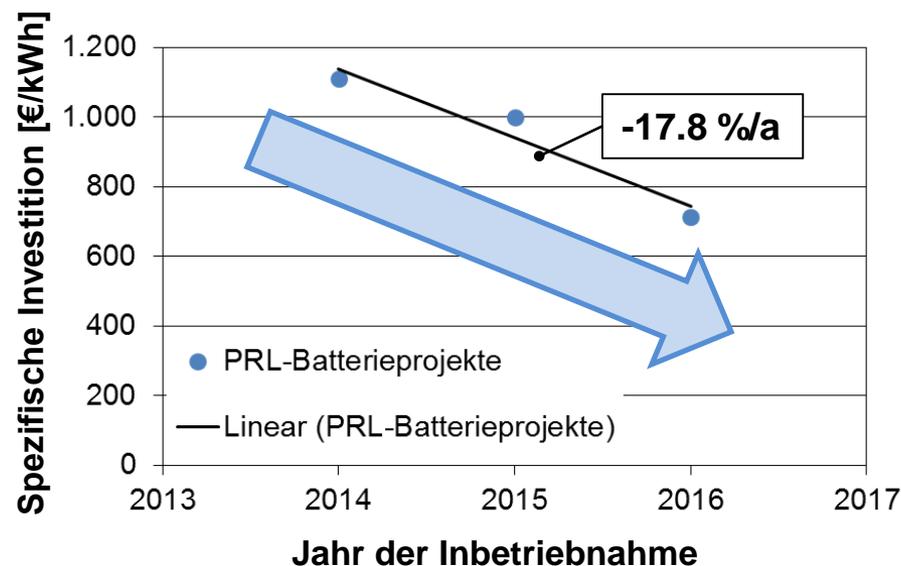
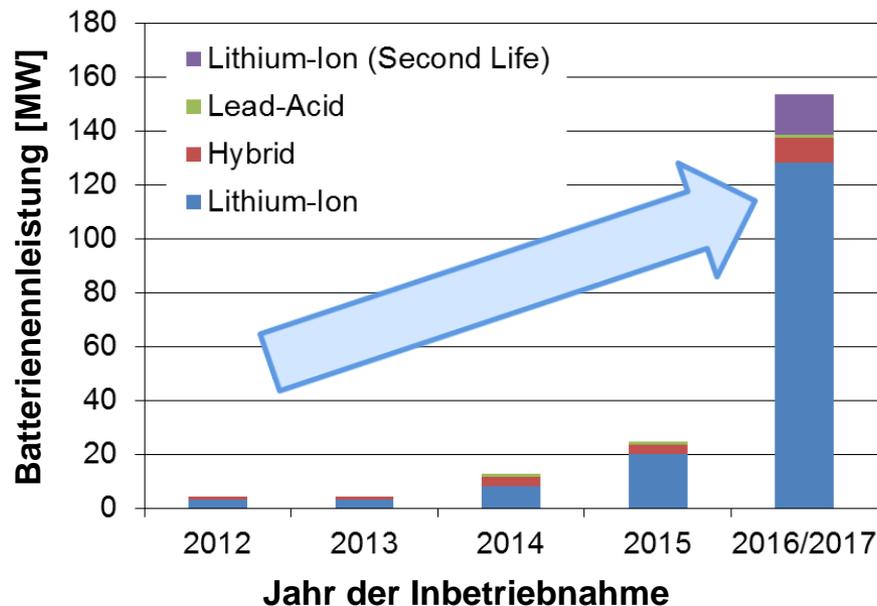


JARA|ENERGY

Strommarkttag am 02.09.2016 am Reiner-Lemoine-Institut, Berlin

Modellbasierte ökonomische Analyse eines stationären Batteriespeichers für die Bereitstellung von Primärregelleistung

Johannes Flee, Sebastian Zurmühlen, Julia Badeda, Peter Stenzel,
Jürgen-Friedrich Hake, Dirk Uwe Sauer



Zunahme der Bereitstellung von Primärregelleistung durch Batteriespeichersysteme

- Batteriespeichersysteme können bis 2017 einen Marktanteil von 27% erreichen
- Größtes Projekt: 90 MW an sechs verschiedenen Standorten (STEAG AG)

