

Kostenminimaler Einsatz von dezentralen PV-Speicher-Systemen mit speziellem Fokus auf den Haushaltssektor



Albert Hiesl

Michael Hartner

Reinhard Haas

Technische Universität Wien
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Inhalt

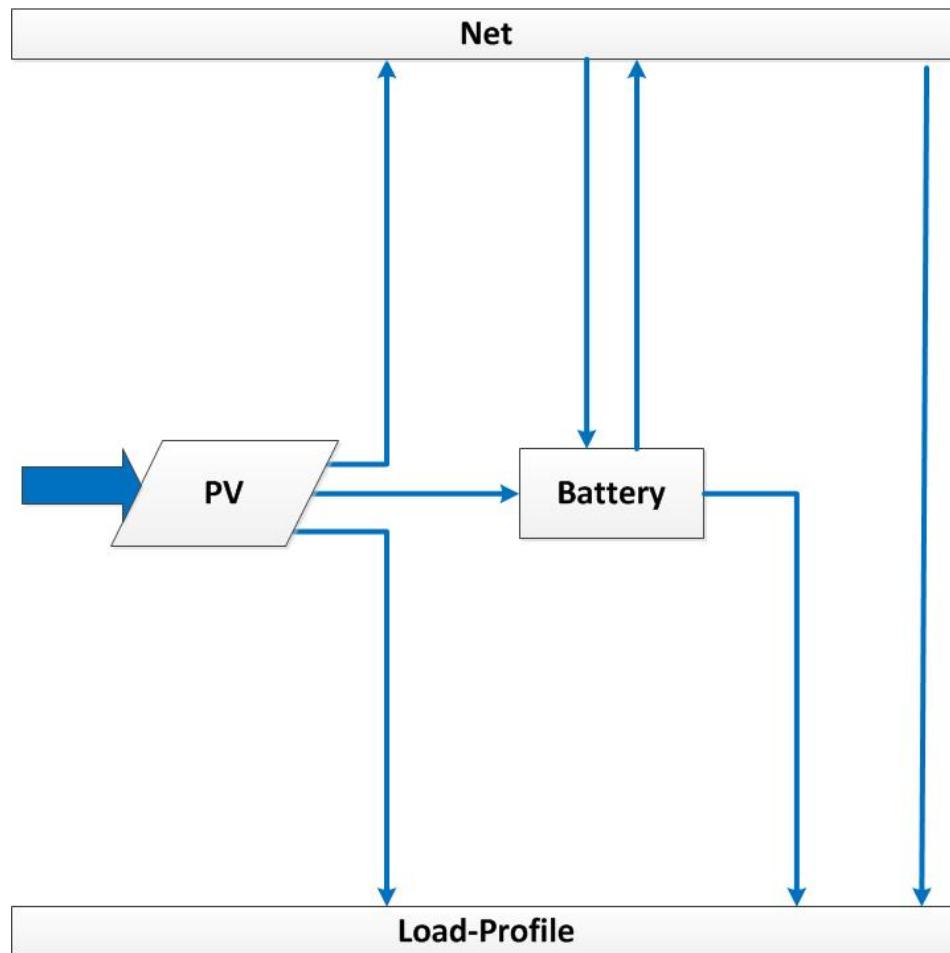
- Forschungsfrage
- Methodik und Annahmen
- Ergebnisse
- Schlussfolgerungen und Ausblick

Forschungsfrage

- Kostenminimale Nutzung von PV-Systemen in Kombination mit Batteriespeichern
 - Wie wirkt sich eine Variation des Aufstellwinkels und der Ausrichtung auf die PV-Erzeugung aus?
 - Welche ökonomischen Unterschiede lassen sich durch unterschiedliche Ladestrategien erkennen?
 - Wie sieht eine kostenminimale Kombination aus PV und Batteriespeicher aus?

Methodik und Annahmen

Matlab Modell (Auflösung: 1/4h):



□ Input-Parameter PV:

- $G \downarrow h, T \downarrow a, \eta$
- Ausrichtung, Aufstellwinkel und Art der Montage
- Standort

□ Batterie:

- Unterschiedliche Batterietypen (Li-Ion, Blei-Säure) mit typischen Ladekurven und Wirkungsgraden

□ Lastprofil:

- Standardisierte Lastprofile (Haushalte, Bürogebäude, ...) die mit dem jährlichen Stromverbrauch skaliert werden⁴

