

# “Distributed Battery Storage - Speicher für den Regelenergiemarkt?“

Smart Grids Week 2012, Bregenz, 24.05.2012

Wolfgang Prügler,  
Rusbeh Rezania

- **Projekt:** Multifunktionales Batteriespeichersystem (MBS)
- **Konsortialführer:** FH Technikum Wien
- **Partner:**
  - Cellstrom GmbH
  - ATB-Becker
  - EVN
  - KEBA AG
  - Technische Universität Wien- Energy Economics Group
- **Programmlinie:** Neue Energien 2020, 3. Ausschreibung

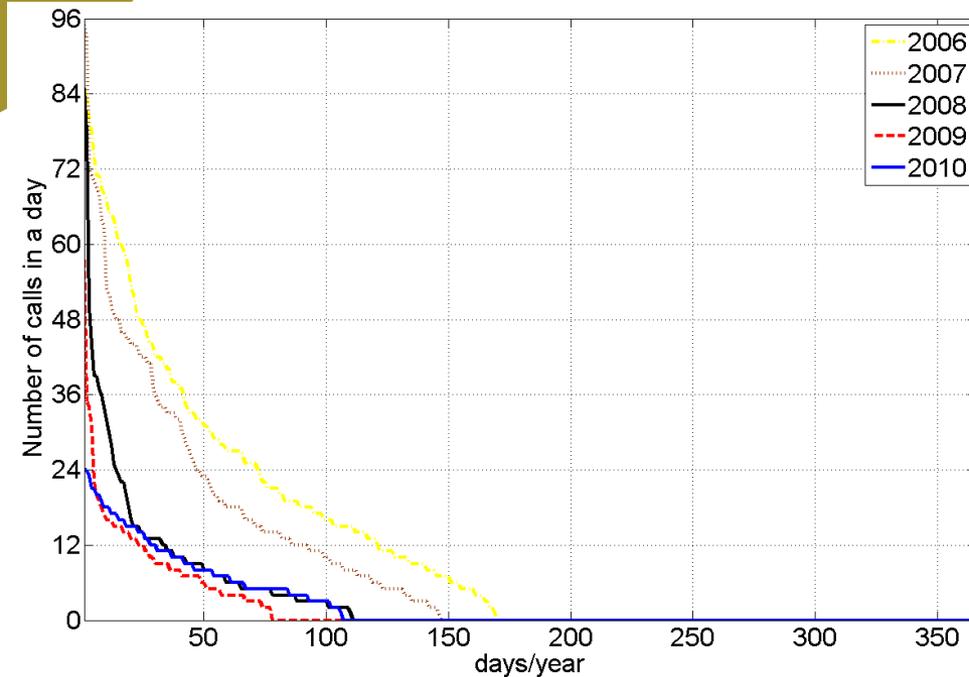


Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

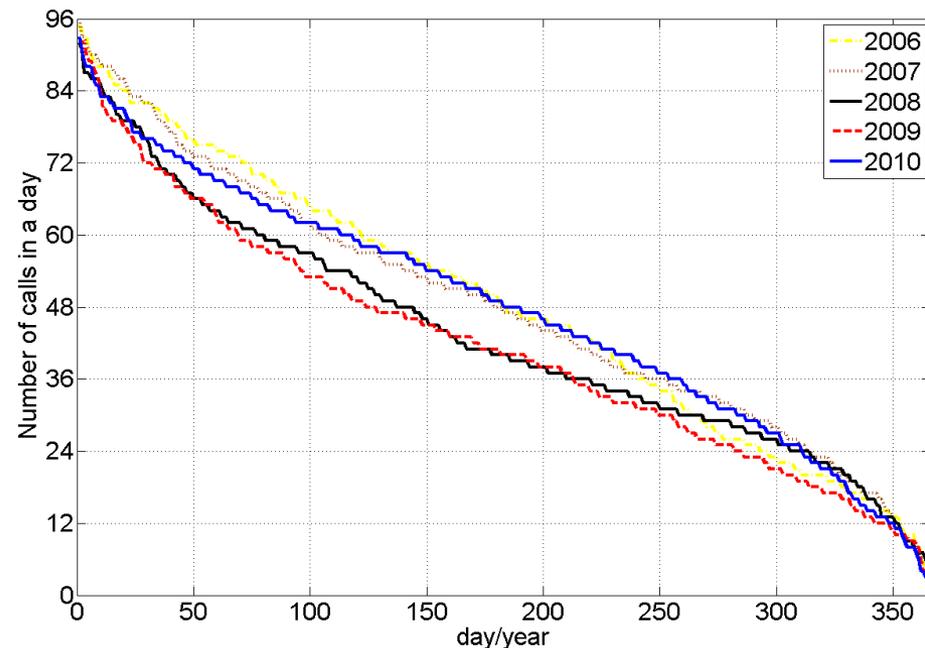
- 1. Statistische Analyse des Regelenergiebedarfs in der APG-Regelzone**
- 2. Einsatzplanung des Speichers**
- 3. Systemeigenschaften**
- 4. Beschreibung des Optimierungsproblems**
- 5. Ergebnisse der Einzelanlage**
- 6. Ergebnisse „Distributed Battery“**

