

# **Dimensionierung und Betrieb von Batteriespeichern in Windparks – eine Multi-Use Anwendung**

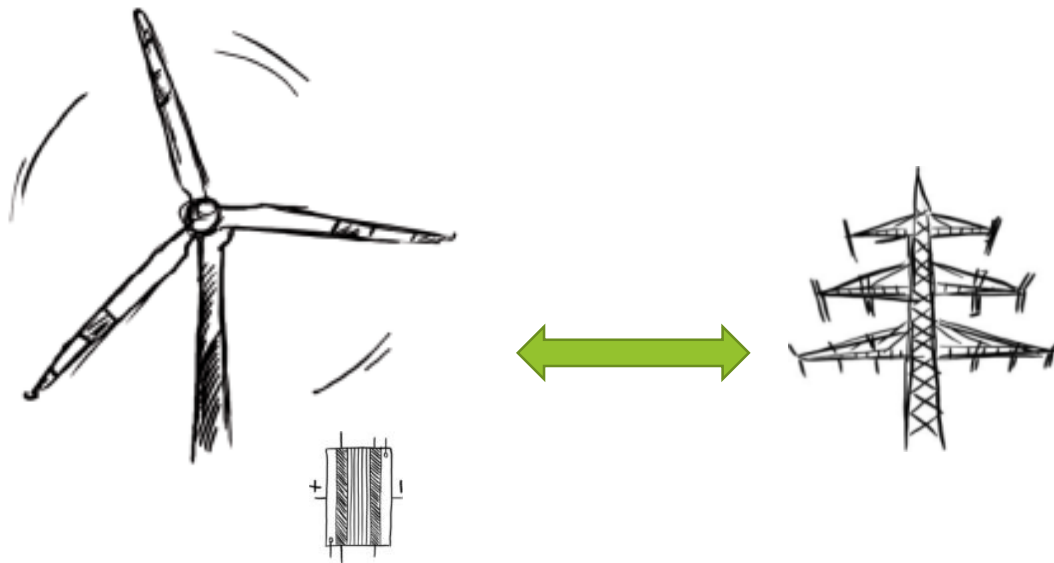
Jun.-Prof. Dr.-Ing. Ines Hauer

5. Herbstworkshop  
„Energiespeichersysteme“

7.12.2021, TU Dresden

- Was hat Multi-Use und warum ist das sinnvoll?
- optimale Integration von Windparks in die elektrischen Netze
- Nutzung von Batteriespeicher zur Reduzierung des Eigenbedarfes von Windparks

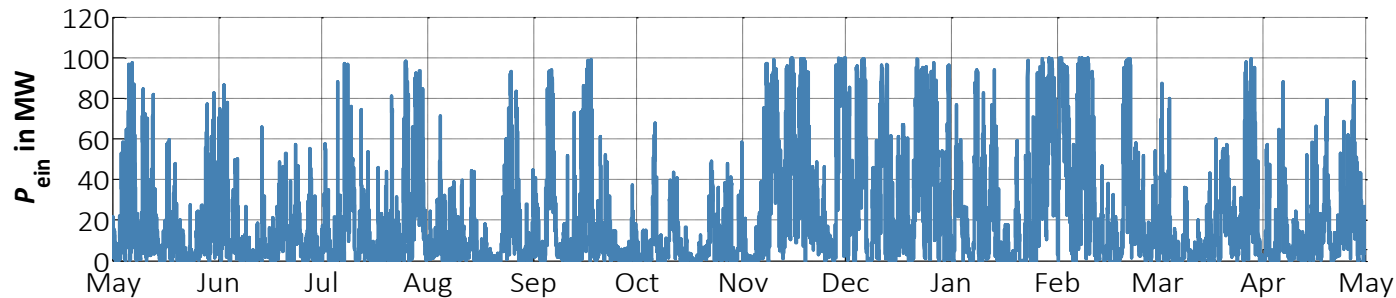
## ➤ Ist das ein wirtschaftliches Zukunftsmodell?



