



Ein agentenbasierter Modellierungsansatz zur Abschätzung zukünftiger Energiebedarfe in städtischen und ländlichen Gebieten

Im Rahmen der 12. Internationalen Energiewirtschaftstagung

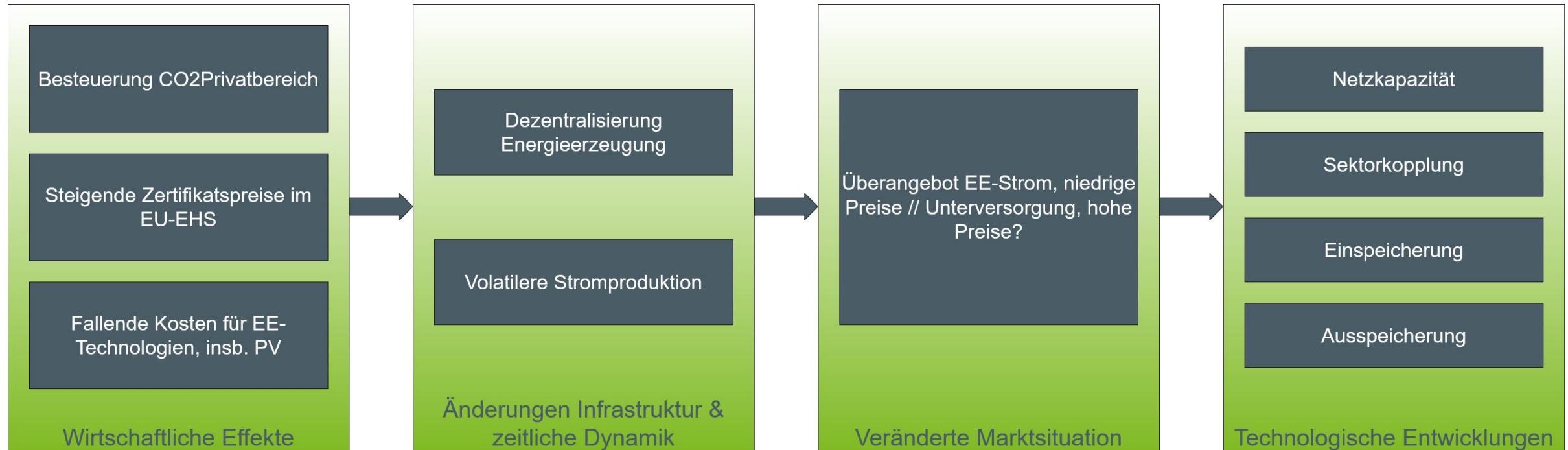
Hannes Koch
Technische Hochschule Mittelhessen
Wiesenstraße 14
35390 Gießen

Agenda

- Motivation
- Datenquellen
- Methodik
- Fallstudie
- Ausblick & Diskussion

Motivation (1)

- „Das Energiesystem nach Corona: Irreversible Strukturänderungen – wie?!“



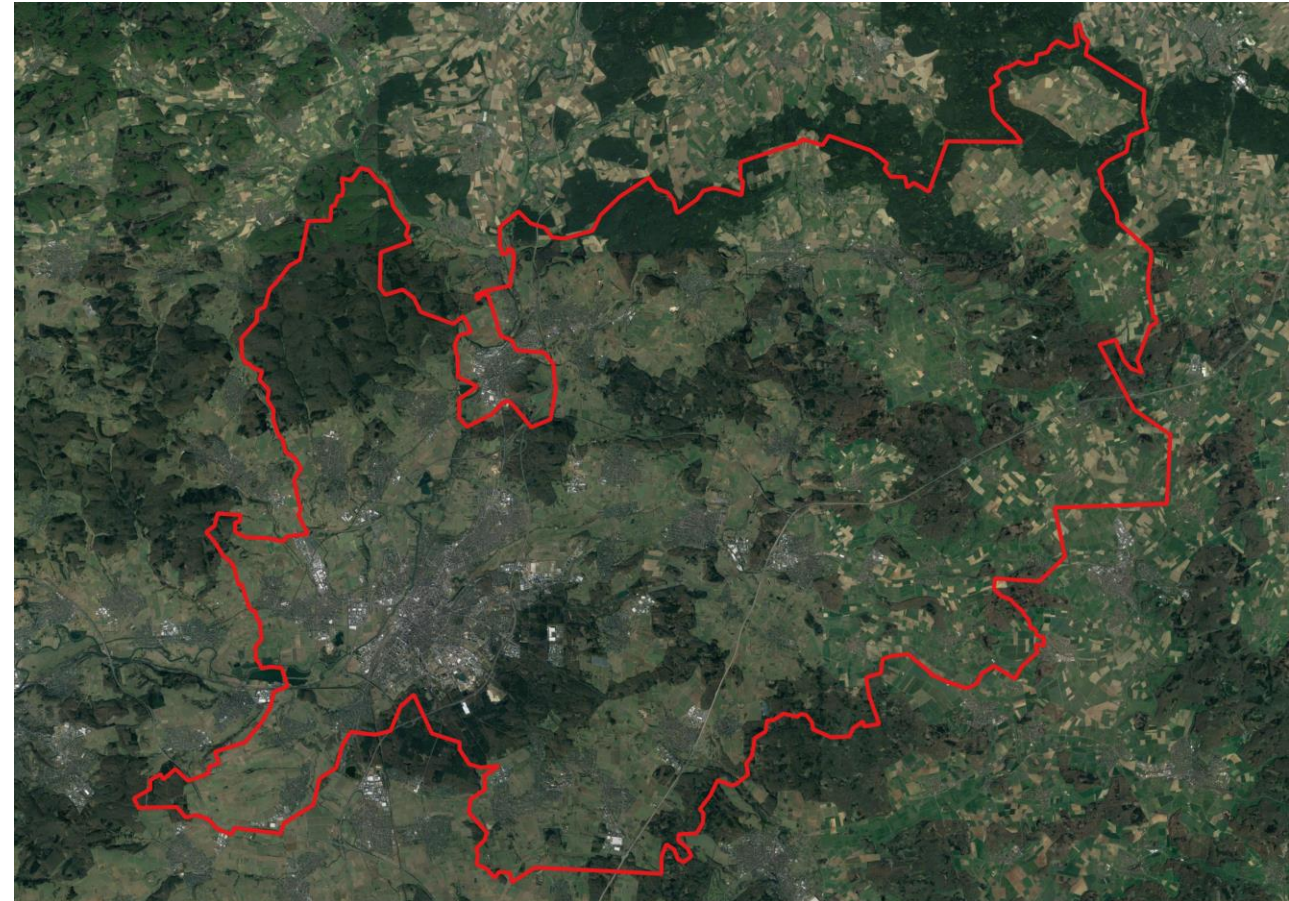
Motivation (2)

