



FLEX NET 4  
E-MOBILITY



# Untersuchung der Eignung von stationären Batteriespeichern zur Ermöglichung der Sektorenkopplung zwischen Energie- und Verkehrssektor

Robert Hinterberger, Johannes Hinrichsen, Holger Röntgen

Februar 2019

# Inhalte

---

- Motivation und Ausgangslage
- Forschungsfragestellungen
- Methodik, getroffene Annahmen
- Erzielte Ergebnisse
- Schlussfolgerungen



FLEX NET 4  
E-MOBILITY



 **DAI-Labor**  
Distributed Artificial Intelligence Laboratory



 **Berlin**  
Adlershof

**new energy**  
CAPITAL INVEST

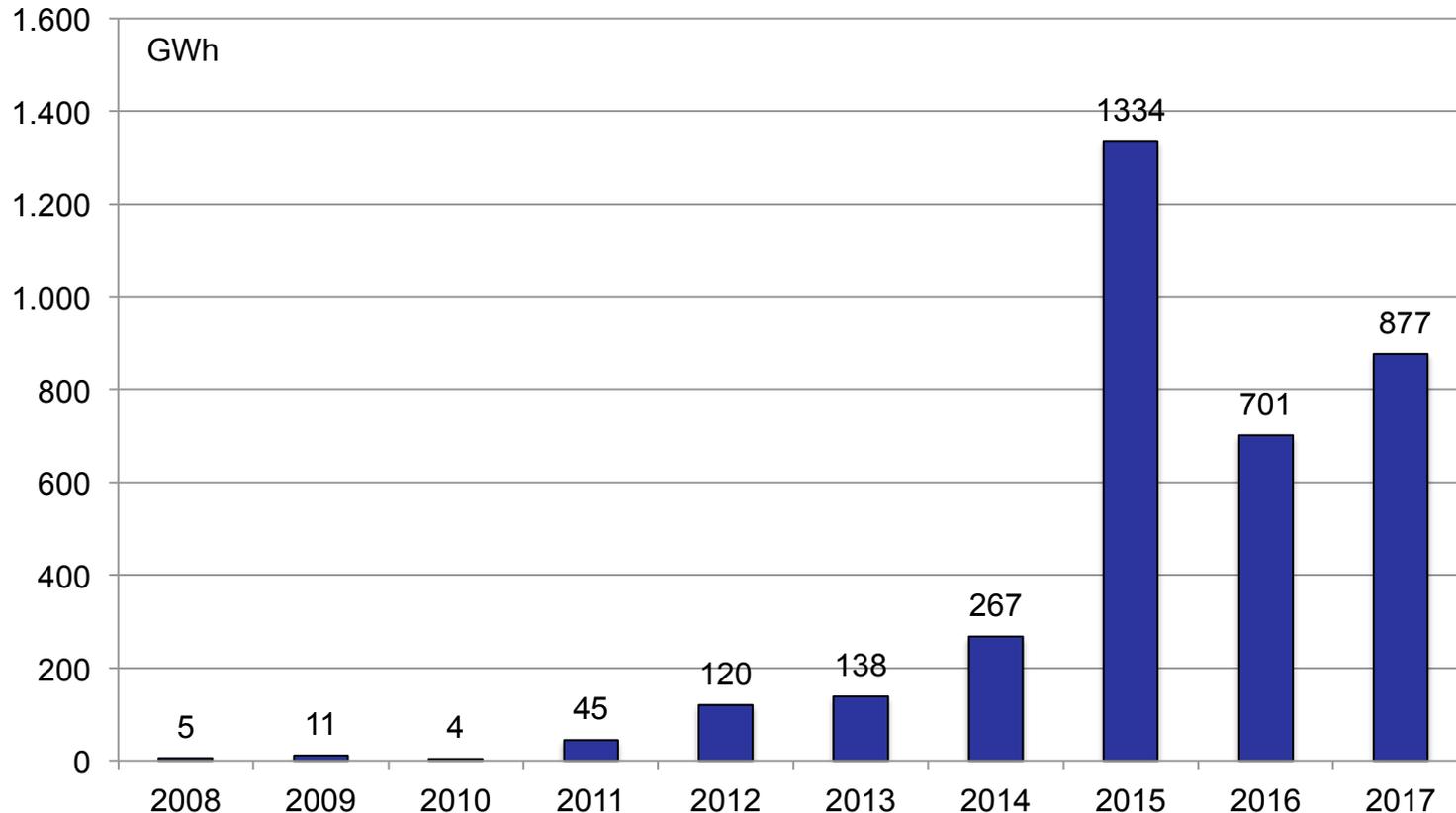
# Berlin Adlershof

- gemischter Technologie-, Wissenschafts- & Medienstandort
- > 400 ha
- ca. 900 Firmen
- 17 wissenschaftliche Einrichtungen



# Motivation: Hohe Mengen an EE-Strom werden in Deutschland abgeregelt

Netzgebiet 50Hertz Transmission



Entwicklung der jährlichen EE-Abregelungen nach § 13 (2) EnWG in Verbindung mit § 14 EEG, welche von 50Hertz Transmission durchgeführt oder angewiesen wurden (Auswertung: NEW ENERGY, Datenquelle: 50Hertz Transmission)



FLEX NET 4  
E-MOBILITY



# FlexNet4E-Mobility

---

- Zukunftsszenarien bezüglich Bedarf nach unterschiedlichen Ladekonzepten in Adlershof (Normal- bis Ultraschnellladen/350 kWh)
- Einfluss auf die unterschiedlichen Netzebenen und die Energievorkette (insb. Mittelspannung) - **urbanes Verteilnetz, Gewerbegebiet!**
- Zielkonflikt der Vermeidung von Netzausbau auf Verteilnetzebene und maximaler EE-Verwertung (Netzengpassstrom)
- Zusammenwirken mit stationären Batteriespeichern
- Wirtschaftlichkeit und mögliche Geschäftsmodelle
- Impact Analysen (Auswirkung auf CO<sub>2</sub>-Emissionen und Primärenergiefaktor)



# Ausgangslage

---

- Sektorenkopplung nur dann sinnvoll, wenn EE-Strom eingesetzt wird
- Betrachtung des Grenzkraftwerkes → in der Preiszone Österreich/ Deutschland ist das in der Regel ein Kohlekraftwerk
- EE-Strom sollte zur Sektorenkopplung nur dann eingesetzt werden, wenn dieser aufgrund von Netzengpässen nicht anderweitig genutzt oder transportiert werden kann (Netzengpassstrom, EE-Überschussstrom)
- Ansonsten ist es zumeist sinnvoller, EE-Strom in benachbarte Marktgebiete zu exportieren (um z.B. Kohlestrom zu verdrängen)
- Falls EE-Überschussstrom zur Verfügung steht: Was könnte die Rolle von stationären Batteriespeichern sein?