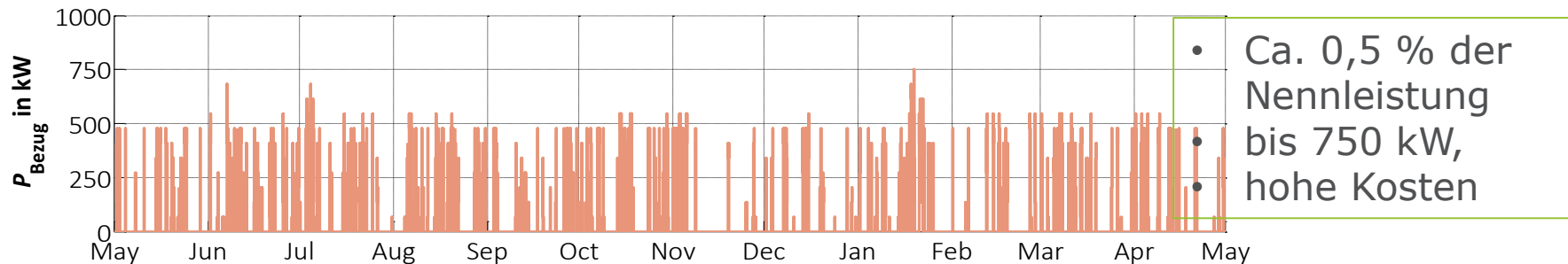
Hauer, Ines; Balischewski, Stephan; Ziegler, Christian Design and operation strategy for multi-use application of battery energy storage in wind farms *In: Journal of energy storage - Amsterdam [u.a.]: Elsevier, Vol. 31 (2020), article 101572*

- Analyse von Realdaten eines Windparks im Harz
  - 32 Anlagen (2-6 MW),
  - installierte Leistung 70 MW (im Modell hochskaliert auf 100 MW)
  - 1/4h Messwerte zu Wirk- und Blindleistung am NVA

a) Leistungseinspeisung aus Windkraft



b) Leistungsbezug als Eigenverbrauch



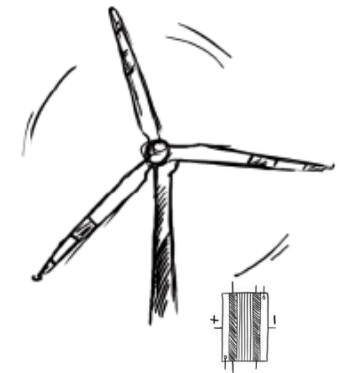
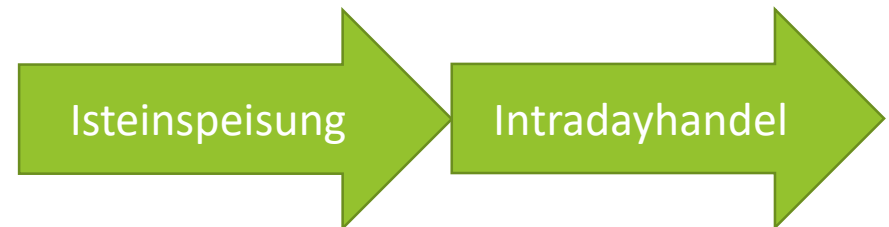
## Bestimmung einer ökonomischen Batteriespeicherkombination

- Betrachtung eines Bilanzkreises aus Windpark und Batteriespeicher
- Speicher wird zur Reduzierung des Netzbezuges (Eigenbedarfs) angeschafft
- zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit soll der Speicher zusätzlich im Intradayhandel Erlöse erzielen bzw. Kosten vermeiden

