

## **MBS+**

# **Entwicklung eines dezentral organisierten Kleinspeicher-Netzwerks zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen**

### **Science Brunch Smart Grids**

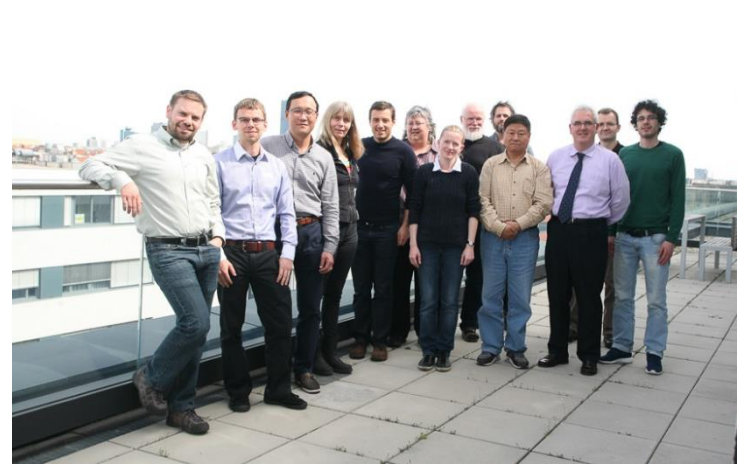
29. Jänner 2018 | 10:00 Uhr | Ars Electronica

Kurt Leonhartsberger, MSc.



## FH Technikum Wien – Institut für Erneuerbare Energie

- Standort ENERGYbase
- Bachelor-Studium "Urbane Erneuerbare Energietechnologien" und Master-Studium „Erneuerbare Urbane Energiesysteme“ mit mehr als 300 Studierenden
- angewandte F&E auf dem Gebiet der Erneuerbaren Energie mit derzeit etwa 25 nationalen und europäischen Forschungsprojekten
- Schwerpunkte: Batteriespeichersysteme, Kleinwind, PV, Nachhaltigkeit
- aktive Mitarbeit in Arbeitsgruppen der Internationalen Energie Agentur (IEA Wind und PVPS) sowie diversen Technologieplattformen



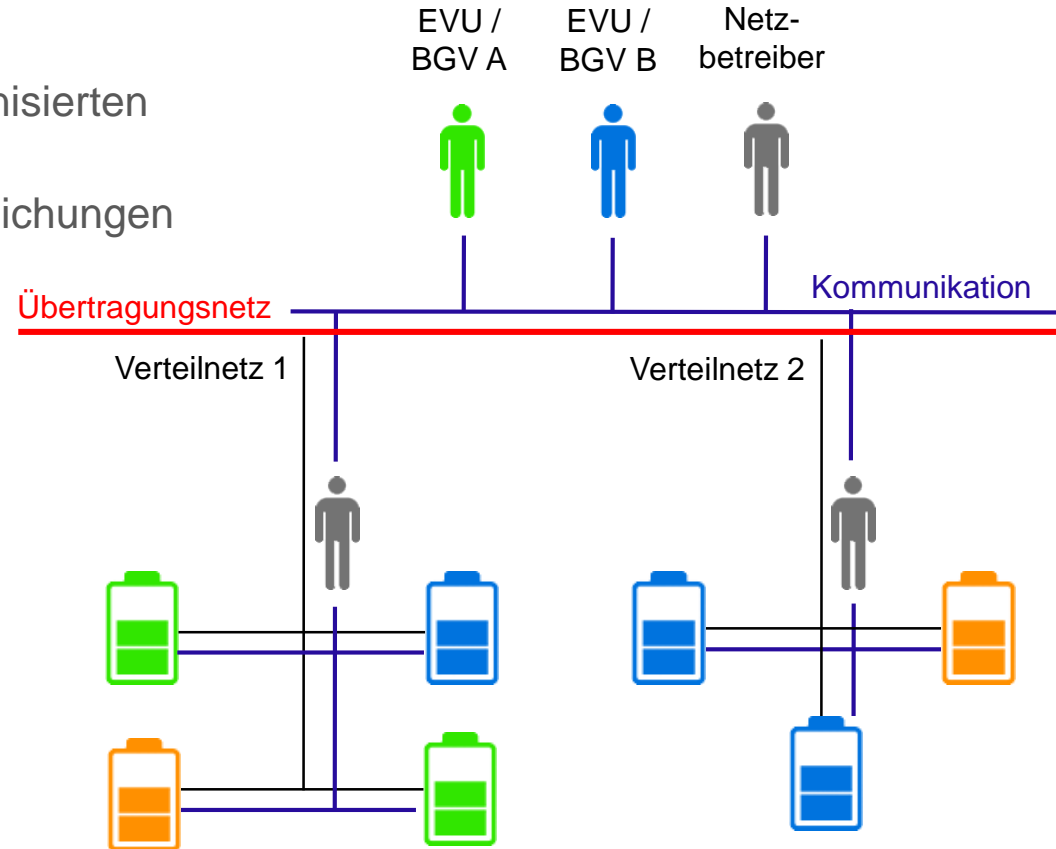
## Sondierung: MBS+



- Entwicklung eines dezentral organisierten Heimspeicher-Netzwerks (BSN)
- zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen einer Bilanzgruppe