Deutlich sinkende Systempreise

Methoden

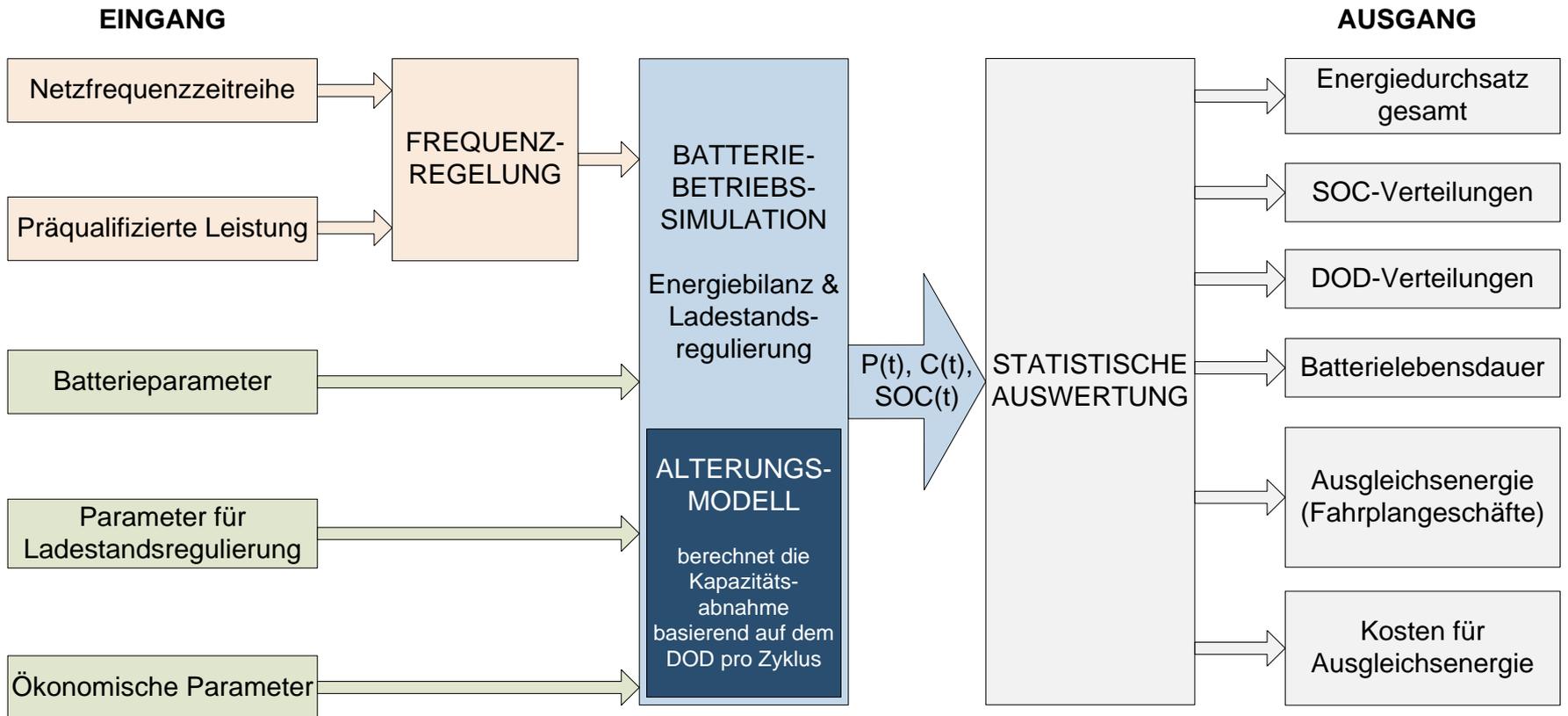
- Simulationsmodell eines Batteriesystems, das PRL bereitstellt
- Batteriealterungsmodell
- Ökonomische Analyse mittels Kapitalwertmethode

Daten

- Zeitreihe der Netzfrequenz
- Messwerte aus Alterungstests mit NMC-Zellen
- Batteriepreise und Preisprojektionen
- PRL-Preise 2015
- Intraday-Strompreise 2015 (EPEX, 2015)

Zwei Fallstudien unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen der deutschen Regelzone

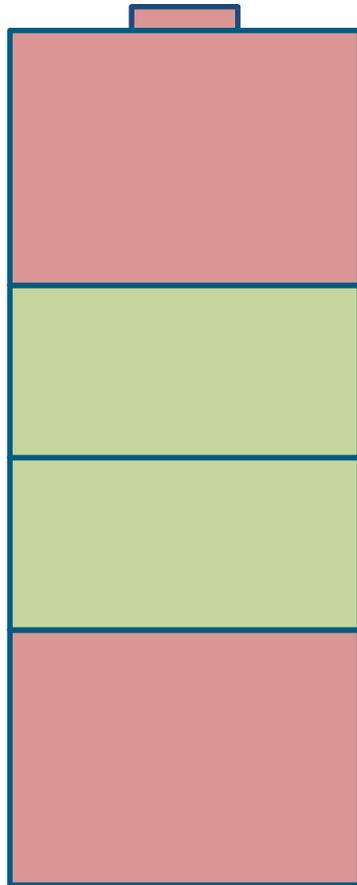
- Batteriesystem mit 2 MWh Kapazität
- 1 MW PRL (1:2-Auslegung, erfüllt 30-Min-Kriterium)
 - 2 MW PRL (1:1-Auslegung, erfüllt 15-Min-Kriterium)