## 1 Tag vor Erfüllungszeitpunkt



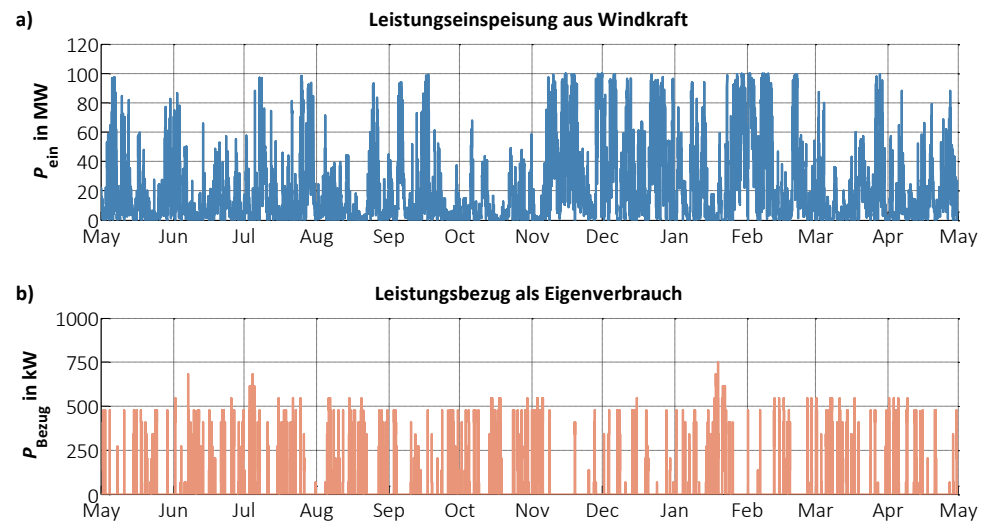
## Erfüllungszeitpunkt



- Speicher gleicht Prognoseabweichungen aus
- Bilanzkreis wird durch ID Handel ausgeglichen

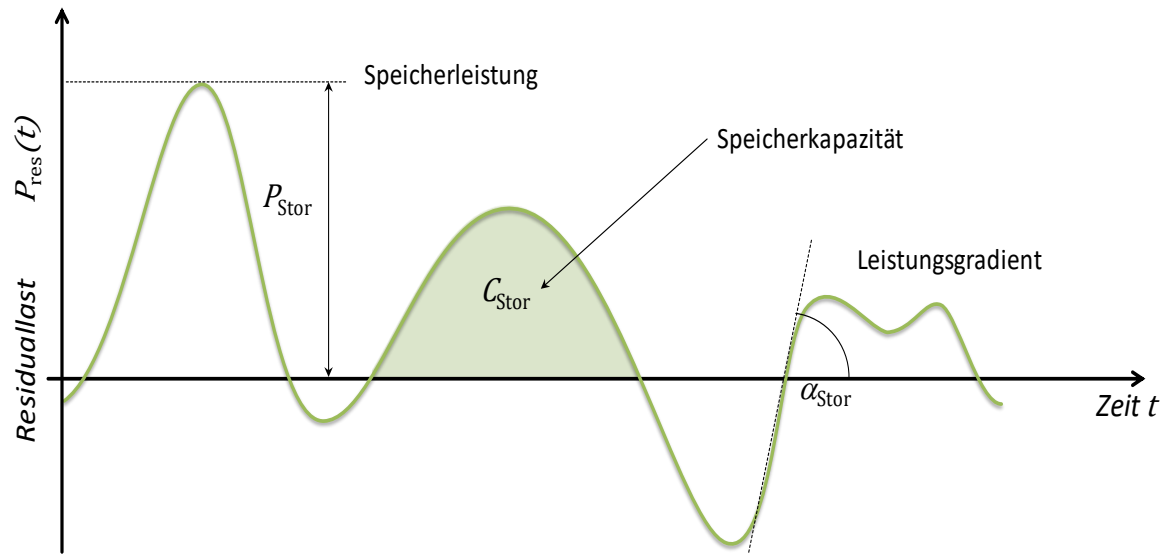
## Bilanzkreismodell

- Installierte Leistung  
Windpark: 100 MW
  - Netzbezugszeiten 12 % des Jahres
  - bezogene Gesamtenergiemenge 213 MWh
- Dimensionierung eines geeigneten Speichers zur Reduzierung des Eigenbedarfs