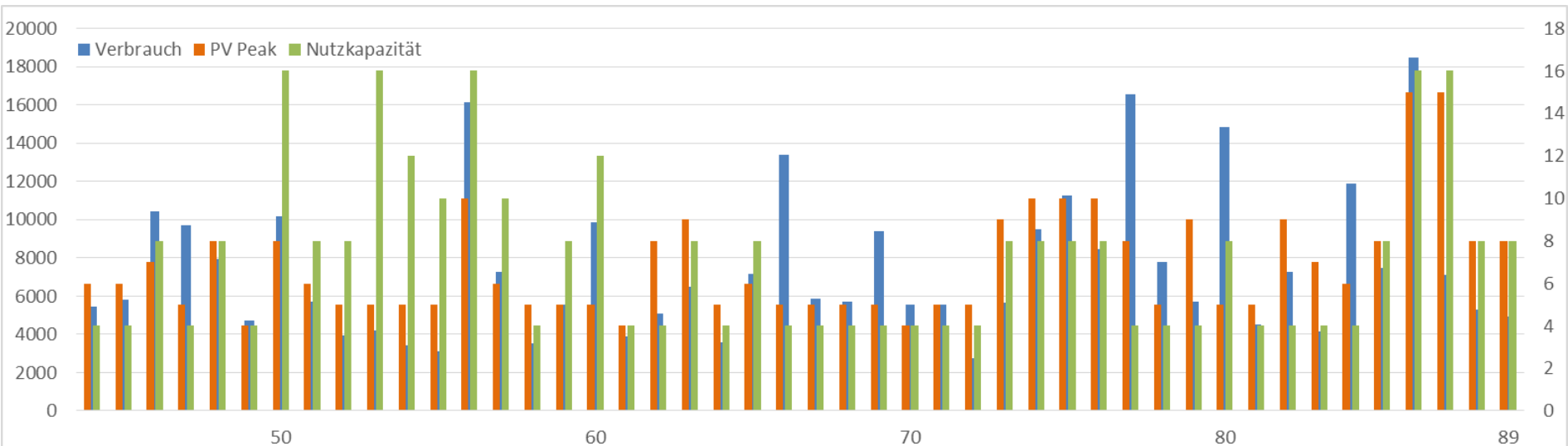
### Technische Umsetzung

- keine zentrale Intelligenz oder Verwaltung
- dezentrale Entscheidungsfindung
- Berücksichtigung von Eigeninteressen



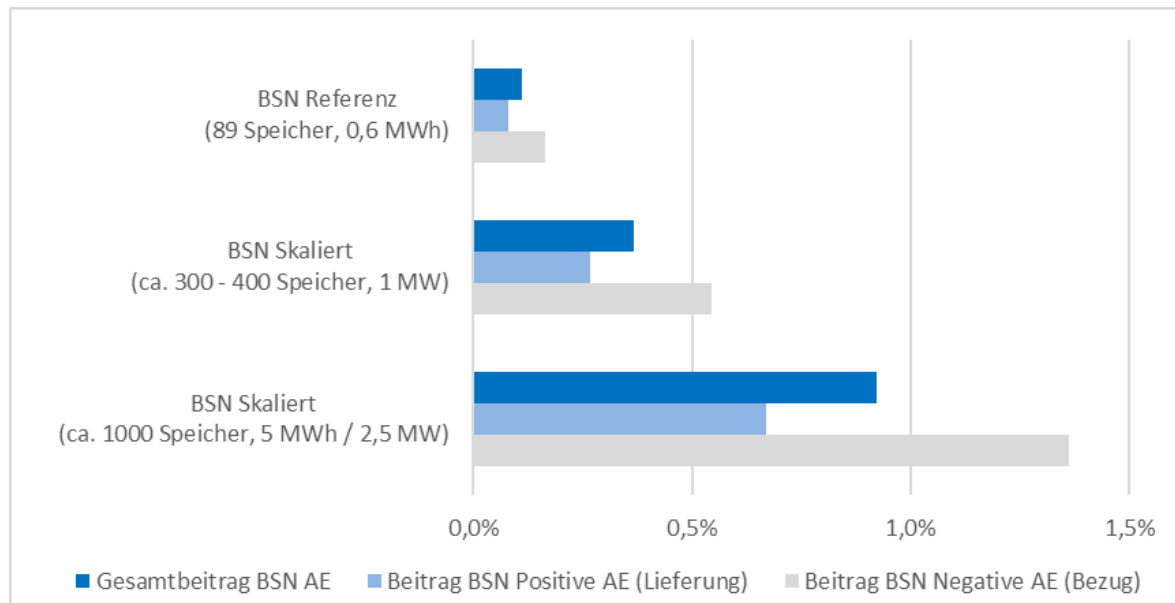
## Rahmenbedingungen und Datengrundlage

- Regelzonendelta der APG
- gemessene, anonymisierte Erzeugungs- und Lastprofile (im 15 min Intervall) ausgewählter Prosumer (Haushalte und Gewerbebetriebe)
- Betrachtungszeitraum: 01.10.2015 bis 30.09.2016
- Nutzbare Speicherkapazität 602 kWh (Ø 6,76 kWh)
- PV Erzeugungsleistung 610 kWp (Ø 6,85 kWp)



Speichernutzkapazität, PV Nennleistung und Verbrauch der für die Potenzialabschätzung ausgewählten Privathaushalte und Gewerbebetriebe (49 von 89)

## Energietechnisches Potenzial



Möglicher Beitrag eines Speichernetzwerks unterschiedlicher Größe zur Reduktion des Ausgleichsenergiebedarfs der gewählten Bilanzgruppe

### Ausgleichsenergiebedarf fiktive Bilanzgruppe „APG“

- Betrachtungszeitraum 01.10.2015 bis 30.09.2016
- Negative AE: 334 GWh/a (BG ist überdeckt)
- positive AE: 584 GWh/a (BG ist unterdeckt)

- Hochrechnung: ca. 100.000 Heimspeicher um AE-Bedarf um ca. 90 % zu reduzieren
- > 360.000 Speicher à 5 kWh / 2,5 kW um 15-min Leistungsspitzen (ca. 900 MW) zu decken