- Zeitliche Auflösung: eine Sekunde
- Optionen für die Ladestandsregulierung
 - Übererfüllung
 - Totbandnutzung
 - Fahrplangeschäfte

- Berücksichtigte Energieflüsse:
 - Energie für die PRL-Bereitstellung
 - Energie für die Ladestandsregulierung
 - Verluste
 - Eigenverbrauch

Implementierung der Ladestandsregulierung



Vorlaufzeit für ein Fahrplangeschäft auf dem Intraday-Strommarkt: 30 bis 45 Minuten

70% SOC

Auslösen eines Fahrplangeschäfts
→ Entladevorgang

50% SOC

Sollwert für Übererfüllung und Totbandnutzung

30% SOC

Auslösen eines Fahrplangeschäfts
→ Ladevorgang

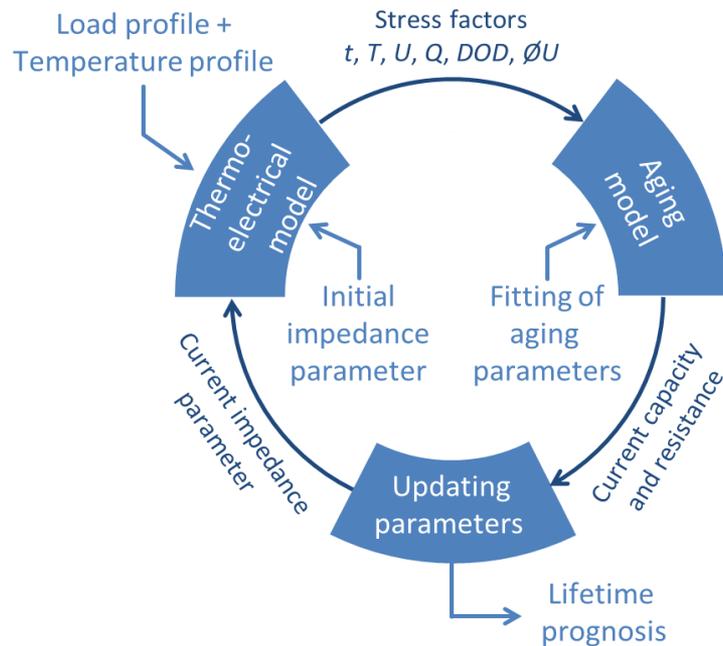
Übererfüllung und Totbandnutzung werden gezielt eingesetzt

- um die Ladung zu verlangsamen, wenn der SOC > 50%
- um die Entladung zu verlangsamen, wenn der SOC < 50%

