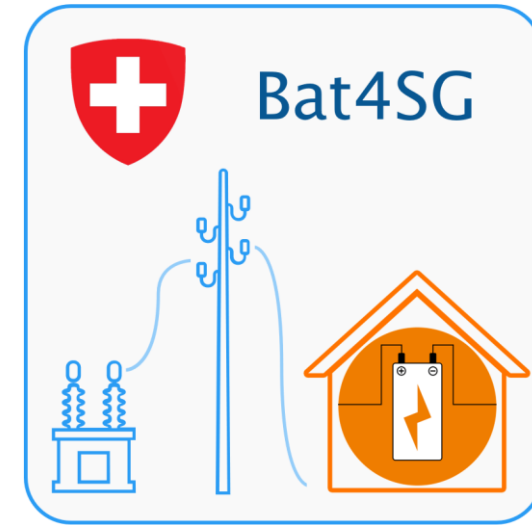
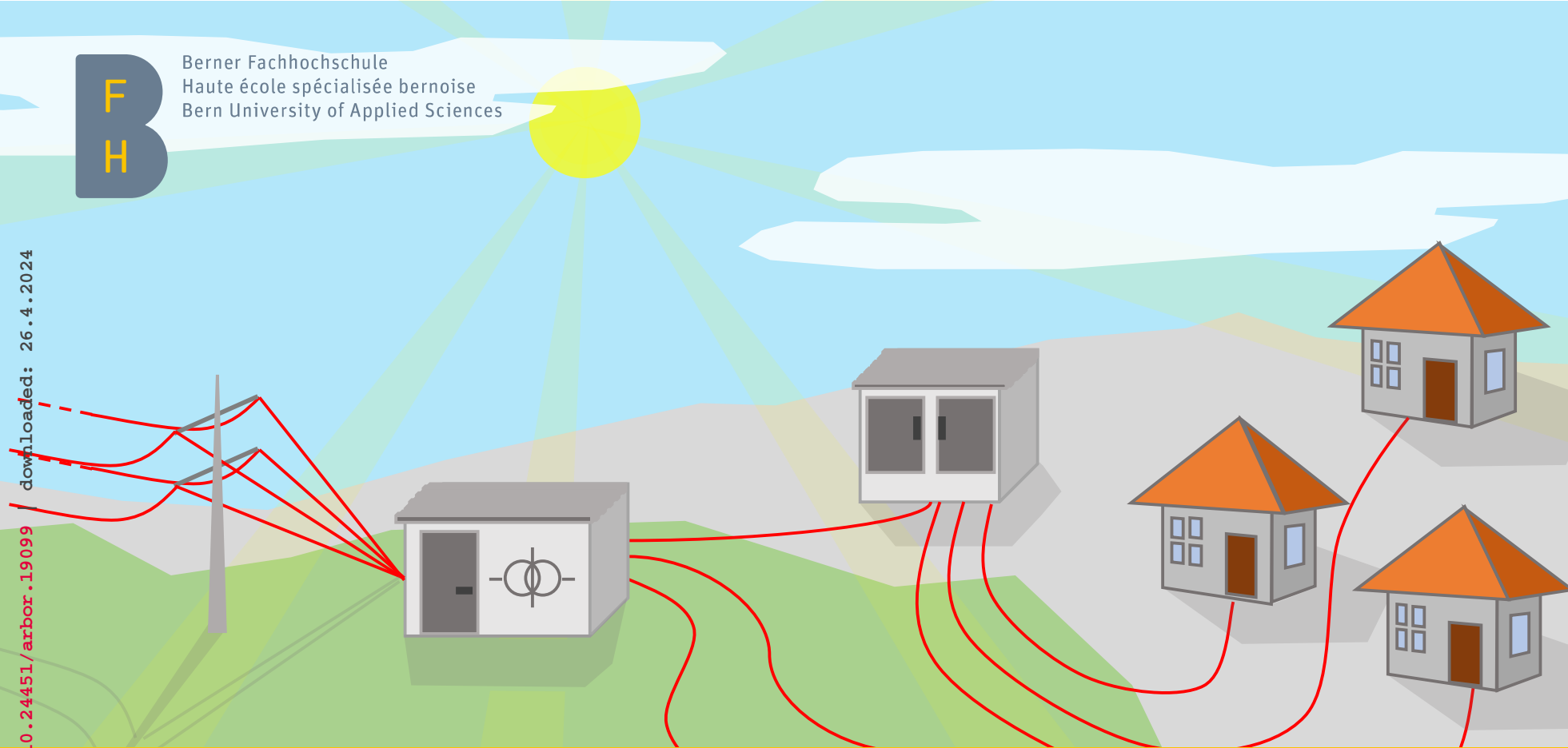




Berner Fachhochschule  
Haute école spécialisée bernoise  
Bern University of Applied Sciences

source: <https://doi.org/10.24451/arbor.19099> downloaded: 26.4.2024



# Netzdienlicher Betrieb von dezentralen Batteriespeichern

*Ergebnisse des Projekts Bat4SG*

researchXchange, Biel, 8.4.2022

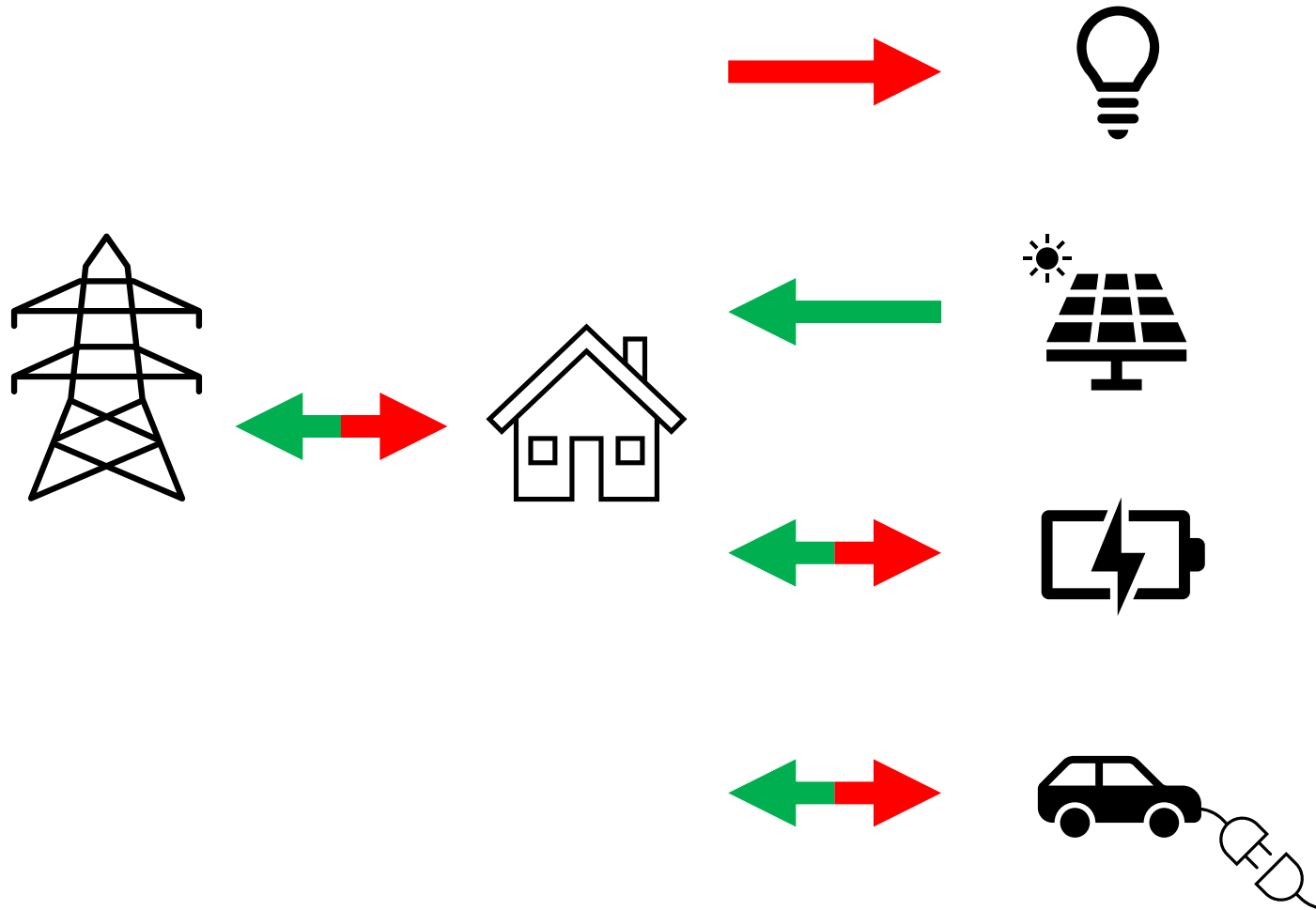
► Stefan Schori, Steffen Wienands, Ron Buntschu, Michael Höckel

# BFH-Zentrum Energiespeicherung

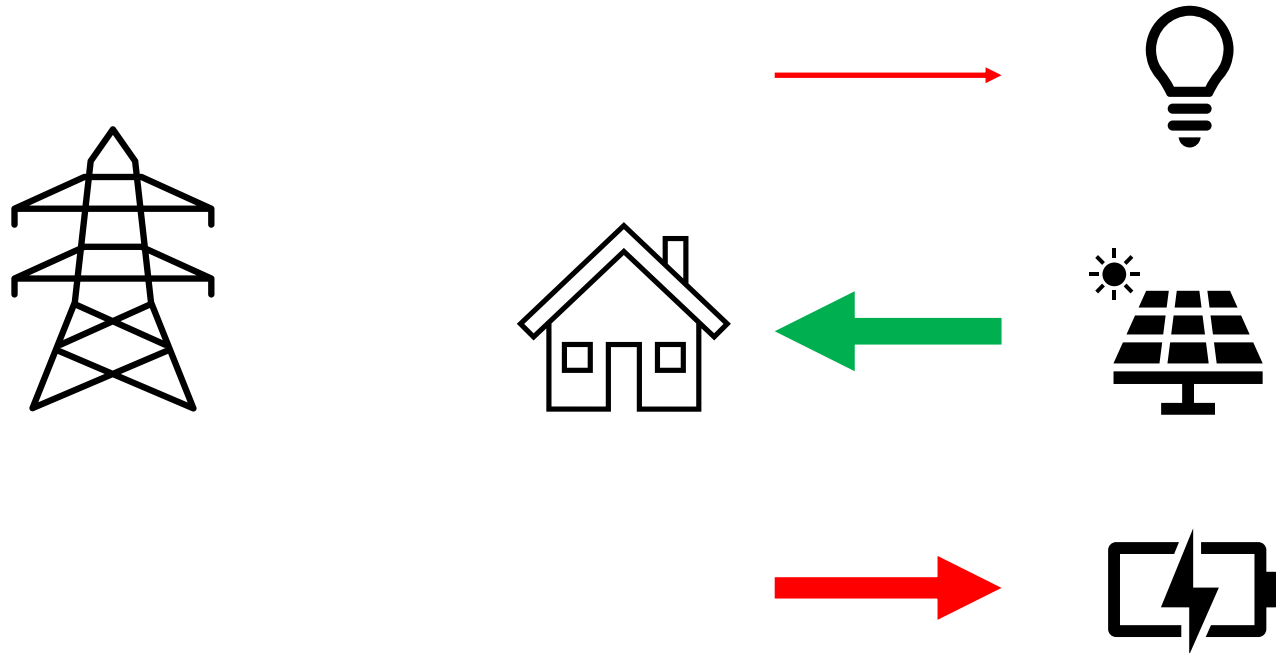


- ▶ Die Berner Fachhochschule konzentriert ihre Forschung zum Thema **Stromnetze** und **elektrochemische Speichertechnologien** im Gebäude des Switzerland Innovation Park Biel/Bienne.
- ▶ [bfh.ch/energy](https://bfh.ch/energy)
- ▶ [3D-Rundgang](#)

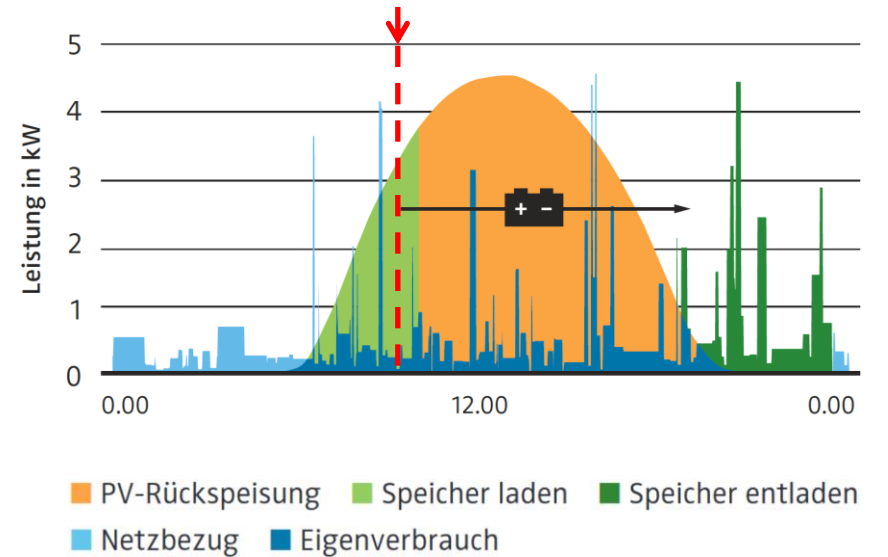
# Warum Netzdienlichkeit?