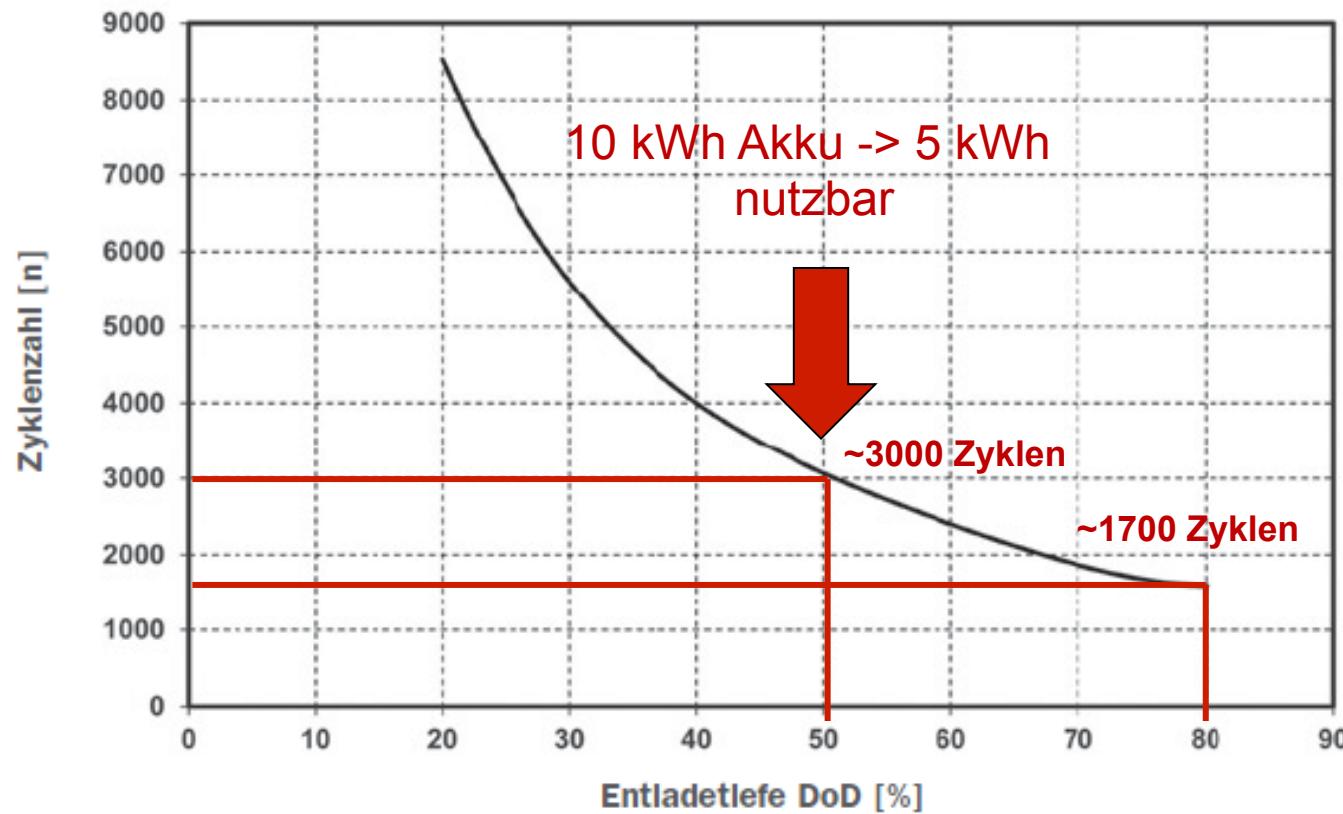
Methodik und Annahmen

□ Batterie:

- Spezifische Kosten von Lithium-Batterien wesentlich höher als jene von Blei-Säure Batterien
- Erzielbare Wirkungsgrade bei Lithium Batterien höher ($\eta \sim 0.9$ vs. $\eta \sim 0.7$)
- Entladetiefe entscheidend für die Zyklenlebensdauer der Batterie

Methodik und Annahmen

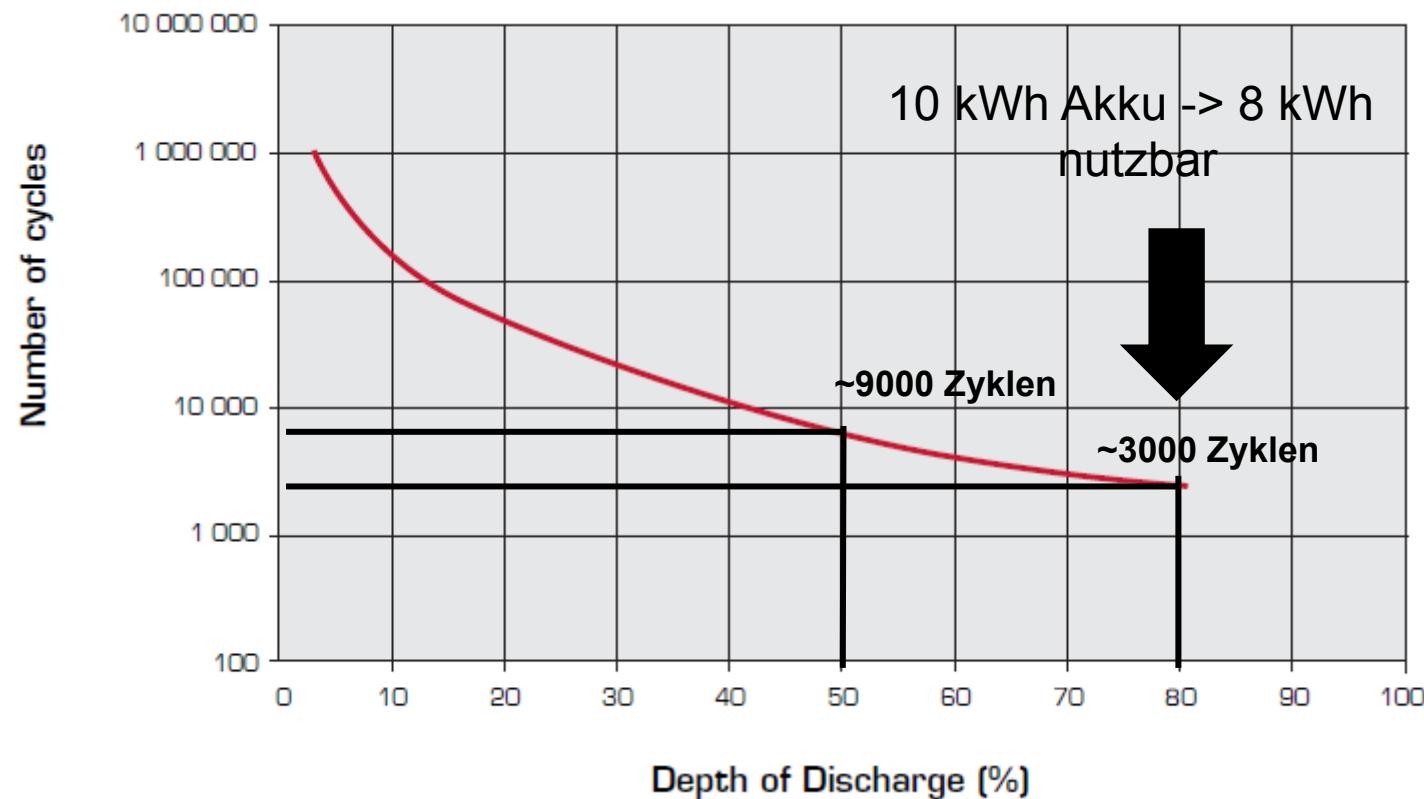
- Zyklenlebensdauer: Blei-Säure



Quelle: Datenblatt Hoppecke OPzV solar.power
www.hoppecke.de

Methodik und Annahmen

- Zykluslebensdauer: Lithium Ionen



Quelle: Datenblatt Saft Intensium Flex
www.saftbatteries.com

Methodik und Annahmen

□ Ökonomischer Vergleich zweier Modelle:

- „Manuelles“ Modell:

Die Batterie wird geladen, wenn PV-Überschuss vorhanden ist und entladen, wenn die PV-Produktion unter das Lastprofil fällt

- Optimierungsmodell:

Mit Hilfe der „Yalmip“-Toolbox und des „Gurobi“ Solvers wurde ein lineares Optimierungsmodell implementiert.

Dabei entscheidet der Solver, wann die Batterie geladen bzw. entladen wird.

