell / module types, e.g. specific cells, mono / bifacial
- Arrange these units in various ways
- Compare different systems running in parallel directly
- Use of commercial products with proven reliability



Results & Conclusions

Summary (Solar Energy 179 (2019) 316-325)

- Averaged correction factor well suited to obtain congruence
- Very good congruence at daily level - expansion to longer term trials
- First miniaturized test rig not made for long term outdoor exposure
- Numerous down times
- Long term trial > 2 month - then mechanical break down
- Correlation factor stable if automated rules for data selection are applied to detect and remove erroneous data due to downtime, faulty measurement, etc.
- **Output of miniaturized systems can be assigned to the one of large installations**



REVIEW OF LOW PERFORMANCE PV PLANTS IN THEIR EARLY PHASE OF LIFE IN SOUTH OF SWITZERLAND

Domenico Chianese*, Mauro Caccivio, Nicolas Ostinelli, Enrico Burà, Boris Margna

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

INTRODUCTION

The aim of this project was to identify the most relevant critical issues during the early stage of operating life (systems up to 5-7 years old) through a series of inspections on plants with reduced energy yield and located in Ticino, Switzerland.

Durability and reliability of photovoltaic (PV) modules represent an important concern for module manufacturers, PV system installers and particularly for investors interested in a cost-competitive PV system with a reliable and predictable energy production during the modules' lifetime.

The lifespan of a rooftop PV plant can be estimated around 25-30 years, while the oldest plant in Europe, the TISO 10kW installed in Campus Trevano, has exceeded 35 years of life. As in any system, defects and problems typically occur in the early years (childhood problems) and at the end of life of the system itself.

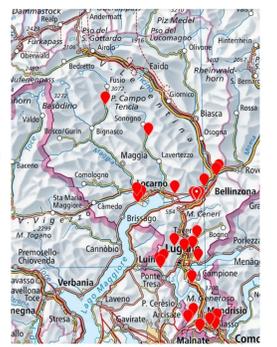
A PV rooftop system includes multiple elements whose lifespan depends not only on the reliability of the individual elements but also on design of the whole system, on quality of the installation and on maintenance over time. The study of childhood problems includes all aspects that contribute to the operation of a photovoltaic system.

APPROACH

During 2019, **30 rooftop PV systems**, built in the last 5-7 years, out of a total of approx. 4200 plants (1.4% of the installed power in Ticino) were tested in accordance with international standard and inspected. The 30 PV plants were chosen from those with reduced production or already with indications of defects, built in the last 5-7 years in Canton Ticino, Switzerland.

A total of 560 strings were checked (I-V curve measurement, insulation measurement, visual inspection, etc.). 360 pictures with infrared thermography (IRT) were taken on half of the PV plants (14 out of 30 plants). The visual inspections were carried out directly or with the help of a drone. The traceability of defects was limited by the difficulty in accessing the roofs, in particular the pitched ones, for carrying out a detailed visual inspection of the modules and for carrying out infrared thermography.

The collected and measured data and the knowledge acquired were subsequently summarized and shared through workshops with stakeholders (designers, installers and owners of systems). Actions to reduce risks are proposed, both for existing plants and for new installations.



RESULTS

The types of defects, errors or faults encountered during the analyses can be grouped into four different areas:

1. Errors in the design of the system
2. Plant or component construction errors (wiring, cables and connectors, modules, inverter ...)
3. Maintenance problems (soiling, fault traceability, ...)
4. Aging defects (faults, hot-spots, burns or oxidations in cells or connectors, ...)

The design "errors" found are mainly related to partial shading problems. Rarely due to component sizing problems. Construction errors can be divided into PV module construction errors and wiring or connection errors. The installer can avoid the wiring errors with a correct execution, but cannot always verify the quality of the components.

The degradation of the energy yield caused mainly by inadequate maintenance of the PV systems can be easily recovered with proper management (i.e. cleaning). However, careful design can limit the need for maintenance and correct user documentation facilitates the verification of malfunctions.

Maintenance: soiling is the main issue

At almost all locations, soiling of the solar modules can be seen at the edges of the modules or covering completely the modules. Only a few projects show heavily soiled solar modules where hotspots are formed (Figure 2). Long-term soiling effects seem to be a driver of observed performance loss rates in particular in less tilted modules.

Dirt on the modules is present in most of the systems analyzed. The causes can be manifold:

- PV modules with little inclination (10° - 15°)
- Edge of the module near the surface of the flat roof.
- Trees nearby
- Factories or nearby traffic

Dirt can be fairly uniform with loss of transparency in all cells of the module. It can also be heterogeneous, with accumulations at the edges of the module or there can be dirt from bird droppings or from stains of various kinds or leaves or even stones.

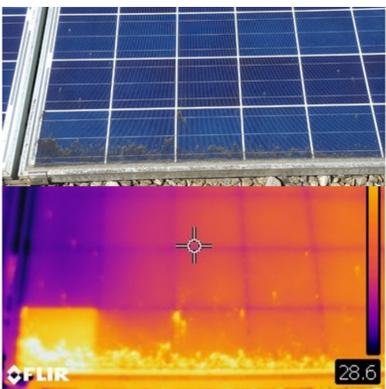


Figure 2: Heterogeneous soiling on the edges of the modules with corresponding hot-spots.

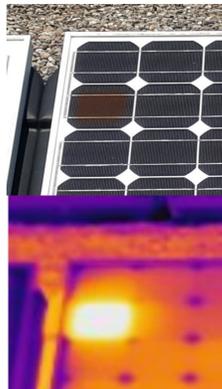


Figure 3: cell degradation and hot-spot

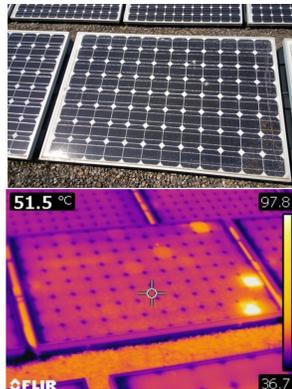


Figure 4: Module glass broken with corresponding hot-spot

Electrical degradation:

The measurements of the current-voltage characteristic carried out on each string of the 30 PV fields, allows to compare the maximum real power P_m , measured in real conditions but extrapolated to STC, with the nominal power P_m at STC declared in the module datasheets PV is multiplied by the number of modules per string.

The sum of the rated powers at STC does not consider the losses in the cables nor that in the connectors. The differences found therefore correspond to the sum of all the loss parameters of the DC wiring part (cables and connectors), the measurement precision (precision of the equipment and sensors, alignment of the sensors, etc.) and the actual defects that you want to determine.

The graph in Figure 1 shows the differences between the rated power of all the strings and the measured power extrapolated to STC.