# Forschungsfragestellungen

---

- Anwendungsfall 1: Stationäre Batteriespeicher zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger (use case 1)
  - In welchem Ausmaß kann der Anteil an EE-Überschussstrom erhöht werden?
  - Wie muss der Batteriespeicher dimensioniert werden?
  - Kann ein solches Betriebskonzept wirtschaftlich sein?
- Anwendungsfall 2: Stationäre Batteriespeicher zur Vermeidung von Netzausbau auf Verteilnetzebene (use case 2)
  - Können stationäre Batteriespeicher tatsächlich Netzausbauten im Verteilnetz ersetzen?
  - Wie muss der Batteriespeicher dimensioniert werden?
  - Sind stationäre Batteriespeicher wirtschaftlicher als der Verteilnetzausbau? (bzw. in welchen Fällen?)
- Kombination mehrerer Betriebskonzepte (inkl. Regelenergie)



# Methodik

---

- Entwicklung von Zeitreihen (Ladekurven, EE-Überschusszeitreihen)
- Speichersimulationen (Viertelstunden/Minutenschritten)
- Sensitivitätsanalysen, Identifikation von Wirkzusammenhängen
- Ermittlung alternativer Netzausbaukosten
- Wirtschaftlichkeitsberechnung (Berechnung Amortisationszeiten, Vergleich mit alternativen Maßnahmen)
- Umsetzung in Python/Excel



# Eingangsparameter, getroffene Annahmen

---

- Verwendung generischer Überschusszeitreihen (keine Vorhersagen, vielmehr eine „was-wäre-wenn“ Betrachtung) in Anwendungsfall 1
- Tatsächliche Ladekurven (Normalladen) und generische Ladekurven (Ultraschnellladen)
- Festlegung von maximaler Ein- und Ausspeiseleistung, Batteriekapazität
- Einfache Speicherbewirtschaftung



# Use case 1: Stationäre Batteriespeicher zur Erhöhung des Anteils von EE-Überschussstrom

---

- Verwendung realer Ladekurven (Normalladen)
- Szenario: 1.407 Jahresstunden an EE-Überschussstrom → Anteil EE-Überschussstrom von 17,9 % (ohne Speicher, ohne Regelung)
- Betrachtung von stationären Batteriespeichern unterschiedlicher Spezifikationen (Speicherkapazität, Ein-/Ausspeiseleistung)
- Bestimmung des maximal möglichen Anteils an EE-Überschussstrom (Jahressimulation auf Viertelstundenbasis)
- Variation der Speichergröße



# Batterien und EE-Überschussstrom

## Verringerung des Anteils an Graustrom

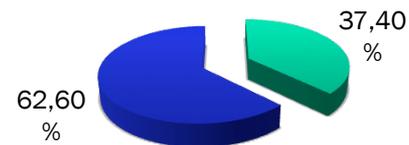
Szenario 1.407 Stunden EE-Überschussstrom, Ladekurve einer realen Ladesäule, Ein-/Auspeisleistung 10 kW, Netzanschluss 20 kW, Viertelstundensimulation (365 Tage)