- Fragen aus Sicht der Energieversorger & Netzbetreiber:
 - Wie entwickeln sich zukünftig die Bedarfe in den Strom-, Fernwärme- und Gasnetzen?
 - Welche Kapazitäten müssen die Netze bereit halten, um die zukünftige zeitliche Dynamik im Energieversorgungssystem bewältigen zu können?
 - Wo werden Netzinfrastrukturen (Gas & Fernwärme) an Absatzdichte verlieren, wo dazugewinnen?
- Energieszenarien auf kommunaler Ebene als Planungshilfe
 - Modellierung einzelner Verbraucher (Agenten) auf Basis von hochauflösenden Realdatensätzen
 - Abschätzung langjähriger Entwicklungen von Technologiekonstellationen in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität
 - In Abhängigkeit von vorgegebenen Randbedingungen
 - Untersuchung und Vergleich verschiedener Szenarien, zahlreiche Parametrierungsmöglichkeiten
 - Keine absolute Vorhersage, sondern „detaillierte Diskussionsgrundlage“ im Kontext verschiedener Fragestellungen

Datenquellen (1)

- Forschungsprojekt „Kommun:E – Transformation kommunaler Energieversorgungs-Infrastrukturen unter dem Einfluss der deutschen Energiewende“
- Kooperation mit lokalem Energieversorger (Stadtwerke Gießen AG) und Netzbetreiber (Mittelhessen Netz GmbH)
- Betrachtungsgebiet: Niederspannungsgebiet der Mittelhessen Netz AG, Gießen und Umland:

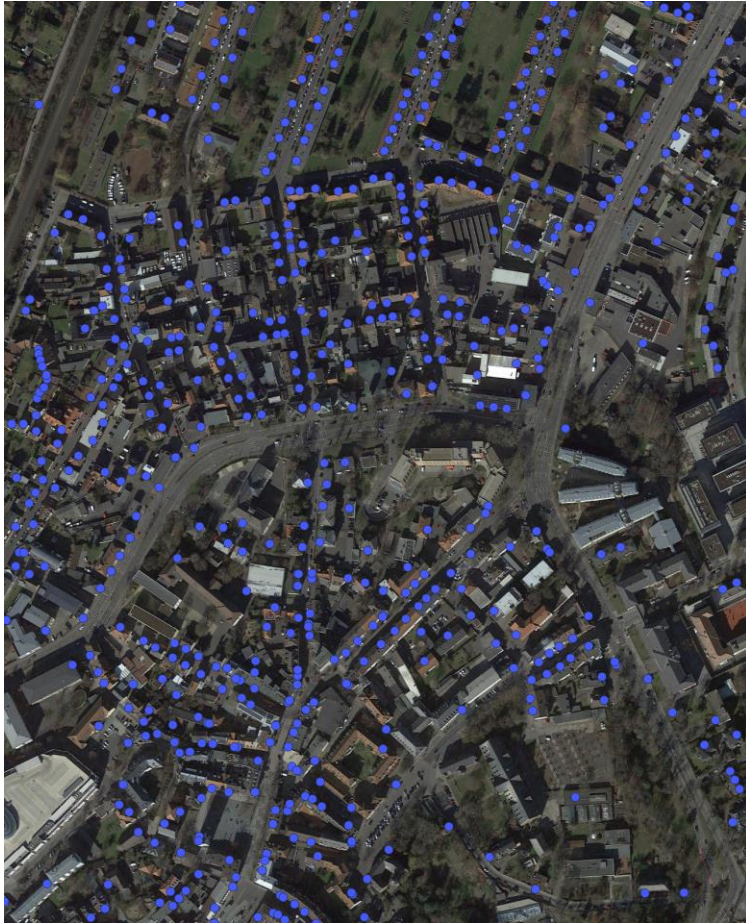
	Daten (Stand 2018)
Einwohnerzahl	190.297
Betrachtete Gebäude	33.200
Gesamtfläche [ha]	42.084



[Satellitenbild: Google Earth]

Datenquellen (2)

Anschlusspunkte Niederspannungsnetz



[MIT.N, 2019]

Gebäudepolygone



[Kataster, 2019]

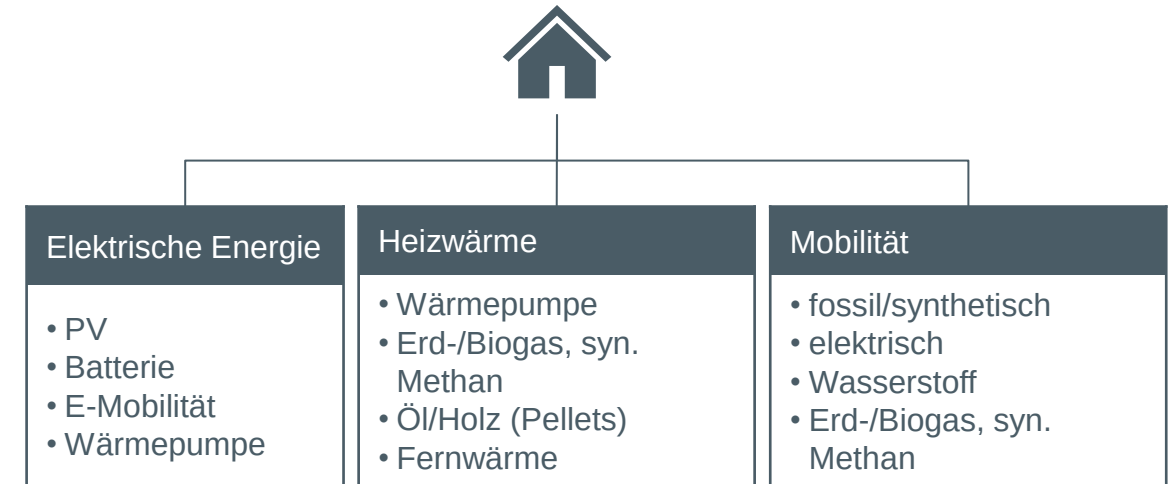
PV-Aufdachpotential



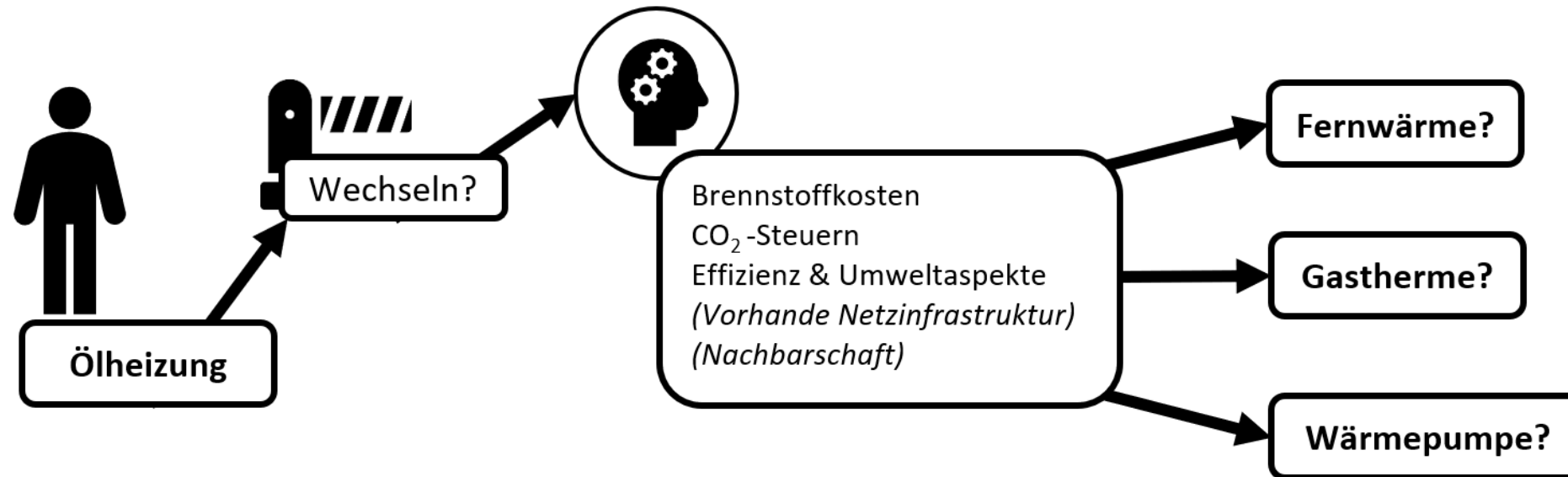
Eigene Berechnung basierend auf [Solarataster, 2019]

