



VISE

Virtuelles Institut Smart Energy

Virtuelles Institut Smart Energy (VISE)

VISE-D: Zwischen Netz, Markt und Nutzungsverhalten - datengetriebene Geschäftsmodelle unter der Lupe

Gefördert durch



UNIVERSITÄT
ZU KÖLN

Technology
Arts Sciences
TH Köln

RUHR
UNIVERSITÄT
BOCHUM

RUB

Ministerium für Wirtschaft,
Industrie, Klimaschutz und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen



- 1 Daten als Grundlage für neue Geschäftsmodelle**
- 2 Berücksichtigung von Verteilnetzrestriktionen in Strommarktmodellen**
- 3 Ausblick**

- 1 Daten als Grundlage für neue Geschäftsmodelle**
- 2 Berücksichtigung von Verteilnetzrestriktionen in Strommarktmodellen**
- 3 Ausblick**

Analyse von Start-ups im Zusammenhang mit datengetriebenen Geschäftsmodellen

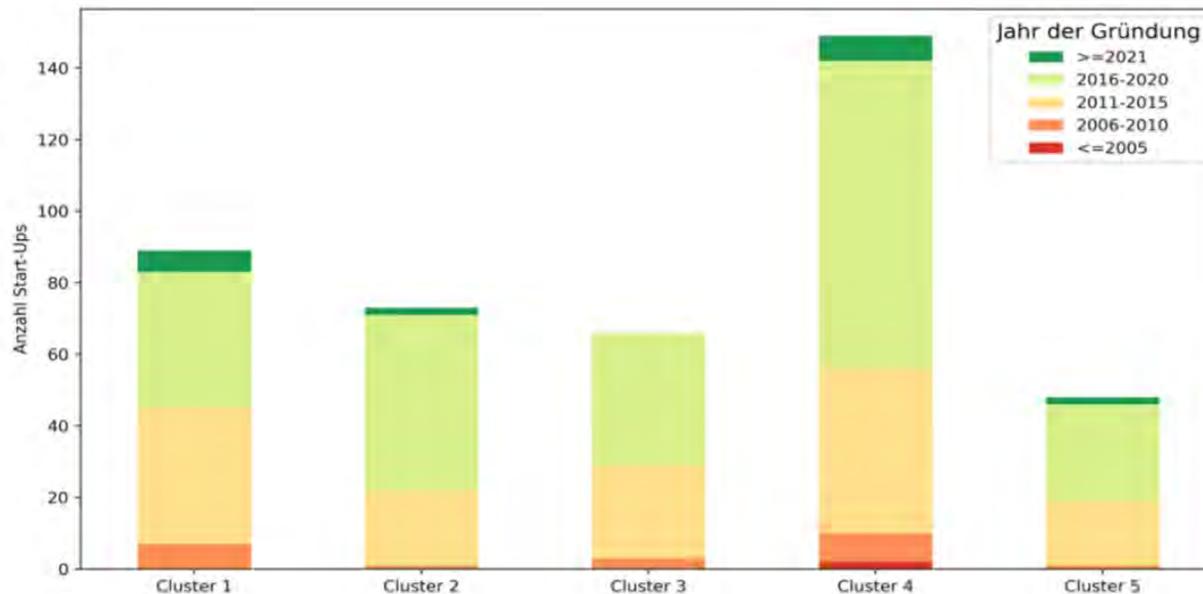
- **Datengetriebene Geschäftsmodelle** gewinnen in der Energiewirtschaft zunehmend an Bedeutung
- **Start-ups** sind oft Pioniere bei der Anwendung digitaler Technologien und datenbasierter Modelle

In welchen Bereichen der Energiewirtschaft sind Start-ups mit datengetriebenen Geschäftsmodellen besonders vertreten?