### kein Speicher



■ EE-Überschussstrom ■ Graustrom

### 10 kWh Speicher



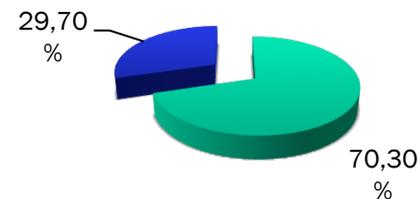
■ EE-Überschussstrom ■ Graustrom

### 20 kWh Speicher



■ EE-Überschussstrom ■ Graustrom

### 50 kWh Speicher

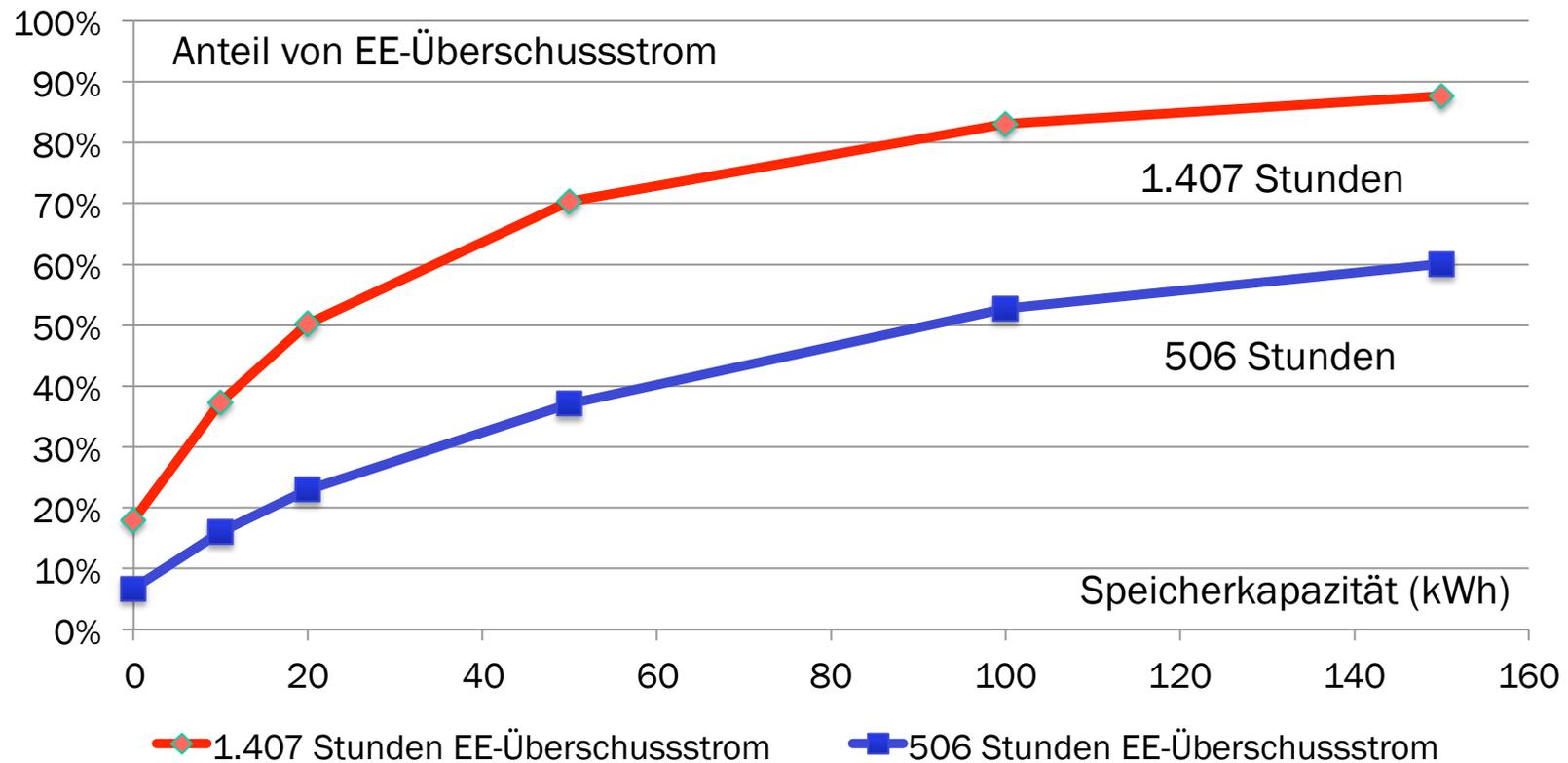


■ EE-Überschussstrom ■ Graustrom

# Batterien und EE-Überschussstrom

## Speichergröße und Dargebot Überschussstrom

Szenarien 1.407 und 506 Stunden EE-Überschussstrom, Ladekurve einer realen Ladesäule, Ein-/Auspeiseleistung 10 kW, Netzanschluss 20 kW, Viertelstundensimulation (365 Tage)



Quelle: new energy



FLEX NET 4  
E-MOBILITY

BTB Energie...  
intelligent vor Ort

DAI-Labor  
Distributed Artificial Intelligence Laboratory

Energienetze  
Berlin

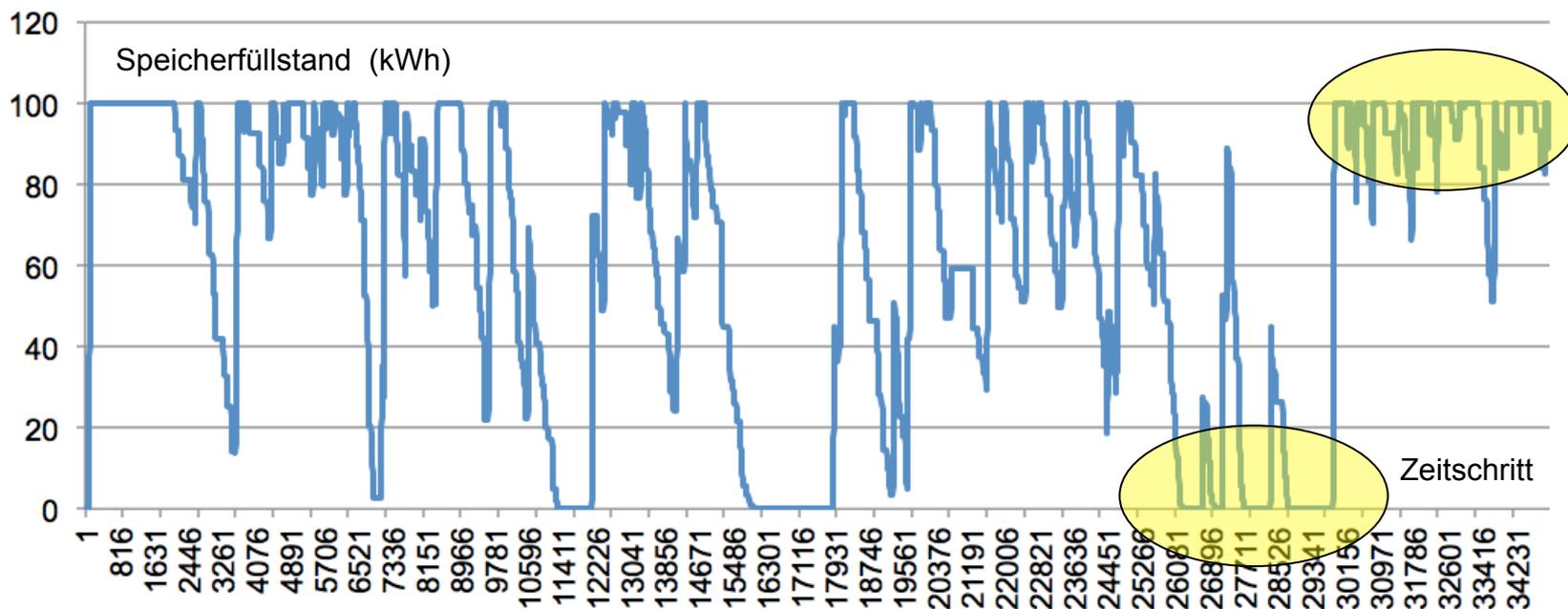
Berlin  
Adlershof

new energy  
CAPITAL INVEST

# Batterien und EE-Überschussstrom

## Entwicklung des Speicherfüllstandes

Szenario 1.407 Stunden EE-Überschussstrom, Ladekurve einer realen Ladesäule, Speicherkapazität 100 kWh, Ein-/Auspeiseleistung 10 kW, Netzanschluss 20 kW, Viertelstundensimulation (365 Tage)