# 1. Statistische Analyse des Regelenergiebedarfs in der APG-Regelzone

Vergleich zwischen Tertiär- und Sekundärregelenergie



Positive Tertiärregelenergie



Positive Sekundärregelenergie

## 1.1 Resultierende Datengrundlage

|                 |         | Leistungspreis<br>€/MW/h | Energiepreis<br>€/MWh |
|-----------------|---------|--------------------------|-----------------------|
| <b>Tertiär</b>  | Positiv | 1                        | 98                    |
|                 | Negativ | 5                        | 4                     |
| <b>Sekundär</b> | Positiv | 10.62                    | 129.17                |
|                 | Negativ | 13.46                    | 19.40                 |

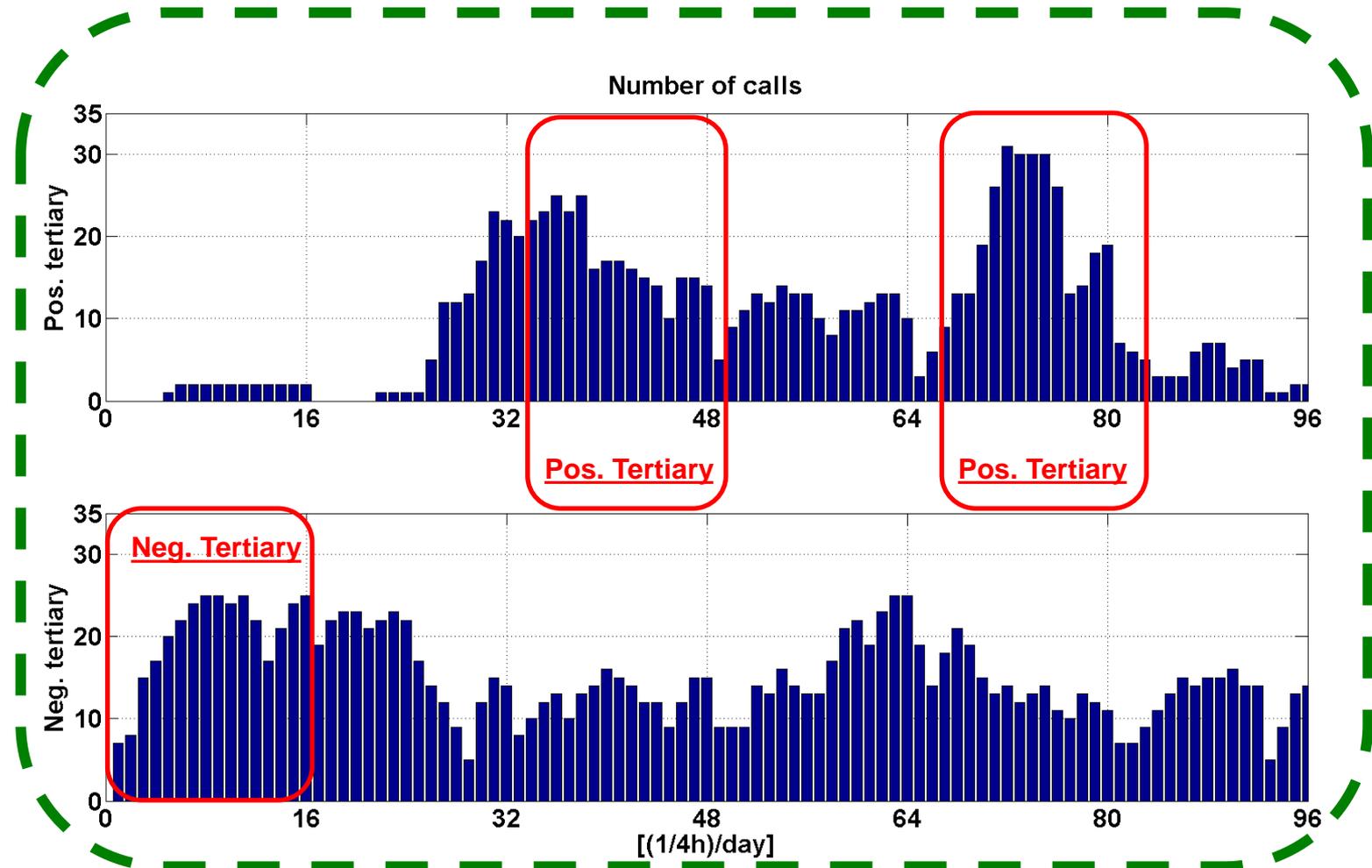
Basierend auf den Abrufen an Regelleistung (Tertiär und Sekundär) in der APG-Regelzone im Jahr 2010