- Nutzung der SET100 List
- Datensatz wird zunächst gefiltert und beinhaltet nur Start-up Beschreibungen, die Wörter wie „Daten“, AI“, „Plattform“, oder „Smart“ enthalten. Der reduzierte Datensatz beinhaltet dann noch 425 Start-ups
- Zwei methodische Ansätze werden verfolgt: das algorithmische Clustering und das manuelle, taxonomie-basierte Clustering



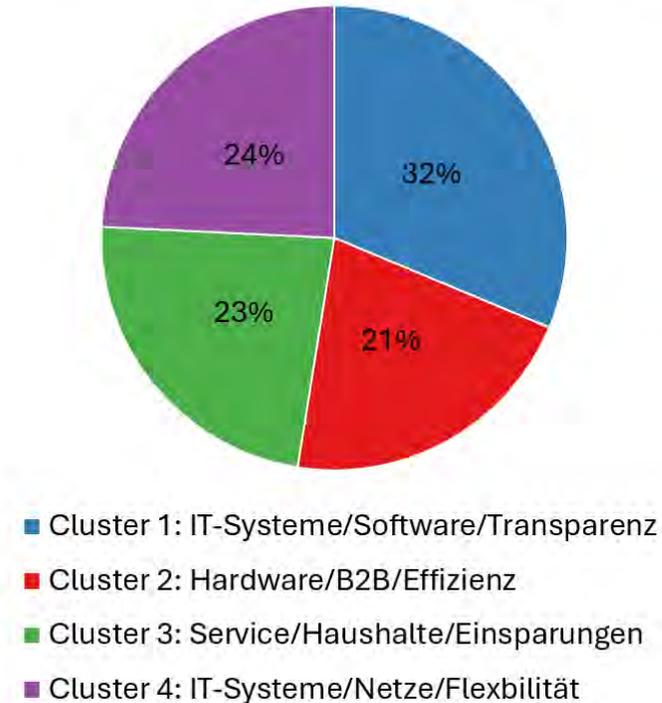
- Basiert auf der thematischen Gruppierung von Start-ups anhand von Keywords
- Der TF-IDF-Score (Term Frequency-Inverse Document Frequency) wird genutzt, um die Relevanz der Schlagwörter zu bestimmen
- Auf Basis dieser Gewichtungen erfolgt das Clustering mittels eines K-means-Algorithmus



- Cluster 1: Solarenergie und netzferne Lösungen
- Cluster 2: KI-gestützte Dekarbonisierung und digitales Energiemanagement
- Cluster 3: Dezentrale Energiesysteme und intelligente Netze
- Cluster 4: Kreislaufwirtschaft und CO₂-Rückgewinnung
- Cluster 5: Elektromobilität und smarte Ladeinfrastruktur

- Validierung der Ergebnisse des algorithmischen Clusterings
- Jedes Unternehmen wurde manuell anhand von 67 Attributen, die in 10 Hauptgruppen unterteilt sind, kategorisiert.
- Attribute basieren auf einer Auswertung von Taxonomien aus relevanter Literatur.
 - bspw. Leistungsversprechen, lokale Energiemärkte, Austauschpartner*innen und die Position in der Wertschöpfungskette
- nach der Kategorisierung wurde ein K-means-Clustering angewendet

Cluster-Häufigkeit manuelles Verfahren



- **Transformation durch datengetriebene Geschäftsmodelle**
 - Datengetriebene Innovationen fördern Effizienz, Nachhaltigkeit und Dezentralisierung in der Energiewirtschaft.
- **Herausforderungen durch monopolistische Strukturen**
 - Netzbetreiber verfügen oft über Datenhoheit und nutzen Daten vorwiegend zur internen Optimierung
 - Regulatorische Rahmenbedingungen schaffen wenig Anreize zur wettbewerbsfördernden Datennutzung.
- **Komplexität der Interaktionen im liberalisierten Teil der Wertschöpfungskette**
 - Die Komplexität von Akteursinteraktionen erschwert den Aufbau neuer Datenaustauschstrukturen und den Marktzugang für neue Akteure.
- **Datenwert und wirtschaftliche Anreize**
 - Schwierige Bewertung des ökonomischen Wertes von Daten hemmt die Offenlegung.
 - Förderung des Datenverständnisses und Minimierung von Risiken beim Datenaustausch als zentrale Aufgabe für Entscheidungsträger.