Methodik (1)

- Aufstellung möglicher Technologien für die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität
- Ähnliche Aufstellungen für andere Verbraucherkategorien möglich, z.B. Technologien für Prozesswärme in Industrie
- Agenten wechseln Technologien im Rahmen eines Markov'schen Entscheidungsprozesses
- Nach jedem Jahreszeitschritt möglich: Jahressimulation jedes Agenten für aktualisierte Lastprofile und Jahresenergiemengen

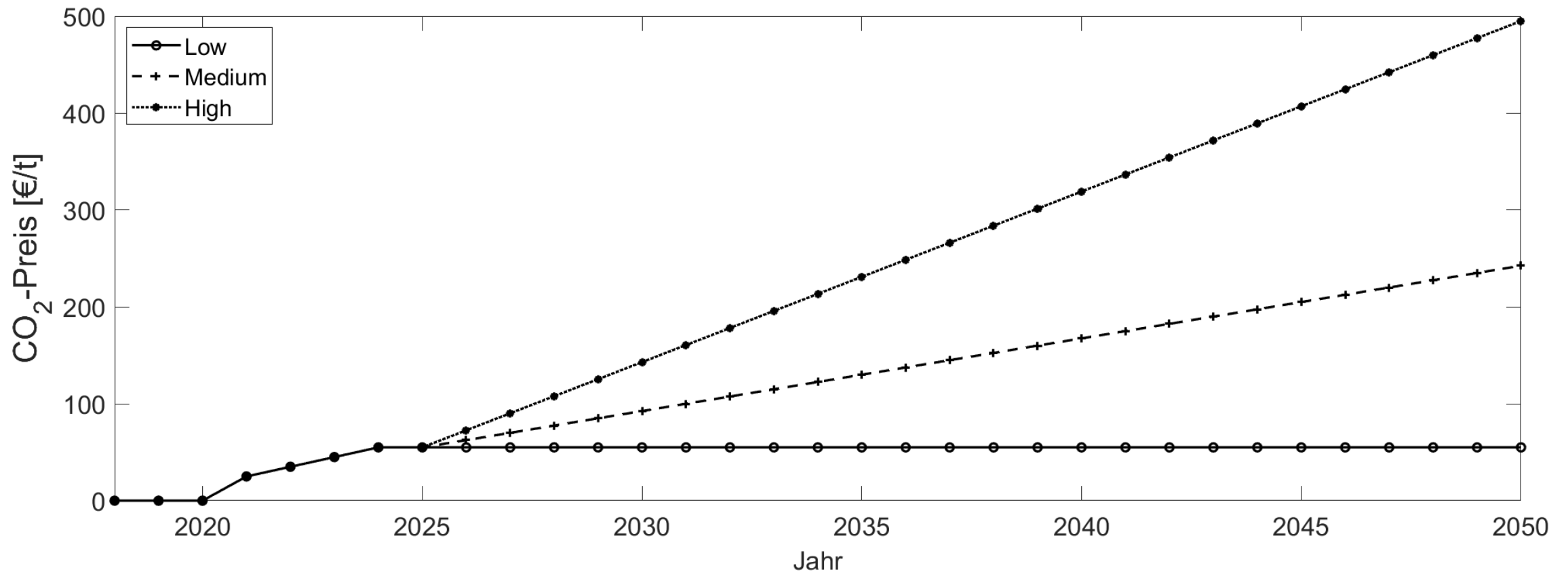


$$t_{\text{heiz}} \in T = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{Erdgas} & \text{Wärmepumpe} & \text{Fernwärme} \end{matrix} \\ \begin{matrix} \text{Erdgas} \\ \text{Wärmepumpe} \\ \text{Fernwärme} \end{matrix} & \begin{bmatrix} p_{1,1} & p_{1,2} & p_{1,3} \\ p_{2,1} & p_{2,2} & p_{2,3} \\ p_{3,1} & p_{3,2} & p_{3,3} \end{bmatrix} \end{matrix}$$



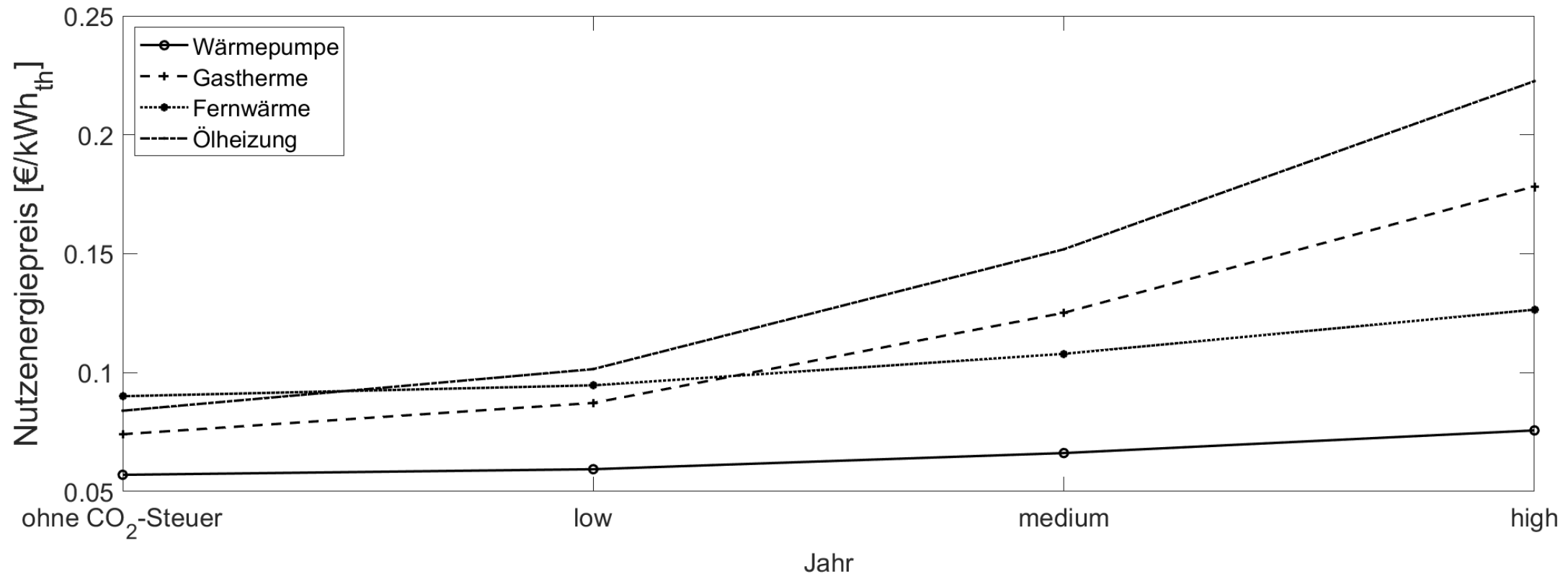
Fallstudie (1)