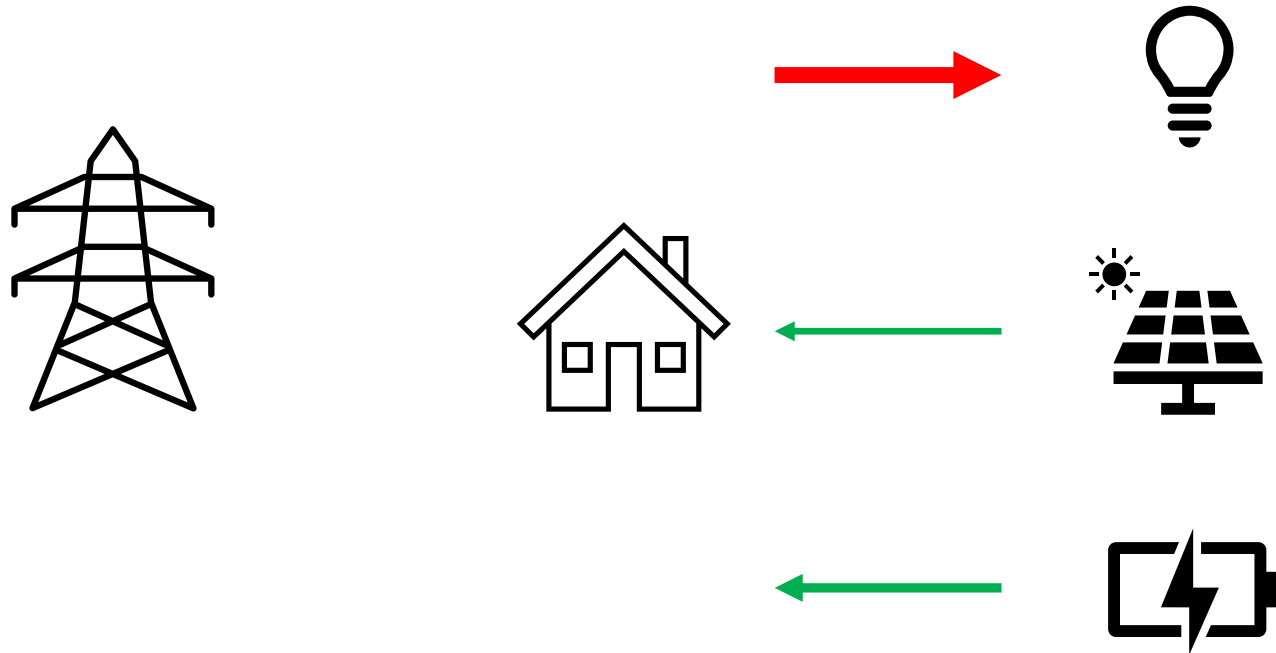
# Warum Netzdienlichkeit?



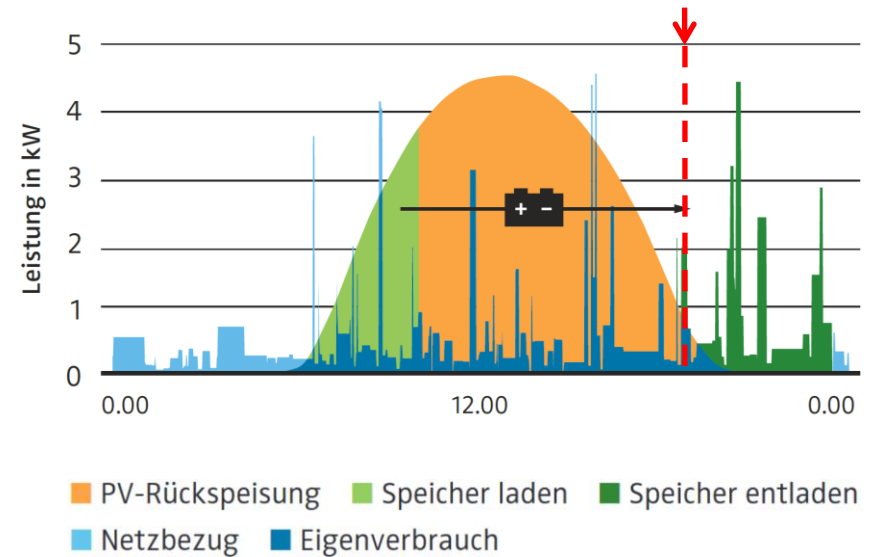
**Betriebsart: Eigenverbrauchsoptimierung**



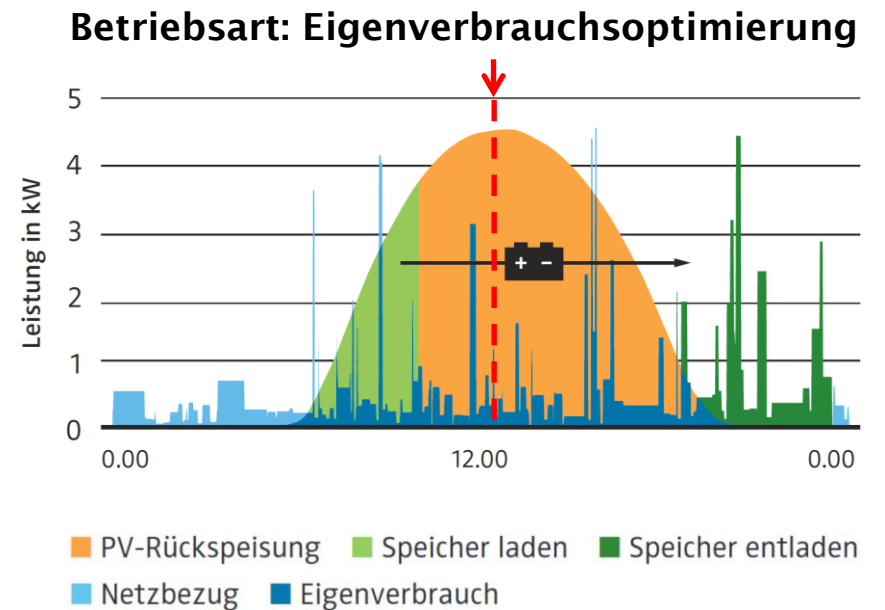
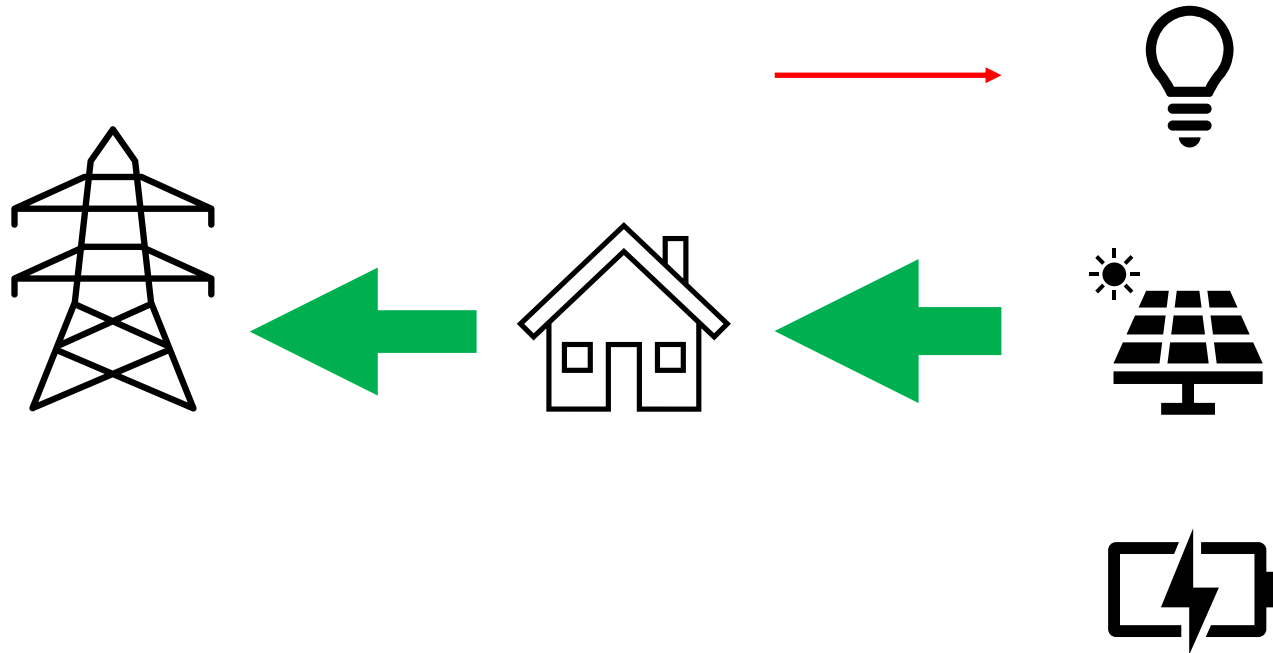
# Warum Netzdienlichkeit?