Quelle: new energy



FLEX NET 4  
E-MOBILITY

BTB Energie...  
intelligent vor Ort

DAI-Labor  
Distributed Artificial Intelligence Laboratory

Energienetze  
Berlin

Berlin  
Adlershof

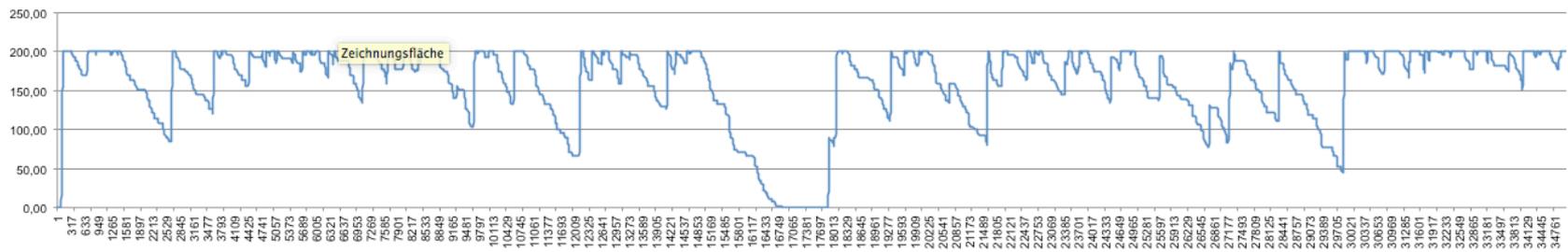
new energy  
CAPITAL INVEST

# Batterien und EE-Überschussstrom

## Abhängigkeit von der Ladestellenauslastung

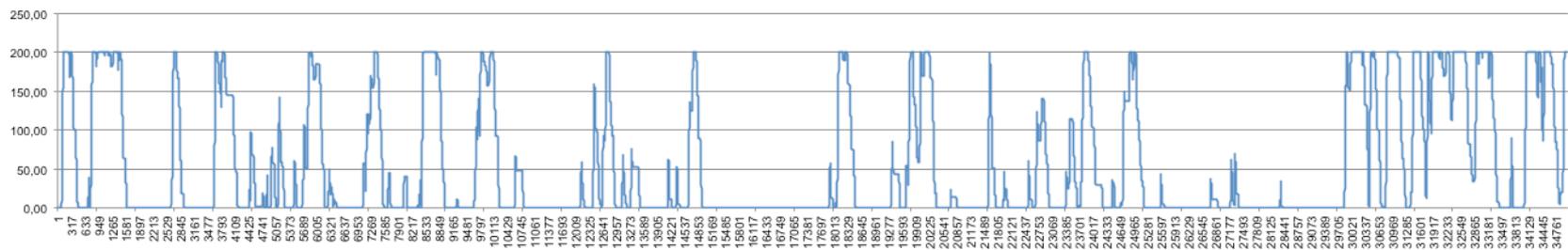
Szenario 1.407 Stunden EE-Überschussstrom, simulierte Ladeprofile (5 x 3,7 kW), Speicherkapazität 200 kWh, Ein-/Auspeiseleistung 20 kW, Netzanschluss 20 kW, Viertelstundensimulation (365 Tage)

Beispiel 1: Ladestrom 3.463 kWh/Jahr



Ergebnis: zusätzliche 2.751 kWh EE-Überschussstrom integriert; Anteil von 96,1% am Ladestrom

Beispiel 2: Ladestrom 33.245 kWh/Jahr

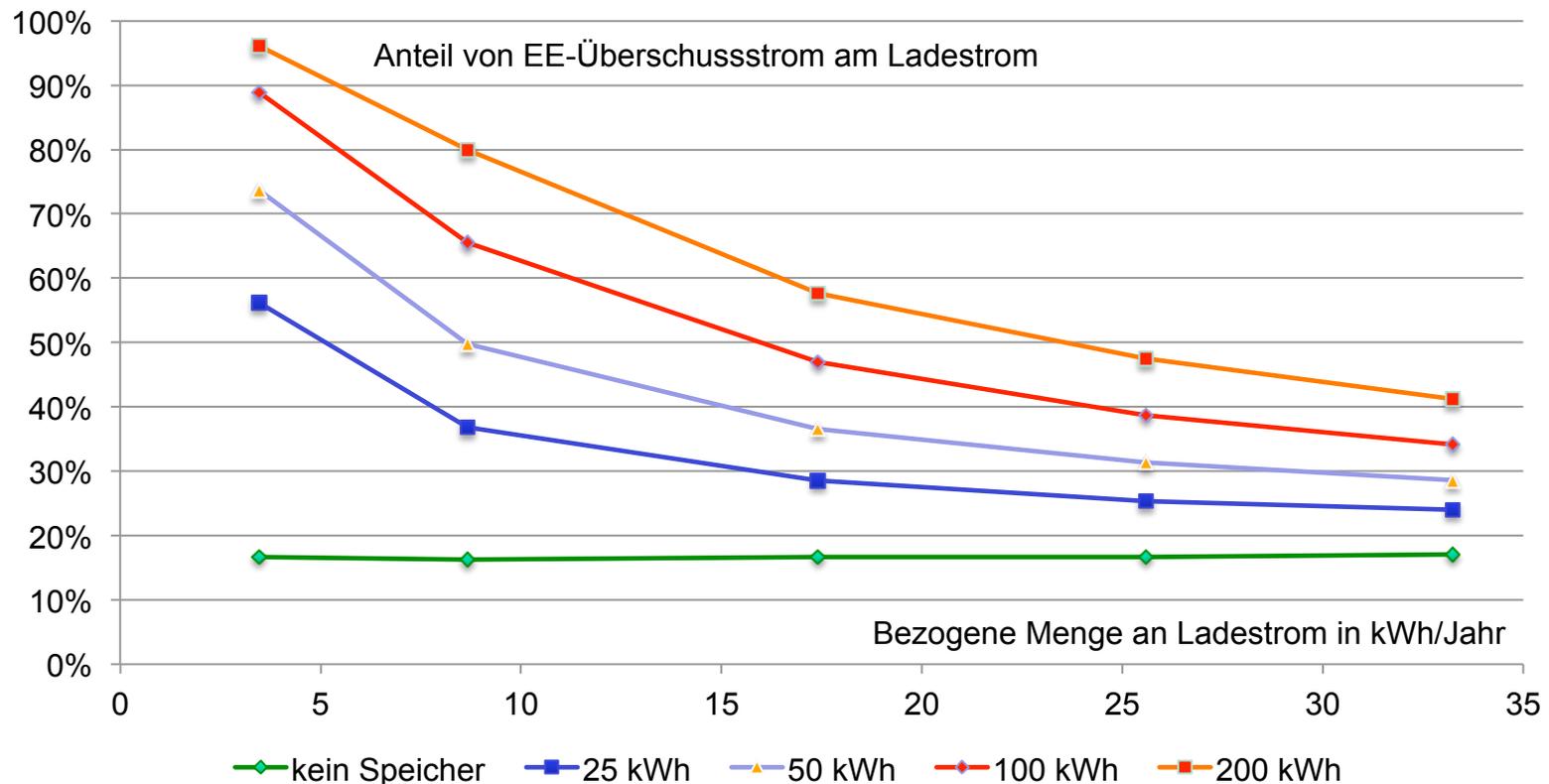


Ergebnis: zusätzliche 8.015 kWh EE-Überschussstrom integriert; Anteil von 41,2% am Ladestrom

# Batterien und EE-Überschussstrom

## Abhängigkeit von Ladstellenauslastung

Szenario 1.407 Stunden EE-Überschussstrom, simulierte Ladeprofile (5 x 3,7 kW Normalladen), Ein-/Ausspeiseleistung 20 kW, Netzanschluss 20 kW, Viertelstundensimulation (365 Tage)



# Batterien und EE-Überschussstrom

## Zusammenfassung und Wirtschaftlichkeit

---

- Erhöhung des Anteils von EE-Überschussstrom am Ladestrom durch stationäre Batterie grundsätzlich möglich
- Wirksamkeit nimmt jedoch mit steigendem Ladebedarf merkbar ab
- Anwendungsfall ist nicht wirtschaftlich – in keinem einzigen Fall wurde eine Amortisationszeit von unter 100 Jahren erreicht\*
- Wenn überhaupt: Befreiung von allen Abgaben, Umlagen, Steuern, Gebühren notwendig (alternativ: dynamische EEG-Umlage, dynamische Netzgentgelte etc.)