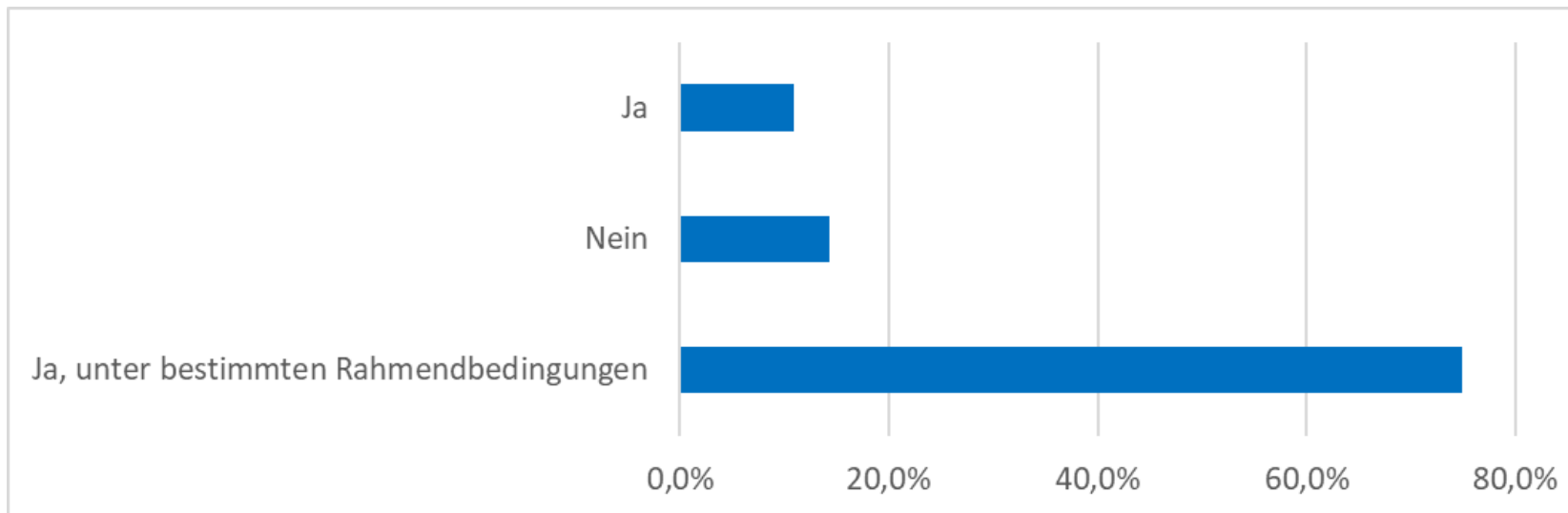
## Gesellschaftliches Potenzial

- Online-Befragung: <http://technikum-wien.at/befragung>
- Aussendung an knapp 20.000 BetreiberInnen einer PV-Anlage und/oder eines Heimspeichers
- 2.299 Rückmeldungen  
 davon 257 BetreiberInnen eines Heimspeichersystems

Wir bedanken uns bei



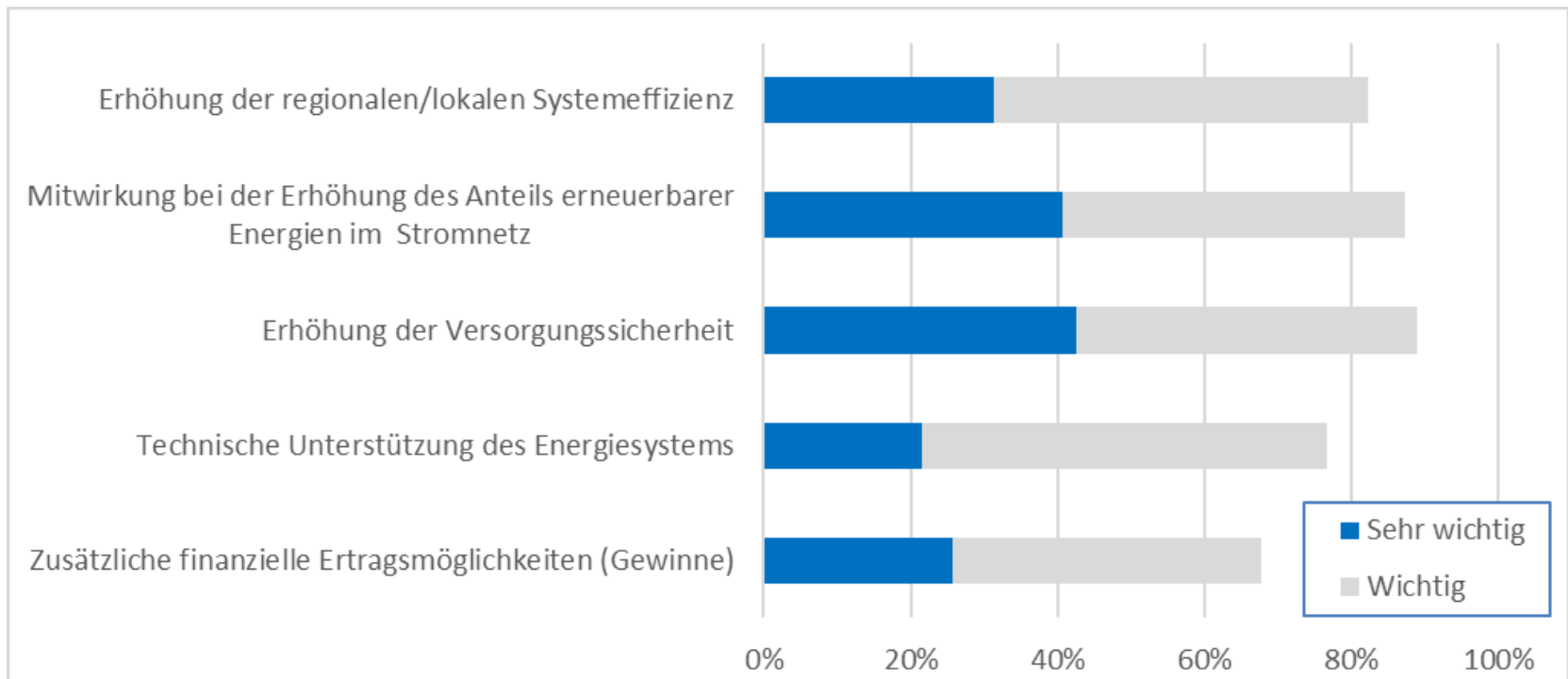
Das Land  
Steiermark



Bereitschaft von PV- und HeimspeicherbetreiberInnen externe Zugriffe z. B. durch den/die NetzbetreiberIn zu akzeptieren  
 (Quelle: eigene Darstellung)

## Gesellschaftliches Potenzial

Wie wichtig wären Ihnen folgende Aspekte (Chancen) bei Ihrer Entscheidung zur Teilnahme an einem an einem netz- und/oder systemdienlichen Heimspeichernetzwerk?