- 1 Daten als Grundlage für neue Geschäftsmodelle**
- 2 Berücksichtigung von Verteilnetzrestriktionen in Strommarktmodellen**
- 3 Ausblick**

Markt- und Verteilnetzmodellierung verwenden

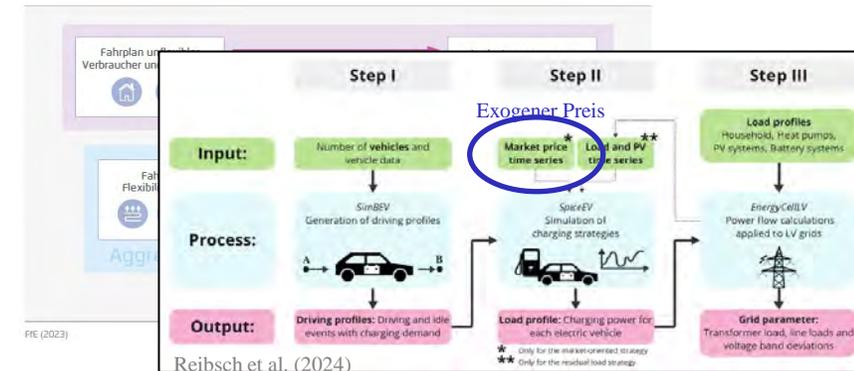
Vereinfachungen im Zusammenhang mit dem Laden von Elektrofahrzeugen

Modellierung des Großhandelsmarkts

- Variierende zonale oder nodale Preise koordinieren variable erneuerbare Energien und flexible Nachfrage.
- Beispielergebnis: Das Laden von Elektrofahrzeugen (EVs) mit dynamischen Tarifen kann die Systemkosten senken.
- Einschränkung: Keine Berücksichtigung von Verteilnetzrestriktionen

Modellierung von Verteilnetzen

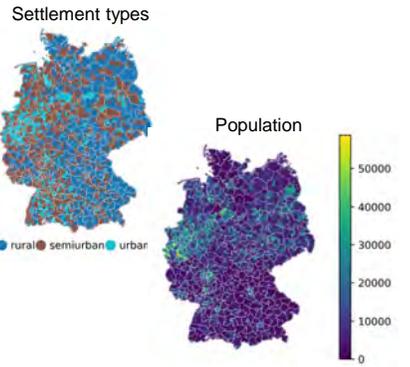
- Variierende Netzentgelte können helfen, Einschränkungen im Verteilnetz zu bewältigen.
- Beispielergebnis: Das Laden von Elektrofahrzeugen mit dynamischen Tarifen kann die Kosten im Verteilnetz erhöhen.
- Einschränkung: Exogene Großhandelspreise.



Welche Auswirkungen haben unflexibles und flexibles Laden von Elektrofahrzeugen auf die Ergebnisse des Strommarkts unter Berücksichtigung gegebener Verteilnetzbeschränkungen?

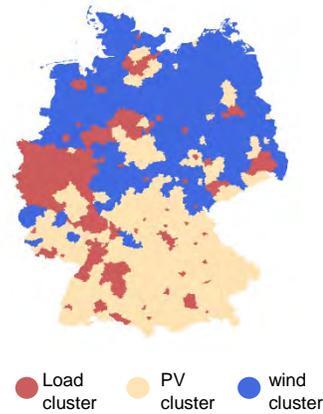
Modellierung von Verteilnetzen und Elektrofahrzeuge als virtueller Speicher

Zuordnung von Siedlungstypen gewichtet nach Bevölkerung (LAU)



NUTS U: X% rural, Y% semi-urban, Z% urban

Regionalisierung von Angebot und Nachfrage (NUTS3)



Annäherung an die Verteilung von Netzen

| Anteil der PV Produktion | | | |
|----------------------------------|-------|-----------|-------|
| Anteil der Wärmepumpen | | | |
| Anteil der Last (ohne EV und HP) | | | |
| code | rural | semiurban | urban |
| LV1 | 49% | | |
| LV2 | 51% | 25% | |
| LV3 | | 18% | |
| LV4 | | 35% | 34% |
| LV5 | | 23% | 40% |
| LV6 | | | 26% |