**Betriebsart: Eigenverbrauchsoptimierung**

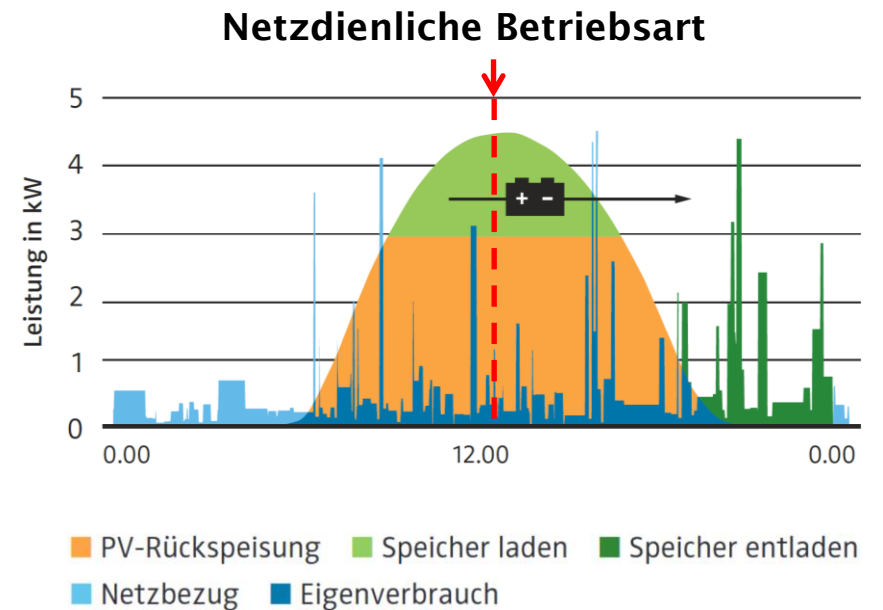
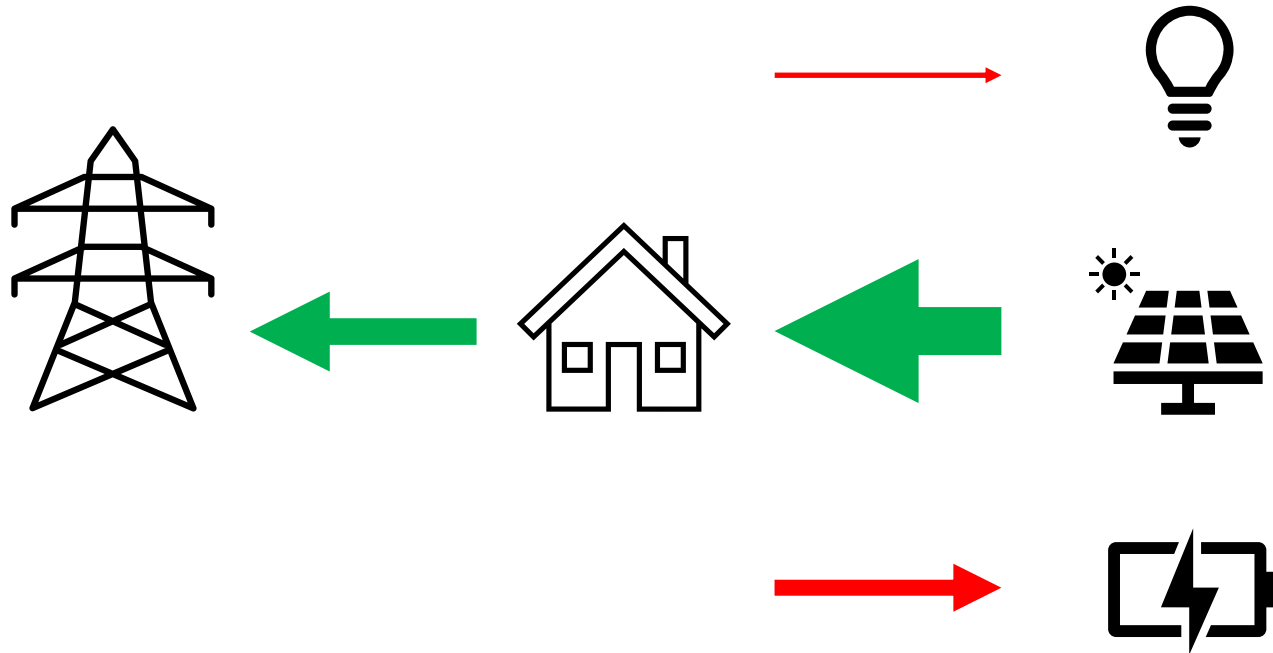


# Warum Netzdienlichkeit?



- ▶ Zunehmende Netzbelastung durch PV-Leistungsspitze (Summation wegen Gleichzeitigkeit)
- ▶ Der Speicher ist am Mittag vollgeladen und kann das Netz nicht entlasten

# Warum Netzdienlichkeit?



- ▶ Der Speicher schneidet die PV-Spitze und entlastet das Stromnetz
- ▶ Vorsicht: Auch Verbrauchsspitzen sind zu beachten (z. B. Elektromobilität, Wärmepumpen)

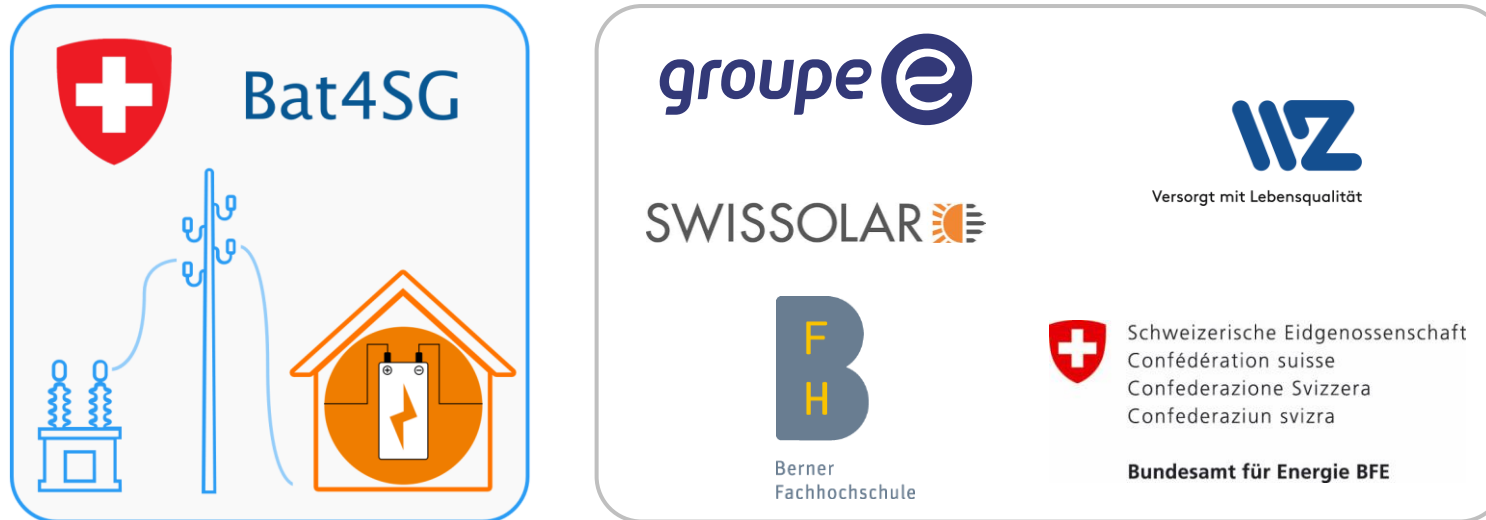
# Agenda

- 1) Projektidee
- 2) Einfluss auf das Stromnetz
- 3) Umsetzung des Algorithmus im Labor
- 4) Technischer und finanzieller Wert netzdienlicher Speicher



# Projektidee

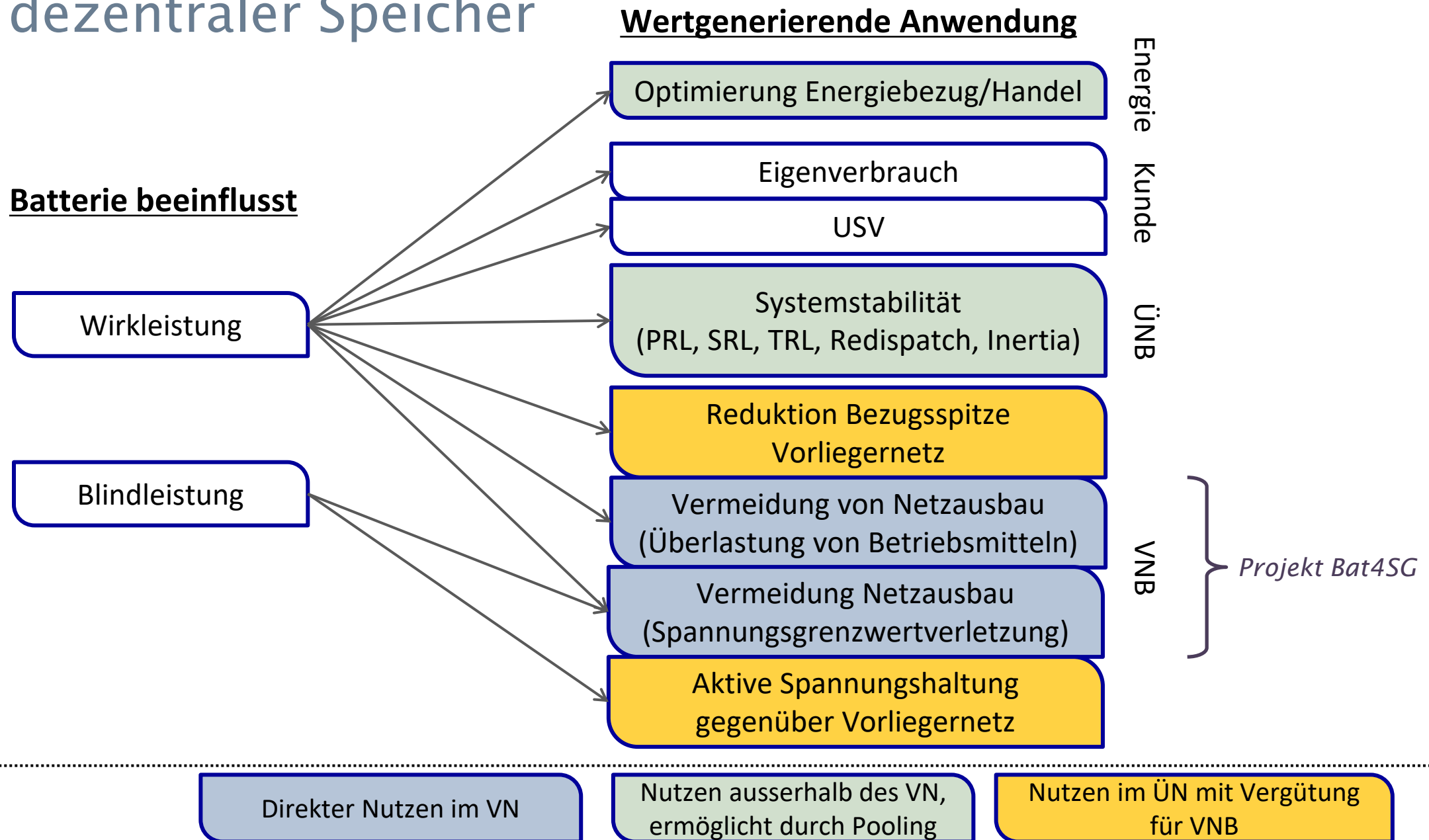
# Das Projekt Bat4SG



## Hauptziele:

- ▶ Den technischen und finanziellen Nutzen von dezentralen, kundenseitigen (ohnein bereits bestehenden) Batteriespeichern für das Verteilnetz quantifizieren
- ▶ Aufzeigen, wie eine netzdienliche Betriebsstrategie ausgestaltet und technisch umgesetzt werden kann