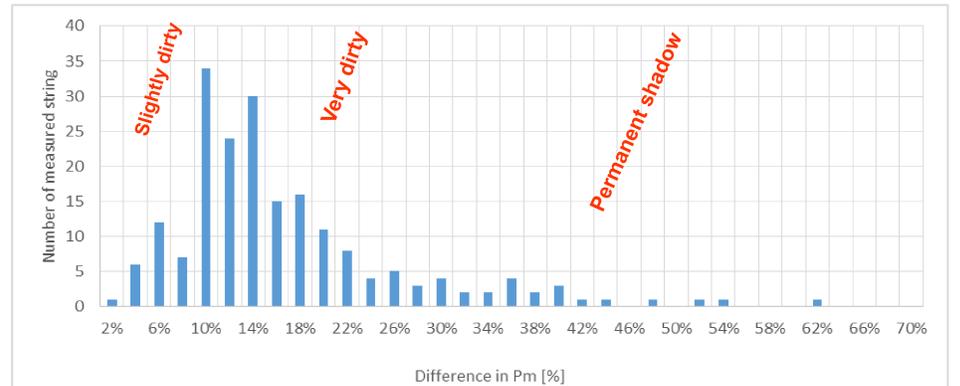


Figure 1: Degradation of the string power $P_{m_measured}$ (extrapolated to STC) with respect to $P_{m_nominal}$ (STC).

Occurrence of defects / errors / faults (Table 1):

In almost all the strings, the measured power extrapolated to STC was, as expected, lower than the rated power.

In addition to the decrease in power, the most frequent problem encountered is the presence of dirt on the modules (88.9%).

Partial shadows were present in 53.3% of the PV plants, of which 30% were permanent shadows (16.7% of the total), in our opinion attributable to a design error.

The dirt on the inverters is generally not an important issue, but it may affect the operation of the inverter and do not allow to operate at full power. 1.4% of the strings were disconnected (3 out of 203).

	Defect/Error/Faults	Qty.
1	Power degradation (STC)	96.5 %
2	Soiling on the module	88.9 %
3	Shading	53.3 %
4	Permanent Shadowing	16.7 %
5	Defect/soiling on inverter	10.0 %
6	Front Glass broken	3 (tot)
7	Disconnected string	1.4 %

Table 1: Occurrence of defects / errors / faults in the 30 selected PV plants

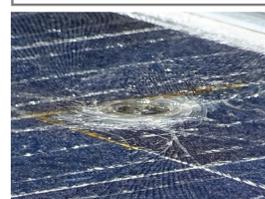


Figure 5: Module glass broken

Figure 6: connector design defect



CONCLUSION

Errors in the "design" phase and in the "maintenance" phase are the two main causes of malfunctions in the systems in the early stage of life.

A more careful design according to the rules of photovoltaic technology, sometimes even at the expense of the number of photovoltaic modules installed, could further improve the quality of the rooftop systems and increase the amount of renewable energy generated.

In five plants out of 30 there were permanent shadows and in half of the plants there were partial shadows (trees, chimneys, antennas or other roofs).

Soiling of the modules is the predominant element in maintenance problems. In the management of the plants, it is essential that there is the possibility of tracing malfunctions or a drop in production. Therefore, it is necessary to note the energy produced at the inverter's input point or to have a monitoring of the total production of the photovoltaic system without self-consumption. The meter at the entrance of the building is not sufficient to determine if the system is properly functioning because it is not possible to discriminate the self-consumed component of the energy produced. Furthermore, it is necessary to have the data of the monthly and annual production simulation as a comparison with the real production.

Nominal power of PV modules : a review .

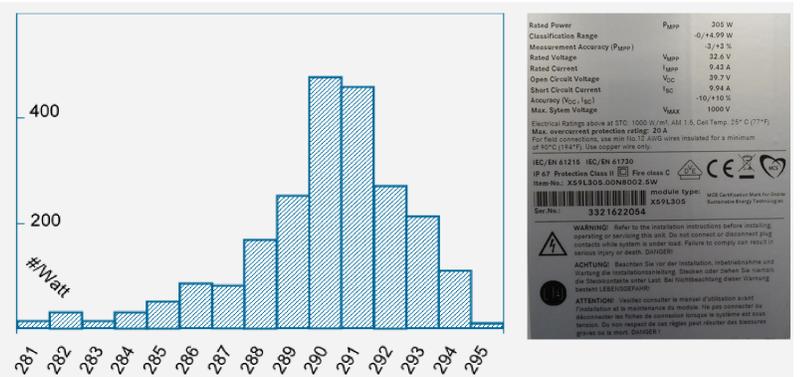
M.Caccivio, D. Chianese

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

University of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland (SUPSI), Institute for Applied Sustainability to the Built Environment (ISAAC),

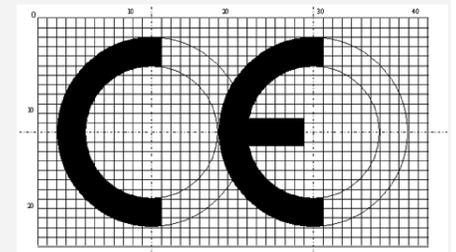
ABSTRACT

With the increasing industrial production of photovoltaic modules and the installations of PV plants reaching the impressive amount of 500 GW of total installed capacity in 2019, the PV market has changed dramatically. Through the years the situation has shifted from a status where the PV module classes were determined with tolerance ranges between - 10% / +10 % (20% total width), with guaranteed lifetime of 20 years at 80% of the nominal power, to present datasheets, where high efficiency modules of 300 W are now classified in bins of total width of only 1% (-0/+3W), an accuracy that even the best calibration laboratories can't reach, with lifetimes extended to 30 years at 85% nominal power.



Label normative definition

- The requirements for the marking of a photovoltaic module are included in the **IEC 61730-1** norm "Photovoltaic (PV) module safety qualification Part 1: Requirements for construction"
- Together with the **IEC 61730-2** "Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 2: Requirements for testing", is the base for the **mandatory European mark CE**, for compliance of the electrical products to the Low Voltage directive 2014/35/EU
- Both norms are in fact included as harmonised standards in the Official Journal of the European Union for the "making available on the market of electrical equipment designed for use within certain voltage limits".
- In other words, **parts which are produced according to one or multiple harmonised standards, published in the EU Official Journal, are considered to meet the the basic safety and health requirements set by the standard(s) itself**
- CE marking is not mandatory in Switzerland, it is accepted, and the Art.5 of Ordinance on electrical low-voltage equipment (**NEV; SR 734.26**) **practically transposes the EU directive 2014/35/EU into the Swiss law.**
- Other norms, detailing requirements for the PV module label are the **IEC 61215-1** and **EN 50380**; further to the list of parameters that must appear on the label, they set **the best practice in order to check properly the correct values of the nominal power**



Verification of the nominal power

- What is the best practice in order to check properly the correct values of the nominal power? Which are the Pass/Fail criteria?
- Norm **EN 50380** contains a **best practice procedure, based upon the criteria set in IEC 61215-1, which defines the verification of electrical characteristics of a PV module:**
- The sample of modules to be tested shall be fully representative of the production lot, including variations in the Bill Of Materials (BOM)
- **All modules shall be stabilized** (according to IEC 61215-2, general, or technology specific procedure detailed in 61215-1 and similar) .
- After the stabilization procedure **all modules shall be within the power rating of the name plate Pm (NP) including stated measurement uncertainty m1.**

Therefore, the following criterion shall be met:

$$P_{max} (Lab) \cdot \left(1 + \frac{|m_1| [\%]}{100}\right) \geq P_{max} (NP) \cdot \left(1 - \frac{|t_1| [\%]}{100}\right)$$

Pmax (Lab): Measured maximum STC power of each module in the stabilized state
Pmax (NP): Maximum rated nameplate power of each module without rated production tolerances Measurement uncertainty in % of laboratory for Pm., (expanded combined uncertainty (k = 2), ISO/ IEC Guide 98-3)
m1: Measurement uncertainty in % of laboratory for Pm.,[...]
t1: Manufacturer's rated lower production tolerance in % for Pm.

