

LoMa

Lokales Lastmanagement

Durch die lokale Wärme- und Verkehrswende steuern – Verteilnetzplanung unter Berücksichtigung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gemäß §14a EnWG

Abschlussbericht

Carlos Epia, M. Eng.
Lennart Zimmermann, M. Eng.
Prof. Dr. Claus Hartmann

unter Mitwirkung von
Paul Höfer

Flensburg, August 2026





Abschlussbericht:
Durch die lokale Wärme- und Verkehrshalse steuern – Verteilnetzplanung unter Berücksichtigung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gemäß §14a EnWG

Fördermittelgeber:

Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein (EKSH)

Praxispartner:

Stadtwerke Husum Netz GmbH

Projektzeitraum:
01.01.2025 – 30.06.2026

Impressum:
Hochschule Flensburg

Kanzleistraße 91-93
24943 Flensburg
www.hs-flensburg.de

Lizenz:
Für jeden Inhalt und Grafiken gilt – soweit nicht anders gekennzeichnet die:

Creative Commons - Namensnennung - Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 (CC BY-SA 4.0 Deed)

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein (EKSH) gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor*innen.

Kurzfassung

Das Forschungsprojekt *LoMa* untersucht die Herausforderungen und Fragestellungen, die mit der Einführung des § 14a EnWG für Verteilnetzbetreiber einhergehen. Als Fokusregion diente das Verteilnetz des Kooperationspartners Stadtwerke Husum Netz GmbH. Auf Grundlage realer Netzdaten wurde hierfür ein detailliertes Modell der Mittel- und Niederspannungsebene aufgebaut, mit dem sich die Auswirkungen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen auf das Engpassmanagement und den erforderlichen Netzausbau modellbasiert quantifizieren lassen. Ergänzend wurde die entwickelte Methodik auf weitere synthetisch erzeugte Verteilnetze in Schleswig-Holstein übertragen, um die Ergebnisse über die Fokusregion hinaus zu untersuchen.

Die Untersuchungen für die Fokusregion Husum zeigen, dass ein relevanter Einfluss der Steuerung nach § 14a EnWG auf die Netzzustände insbesondere bei einer deutlich höheren Durchdringung mit Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen zu erwarten ist, als sie in den zunächst betrachteten Szenarien angenommen wurde. Für diese Fälle konnte dennoch nachgewiesen werden, dass die § 14a-Steuerung kritische Netzzustände bereits durch geringe, zeitlich begrenzte Leistungsreduktionen wirksam entschärfen kann. Gleichzeitig wird deutlich, dass die Steuerung nach § 14a keinen pauschalen Ersatz für einen konventionellen Netzausbau darstellt. Insbesondere bei einer ungünstigen räumlichen Verteilung von Ladepunkten und Wärmepumpen oder bei fehlender Steuerbarkeit im betroffenen Netzbereich können weiterhin Netzrestriktionen auftreten. Für Verteilnetzbetreiber ergibt sich daraus die Notwendigkeit einer präzisen und räumlich differenzierten Ermittlung des Netzzustands, um den Einsatz der Steuerung gezielt bewerten und dimensionieren zu können.

Die Übertragung der Methodik auf synthetische Verteilnetze in Schleswig-Holstein bestätigt die grundsätzliche Wirksamkeit der Eingriffe nach § 14a EnWG. In 154 von 155 untersuchten Verteilnetzen kam die Steuerung innerhalb der betrachteten Lastwoche zum Einsatz. Für das zugrunde gelegte Szenario 2035 ergeben sich dadurch potenzielle Einsparungen beim Netzausbau von insgesamt rund 72 Mio. €. Besonders hohe Einsparpotenziale zeigen sich dabei in städtisch geprägten Netzgebieten. Den potenziellen Einsparungen beim konventionellen Netzausbau stehen jedoch die erforderlichen Investitionen in die Steuerungstechnik gegenüber, die bei einer ganzheitlichen Bewertung ebenfalls zu berücksichtigen sind.

Die im Projekt entwickelte Modellierungsmethodik sowie die eingesetzten Werkzeuge wurden nach Open-Source-Prinzipien veröffentlicht. Damit stehen sie Verteilnetzbetreibern auch über die Projektlaufzeit hinaus zur Verfügung und ermöglichen die

Übertragung der Untersuchungen auf eigene Netzregionen. Die entwickelten Tools und Datensätze sind über GitHub [1] bzw. Zenodo [2] frei zugänglich.

[1] https://github.com/CarlosEpia/LoMa
[2] https://zenodo.org/records/21032632

Mitwirkende und Aktivitäten im Projektumfeld

Mitwirkende

Wir danken an dieser Stelle allen Personen, die an der erfolgreichen Umsetzung des Forschungsprojekts mitgewirkt haben.

Seitens der Hochschule Flensburg geht dieser Dank an das Projektteam:

- Prof. Dr. Claus Hartmann - Projektleitung (ZNES, Hochschule Flensburg)
- M. Eng. Carlos Epia - wissenschaftlicher Mitarbeiter
- M. Eng. Lennart Zimmermann - wissenschaftlicher Mitarbeiter
- Paul Höfer - studentische Hilfskraft

Ein besonderer Dank geht an alle Mitarbeiter*innen der Projekt- und Kooperationspartner, die zum Erfolg des Projekts beigetragen haben:

- Marcel Rahn - Ansprechpartner, Stadtwerke Husum GmbH (Kooperationspartner)
- Norbert Jungjohann, Söhnke Eggers, Bernd Clausen - Stadtwerke Husum Netz GmbH
- Moritz Schlösser, Jonas Danke - Beratung Reiner Lemoine Institut
- Vertreter*innen der assoziierten Partner GP JOULE Connect GmbH und ARGE-Netz GmbH & Co. KG
- Dr. Ulf Phillip Müller - Mitinitiator des Projektes

Schließlich danken wir ganz herzlich der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein (EKSH) für die Finanzierung des Projektes.

Aktivitäten im Projektumfeld

Zu Projektbeginn fand ein Treffen bei den Stadtwerken Husum statt, bei dem die Ausgangssituation zu § 14a EnWG sowie die bestehenden Netzmodelle besprochen und das weitere Vorgehen zur Modellerstellung abgestimmt wurden. Ergänzend erhielten die Projektbeteiligten der Hochschule Flensburg die Möglichkeit, die Leitzentrale sowie ausgewählte Betriebsmittel vor Ort zu besichtigen, um die Modellierung stärker mit der betrieblichen Praxis verknüpfen zu können.

Zudem richtete das Projektteam im Projektverlauf zwei Workshops mit Vertretern mehrerer Netzbetreiber aus Schleswig-Holstein (Stadtwerke Flensburg, Stadtwerke SH, SH Netz GmbH, Stadtwerke Husum) sowie der assoziierten Partner (ARGE-Netz GmbH & Co. KG, GP JOULE Connect GmbH, Stadtwerke Nordfriesland, Stadtwerke Südholstein) aus. Im ersten Workshop standen die praktischen Herausforderungen rund um § 14a EnWG im Mittelpunkt. Gemeinsam mit den Teilnehmenden wurden Anforderungen und Wünsche an die Projektergebnisse konkretisiert. Im zweiten Workshop wurden die Zwischenergebnisse des Projekts vorgestellt, um Feedback zum bisherigen Vorgehen einzuholen und die Modellannahmen mit der aktuellen Lage sowie den realen Entwicklungen bei der Umsetzung von § 14a EnWG abzugleichen. Das interaktive Format diente der Förderung des fachlichen Austausches verschiedener Stakeholder im Bereich der Netzplanung und trug auch über das Projekt hinaus zur Vernetzung der Beteiligten bei.

Als Fortbildungsmaßnahme nahmen die Modellentwickler Carlos Epia und Lennart Zimmermann darüber hinaus an einem *PyPSA*-Workshop in Kopenhagen teil, der einen praxisnahen und anwendungsorientierten Überblick über die neuesten Entwicklungen von PyPSA vermittelte.

Des Weiteren wurde im Rahmen des Projektes die Masterarbeit von Paul Höfer mit dem Titel *„Modellierung und Bewertung der Auswirkungen von Elektromobilität auf die Verteilnetzbelastung unter Berücksichtigung der § 14a EnWG-Steuerung – Eine Fallstudie am Beispiel Husum“* angefertigt. Darin wurde auf Basis der im Projekt entwickelten *PyPSA-/eDisGo*-Modellkette untersucht, wie sich eine zunehmende Elektromobilität auf die Verteilnetzbelastung im Netzgebiet Husum auswirkt und welchen Beitrag die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG zur Entlastung kritischer Netzsituationen leisten kann.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung II

Mitwirkende und Aktivitäten im Projektumfeld IV

Abkürzungsverzeichnis VIII

Abbildungsverzeichnis IX

Tabellenverzeichnis X

1 Einleitung XI

2 Ausgangssituation 2
- 2.1 Modellierungs-Tools PyPSA und eDisGo . . . 2
- 2.2 Datenerzeugungs-Tools *eGon-data* und *ding0* . . . 3
  - 2.2.1 Inhalte des §14a EnWG . . . 3

3 Methodik 5
- 3.1 Methodisches Vorgehen und Zoom-Ebenen . . . 5
- 3.2 Aufbau des Netzmodells in PyPSA (`appl.py`) . . . 6
- 3.3 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen: Wärmepumpen und Ladepunkte 7
  - 3.3.1 Wärmepumpen . . . 7
  - 3.3.2 Ladepunkte . . . 8
- 3.4 Netzanalyse und §14a-Optimierung in eDisGo . . . 9
- 3.5 Szenarien . . . 11
- 3.6 Übertragung auf ganz Schleswig-Holstein . . . 11
- 3.7 Auswertung und Validierung . . . 12

4 Validierung 13

5 §14a im Netzmodell Husum 17
- 5.1 Status quo und Basisfall 2035 . . . 17
- 5.2 Szenario mit hoher Durchdringung . . . 17
- 5.3 Beitrag von Ladepunkten und Wärmepumpen . . . 19
- 5.4 Sensitivität gegenüber der räumlichen Verteilung neuer Lasten . . . 21
- 5.5 Zusammenfassung der Ergebnisse für Husum . . . 21

6 Übertragung auf ganz Schleswig-Holstein 23

7 Diskussion **27**

7.1 Wirksamkeit und Grenzen der § 14a-Steuerung 27

7.2 Wirtschaftliche Einordnung der Netzausbaueinsparungen 28

7.3 Regulatorische Implikationen 28

7.4 Methodische Grenzen und Ausblick 29

8 Fazit und Handlungsempfehlungen **31**

Literaturverzeichnis **33**

Abkürzungsverzeichnis

AC-OPF	Alternating Current Optimal Power Flow
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
steuVE	steuerbare Verbrauchseinrichtung
ZNES	Zentrum für nachhaltige Energiesysteme
ding0	DIstribution Network GeneratOr
eDisGo	Electricity Distribution Grid Optimization
EKSH	Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein
PyPSA	Python for Power System Analysis
LoMa	Lokales Lastmanagement
SimBEV	Simulation of Battery Electric Vehicles
TracBEV	Tool for regional allocation of Battery Electric Vehicles
MGB	Magarethe-Böhme-Straße
iMSys	intelligenten Messsystems

Abbildungsverzeichnis

3.1 Schematischer Ablauf des methodischen Vorgehens. 6
3.2 Modellaufbau auf der PyPSA-Seite in `appl.py`. 7
3.3 Modellierung der Wärmepumpen und ihrer elektrischen Last auf der PyPSA-Seite. 8
3.4 Modellierung und Übertragung der Ladezeitreihen auf der eDisGo-Seite. 9
3.5 eDisGo-Workflow zur Netzanalyse und §14a-Optimierung. 9
3.6 §14a-Optimierung als Optimal-Power-Flow in eDisGo. 10

4.1 Vergleich von Real- und Modelldaten für die Transformatorstation MGB bei unterschiedlichen Lastprofil-Ansätzen 13
4.2 Lastverlauf je Profiltyp 14
4.3 Vergleich der gemessenen Trafo-Summenlast (2024/2025) mit dem eDisGo-Modellergebnis nach OPF für drei Referenzwochen 16