# Nutzen dezentraler Speicher

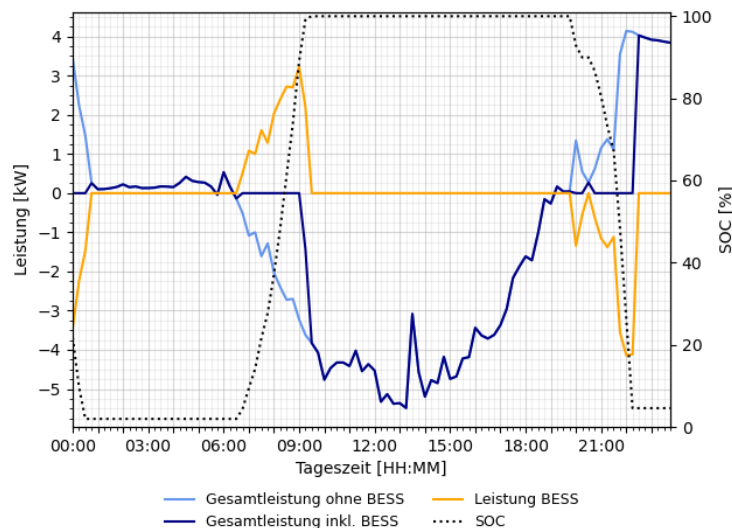


# Einfluss auf das Stromnetz

# Batteriealgorithmen

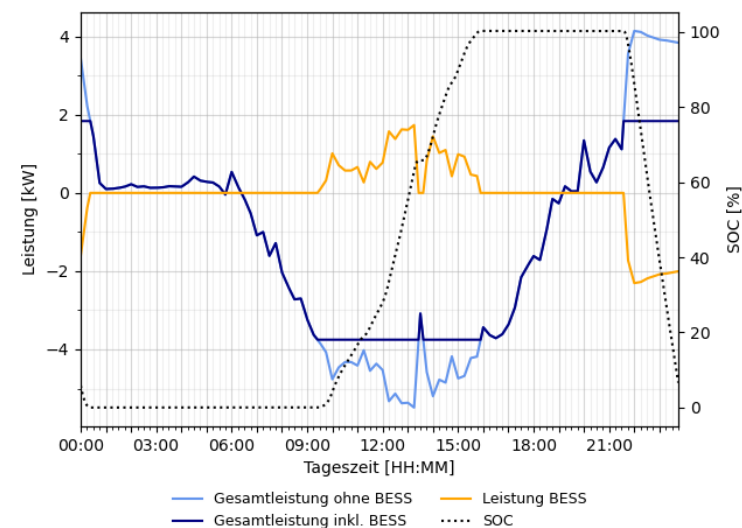
## Eigenverbrauchs-optimierung (EVO)

- ▶ Hohe Nutzung der PV-Produktion
- ▶ Inaktivität bei der Mittagsspitze
- ▶ Beispiel: 5 kWh Speicherkapazität



## Lastausgleich (LA) (Netzdienlichkeit)

- ▶ Reduktion von PV- und Lastspitzen
- ▶ Speicher entlasten das Netz
- ▶ Beispiel: 5 kWh Speicherkapazität



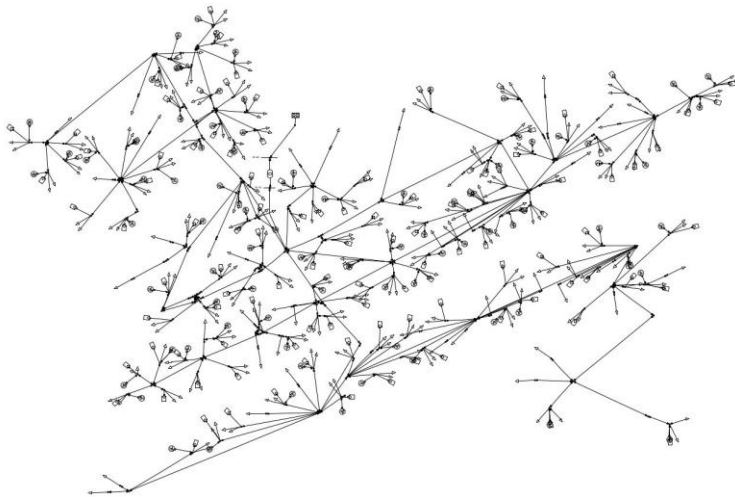
## Trafolastausgleich (TLA) (Netzdienlichkeit)

- ▶ Funktioniert im Prinzip wie der Lastausgleich
- ▶ Möglichst maximale Reduzierung der Lastspitzen an der Trafostation
- ▶ Reduziert im Gegensatz zum Lastausgleich nicht die Lastspitzen des individuellen Haushalts

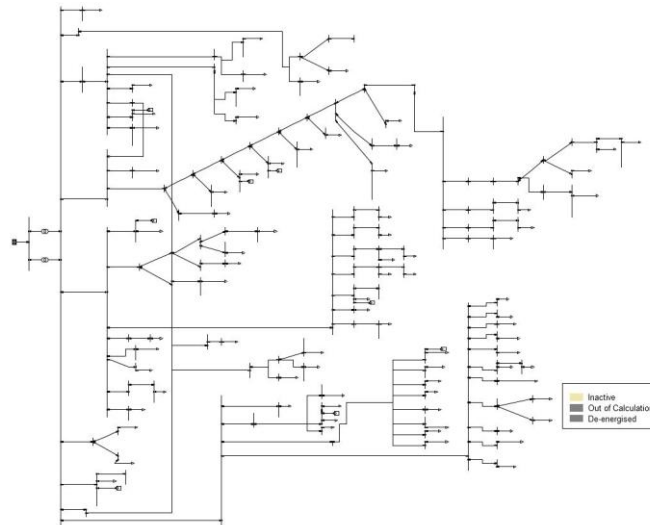
# Untersuchte Verteilnetze

Topologie	Bezeichnung	Standort	Netzbetreiber	Liegenschaften [Anz.]	Beschreibung	Ist-Situation					2035, BASE-Szenario					
						Verbrauch [MWh/a]	Photovoltaik [kWp]	Netzknoten [Anz.]	Leitungen [Anz.]	Gesamtlänge Kabel [km]	Verbrauch [MWh/a]	Photovoltaik [kWp]	Speicher, Anzahl	Speicher, Kapazität [kWh]	E-Fahrzeuge, Flottenanteil [%]	E-Fahrzeuge, Leistung [kW]
Vorstädtisch	Neyruz	Neyruz	Groupe E	164	Vorwiegend Einfamilienhäuser, wenige Mehrfamilienhäuser	3071	310	232	234	12.3	3071	1320	82	991	46	843
Städtisch	Luzernstrasse	Cham	WWZ	78	Vorwiegend Mehr- und Einfamilienhäuser, Büro und Gewerbe	1477	237	142	143	5.5	1477	647	24	549	46	786
Ländlich	HdF	Haut de Fiaugères	Groupe E	19	Einfamilienhäuser und Bauernhöfe	165	32	32	31	3.6	165	362	9	103	46	59

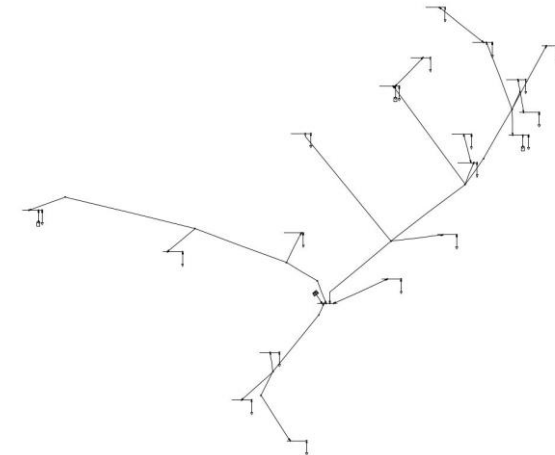
## Vorstädtisch



## Städtisch



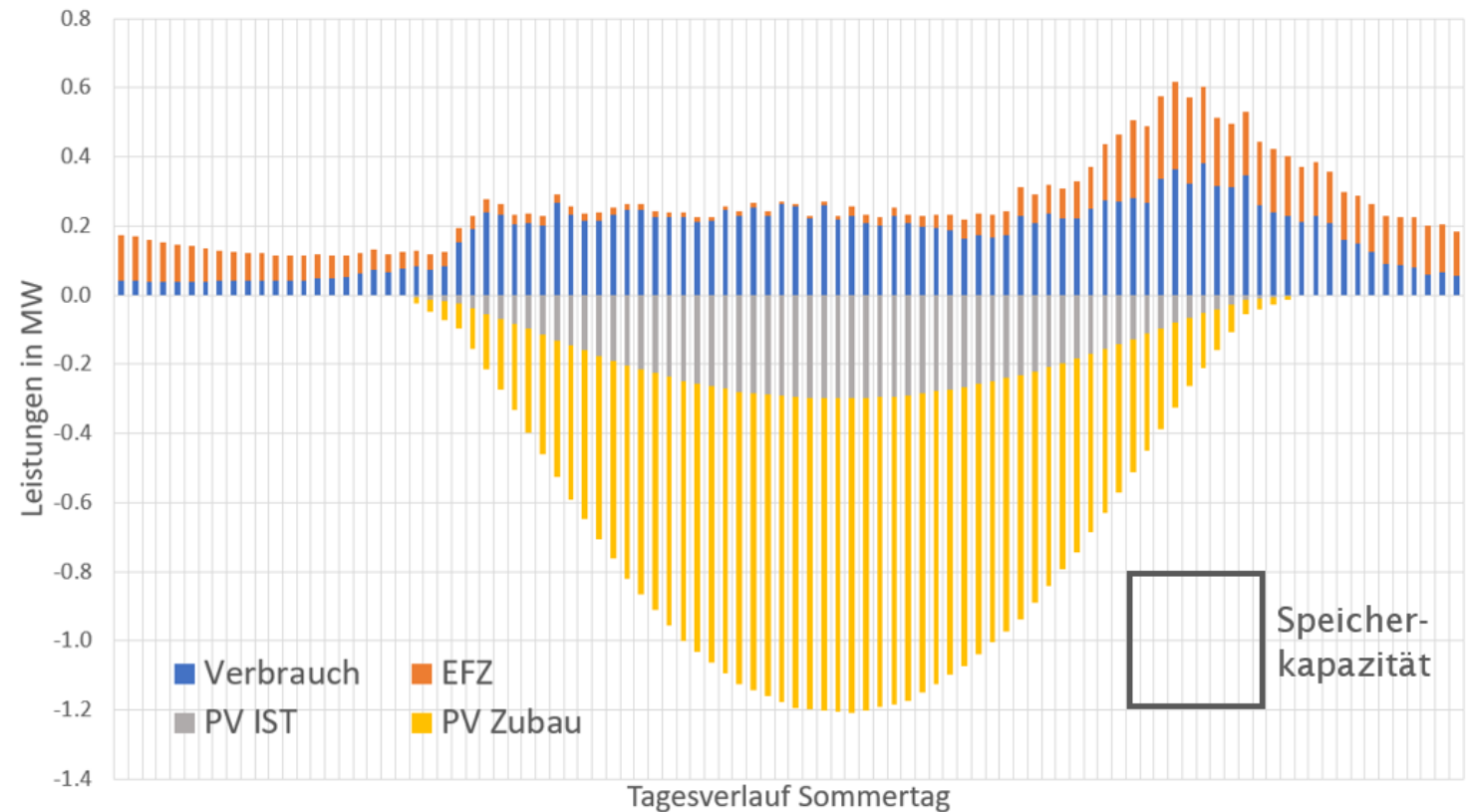
## Ländlich



# Leistung Trafostation: Vorstädtisches Netz

## Wichtigste Hypothesen:

- ▶ +1.7 % des PV-Potenzials pro Jahr ergibt 1'320 kWp im Jahr 2035
- ▶ Stromverbrauch wie 2020
- ▶ Anteil Elektrofahrzeuge (EFZ) 46 % im Jahr 2035 mit 840 kW installierter Ladeleistung
- ▶ 70 % der PV-Anlagen mit Batterie dimensioniert gemäss Leitfadens Energieschweiz mit  $\min(1.5 \times \text{PV-Leistung}; 0.5 \times \text{Tagesenergieverbrauch})$  ergibt für Neyruz 82 Batterien mit 991 kWh Kapazität
- ▶ 3071 kWh Verbrauch im 2035

