

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

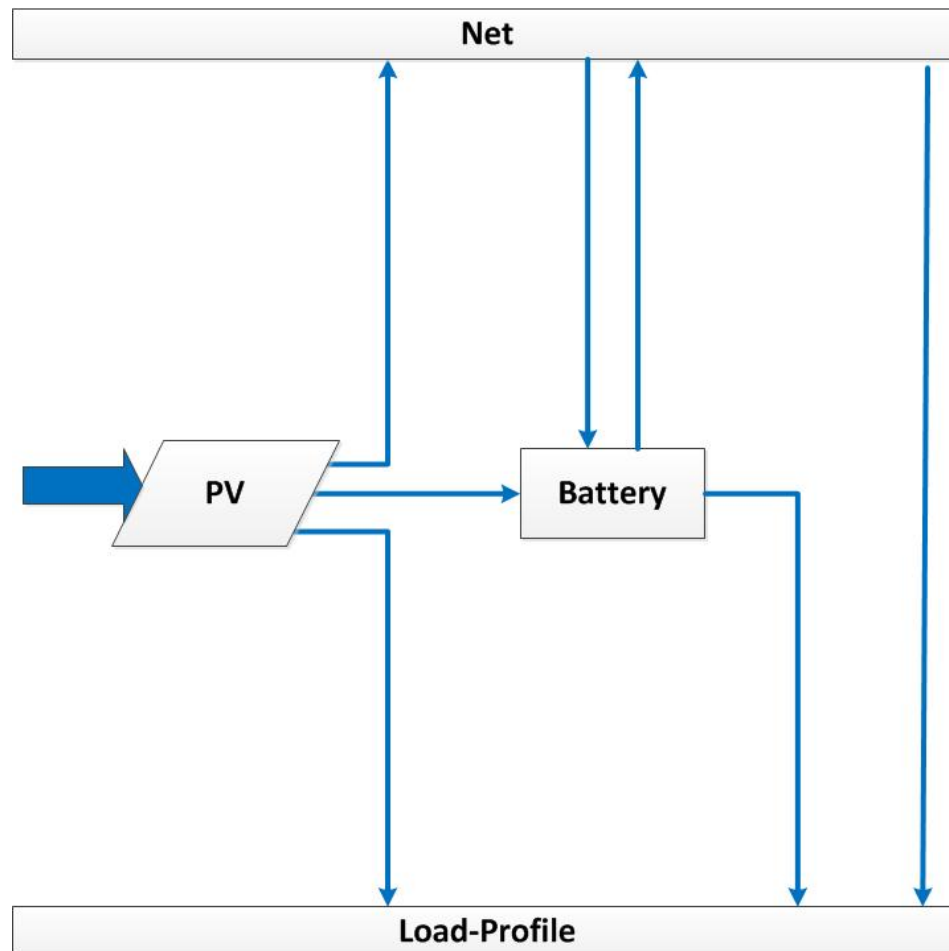
- Forschungsfrage
- Methodik und Annahmen
- Ergebnisse
- Schlussfolgerungen und Ausblick