### Quellen:

- A. Fussi, A. Schüppel, C. Gutsch, C. Stigler (2011): Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelleistungsmärkten, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz, Konferenz: IEWT 2011, Wien
- Regelleistung: Tendering results for Germany control energy markets, URL: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)
- APCS: Austrian Power Clearing and Settlement, [www.apcs.at](http://www.apcs.at)

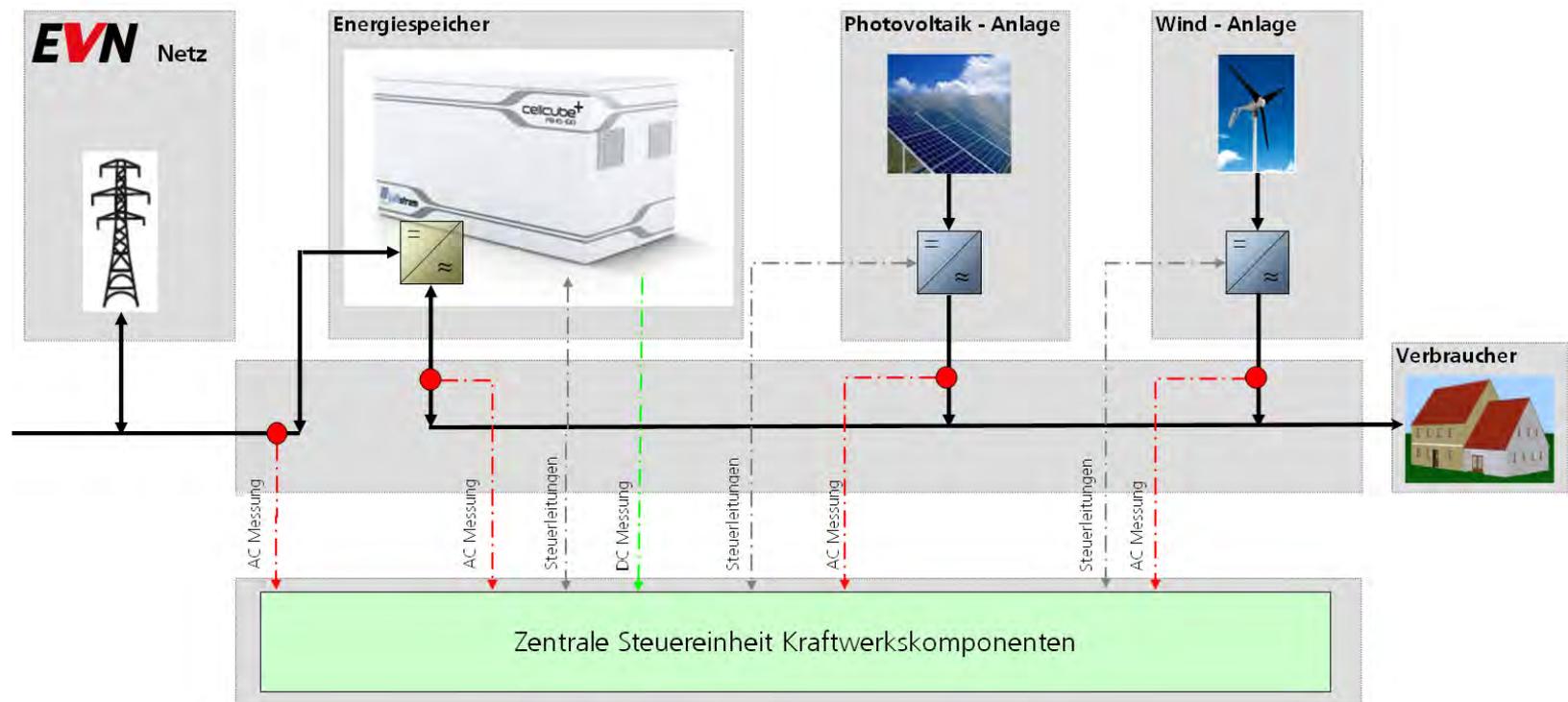
## 2. Einsatzplanung des Speichers

### Energy exchange market



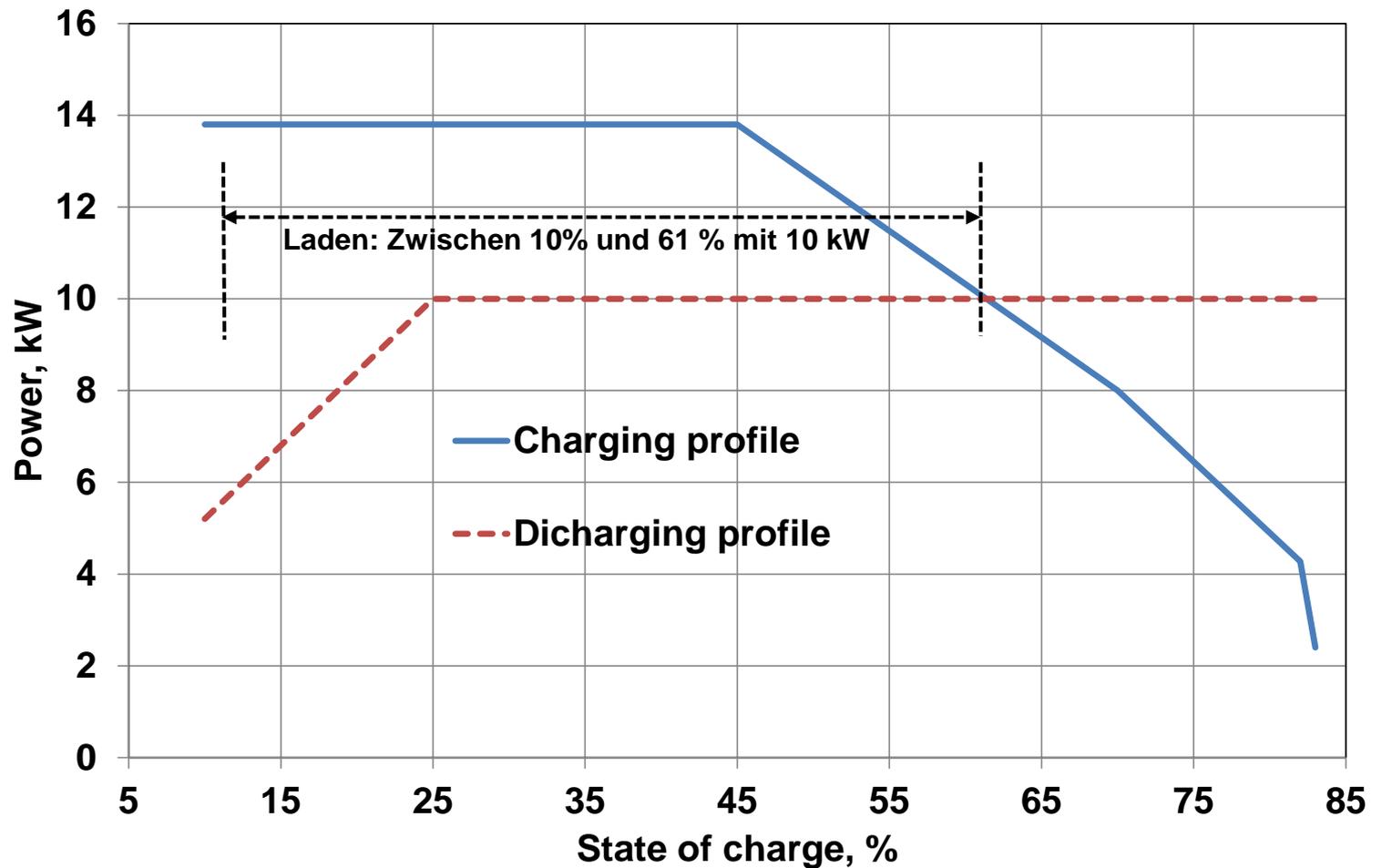
### 3. Systemeigenschaften

Pilotanlage mit einem Vanadium Redox Flow Speicher (Leistung 10 kW, Arbeitsvermögen 100kWh) und einer PV – Anlage (15 kWp) und KWA (1,5 kW)