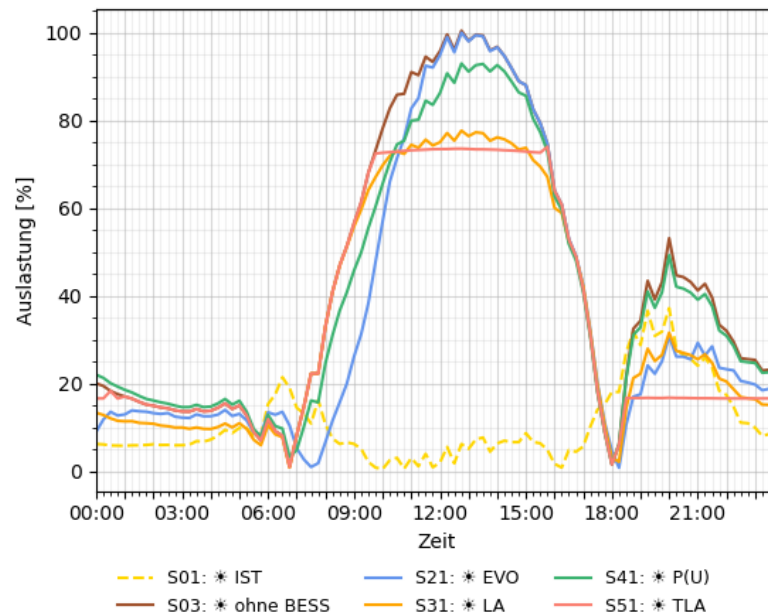


- ▶ Viele EFH, wenige MFH → viele Dachflächen, hohes PV-Potenzial, viele langsam ladende Elektrofahrzeuge

# Batteriealgorithmen im Vergleich

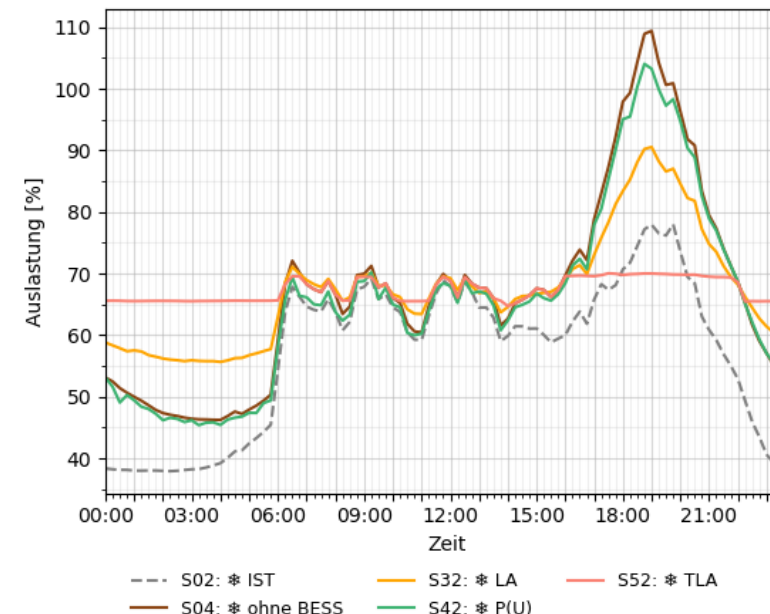
## Vorstädtisches Netz, Sommer, Trafoauslastung

- ▶ LA und TLA reduzieren die PV-Spitze ähnlich stark
  - ▶ P(U) reduziert die PV-Spitze ein wenig
  - ▶ EVO reduziert die PV-Spitze nicht



## Vorstädtisches Netz, Winter, Trafoauslastung

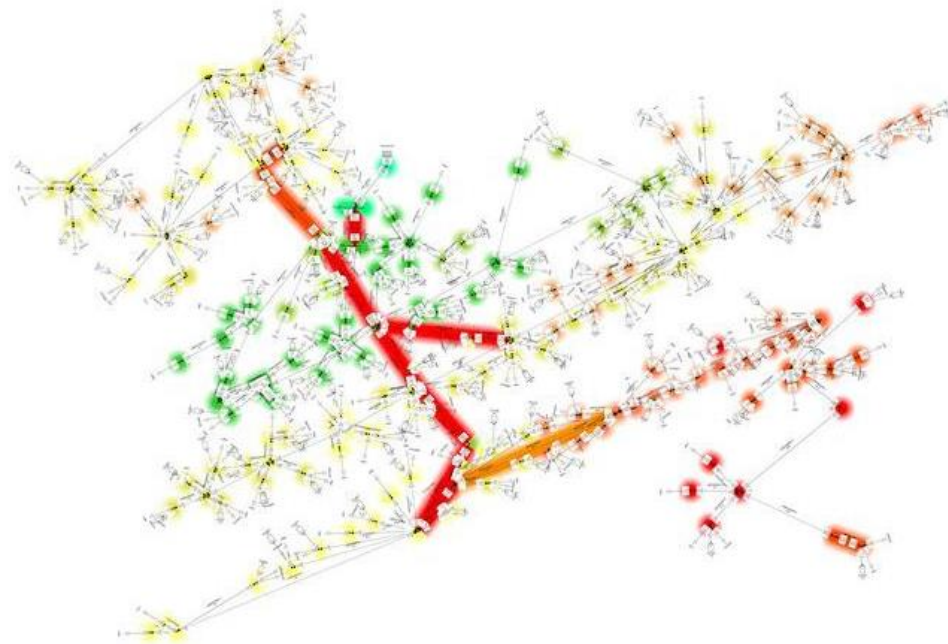
- ▶ TLA reduziert die Last-Spitze stärker als LA
  - ▶ P(U) reduziert die Last-Spitze ein wenig
  - ▶ EVO reduziert die Last-Spitze nicht



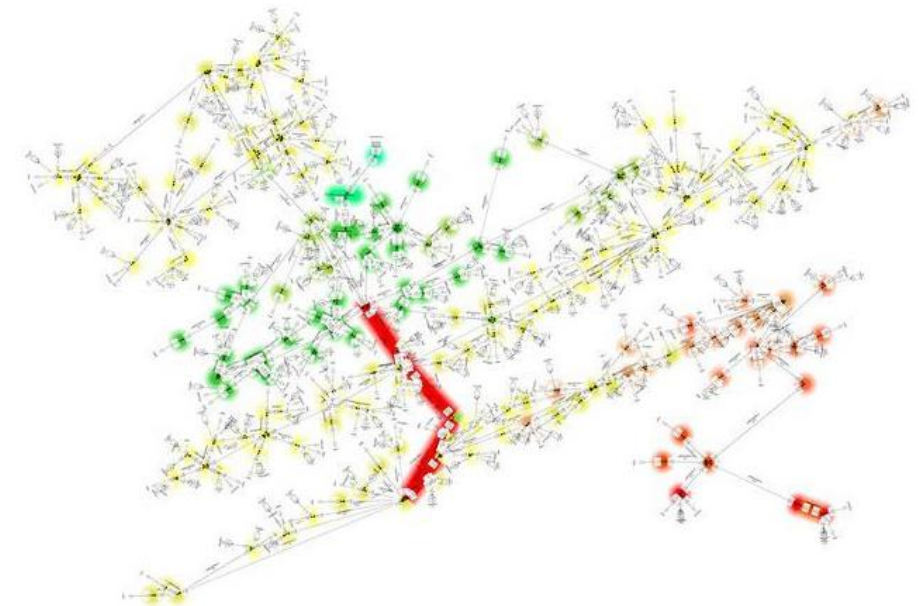
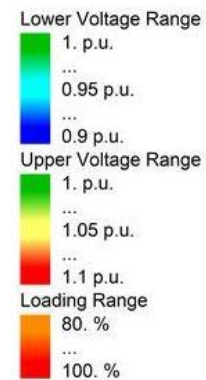


# Spitzenleistungen mittels netzdienlicher Speicher senken

- ▶ Auslastungsreduktion von Betriebsmitteln durch den Einsatz von Batteriespeichern (BESS)



Sommerszenario 2035, ohne BESS, 13:00 Uhr



Sommerszenario 2035, mit BESS, 13:00 Uhr

# Fazit (Überlast und Spannungsgrenzwertverletzungen)

- ▶ **Ausbau von PVA**
  - ▶ Besondere Beanspruchung des **vorstädtischen** und insbesondere des **ländlichen** Verteilnetzes
  - ▶ **Deutlicher Anstieg der Auslastungen** bis hin zu starken **Überlastungen**
  - ▶ **Spannungsgrenzwertverletzungen**
- ▶ **Elektrifizierung der Warmwasseraufbereitung** und viele, **langsam ladende Elektrofahrzeuge**
  - ▶ Akzentuierung der **abendlichen Lastspitze**
  - ▶ Teilweise **Spannungsgrenzwertverletzungen** im Winter
- ▶ **Q(U)-Regelung der PV-Anlagen**
  - ▶ Grossteil der **Spannungsgrenzwertverletzungen** (vorstädtisch 88 %) werden **verhindert**
  - ▶ Erzeugt jedoch einige **neue Überlastungen**

# Fazit (Batteriebetriebsarten)

- ▶ **Klassische Eigenverbrauchsoptimierung** (ohne intelligentes Lastmanagement)
  - ▶ Weder nennenswerte positive noch negative Effekte auf das Verteilnetz
- ▶ **Lastausgleichsregelung** mit deutlich positivem netzdienlichem Effekt
  - ▶ Verhindert viele Überlastungen und Spannungsgrenzwertverletzungen
  - ▶ Positiver Effekt ist im Sommer etwas grösser als im Winter (70 % der PVA, aber nur etwa 50 % der Gebäude/Haushalte mit Batterien ausgestattet) → die dezentrale Logik stösst hier an ihre Grenzen
- ▶ **Trafolastausgleich** mit ebenfalls deutlich positivem netzdienlichem Effekt
  - ▶ Ähnlich positive Effekte wie Lastausgleich auf Überlastungen und Spannungsgrenzwertverletzungen
  - ▶ Im Winter effektiver als Lastausgleichsregelung

# Fazit (Einfluss der Netzstruktur)

- ▶ Analysiertes, **vorstädtisches Netz** ist **sehr homogen**
  - ▶ **Überlastungen** entstehen besonders an **Hauptversorgungsleitungen** und an der **Trafostation**
  - ▶ **Trafolastausgleich** erzielt einen grösseren Effekt als die Lastausgleichsregelung
- ▶ Betrachtetes **städtisches** und **ländliches Netz** sind **inhomogener**
  - ▶ **Überlastungen** entstehen meist an **kritischen Zuleitungen zu diesen Anlagen**
  - ▶ **Lastausgleichsregelung** erzielt bessere Ergebnisse als der Trafolastausgleich
- ▶ **Technischer Wert der Batteriespeicher** ist **sehr punktuell**
  - ▶ **Einzelne Batteriespeicher** erzielen einen **grossen positiven, netzdienlichen Effekt**, andere nicht
  - ▶ **Je inhomogener** das Netz, desto relevanter sind einzelne, **«gut platzierte» Batteriespeicher**
- ▶ **Spannungsgrenzwertverletzungen**
  - ▶ Können in ihrer Gesamtheit nicht durch Netzdienlichkeit verhindert werden
  - ▶ **Andere Massnahmen** werden nötig sein