Modellierung der Batteriealterung

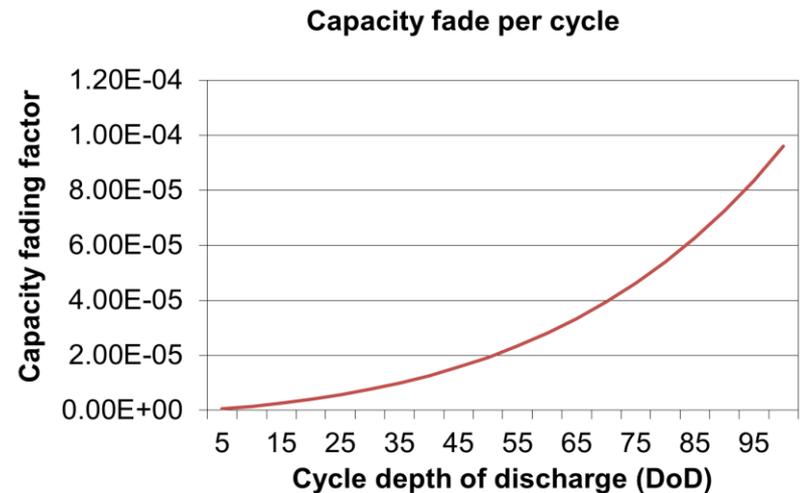
Detailliertes Alterungsmodell

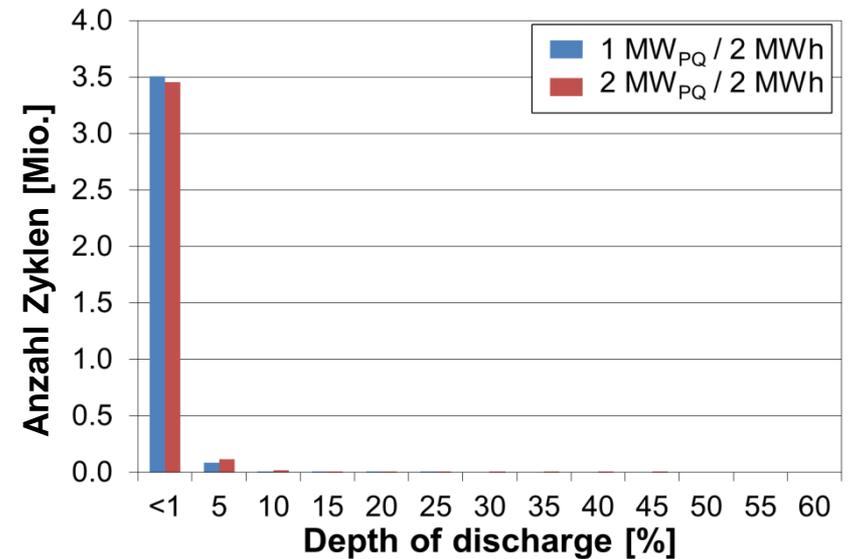
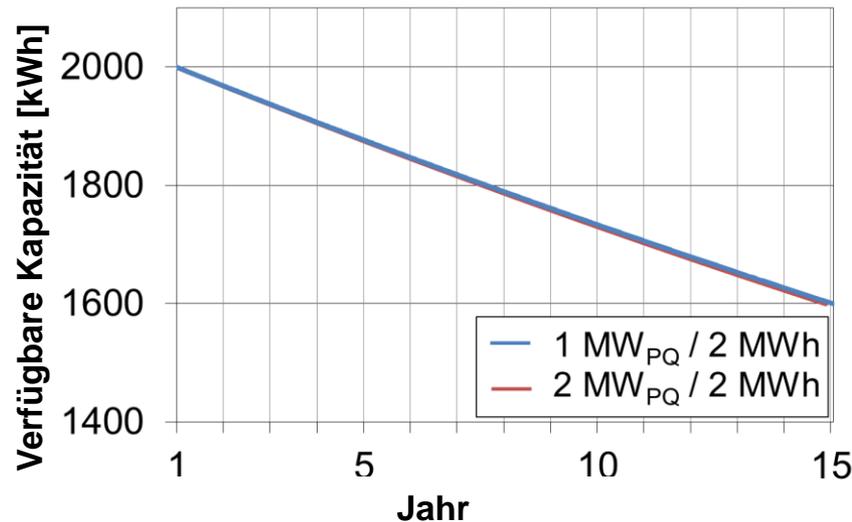
- Ergebnis eines impedanzbasierten Batteriemodells aus EIS-Messungen
- umfangreiche Alterungstests an NMC-Zellen zur Parametrierung