## Speicherdimensionierung

Analyse des Leistungsbezuges und deren Dauer am Netzanschluss



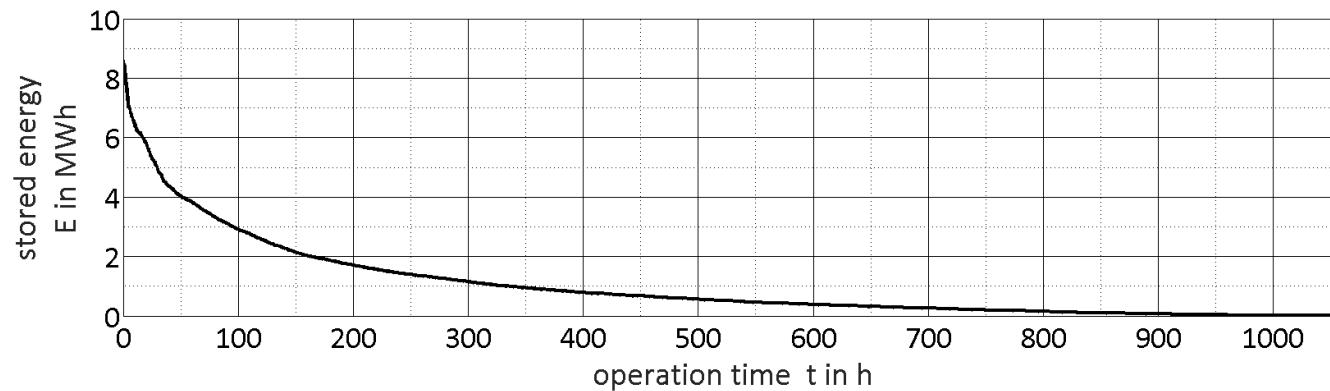
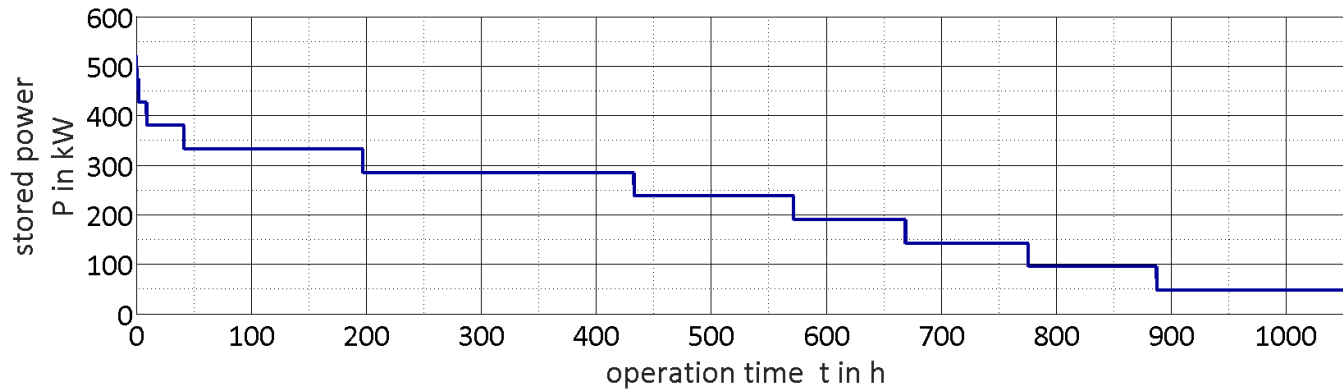
$$P_{Bat,x} = \max(P_{res}^+(t))_x \quad \forall x = \{x \in \mathbb{N} | 1 \leq x \leq i\}$$

$$C_{Bat,x} = \int_{t_x}^{t_{x+1}} P_{res}^+(t) dt \quad \forall x = \{x \in \mathbb{N} | 1 \leq x \leq j\}$$