Heterogenität der Transformator Kapazität

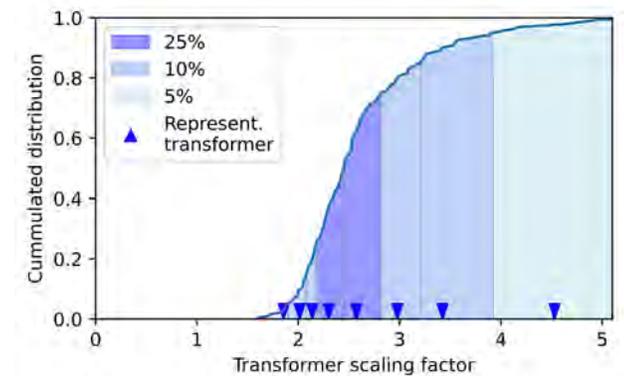
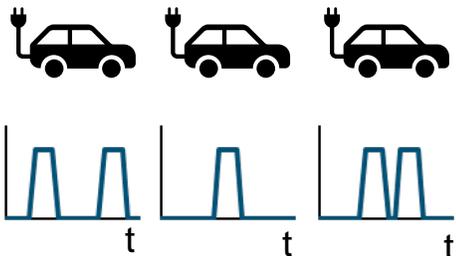
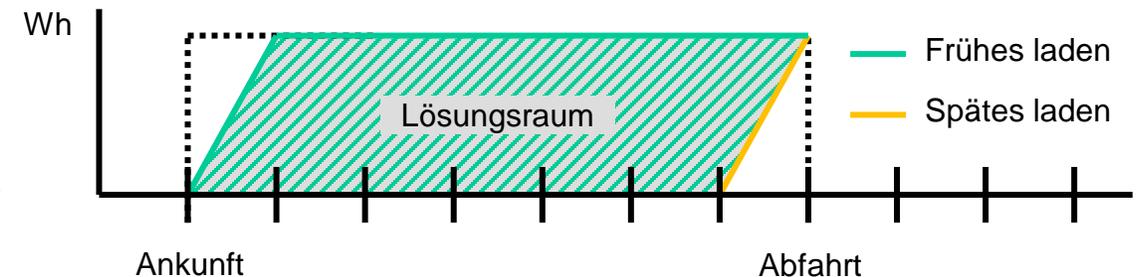


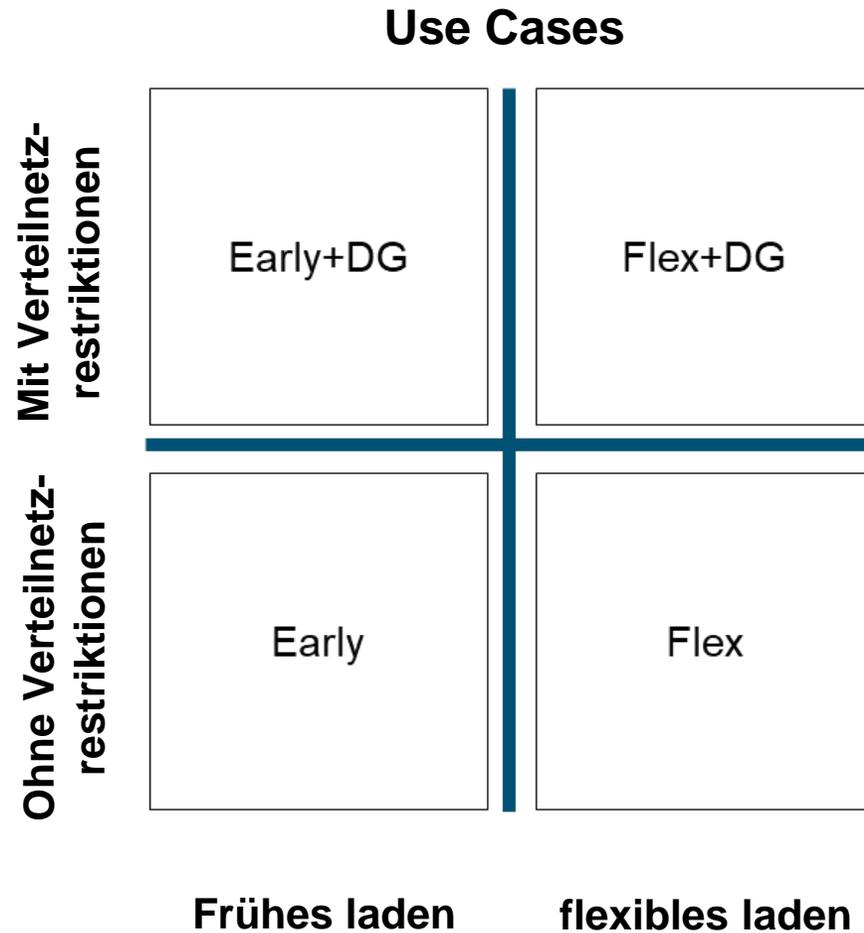
Abbildung der Flexibilität als virtuelle Speicher