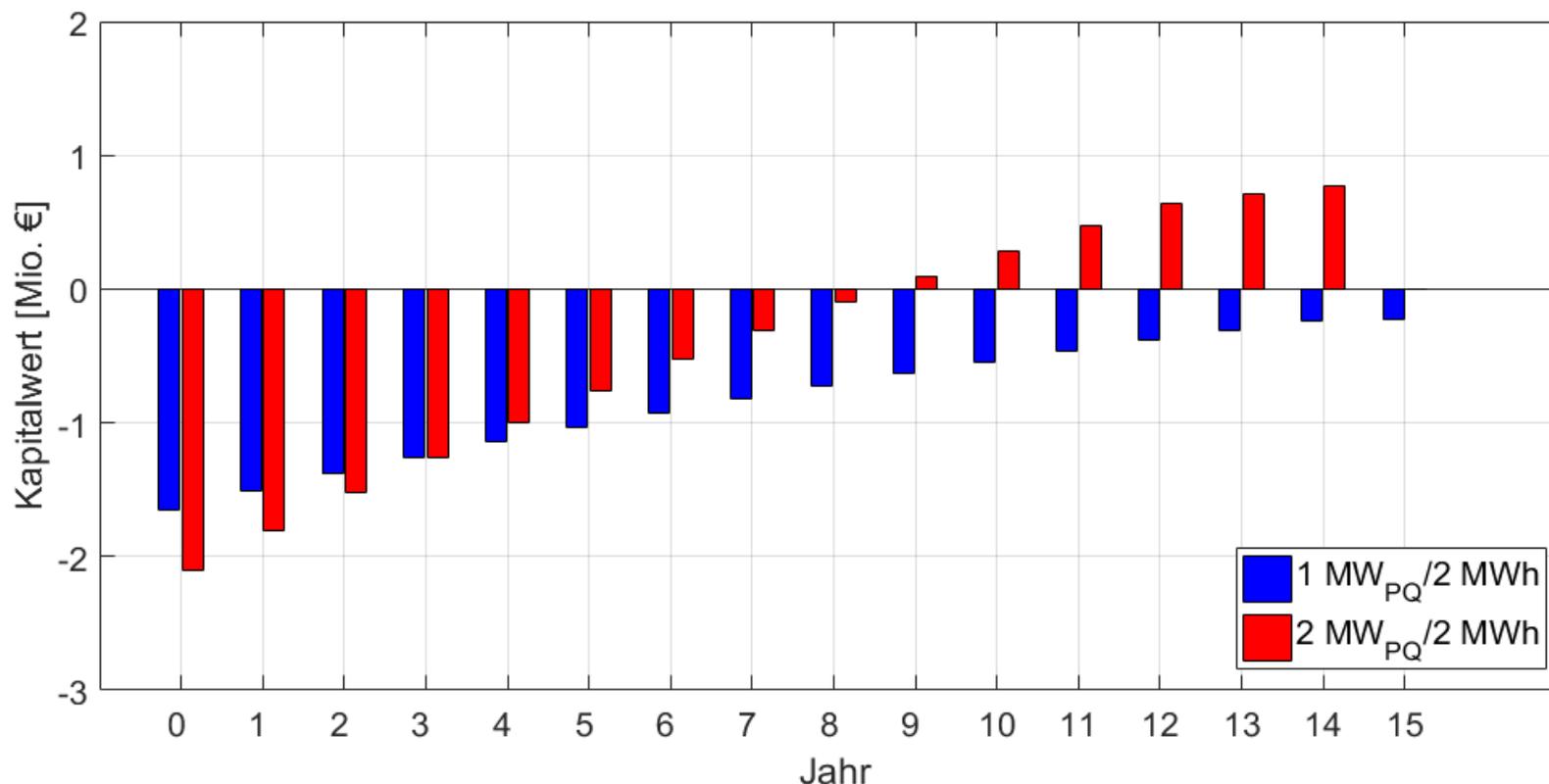
Vereinfachter Ansatz

- Ableitung aus dem detaillierten Model zur Implementierung ins Batteriebetriebssimulationsmodell
- Wöhlerkurve mit Überlagerung von kalendarischen Alterungseffekten



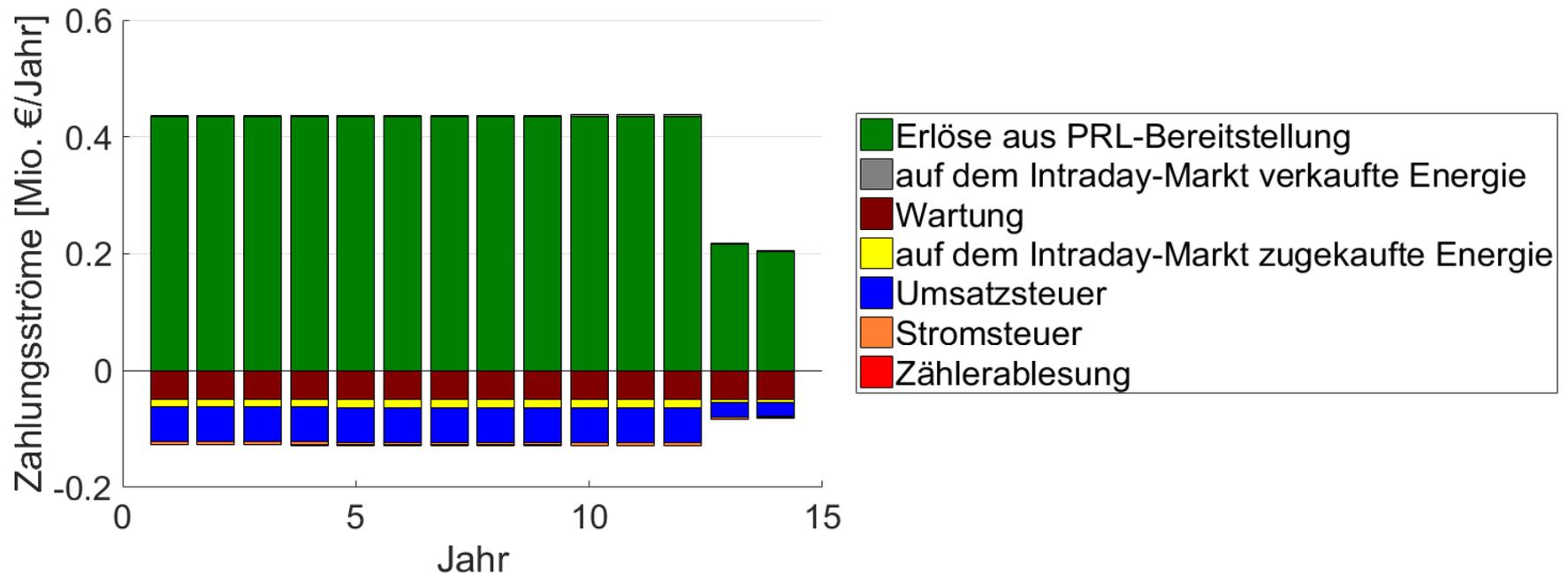


- Beide Systeme werden ihr End-of-Life (80% der Ausgangskapazität) voraussichtlich nach ca. 15 Jahren Betrieb erreichen
- Mehr als 99% der auftretenden Zyklen haben einen DoD < 5%
- Ein detaillierteres Alterungsmodell ist erforderlich, um die zyklische Alterung besser abbilden zu können