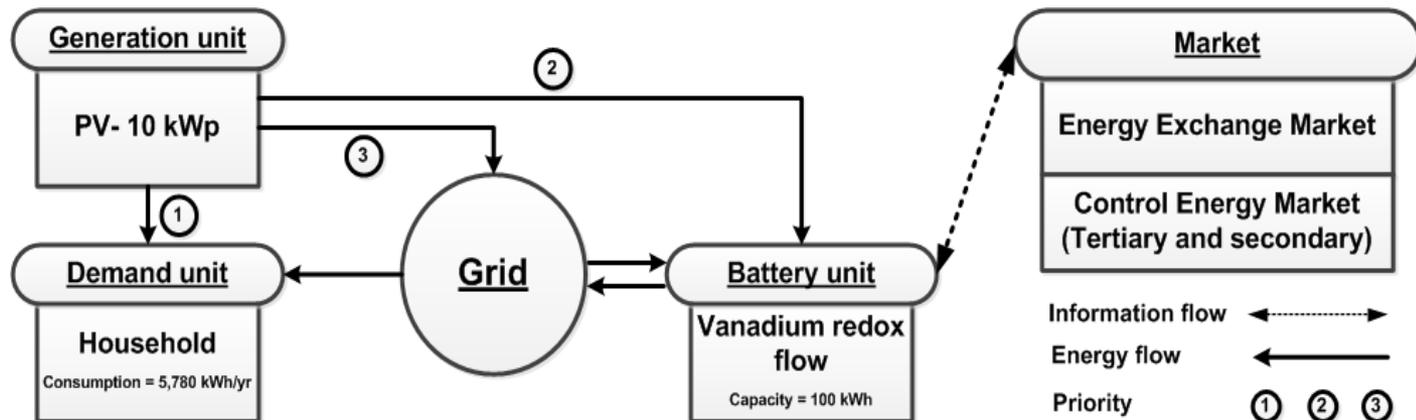


### 3.1 Batterieeigenschaften

Quelle: Cellstrom GmbH



## 3.2 Modellbildung



$$\begin{aligned}
 \text{Erlöse} = & \text{Control}_{\text{power,negative}}(P_{\text{charge}}, \text{Price}_{\text{power,neg}}) \\
 & + \text{Control}_{\text{power,positive}}(P_{\text{discharge}}, \text{Price}_{\text{power,neg}}, \eta_{B2G}) \\
 & + \text{Control}_{\text{energy,positive}}(P_{\text{discharge}}, \text{Price}_{\text{energy,pos}}, \eta_{B2G}) \\
 & + \text{Exchange}_{\text{Market,energy sell}}(P_{\text{discharge}}, \text{Price}_{\text{energy}}, \eta_{B2G})
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Kosten} = & \text{Control}_{\text{energy,negative}}(P_{\text{charge}}, \text{Price}_{\text{energy,neg}}, \eta_{G2B}^{-1}) \\
 & + \text{Exchange}_{\text{Market,energy purchase}}(P_{\text{charge}}, \text{Price}_{\text{energy}}, \eta_{G2B}^{-1})
 \end{aligned}$$

## 4. Beschreibung des Optimierungsproblems

### Zielfunktion

Maximiere (Erlöse – Kosten)

$$S_{VRB}(t+1) = S_{VRB}(t) + P_{Charge,t+1}(S_{VRB}(t)) * \eta_{G2B} - P_{Discharge,t+1}(S_{VRB}(t)) - Own_{Consumption}$$

: stündliche, sequentielle Optimierung

### Randbedingungen

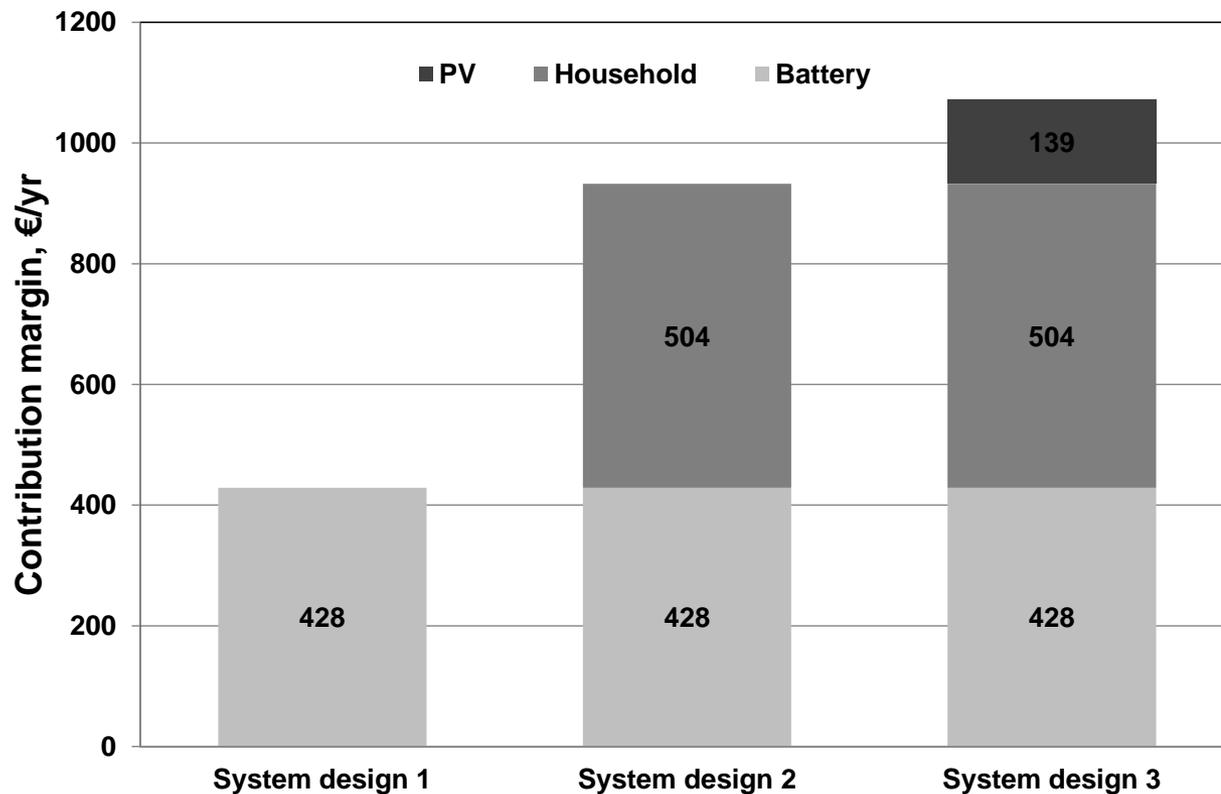
$$10 \text{ kWh} \leq S_{VRB} \leq 83 \text{ kWh} \quad : \text{Maximaler und minimaler Speicherinhalt}$$

$$\begin{cases} 2.4 \text{ kW} \leq P_{Charge,t}(S_{VRB}(t)) \leq 10 \text{ kW} \\ 5.2 \text{ kW} \leq P_{Discharge,t}(S_{VRB}(t)) \leq 10 \text{ kW} \end{cases} \quad : \text{Maximale und minimale Lade- und Entladeleistung}$$