Gewünschte vertragliche Rahmenbedingungen bei einer Teilnahme an einem netz- und/oder systemdienlichen Heimspeichernetzwerk (n=1.972)

# Finanzielle Auswirkungen auf Prosumer und Bilanzgruppe

## Referenzszenario

- eigenverbrauchsoptimiert
- keine Bereitstellung von AE

## Szenario 1

- nur 1 Smart Meter
- Bezug: 20,12 Cent / kWh
- Einspeisung: 6,5 Cent/kWh

## Szenario 2

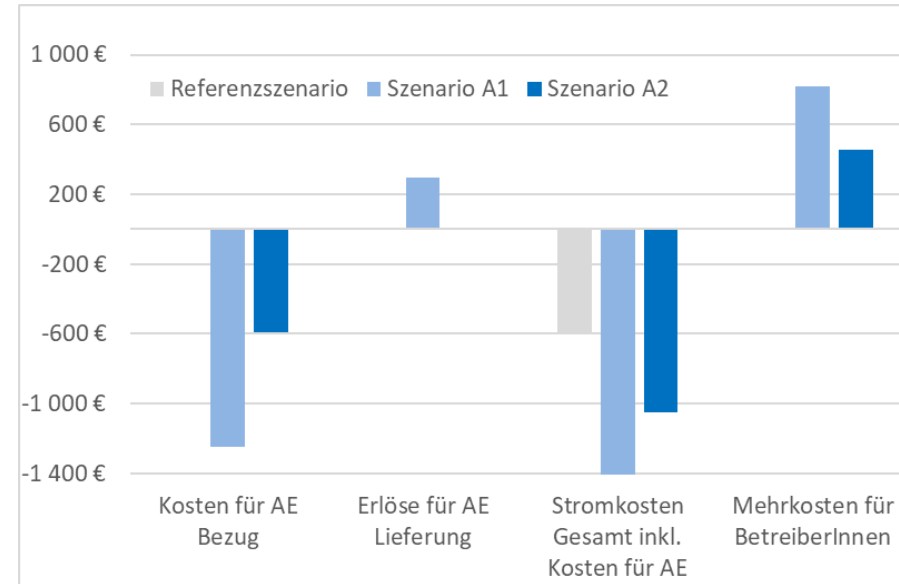
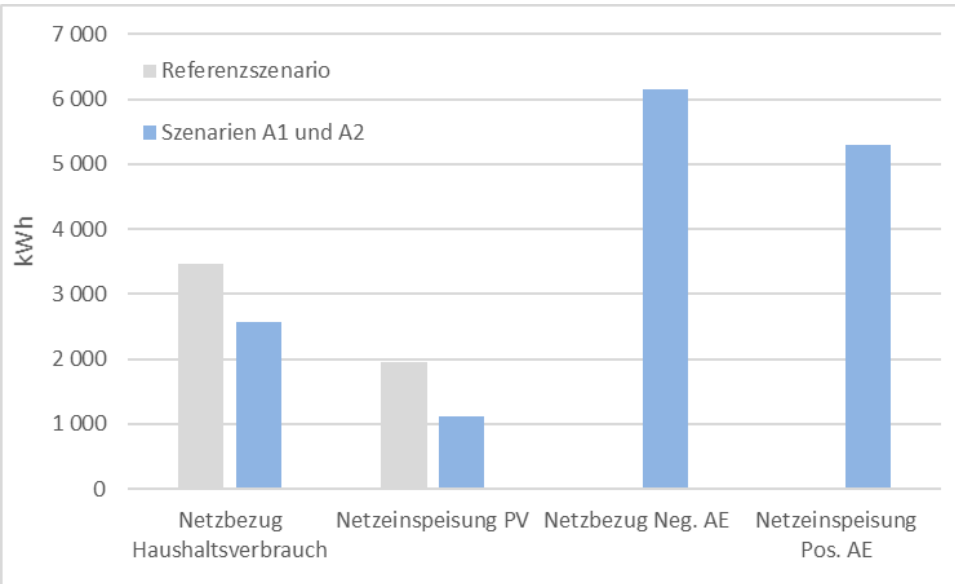
- 2 Smart Meter
- Bereitstellung von AE (Bezug und Lieferung) wird separat erfasst und verrechnet

## Annahmen

- Strompreis (inkl. MWSt.)  
20,12 Cent / kWh
- Einspeisevergütung PV  
6,5 Cent/kWh
- Ausgleichsenergie Bezug  
9,31 Cent/kWh
- Ausgleichsenergie Lieferung  
0 Cent/kWh