For Pmax (Lab) the following criterion shall apply

$$\bar{P}_{max} (Lab) \cdot \left(1 + \frac{|m_1| [\%]}{100}\right) \geq P_{max} (NP)$$

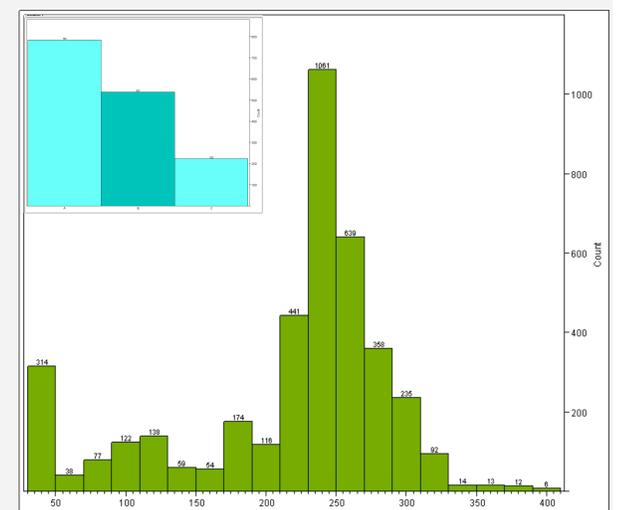
Pmax(Lab) ; arithmetic average of the measured maximum STC power of the modules instabilized condition.
 For multiple bins of power classes this formula shall be applied to each power class under investigation

11 years of measurements at SUPSI PVLAB (2009-2020)

- 8044 flasher measurements
- 5848 modules of all technologies
- 5027 Silicon modules

Of the 1547 silicon technology classified solar modules:

- 783 modules in class A (51%) , according to the label
- 537 modules in class B (35%) , not according to the label, but within meas. tolerance
- 222 modules in class C (14%) , not according to the label, out of tolerance



Micro Stockage Intelligent Distribué (OFEN MSID)

F. Cimmino, Prof S. Genoud, A. Lauraux, H.Pereira, V. Mitrovic, J. Vianin, L. Zuber, Prof. D. Wannier
HES-SO Valais-Wallis, Institut of Sustainable Energy, Technopole 3, 3960 Sierre, Suisse

Summary

The OFEN MSID is a 3 years project that brings together the interests of 4 distribution grid operators. Their objectives include remote network stabilization (use cases 1 and 2), optimization of self-consumption and co-creation of new business models to make photovoltaic storage profitable (use cases 3 and 4). This project aims to aggregate micro-storage systems (electric vehicles, batteries, heat-pumps) and develop associated business models.

The pilot site of EnAlpin is located at the railway station and includes several shops, offices and the car park with electric vehicles (EV). The company has installed 80kWp of photovoltaic panels and would like to manage the flexibility of 6 car charging stations and a stationary battery.

Introduction

The first result is an economic study on the sizing of stationary batteries that provide the basis for the implementation of dynamic energy pricing in this microgrid. The first simulation results show a photovoltaic storage cost around 5 ct/kWh with dynamic tariffs (Figure 1). Sizing simulations based on the optimization method described by Weniger, J et al (2014) were applied to the Enalpin site. At this pilot site, the costs of PV storage are at their lowest with a battery capacity between 180 and 240 kWh (Figure 2).

Partners



Methods

The optimization method is described in the article "Sizing of residential PV battery systems" (Weniger, Tjaden, & Quaschnig, 2014).

1. Calculation of the storage price
2. The annual cost of the annuities
3. Average electricity cost
4. Objective scheduling function
5. Constraints of optimization

Conclusions

- The current market conditions do not allow the costs of PV storage to reach the 0.04-0.06 CHF (Figure 2).
- The cost of 13.20 CHF /kWh of the current batteries does not result in a positive return on investment (ROI).
- The price of the batteries should continue to decrease, and it could become profitable to install the system when it reaches 133 CHF/kWh (Figure 3)