\* Annahme: EE-Überschussstrom (Netzengpassstrom) steht kostenlos zur Verfügung



FLEX NET 4  
E-MOBILITY

 BTB Energie...  
intelligent vor Ort

 DAI-Labor  
Distributed Artificial Intelligence Laboratory

 Energienetze  
Berlin

 Berlin  
Adlershof

 new energy  
CAPITAL INVEST

# Use case 2: Stationäre Batteriespeicher zur Reduktion der Netzanschlusskosten

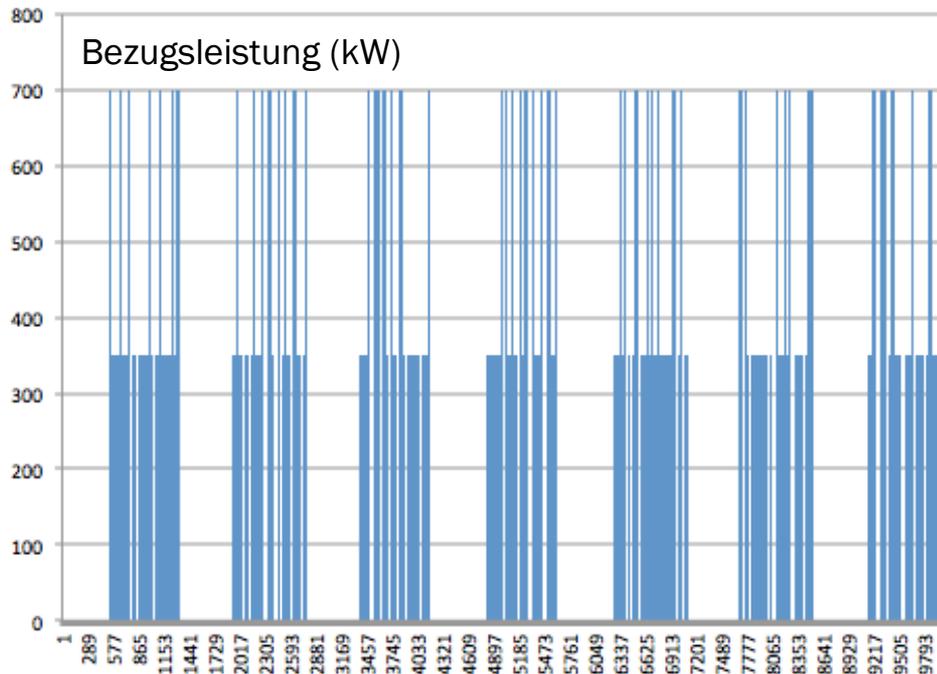
---

- Betrachtung von Ultraschnellladen
- Speichersimulation bei unterschiedlichen Auslegungsparametern (Speicherkapazität, Ein-/Ausspeiseleistung) in Minutenschritten
- Vergleich der Investitionskosten für den Batteriespeicher gegenüber den zusätzlichen Leistungspreisen, Baukostenzuschüssen, Netzausbaukosten
- Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus Betreibersicht



# Reduktion der Netzanschlusskosten

## Eingangsparameter, getroffene Annahmen



Quelle: DAI Labor

- Zwei DC-Ladesäulen zu jeweils 350 kW
- Betriebszeiten 8 bis 22 Uhr
- Gleichmäßiges Ladeprofil von Montag bis Sonntag
- Typische Ladezeit: 15 min
- Batteriespeicher: 350 kWh
- Ein-/Auspeiseleistung je 350 kW



FLEX NET 4  
E-MOBILITY

**BTB** Energie...  
intelligent vor Ort

**DAI-Labor**  
Distributed Artificial Intelligence Laboratory

**Energienetze**  
Berlin

**Berlin**  
Adlershof

**new energy**  
CAPITAL INVEST

# Reduktion der Netzanschlusskosten

## Zentrale Fragestellungen

---

- Technische Auslegung – gibt es Einschränkungen für die Nutzer der Ladesäulen?
- Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu alternativen Netzausbaumaßnahmen