5.1 §14a-Nutzung je Bus im Status quo 2025 (412 Ladepunkte, 575 Wärmepumpen, Winterwoche). Eine §14a-Steuerung ist nicht notwendig. 18
5.2 §14a-Nutzung je Bus im Basisfall 2035 (1000 Ladepunkte, 2600 Wärmepumpen, Winterwoche). Eine §14a-Steuerung ist nicht notwendig. 18
5.3 §14a-Nutzung je Bus im Szenario mit hoher Durchdringung (5000 Ladepunkte, 5200 Wärmepumpen), Winterwoche (Lastfall). 19
5.4 §14a-Nutzung je Bus im Szenario mit hoher Durchdringung (5000 Ladepunkte, 5200 Wärmepumpen), Sommerwoche (Einspeisefall). . . 19
5.5 Aggregierte §14a-Nutzung von Wärmepumpen und Ladepunkten je Szenario (Winterwoche). 20
5.6 Sensitivität gegenüber der räumlichen Verteilung der neuen Lasten: das Szenario mit hoher Durchdringung (5000 Ladepunkte, 5200 Wärmepumpen, Winterwoche), erneut berechnet mit sechs verschiedenen Zufallsplatzierungen. 22

6.1 Räumliche Verteilung der § 14a-Steuerungseingriffe in Schleswig-Holstein 23
6.2 Vergleich der § 14a-Steuerungseingriffe bei Wärmepumpen und E-Ladesäulen 24
6.3 Einsparpotenziale bei den Netzausbaukosten durch den Einsatz der § 14a-Steuerung je Verteilnetz in Schleswig-Holstein 25

Tabellenverzeichnis

3.1 Szenarioüberblick: Status quo, Basisfall 2035 und Sensitivitätsspanne. 11

1 Einleitung

Die Energiewende erfordert eine weitreichende Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors, um die im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegten Klimaziele zu erreichen. Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Batteriespeicher ersetzen zunehmend fossil betriebene Verbraucher und werden dabei größtenteils an das Verteilnetz angeschlossen. Da Verteilnetze historisch für eine weitgehend passive Versorgung ausgelegt wurden, stellt diese Entwicklung insbesondere die Mittel- und Niederspannungsebene vor erhebliche Herausforderungen: Hohe Anschlussleistungen und eine steigende zeitliche Gleichzeitigkeit neuer Verbraucher können lokal zu Spannungsgrenzverletzungen sowie zu Überlastungen von Leitungen und Transformatoren führen.

Ein alleiniger Ausbau der Netze ist mit hohen Kosten sowie langen Planungs- und Realisierungszeiten verbunden. Mit der Novellierung des §14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [1] wurde daher zum 01.01.2024 ein Instrument geschaffen, das Verteilnetzbetreibern erlaubt, den Leistungsbezug steuerbare Verbrauchseinrichtung (steuVE) – respektive Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher, sowie Klimaanlagen – in kritischen Netzsituationen temporär zu begrenzen. Im Gegenzug sind Netzbetreiber verpflichtet, neue steuVE auch dann zeitnah anzuschließen, wenn im ungesteuerten Betrieb Netzengpässe drohen. Eine zentrale Voraussetzung für die praktische Umsetzung dieser netzorientierten Steuerung ist eine räumlich und zeitlich hochaufgelöste Kenntnis des Netzzustands, um kritische Netzbereiche und -zeiträume zuverlässig zu identifizieren. Gerade für kleinere Verteilnetzbetreiber, die häufig nicht über entsprechende Modellierungskapazitäten verfügen, stellt dies eine große technische und planerische Hürde dar.

Diesen Fragestellungen widmete sich das Forschungsprojekt Lokales Lastmanagement (LoMa), das von Oktober 2024 bis Juni 2026 am Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES) der Hochschule Flensburg durchgeführt und von der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein (EKSH) gefördert wurde. Ziel des Projekts war es, den Steuerungsbedarf nach §14a EnWG modellbasiert auf verschiedenen Zoom-Ebenen zu identifizieren und die netztechnische Wirksamkeit der Steuerung zu bewerten. Als Fokusregion diente das Netzgebiet des Kooperationspartners Stadtwerke Husum GmbH (Husum Netz), für das in enger Zusammenarbeit ein detailliertes Modell der Mittel- und Niederspannungsebene auf Grundlage realer Netztopologie- und Betriebsmitteldaten aufgebaut wurde. Anschließend wurde geprüft, inwiefern sich die entwickelte Methodik auf weitere Netzregionen in Schleswig-

Holstein übertragen lässt, um allgemeine Handlungsempfehlungen für andere Verteilnetzbetreiber abzuleiten.

Methodisch baute LoMa auf bestehenden Open-Source- und Open-Data-Ansätzen auf, insbesondere auf dem Planungsinstrument *eDisGo* sowie den Modellierungs-Tool PyPSA, die im Projektverlauf um ein eigens entwickelte Optimierunggsmethodik zur Abbildung der netzorientierten Steuerung erweitert wurden. Sämtliche entwickelten Daten und Tools wurden nach Open-Source- und Open-Data-Richtlinien veröffentlicht, um Netzbetreibern auch über die Projektlaufzeit hinaus eine Weiternutzung zu ermöglichen und so langfristig zur branchenweiten Kompetenzentwicklung für die lokale, sektorgekoppelte Energiewende beizutragen.

Der vorliegende Abschlussbericht dokumentiert die im Projektverlauf entwickelten Methodiken sowie die daraus erzielten Ergebnisse. Zunächst wird der Projektfortschritt entlang der Arbeitspakete nachvollziehbar aufbereitet, bevor die entwickelten Methodiken sowie die zentralen Ergebnisse dargestellt und eingeordnet werden. Abschließend werden diese reflektiert und Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber abgeleitet.

2 Ausgangssituation

Anhand des folgenden Kapitels wird die zu Projektbeginn vorhandene Tool-Landschaft dargestellt, auf deren Basis die Modellierung der Verteilnetze umgesetzt werden sollte. Weiterhin werden die genauen Inhalte des §14a EnWG aufbereitet, um die methodische Grundlage zur Optimierung von steuVE zu schaffen.

2.1 Modellierungs-Tools PyPSA und eDisGo

Für den Aufbau und die Analyse der Verteilnetzmodelle greift LoMa auf zwei etablierte Open-Source-Werkzeuge zurück, die im institutionellen Umfeld des ZNES bereits vielfach zum Einsatz gekommen sind: PyPSA und eDisGo.

Python for Power System Analysis (*PyPSA*) ist ein am Frankfurt Institute for Advanced Studies entwickeltes Python-Framework zur Simulation und Optimierung elektrischer Energiesysteme [2]. Es verbindet klassische Lastflussberechnungen mit der zeitlich aufgelösten Optimierung von Erzeugung, Speichern und Netzinfrastruktur über mehrere Zeitschritte hinweg und bildet damit die Datenstruktur, in der das Verteilnetzmodell der Fokusregion Husum abgebildet wird.

Electricity Distribution Grid Optimization (*eDisGo*) ist ein Planungsinstrument speziell für die Mittel- und Niederspannungsebene, das im Rahmen der Vorgängerprojekte *open_eGo* [3] und *eGon* entstanden ist [4]. Es stellt Verfahren zur Lastflussanalyse, zur Identifikation von Spannungsband- und Betriebsmittelverletzungen sowie zur Ermittlung von Netzausbaubedarfen bereit und erlaubt es, Flexibilitätsoptionen wie Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen und Heimspeicher gezielt in die Netzbetriebsführung einzubeziehen. *eDisGo* baut auf der Modellstruktur von *PyPSA* auf und nutzt für die nichtlineare Lastflussberechnung die gleichen Methodiken. Die Optimierung des Flexibilitätseinsatzes als nichtlinearer Alternating Current Optimal Power Flow (AC-OPF) wird hingegen in der Progammiersprache *Julia* umgesetzt. Beide Werkzeuge sind öffentlich verfügbar[3][4] und ermöglichen dadurch eine transparente Nachvollziehbarkeit sowie die Weiternutzung der in LoMa entwickelten Methodiken zur Analyse der §14a-Nutzung in Verteilnetzen.

[3] `https://github.com/PyPSA/PyPSA`
[4] `https://github.com/openego/eDisGo`

2.2 Datenerzeugungs-Tools *eGon-data* und *ding0*

Die für den Netzmodellaufbau benötigten Eingangsdaten stammen größtenteils aus zwei Open-Data-Tools, die ebenfalls im Rahmen der Vorgänerprojekte *open_eGo* und *eGon* entwickelt wurden.

eGon-data ist eine transparente und reproduzierbare Datenverarbeitungspipeline, die aus offen verfügbaren Quellen (z.B. Zensusdaten, OpenStreetMap, Wetterdaten, Pan-European Thermal Atlas und DemandRegio) ein netzebenenübergreifendes, sektorgekoppeltes Datenmodell des deutschen Energiesystems erzeugt [3]. Für LoMa liefert die *eGon*-Datenbasis insbesondere räumlich und zeitlich aufgelöste Daten zu Haushalts-, Industrie- und Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD)-Lasten, Photovoltaik-Dachanlagen, Heimspeichern und Wärmepumpen sowie – über die Werkzeuge Simulation of Battery Electric Vehicles (SimBEV) und Tool for regional allocation of Battery Electric Vehicles (TracBEV) – Ladeprozesse und potenzielle Ladepunktstandorte für die betrachteten Szenarien.

DIstribution Network GeneratOr (*ding0*) erzeugt auf Basis dieser Datengrundlage synthetische Netzmodelle der Mittel- und Niederspannungsebene für ganz Deutschland. Dabei werden Mittelspannungsnetze anhand der geografischen Gegebenheiten und der historischen Netzentwicklung ortsspezifisch generiert, während Niederspannungsnetzgebiete über angepasste Referenznetzmodelle abgebildet werden [4]. Die so erzeugten Topologien bilden im Zusammenspiel mit *eDisGo* die Grundlage für die in LoMa auf ganz Schleswig-Holstein übertragene Untersuchung (Kapitel 6). Auch die die Datenerzeugungstools sind offen zugänglich und frei verfügbar[5,6].

2.2.1 Inhalte des §14a EnWG

Mit der zum 01.01.2024 in Kraft getretenen Festlegung BK6-22-300 der Bundesnetzagentur wurden die konkreten Anforderungen an die netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG [1] bundeseinheitlich festgelegt. Als steuerbare Verbrauchseinrichtungen (steuVE) gelten nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte, Wärmepumpenheizungen, Anlagen zur Raumkühlung sowie Batteriespeicher mit einer Netzanschlussleistung von mehr als 4,2 kW, die unmittelbar oder mittelbar in der Niederspannung angeschlossen sind. Befinden sich mehrere Anlagen des jeweiligen Typs hinter demselben Netzanschlusspunkt, werden deren Netzanschlussleistungen zusammengefasst und gemeinsam als eine steuVE behandelt, sofern die aggregierte Anschlussleistung

[5] `https://github.com/openego/eGon-data`
[6] `https://github.com/openego/ding0`

4,2 kW überschreitet. Betreiber entsprechender Anlagen mit technischer Inbetriebnahme ab dem 01.01.2024 sind zur Teilnahme verpflichtet; für bereits zuvor angeschlossene Anlagen gelten Übergangsregelungen. Im Gegenzug sind Netzbetreiber verpflichtet, neue steuVE auch dann zeitnah anzuschließen, wenn im ungesteuerten Betrieb Netzengpässe drohen, und dürfen den Leistungsbezug in kritischen Netzsituationen temporär begrenzen. Für jede direkt gesteuerte steuVE muss dabei eine Mindestleistung von 4,2 kW gewährleistet bleiben; bei Wärmepumpenheizungen und Anlagen zur Raumkühlung mit einer Netzanschlussleistung von mehr als 11 kW erhöht sich diese Mindestleistung auf 40 % der jeweiligen Netzanschlussleistung. Als Übergangslösung ist bis zum 31.12.2028 zusätzlich eine präventive, nicht unmittelbar netzzustandsabhängige Steuerung zulässig, die auf maximal zwei Stunden pro Tag begrenzt ist. Eine zentrale Voraussetzung für die praktische Umsetzung dieser Regelung ist eine räumlich und zeitlich hochaufgelöste Kenntnis des Netzzustands, um kritische Netzbereiche und -zeiträume zuverlässig identifizieren zu können.

3 Methodik

Dieses Kapitel beschreibt die im Projekt LoMa entwickelte Modellierungsmethodik zur Bewertung der netzorientierten Steuerung von steuVE nach §14a EnWG in Mittel- und Niederspannungsnetzen. Aufbauend auf den in den vorangegangenen Kapiteln eingeführten Werkzeugen und regulatorischen Grundlagen (Abschnitte 2.1, 2.2 und 2.2.1) wird dargestellt, wie das Verteilnetzmodell in *PyPSA* aufgebaut und in *eDisGo* analysiert wird und wie die netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG als Leistungsflussoptimierung abgebildet wird. Die beiden in LoMa betrachteten steuVE, Wärmepumpen und Ladepunkte, werden dabei durchgängig mit gleicher Relevanz behandelt, da beide die Niederspannungslast und den daraus resultierenden Steuerungsbedarf maßgeblich prägen.