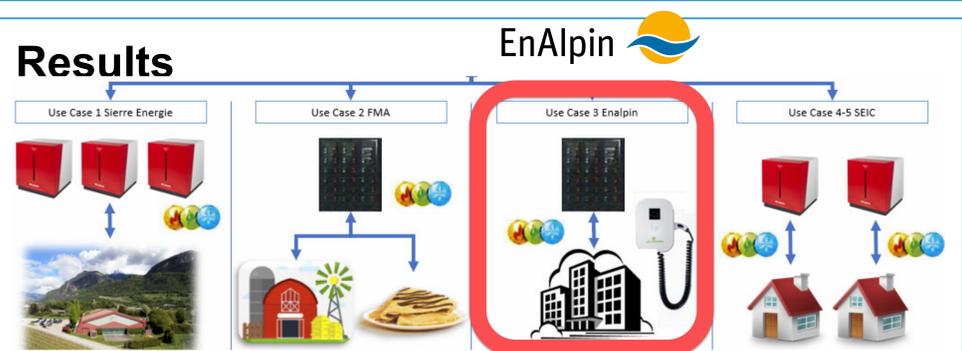


Figure 1 : Overview of the 4 microgrids

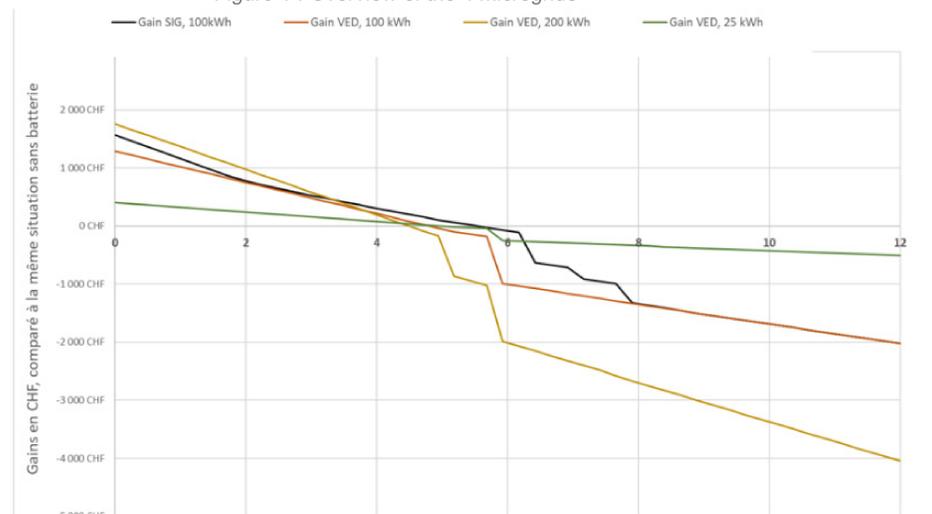


Figure 2 : Cost of photovoltaic storage regarding the price strategy

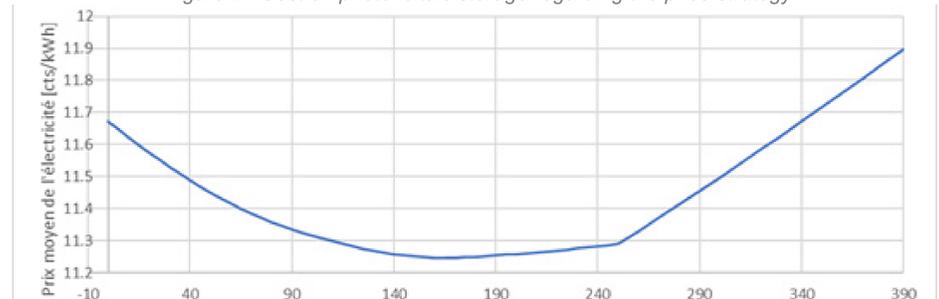


Figure 3 : Optimization of the capacity regarding the tariff strategy



Wirtschaftlichkeit: Schlüsselfaktor Netzkostenwälzung

Von Lars Huber, 5643 Sins, lars.huber.ch@gmail.com | www.pv2grid.ch

Aktuell werden Lösungen und Konzepte gesucht um die Energiewende voranzutreiben. Die Photovoltaik spielt in der Energiestrategie 2050 eine zentrale Rolle. Bis heute konnte durch den Markt nicht erreicht werden, dass die Einspeisung von Solarstrom die Gestehungskosten deckt. Das Problem liegt nicht an einer teuren Technologie, sondern im Strommarktdesign. Die verschiedenen Kraftwerke an verschiedenen Standorten werden nur über den Produktionspreis verglichen, jedoch nicht über die Folgekosten bei Distanzen im Stromnetz, obwohl die Kosten für den Transport höher sind als jene für die Energie. Viele vorgeschlagene Konzepte wie Auktionen oder Fördermittel sind eine reine Symptombehandlung, aber keine Ursachenbekämpfung. Die Distanz im Netzentgelt löst das Problem verursachergerecht und würde den Wert von dezentralem Solarstrom von heute 7-8 auf 12 Rp/kWh (inkl. HKN) anheben, ohne dass sich der Gesamtpreis beim Endkunden ändern müsste. Dabei sind die 12 Rp/kWh gerechtfertigt und stellen in keiner Weise eine Subvention dar.

Wissenstand und Interessen

Einige Akteure vertreten vehement, dass die Leistung der massgebliche Kostentreiber bei den Stromnetzen ist. Recherchen zeigen aber, dass die Distanz der grössere Kostentreiber darstellt, was durchaus verständlich ist. In der Stadt 2 km Strasse sperren, aufreissen und ein einfaches Kabel verlegen ist deutlich teurer, als nur 1 km und dafür 2 Kabel zu verlegen. Dem VSE ist dies seit spätestens 2007 bekannt, weil in dessen Papier über Einheitskosten [7] genau dies ersichtlich wird. Auch das BFE hat seit 2018 eine Studie mit dieser Aussage zur Verfügung [1]. In Diskussionen ist nicht immer klar, ob das Verständnis für die dezentrale Stromversorgung fehlt, oder ob absichtlich nicht in Richtung distanzabhängige Netzentgelte hingearbeitet wird, um das eigene Business zu schützen. So hat das BFE das Modell Betragsnettoprinzip [6] vorgeschlagen, welches die Versorgung der NE5 aus NE7 bestraft und über NE3 belohnt. Ist dies ein simpler Denkfehler oder von extern beeinflusst? Dazu wurde eine separate Analyse erstellt [5].

Netzkostenaufteilung Schweiz

Die ElCom veröffentlicht jährlich die Schweizer Netzkosten, gegliedert nach Netzebenen [2]. 2019 wurde erstmals die Zusammenstellung mit und ohne Abgaben gezeigt, vorher aber nur mit Abgaben. Weil netzfremde Kosten wie die Abgabe «Netzzuschlag» hauptsächlich auf NE7 verrechnet werden, haben die eingerechneten Elemente grosse Auswirkungen auf die relativen Anteile an den Gesamtkosten. Der NE7 werden mit Abgaben beinahe 50% mehr (1.7 Mrd. auf 2.5 Mrd.) zugewiesen als ohne Abgaben. Der relative Anteil verändert sich dadurch gemäss Abbildung 1 von 40% auf 47%.

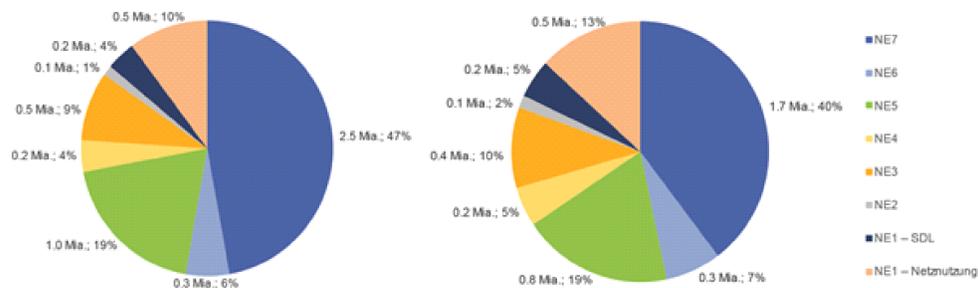


Abbildung 1: Kosten in Mrd. CHF und Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes, gegliedert nach Übertragungs- (NE1) und Verteilnetz (NE2 - 7), 2017. Links: inkl. Abgaben; Rechts: exkl. Abgaben [2].

Tabelle 1 zeigt, dass NE7 (SDL ignoriert) ein Netzentgelt von 4.2 Rp/kWh (42.5%) hat, was dem Stromfluss einer dezentralen Einspeisung entspricht. NE1-6 ergeben zusammen ein Netzentgelt von 5.7 Rp/kWh, welches bei dezentraler Einspeisung den ersparten Netzkosten entspricht. Diese Aufteilung ist wichtig in der Diskussion über den Wert von dezentral eingespeistem Solarstrom.

Netzebene	Kosten (Mrd CHF)	Anteil (%)	Netzentgelt H4 (Rp/kWh)
NE1	0.5	12.5	1.2
NE2	0.1	2.5	0.2
NE3	0.4	10.0	1.0
NE4	0.2	5.0	0.5
NE5	0.8	20.0	2.0
NE6	0.3	7.5	0.7
NE7	1.7	42.5	4.2
TOTAL (ohne SDL)	4.0	100.0	9.9

Tabelle 1: Netzkosten und Netzentgelt im H4 Profil 2017, ohne Abgaben [eigene Darstellung] [3].

Netzkostentreiber: Leistung vs. Distanz

Im Erläuterungsbericht zur StromVG Revision [6] wird die Verursachergerechtigkeit hervorgehoben. Dazu sollen die Netzkosten zu 90% über die Leistung und 10% über die Arbeit umgelegt werden. Die Distanz von Ein- und Ausspeisung (Trafo zu Trafo) wird dabei komplett missachtet. Approximierte Verhältniszahlen zeigen jedoch, dass die Distanz der grössere Kostentreiber ist als die Leistung.