FLEX NET 4  
E-MOBILITY



 **DAI-Labor**  
Distributed Artificial Intelligence Laboratory

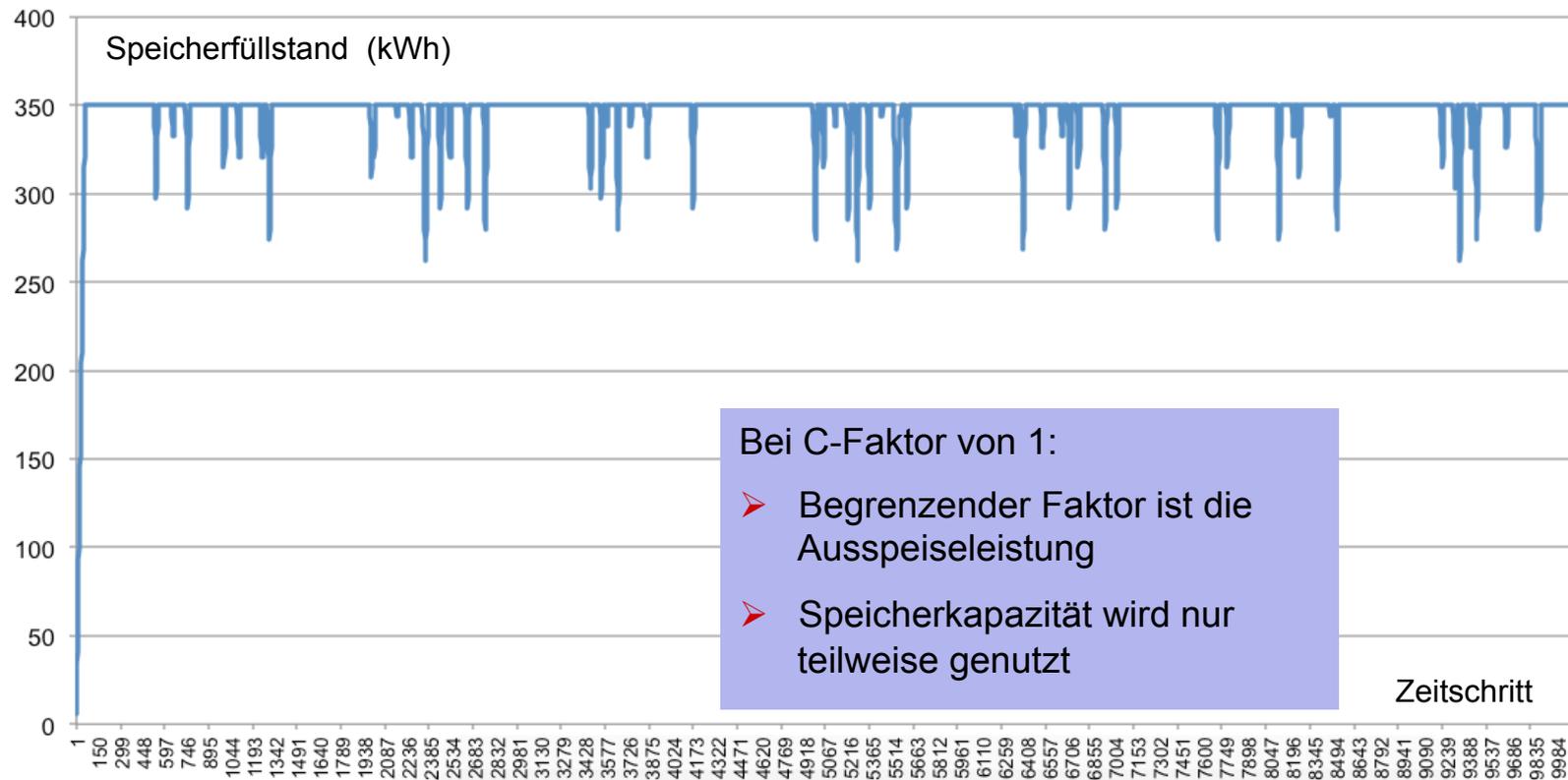


 **Berlin**  
Adlershof

**new energy**  
CAPITAL INVEST

# Reduktion der Netzanschlusskosten Entwicklung des Speicherfüllstandes

Simulierte Ladeprofile (2 x 350 kW Ultraschnellladen DC), Netzanschluss 350 kW, Ein-/Auspeiseleistung 350 kW, Speicherkapazität 350 kWh, Minutensimulation



Quelle: new energy



FLEX NET 4  
E-MOBILITY

BTB Energie...  
intelligent vor Ort

DAI-Labor  
Distributed Artificial Intelligence Laboratory

Energienetze  
Berlin

Berlin  
Adlershof

new energy  
CAPITAL INVEST

# Kostenfaktoren beim Netzanschluss

---

- Leistungspreise
- Netzanschlusskosten (Baukostenzuschuss)
- Netzausbaukosten



# Netzausbaukosten (städtisches Siedlungsgebiet)

Spannungsebene	Betriebsmittel	Geschätzte Kosten	Datenquelle
Mittelspannung	Umspannwerk	3,5 Mio. €	[dena 2012]
Mittelspannung	Transformatorentausch, Zusatztransformator	1,2 Mio. €	[dena 2012]
Mittelspannung	Abgangsfeld	30.000 €	[ENB 2018]
Mittelspannung	Kabel (inkl. Erdarbeiten)	300 - 400 € / Meter	[ENB 2018]
Niederspannung	Ortsnetzstation (inkl. MS-Schaltanlage, NS-Verteilung, etc.)	60.000 €	[ENB 2018]
Niederspannung	Transformatorentausch	20.000 €	[ENB 2018]
Niederspannung	Kabel (inkl. Erdarbeiten)	250 - 350 € / Meter	[ENB 2018]



# Fall 1: Reduktion von Netzgebühren und Anschlusskosten, kein Netzausbau notwendig

---

- Verringerung des Leistungsanteils der Netzkosten
- Verringerung der Anschlusskosten (Baukostenzuschuss); idR in Höhe eines Jahresleistungsentgeltes
- Beispielrechnung auf Grundlage der Netztarife von Energienetze Berlin
  - Spezifische Investitionskosten Batteriespeicher von 400€/kWh
  - Amortisationszeit > 60 Jahre
- Amortisationszeit liegt damit deutlich über der technischen Lebensdauer eines Batteriespeichers



# Fall 2: Notwendigkeit zur Neuerrichtung einer Ortsnetzstation (MS auf NS)

---

- Durchschnittliche Investitionskosten von € 60.000
- Errichtung oder Erweiterung einer Ortsnetzstation damit deutlich günstiger als Errichtung eines Batteriespeichers
- Beispielrechnung: Batteriespeicher mit Investkosten von € 140.000, Amortisationszeit von > 30 Jahren
- Kürzere Amortisationsdauer als im vorherigen Fall, jedoch idR noch immer keine Wirtschaftlichkeit gegeben



# Fall 3: Notwendigkeit zur Leistungsverstärkung auf Mittel- oder Niederspannungsebene

---

- Spezifische Kosten stark ortsabhängig (Siedlungsstruktur, Bodenbeschaffenheit)
- Sonderfaktoren (z.B. Denkmalschutz, Querung von Straßen-/Eisenbahnschienen) können zu hohen Zusatzkosten führen
- Leitungsquerschnitt und Spannungsebene sind hingegen von geringer Bedeutung (Tiefbaukosten sind entscheidend)
- Beispielrechnung: spezifische Baukosten von 350 €/Meter - ab einer Leitungslänge von 400 Metern sind die Investitionskosten für einen stationären Speicher geringer als die Kosten des Leitungsbaus