3.1 Methodisches Vorgehen und Zoom-Ebenen

Das methodische Vorgehen verbindet zwei Modellierungsebenen, die in Abbildung 3.1 dargestellt sind. Auf der *PyPSA*-Seite wird ein räumlich aufgelöstes Verteilnetzmodell mit Netztopologie, Betriebsmitteln, Lasten, Erzeugungsanlagen, Speichern, Wärmepumpen und Ladepunkten aufgebaut und als *PyPSA*-CSV-Modell exportiert. Dieses Modell bildet das Übergabeobjekt für die *eDisGo*-Seite, auf der es importiert, dem Untersuchungsgebiet räumlich zugeordnet, um die Elektromobilitätszeitreihen ergänzt und anschließend für die Leistungsflussberechnungen sowie die OPF-basierte Bewertung der netzorientierten Leistungsbegrenzung genutzt wird. Die Systemgrenze umfasst die Mittel- und Niederspannungsebene, da steuVE in der Niederspannung angeschlossen sind, während die Mittelspannung die übergeordnete Versorgungsstruktur bildet.

Dieselbe Methodik wird auf drei Zoom-Ebenen angewendet. Sie wird zunächst als Proof of Concept an einem einzelnen realen Niederspannungsstromkreis (dem Stromkreis Margarete-Böhme-Straße in Husum) etabliert, anschließend auf die gesamte Fokusregion angewendet und schließlich auf das gesamte Bundesland übertragen. Die beiden oberen Zoom-Ebenen beruhen auf unterschiedlichen Netzmodellquellen: Für die Fokusregion wird eine realitätsgetreue Topologie aus den von der Stadtwerke Husum GmbH bereitgestellten Shapefiles rekonstruiert, sodass Betriebsmittelauslastungen, Spannungsbandverletzungen und lokale Lastspitzen räumlich im realen Netz verortet werden können; für die landesweite Untersuchung werden die in Abschnitt 2.2 beschriebenen synthetischen *ding0*-Netze verwendet, da nicht für jedes

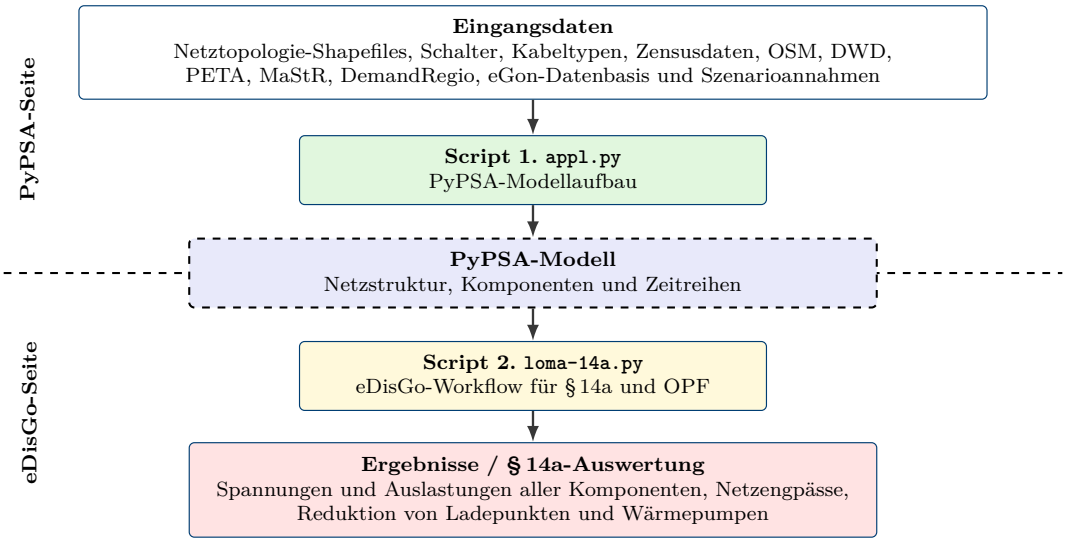


Abbildung 3.1: Schematischer Ablauf des methodischen Vorgehens.

Netzgebiet reale Topologiedaten vorliegen. Die landesweite Ebene wird in Kapitel 6 dargestellt.

3.2 Aufbau des Netzmodells in PyPSA (`appl.py`)

Das Netzmodell wird im LoMa-Workflow mit dem Skript `appl.py` in sechs Schritten aufgebaut (Abbildung 3.2), die auf den in Abschnitt 2.2 eingeführten Eingangsdaten beruhen. Zunächst wird die *Netztopologie* aus den Netztopologie-Shapefiles erzeugt; Kabeltypen liefern die elektrischen Leitungsparameter, Schalterinformationen entfernen geöffnete Netzabschnitte, und Niederspannungsbusse werden über ihre Transformatoranbindung zusammenhängenden Niederspannungsnetzbereichen zugeordnet. Zweitens werden *Haushaltslasten* aus Zensusdaten abgeleitet und mit einem normierten BDEW-Standardlastprofil skaliert. Drittens werden *PV-Dachanlagen und Heimspeicher* aus *eGon-data* übernommen, mit einem festen Zufallsstartwert (Seed) auf den Szenariozielwert skaliert und mit Einspeiseprofilen versehen; Heimspeicher werden nur an Bussen platziert, an denen zugleich eine PV-Anlage vorhanden ist. Viertens werden *GHD- und Industrielasten* aus Gebäudeanteilen und der über OpenStreetMap-Flächen verteilten DemandRegio-Nachfrage modelliert. Für alle diese Komponenten wird die Netzanschlussebene leistungsabhängig gewählt: Anlagen unter 100 kW werden an den nächstgelegenen geeigneten Niederspannungsbus angebunden, Anlagen ab 100 kW an die Mittelspannungsseite. Der fünfte und sechste Schritt ergänzen die beiden steuVE, Wärmepumpen und Ladepunkte, die aufgrund ihrer zentralen Rolle im folgenden Abschnitt beschrieben werden.

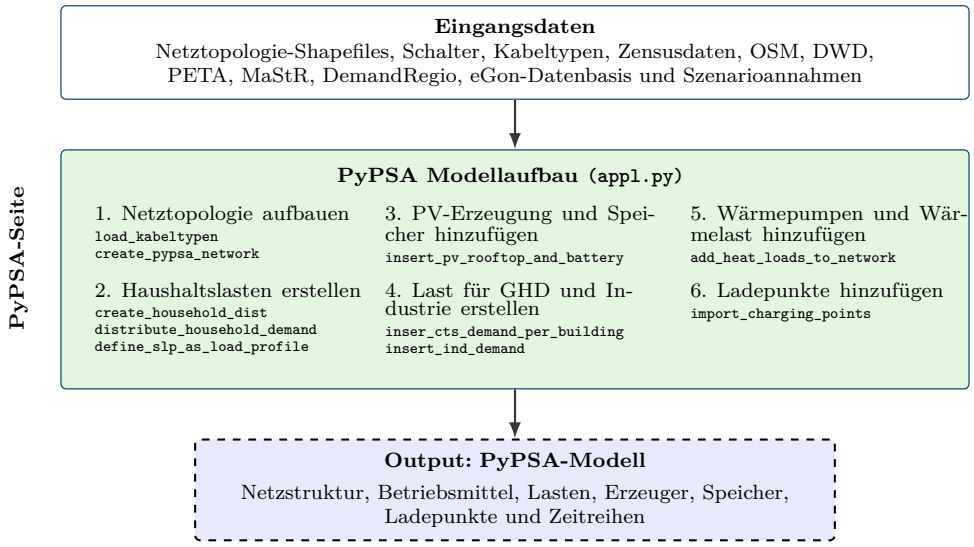


Abbildung 3.2: Modellaufbau auf der PyPSA-Seite in `appl.py`.

Das Ergebnis ist ein *PyPSA*-CSV-Modell, das die Netzstruktur, die elektrischen Betriebsmittel, die räumlich zugeordneten Lasten, Erzeuger, Heimspeicher und Wärmepumpen sowie die zugehörigen Zeitreihen enthält. Zu diesem Zeitpunkt besitzen die Ladepunkte bereits eine Position, eine Anschlussleistung und einen Anschlussbus, jedoch noch nicht die für die §14a-Bewertung erforderlichen Ladezeitreihen.

3.3 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen: Wärmepumpen und Ladepunkte

Von den nach §14a EnWG definierten steuVE (Abschnitt 2.2.1) werden in LoMa Wärmepumpen und Ladepunkte modelliert. Sie tragen vergleichbar zur Niederspannungslast bei und werden daher mit demselben Detaillierungsgrad abgebildet; der Unterschied liegt lediglich darin, wie ihre elektrischen Lastzeitreihen gewonnen werden.

3.3.1 Wärmepumpen

Wärmepumpen werden auf der *PyPSA*-Seite integriert (Abbildung 3.3). Ihre Standorte werden aus *eGon-data* übernommen und geeigneten Hausanschlussbussen zugeordnet. Der thermische Jahreswärmebedarf der zugehörigen Gebäude wird aus dem Pan-European Thermal Atlas abgeleitet und über die Zensuszellen räumlich verortet. Zeitlich aufgelöste Wärmelastprofile werden durch die Kombination von Tagesprofilen, einem Jahresprofil und synthetischen Profilen aus dem Individual Demand

Profile Pool erzeugt. Anschließend wird die Wärmepumpenanzahl auf den Szenariozielwert gebracht, und die thermische Last wird über eine temperaturabhängige Leistungszahl, die für jeden Zeitschritt aus den Lufttemperaturdaten des DWD bestimmt wird, in eine elektrische Lastzeitreihe umgerechnet.

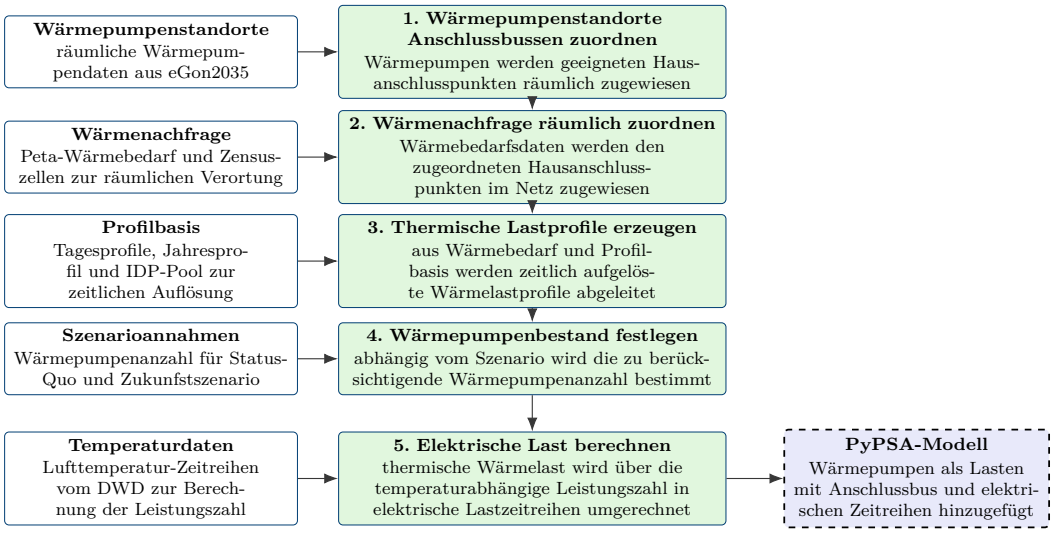


Abbildung 3.3: Modellierung der Wärmepumpen und ihrer elektrischen Last auf der PyPSA-Seite.