Methodik und Annahmen

Zielfunktion: $\text{Netzbezug} * \text{Strompreis} - \text{Überschusseinspeisung} * \text{Einspeisetarif}$

$$\min \sum_{t=1}^T (q_{t-1} \downarrow net \downarrow battery + q_{t-1} \downarrow net \downarrow demand) * c_t \uparrow electricity \ purchase - (q_{t-1} \uparrow PV \ feedin + q_{t-1} \uparrow battery \ feedin) * p_t \uparrow feedin$$

Lastgleichung:

$$q_{t-1} \downarrow demand = q_{t-1} \downarrow net + q_{t-1} \uparrow PV + q_{t-1} \uparrow battery$$

Batterie - Gleichungen:

$$q_{t-1} \uparrow charge = q_{t-1} \uparrow PV \downarrow battery * \eta \uparrow charge + q_{t-1} \downarrow net \downarrow battery * \eta \uparrow charge$$

$$q_{t-1} \uparrow discharge = -q_{t-1} \uparrow battery \downarrow demand / \eta \uparrow discharge - q_{t-1} \uparrow battery \ feedin / \eta \uparrow discharge$$

$$storageLevel \downarrow t = storageLevel \downarrow t - 1 + q_{t-1} \uparrow charge + q_{t-1} \uparrow discharge$$

PV Gleichung:

$$q_{t-1} \uparrow PV \downarrow output = q_{t-1} \uparrow PV \downarrow battery + q_{t-1} \uparrow PV \downarrow demand + q_{t-1} \uparrow PV \downarrow feedin$$

Methodik und Annahmen

□ Ökonomische Berechnung der beiden Modelle:

- Internal rate of return (IRR):

$$NPV = -I + \sum_{t=1}^{125} C_t / (1+i)^t = 0$$

- Cash-flow:

$$C = q \uparrow self \downarrow consumption * c \uparrow electricity \downarrow purchase + \\ q \downarrow \uparrow feed \downarrow in * p \uparrow feed \downarrow in$$

mit

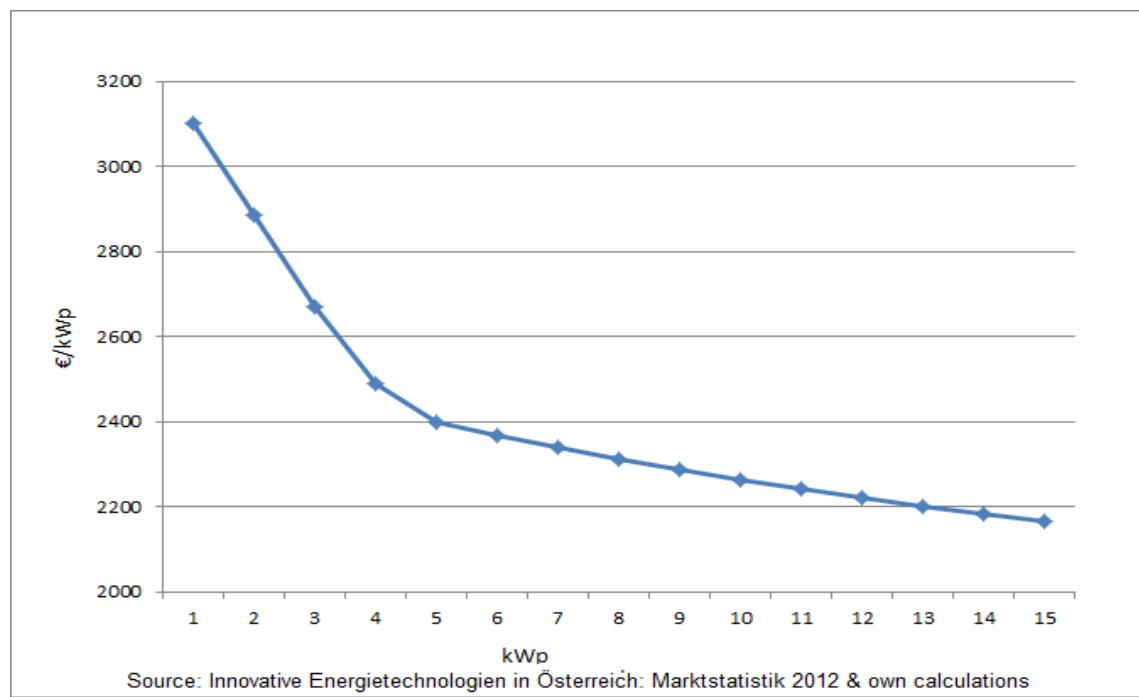
- a) Einem fixen Einspeisetarif und einem fixen Strompreis:

- Einspeisetarif: 10 c/kWh
- Strompreis: 19 c/kWh

- b) EXAA Spotmarkt-Preise von 2011

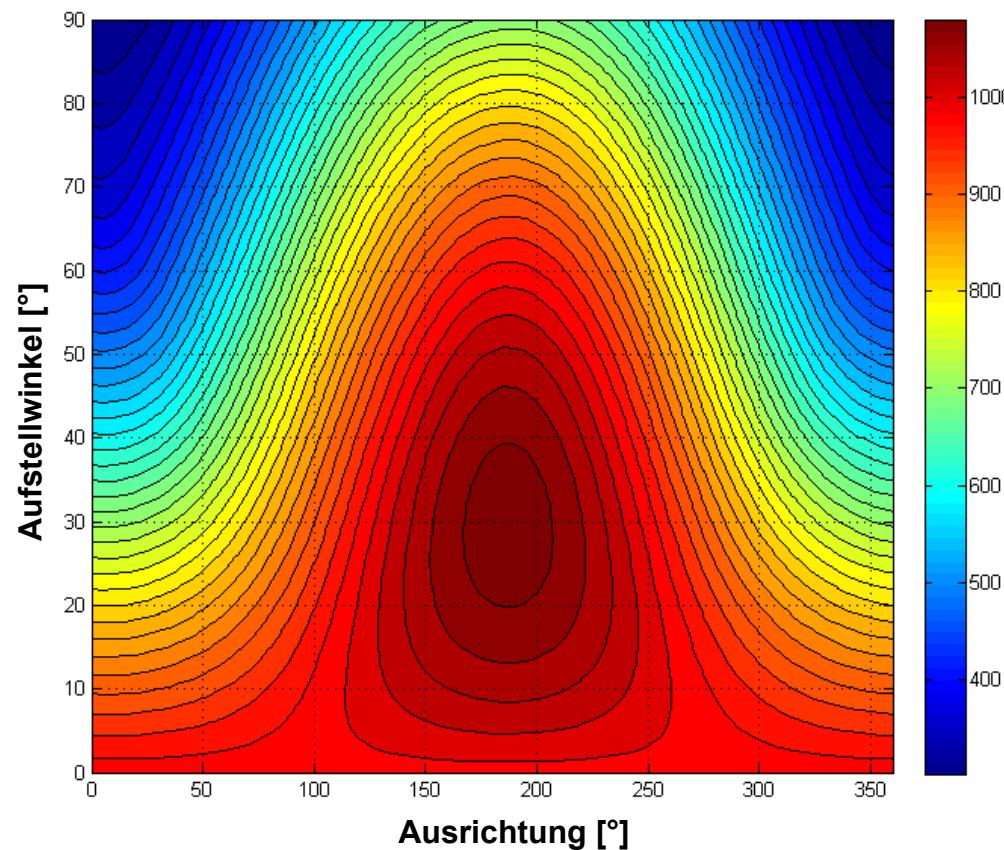
Methodik und Annahmen

- Batterie-Kosten:
 - 700 – 800 €/kWh Lilon
 - Batteriekosten steigen linear mit der Größe
- PV-Kosten (Österreich 2012):



Ergebnisse

Vollaststunden:



□ Optimale Konfiguration:

- Ausrichtung: 180° (Süd)
- Aufstellwinkel: 30°
- 1090 Vollaststunden

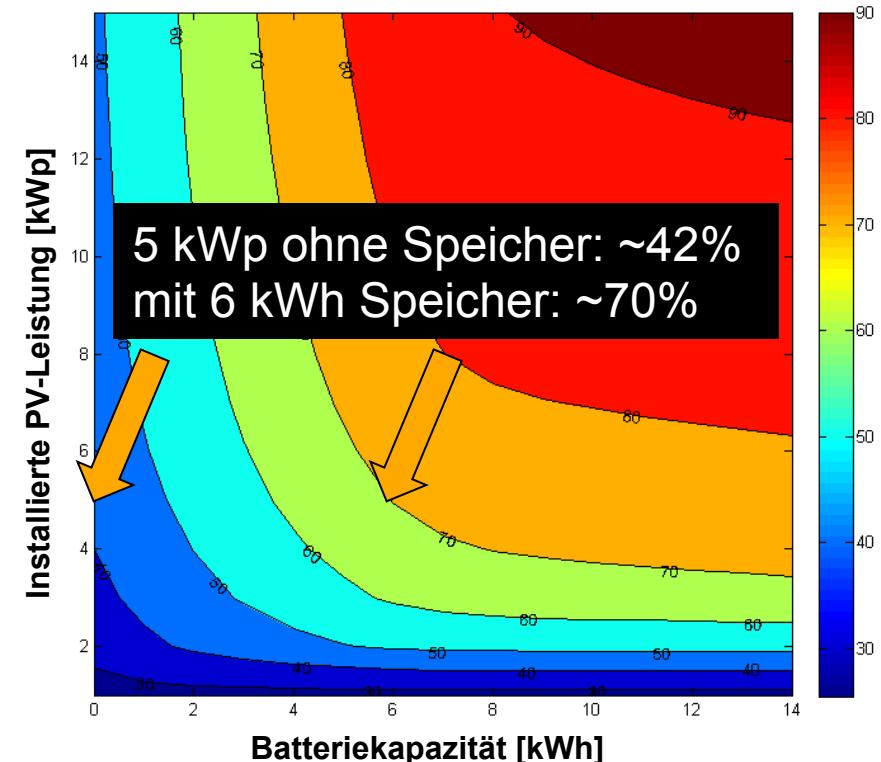
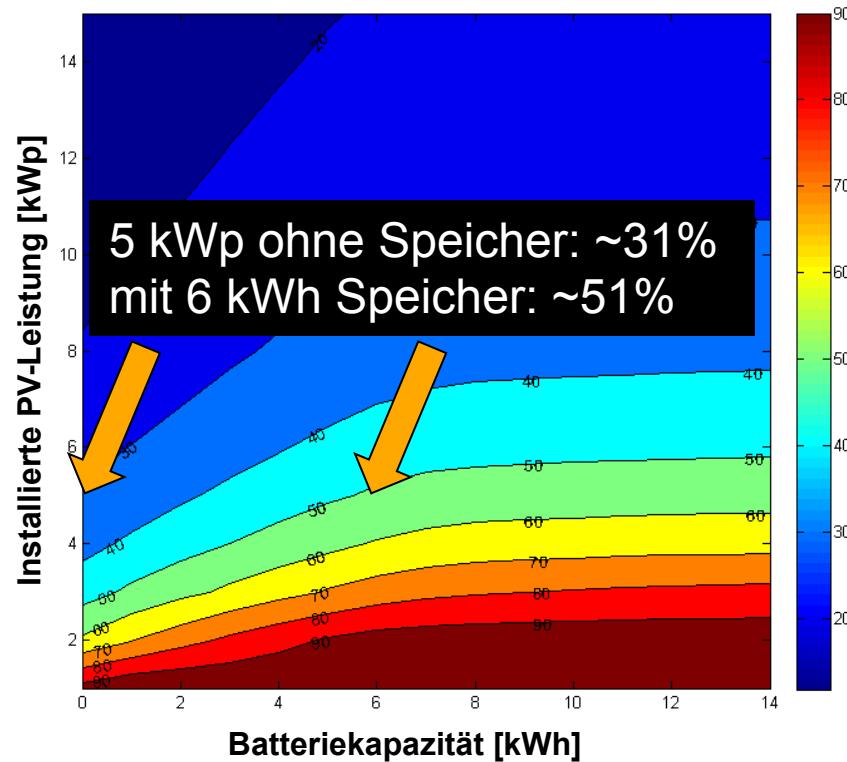
□ Abweichung von der optimalen Konfiguration:

- 1.3% Verluste bei 20° Abweichung in der Ausrichtung und 10° Aufstellwinkel
- Über 30% Verluste bei einem Aufstellwinkel von 90°
- Zusätzliche Verluste von 5% durch höhere Temperatur

Ergebnisse

Eigenverbrauchsanteil und Deckungsgrad des Lastprofiles im ersten Jahr:

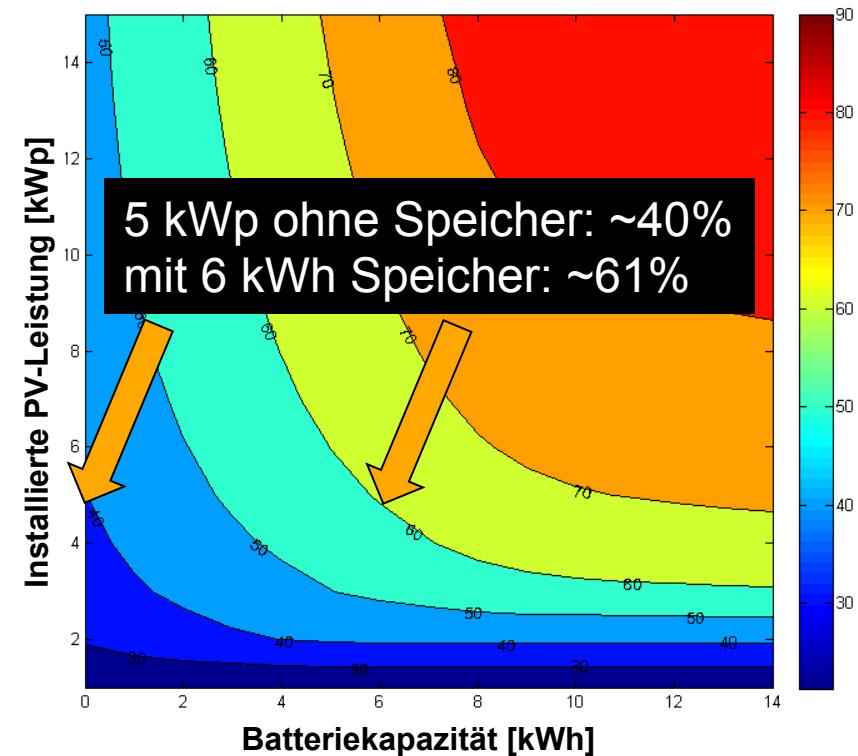
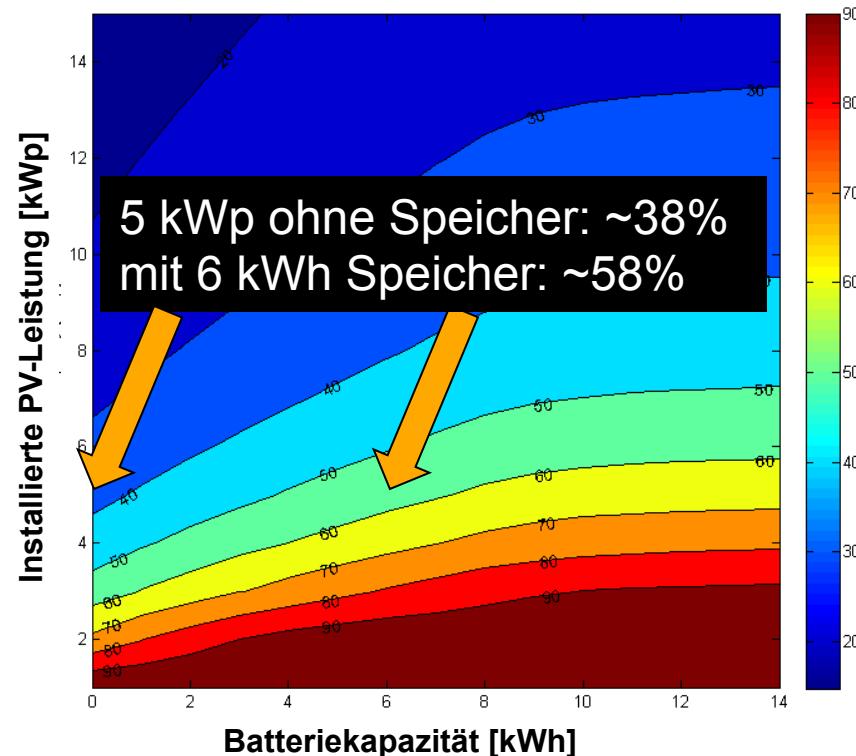
- Lastprofil: Haushalt
- Stromverbrauch: 4000 kWh/a
- Ausrichtung: Süd



Ergebnisse

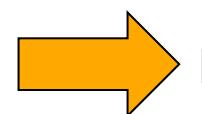
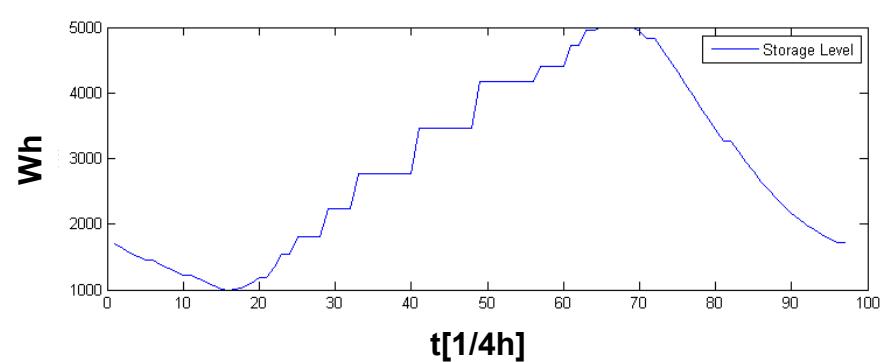
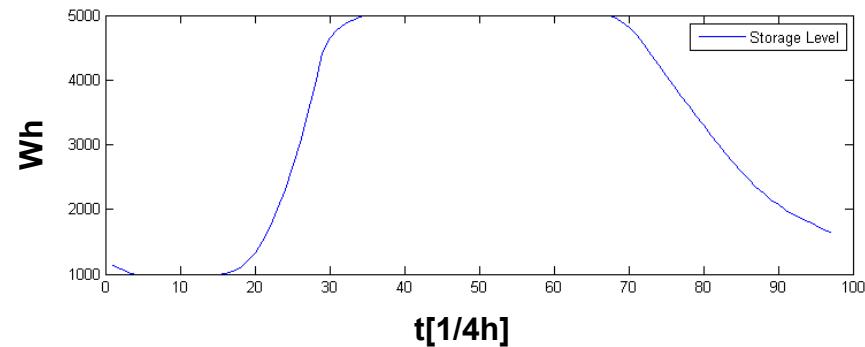
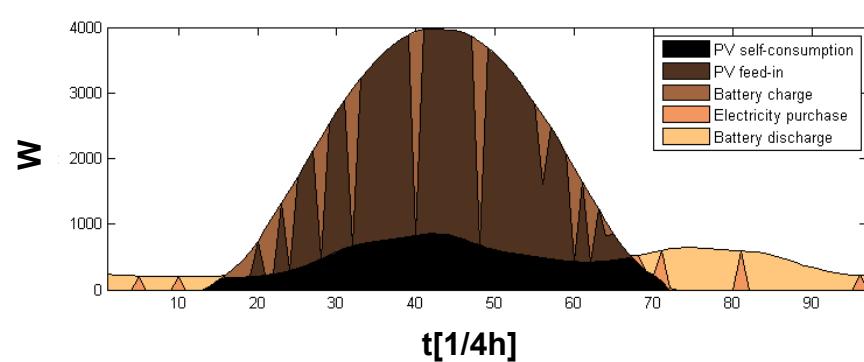
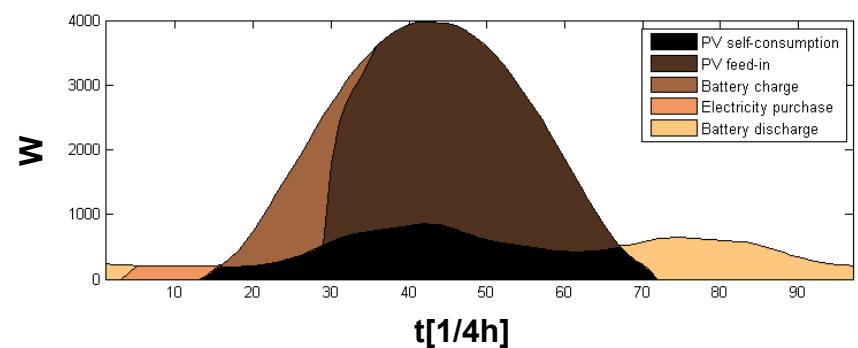
Eigenverbrauchsanteil und Deckungsgrad des Lastprofiles im Jahr 25:

- Lastprofil: Haushalt
- Stromverbrauch: 4000 kWh/a
- Ausrichtung: Süd



Ergebnisse

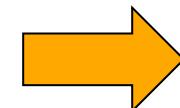
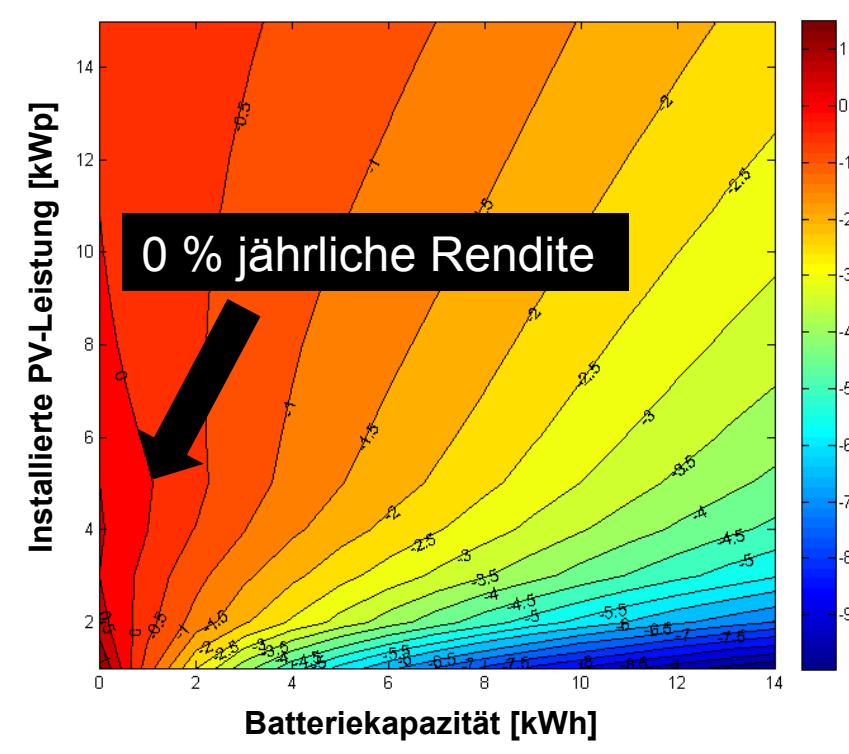
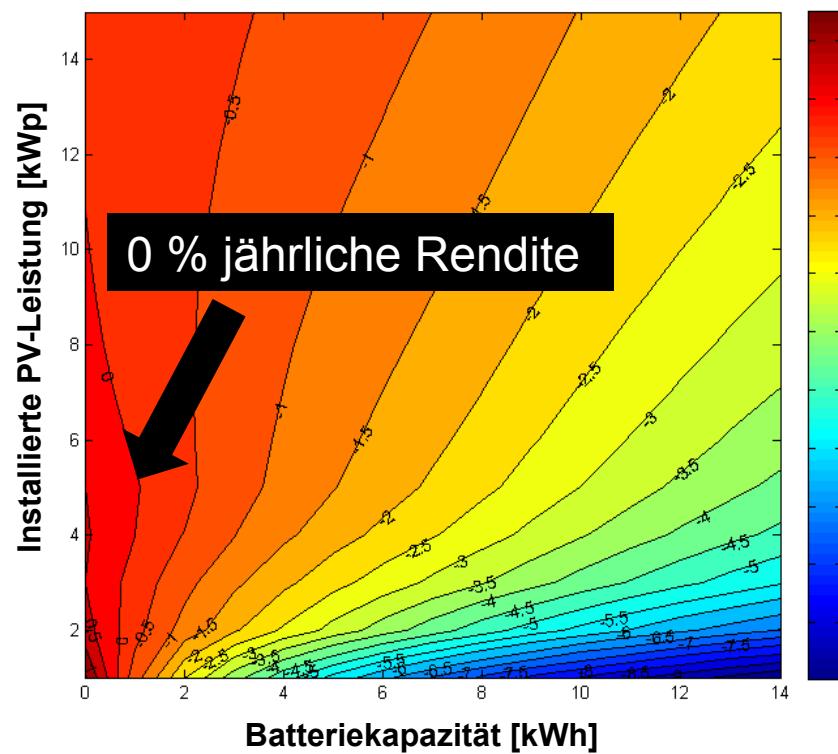
„Manuelles“ Modell vs. Optimierungsmodell mit fixem Strompreis und fixem Einspeisetarif:



Energetisch: Kein Unterschied

Ergebnisse

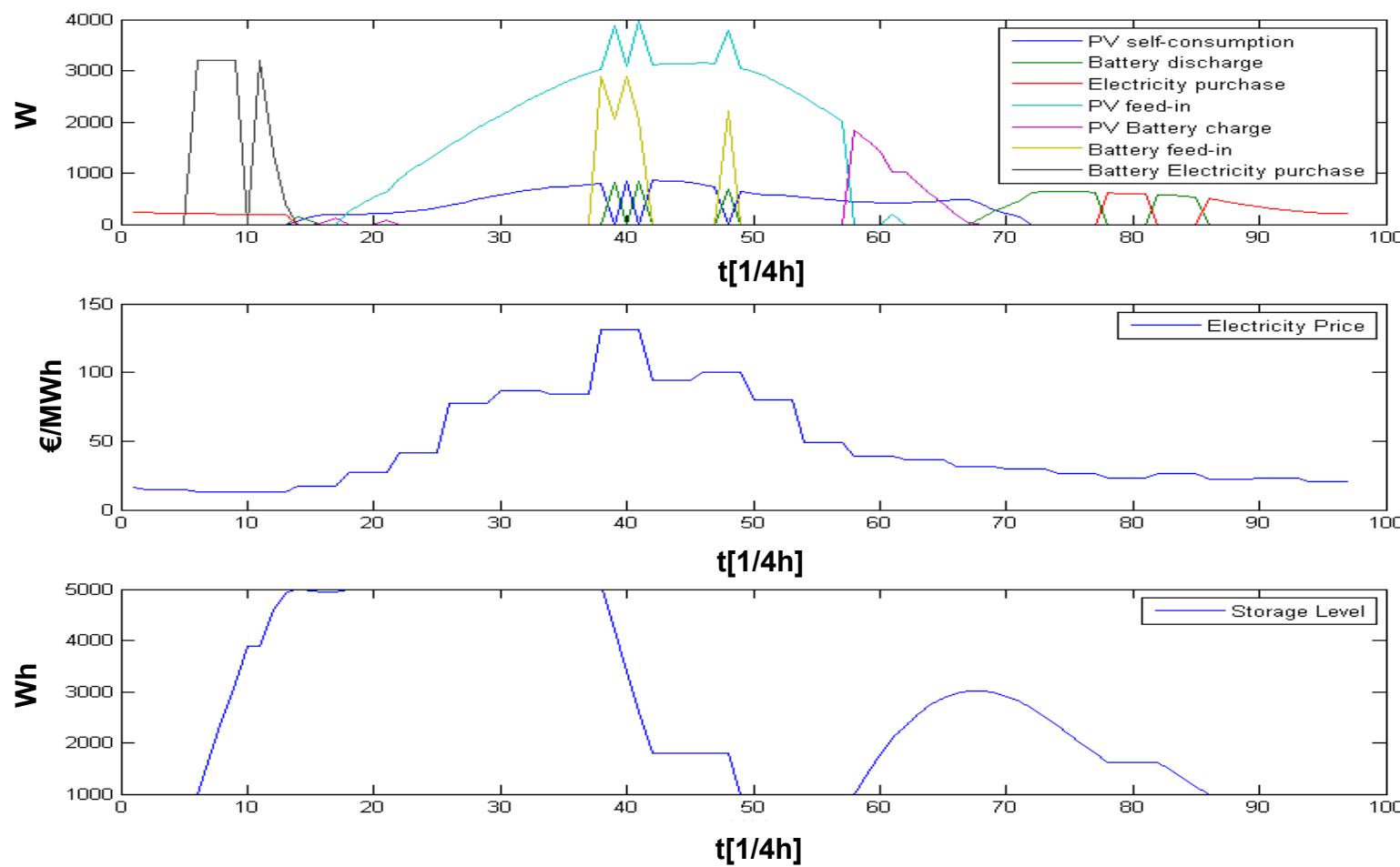
IRR „manuelles“ Modell vs. IRR Optimierungsmodell mit fixem Strompreis und fixem Einspeisetarif:



Ökonomisch: Kein Unterschied!

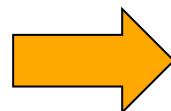
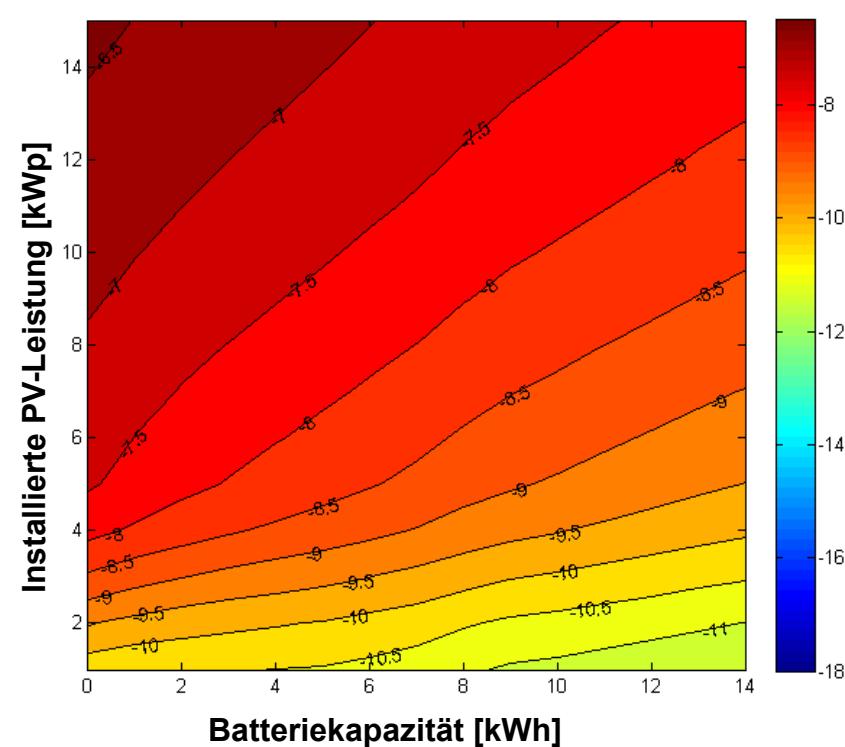
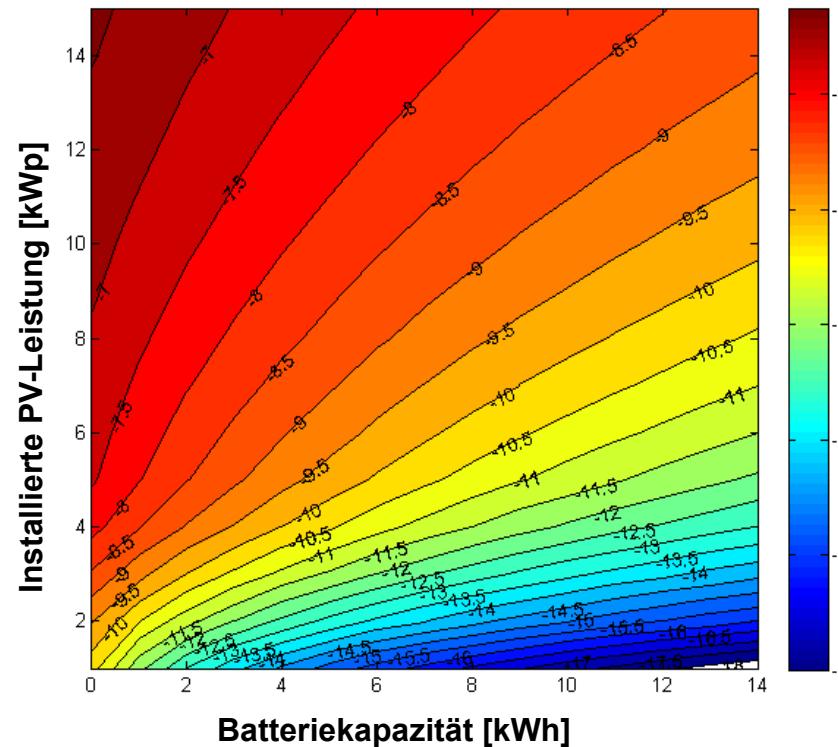
Ergebnisse