Davon ausgehend, dass eine gewisse Leitung mit Länge d (km) und Kapazität c (kW) die Kosten von X (CHF) verursacht.

Distanz (d)	Leistung (c)	Berechnung	Kosten (X)
1	1	$1d \text{ km} * 1c \text{ kW} = X \text{ CHF}$	100%
1	2	$1d \text{ km} * 2c \text{ kW} = X + 40\% * X \text{ CHF}$	140%
1	3	$1d \text{ km} * 3c \text{ kW} = X + 80\% * X \text{ CHF}$	180%
2	1	$2d \text{ km} * 1c \text{ kW} = X + 90\% * X \text{ CHF}$	190%

Tabelle 2: Kostenverhältnis zwischen Leistung und Distanz (eigene Darstellung).

Auslandinvestitionen

Seit Jahren investieren die Schweizer Energieversorger bei neuen Erneuerbaren Energien lieber im Ausland als in der Schweiz. Bis jetzt waren es rund 7 Mrd. CHF. Der Anreiz im Ausland zu bauen ist grösser, da die reinen Produktionskosten niedriger sind und der Transport, ungeachtet der Distanz, aus ganz Europa gleich viel kostet. Dies entspricht jedoch nicht der Realität, wenn die Stromnetze dafür gebaut werden müssen. Diese Praxis macht uns nicht nur abhängig vom Ausland und Stromimporten, sondern führt zu einem zusätzlichen Netzausbau, wie die Stromtrasse von Nord- nach Süddeutschland zeigt.

Stadtwerke wie EWZ investieren hunderte Millionen in der Nordsee und in Norwegen. Diese Investitionen sind rein buchhalterisch und bieten keine Versorgungssicherheit. Im Falle eines Stromengpasses ist es fraglich, ob Deutschland seine Verbraucher abstellt, damit der Strom ungehindert in die Schweiz fliessen kann. Neuste Ereignisse rund um die Knappheit von Schutzmaterial gegen das Corona Virus haben gezeigt, dass Länder wie Deutschland trotz Kaufverträgen ein Exportverbot verhängen um die Ressourcen für die eigene Bevölkerung zu sichern. Mit diesem Hintergrund können die Schweizer Kraftwerke im Ausland als reine Investments betrachtet werden, und nicht als Beitrag zur Schweizer Versorgungssicherheit oder Energiewende. Da stellt sich die Frage, darf ein Stadtwerk mit öffentlichen Geldern im Ausland investieren, wenn es Punkto Stromversorgung keinen Beitrag leistet, oder sollten diese Kraftwerke verkauft werden um in der Schweiz zu bauen?

Fehler im Marktmodell

Die Verzerrung im heutigen Strommarktmodell, die Missachtung der Transportdistanz, lässt sich gut in einer Analogie mit der LSVA vergleichen:

Ein LKW transportiert eine Ladung innerhalb des Industriequartiers und bezahlt gleichviel LSVA, wie wenn die Ladung von St. Gallen nach Genf transportiert würde. Die LSVA innerhalb des Industriequartiers fällt sogar gleich hoch aus, wie für die Ladung von Helsinki (FIN) nach Neapel (ITA) oder Bukarest (ROU) nach Lissabon (PRT).

Heute bezahlt jede auf NE7 ausgespeiste kWh an die Netzkosten von NE1-6, selbst wenn der Strom direkt auf NE7 produziert wurde (Betragsprinzip [6]). Mit einer Software-Simulation wurde ein vereinfachtes Stromnetzes in verschiedenen Einspeise-Szenarien abgebildet. Angewendet wurde das Nettobetragsprinzip, bzw. Nettoprinzip, welches vom BFE vorgeschlagen wurde [6]. Die Simulationen zeigen, dass die lokalen Endkunden eine Netzentgelt-Reduktion erfahren, hervorgerufen durch die dezentrale Einspeisung [4].

Auch die Schweizer Grosskraftwerke sind wegen der Distanzunabhängigkeit betroffen. Sie werden gegenüber den weit entfernten ausländischen Kraftwerken stark benachteiligt, weil bei beiden für die Lieferung der gleiche Preis verrechnet wird, trotz mehrerer hundert Kilometer Stromnetz dazwischen.

Kommunikation

Es gibt korrekte Lösungen (langfristig) und Workarounds (kurzfristig) aufgrund von gesetzlichen Diskrepanzen. Wichtig bei den Workarounds ist stets, dass öffentlich und transparent kommuniziert wird, warum die Massnahme kurzfristig notwendig ist und wie der Ausstieg hin zur Lösung aussieht.

[1] Consentec GmbH, Fraunhofer ISI (2018). Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende.

[2] Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom. (2019). Tätigkeitsbericht der ElCom 2018.

[3] Huber, L. (2019). Netzkosten-Elemente. www.pv2grid.ch/netzkosten/netzkosten-elemente

[4] Huber, L. (2020). Netzkostenwälzung. www.pv2grid.ch/netzkosten/netzkostenwaelzung

[5] Huber, L. (2019). Revision Stromversorgungsgesetz 2018 Betragsnettoprinzip. www.pv2grid.ch/netzkosten/betragsnettoprinzip

[6] Schweizerischer Bundesrat (2018). Stromversorgungsgesetz Revision 2018 - Vernehmlassung - Erläuternder Bericht.

[7] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE (2007). Einheitskosten

Netzintegration: Bewertungskennzahlen für PV-Anlagen

Von Lars Huber, 5643 Sins, lars.huber.ch@gmail.com | www.pv2grid.ch

Die Art und Weise wie Photovoltaikanlagen (PVA) ins Stromnetz integriert werden, entscheidet massgeblich über die Kosten der Energiewende und die erreichte zukünftige Versorgungssicherheit. Eine ausgewogene Balance zwischen fairer Vergütung für eingespeisten Solarstrom und einer PV-Ausbreitung mit minimalen negativen Auswirkungen auf unser Stromnetz müsste zur Selbstverständlichkeit werden. Im Hinblick auf das sicherlich kommende Einspeisemanagement in der Schweiz, tut sich die Solarbranche gut daran, aus Eigeninitiative heraus die netzschonende Einspeisung voranzutreiben. Damit Fachleute bereits bei der Planung einer PVA beurteilen können, was netzschonende Anlagen sind, wurde im Rahmen einer Masterarbeit der Vorschlag für zwei Bewertungsformeln entwickelt.

Die «Grid Integration Ratio (GIR)» bewertet die benötigte Netzkapazität und ist bereits bei der Planung ausführbar. Die «Grid Supply Performance (GSP)» hingegen ist erst im Betrieb ermittelbar und bewertet den Beitrag der PVA zur Stromversorgung.