3.3.2 Ladepunkte

Ladepunkte werden über beide Werkzeuge modelliert (Abbildung 3.4). Auf der *PyPSA*-Seite werden die bestehenden Ladepunkte mit ihren Positionen und Anschlussleistungen aus den GIS-Daten des Netzbetreibers importiert; für die Zukunftsszenarien werden zusätzliche Ladepunkte aus dem vorhandenen Bestand dupliziert und mit festem Seed verteilt, bis die Zielanzahl erreicht ist. Auf der *eDisGo*-Seite werden die Elektromobilitätsdaten aus *eGon-data* (Ladeprozesse aus SimBEV, potenzielle Standorte aus TracBEV) unter Verwendung des Shapefiles des Untersuchungsgebiets als räumlicher Filter importiert, und die Ladezeitreihen werden mit der ungesteuerten Ladestrategie (*dumb*) erzeugt. Diese Annahme ist zentral: Die ungesteuerten Zeitreihen bilden die Referenzbelastung, an der die Wirkung der §14a-Steuerung isoliert wird. Die erzeugten Zeitreihen werden mit dem Ladeeffizienzfaktor $\eta_{\mathrm{EV}} = 0{,}9$ korrigiert und über ein räumliches und leistungsbezogenes Matching auf die *PyPSA*-Ladepunkte übertragen, sodass die netzseitige Anschlusslogik erhalten bleibt, während die zeitabhängige Nutzung aus der *eDisGo*-Modellierung stammt. Abschließend wird die Ladepunktanzahl auf den Szenariozielwert gebracht.

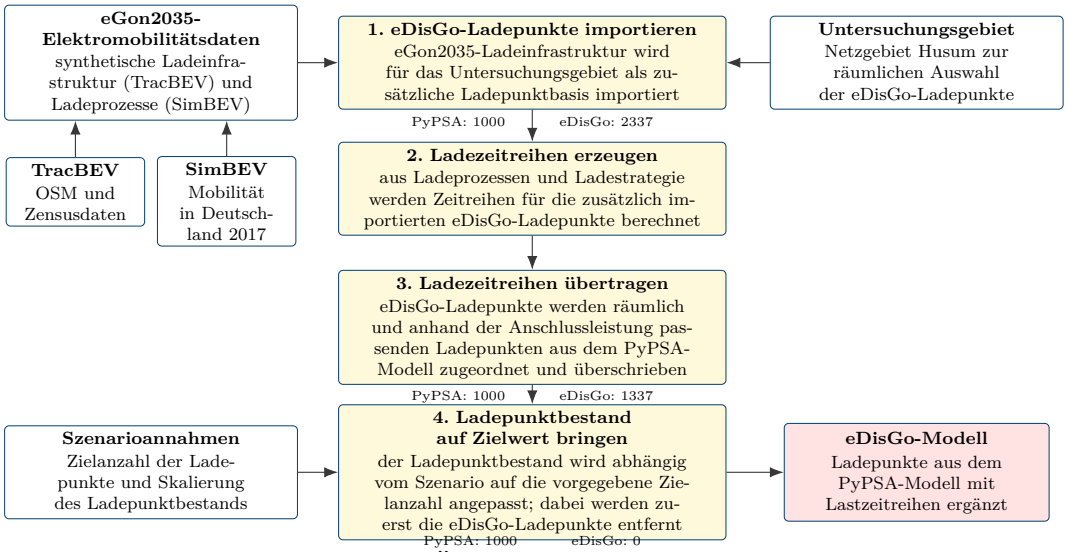


Abbildung 3.4: Modellierung und Übertragung der Ladezeitreihen auf der eDisGo-Seite.

3.4 Netzanalyse und §14a-Optimierung in eDisGo

Der *eDisGo*-Workflow (Abbildung 3.5) importiert das *PyPSA*-CSV-Modell als *eDisGo*-Objekt, setzt das Untersuchungsgebiet, prüft und bereinigt das Netzmodell, ergänzt die Elektromobilitätszeitreihen, integriert die Heimspeicher mit einer busbezogenen Betriebsstrategie und führt die §14a-Optimierung durch.

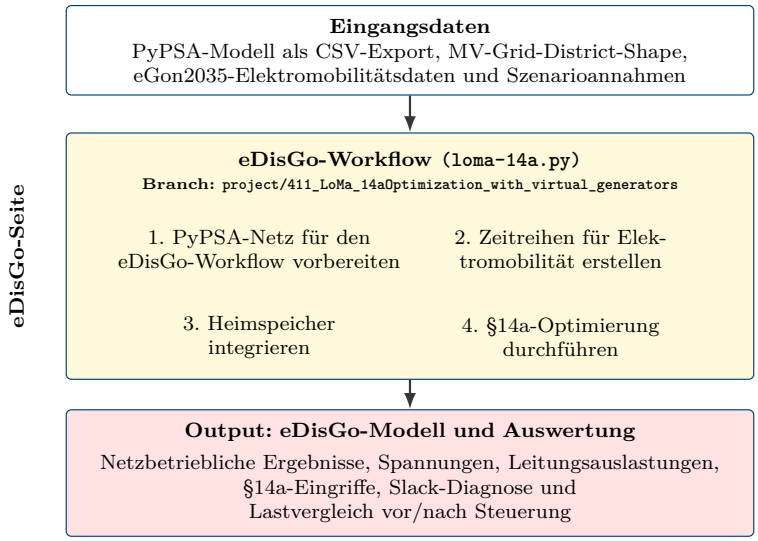


Abbildung 3.5: eDisGo-Workflow zur Netzanalyse und §14a-Optimierung.

Die in LoMa entwickelte netzorientierte Steuerung ist der zentrale methodische Beitrag und wird als eigene Optimierung in *eDisGo* ergänzt. Wärmepumpen und Ladepunkte werden als steuerbar modelliert, während Batteriespeicher zwar im Netz-

modell enthalten sind, jedoch nicht als §14a-Flexibilität genutzt werden: Sie werden zur Erhöhung des lokalen PV-Eigenverbrauchs betrieben und können nicht aktiv aus dem Netz laden. Technisch wird die Reduktion beider Gerätetypen über virtuelle Generatoren (`cp_14a` für Ladepunkte, `hp_14a` für Wärmepumpen) abgebildet, die als rechnerische Gegenbuchung zur Last und nicht als reale Einspeisung wirken, sodass die maximale Reduktionsleistung eines Geräts seiner Anschlussleistung abzüglich der in Abschnitt 2.2.1 festgelegten regulatorischen Mindestleistung entspricht.

Der Einsatz der Steuerung wird nicht regelbasiert vorgegeben, sondern innerhalb eines AC-OPF bestimmt (Abbildung 3.6). Die Optimierung berücksichtigt die technischen Netzrestriktionen als harte Nebenbedingungen, namentlich ein Knotenspannungsband von 0,88–1,10 p.u. sowie die Belastungsgrenzen der Leitungen und Transformatoren. Ihre Zielfunktion belegt die verfügbaren Freiheitsgrade mit einer strikten Kostenhierarchie, sodass zunächst die §14a-Reduktion ($c_{14a} = 10^8$), anschließend die Erzeugungsabregelung ($c_{\text{curt}} = 10^9$) und erst als Notfalloption die verbraucherseitigen Slack-Variablen ($c_{\text{shed}} = 10^{10}$) genutzt werden. Ziel ist somit nicht eine maximale Lastreduktion, sondern der geringstmögliche netzorientierte Eingriff, der alle Restriktionen einhält. Das Problem wird als Second-Order-Cone-Relaxierung mit dem Solver `Gurobi` gelöst; die für die Bewertung verwendeten Spannungen und Auslastungen werden anschließend durch eine nachgelagerte Leistungsflussberechnung neu bestimmt.

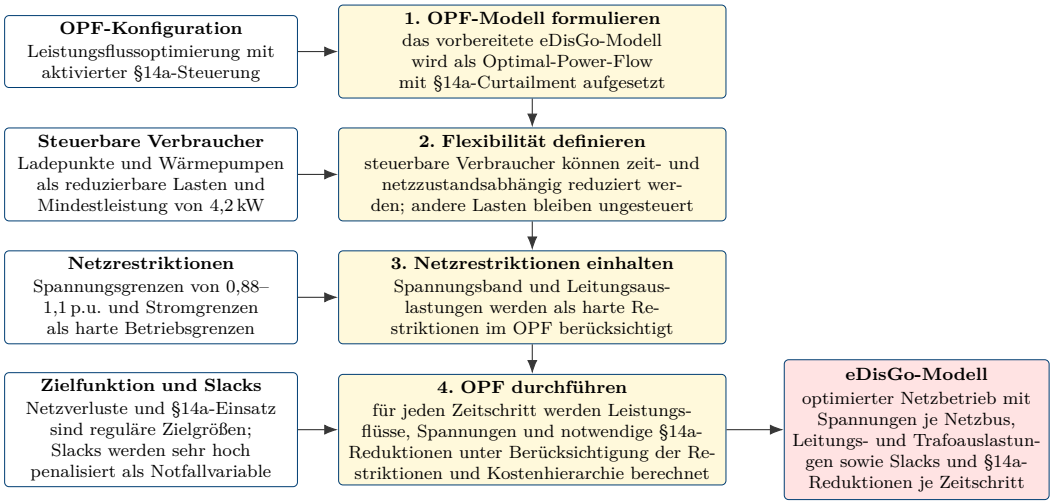


Abbildung 3.6: §14a-Optimierung als Optimal-Power-Flow in eDisGo.

Für jedes Netzgebiet werden zwei repräsentative Wochen in stündlicher Auflösung ausgewertet: eine lastorientierte Woche um die höchste Residuallast (Lastfall, Load-Case, 30.11.–06.12.) und eine einspeiseorientierte Woche (Einspeisefall, Feed-In-Case, 02.05.–08.05.). Innerhalb eines Vergleichspaars unterscheiden sich der gesteuerte und der ungesteuerte Betriebsfall ausschließlich in den verfügbaren §14a-Freiheits-

graden, sodass ihr Vergleich die netztechnische Wirkung der Steuerung quantifiziert.

3.5 Szenarien

Die Bewertung beruht auf einem Vergleich eines Status-quo-Zustands (2025), eines Basisfalls 2035 und einer Sensitivitätsspanne, die die Anzahl der Ladepunkte und Wärmepumpen bis zu einem starken Hochlauf variiert; die übrigen Annahmen bleiben unverändert. Tabelle 3.1 listet die Komponentenanzahlen auf. Innerhalb jeder Ausbaustufe werden eine ungesteuerte Variante (ohne §14a) und eine gesteuerte Variante (mit §14a) verglichen, um die Wirkung der Steuerung zu isolieren; in der detaillierten Untersuchung für Husum wird dieser Vergleich in feinere Steuerbarkeitsvarianten unterteilt (nur Ladepunkte, nur Wärmepumpen und weitere Geräte, alle Geräte).

Tabelle 3.1: Szenarioüberblick: Status quo, Basisfall 2035 und Sensitivitätsspanne.

Modellgröße	Status quo	2035	Sensitivität
Simulationsjahr	2025	2035	2035
Ladepunkte	412	1000	1000–5000
Wärmepumpen	575	2600	2600–5200
PV-Dachanlagen	1965	2402	2402
Heimspeicher	981	2090	2090
Haushaltslasten	15 726 (gleichbleibend)		
GHD-Lasten	301 (gleichbleibend)		
Industrielasten	18 (gleichbleibend)		

3.6 Übertragung auf ganz Schleswig-Holstein

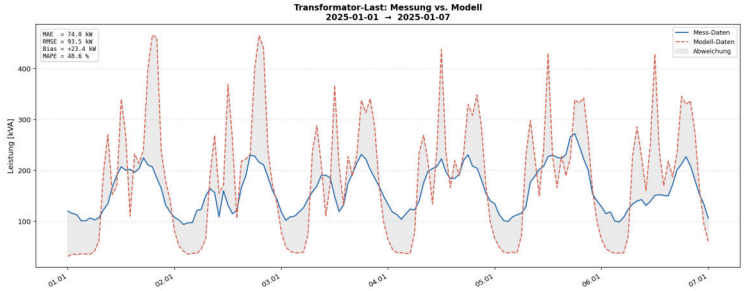
Zur Verallgemeinerung der Ergebnisse wird die Methodik über die Fokusregion hinaus auf alle 155 Mittelspannungsnetzgebiete Schleswig-Holsteins angewendet, wobei die synthetischen *ding0*-Netze zusammen mit *eDisGo* genutzt werden (Abschnitt 2.2). Die landesweiten Bestände an Ladepunkten und Wärmepumpen werden gemäß dem Szenario „Klimaneutrales Deutschland“ von Agora Energiewende skaliert, und je Netzgebiet wird dieselbe §14a-Optimierung durchgeführt. Diese Ebene erlaubt es, die §14a-Nutzung und die damit verbundenen Effekte auf die Netzausbaukosten über alle Netzgebiete hinweg zu bewerten; die Ergebnisse werden in Kapitel 7 dargestellt.