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 werden

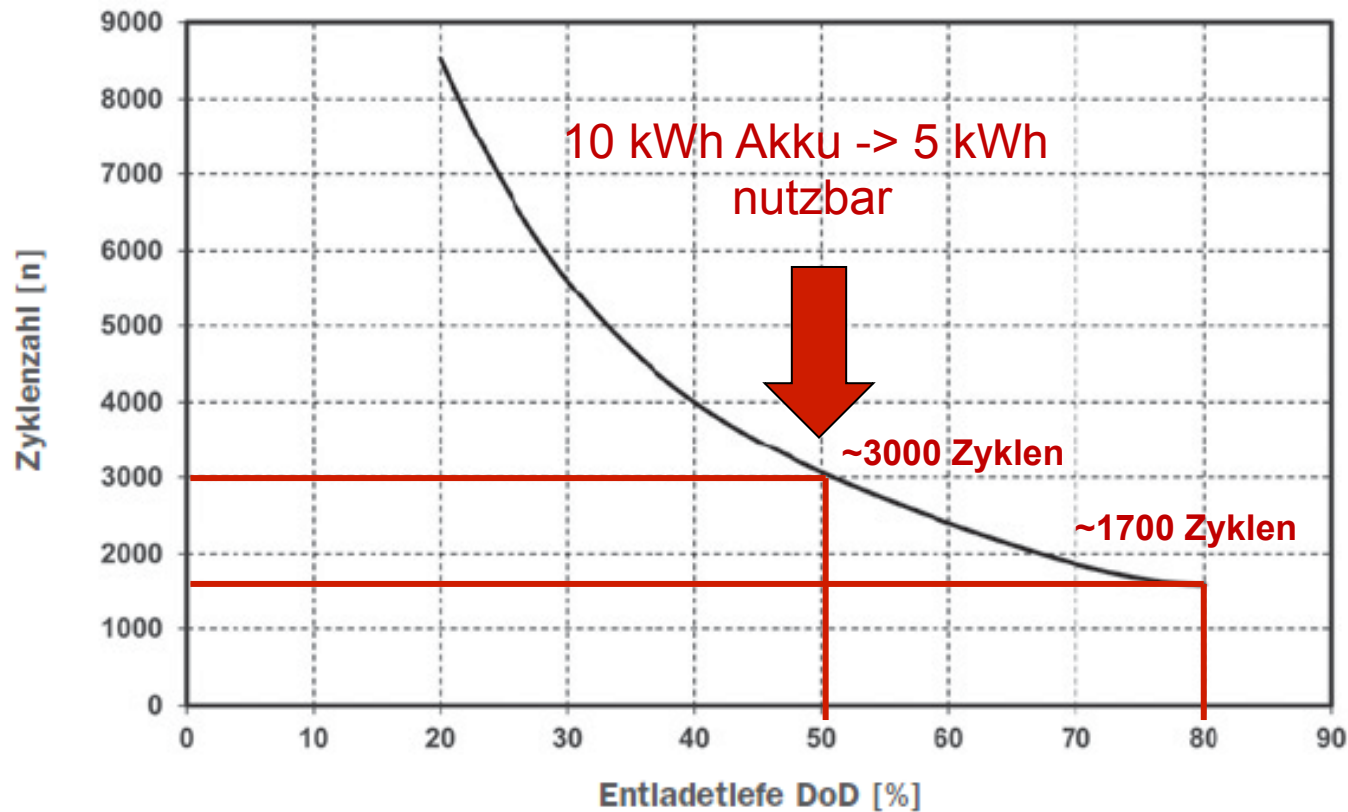
Methodik und Annahmen

□ 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

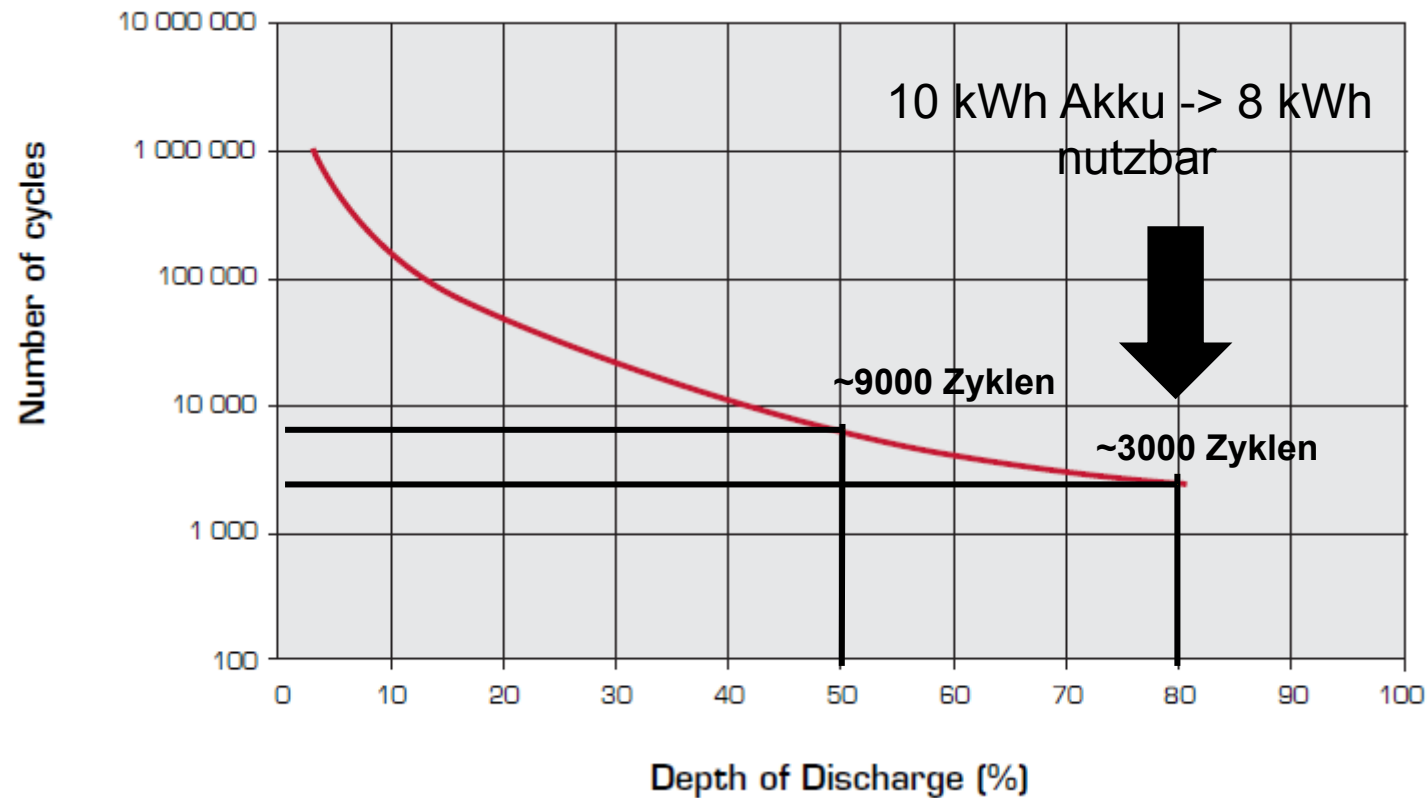
- **Zykluslebensdauer: Blei-Säure**



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

Methodik und Annahmen

- Zyklenlebensdauer: 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: **Netzbezug * Strompreis - Überschusseinspeisung * Einspeisetarif**

$$\min \sum_t \left((q_{t \downarrow net \downarrow battery} + q_{t \downarrow net \downarrow demand}) * c_{t \uparrow electricity purchase} - (q_{t \uparrow PV feedin} + q_{t \uparrow battery feedin}) * p_{t \uparrow feedin} \right)$$

Lastgleichung:

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

Batterie - Gleichungen:

$$q_{t \uparrow charge} = q_{t \uparrow PV \downarrow battery} * \eta_{\uparrow charge} + q_{t \uparrow net \downarrow battery} * \eta_{\uparrow charge}$$

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

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

PV Gleichung:

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

Methodik und Annahmen

□ Ökonomische Berechnung der beiden Modelle:

- Internal rate of return (IRR):

$$NPV = -I + \sum_{t=1}^{25} C_t / (1+i)^t = 0$$

- Cash-flow:

$$C = q_{self\ consumption} * c_{electricity\ purchase} + q_{feed\ in} * p_{feed\ in}$$

mit

- a) Einem fixen Einspeisetarif und einem fixen Strompreis:

- Einspeisetarif: 10 c/kWh

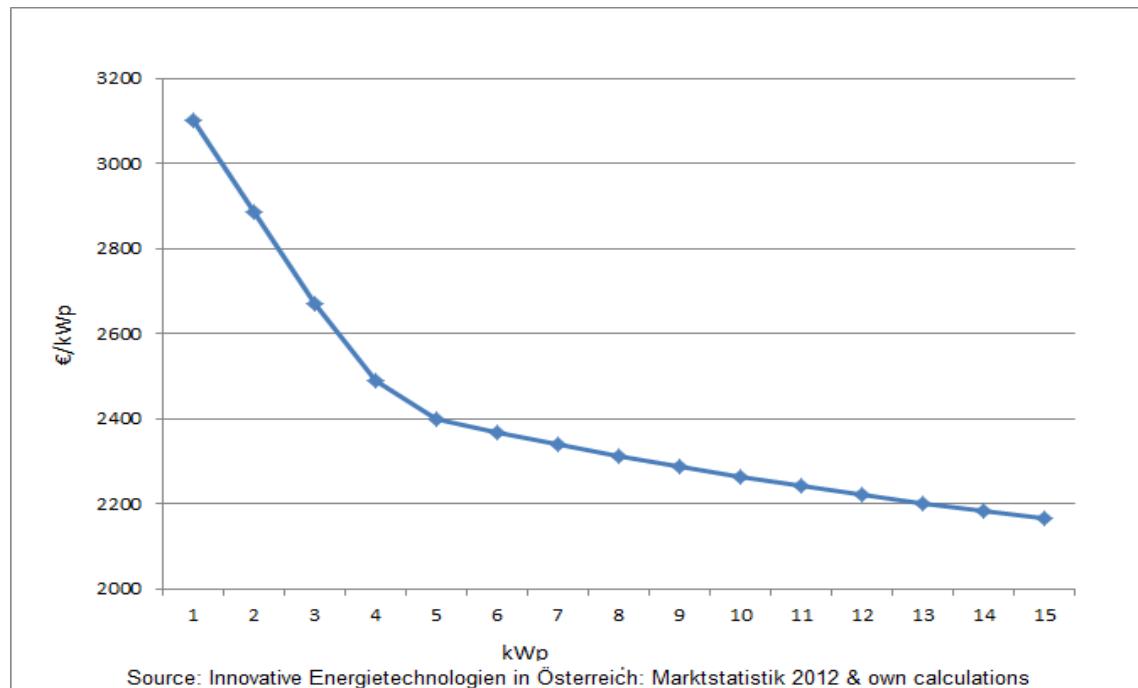
- Strompreis: 19 c/kWh

- b) EXAA Spotmarkt-Preise von 2011

Methodik und Annahmen

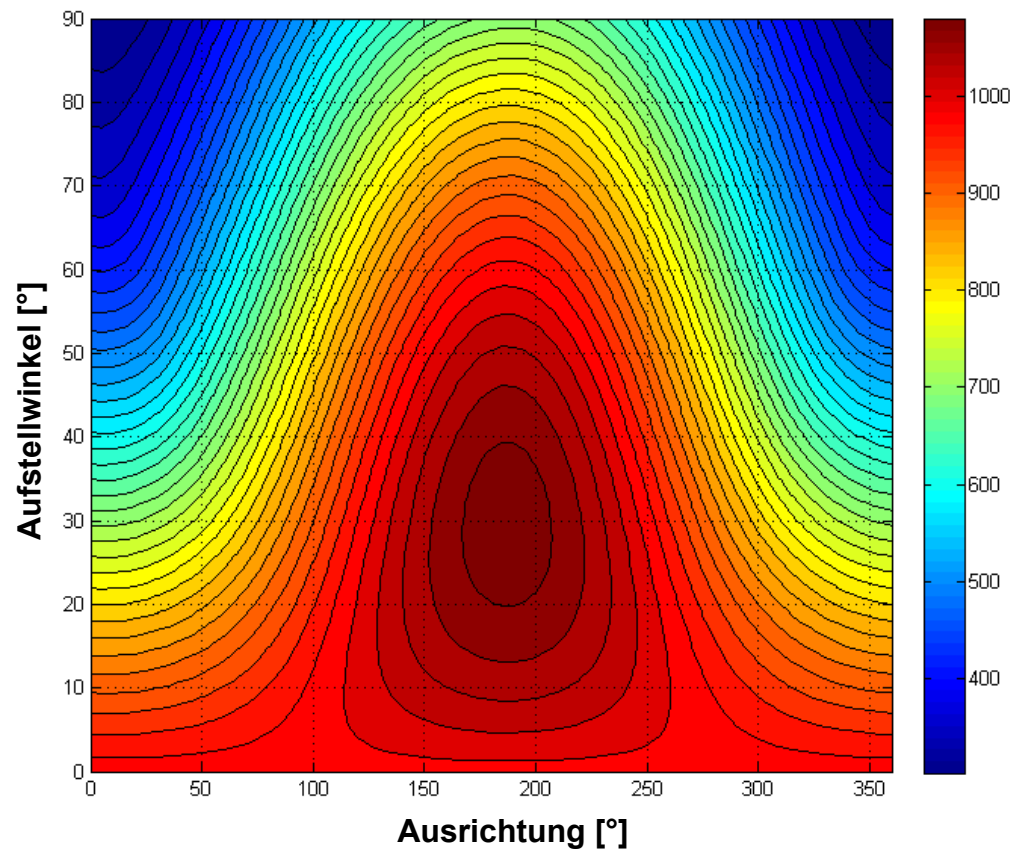
- Batterie-Kosten:
 - 700 – 800 €/kWh Lilon
 - Batteriekosten steigen linear mit der Größe

- PV-Kosten (Österreich 2012):



Ergebnisse

Volllaststunden:



□ Optimale Konfiguration:

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

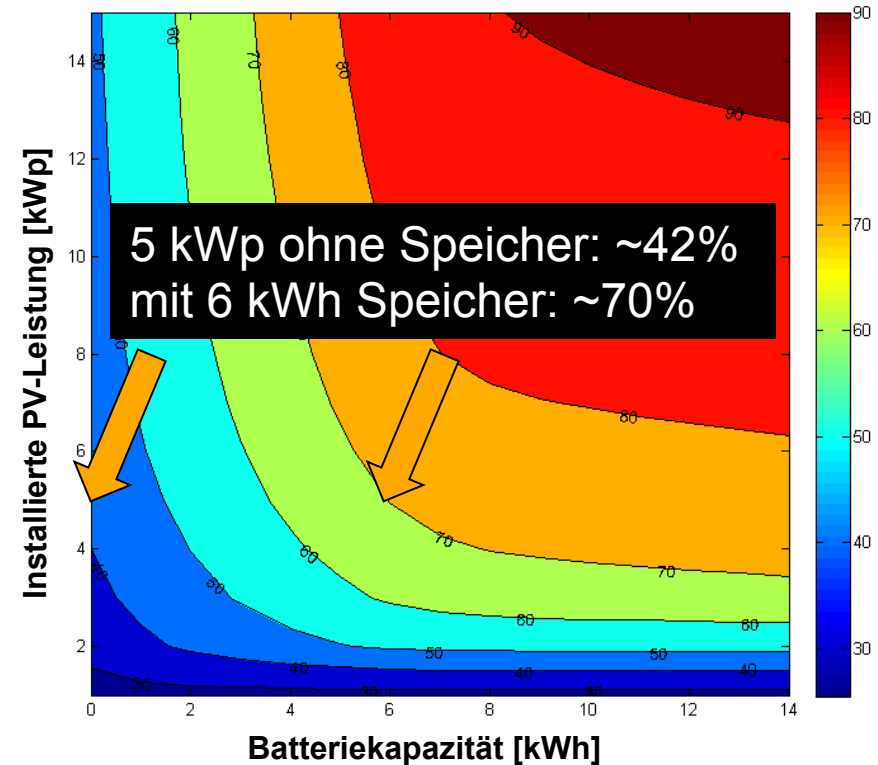
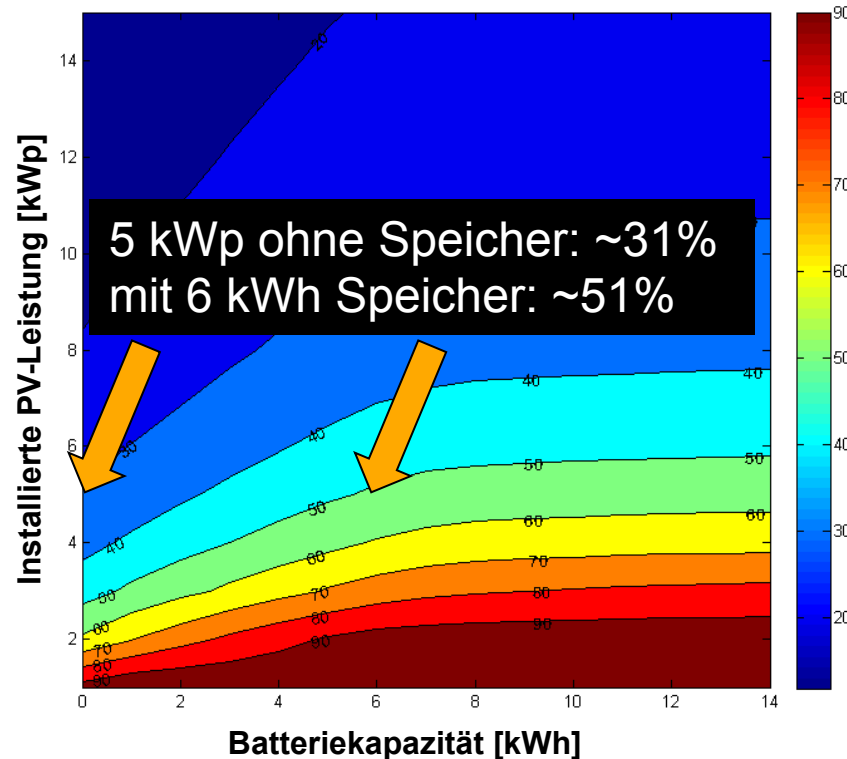
□ Abweichung von der optimalen Konfiguration:

- 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 Lastprofils im ersten Jahr:

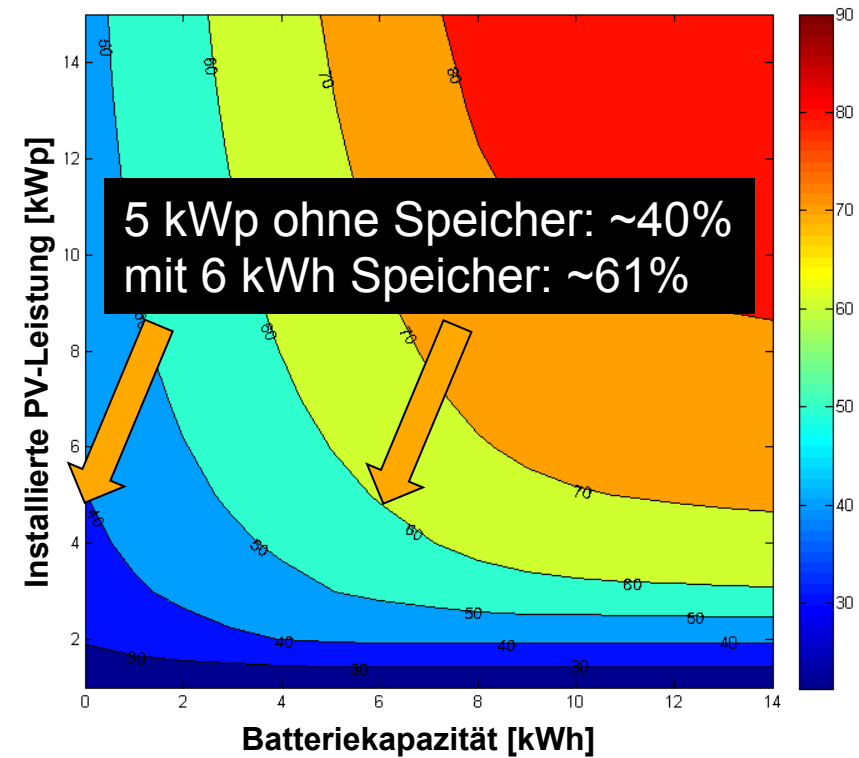
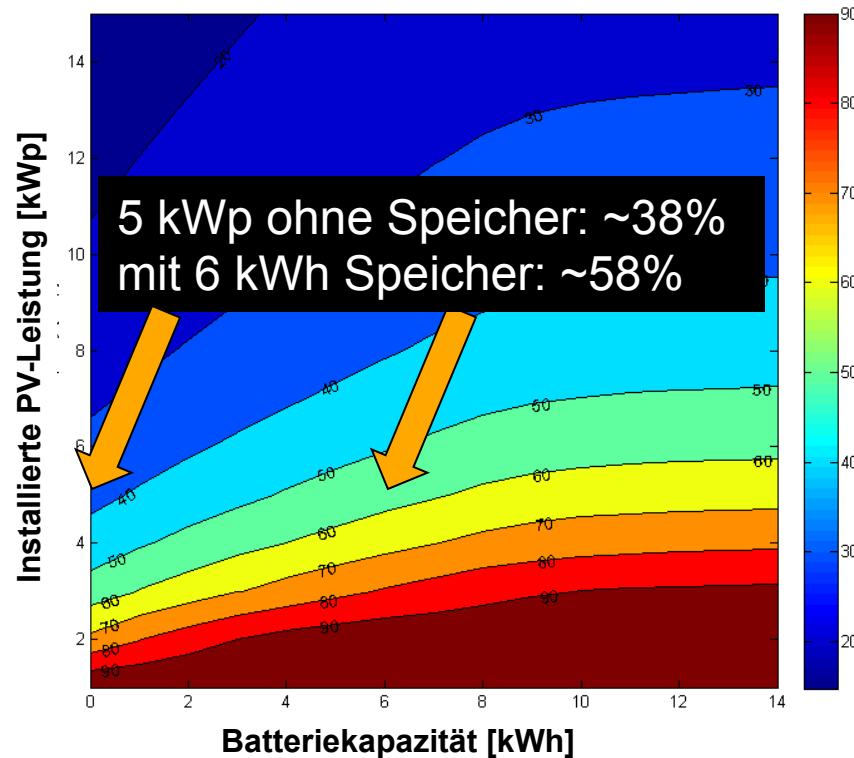
- Lastprofil: Haushalt
- Stromverbrauch: 4000 kWh/a
- Ausrichtung: Süd



Ergebnisse

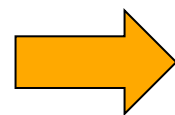
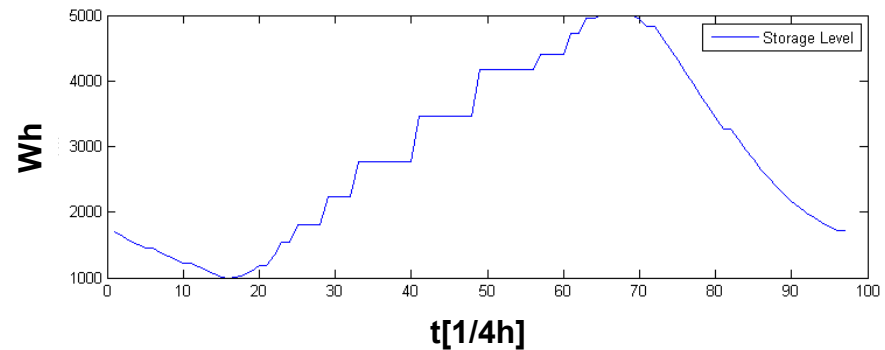
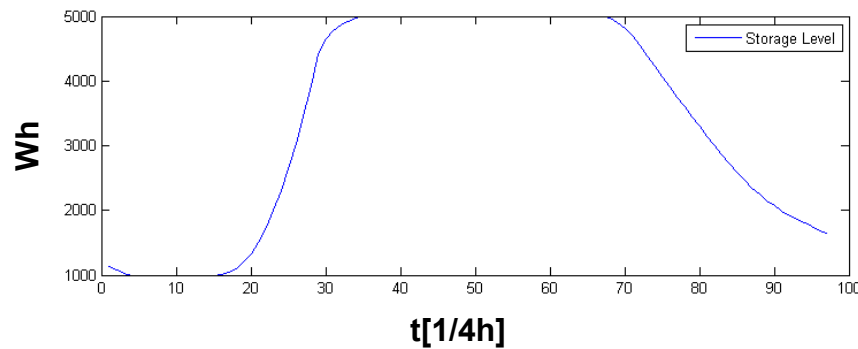
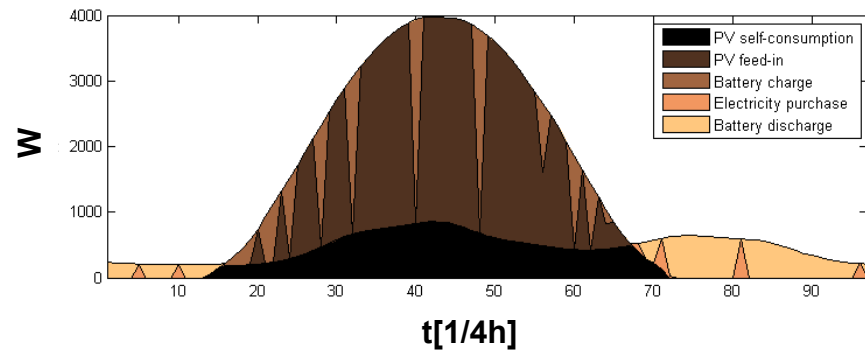
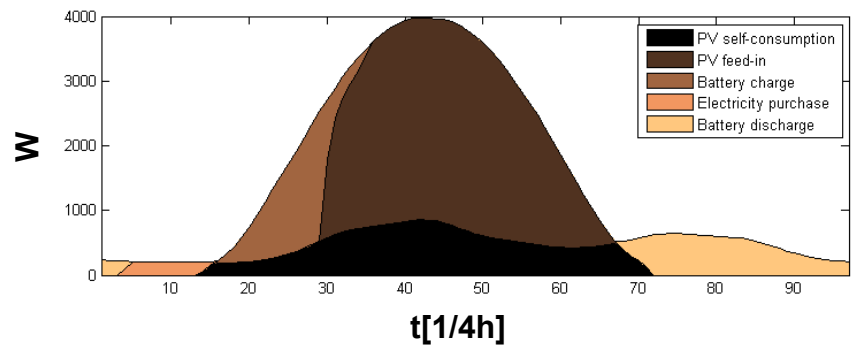
Eigenverbrauchsanteil und Deckungsgrad des Lastprofils im Jahr 25:

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



Ergebnisse

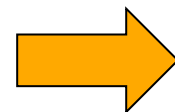
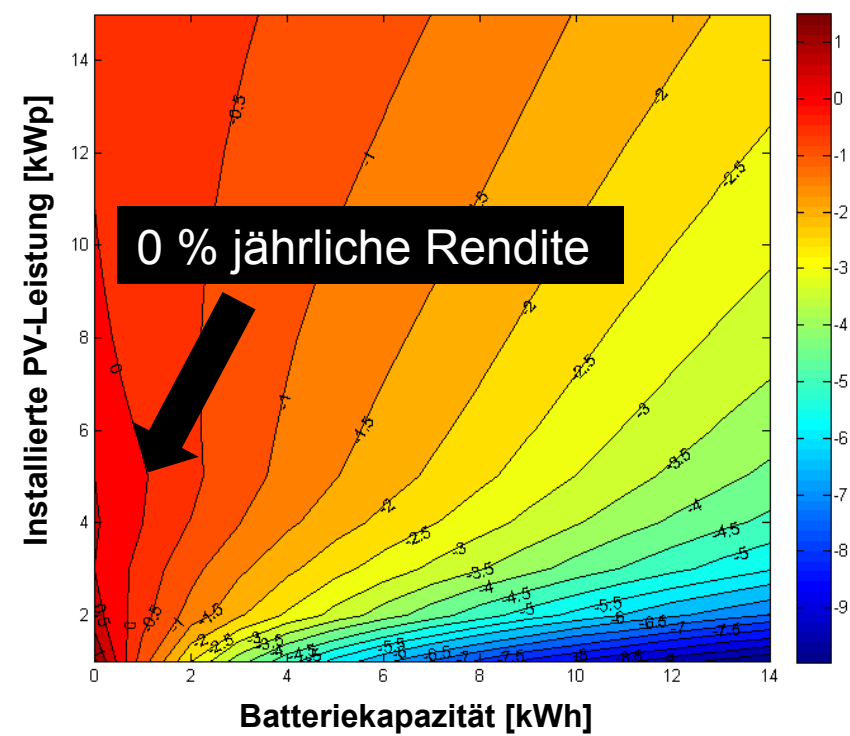
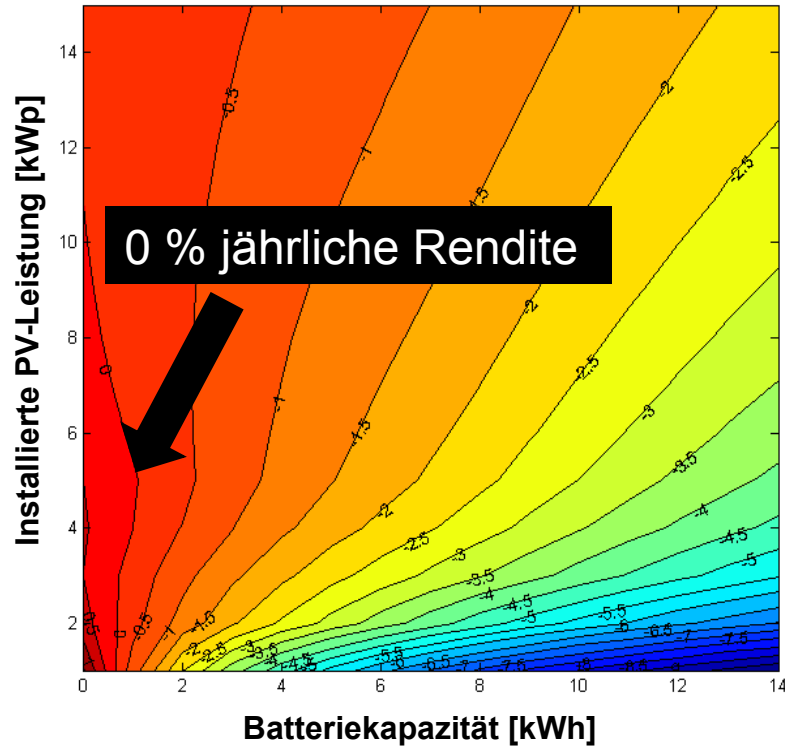
„Manuelles“ Modell vs. Optimierungsmodell mit fixem Strompreis und fixem Einspeisetarif:



Energetisch: Kein Unterschied

Ergebnisse

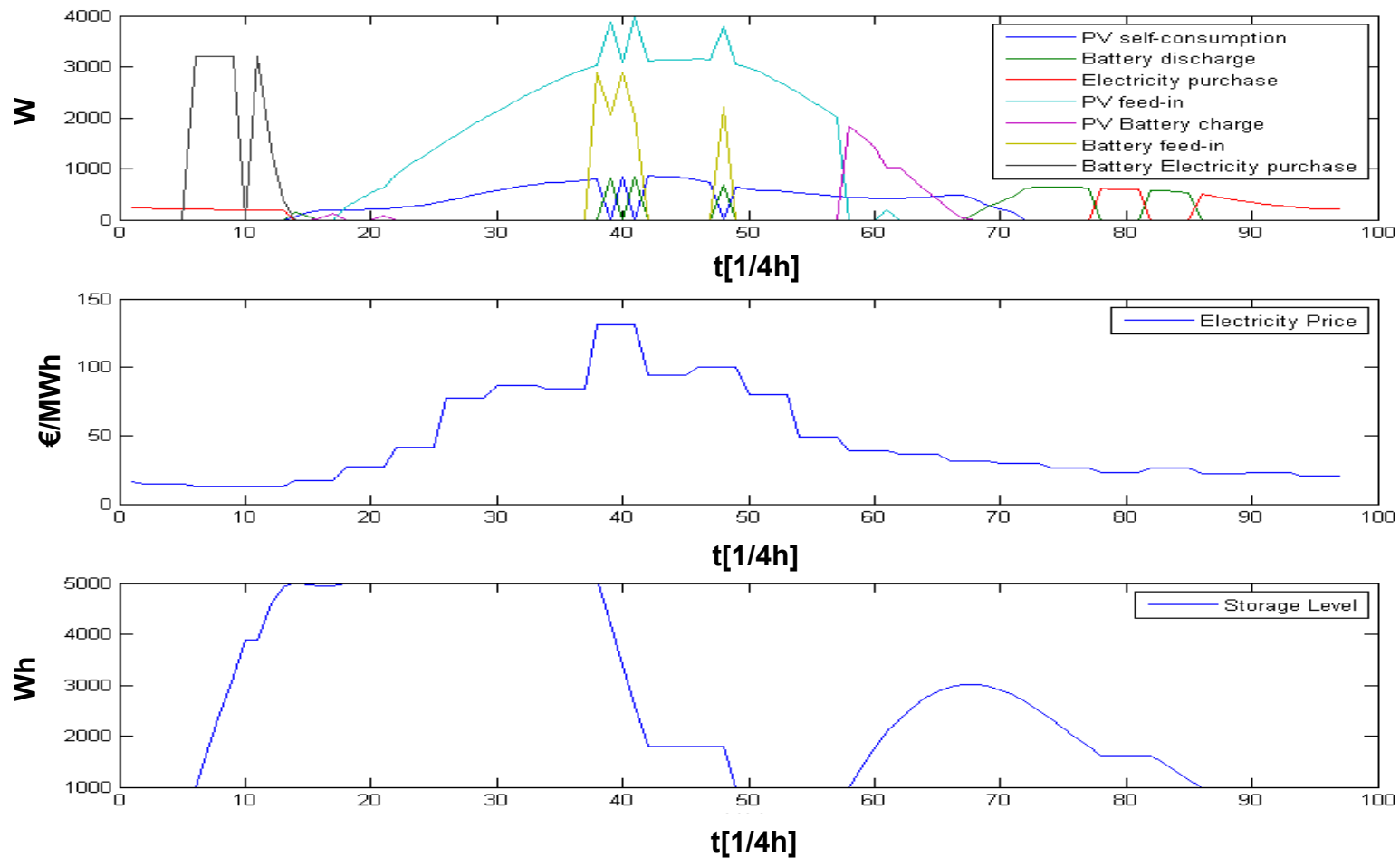
IRR „manuelles“ Modell vs. IRR Optimierungsmodell mit fixem Strompreis und fixem Einspeisetarif:



Ökonomisch: Kein Unterschied!

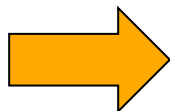
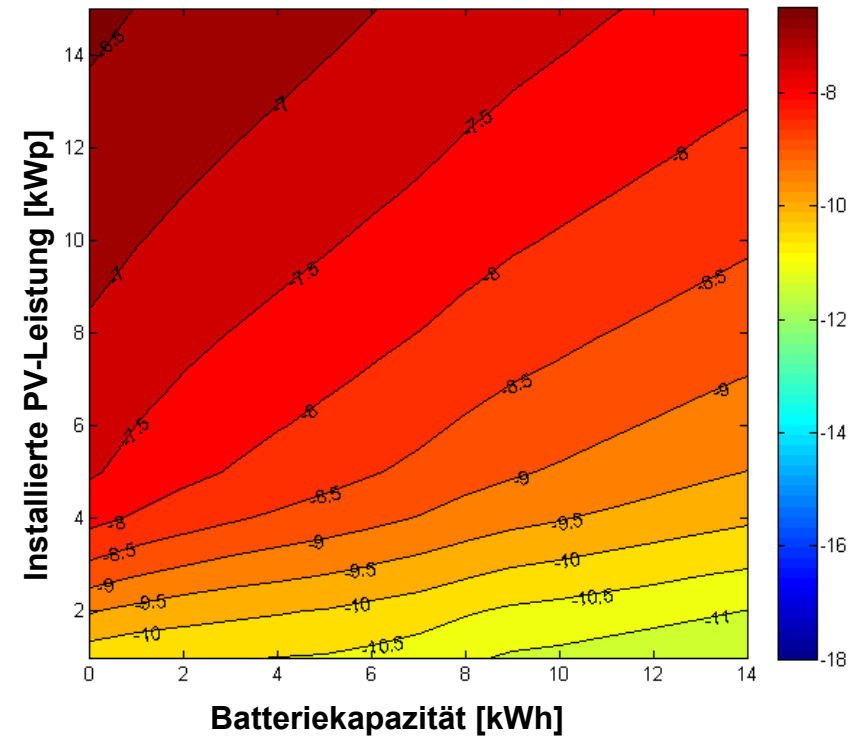
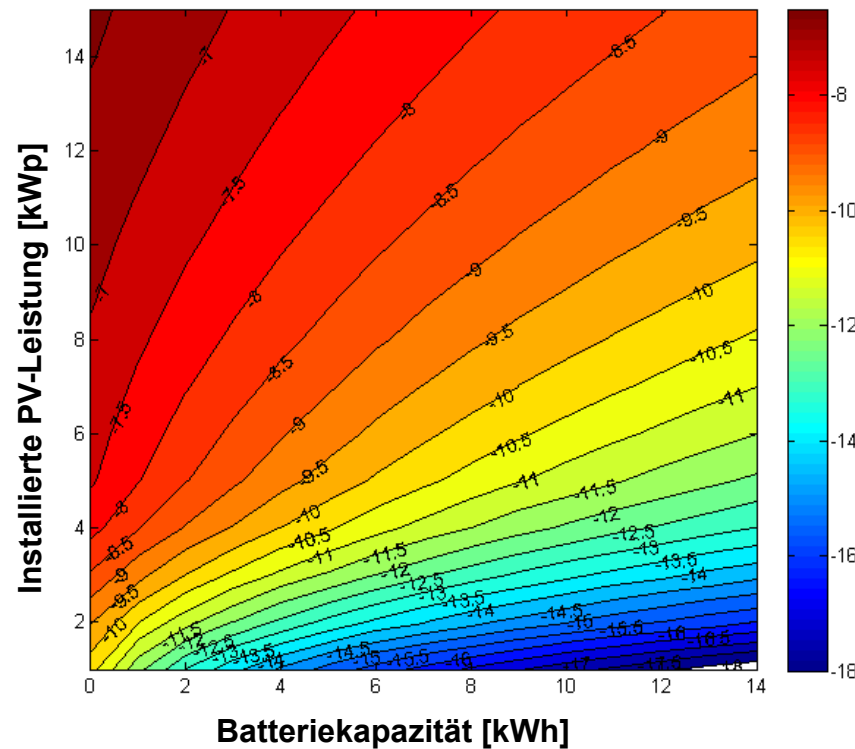
Ergebnisse