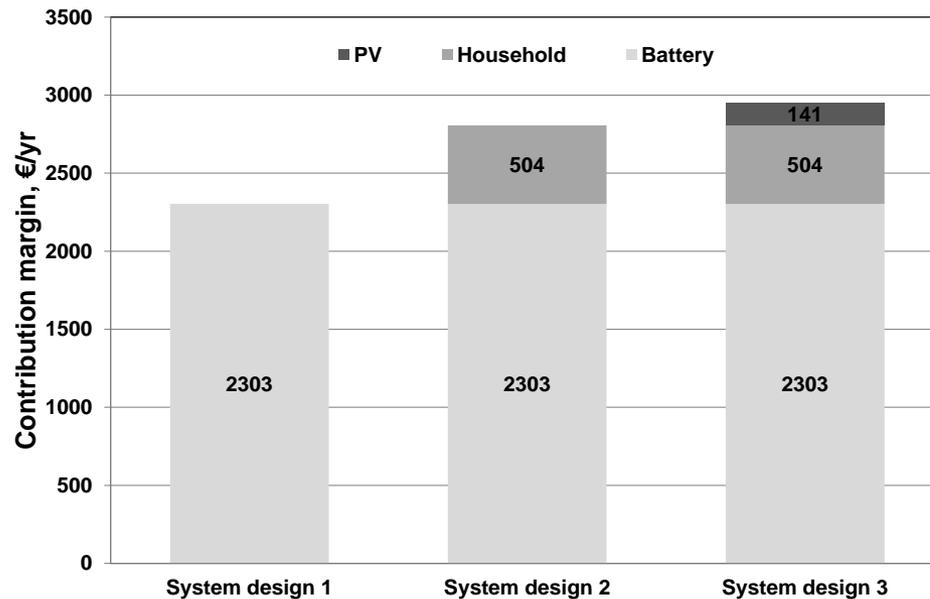
$$\begin{cases} 65 \text{ kWh} \leq S_{VRB,Control \text{ market } ,Positive} \leq 83 \text{ kWh} \\ S_{VRB,Control \text{ market } ,Negative} \leq 21.38 \text{ kWh} \end{cases} \quad : \text{Maximale und minimale Batteriekapazität um 00:00, 08:00 und 16:00 Uhr für die Teilnahme am Regelenergiemarkt}$$