# Speicherdimensionierung

## Speicherdimensionierung

Analyse des Leistungsbezuges und deren Dauer am Netzanschluss



## Speicherkosten pro P/C Kombination

$$\mathbf{K}_{\text{Bat,Inv},ij} = c_{\text{OH}} \cdot (k_{\text{L}} \cdot \mathbf{p}_{\text{Bat},i} + k_{\text{K}} \cdot \mathbf{c}_{\text{Bat},j}^{\text{T}})$$

$k_{\text{L}}$  - Leistungskosten 150 €/kW

$k_{\text{K}}$  - Kapazitätskosten 500 €/kWh

$c_{\text{OH}}$  - Overhead-Koeffizienten 20%

## Bewertung der Investition durch die Kapitalwertmethode (NPV):

$$\bullet \quad \mathbf{NPV}^{(i \times j)} = \sum_{t=1}^{t_{\text{life}}} \left( \frac{R_0 - R_{ij}}{(1+z_r)^t} \right) - \mathbf{K}_{\text{Bat,Inv},ij}$$

$R_0$  - Kosten ohne Speicher

$R$  - Kosten mit Speicher

$k_{\text{E}}$  - 170 €/MWh

$k_{\text{p}}$  - 25 €/kW

$z_r$  - Zinsrate von 5%

$t_{\text{life}}$  - Lebensdauer

$$\bullet \quad R = \sum R_i = \begin{cases} R_E = k_E \cdot \int_0^{T=1a} P_{\text{res,Bezug}} d\tau \\ R_P = k_P \cdot \max(P_{\text{res,Bezug}}) \end{cases}$$

## Bestimmung der ökonomisch optimalen Speicherkombination

$$\bullet \quad \mathbf{NPV}_{\text{opt}} = \max(\mathbf{NPV}^{(i \times j)})$$



- Untersuchungszeitraum: 09.2016 - 08.2017
- reale Winddaten,
- Windprognose basierend auf 50 Hertz Daten
- reale ID und DA Preise, reBAP Preise extrahiert
- Berechnung für die nächste  $\frac{1}{4}$  Stunde
- Berechnung erfolgt für verschiedene Batteriespeicherkapazitäten  $C$  und Batterieleistungen  $P$
  
- **Vergleichsfall:** Windpark hat keinen Batteriespeicher
- **Anwendungsfall 1:** Speicher dient nur zur Deckung des Eigenbedarfs
  - Bilanzkreisabweichungen werden im Intraday gehandelt
  - entladen des Speichers im Netzbezugsfall
  - laden bei Energieproduktion aus dem Windpark