## Finanzielle Auswirkungen auf die BetreiberInnen

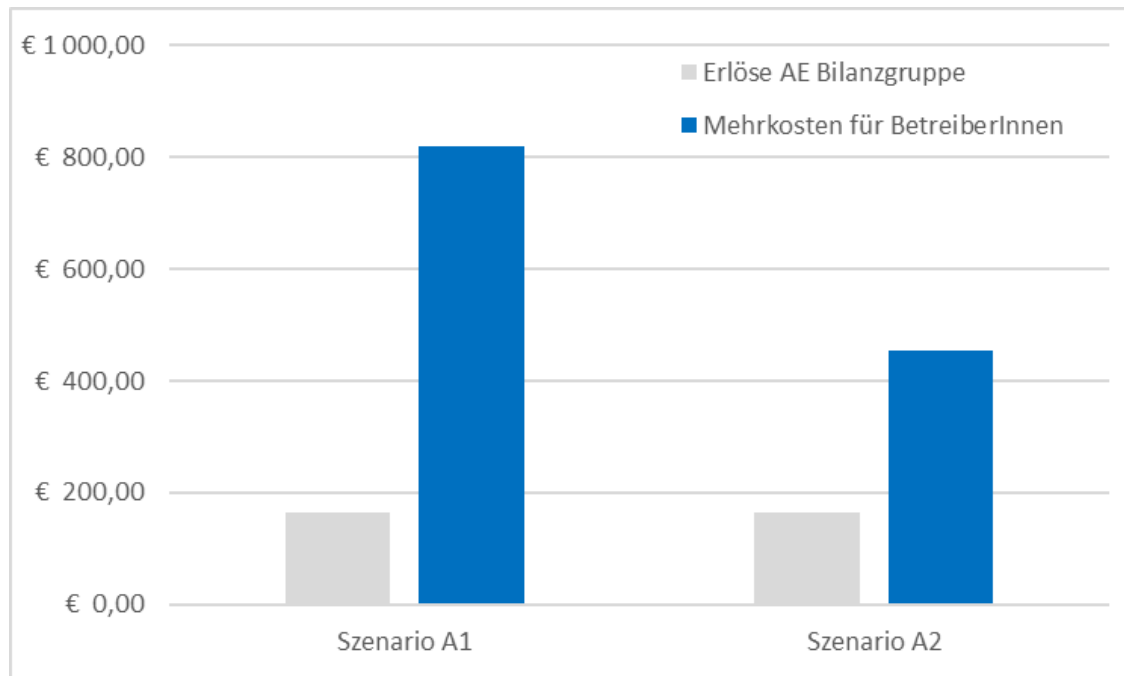


Vergleich von jährlichem Energiebezug bzw. Energielieferung und der damit verbundenen Kosten eines durchschnittlichen Prosumers im Referenzszenario und in den Szenarien 1 und 2 bei einer Teilnahme am Speichernetzwerk (Quelle: Endbericht MBS+)

Nicht berücksichtigt:

- Kosten für zusätzliche Speichernutzung

## Finanzielle Auswirkungen auf die Bilanzgruppe



Jährliche Erlöse (der Bilanzgruppe) und Mehrkosten eines durchschnittlichen Prosumers in den Szenarien A1 und A2. Die Mehrkosten beziehen sich auf das Referenzszenario. (Quelle: Endbericht MBS+)

Nicht berücksichtigt:

- Finanzielle Auswirkungen auf EVUs z. B. durch verminderte Stromverkäufe oder Vergütung zusätzlicher PV Einspeisung

## Änderung der rechtl./regulat. Rahmenbedingungen

### Szenario A1

- Kosten Bezug neg. AE  
20,12 Cent / kWh
- Erlös Lieferung pos. AE  
6,5 Cent / kWh

### Szenario A2

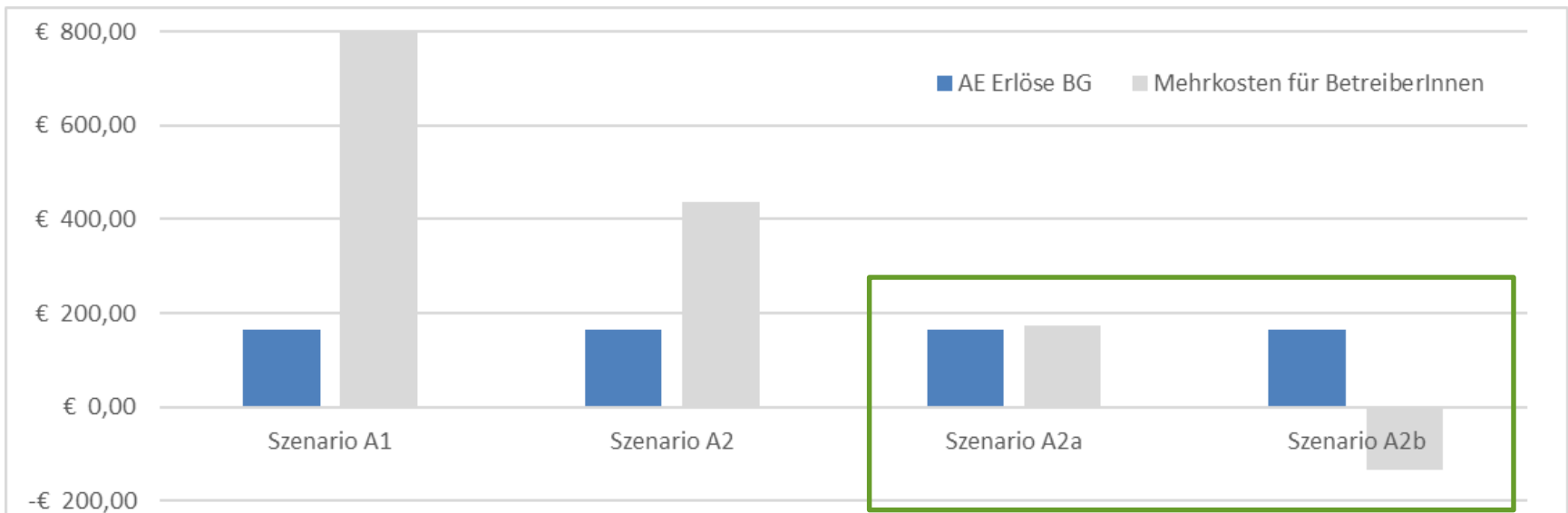
- Kosten Bezug neg. AE  
9,31 Cent / kWh
- Erlös Lieferung pos. AE  
0 Cent / kWh

### Szenario A2a

- Kosten Bezug neg. AE  
5 Cent / kWh
- Erlös Lieferung pos. AE  
0 Cent / kWh

### Szenario A2b

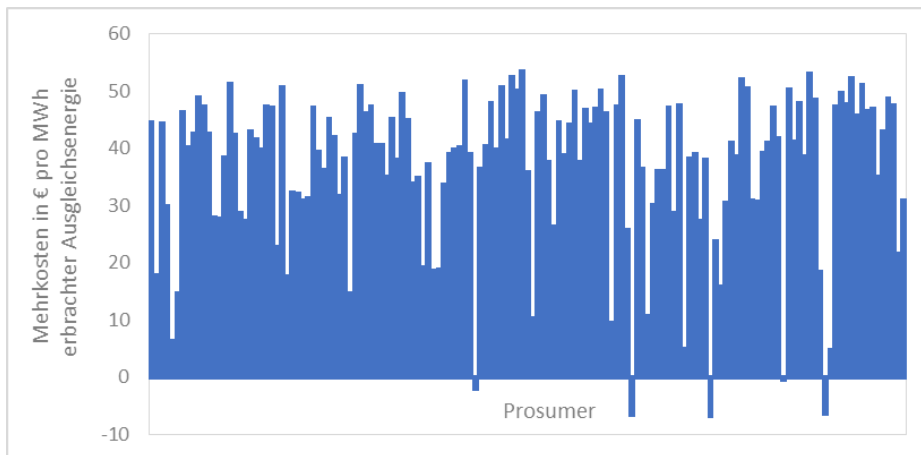
- Kosten Bezug neg. AE  
0 Cent / kWh
- Erlös Lieferung pos. AE  
0 Cent / kWh