3.7 Auswertung und Validierung

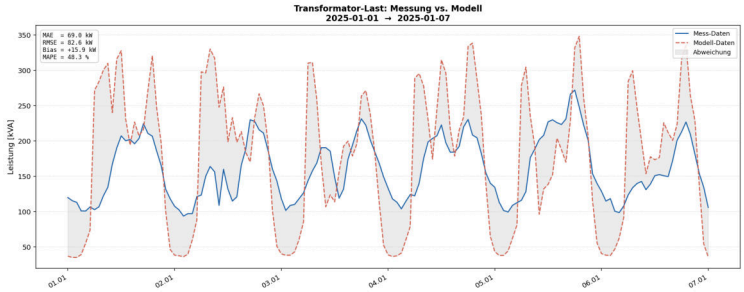
Die zentralen Auswertungsgrößen sind die Leistung und Energie der virtuellen §14a-Generatoren (die durch die Steuerung vermiedene Last), die getrennt für Wärmepumpen und Ladepunkte sowie gemeinsam ausgewertet werden, zusammen mit den resultierenden Knotenspannungen im Vergleich zum zulässigen Spannungsband und den relativen Leitungs- und Transformatorauslastungen. Für die landesweite Ebene werden die Netzausbaukosten mit und ohne §14a-Steuerung verglichen. Das Modell wird anhand von Messdaten des Netzbetreibers und Referenzlastprofilen validiert; die Validierung wird im folgenden Kapitel dargestellt.

4 Validierung

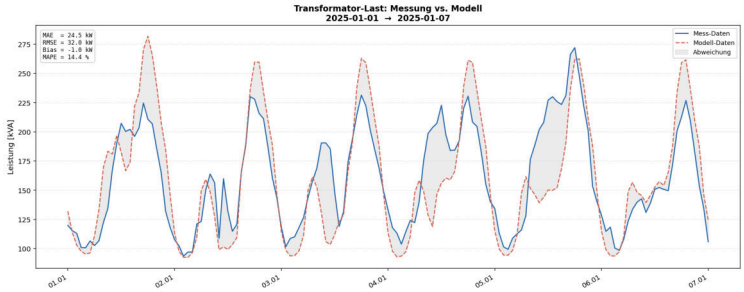
Zur Validierung der entwickelten Modellkette wird die modellierte Netzbelastung mit real gemessenen Lastgängen aus der Fokusregion Husum verglichen. Ziel ist es zu prüfen, inwieweit das eDisGo-Modell die tatsächlich am Netzverknüpfungspunkt auftretende Belastung nachbildet und ob die im Modell abgebildete Lastverteilung plausibel ist.



(a) *egon-data*-Profile



(b) LPG-Profile



(c) SLP-Profile

Abbildung 4.1: Vergleich von Real- und Modelldaten für die Transformatorstation MGB bei unterschiedlichen Lastprofil-Ansätzen

Ein besonderer Fokus wurde hierbei auf die synthetisch erzeugten Lastprofile gelegt, welche die Grundlage der Haushaltslastmodellierung in der Fokusregion bilden. Hierfür wird die Beispielregion der Magarethe-Böhme-Straße (MGB) herangezogen, für

die seitens der Stadtwerke reale Transformatordaten bereitgestellt wurden. Die Region eignet sich hierfür besonders gut, da im zugehörigen Netzgebiet kaum Industrie- oder Gewerbelasten vorliegen. Abbildung 4.1 vergleicht hierzu drei verschiedene Ansätze zur Lastprofilerzeugung: die bislang verwendeten Profile aus *egon-data* [5], mittels Lastprofilgenerator (LPG) des Forschungszentrums Jülich [6] erzeugte Profile sowie Standardlastprofile (SLP).

Der Vergleich mit den Messdaten zeigt deutliche Unterschiede zwischen den drei Profiltypen. Sowohl die Profile aus *egon-data* als auch die LPG-Profile weisen im Bereich der Lastspitzen erhebliche Abweichungen von den realen Lastverläufen auf (teils über 100 %), wodurch sich diese für eine Analyse der Netzbelastung zu Spitzenlastzeiten als wenig geeignet erweisen. Die Standardlastprofile bilden die reale Netzbelastung hingegen deutlich genauer ab. Diese Beobachtung bestätigt sich auch bei der Betrachtung weiterer Zeiträume sowie weiterer Transformatorstationen, für die reale Messdaten vorliegen. Auf dieser Grundlage wurde für die weiteren Berechnungen im Projekt die Verwendung von Standardlastprofilen festgelegt. Ergänzend zum stationsbezogenen Vergleich wurde die Lastverteilung innerhalb des Datenmodells anhand von Abbildung 4.2 auf Plausibilität überprüft. Dabei lassen sich weder im zeitlichen Verlauf noch in der prozentualen Verteilung Auffälligkeiten feststellen.

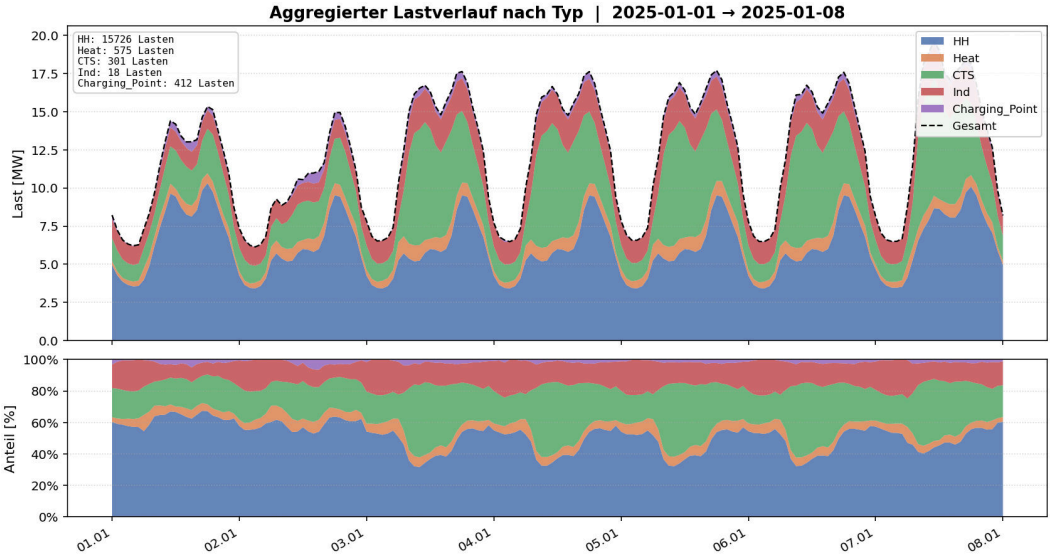
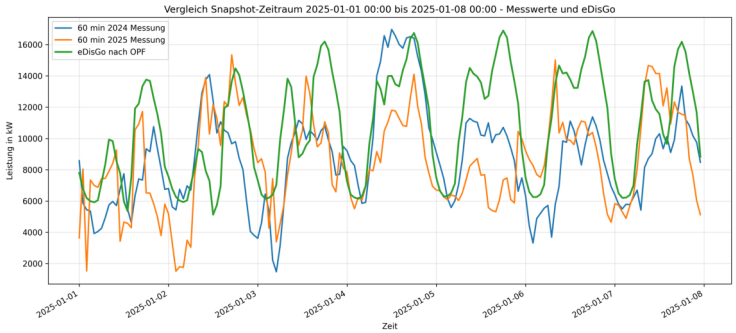


Abbildung 4.2: Lastverlauf je Profiltyp

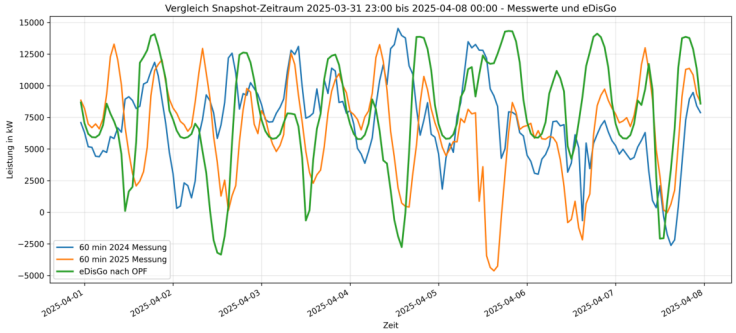
Darüber hinaus wurde die Gesamtmodellkette anhand der real gemessenen Trafodaten an der Schnittstelle zur Übertragungsnetzebene überprüft. Abbildung 4.3 stellt hierzu die gemessene Trafo-Summenlast dem Modellergebnis nach OPF für drei Referenzwochen gegenüber (Winter, Frühjahr, Sommer).

Über die betrachteten Zeiträume hinweg zeigen sich keine wesentlichen Abweichungen zwischen Messung und Modell. Insbesondere in der Winterwoche (Abbildung 4.3a) liegen Messung und Modell in Amplitude und zeitlicher Lage der Extremwerte nah beieinander. In der Frühjahrs- und der Sommerwoche (Abbildungen 4.3b und 4.3c) zeigen sich demgegenüber zeitweise deutlich negative Lastwerte sowohl in der Messung als auch im Modell, die auf eine Rückspeisung durch PV-Einspeisung am untersuchten Netzverknüpfungspunkt zurückzuführen sind. Die grundsätzliche Größenordnung und der zeitliche Verlauf dieser Einspeisespitzen werden vom Modell erfasst, wobei einzelne Tage größere Abweichungen zwischen Mess- und Modelldaten aufweisen. Diese lassen sich unter anderem durch das im Modell zugrunde gelegte Wetterjahr sowie durch Unterschiede in der Gleichzeitigkeit synthetisch erzeugter gegenüber real gemessener Einspeise- und Lastprofile erklären.

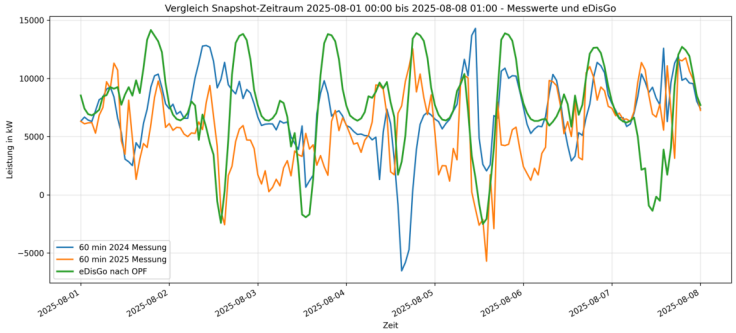
Insgesamt bestätigen die durchgeführten Vergleiche, dass die entwickelte Modellkette die reale Netzbelastung in der Fokusregion Husum mit ausreichender Genauigkeit abbildet.



(a) Winterwoche, 01.01.–08.01.2025



(b) Frühjahrswoche, 01.04.–08.04.2025



(c) Sommerwoche, 01.08.–08.08.2025

Abbildung 4.3: Vergleich der gemessenen Trafo-Summenlast (2024/2025) mit dem eDisGo-Modellergebnis nach OPF für drei Referenzwochen

5 §14a im Netzmodell Husum

Dieses Kapitel stellt die Ergebnisse der §14a-Steuerung für das gesamte Husumer Netzmodell dar. Die zugrunde liegenden Szenarien (Status quo 2025, Basisfall 2035 und die Sensitivitätsspanne bis zu 5000 Ladepunkten und 5200 Wärmepumpen) sowie die beiden ausgewerteten Wochen, eine lastorientierte Winterwoche und eine einspeiseorientierte Sommerwoche, sind im Methodikkapitel definiert (Kapitel 3.7, Tabelle 3.1); das Modell selbst wurde im vorangegangenen Kapitel anhand gemessener Transformatordaten validiert. Für jedes Szenario wird der Netzzustand mit und ohne §14a-Steuerung ausgewertet, sodass sich die Wirkung der Steuerung isolieren lässt.

Die Ergebnisse werden als Karten des Husumer Netzes dargestellt. In jeder Karte codiert die Markergröße eines Busses dessen wöchentliche §14a-Nutzung in kWh, rote Busse kennzeichnen die §14a-Nutzung der Wärmepumpen und blaue Busse die der Ladepunkte, die Leitungsfarbe gibt die Anzahl der Stunden an, in denen eine Leitung über 90 % ausgelastet ist, und die Dreiecke markieren die Standorte der Wärmepumpen und Ladestationen. Die Kopfzeile jeder Karte nennt die Anzahl der über 90 % ausgelasteten Leitungen sowie die Anzahl der Busse mit §14a-Aktivierung.