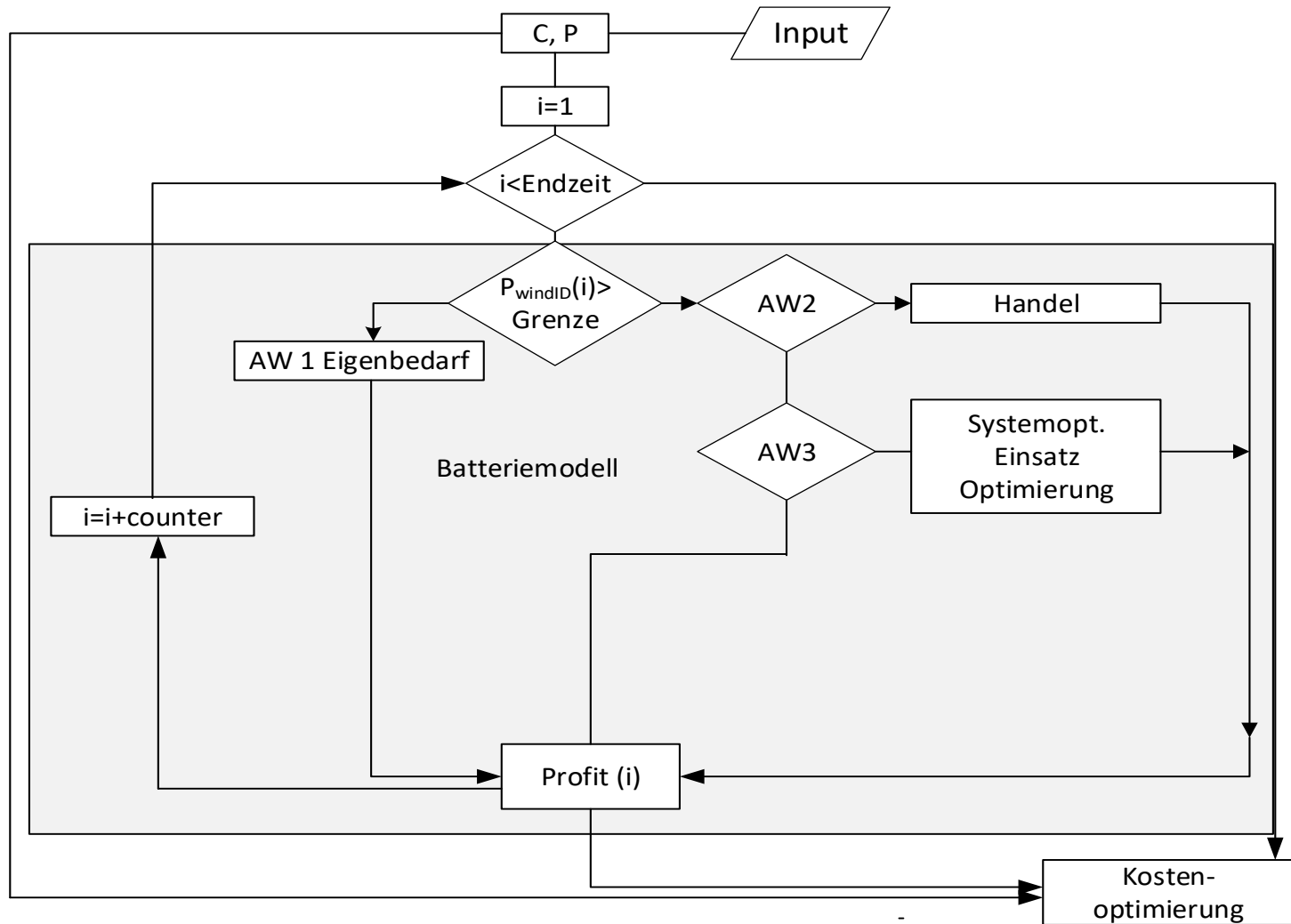
## Anwendungsfall 2

Der Speicher wird hauptsächlich zur Deckung des Eigenverbrauchs eingesetzt. Ist eine Einspeiseleistung  $> 2\%$  der installierten Windkapazität vorhergesagt, wird der Speicher zum Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen genutzt oder zur Gewinnmaximierung.

**Anwendungsfall 3 :** Mixed-Integer Linear Programming Optimierung findet das ökonomische Optimum für des Speichereinsatz

$$\begin{aligned} \max f(P) = & p_{\text{Bat}}(t) \Delta P_{\text{Bat,pos,intr}}(t) - p_{\text{Bat}}(t) \Delta P_{\text{Bat,neg,intr}}(t) \\ & + p_{\text{Kauf,intr}}(t) P_{\text{Kauf,intr}}(t) - p_{\text{Verkauf,intr}}(t) \Delta P_{\text{Verkauf,intr}}(t) \end{aligned}$$

## Übersicht



$$E_{\text{soc}}(t) = E_{\text{soc}}(t-1) + \Delta t \frac{\Delta P_{\text{Bat, pos}}(t)}{\eta_{\text{Bat}}} - \Delta t \eta_{\text{Bat}} \Delta P_{\text{Bat, neg}}(t)$$