- Beispiel: Auswirkungen unterschiedlicher CO₂-Preisentwicklungen auf den Strom- und Heizwärmesektor im Privatbereich
- 3 Szenarien: Stagnation, mittlere und hohe Preissteigerung; sonstige Modellparameter: „Wärmepumpen-Trendszenario“, hoher PV-Ausbau, hohe Sanierungsrate



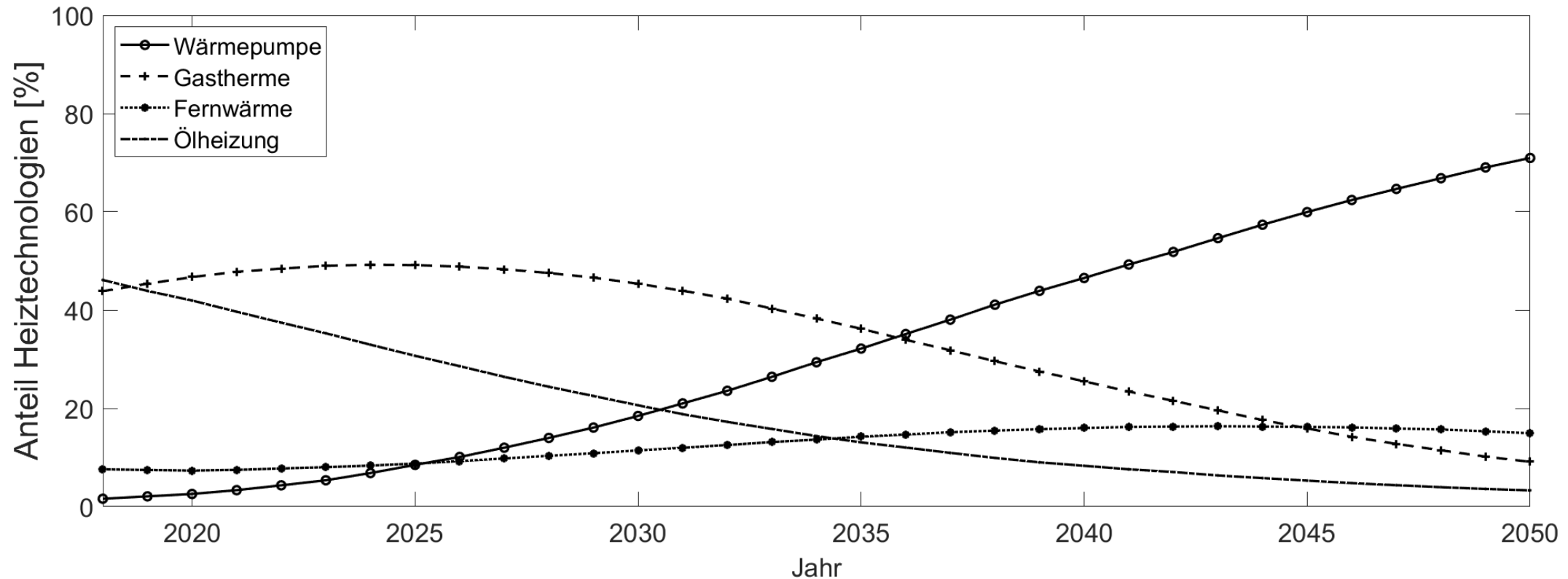
Fallstudie (2)

- Resultierende Energiekosten pro kWh_{th} Nutzenergie
- Bestimmt durch angenommene Preisentwicklungen x Emissionsfaktoren x CO_2 -Preisentwicklungen

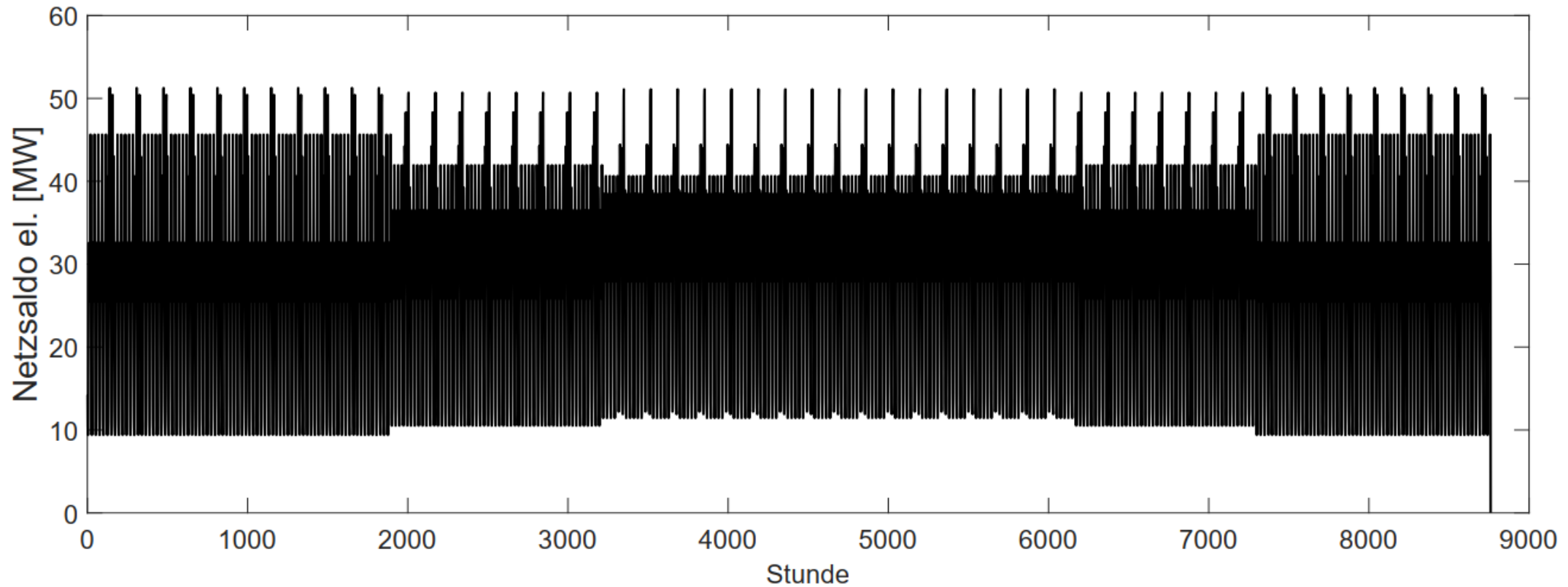


Fallstudie (3)

- Technologieentwicklungen im Heizwärmebereich im Szenario „High“ ($\sim 500 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$)