5.1 Status quo und Basisfall 2035

Im Status quo (412 Ladepunkte, 575 Wärmepumpen) und im Basisfall 2035 (1000 Ladepunkte, 2600 Wärmepumpen) bleibt das Husumer Netz innerhalb seiner technischen Grenzen. In beiden Fällen überschreiten nur 2 von 28 005 Leitungen die 90 %-Auslastung, und an keinem Bus ist eine §14a-Steuerung erforderlich (Abbildungen 5.1 und 5.2). Bei den für die Fokusregion prognostizierten Durchdringungen wird die netzorientierte Steuerung somit nicht benötigt: Die zusätzlichen Wärmepumpen und Ladepunkte des Basisfalls erzeugen für sich genommen keine bindenden Netzengpässe.

5.2 Szenario mit hoher Durchdringung

Bindende Netzengpässe und damit eine relevante Nutzung der §14a-Steuerung treten erst bei einem deutlich stärkeren Ausbau der steuVE auf. Dies wird im Sensitivitätsszenario mit 5000 Ladepunkten und 5200 Wärmepumpen untersucht (Abbildungen 5.3 und 5.4). Die Winter- und die Sommerwoche unterscheiden sich dabei

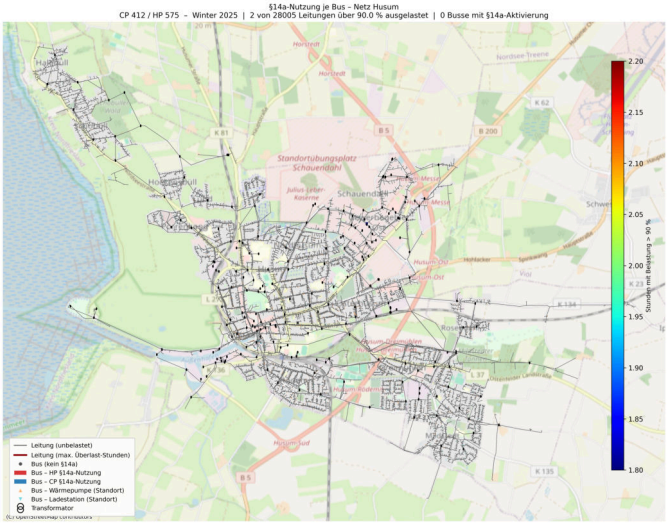


Abbildung 5.1: §14a-Nutzung je Bus im Status quo 2025 (412 Ladepunkte, 575 Wärmepumpen, Winterwoche). Eine §14a-Steuerung ist nicht notwendig.

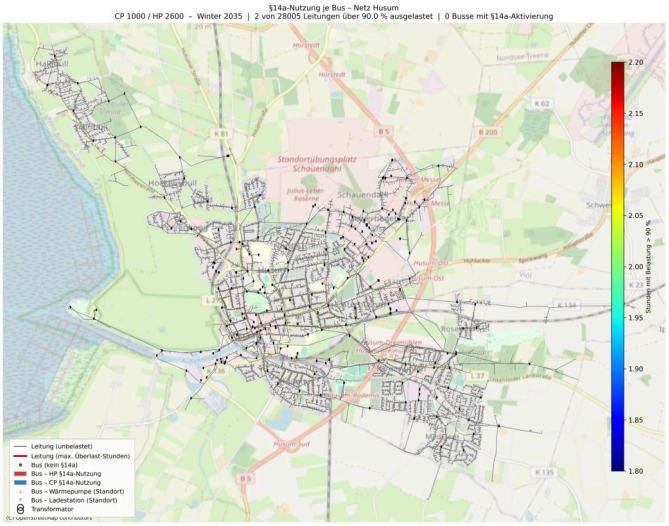


Abbildung 5.2: §14a-Nutzung je Bus im Basisfall 2035 (1000 Ladepunkte, 2600 Wärmepumpen, Winterwoche). Eine §14a-Steuerung ist nicht notwendig.

deutlich in ihrem Charakter. In der Winterwoche (Abbildung 5.3) sind die Engpässe lastgetrieben: Leitungen überschreiten die 90 %-Auslastung, ein Transformator erreicht seine Bemessungsleistung (250 kVA), und die Steuerung greift an mehreren Bussen ein. Die gesamte §14a-Reduktion in dieser Woche beträgt rund 3,0 MWh, was etwa 0,6 % der steuerbaren Last (etwa 463 MWh) entspricht, also einem geringen und zeitlich begrenzten Eingriff. Die Eingriffe treten nicht netzweit auf, sondern konzentrieren sich auf einzelne Niederspannungsbereiche.

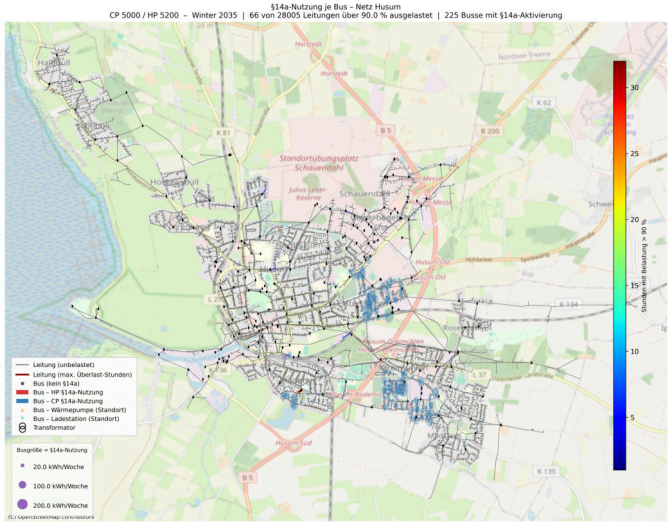


Abbildung 5.3: §14a-Nutzung je Bus im Szenario mit hoher Durchdringung (5000 Ladepunkte, 5200 Wärmepumpen), Winterwoche (Lastfall).

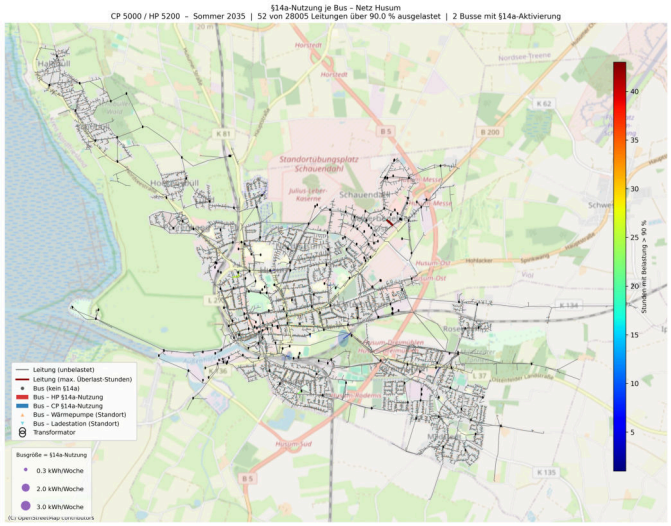


Abbildung 5.4: §14a-Nutzung je Bus im Szenario mit hoher Durchdringung (5000 Ladepunkte, 5200 Wärmepumpen), Sommerwoche (Einspeisefall).

5.3 Beitrag von Ladepunkten und Wärmepumpen

In der Sommerwoche (Abbildung 5.4) kehrt sich das Bild um. Eine vergleichbare Anzahl an Leitungen überschreitet die 90 %-Auslastung, die Ursache ist jedoch die PV-Einspeisung und nicht der Verbrauch. Die dadurch entstehenden rückwärtigen Leistungsflüsse kann die lastreduzierende §14a-Steuerung nicht beheben; entsprechend ist die §14a-Nutzung vernachlässigbar (wenige kWh in der Woche), und nur an zwei Bussen wird die Steuerung aktiviert. Die §14a-Steuerung ist in diesem Netz somit ein winter- und lastgetriebenes Instrument, während sommerliche Engpäs-

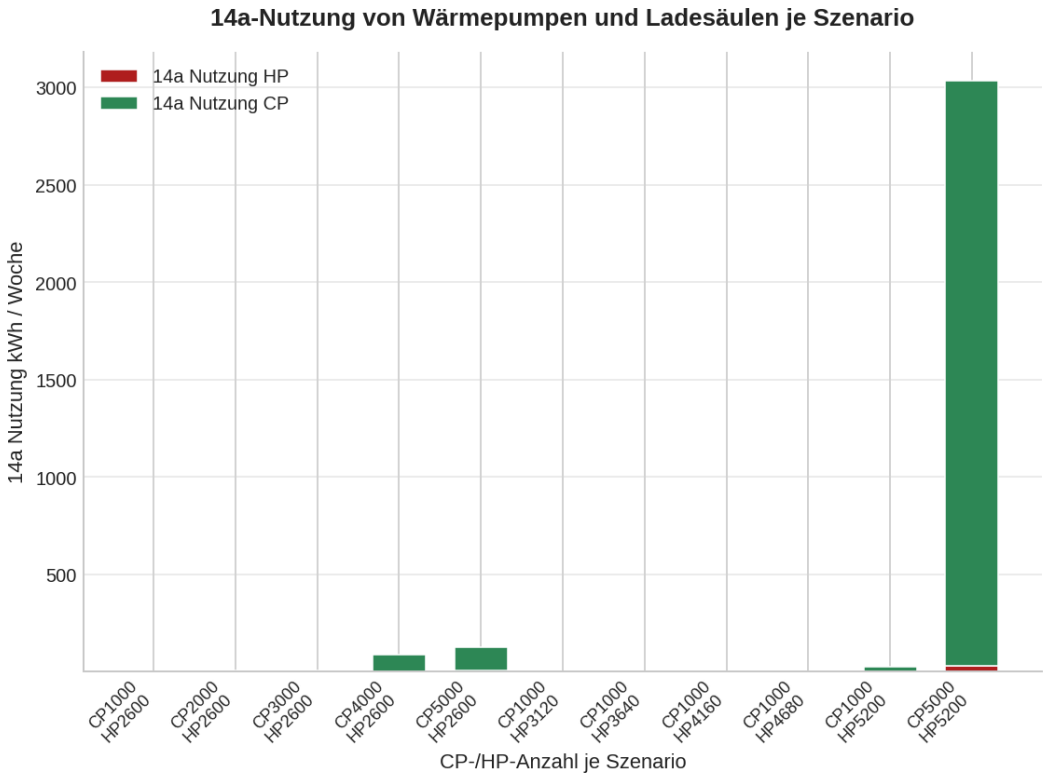


Abbildung 5.5: Aggregierte §14a-Nutzung von Wärmepumpen und Ladepunkten je Szenario (Winterwoche).

se ein Einspeisephänomen sind, das weitgehend außerhalb ihres Wirkungsbereichs liegt.

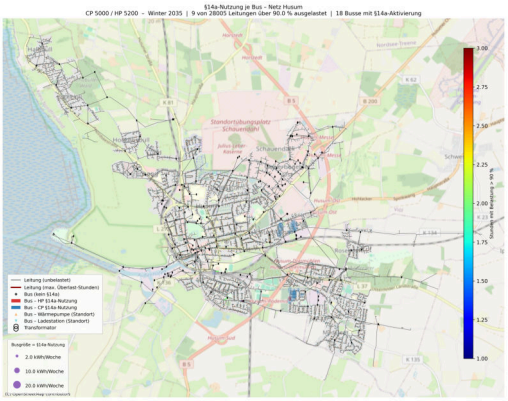
Abbildung 5.5 zeigt die aggregierte §14a-Nutzung je Szenario, aufgeteilt in Wärmepumpen und Ladepunkte. Zwei Beobachtungen treten hervor. Erstens bleibt die §14a-Nutzung über nahezu alle Szenarien hinweg nahe null und steigt erst dann stark an, wenn beide Gerätezahlen gemeinsam an ihr Maximum geführt werden (5000 Ladepunkte und 5200 Wärmepumpen), wo sie rund 3000 kWh in der Woche erreicht. Eine alleinige Erhöhung der Ladepunkte (bei 2600 Wärmepumpen) oder der Wärmepumpen (bei 1000 Ladepunkten) erzeugt keine vergleichbaren Engpässe. Zweitens wird die §14a-Nutzung von den Ladepunkten dominiert; der Beitrag der Wärmepumpen zur aggregierten Reduktion ist gering. Auf Netzebene sind die Ladepunkte somit der Haupttreiber der §14a-Eingriffe.