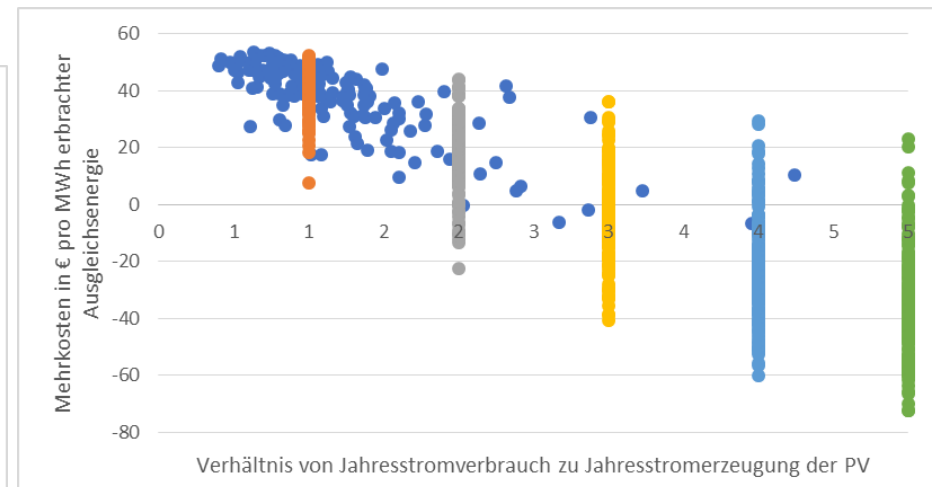
Jährliche Erlöse (der Bilanzgruppe) und Mehrkosten eines durchschnittlichen Prosumers für ausgewählten Szenarien  
 Die Mehrkosten beziehen sich auf das Referenzszenario. (Quelle: Endbericht MBS+)

## Resümee und Ausblick

- Relevanter Beitrag zur Reduktion des Ausgleichsenergiebedarfs möglich
- Bereitschaft der BetreiberInnen unter bestimmten Rahmenbedingungen vorhanden
- Wirtschaftlicher Betrieb grundsätzlich möglich
- Mehrkosten für Prosumer variieren, Erlöse bei Prosumern mit hohem Verbrauch und geringer PV Erzeugung möglich



Mehrkosten für jeden der untersuchten Prosumer in EUR pro MWh erbrachter Ausgleichsenergie (eigene Darstellung)



Mehrkosten der untersuchten Prosumer in EUR pro MWh erbrachter Ausgleichsenergie für verschiedene Kombinationen aus Verbrauch und PV Erzeugung (eigene Darstellung)

## Danke für Ihre Aufmerksamkeit!



Kurt Leonhartsberger, MSc

FH Technikum Wien, Institut für Erneuerbare Energie

Mail: [kurt.leonhartsberger@technikum-wien.at](mailto:kurt.leonhartsberger@technikum-wien.at)

Telefon: +43 664 619 25 86

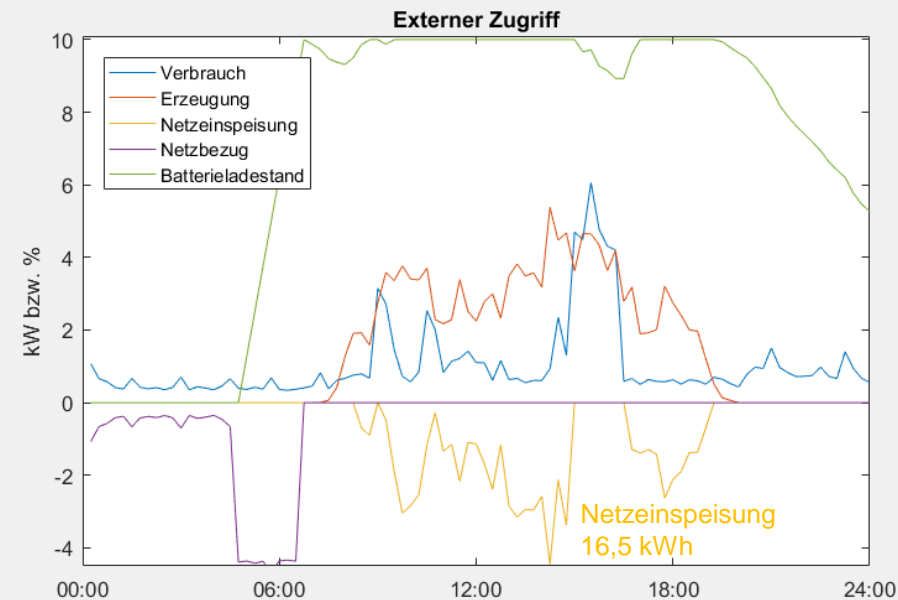
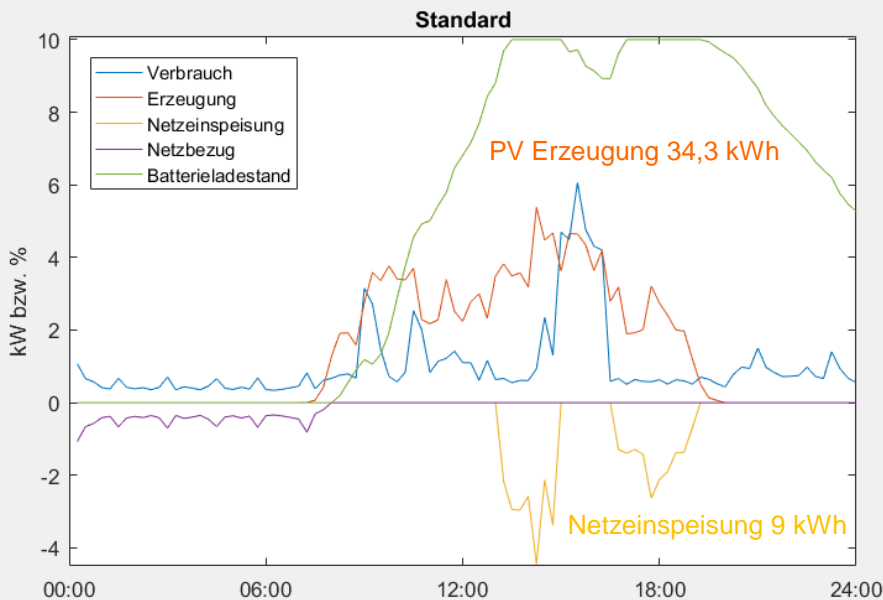