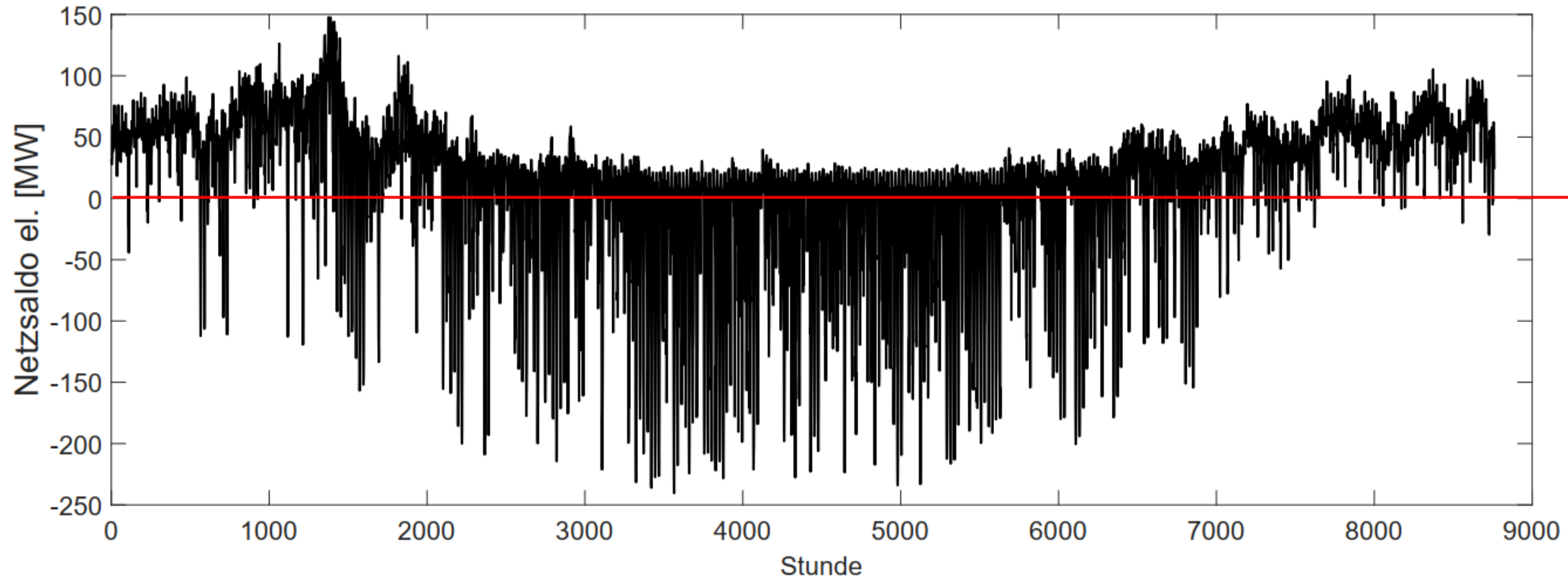
- Auswirkungen auf die zeitliche Dynamik im Mittel- & Niederspannungsbereich



(a) Netzsaldo nach Standardlastprofil H0, Stand 2018

Fallstudie (5)

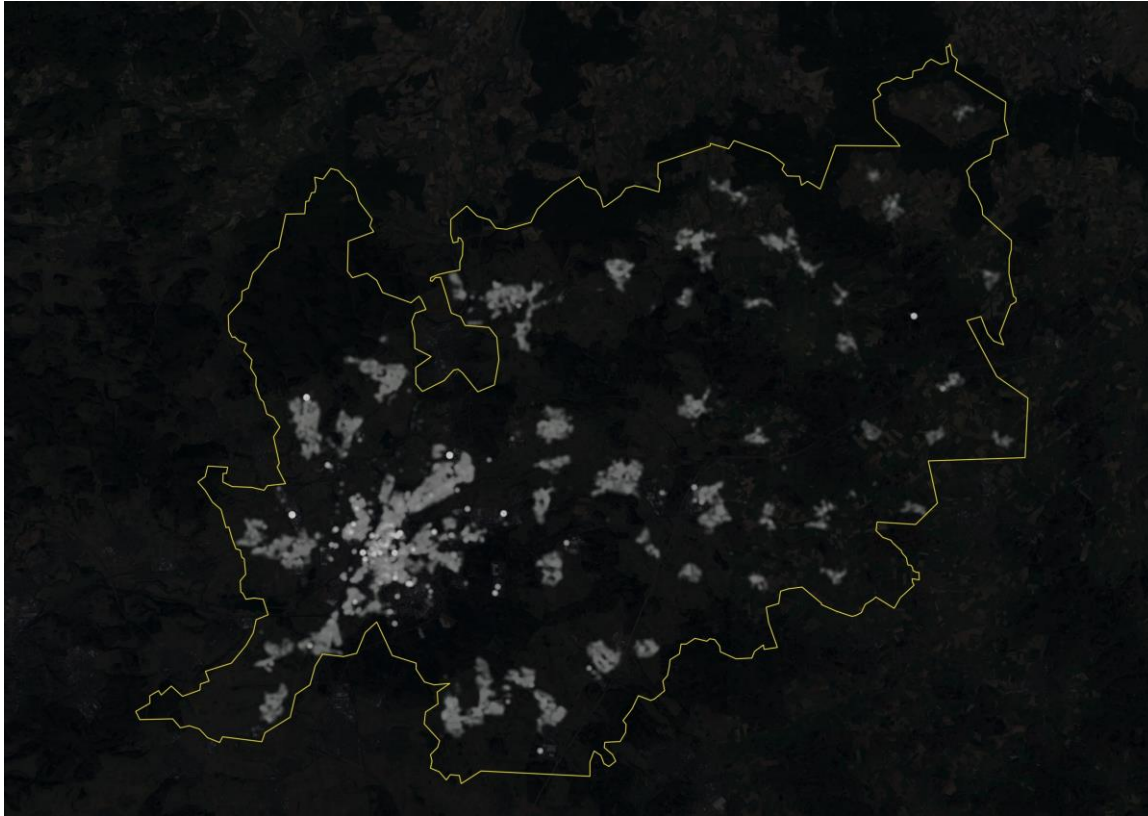
- Auswirkungen auf die zeitliche Dynamik im Mittel- & Niederspannungsbereich