5.4 Sensitivität gegenüber der räumlichen Verteilung neuer Lasten

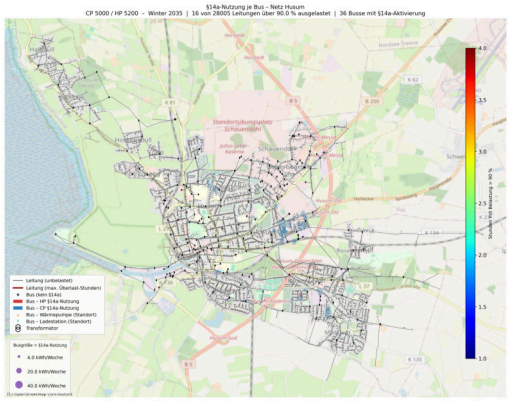
In den Zukunftsszenarien werden die zusätzlichen Ladepunkte und Wärmepumpen an zufällig ausgewählten Bussen platziert. Da die lokale Netzsituation davon abhängt, wo diese Geräte sitzen, kann dasselbe Szenario zu sehr unterschiedlichen Engpässen führen. Um dies zu quantifizieren, wurde das Szenario mit hoher Durchdringung (5000 Ladepunkte, 5200 Wärmepumpen, Winterwoche) mit sechs verschiedenen Zufallsplatzierungen erneut berechnet (Abbildung 5.6). Über diese Läufe hinweg reicht die Anzahl der über 90 % ausgelasteten Leitungen von 7 bis 18 und die Anzahl der Busse mit §14a-Aktivierung von 15 bis 48, bei maximalen Überlastdauern von nur wenigen Stunden. Das Ergebnis hängt somit stark von der räumlichen Verteilung der neuen Lasten ab und nicht allein von deren Anzahl. Diese Sensitivität bedeutet, dass die Ergebnisse eher als Spanne denn als Punktschätzung zu lesen sind, und sie unterstreicht die Notwendigkeit einer räumlich aufgelösten Bestimmung des Netzzustands, wenn die Wirkung der §14a-Steuerung bewertet werden soll.

5.5 Zusammenfassung der Ergebnisse für Husum

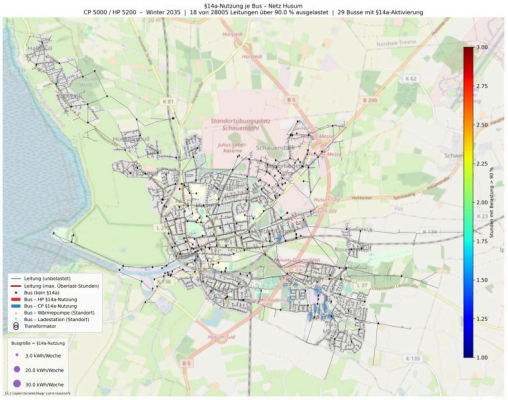
Für die Fokusregion ergibt sich ein konsistentes Bild. Im Status quo und beim prognostizierten Ausbau für 2035 bleibt das Netz innerhalb seiner Grenzen, und die §14a-Steuerung wird nicht benötigt. Relevant wird sie erst bei einer deutlich höheren Durchdringung mit Ladepunkten und Wärmepumpen, und selbst dann sind die erforderlichen Eingriffe gering und zeitlich begrenzt (in der Größenordnung von 0,6 % der steuerbaren Last) sowie auf einzelne Niederspannungsbereiche konzentriert und nicht über das gesamte Netz verteilt. Im Winter werden die Eingriffe durch die Ladepunkte bestimmt, während sommerliche Engpässe durch die PV-Einspeisung verursacht werden und weitgehend außerhalb der lastreduzierenden Steuerung liegen. Zugleich hängt das Ergebnis stark von der räumlichen Platzierung der neuen Lasten ab, sodass die §14a-Steuerung eher als gezieltes, kurativ es Instrument zur Entlastung lokaler Engpässe zu verstehen ist denn als pauschaler Ersatz für einen Netzausbau. Die Übertragbarkeit dieser Ergebnisse über Husum hinaus wird in Kapitel 5 untersucht.



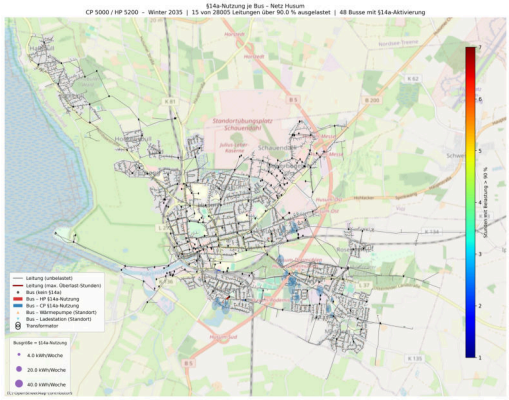
(a) Seed 43



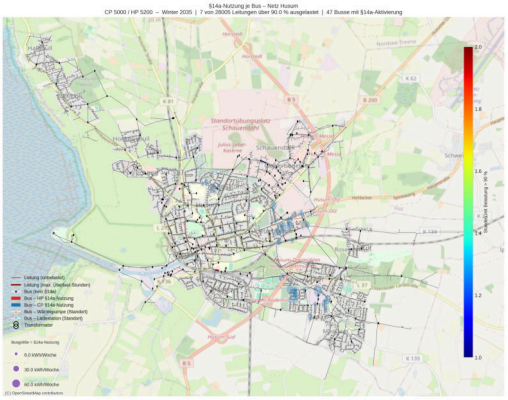
(b) Seed 44



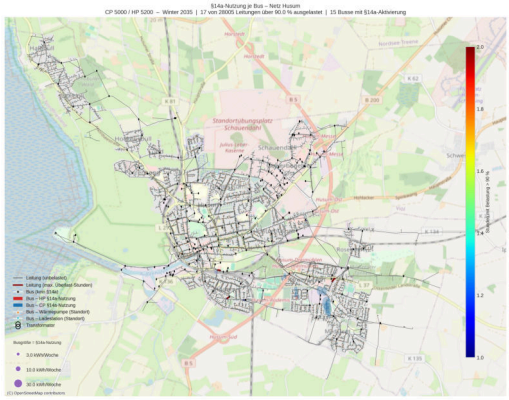
(c) Seed 45



(d) Seed 46



(e) Seed 47



(f) Seed 48

Abbildung 5.6: Sensitivität gegenüber der räumlichen Verteilung der neuen Lasten: das Szenario mit hoher Durchdringung (5000 Ladepunkte, 5200 Wärmepumpen, Winterwoche), erneut berechnet mit sechs verschiedenen Zufallsplatzierungen.

6 Übertragung auf ganz Schleswig-Holstein

Über die detaillierte Untersuchung der Fokusregion Husum hinaus wurde im Rahmen von LoMa untersucht, inwieweit sich die dort gewonnenen Erkenntnisse auf weitere Verteilnetzgebiete in Schleswig-Holstein übertragen lassen und welche Auswirkungen Steuerungseingriffe aus Bundesland ebene haben können. Eine vergleichbar detaillierte Modellierung auf Basis realer Netzdaten für das gesamte Bundesland war aufgrund des erforderlichen Datenumfangs und des damit verbundenen Modellierungs- und Rechenaufwands innerhalb des Projektzeitraums nicht mit vertretbarem Aufwand umsetzbar. Daher wurden synthetisch generierte Verteilnetze eingesetzt. Diese wurden mithilfe des Open-Source-Tools *ding0* auf Grundlage öffentlich verfügbarer Struktur- und Geodaten erzeugt. Die Übertragbarkeit der Ergebnisse ist dabei insofern eingeschränkt, als das synthetische Netze die spezifischen Eigenschaften realer Netze nur näherungsweise abbilden. Zudem war für zwölf Verteilnetzgebiete in Schleswig-Holstein aufgrund spezifischer Geostrukturen an den jeweiligen Standorten keine Erzeugung synthetischer Netze mit *ding0* möglich (s. Abb. 6.3 weiße Flächen)

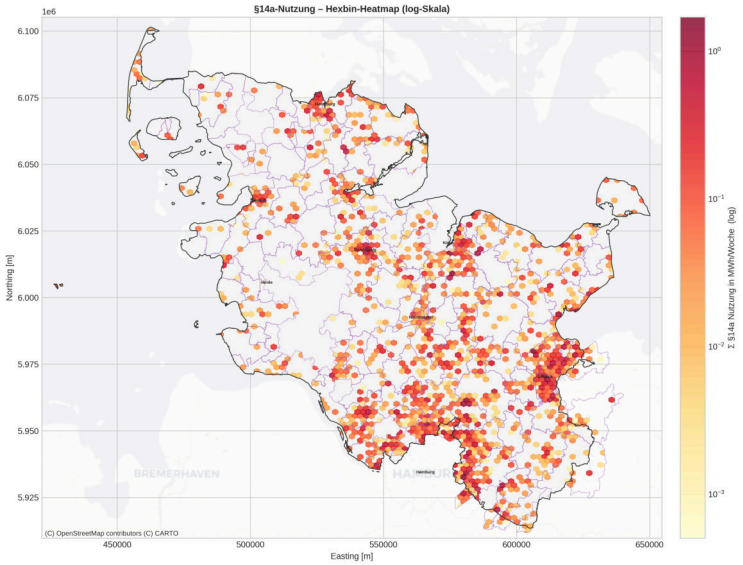


Abbildung 6.1: Räumliche Verteilung der § 14a-Steuerungseingriffe in Schleswig-Holstein

Insgesamt konnten 155 synthetisch erzeugte Mittel- und Niederspannungsnetze für das Szenario 2035 erstellt und simuliert werden. Für jedes dieser Netze wurde untersucht, in welchem Umfang die § 14a-Steuerung zum Einsatz kommt und welche netztechnischen Auswirkungen daraus resultieren. Um den mit der flächendecken-

den Simulation verbundenen Rechenaufwand zu begrenzen, wurde exemplarisch die erste Januarwoche als repräsentativer Untersuchungszeitraum betrachtet.

Für 154 der 155 untersuchten Verteilnetze konnte innerhalb des betrachteten Zeitraums mindestens ein Eingriff der § 14a-Steuerung identifiziert werden. Damit zeigt sich, dass die netzorientierte Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen im betrachteten Szenario grundsätzlich in nahezu allen untersuchten Netzgebieten relevant ist. Wie Abbildung 6.1 verdeutlicht, konzentrieren sich die Steuerungseingriffe insbesondere auf städtisch geprägte Räume. Dies ist plausibel durch das dortige Zusammentreffen einer hohen Anzahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit vergleichsweise dicht besiedelten und stärker ausgelasteten Verteilnetzen. Über alle betrachteten Netze hinweg führte der Einsatz der § 14a-Steuerung innerhalb der Untersuchungswoche zu einer kumulierten Reduktion des elektrischen Energiebezugs von rund 123 MWh. Bezogen auf den gesamten Bedarf für Wärmepumpen und Ladesäulen in SH entspricht dies einer Reduktion um ca. 0,1 %.

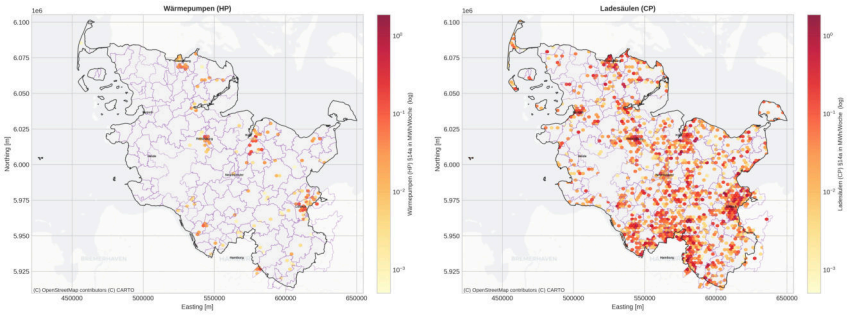


Abbildung 6.2: Vergleich der § 14a-Steuerungseingriffe bei Wärmepumpen und E-Ladesäulen

Abbildung 6.2 stellt die Steuerungseingriffe bei Wärmepumpen und E-Ladesäulen direkt gegenüber. Dabei zeigt sich eine deutlich höhere Anzahl beziehungsweise Intensität von Eingriffen im Bereich der E-Ladesäulen. Von den insgesamt rund 123 MWh reduzierter Energie entfallen etwa 120 MWh auf Ladevorgänge. Der deutlich geringere Anteil bei Wärmepumpen lässt darauf schließen, dass im betrachteten Szenario insbesondere die zeitlich konzentrierten und teils ausgeprägten Lastspitzen von E-Ladevorgängen für die Auslösung von § 14a-Eingriffen relevant sind. Wärmepumpen weisen demgegenüber im Regelfall stärker verteilte Lastverläufe auf, wodurch sich eine geringere Häufigkeit beziehungsweise ein geringerer Umfang steuerungsbedingter Eingriffe ergibt.