- Drei outputs:
- Early charging profile
 - Max. energy deviation
 - Max. power deviation
- } Virtual storage constraints



Die Systemebeneeffekte werden in vier Use Cases und drei Sensitivitäten analysiert.



Analysis

Base

- Energiesystem für 2030
- 215 GW PV
- 15 million EVs
- Laden der EVs: So viel wie möglich bei Abfahrt (konservativ)

Sensitivitäten

Mehr EVs

- 10% mehr EVs

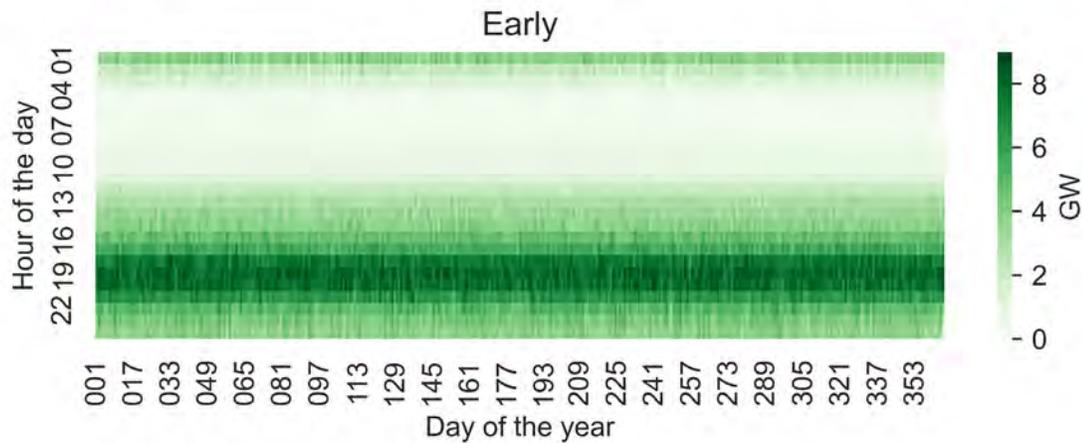
Weniger PV

- 10% weniger PV

Mehr Flexibilität

- EVs werden nur so viel geladen, wie bei Abfahrt benötigt wird (mindestens 30 % SoC)

Wir können Unterschiede in den Ladeprofilen für die vier verschiedenen Anwendungsfälle beobachten.



Wir vergleichen die Auswirkungen auf das Energiesystem zwischen den vier verschiedenen Use Cases

Mit Verteilnetz-
restriktionen

| Parameter | absolut | absolut delta | relativ delta |
|---|---------|---------------|---------------|
| EV Flexibilität [TWh] | 0.02 | 0.02 | 100.00% |
| Ladepreis[€/MWh] | 67.72 | 0.00 | 0.00% |
| Spitzenlast (residual)[GW] | 99.26 | -0.19 | -0.19% |
| EE Abregelung [TWh] | 22.00 | 0.01 | 0.05% |
| CO ₂ Emissionen (DE) [Mio. t. CO ₂ Eq.] | 405.26 | 0.00 | 0.00% |
| Systemkosten (EU) [bn. €] | 27.31 | 0.00 | 0.00% |
| Strompreis [€/MWh] | 60.70 | 0.00 | 0.00% |
| Strompreis Volatilität [-] | 30.42 | 0.00 | 0.00% |