# Fall 4: Notwendigkeit zum Ausbau eines Umspannwerkes (HS/MS)

---

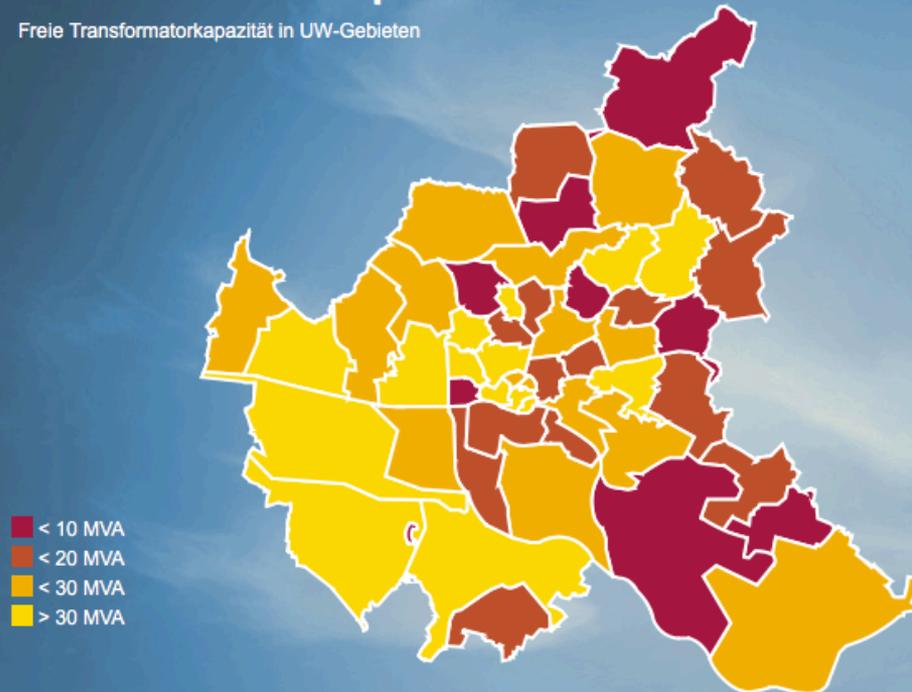
- Vergleichsweise hohe Kosten (typ. 3,5 Mio. € für Neuerrichtung, 1,2 Mio. € für Transformatortausch oder Zusatztransformator)
- Stationärer Batteriespeicher deutlich wirtschaftlicher als der alternative Ausbau der Netzinfrastruktur



# Beispiel Stromnetz Hamburg: Umspannungsreserven stark unterschiedlich

### Übersicht der Umspannungsreserven

Freie Transformatorkapazität in UW-Gebieten

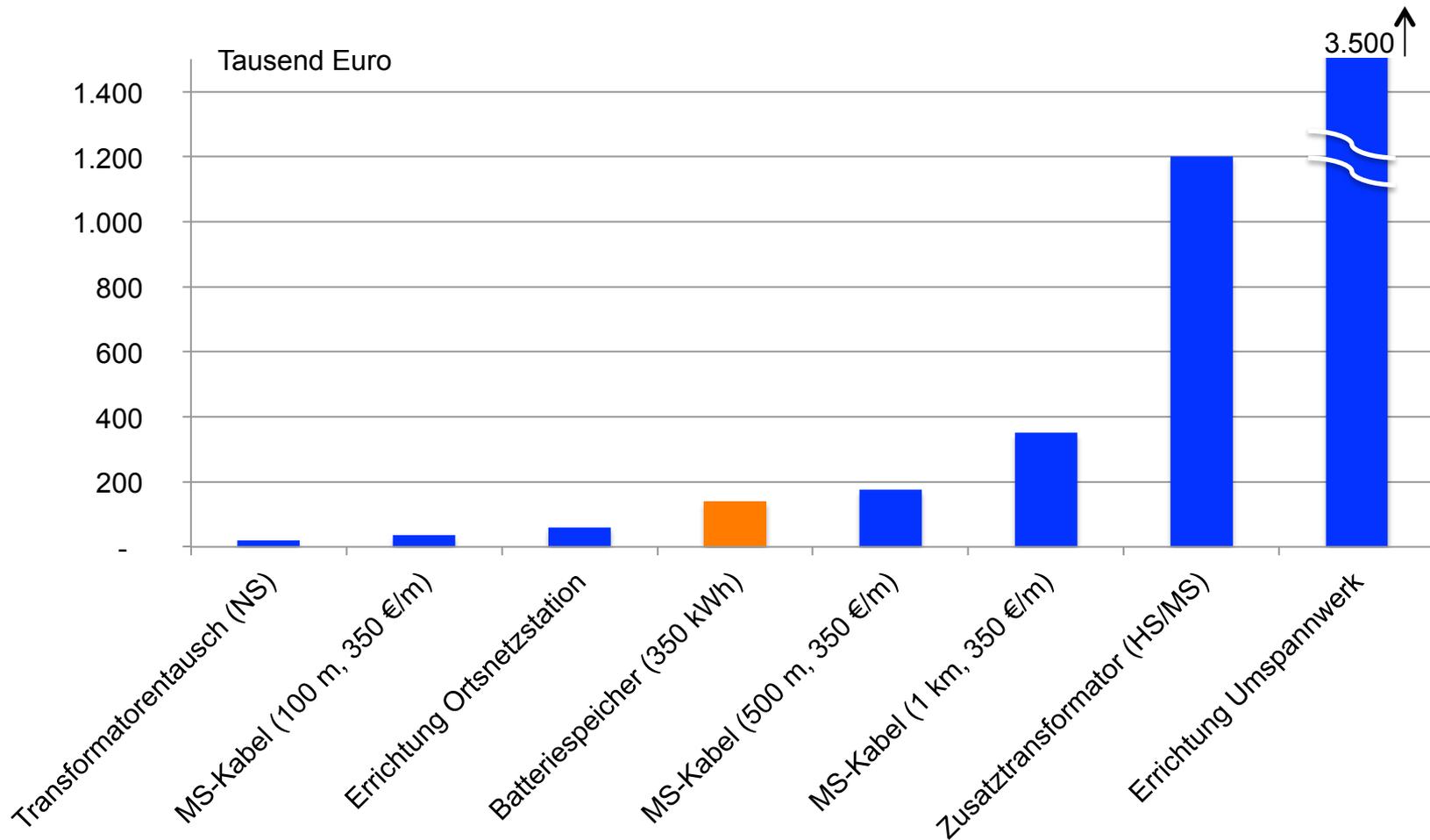


Große Stadtentwicklungsprojekte oder Industrieansiedlungen erfordern eine intelligente Netzplanung. Gibt es Leistungsreserven in dem jeweiligen Gebiet oder muss die Infrastruktur ausgebaut werden? Könnte die Ansiedlung des Kunden in einem anderen Stadtteil schneller und kostengünstiger erfolgen? Fragen, die sich Stadtplaner, große Industriekunden und wir - die Stromnetz Hamburg - gemeinsam stellen.