Ziele

Kennzahlen sollen einzelne Umsetzungen miteinander vergleichbar machen. Möglichst viele Einflussfaktoren rund um PV sollen beachtet und in die Berechnungen der Kennzahlen GIR und GSP einfließen. Diese Bewertungen sollen eine lenkende Wirkung in den folgenden Bereichen haben:

- Bau- und Betriebsweise von PVAs optimal ausgeführt um minimale Infrastruktur zu beanspruchen
- Bau- und Betriebsweise von PVAs erlauben eine ganzjährige Energie-Versorgungssicherheit
- Bau- und Betriebsweise von PVAs tragen zu einer guten Netzstabilität bei, auch bei wechselhaften Wetterbedingungen

Wenn obenstehende Punkte erfüllt sind, so wird das Solarkraftwerk eher von allen Akteuren rund um das Stromnetz akzeptiert, was sich durchaus auch auf die Höhe des Rücklieferpreises auswirken könnte.

Die Kosten von Solarmodulen sind im Vergleich zu den Gesamtkosten einer PVA stark gesunken. Weitaus wertvoller aus Sicht Gesellschaft ist die verfügbare Fläche, die bestehende Infrastruktur und die lückenlose Versorgungssicherheit. Deshalb wird das Solarmodul als Verbrauchsware betrachtet und der Bedarf und Nutzen am Ökosystem bewertet.

Abgrenzung

GIR und GSP eignen sich nicht für die Beurteilung der Netzqualität wie Phasenverschiebungen, Oberwellen oder andere elektrische Störungen. Die Qualität der Spannung wird insofern mitbewertet, indem geringere Leistungssprünge an Netzanschlüssen durch Leistungsbegrenzung die Spannungshaltung in den Teilnetzen vereinfacht.

Einflussfaktoren

Die Bewertungsformeln beachten folgende Faktoren direkt oder indirekt:

- **PVA:** Dimensionierung, Generatoren-Diversität, verfügbare Fläche
- **Stromnetz:** benötigte Netzkapazität, Energie pro Netzanschlussleistung, Batterie
- **Versorgung:** Eigenverbrauch, Beitrag Versorgung Schweiz, Speicher
- **Standort:** Sonneneinstrahlung, Schneebedeckung, Verschattung

Formelkomponenten

Tabelle 1 beschreibt die benötigten Grössen für die beiden Bewertungskennzahlen.

Symbol	Beschreibung
GIR	Stromnetz-Integrationsgüte (Grid Integration Ratio) [einheitenlos]
GSP	Stromversorgungs-Beitrag (Grid Supply Performance) [einheitenlos]
E_{inv}	Die am Wechselrichter produzierte Energie eines vollen Jahres [kWh/a]
P_{pv}	Maximal zu erreichende Leistung des PV-Generators [kWp -> kW]
P_{grid}	Maximal eingespeiste Leistung am Netzanschluss [kVA -> kW]
E_{grid}	Die am Netzanschluss eingespeiste Energie eines vollen Jahres [kWh/a]
k_{ha}	Korrekturkonstante: Reduzierung 8760 Stunden/Jahr auf eine Stunde [h/a]

Tabelle 1: GIR, GSP – Symbollegende.

Kennzahl GIR

GIR bewertet die Integrationsgüte einer PVA ins Stromnetz. Alle Grössen sind bereits bei der Planung des Projektes bekannt, oder können mit heutigen Software Tools simuliert werden. Dazu zählt auch der jährliche Ertrag des PV-Generators in Abhängigkeit von Standort und Ausrichtungen. Der Einbezug solcher Ertragssimulationen in der Planungsphase ist in der PV-Branche seit Jahren Standard. GIR könnte somit bereits beim Anschlussgesuch der Erzeugungsanlage an das Stromnetz angegeben werden.

$$GIR = \frac{\frac{E_{inv}}{k_{ha}}}{P_{grid}} \cdot \frac{P_{grid}}{P_{pv}} = \frac{E_{inv} * P_{pv}}{k_{ha} * P_{grid}^2}$$

Kennzahl GSP

GSP beurteilt einerseits wie GIR die Integrationsgüte einer PVA, andererseits aber auch den Beitrag zur Stromversorgung. Eine PVA, welche nur minimale Anforderungen an das Stromnetz stellt, muss nicht gezwungenermassen zur Versorgung Dritter beitragen, wie dies bei einer Eigenverbrauchsquote von 100% der Fall wäre. GSP ist aufgrund des Eigenverbrauchs erst nach einer Laufzeit von 1 Jahr korrekt ermittelbar.

$$GSP = GIR * \frac{E_{grid}}{E_{inv}} = \frac{E_{grid} * P_{pv}}{k_{ha} * P_{grid}^2}$$

Berechnungen und Resultate

Mit Hilfe einer Simulationssoftware zur Ermittlung der Mindererträge realer Produktionsdaten bei statischer Leistungsbegrenzung [2] konnte errechnet werden, wie sich die unterschiedlichen Bauweisen von PVAs bei unterschiedlichen Betriebsweisen verhalten. Daraus ergeben sich die GIR-Werte der PVAs. Detaillierter Bericht und Zahlenwerte sind auf der Publikationswebseite [1] abrufbar. Tabelle 2 zeigt auf Basis realer Produktionsdaten vom Jahr 2015 nebst dem GIR der originalen Dimensionierung, die GIR-Werte bei einem Minderertrag von 1%, 3% und 10%, jeweils hervorgerufen durch Leistungsbegrenzung am Wechselrichter.

Referenz	Anlagentyp	Ort	Dim. orig	GIR orig	Dim. W-1%	GIR W-1%	Dim. W-3%	GIR W-3%	GIR W-10%
PVA_01	Fassade_S	AG	75%	0.15	60%	0.23	53%	0.29	0.44
PVA_02	Schrägdach_OW	LU	83%	0.15	57%	0.31	52%	0.36	0.52
PVA_03	Schrägdach_OW	LU	80%	0.17	61%	0.28	55%	0.34	0.48
PVA_04	Flachdach_OW	VS	112%	0.09	65%	0.27	59%	0.32	0.46
PVA_05	Flachdach_OW	AG	81%	0.18	64%	0.28	58%	0.33	0.47
PVA_06	Indach_S	AG	90%	0.16	70%	0.25	64%	0.30	0.42
PVA_07	Schrägdach_OW	VS	84%	0.18	67%	0.28	61%	0.33	0.46
PVA_08	Flachdach_S	ZH	87%	0.16	71%	0.24	64%	0.29	0.42

Tabelle 2: GIR-Werte anhand realer Produktionsdaten (2015) bei verschiedenen Stufen von Leistungsbegrenzungen mit daraus resultierenden Mindererträgen.

Fazit

Die GIR-Werte im Betrieb des originalen Bauzustandes zeigen deutliche Unterschiede. Hier kommen die direkten Dimensionierungen von Generator und Wechselrichter zum Tragen. PVA_04 ist schlecht dimensioniert, sodass sehr viel Netzkapazität verschwendet wird. 100% Leistung des Generators kann ins Stromnetz fliessen, was unter anderem starke Leistungssprünge zur Folge haben kann. Dies kommt oft bei den unzähligen Kleinanlagen vor. Bereits ein minimaler Minderertrag von 1% führt zur Angleichung des GIR-Wertes. Bei dieser Anlage konnte eine Netzeinsparung von 35% sehr leicht erreicht werden.

GSP hängt von Eigenverbrauchsdaten ab und konnte daher noch nicht mit realen Produktionsdaten getestet werden.