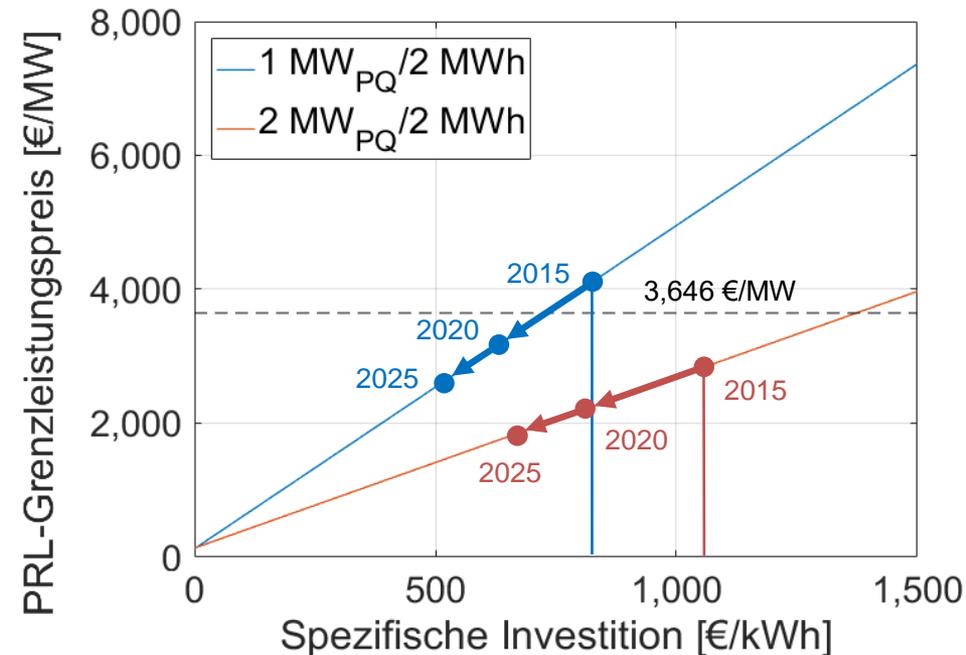
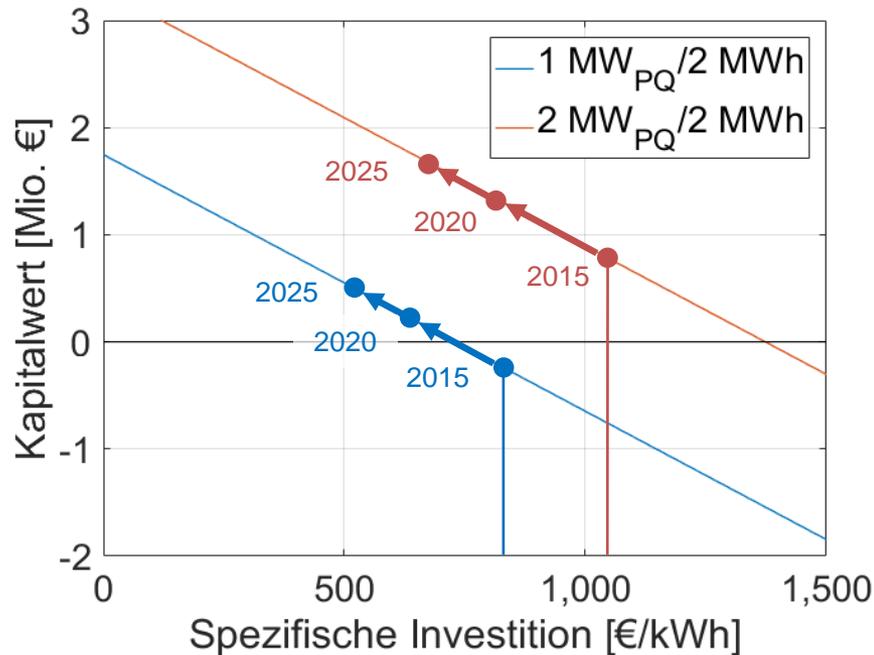
- Das 1:2-dimensionierte System (1 MW_{PQ}/2 MWh) ist unter den gegenwärtigen Marktbedingungen nicht wirtschaftlich
- Die Amortisationszeit des 1:1-dimensionierte Systems (2 MW_{PQ}/2 MWh) beträgt ca. 9 Jahre, die angebotene PRL-Menge musste nach 12 Jahren auf 1 MW reduziert werden