## 5. Ergebnisse für Einzelanlage

### 5.1 Teilnahme am Spot- und Tertiärregelenergiemarkt



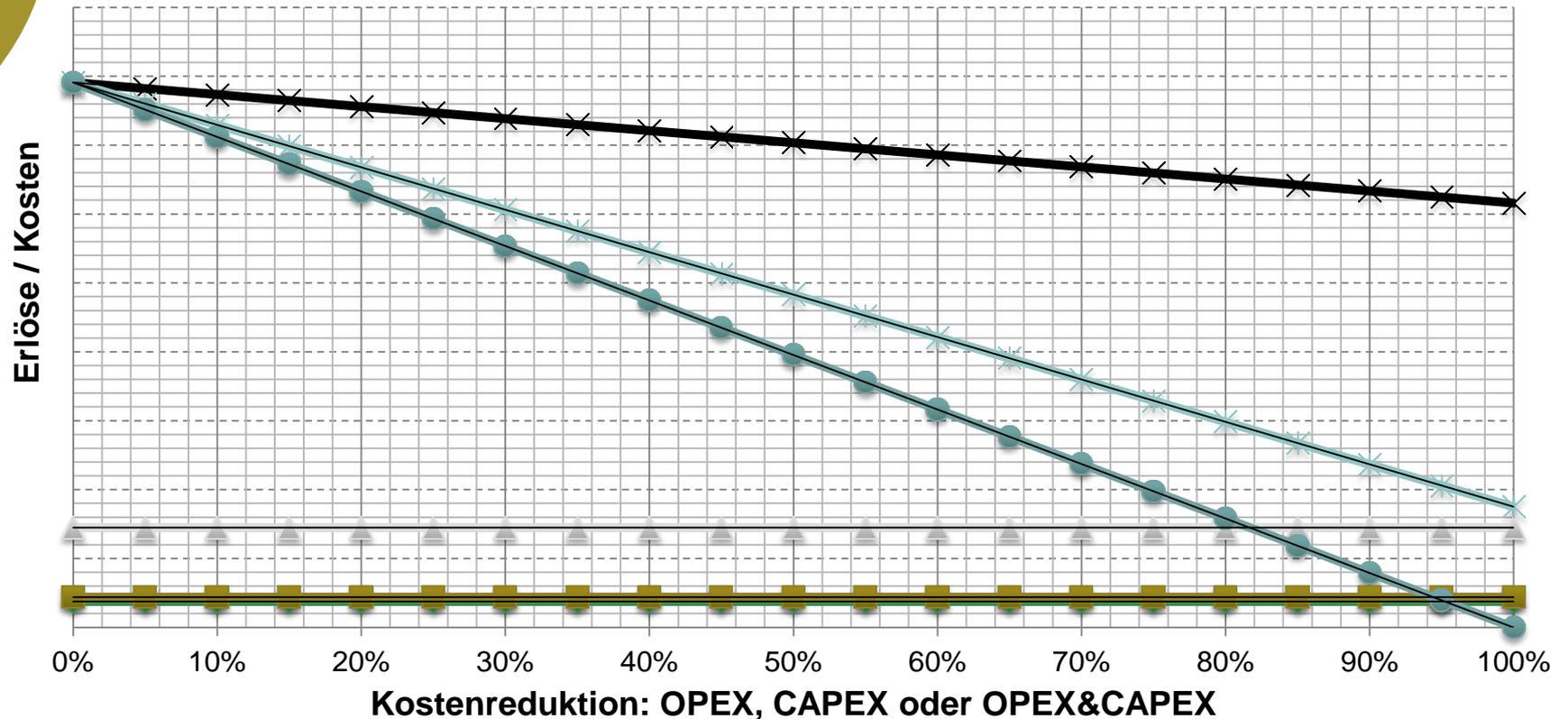
## 5.2 Teilnahme am Spot- und Sekundärregelenergiemarkt



- Die jährlichen Kosten bestehend aus den Kapital- (Zinssatz = 7 %, Lebensdauer = 20 Jahre) und Betriebskosten (3500 €/a) liegen um Faktor 4-5 höher als die erreichbaren Erlöse in Systemauslegung 3
- Ein theoretischer Einsatz einer Einzelanlage am Regelenergiemarkt kann daher (derzeit) nicht kostendeckend abgebildet werden

## 5.3 Notwendige Kostenreduktionen

◆ EEX Erlöse: Vorgabe von Zeiträumen   
 ■ EEX Erlöse: Dynamisch optimiert   
 ▲ Erlöse: Regelenergie  
✕ Var.: OPEX   
 ✕ Var.: CAPEX   
 ● Var.: CAPEX&OPEX

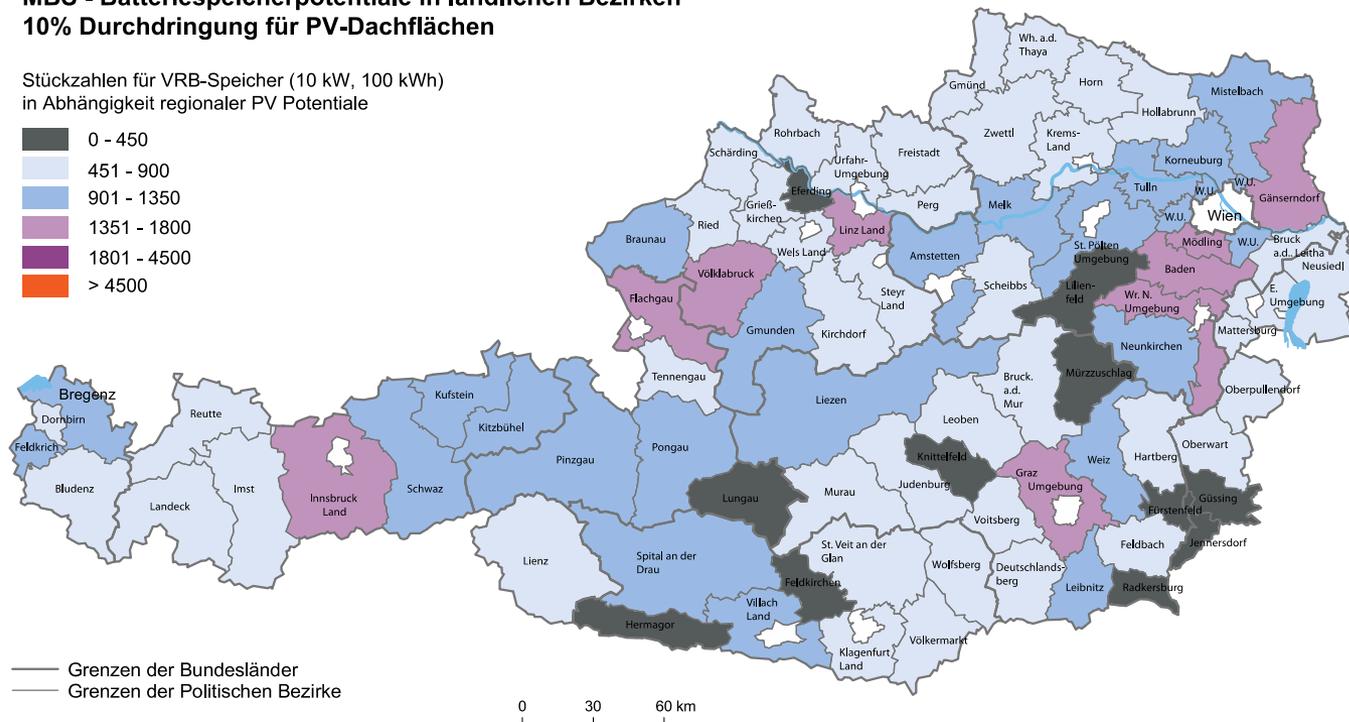
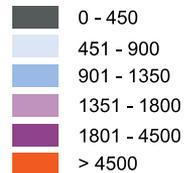