# Dimensionierungsergebnis

## Ergebnisse

Optimale Speicherkombination  $P = 100 \text{ kW}$  und  $C = 100 \text{ kWh}$

	Ohne Speicher	AF1	AF 2	AF 3
<b>Bezogene Energie aus dem Netz in MWh</b>	213	186	188	188
<b>Kosten für bezogene Energie in €</b>	-42606	-37308	-37649	-37649
<b>Vollzyklen der Batterie pro Jahr</b>		256	375	597
<b><math>t_{\text{EOL}}</math> Lebensende nach Vollzyklen, wenn 80 % Kapazität erreicht ist</b>		23,43	16	10
<b><math>t_{\text{payback}}</math> Amorisationszeit für NVP <math>z=5\%</math></b>		22	23	16
<b>Jährl. Ersparnisse in €</b>	-	5832	5526	6343

Geringe Auslastung,  
mehr Zyklen möglich

hohe Auslastung,  
weniger Zyklen  
notwendig

 **Reduktion des Energiebezuges, um 13%**

## Optimale Kombination von AF1 und AF2

- market participation factor  $p_{\text{Bat}}$  definiert die Kosten des Speichers in €/kWh

$$\begin{aligned} \max f(P) = & p_{\text{Bat}}(t) \Delta P_{\text{Bat, pos, intr}}(t) - p_{\text{Bat}}(t) \Delta P_{\text{Bat, neg, intr}}(t) \\ & + p_{\text{Kauf, intr}}(t) P_{\text{Kauf, intr}}(t) - p_{\text{Verkauf, intr}}(t) \Delta P_{\text{Verkauf, intr}}(t) \end{aligned}$$

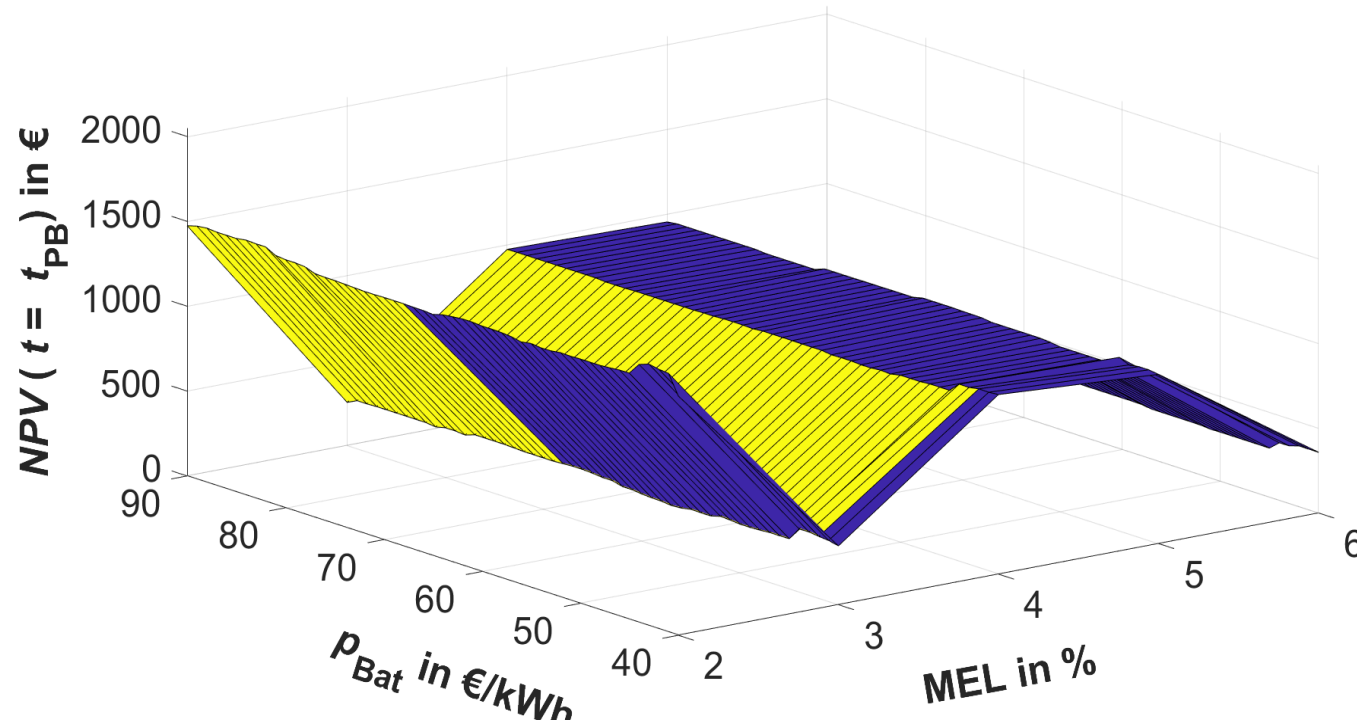
- Solange  $p_{\text{Bat}}(t) \geq p_{\text{Kauf, intr}}(t)$  wird nicht mit Hilfe des Batteriespeichers gehandelt und zum Beispiel Energie zugekauft, um den Bilanzkreisabweichungen auszugleichen
- Market entry limit **MEL: definiert die minimale Windproduktion, bei der Speicher für den Handel im Intraday genutzt wird genutzt wird**