Optimierungsmodell mit EXAA Strompreisen:



Ergebnisse

IRR „manuelles“ Modell vs. IRR Optimierungsmodell mit EXAA-Strompreisen

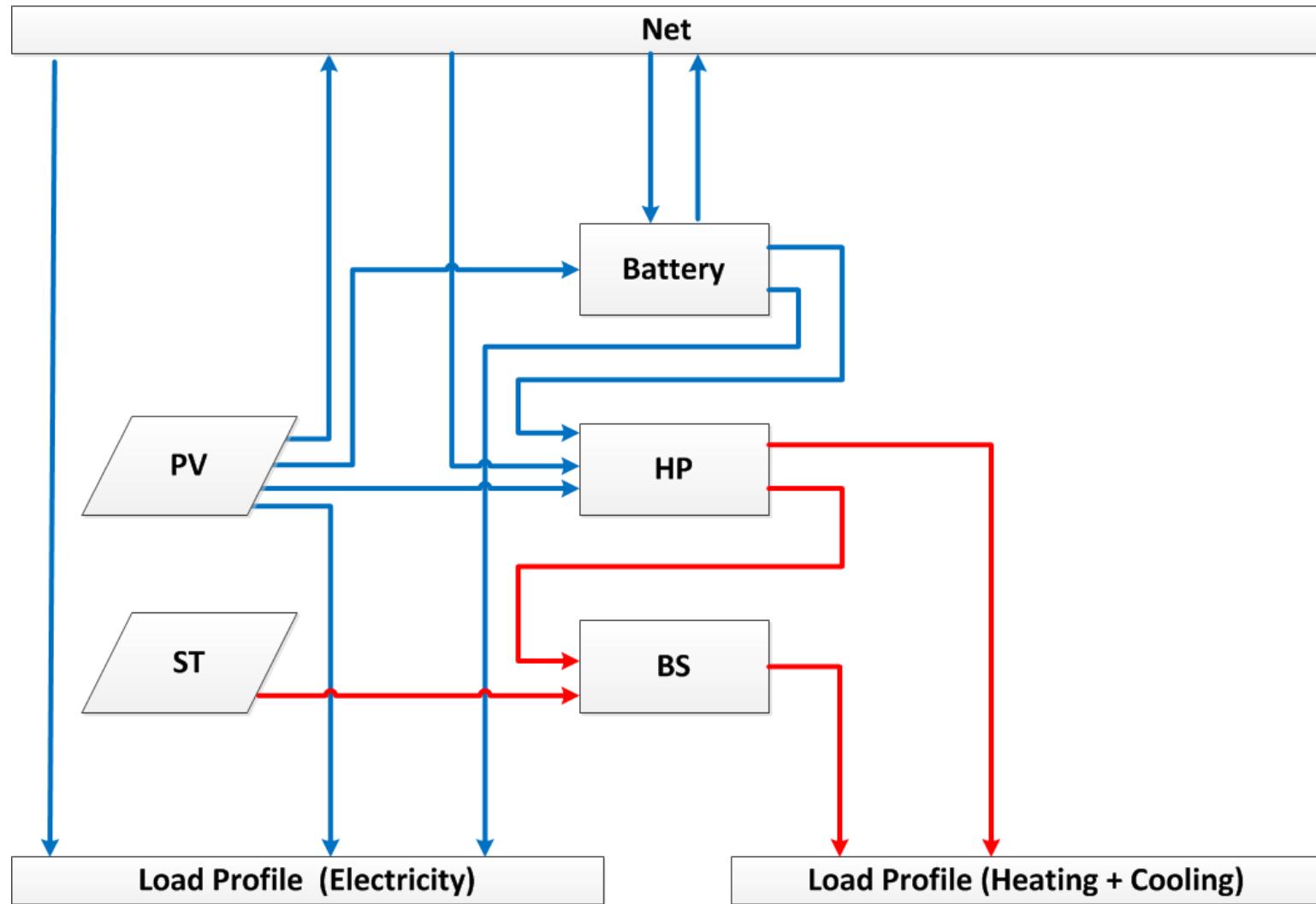


Kein „Break-Even-Point“
Das Optimierungsmodell erzielt allerdings wesentlich bessere Ergebnisse

Schlussfolgerungen

- Aus Sicht eines Haushaltes macht eine Optimierungsstrategie mit fixen Einspeisetarifen und fixen Strompreisen keinen Sinn. Erst mit variablen Einspeisetarifen und variablen Strompreisen lassen sich signifikante Verbesserungen erzielen
- Größte jährliche Rendite ohne Speicher, allerdings auf einem niedrigen Level
- Das PV-Speicher-Tandem kann in den nächsten Jahren durchaus auch eine ökonomisch sinnvolle Kombination ergeben

Ausblick



Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Kontakt:

Albert Hiesl

Vienna University of Technology
Institute of Energy Systems and Electrical Drives
Energy Economics Group – EEG
Tel: +43(0)-1-58801-370371
Web: <http://eeg.tuwien.ac.at/>
E-Mail: hiesl@eeg.tuwien.ac.at