## 6. Ergebnisse „Distributed Battery“

### 6.1 Potentialanalyse auf Bezirksebene

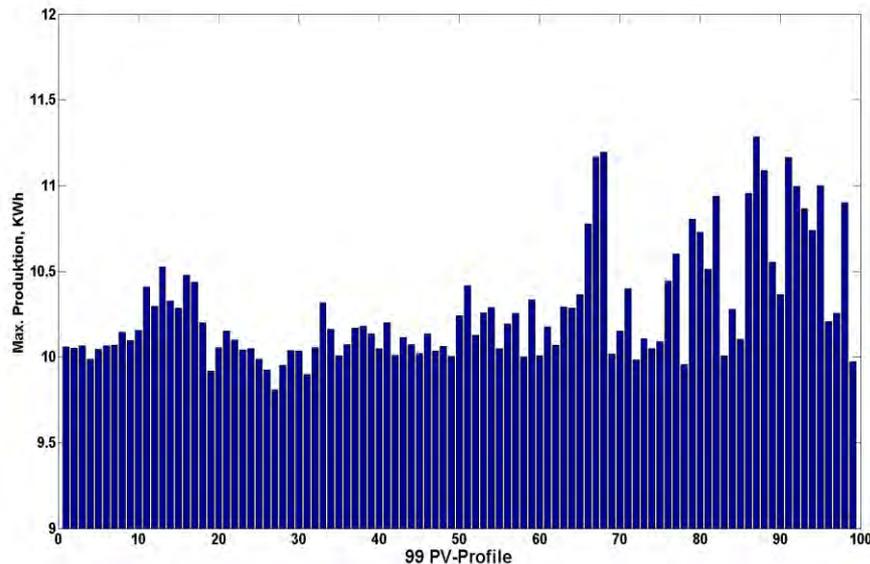
#### MBS - Batteriespeicherpotentiale in ländlichen Bezirken 10% Durchdringung für PV-Dachflächen

Stückzahlen für VRB-Speicher (10 kW, 100 kWh)  
in Abhängigkeit regionaler PV Potentiale



## 6. Ergebnisse „Distributed Battery“

### 6.1 Globalstrahlungserhebung auf Bezirksebene



- Erhebung für 100 Standorte (Städte + Landbezirke + Anlagenstandort)
- Je Bezirk 10 Anlagen
- Pooling-Anlagenleistung 10 MW
- Pooling-Kapazität 100 MWh
- Pooling-Erlöse lediglich um 0,7% höher als am Demonstrator
- IKT Kosten nicht berücksichtigt

## 7. Schlussfolgerungen

- Einsatz der Testanlage am Regelenergiemarkt kann max. 3 k€/a Erlösen, wenn Vorteile der Eigenbedarfsdeckung (Haushalt) der Batterie angerechnet werden und PV-Strom gratis zur Verfügung steht (Best Case)
- Ein theoretischer Einsatz einer Einzelanlage am Regelenergiemarkt kann daher (derzeit) nicht kostendeckend abgebildet werden; Kostenreduktionen von ca. 80% (OPEX und CAPEX) wären nötig
- **Auch ein verteilter Einsatz als „Distributed Battery“ verbessert die Erlöse lediglich um 0,7% (etwaige IKT Kosten nicht berücksichtigt)**
- Alternative Absatzmärkte sind daher für die untersuchte Batterietechnologie plausibel (Notstromversorgung; Gebiete mit hohen Netzausfallsraten, Inselösungen)



# Feedback Diskussion Fragen



**Dr. Wolfgang Prügler**

---

Technische Universität Wien – Energy Economics Group, Gusshausstrasse 25-29, A-1040 Wien,  
Tel:+43 58801 370369., Fax:+43 58801 370397, [pruegler@eeg.tuwien.ac.at](mailto:pruegler@eeg.tuwien.ac.at), [www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at)