Ausblick

Ob die Berechnung des GIR-Wertes über das Jahr ausreichend ist, ist noch nicht klar. Die Fassadenanlage PVA_01 ist ideal für die Winterversorgung, steht aber im Vergleich des GIR mit anderen Anlagentypen schlechter da. Deshalb muss geprüft werden, ob der GIR auch auf Monatsbasis relevant ist.

[1] Huber, L. (2020). Bewertungskennzahlen für Photovoltaikanlagen. www.pv2grid.ch/netzintegration/bewertungskennzahlen

[2] Huber, L. (2019). Netzanschlussoptimierung bei dezentraler Photovoltaik-Stromproduktion mithilfe statischer Leistungsbegrenzung. www.pv2grid.ch/netzintegration/leistungsbegrenzung



SOLARCHITECTURE
sun as a building material

AN INNOVATIVE SWISS WEB PLATFORM ON SOLAR ARCHITECTURE

New solar building technology enables fascinating design opportunities.

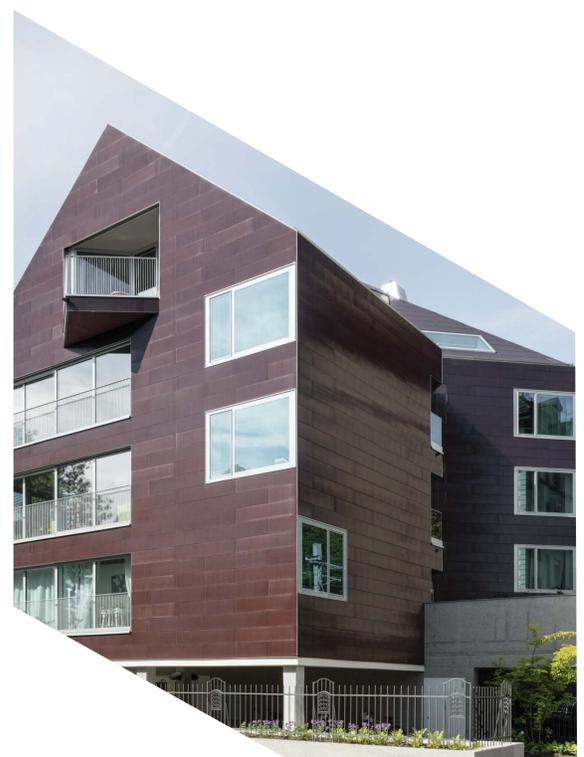
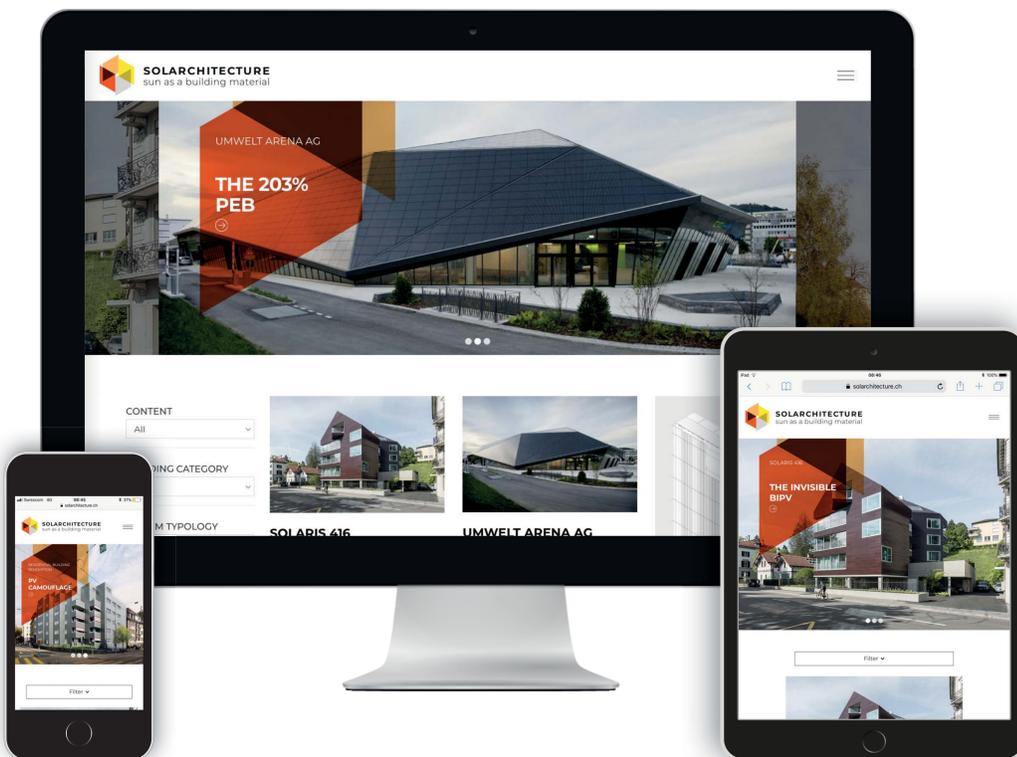
BECOME A PARTNER

If you would like to present yourself as a key player in the field of solar architecture contact us to find out about the different options of collaboration and sponsorship opportunities.

ABSTRACT

The new website www.solarchitecture.ch want to play a key-role in supporting and implementing the transfer of solar energy in the built environment. By raising awareness and supporting architecture stakeholders on the capabilities, potentials and strengths of building integrated solar energy, solarchitecture.ch enhances the transfer of

such technologies and fosters its wider application in construction projects. The web-platform focuses on exemplary showcases primarily to inspire architects and also as a mean to elaborate other contents such as BIPV products or useful information: technical developments, innovative applications, marketing aspects, etc.



solarchitecture.ch

This project, initiated by SUPSI (as Swiss BIPV competence centre) with the collaboration of Swissolar and ETHZ-BUK, wants to play a key-role in implementing specific measures related to the transfer of solar energy in the built environment. The support of SwissEnergy is essential to make the platform a reference place for all Swiss architects and solar architecture planners and to be able to guarantee the neutrality of the content implemented.

For more information contact us via info@solarchitecture.ch



SUPSI **ETH zürich** **SWISSOLAR** 



Markteinführung ZEV: Herausforderungen und Chancen in der Praxis

Seit 2018 arbeiten wir mit Solarprofis und Elektroinstallateuren zusammen, um ZEVs zu realisieren. Das Interesse und Know-how zu ZEVs nimmt bei diesen Berufsgruppen seit Mitte 2019 stark zu. Die Anzahl ZEVs wächst darum laufend an. Dieses Poster zeigt unsere Praxiserfahrungen mit ZEVs auf.



Areal-ZEVs wie diese Reihen-Einfamilienhaussiedlung gelingen, wenn alle Eigentümer und das Elektrizitätswerk Initiative zeigen.