2 MW PRL / 2 MWh Batteriekapazität

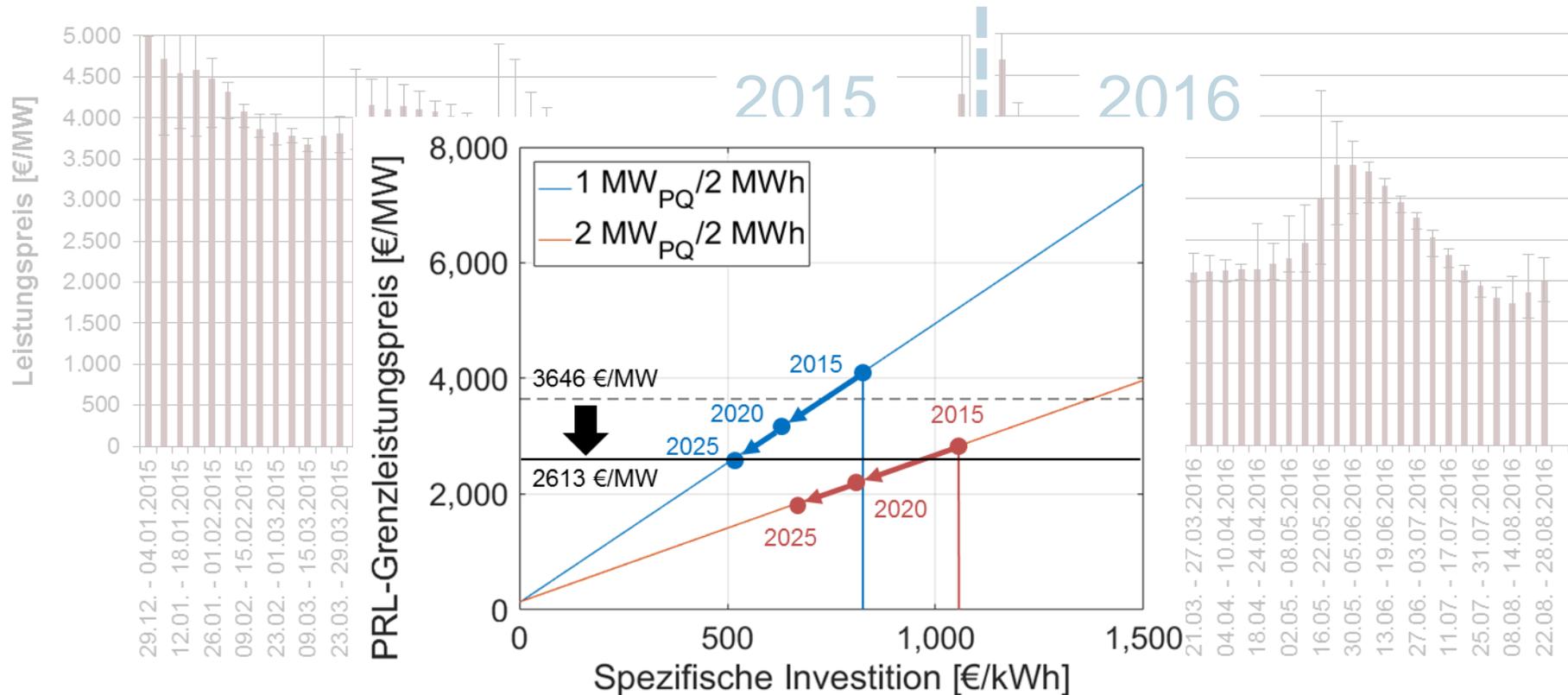


- Wartung und Mehrwertsteuer haben den größten Anteil an den Betriebskosten
- Fahrplangeschäfte auf dem Intraday-Markt tragen nur einen geringen Anteil zu den Gesamtkosten bei

Entwicklung von Kapitalwert und Grenzleistungspreis



- Unter der Annahme eines konstanten PRL-Marktpreises würde die Profitabilität von PRL-Batteriesystemen steigen
 - PRL-Grenzleistungspreis = geringster Preis, zu dem ein Marktteilnehmer bieten und damit einen positiven Kapitalwert am Ende der Batterielebensdauer erreichen kann
- ➔ Die wachsende Anzahl von Batteriesystemen am PRL-Markt einerseits und sinkende Batteriepreise andererseits werden den Preisdruck auf dem PRL-Markt erhöhen



Mittlerer Leistungspreis 2015: 3.646 €/MW

Mittlerer Leistungspreis 2015 (week 1-35): 3.904 €/MW

Mittlerer Leistungspreis 2016 (week 1-35): 2.613 €/MW

Zusammenfassung

- Die Ergebnisse deuten an, dass das 1:2-dimensionierte System unter den getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich ist.
- Für das 1:1-dimensionierte System liegt der Systempreis bereits unter dem Break-Even-Wert.
- Ein Unterschied im Alterungsverhalten kann mithilfe des vereinfachten Alterungsansatzes nicht festgestellt werden.
- Der Zukauf von Ausgleichsenergie auf dem Intraday-Markt trägt nicht wesentlich zu den Betriebskosten des Systems bei.