| Parameter | absolut | absolut delta | relativ delta |
|---|---------|---------------|---------------|
| EV Flexibilität [TWh] | 17.44 | -0.01 | -0.06% |
| Ladepreis[€/MWh] | 48.98 | 0.00 | 0.00% |
| Spitzenlast (residual)[GW] | 91.55 | 0.00 | 0.00% |
| EE Abregelung [TWh] | 18.87 | -0.01 | -0.05% |
| CO ₂ Emissionen (DE) [Mio. t. CO ₂ Eq.] | 404.33 | 0.00 | 0.00% |
| Systemkosten (EU) [bn. €] | 27.19 | 0.00 | 0.00% |
| Strompreis [€/MWh] | 59.28 | 0.00 | 0.00% |
| Strompreis Volatilität [-] | 29.38 | 0.00 | 0.00% |

Ohne
Verteilnetz-
restriktionen

| Parameter | absolut |
|---|---------|
| EV Flexibilität [TWh] | 0.00 |
| Ladepreis[€/MWh] | 67.72 |
| Spitzenlast (residual)[GW] | 99.45 |
| EE Abregelung [TWh] | 21.99 |
| CO ₂ Emissionen (DE) [Mio. t. CO ₂ Eq.] | 405.26 |
| Systemkosten (EU) [bn. €] | 27.31 |
| Strompreis [€/MWh] | 60.70 |
| Strompreis Volatilität [-] | 30.42 |

| Parameter | absolut | absolut delta | relativ delta |
|---|---------|---------------|---------------|
| EV Flexibilität [TWh] | 17.45 | 17.45 | 100.00% |
| Ladepreis[€/MWh] | 48.98 | -18.74 | -27.67% |
| Spitzenlast (residual)[GW] | 91.55 | -7.90 | -7.94% |
| EE Abregelung [TWh] | 18.88 | -3.11 | -14.14% |
| CO ₂ Emissionen (DE) [Mio. t. CO ₂ Eq.] | 404.33 | -0.93 | -0.23% |
| Systemkosten (EU) [bn. €] | 27.19 | -0.12 | -0.44% |
| Strompreis [€/MWh] | 59.28 | -1.42 | -2.34% |
| Strompreis Volatilität [-] | 29.38 | -1.04 | -3.42% |

Frühes laden

Flexibles laden

- 1 Daten als Grundlage für neue Geschäftsmodelle**
- 2 Berücksichtigung von Verteilnetzrestriktionen in Strommarktmodellen**
- 3 Ausblick**

Viele weitere spannende Inhalte in den verschiedenen Arbeitspaketen



AP1: Daten und Regulatorik

- **Analyse von innovativen Ansätzen zur Nutzung von Daten**
- Abgleich der identifizierten Ansätze mit dem regulatorischen Rahmen und Analyse von Hemmnissen
- Ableitung von Anpassungsbedarf in der bestehenden Regulierung



AP2: Präferenzmodellierung

- Identifikation relevanter Akteure im Verteilnetz der Zukunft
- Verhaltensanalyse zum Teilen von energierelevanten Daten
- Entwicklung von Ansätzen zur Verhaltensmodellierung



AP3: Modellentwicklung

- Analyse von Daten und Anforderungen für die Netz- und Marktmodelle
- **Zusammenführung von Netz- und Marktmodell**



AP5: Schnittstellen

- Wissensaustausch mit den weiteren VISE-Projekten zur Definition von Schnittstellen
- Stakeholder-Dialog
- Teilnahme an externen Konferenzen und Fachgremien
- Publikation von (Teil-)Ergebnissen



AP4: Simulation

- Verknüpfung von Präferenzmodellierung mit dem Markt- und Netzmodell
- Analyse der Marktmechanismen und Anreizsysteme auf das Energiesystem und Optimierung lokaler Systeme
- Beantwortung gemeinsam definierter Forschungsfragen

Fragen und Anregungen?

Kontakt:



Nils Namockel

nils.namockel@uni-koeln.de