Optimierungsmodell mit EXAA Strompreisen:



Ergebnisse

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



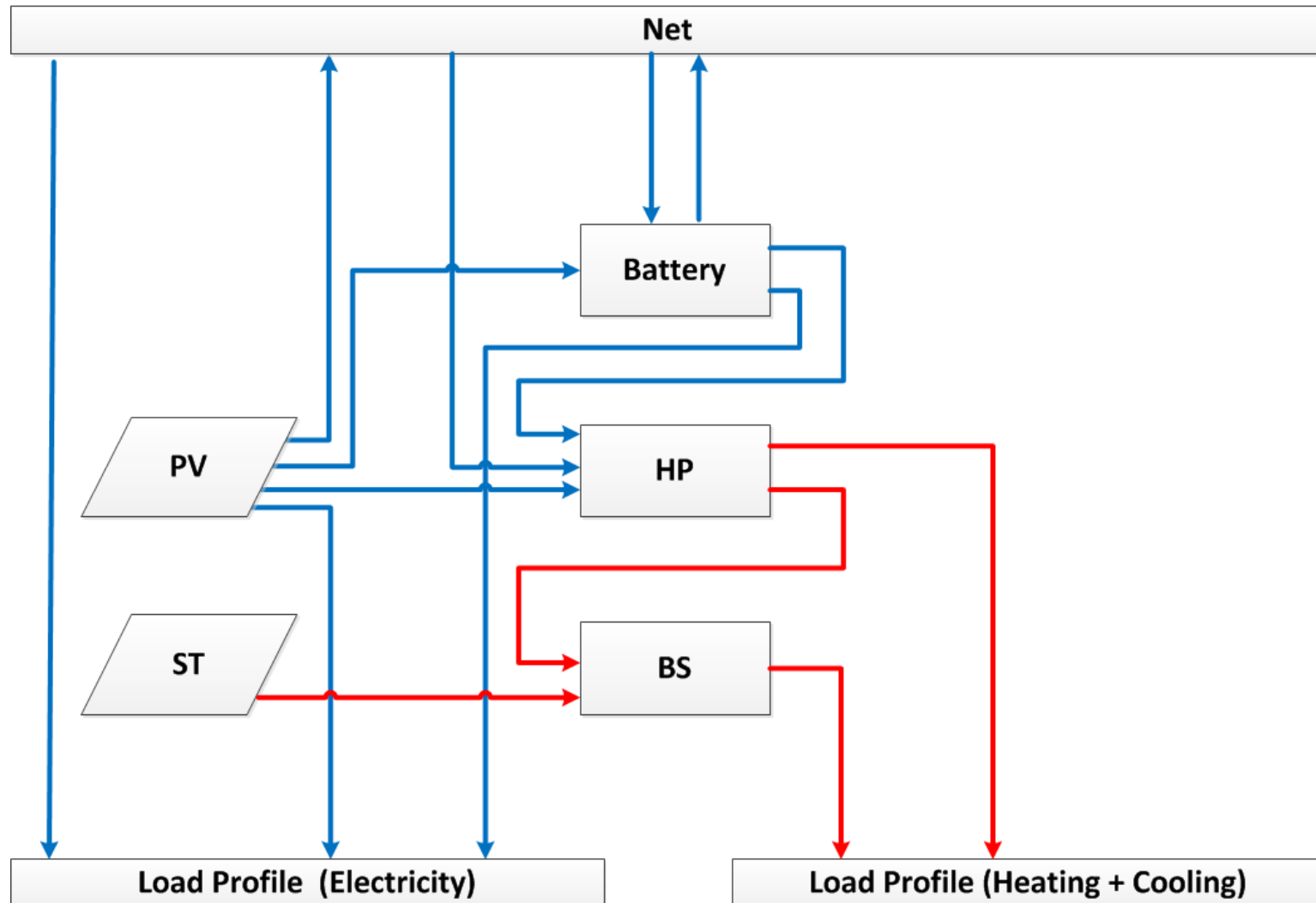
Kein „Break-Even-Point“

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