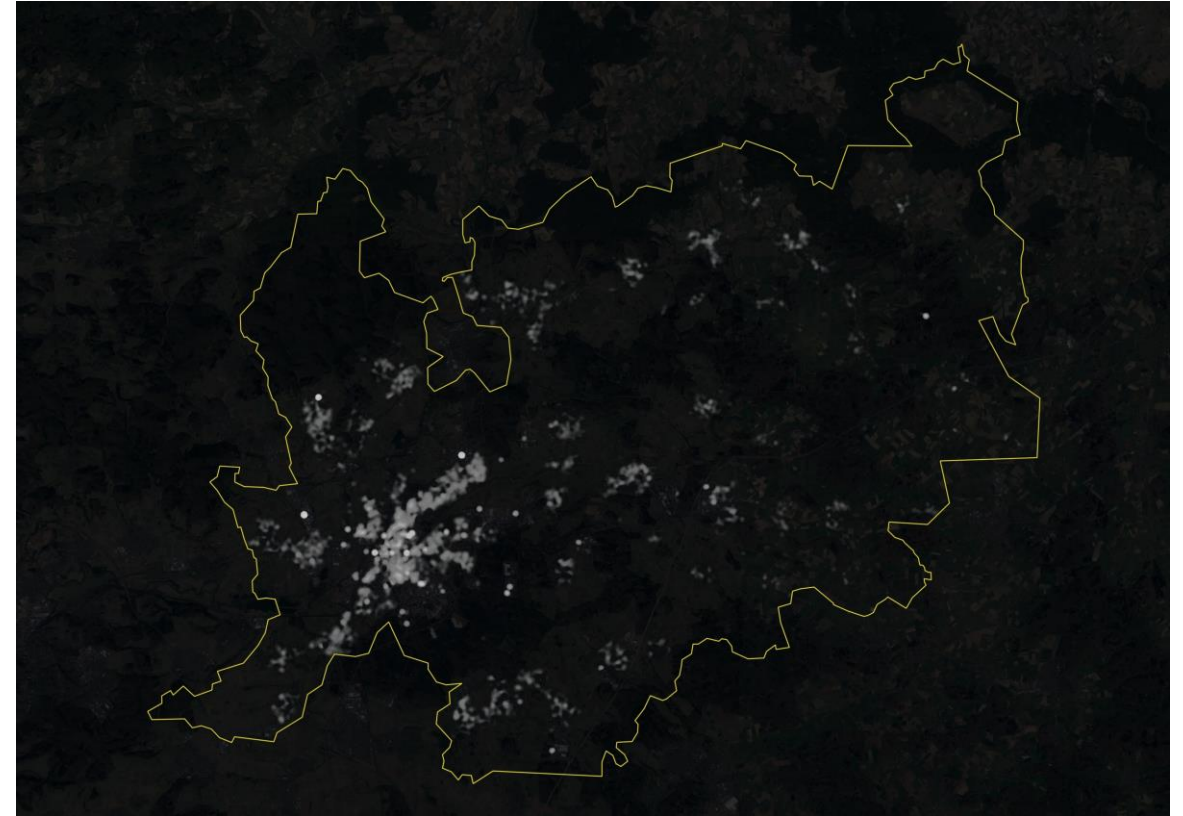
(b) Netzsaldo nach Verbrauchersimulation Stand 2050, "High"-Szenario

Fallstudie (6)

- Auswirkungen auf die räumliche Verteilung der elektrischen Bedarfe (Netzsaldo)



Stand 2018



Stand 2050

Fallstudie (7)

- Auswirkungen auf die räumliche Verteilung der thermischen Nutzenergiebedarfe (nicht-autarker Anteil)



Stand 2018



Stand 2050

Diskussion & Ausblick

- Entwicklung unterschiedlicher, hochauflösender Energieszenarien im Kontext verschiedener technisch-ökonomischer, sozialer und politischer Fragestellungen möglich
- Rückschlüsse auf Anforderungen an zukünftige Netzinfrastrukturen und –kapazitäten möglich
- Modellierung der Agenten & ihrer Verhaltensmodelle können grundlegend an unterschiedlicher Anwendungsfälle angepasst werden – potenziell hohe Flexibilität
- Nutzen/Aussagekraft steht und fällt mit Datenbasis – theoretisch auch Einbindung synthetischer und/oder gröber-aufgelöster Systeme möglich

- *Work in progress:* Aktuell keine Berücksichtigung lokaler Ausprägungen wie bspw. vorhandener Netzinfrastruktur
- Mögliche Anwendung: Kalibrieren des Modells mit historischen Zeitreihen, um Trends fortzuschreiben

Quellenvermerke

[Google Earth]	Google Earth Satellite Imagery. [Online, 07.09.2021]. Available: www.google.com/earth
[SWG]	District heating network consumer data, Provided by Stadtwerke Giessen AG as part of the research project Kommun:E, 2019.
[MIT.N]	Electricity and natural gas network consumer data, Provided by Mittelhessen Netz GmbH as part of the research project Kommun:E, 2019.
[Kataster]	Building footprint and DEM data, Provided by the Hessian Administration for Ground Management and Geo-Information as part of the research project Kommun:E, 2019. [Online, 07.09.2021]. Available: https://hvbh.hessen.de
[Solarkataster]	LiDAR data, Provided by the Hessian Ministry of Economics, Energy, Transport and Housing as part of the research project Kommun:E, 2019. [Online, 07.09.2021]. Available: https://www.energieland.hessen.de/solar-kataster

Zu meiner Person

- Geboren 1992 in Gießen
- Bis 2019 – Masterstudiengang „Maschinenbau & Energiesysteme“, Technische Hochschule Mittelhessen
- Seit 2019 – Wissenschaftlicher Mitarbeiter im Forschungsprojekt Kommun:E, Entwicklung von Energieszenarien im kommunalen Raum



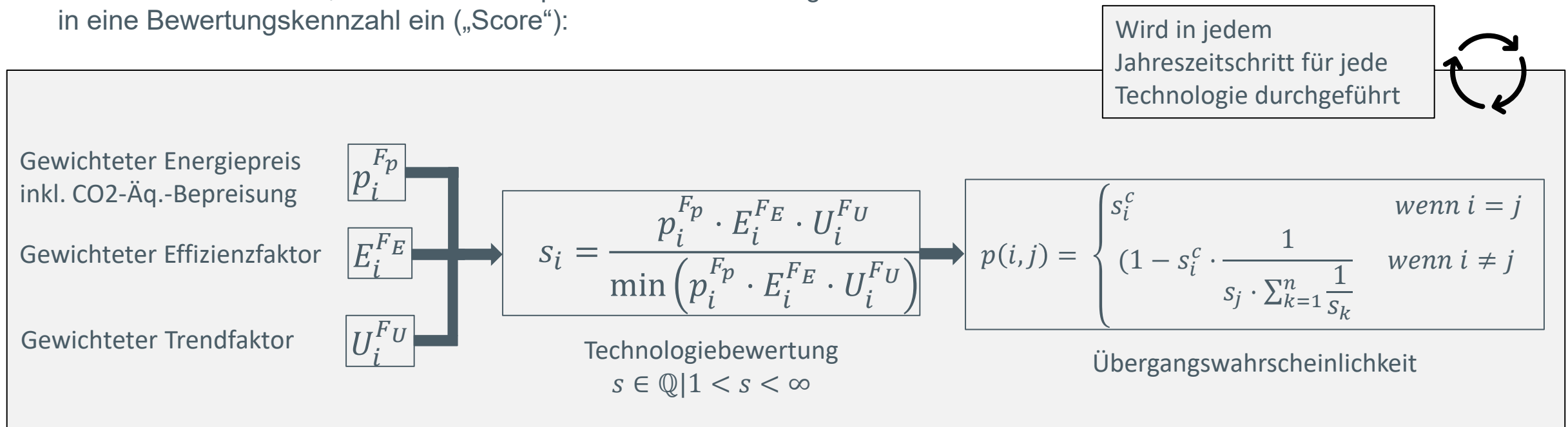
Backup – Modellparameter für die Szenarien