# Umsetzung des Algorithmus im Labor

# Das Prosumer-Lab der BFH





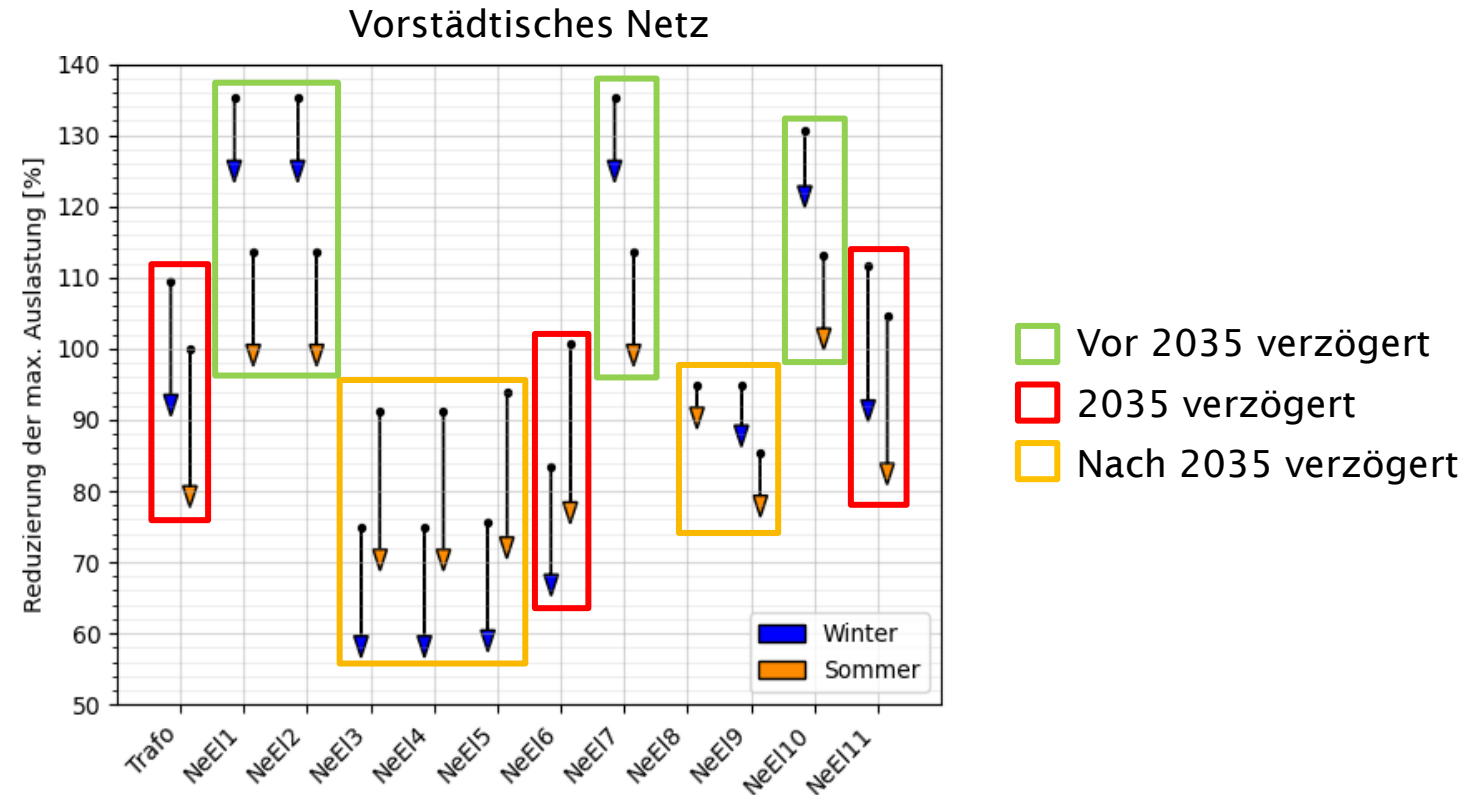
# Fazit (Umsetzung eines netzdienlichen Algorithmus)

- ▶ **Programmierung eines gut funktionierenden netzdienlichen Algorithmus**
  - ▶ Mit gut **überschaubarem Aufwand** machbar (im **Prosumer-Lab** umgesetzt)
- ▶ Der Algorithmus erzielt **gute Ergebnisse bezüglich Netzdienlichkeit und Eigenverbrauch**
- ▶ **Optimierungspotenziale** und **potenzielle technische Hürden** wurden aufgezeigt
  - ▶ Einbezug von **besseren Prognosen** für PV-Erzeugung und Verbrauch
  - ▶ Notwendige **Messwerte** müssen vorhanden sein
  - ▶ Möglichkeit zur **Kommunikation** mit den Komponenten zur Steuerung bzw. Datenauslesung
  - ▶ **Reaktionszeit** des Systems sollte möglichst kurz sein

# Technischer und finanzieller Wert netzdienlicher Speicher



# Technischer Wert der netzdienlichen Speicher



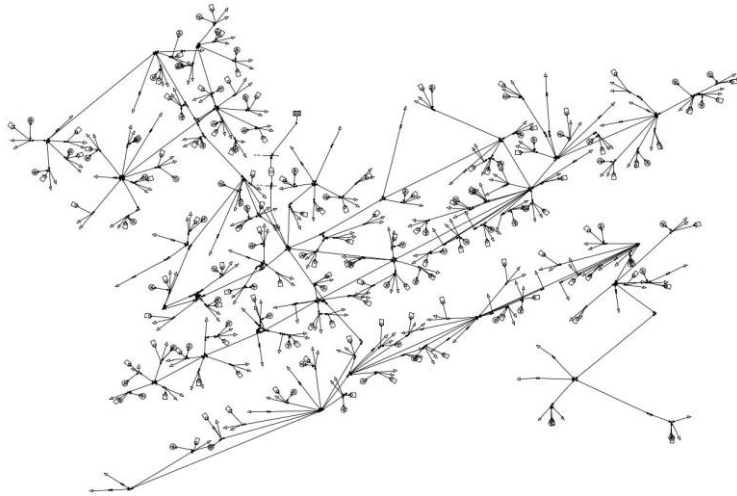
- ▶ Im Jahr 2035 können für den Trafo sowie zwei Leitungen sowohl im Winter als auch im Sommer Überlastungen verhindert werden (rote Umrahmungen)
- ▶ Erkenntnis: Spannungsgrenzwertverletzungen können nicht vollständig reduziert werden → Andere Massnahme wie bspw. Einsatz von RONT erforderlich

# Wert der netzdienlichen Speicher

	Vorstädtisch	Städtisch	Ländlich
<b>2035: Verhinderung von Überlast</b>	1 Trafo 2 Leitungen	2 Trafos 2 Leitungen	0 Betriebsmittel
<b>2020-2045: Verhinderung von Überlast</b>	1 Trafo 9 Leitungen	2 Trafos 3 Leitungen	5 Leitungen
<b>Durchschnittliche Verzögerung von Netzverstärkungen</b>	4.5 Jahre	5.5 Jahre	1.5 Jahre
<b>Finanzieller Wert (bei ElCom- Amortisation über 35/40 Jahre für Transformator und Leitungen)</b>	32'000 CHF	8'600 CHF	600 CHF
<b>Finanzieller Wert (bei technischer Lebensdauer von 50 Jahren)</b>	40'200 CHF	12'800 CHF	2'900 CHF
<b>Auftreten der meisten Verzögerungen</b>	2030-2040	Um das Jahr 2035	2029-2037

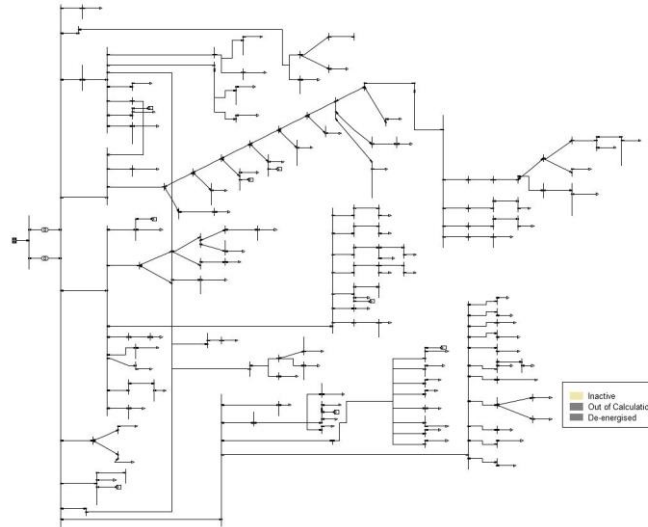
# Finanzieller Wert der netzdienlichen Speicher

## Vorstädtisch



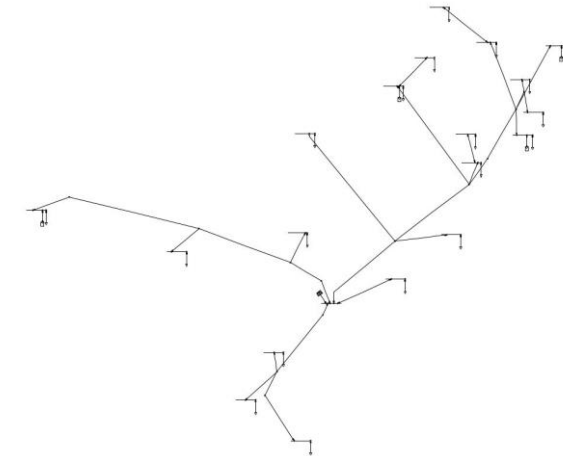
- ▶ 1.3-1.4 CHF pro kWh und Jahr
- ▶ 10-kWh-Speicher, 15 Jahre:  
195-210 CHF Zuschuss, einmalig

## Städtisch



- ▶ 0.6-0.9 CHF pro kWh und Jahr
- ▶ 10-kWh-Speicher, 15 Jahre:  
90-135 CHF Zuschuss, einmalig

## Ländlich



- ▶ 0.2-1.1 CHF pro kWh und Jahr
- ▶ 10-kWh-Speicher, 15 Jahre:  
30-165 CHF Zuschuss, einmalig

# Fazit (Wert der Netzdienlichkeit)

## ▶ Technischer Wert

- ▶ **Verzögerung von Netzausbau/Netzverstärkung** teilweise um mehrere Jahre (Schnitt: 5 Jahre)

## ▶ Finanzieller Wert

- ▶ Im Vergleich zu den Kosten von Batteriespeichern **eher gering**
- ▶ Genügt vermutlich nicht, um Batteriebesitzerinnen zur Netzdienlichkeit zu motivieren

## ▶ Starke Verbreitung von stationären Speichern und Batterien der Elektromobilität

- ▶ Könnte wertvolle **Optimierung im Stromsystem** ermöglichen
- ▶ Allenfalls Anreize durch stündlich variable **Tarife**



Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

[bfh.ch/energy](https://bfh.ch/energy)

[3D-Labor-Rundgang](#)

**BFH-Zentrum Energiespeicherung**  
Labor für Elektrizitätsnetze  
Aarbergstrasse 46  
CH-2503 Biel

Stefan Schori  
Steffen Wienands  
Ron Buntschu  
Michael Höckel

[sos1@bfh.ch](mailto:sos1@bfh.ch)  
[wns2@bfh.ch](mailto:wns2@bfh.ch)  
[bcr1@bfh.ch](mailto:bcr1@bfh.ch)  
[hkm1@bfh.ch](mailto:hkm1@bfh.ch)

# Anhang: Diverses aus dem Projekt



# BFH-Zentrum Energiespeicherung ([bfh.ch/energy](https://bfh.ch/energy))

- ▶ Ein unabhängiges, akademisches Energiespeicherforschungszentrum für die Schweiz im Dienste von Wissenschaft und Industrie



Testen und Charakterisieren von elektrochemischen **Energiespeichersystemen**



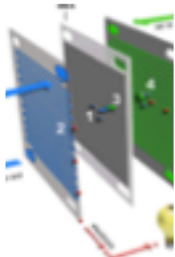
**Batterie- und Energie-Management-Systeme** sowie Einsatz von Energiespeichern in der **Mobilität**



Entwicklung von **Herstellungstechnologien** für Batteriezellen und Batteriesysteme



Einsatz von elektrischen Energiespeichern im **Stromnetz** zwecks Integration erneuerbarer Energiequellen wie **PV-Anlagen**