# Dimensionierungsergebnis

## Optimale Kombination von AF1 und AF2

Die Lebensdauer des Batteriespeichers soll größer sein als dessen Amortisationszeit (gelb)

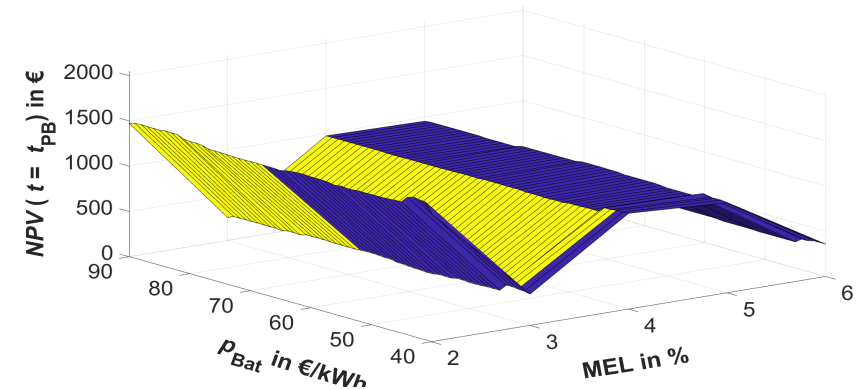
$$t_{\text{EoL}}(MEL, p_{\text{Bat}}) \geq t_{\text{payback}}(MEL, p_{\text{Bat}})$$



# Dimensionierungsergebnis

## Optimale Kombination von AF1 und AF2

Parameter	Value
Leistung	100 kW
Kapazität	100 kWh
Investmentkosten	€ 53,000
Amortisationszeit	16
Vollzyklen pro Jahr	373



- lange Amortisationszeiten  
-> Preis immer noch zu hoch
- 6000 Zyklen nach 16 Jahren
- 80% EoL Kriterium wird langfristig nicht in den Netzen gelten

## Zusammenfassung

- Auslegung des Batteriespeichers für Eigenbedarf alleine ist nicht wirtschaftlich.
- kombinierte Fahrweisen sind am Rande der Wirtschaftlichkeit

## Blick in die Zukunft:

- Reduktion der Leistungsspitzen über Vorhersagemodelle möglich
- Energiemarkt bietet weitere Möglichkeiten
  - Negative Preise → eigene Energie speichern ist ökonomischer als für einen Überschuss zu bezahlen
  - Markt zur Spannungshaltung
  - Markt zur Schwarzstartfähigkeit



# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Für Fragen steht Ihnen zur Verfügung:

Jun-Prof. Dr.-Ing. Ines Hauer

[Ines.hauer@ovgu.de](mailto:Ines.hauer@ovgu.de)

**MDPI Processes:**

**Special Issue "Application of Energy Storage Systems in Smart Grids"**

[https://www.mdpi.com/journal/processes/special\\_issues/Application\\_Energy\\_Storage\\_Systems\\_Smart\\_Grids](https://www.mdpi.com/journal/processes/special_issues/Application_Energy_Storage_Systems_Smart_Grids)