Chancen für ZEVs

Rentabilität für Gebäudebesitzer und ZEV-Bezüger
1/3 der MFH gehört Privaten => schnelle Entscheide
Gewerbe-ZEVs: Freier Markt, Reduktion Leistungsspitze
MuKEn 2014: Eigenstromproduktion wird Pflicht!
Elektromobilität ist nur mit Solarstrom ökologisch. D.h. Ladestationen können mit Solaranlage verkauft werden.
Hutschienen-Stromzähler: Tiefe Kosten für Tableaubau

Herausforderungen für ZEVs

Neubau: ZEV-Entscheidung genügend früh in Planung nötig
Immobilienverwaltungen befürchten Zusatzaufwand
Professionelle Gebäudebesitzer: Rendite-Erwartung > 4%
Bestehende Stockwerkeigentümer: Einstimmigkeit nötig
Bestandsbau: Umbaukosten. Nutzung von EW-Leitungen?
VNB-Praxismodell unterliegt weniger Regeln als ZEV



Elektroautos sind nur ökologisch, wenn sie mit erneuerbarem Strom fahren. Wenn ein Bauherr Ladestationen plant lohnt es sich darum, die Wirtschaftlichkeit einer Solaranlage abzuklären.



Gewerbe-ZEVs profitieren oft mehrfach: Tiefere Leistungskosten, Zugang zum freien Markt und hoher Eigenverbrauchsanteil.



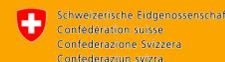
Bei diesem ZEV Ersatz-Neubau waren der HLK und Elektro-Planer, die Bauherrin und der Verwalter von Planungsbeginn an in die ZEV-Planung eingebunden. Das ermöglichte eine effiziente Umsetzung.

Wünsche an Swissolar und die Politik

ZEVs erweisen sich als wunderbares Modell, um den Zubau an Solarstrom ohne Fördergelder und ohne Zwang schnell zu erhöhen!
Die gesetzlichen Vorgaben für ZEVs sind noch nicht ideal. Vor allem im Vergleich zum VNB-Modell haben ZEVs strengere Regelungen, was zu einer Benachteiligung führt. Das Verbot, Leitungen von Elektrizitätswerken zu benutzen, erschwert Quartier-ZEVs. Für professionelle Gebäudebesitzer ist die Rentabilität von ZEVs oft zu tief. Wichtige Einflussgruppen sind noch zu wenig über ZEVs informiert und sollten unbedingt in Entscheidungen zu Richtlinien über ZEVs einbezogen werden. Dazu gehören vor allem die Immobilienverwaltungen, Elektroplaner und Architekten.

PV development is actively slowed down: Switzerland as an example

Partner:



Innosuisse - Schweizerische Agentur für Innovationsförderung

PV Konferenz Lausanne, 12.-13. März 2020

Prof. Urs Muntwyler, PD Eva Schüpbach (Bern University of Applied Sciences BFH)

In the last 40 years PV and windenergy evolved to the most important new energy sources. But the world of fossil energies and energy monopolies are opposing the growing importance of renewable energy sources. Most of the studies about in Switzerland overestimate solar power energy prices in Switzerland. Several studies forecast prices in the range of 8-31 Rp./kWh for the year 2050. This leads politicians and the administration to slow down the deployment of PV power in big scales in order to wait for “cheap PV electricity”. But: prices for PV power in Switzerland are already today below 8 Rp./kWh.

Introduction

Several studies of Swiss research institutions made forecasts for PV electricity prices which are very high. We analyzed several PV plants which have been realized in the past years in the Swiss lowlands and compared the resulting prices with forecasted prices in studies carried out by ETHZ and PSI.

PV price [Rp./ kWh]	2010	2013	2017	2018	2019	2020	2035	2050
ETHZ Study (2012)	35-55					20-30	10-15	6-10
PSI Study (2017)			18-31					8-19
PV Velostat. 16,6 kWp		15,6						
PV Burgdorf 1,2 MWp				<5				
PV Burgdorf 100 kWp					7,3			
Coop PV 4,9 MWp					4,7			
PV installations China		7			3,7			
PV CH 2035 (Urs Munt.)							3	

Table 1: PV prices forecasted by ETHZ and PSI as well as realized PV plants in the Swiss basin and China.

Methodology

The calculation for the prices per kWh of realized plants in Switzerland include an annuity of 0.054%, return on investment of 2.5%, a lifetime of the plant of 25 years and a production rate of 1'000 kWh/kWp.

We analyzed prices for PV plants built in Switzerland over the last few years.

We also analyzed the prices for PV in China: they are dropping from year to year. The data in figure 2 is from a presentation of the Chinese delegation hold on a meeting of the PVPS Task 17 in May 2019 in Munich.

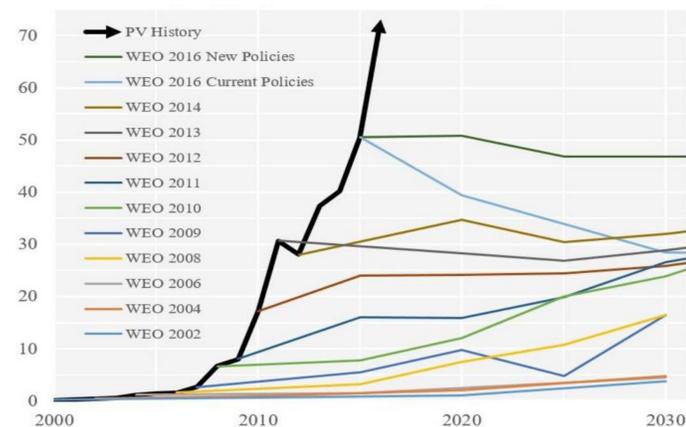


Figure 1: The IEA always forecasted a stagnating or even declining PV market - the reality proves it wrong - since almost 20 years!

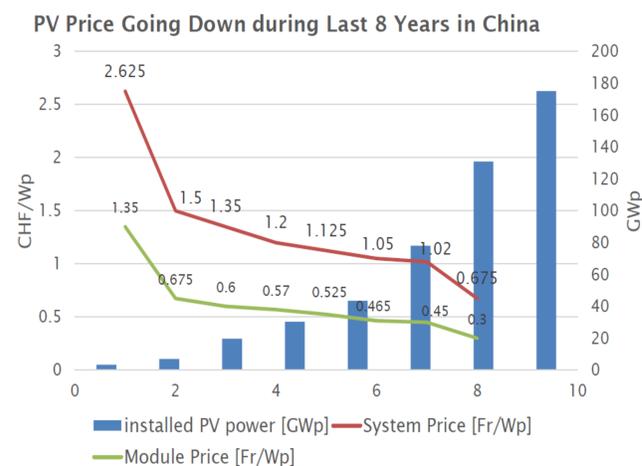


Figure 2: PV prices have been dropping in the past 8 years in China.

Conclusion

The development of PV prices in the past clearly proves that the authors of the beforementioned studies are wrong. Even the studies carried out by international energy agency IEA are far from reality. PV has developed far faster and better than expected. Already today prices are much lower than forecasted for 2050.

Outlook

The current price development will lead to disruptions in the power market which are not welcomed by the big energy monopolists. Prices for PV will continue to fall and cause PV to be even more competitive. Hopefully research institutions start to make more adequate price forecasts in order to enable politicians to take adequate decisions defining the energy policies of the future.

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.



Technik und Informatik
Photovoltaik-Labor

Prof. Urs Muntwyler
Jlcoweg 1 | 3400 Burgdorf | Schweiz
www.pvtest.ch | iem.bfh.ch/photovoltaik | urs.muntwyler@bfh.ch