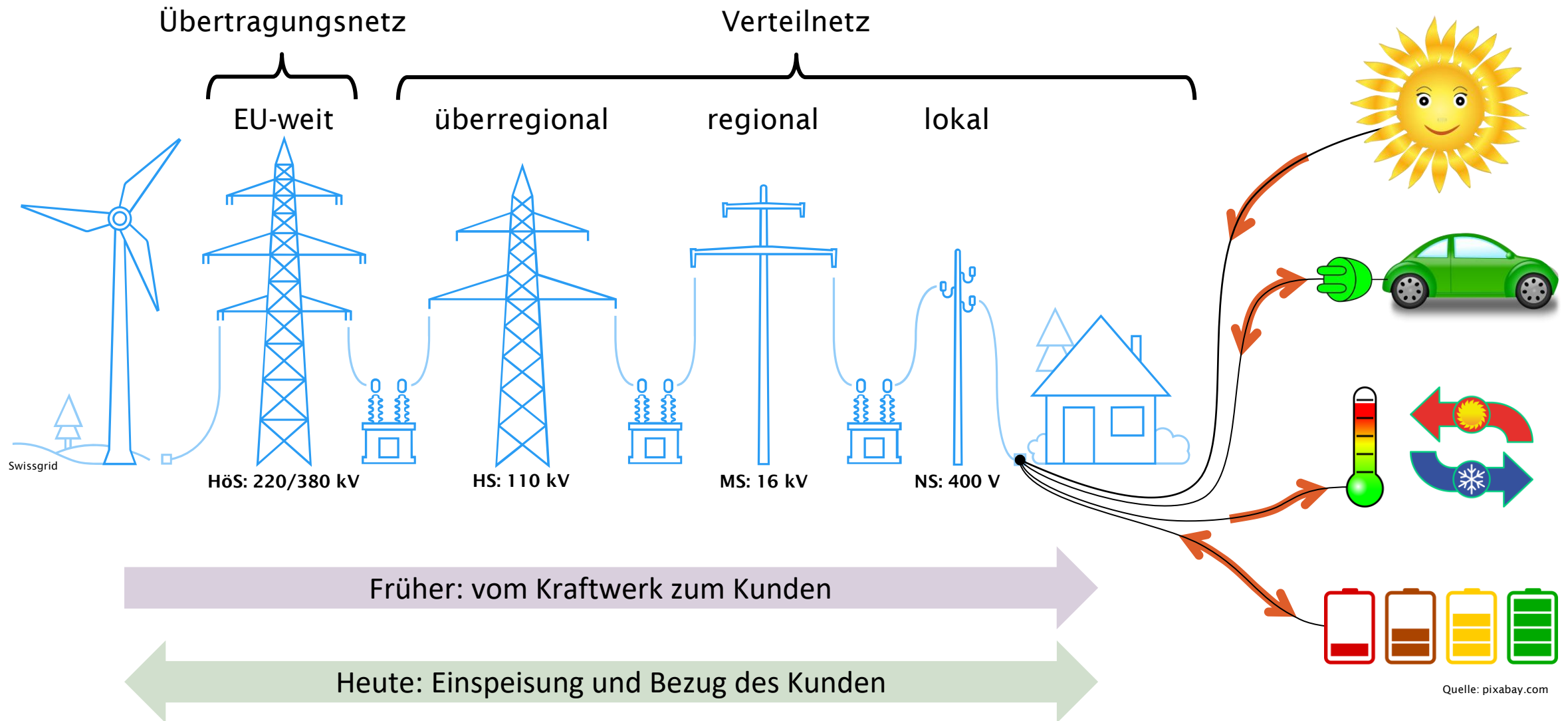


Anwendung und Integration von dezentralen und mobilen **Brennstoffzellensystemen**



Analyse von **Innovations-Ökosystemen** zur Diffusion von Batteriespeichertechnologien, um die Energiewende zu ermöglichen

# Die Stromversorgung früher und heute





# Simulierte Szenarien

- ▶ 21 simulierte Szenarien (vorstädtisch und ländlich), 18 Szenarien für städtisch
- ▶ Städtisches Netz ohne Q(U)

Szenarien			Simulierter Tag		Profile und Parametervariation							EMS-Algorithmen				Q(U) Spannungsh.	
Kategorie	Nummer	Kurzbeschreibung	Sommer	Winter	IST	2035						Eigenverbrauch- opt. (EVO)	P(U)	Lastausgleich (LA)	Trafolast- ausgleich (TLA)	PV Q(U)	
						BASE	Load +10%	Load -10%	EFZ +10%	EFZ -10%	BESS High					BESS Low	ON
IST	S01	IST Sommer	X		X												X
	S02	IST Winter		X	X												X
Kein BESS	S03	Kein BESS Sommer	X			X										X	
	S04	Kein BESS Winter		X		X											X
	S05	Kein BESS, kein Q(U)	X			X											X
Varianten	S11	LOAD H		X			X							X			X
	S12	LOAD L	X				X							X		X	
	S13	EFZ H		X				X						X			X
	S14	EFZ L	X						X					X		X	
	S15	BESS H Sommer	X							X				X		X	
	S16	BESS L	X								X			X		X	
	S17	BESS H Winter		X						X				X			X
EVO	S21	Sommer	X			X					X					X	
Lastausgleich	S31	Sommer	X			X								X		X	
	S32	Winter		X		X								X			X
	S33	Kein Q(U) Sommer	X			X								X			X
P(U)	S41	Sommer	X			X							X			X	
	S42	Winter		X		X							X				X
Trafolastausgleich	S51	Sommer	X			X								X		X	
	S52	Winter		X		X								X			X
	S53	Kein Q(U) Sommer	X			X								X			X

# Abschätzung des finanziellen Werts

- 1) Wert bis zum Erreichen der Abschreibungsdauer
    - ▶ Transformatoren: 35 Jahre
    - ▶ Niederspannungs-Leitungen: 40 Jahre
  
  - 2) Wert bis zum Erreichen der technischen Lebensdauer
    - ▶ Transformatoren: 50 Jahre
    - ▶ Niederspannungs-Leitungen: 50 Jahre
- ▶ Durch die Variante 2) erhöht sich der Wert der dezentralen Speicher

# Anhang: Labortests und Simulation eines netzdienlichen Algorithmus

# BYD-Batterie mit KOSTAL-Wechselrichter

- ▶ BYD-Batterie: 10.2 kWh, 10.2 kW (begrenzt durch KOSTAL-WR: 6 kW DC-Eingang)
- ▶ Kann maximal auf einen SOC von 20 % entladen werden

## Steuerung:

- ▶ Über externen PC via Ethernet
- ▶ NDA mit KOSTAL unterzeichnet
- ▶ Könnte z. B. auch in einem externen EMS implementiert werden