Das Projekt „MBS+ Entwicklung eines dezentral organisierten Kleinspeicher-Netzwerks zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen“ (FFG-Nummer 853674) wurde aus Mitteln des Klima-und Energiefonds im Rahmen der 2. Ausschreibung des Technologie-entwicklungsprogramms „Energieforschung“ gefördert.

## Auswirkungen auf die BetreiberInnen

- Reduktion der Lebensdauer
- Konflikt mit Eigeninteressen  
z. B. Eigenverbrauch vs. Netzeinspeisung

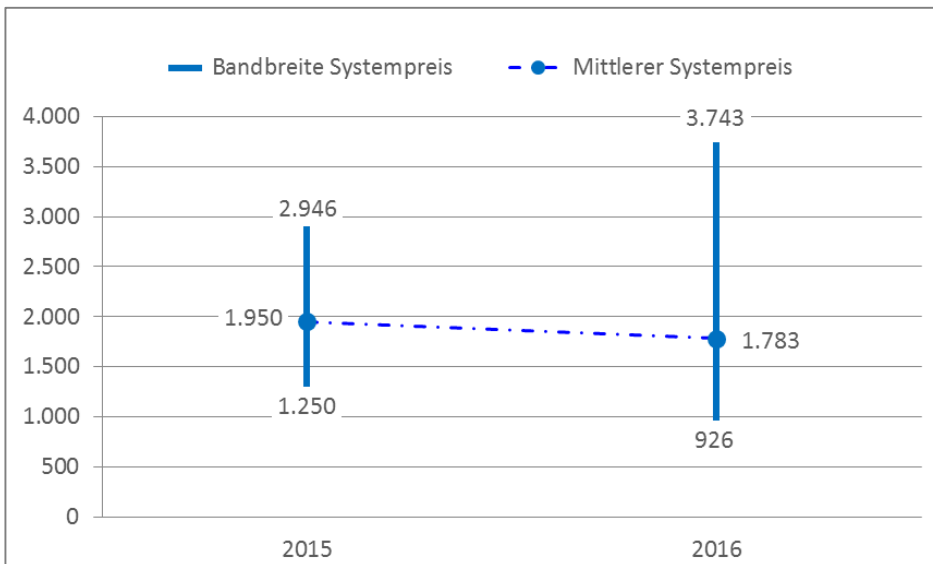
- Haushalt mit 8 kWp PV
- Jahresverbrauch 6.500 kWh
- Tagesverbrauch 25 kWh (Sommer 2016)
- Batteriespeicher 8 kWh nutzbare Speicherkapazität



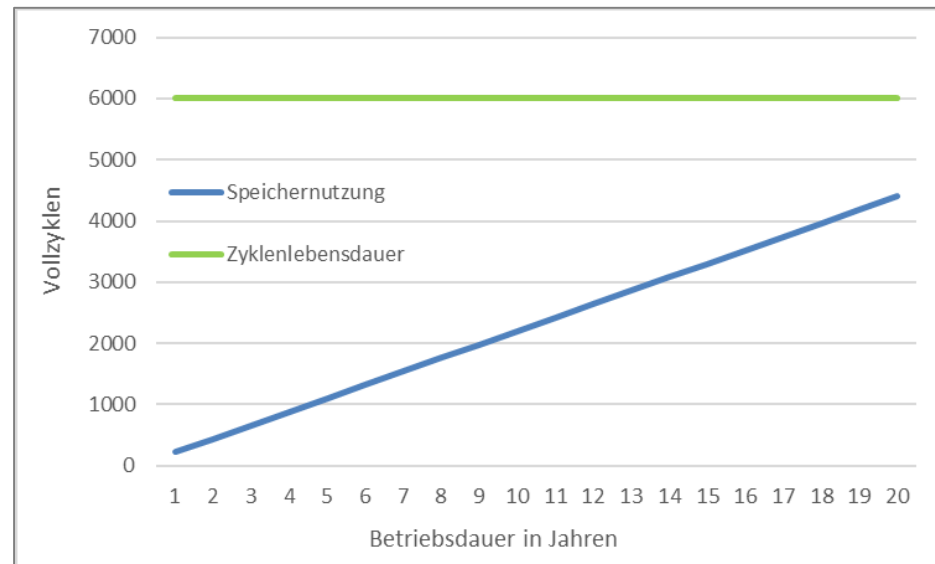
# Resümee und Ausblick

## Vollzyklen

- Referenzszenario: 217,6 Vollzyklen
- Szenarien 1 und 2: 780 Vollzyklen (+ 562,4 Vollzyklen)



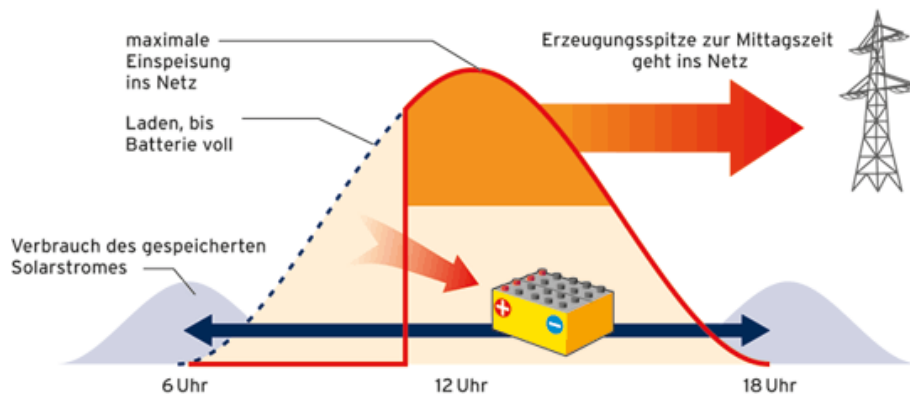
Mittelwert und Bandbreite fertig installierter Systempreise für PV Heimspeichersysteme (2015 - 2016), Werte exkl. MWSt.; Anzahl der Nennungen: 2015: n=55, 2016: n=49. Quelle: Erhebung Technikum Wien