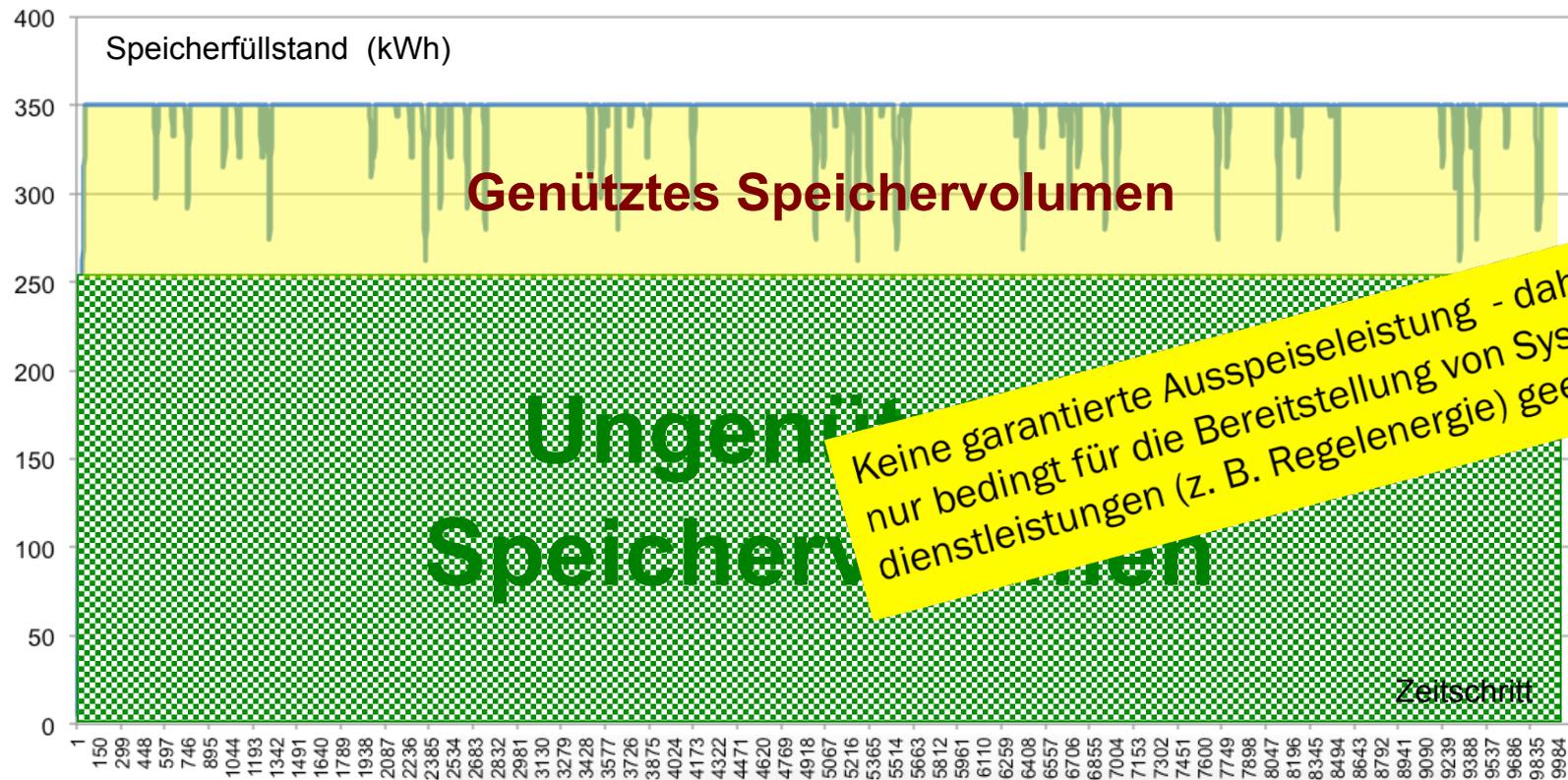
Für eine erste Einschätzung, ob das gewünschte Stadtgebiet über die nötigen Leistungsreserven verfügt, hilft ein Blick auf die Übersicht der Umspannungsreserven. Diese Übersichtskarte wird jährlich aktualisiert und zeigt die Leistungsreserven des Hochspannungsnetzes.

Nutzen Sie die Leistungsreserven, können zeit- aufwendige Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz vermieden werden – eine schnelle Anbindung an unser Netz ist gewährleistet. Ist ein Anschluss an das Netz in einer Region gewünscht, die nicht über die Leistungsreserve verfügt – kein Problem! Selbstverständlich kommen wir unserer Aufgabe zur Netzanbindung nach.

# Netzausbaukosten im Vergleich zu den Investitionskosten stationärer Batteriespeicher



# Kombination unterschiedlicher Anwendungsfälle von stationären Batteriespeichern



Quelle: new energy



FLEX NET 4  
E-MOBILITY



# Kombination unterschiedlicher Betriebskonzepte mit stationären Batteriespeichern

---

- Preisverfall bei SRL und MRL - lediglich PRL käme wirtschaftlich überhaupt in Frage
- Technische Grenzen - ausreichend freie Speicherkapazität, aber keine freie Ausspeiseleistung (bzw. Netzanschluss begrenzend)
- Anwendungsfälle 1 und 2 könnten kombiniert werden – allerdings wenig Beitrag zur Wirtschaftlichkeit durch Anwendungsfall 2
- Änderung der Produktspezifikationen bei PRL bietet jedoch neue Möglichkeiten (Ausschreibung von 4-Stunden-Blöcken ab 2020)



# Zusammenfassung

---

- Anwendungsfall 1 (Erhöhung des Anteils von EE-Überschussstrom) nicht wirtschaftlich
- Anwendungsfall 2 (Reduktion der leistungsgebundenen Komponente der Netzgebühren bzw. Vermeidung von Netzausbaukosten) – örtlich sehr verschieden, kann aber im Einzelfall hoch wirtschaftlich sein (Vermeidung Leitungsausbau, Errichtung Umspannwerk HS/MS)
- Begrenzte Möglichkeiten zur Kombination mit PRL, perspektivische Möglichkeiten bei Einführung von 4-Stunden-Blöcken (ab 2020)
- Allerdings bei PRL nur geringe Marktgröße, Risiko des Preisverfalls wie bei SRL und MRL ist relativ hoch



# Danke für die Aufmerksamkeit!

---

Robert Hinterberger

NEW ENERGY Capital Invest GmbH

ENERGY RESEARCH AUSTRIA

T: +43 / 1 / 33 23 560 - 3060

E: Robert.Hinterberger@energyinvest.at

Johannes Hinrichsen

BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und

Betreibergesellschaft mbH Berlin

T: +49 / 30 / 34 99 07 - 22

E: Johannes.Hinrichsen@btb-berlin.de

Die ggst. Arbeiten wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „FlexNET4E-Mobility“ durchgeführt, welches durch das Programm „Erneuerbar mobil“ des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit gefördert wird.

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz,  
Bau und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



Erneuerbar  
mobil



FLEX NET 4  
E-MOBILITY