Preis ohne CO ₂ -Steuer (Entwicklung 2018 bis 2050)	Wert (2018 - 2050)
Strompreis Privat	0,27 – 0,3167 [€/kWh]
Strompreis Privat WP-Tarif	0,1944 – 0,2280 [€/kWh]
Erdgaspreis Privat	0,06 – 0,0704 [€/kWh]
Fernwärmepreis Privat	0,076 – 0,0892 [€/kWh]
Heizölpreis Privat	0,068 – 0,0798 [€/kWh]
Effizienzfaktoren (Entwicklung 2018 bis 2050)	Wert (2018 - 2050)
Photovoltaik	1
Keine Photovoltaik	1
Gastherme	1/0.95 = 1.05
Fernwärme-Übergabestation (angenähert über 3K Grädigkeit)	1/0.99 = 1.01
Ölheizung	1/0.95 = 1.05
Wärmepumpe	1/4 = 0.25
Trendfaktoren (Entwicklung 2018 bis 2050)	Wert (2018 - 2050)
Photovoltaik	2,000 – 0,890
Keine Photovoltaik	1,000 – 1,885
Gastherme	1,500 – 3,306
Fernwärme	3,000 – 2,814
Ölheizung	2,000 – 5,150
Wärmepumpe	7,000 – 6,358
Gastherme mit PV	1,600 – 3,526
Fernwärme mit PV	3,200 – 3,001
Ölheizung mit PV	2,000 – 5,150
Wärmepumpe mit PV	6,000 – 5,450

Emissionsfaktoren (Entwicklung 2018 bis 2050)	Wert (2018 - 2050)
Strom	0,40 – 0,151 [kg/kWh]
Strom aus PV	0,000 [kg/kWh]
Erdgas	0,200 [kg/kWh]
Fernwärme	0,139 – 0,073 [kg/kWh]
Heizöl	0,266 [kg/kWh]
Gewichtungsfaktoren	Wert
Wirtschaftlichkeitsgewichtung F_w	1,8
Trend-Gewichtung F_{II}	1

Backup – Methodik detailliert

- Bewertung der Technologien in Abhängigkeit von:
 - Energiepreisentwicklungen und Effizienz-Kriterien einzelner Technologien
 - Bepreisung von CO₂-Äquivalent-Emissionen
 - Trendfaktoren („irrationale Entscheidungen“)
- Diese Kriterien fließen, mit individuell anpassbaren Gewichtungen in eine Bewertungskennzahl ein („Score“):



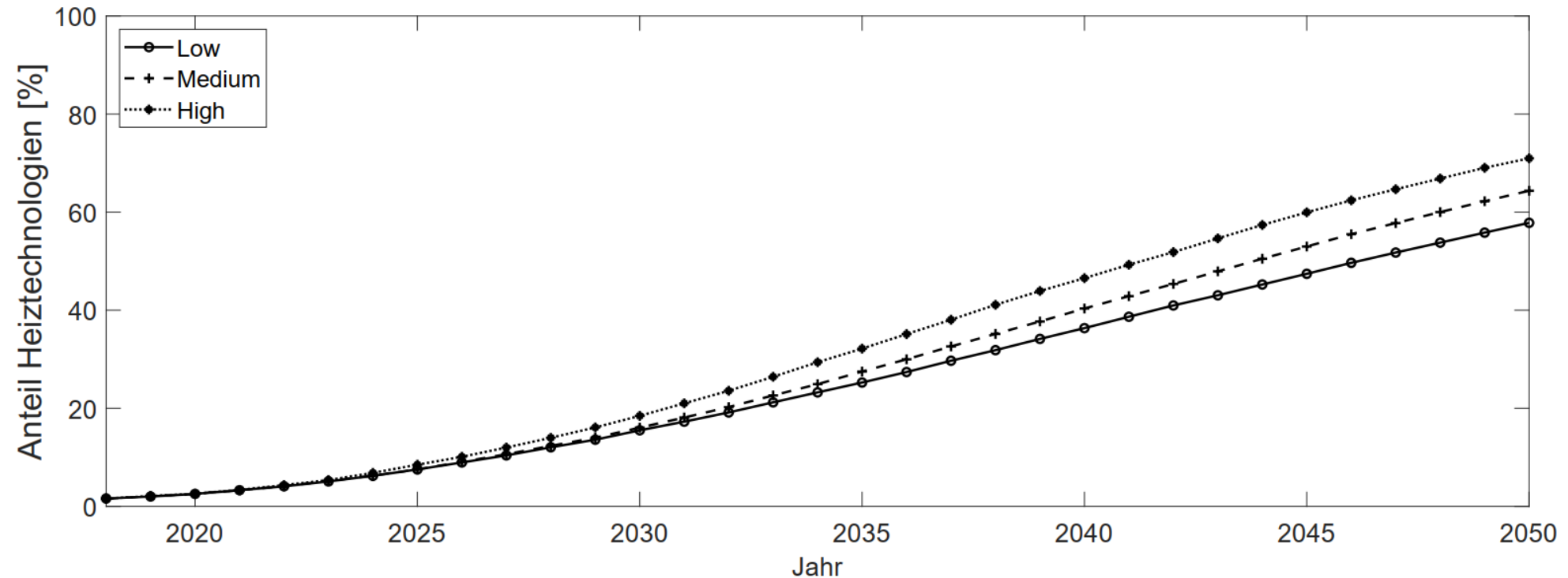
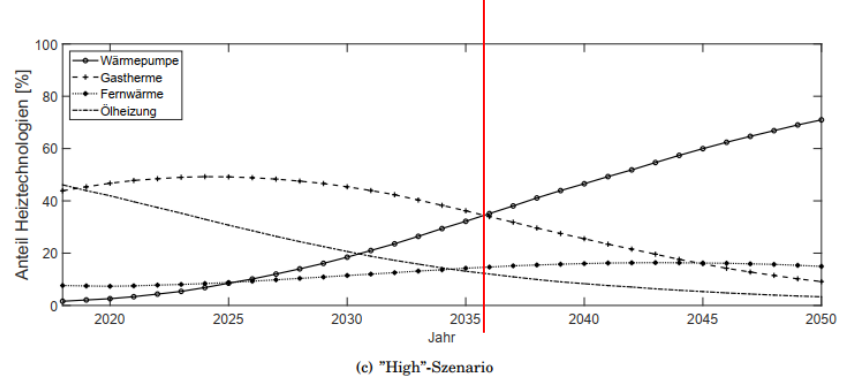
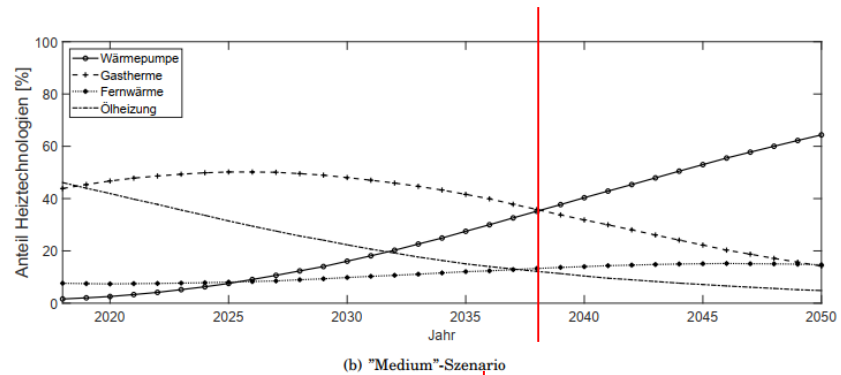
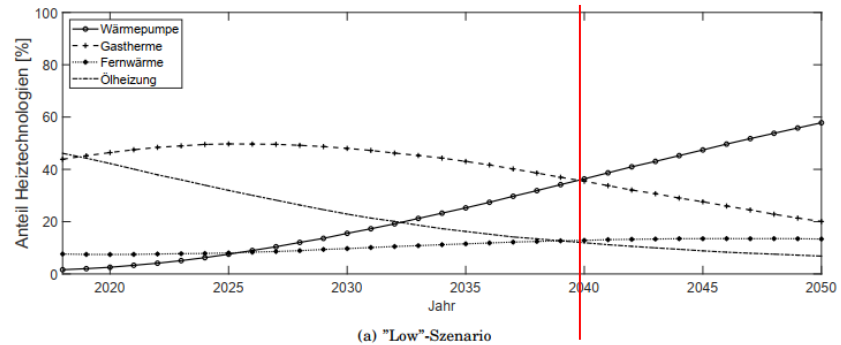
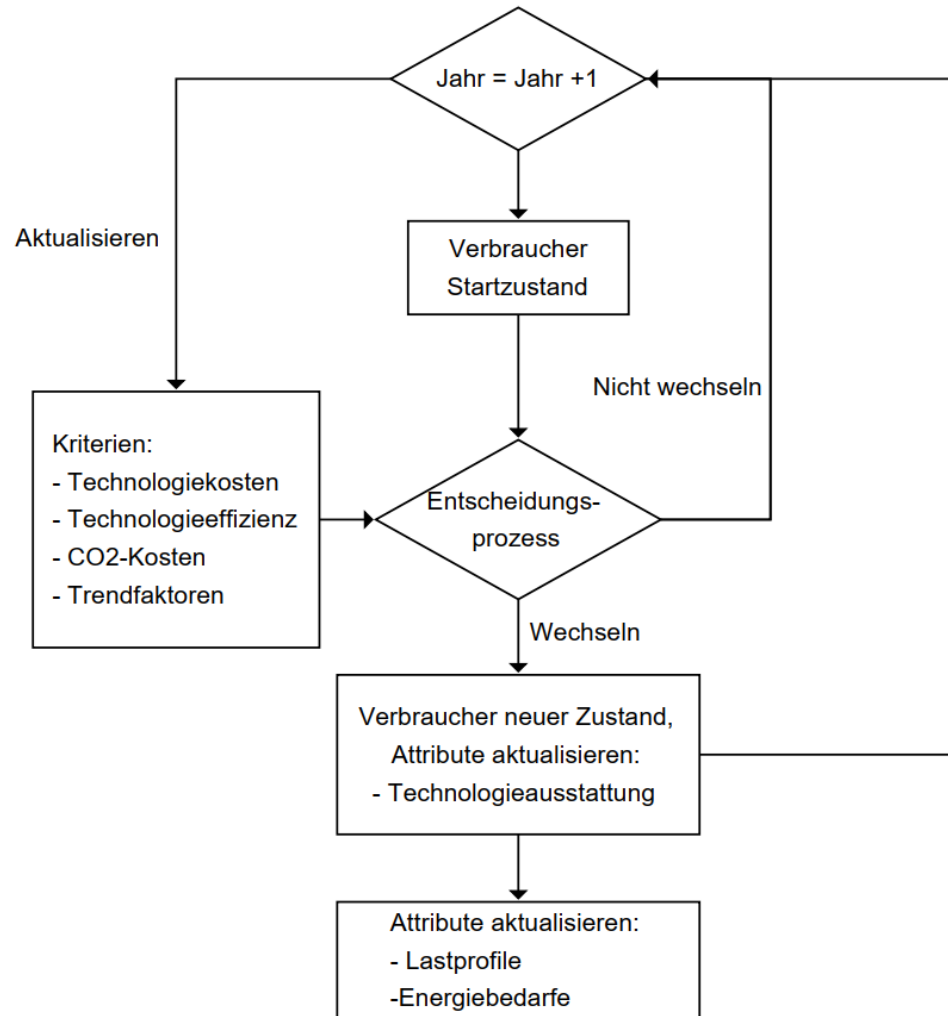