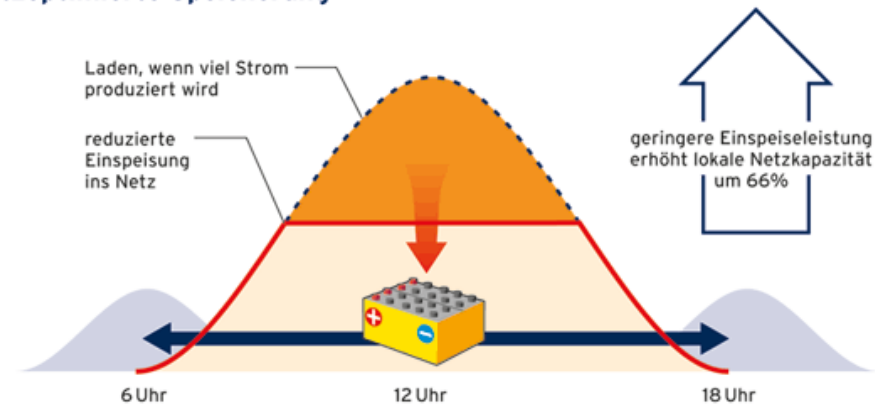
Speichernutzung bei eigenverbrauchsoptimierter Bewirtschaftung (eigene Darstellung)

## Netz- und Systemdienlichkeit?

### konventionelle Speicherung



### netzoptimierte Speicherung

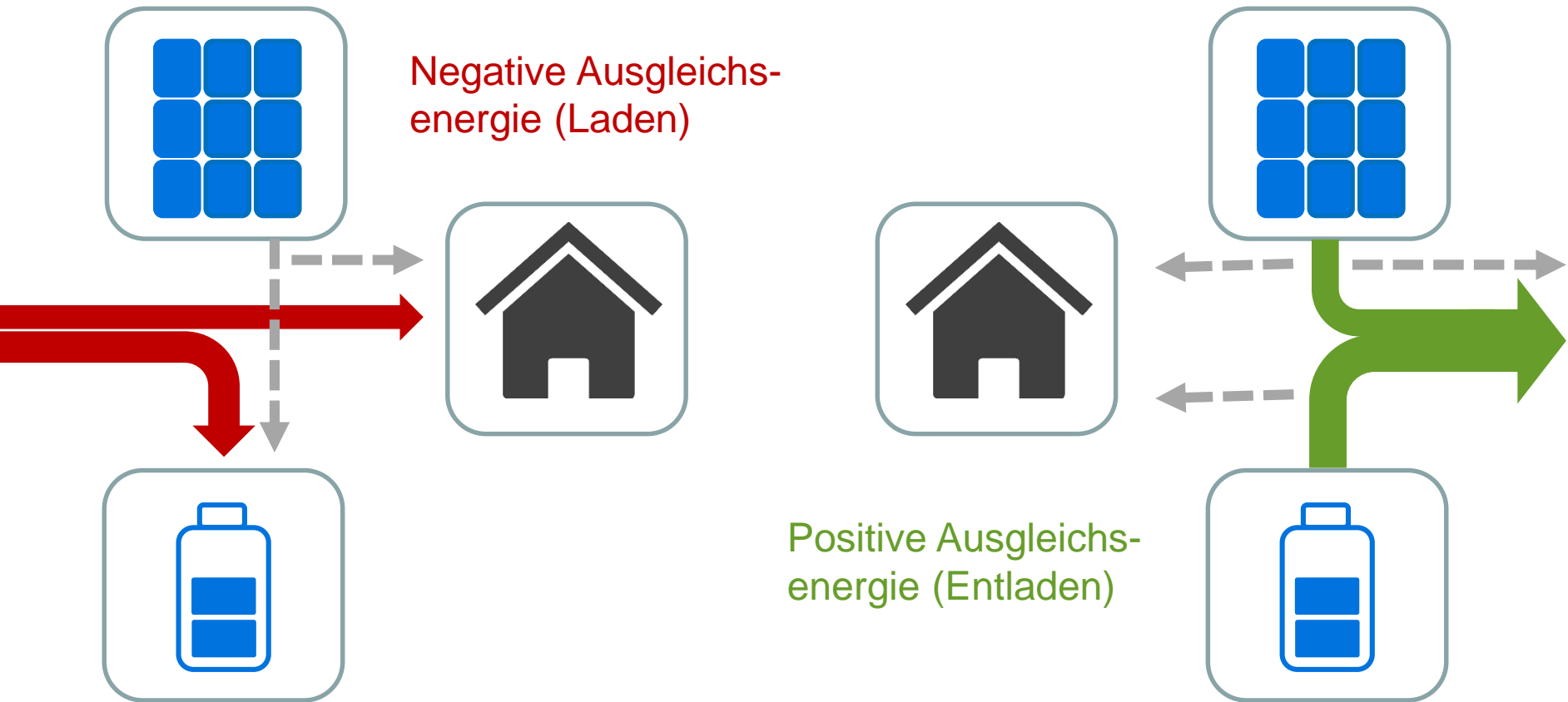


Konventionelle, eigenverbrauchsoptimiert Betriebsführung von PV-Heimspeichersystemen (Bundesverband Solar e. V., 2013)

- Netzentlastung erst durch dauerhafte Reduktion der max. PV-Einspeiseleistung
- Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Netze um bis zu 66 % (ohne Netzausbau) bei Reduktion der max. PV Einspeiseleistung auf 60 %
- Vorausschauende Bewirtschaftung reduziert Abregelungsverluste von 7 % auf 1 %



## Reduktion von Fahrplanabweichungen



Nicht berücksichtigt:

- Abregelung PV, Flexibilitätspotenzial im Haushalt