## Batterie-Messwerte:

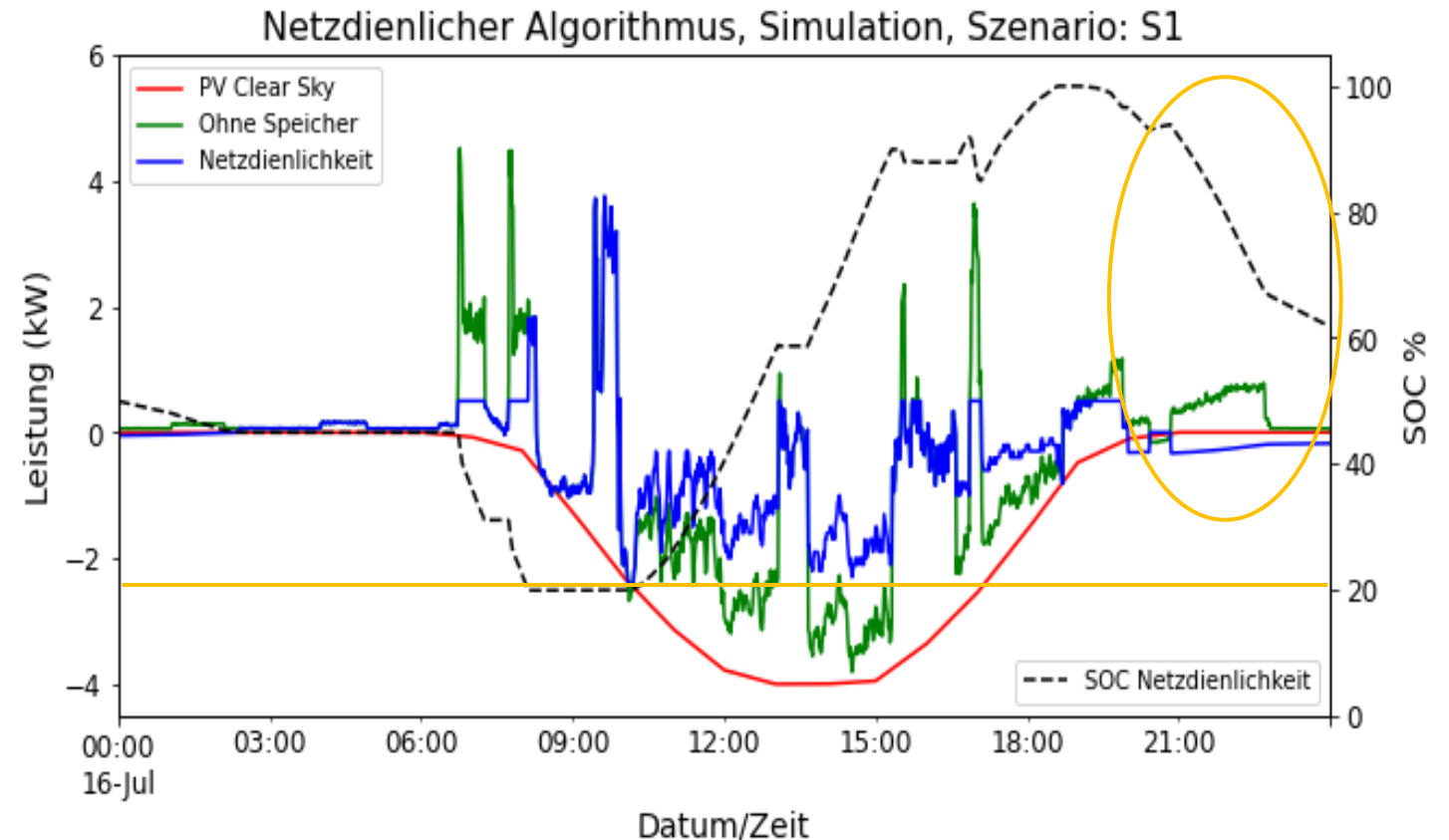
- ▶ Abfrage vom PC via Ethernet



# Programmierung des netzdienlichen Algorithmus

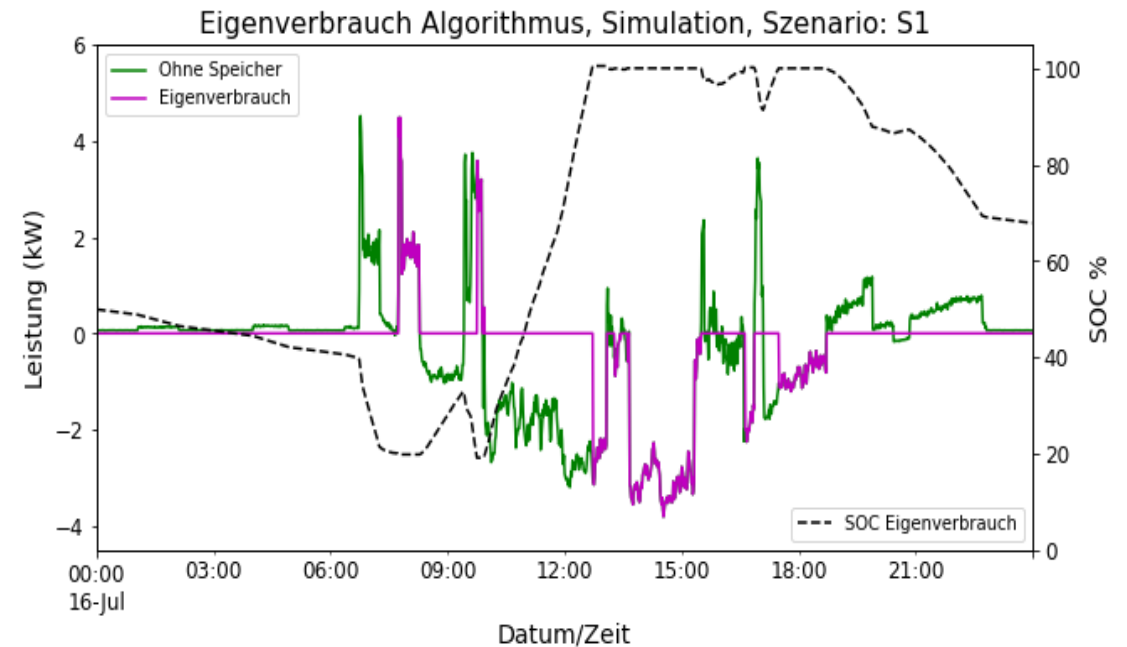
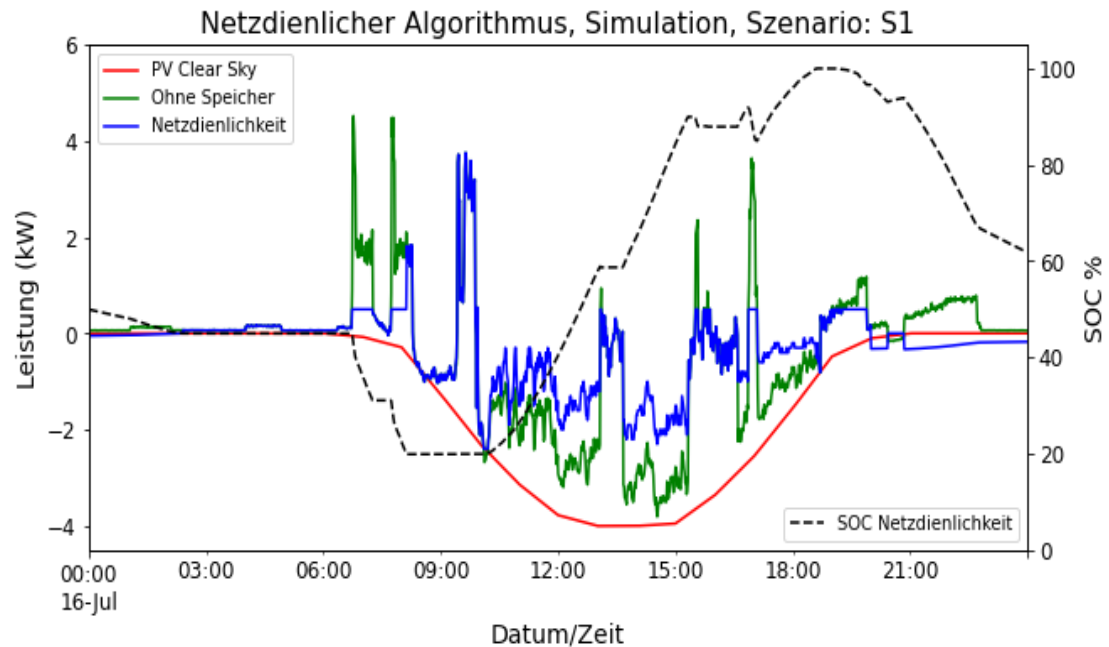
Lade-/Entladeleistung [kW]:	5
Batteriespeicher Kapazität [kWh]:	5

- ▶ Clear-Sky-Profil: Sonneneinstrahlung an einem wolkenlosen, «wetterfreien» Tag (Maximale PV-Erzeugung)
- ▶ Lastprognose basierend auf historischen Werten (Vorwoche, gleicher Wochentag)
- ▶ Ursprünglicher Grenzwert für PV-Speicherung gemäss Clear-Sky-Profil
- ▶ Entladung über Nacht um Speicher für kommenden Tag (PV) vorzubereiten



# Programmierung des netzdienlichen Algorithmus

Lade-/Entladeleistung [kW]:	5
Batteriespeicher Kapazität [kWh]:	5

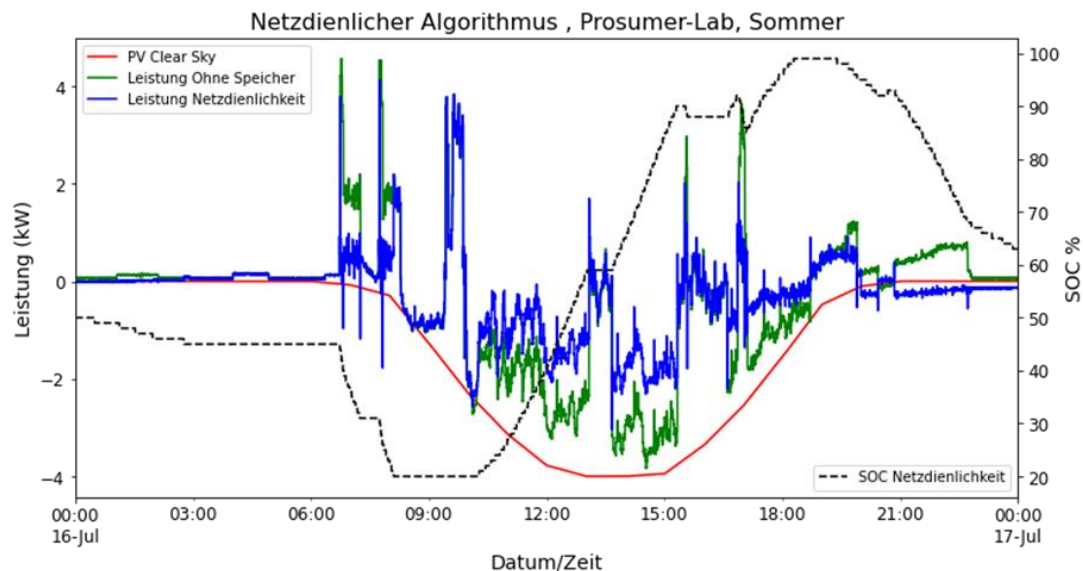


- ▶ PV- und Lastspitzen können gut geschnitten werden
- ▶ Prognostizierbarkeit der Last besonders schwierig
- ▶ Morgendliche Lastspitze kann aufgrund zu geringem Ladezustand nicht gekappt werden

# Netzdienlicher Algorithmus: Emulation & Simulation

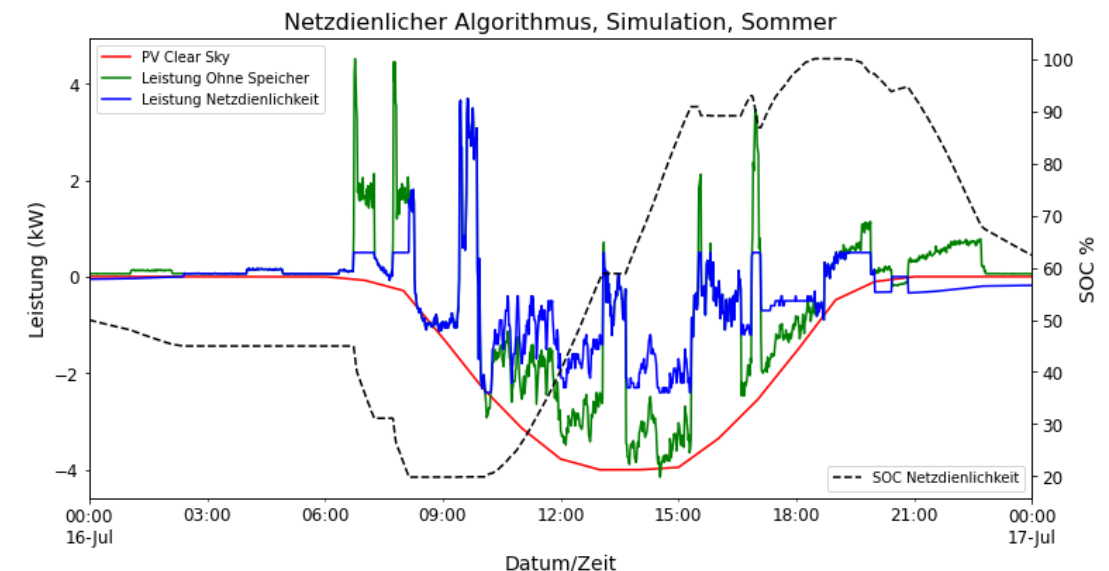
## ▶ Labortest (Emulation)

6.2 kWh, 5 kW (eingestellte Max.-Werte)



## ▶ Simulation

6.2 kWh, 5 kW (eingestellte Max.-Werte)

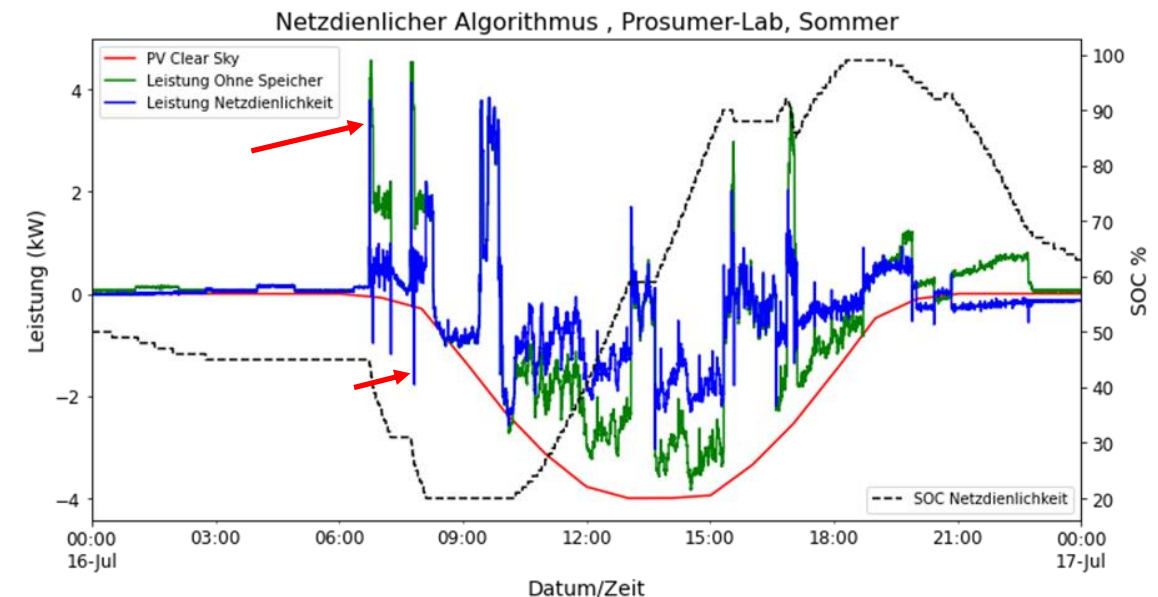


- ▶ Der Algorithmus steuert die Batterie wie es die Simulation erwarten liess (Verlauf SOC)
- ▶ Die Kapazität der Batterie beträgt nur noch ca. 6.2 kWh statt 10.2 kWh => starke Alterung durch Lagerung bei 100%! Lithium-Batterien sollten ca. bei 50 % SOC gelagert werden.
- ▶ Der gemessene Wirkungsgrad der Batterie (DC) beträgt 88 %. Dieser Wert ist zu berücksichtigen.
- ▶ Leichte Abweichung des Vorgabeprofils (grün) von der Simulation wegen der Systemgenauigkeit



# Funktionstests im Prosumer-Lab

- ▶ Durch die Reaktionszeit der Batterie (ca. 5 s) entsteht eine Verzögerung gegenüber der Simulation
- ▶ Bei Leistungssprüngen durch kurzzeitige Peaks sichtbar, insbesondere durch schnelle Laständerungen erzeugt
- ▶ Energieinhalt dieser Anpassungspeaks sehr gering
- ▶ In der Praxis sollte es möglich sein, ein Verhalten welches der Simulation näher ist zu erhalten (Implementation direkt auf Steuerungssystem)
- ▶ Sollte auf Verteilnetzebene ein geringes Problem darstellen – geringe Wahrscheinlichkeit von Überlagerungen mehrerer solcher Spitzen aus unterschiedlichen Haushalten
- ▶ Potenzielle Hürden bei der technischen Umsetzung werden aufgezeigt



- ▶ Labortest (Emulation): 6.2 kWh, 5 kW