Abbildung 13: Entwicklung des Anteils von Wärmepumpen in den verschiedenen Szenarien

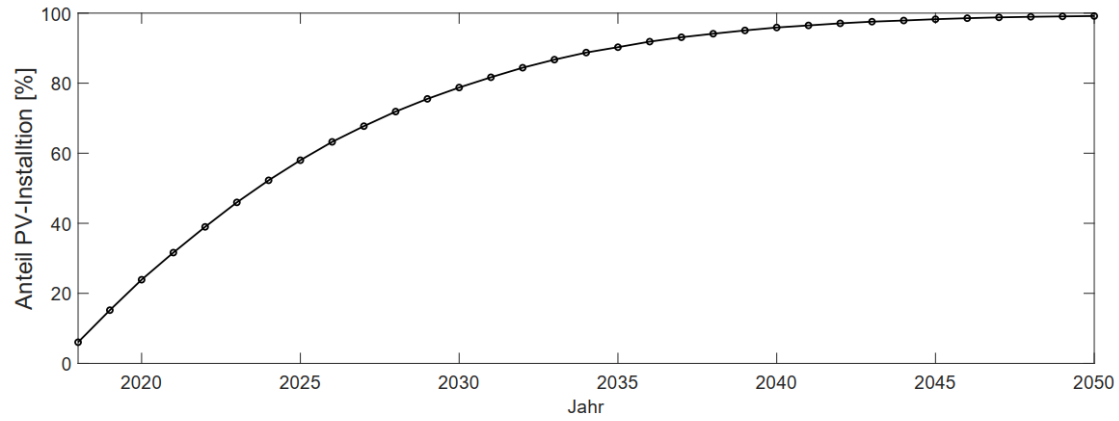
Backup – Technologieentwicklungen im Vergleich



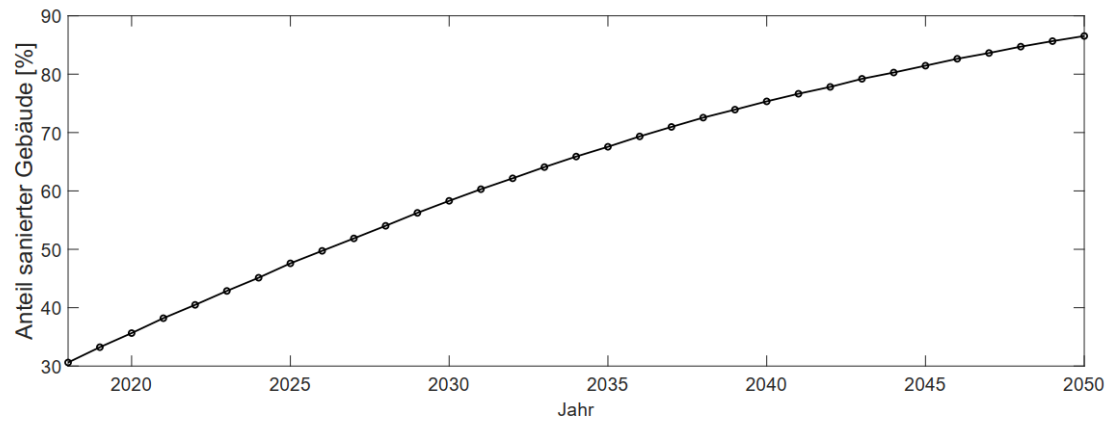
Backup – Ablauf Agentenentwicklung



Backup – PV-Zubau und Anzahl sanierter Gebäude



(a) Anteil PV-Aufdachinstallationen



(b) Anteil sanierte Gebäude