Ausblick

- ➔ Implementierung eines detaillierten Alterungsmodells
- ➔ Eine detaillierte Berücksichtigung der Anforderungen der ÜNB
- ➔ Analyse unterschiedlicher Bieterstrategien und der Preisentwicklung auf dem PRL-Markt

JARA|ENERGY

Johannes Fleer

Forschungszentrum Jülich

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

+49 2461 613587

j.fleer@fz-juelich.de

Zugehöriger Artikel: https://www.researchgate.net/publication/304331963_Model-based_economic_assessment_of_stationary_battery_systems_providing_primary_control_reserve

Back up

Ladestand (SOC) zum Zeitpunkt t_k : $E(t_k)$ [kWh], $SOC(t_k)$ [%]

Laden/Entladen der Batterie:

$$\Delta E(t_{k+1}) = \int_{t_k}^{t_{k+1}} P_{PCR}(t) dt + \int_{t_k}^{t_{k+1}} P_{CLM}(t) dt$$

Energiebilanz zur Bestimmung des neuen Ladestands :

$$\Delta E(t_{k+1}) = E(t_k) + \eta_{charge} \cdot \Delta E(t_{k+1}) - \Delta E_{SC}, \quad \text{if } \Delta E(t_{k+1}) > 0$$

$$\Delta E(t_{k+1}) = E(t_k) + \eta_{discharge} \cdot \Delta E(t_{k+1}) - \Delta E_{SC}, \quad \text{if } \Delta E(t_{k+1}) < 0$$

Ladestand zum Zeitpunkt t_{k+1} :

$$SOC(t_{k+1}) = \frac{E(t_{k+1})}{C_{Bat}}$$

Überprüfen, ob der SOC innerhalb des zulässigen Bereichs ist oder ob Maßnahmen zur Ladestandsregulierung erforderlich sind:

$$SOC_{low} < SOC(t_{k+1}) < SOC_{high}$$

Annahmen: Technische Parameter

Parameter	Wert
Präqualifizierte Leistung	1 MW _{PQ} / 2 MW _{PQ}
Nennleistung des Batteriesystems	1.8 MW / 3.6 MW
Nennkapazität am Beginn der Simulation	2 MWh
Ladewirkungsgrad	95 %
Entladewirkungsgrad	95 %
Eigenverbrauch	13.86 kW per MW _{PQ}
SOC-Sollwert für Übererfüllung und Totbandnutzung	50 %
Oberer SOC-Grenzwert für Fahrplangeschäfte	70 %
Unterer SOC-Grenzwert für Fahrplangeschäfte	30 %
Dauer eines Fahrplangeschäfts	15 minutes
Leistung und Ausgleichsenergie pro Fahrplangeschäft in der Simulation des 1 MW _{PQ} /2 MWh-Systems	0.8 MW 0.2 MWh
Leistung und Ausgleichsenergie pro Fahrplangeschäft in der Simulation des 2 MW _{PQ} /2 MWh-Systems	1.6 MW 0.4 MWh
End of Life-Kriterium	80 % C _{nom}

Annahmen: ökonomische Parameter

Parameter	Wert
Kapazitätsspezifische Investition (beinhaltet Batteriezellen, Zellgehäuse, Verbinder, Batteriemoduldiagnostik, Batterymanagementsystem, Kühlsystem und Gebäude)	600 €/kWh
Leistungsspezifische Investition (Leistungselektronik, Transformatoren (10 kV), Schütze, Sicherungen, Kontrollsysteme und Klimatisierung)	250 €/kW
Zinssatz	5%
Wartung	2 % der Investition pro Jahr
Erlöse aus PRL-Bereitstellung	3646 €/Woche
Kosten/Erlöse aus Fahrplangeschäften (basierend auf Marktdaten aus dem Jahr 2015)	Variiert für jedes Geschäft
Umsatzsteuer	19 %
Stromsteuer (nur für Eigenverbrauch)	20.50 €/MWh
Zählerablesung	631.60 €/Jahr

Kapitalwert-
methode:

$$NPV(i, T) = -Inv_0 + \sum_{t=1}^T \frac{R_t}{(1+i)^t}, \quad Inv_0 = Inv_{cap} + Inv_{power}$$

Projektion der Batteriepreisentwicklung