Auf Grundlage der in *eDisGo* integrierten Methodik zur Ermittlung der Netzausbaukosten wurden für jedes untersuchte Verteilnetz die erforderlichen Netzausbaukosten sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung von § 14a-Steuerungseingriffen bestimmt. Über alle betrachteten Netze reduziert sich der ermittelte Netzausbaube-

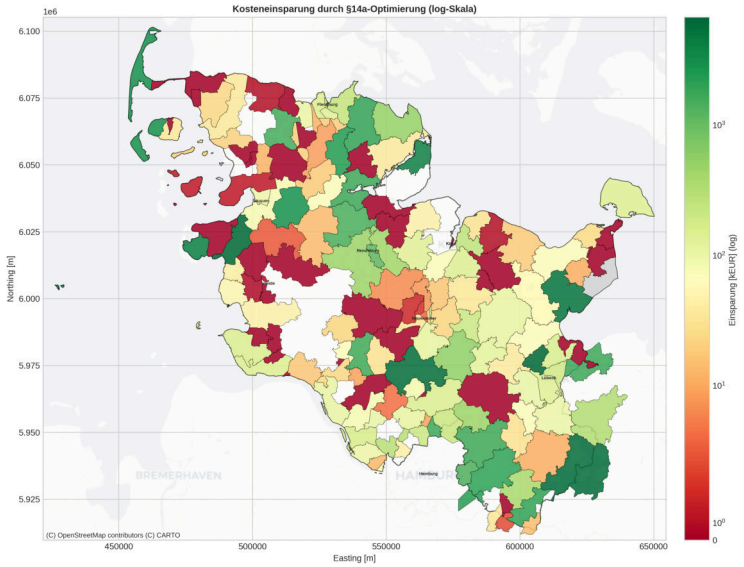


Abbildung 6.3: Einsparpotenziale bei den Netzausbaukosten durch den Einsatz der § 14a-Steuerung je Verteilnetz in Schleswig-Holstein

darf durch den Einsatz der § 14a-Steuerung von insgesamt rund 950 Mio. € auf etwa 878 Mio. €. Dies entspricht einem absoluten Einsparpotenzial von rund 72 Mio. € beziehungsweise einer Reduktion der aggregierten Netzausbaukosten um etwa 8 %. Eine Einordnung dieser Summe gegenüber den Investitionskosten in die Steuerungstechnik wird in Kapitel 7 vorgenommen.

In 119 der 155 untersuchten Netze konnten Einsparungen bei den Netzausbaukosten festgestellt werden (s. Abbildung 6.3). Die Ergebnisse bestätigen damit die bereits für die Fokusregion Husum identifizierte Beobachtung, dass der Einsatz der § 14a-Steuerung nicht zwingend zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs führt. In 33 Netzen konnten trotz vorhandener, teilweise geringer § 14a-Steuerungseingriffe keine Einsparungen bei den Netzausbaukosten festgestellt werden. Dies deutet darauf hin, dass in diesen Netzen relevante Engpässe durch andere Lasten beziehungsweise Netzsituationen verursacht werden, die durch die Steuerung von Wärmepumpen und E-Ladevorgängen nicht oder nur in begrenztem Umfang beeinflusst werden können. Die Ergebnisse unterstreichen somit, dass die netztechnische Wirksamkeit der § 14a-Steuerung wesentlich von der konkreten Netzstruktur, der Lage der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sowie der Ursache und räumlichen Ausprägung bestehender Netzengpässe abhängt.

Insgesamt zeigen die Untersuchungen für die synthetisch modellierten Verteilnetze, dass die § 14a-Steuerung ein relevantes Instrument zur Begrenzung netzseitiger Lastspitzen und zur Reduktion des erforderlichen Netzausbaus darstellen kann. Gleichzeitig ist ihre Wirkung netzgebietsabhängig und lässt sich nicht pauschal aus

der bloßen Existenz steuerbarer Verbrauchseinrichtungen ableiten. Für eine belastbare Bewertung des Netzausbaupotenzials ist vielmehr die konkrete Wechselwirkung zwischen Laststruktur, Netztopologie und auftretenden Engpässen zu berücksichtigen.

7 Diskussion

Dieses Kapitel interpretiert die technischen Ergebnisse aus der Fokusregion (Kapitel 5) und der landesweiten Untersuchung (Kapitel 6), ordnet die identifizierten Netzausbaueinsparungen wirtschaftlich ein, diskutiert die daraus folgenden regulatorischen Implikationen und reflektiert die methodischen Grenzen der Untersuchung.

7.1 Wirksamkeit und Grenzen der § 14a-Steuerung

Sowohl in der Fokusregion als auch in der landesweiten Untersuchung erweist sich die § 14a-Steuerung als wirksames, aber gezieltes Instrument. Wo Netzengpässe auftreten, werden sie durch geringe und kurzzeitige Reduktionen entschärft: In Husum beträgt der Eingriff im Szenario mit hoher Durchdringung nur etwa 0,6 % der steuerbaren Last, und in Schleswig-Holstein konnte in 154 der 155 untersuchten Netze mindestens ein § 14a-Eingriff identifiziert werden. Die Steuerung ist somit grundsätzlich in nahezu allen Netzgebieten relevant, sobald die Durchdringung mit steuVE hinreichend hoch ist.

Zugleich lässt sich die netztechnische Wirksamkeit der Steuerung nicht aus dem bloßen Vorhandensein von steuVE ableiten. Nur in 119 der 155 Netze zeigte sich eine Reduktion der Netzausbaukosten, während in 33 Netzen § 14a-Eingriffe ohne eine solche Einsparung auftraten. In diesen Netzen werden die bindenden Engpässe durch andere Lasten oder Netzsituationen verursacht, die durch die Steuerung von Wärmepumpen und Ladepunkten nicht beeinflusst werden können. Ob und wie stark die Steuerung hilft, hängt daher von der konkreten Netzstruktur, der Lage der steuVE sowie der Ursache und räumlichen Ausprägung der bestehenden Engpässe ab. Die für Husum beobachtete starke Sensitivität gegenüber der räumlichen Platzierung der neuen Geräte weist in dieselbe Richtung: Dieselbe Anzahl an Geräten kann je nach Anschlussort zu sehr unterschiedlichen Engpässen führen.

Beide Betrachtungsebenen stimmen zudem darin überein, dass die Eingriffe von den Ladepunkten dominiert werden. In Schleswig-Holstein entfallen etwa 120 MWh der rund 123 MWh, die in der Untersuchungswoche reduziert wurden, auf Ladevorgänge und nur ein geringer Anteil auf Wärmepumpen. Dies spiegelt die zeitlich konzentrierten und ausgeprägten Lastspitzen des Ladens gegenüber den stärker verteilten Lastverläufen der Wärmepumpen wider. Schließlich sind die Eingriffe kurz, in der Größenordnung weniger Stunden, und die Engpässe bestehen bei hoher Durchdringung trotz der Steuerung fort. Die § 14a-Steuerung ist somit am besten als kurativ

Instrument zur Entlastung lokaler, zeitlich begrenzter Lastspitzen zu verstehen und nicht als langfristiger Ersatz für einen Netzausbau; dauerhafte, länger andauernde Eingriffe sind kaum zu erwarten.

7.2 Wirtschaftliche Einordnung der Netzausbaueinsparungen

Um die in der landesweiten Untersuchung identifizierten Netzausbaueinsparungen einordnen zu können, wurde eine grobe Überschlagsrechnung zu den Investitionskosten der für die § 14a-Steuerung erforderlichen Steuerboxen durchgeführt. Das intelligenten Messsystems (iMSys) wird dabei bewusst nicht einbezogen, da es auch unabhängig von § 14a EnWG einen eigenständigen Nutzen besitzt.

Für die Anschaffungskosten einer Steuerbox wird auf die gesetzlich festgelegte Preisobergrenze nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) zurückgegriffen. Für den Betrieb einer Steuerbox fallen demnach jährliche Entgelte von maximal 50 € an. Kapitalisiert über eine angenommene Nutzungsdauer von acht Jahren (orientiert an der gesetzlichen Eichfrist elektronischer Elektrizitätszähler gemäß § 34 Absatz 1 i. V. m. Anlage 7 Ziffer 6.3 MessEV [7]) ergeben sich daraus kapitalisierte Kosten von rund 400 € je steuerbarer Verbrauchseinrichtung. Bei insgesamt rund 600.000 im Szenario 2035 enthaltenen Wärmepumpen und Ladesäulen resultiert daraus ein Investitionsbedarf von rund 240 Mio. €, dem die ermittelte Einsparung beim Netzausbau von rund 72 Mio. € gegenübersteht. Zu beachten ist hierbei, dass weder alle Wärmepumpen und Ladesäulen die für eine § 14a-Pflicht maßgebliche Anschlussleistung von 4,2 kW überschreiten, noch die Steuerbox selbst ausschließlich § 14a-spezifisch ist; sie wird etwa auch zur Umsetzung des Einspeisemanagements nach § 9 EEG genutzt. Die ausgewiesene Investitionssumme ist daher auch bei alleiniger Betrachtung der Steuerbox-Kosten als grobe Obergrenze zu verstehen.

Diese Gegenüberstellung ist zudem nur eingeschränkt aussagekräftig, da § 14a EnWG nicht primär eine wirtschaftliche Optimierung verfolgt, sondern eine Ausbremsung der Energiewende durch fehlende Netzkapazitäten verhindern soll. Die Zahlen legen dennoch nahe, dass der wirtschaftliche Effekt der Steuerung real, im Verhältnis zu den damit verbundenen Messinvestitionen jedoch moderat ausfällt.

7.3 Regulatorische Implikationen

Die Ergebnisse geben Anlass, die pauschale Einbaupflicht für Steuerboxen kritisch zu hinterfragen. Nach geltendem Recht (§ 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG) ist eine Steuerbox

einzubauen, sobald eine steuerbare Verbrauchseinrichtung angeschlossen wird, unabhängig vom tatsächlichen Netzzustand. Sowohl die Ergebnisse für die Fokusregion als auch die landesweite Berechnung zeichnen das Bild räumlich sehr heterogener Netzzustände. Die Beobachtung, dass in nahezu allen Netzen Schleswig-Holsteins § 14a-Eingriffe identifiziert werden konnten, ein messbares Einsparpotenzial jedoch nur in 119 von ihnen festgestellt wurde, unterstreicht zusätzlich, wie netzindividuell der Nutzen einer § 14a-Anwendung ist. Eine stärker am tatsächlichen, netzindividuellen Bedarf orientierte Einbaupflicht könnte daher dazu beitragen, die entstehenden Zusatzinvestitionen gezielter dorthin zu lenken, wo sie tatsächlich zur Netzstabilisierung beitragen.

Über die Einbaupflicht hinaus ergeben sich aus den Ergebnissen zwei weitere Punkte. Erstens lässt sich § 14a EnWG als regulatorischer Ausgangspunkt für die Einführung netzvariabler Netzentgelte verstehen, also für einen Übergang von einer rein kurativen Abregelung hin zu Preissignalen, die flexible Lasten netzdienlich steuern. Zweitens kann die gesetzliche Ausbaupflicht der Nutzung des § 14a entgegenwirken: Da die Netzbetreiber ohnehin zum Netzausbau verpflichtet sind, verringert sich der Anreiz, anstelle des oder zusätzlich zum konventionellen Ausbau auf die verfügbare Flexibilität zurückzugreifen. Ein kohärenter Regulierungsrahmen müsste die Ausbaupflicht mit der durch § 14a bereitgestellten Flexibilität in Einklang bringen.

7.4 Methodische Grenzen und Ausblick

Mehrere methodische Grenzen schränken die Ergebnisse ein und sollten bei ihrer Interpretation berücksichtigt werden. Die landesweite Untersuchung stützt sich auf synthetische Netze, die mit *ding0* erzeugt wurden und reale Verteilnetze nur näherungsweise abbilden; sie können sowohl topologisch als auch auf Betriebsmittelebene deutlich von diesen abweichen, und für zwölf Netzgebiete in Schleswig-Holstein konnte überhaupt kein synthetisches Netz erzeugt werden. Die landesweiten Kennzahlen sind daher eher als Richtwerte denn als exakte Größen zu verstehen.

Die Genauigkeit des Modells variiert zudem je nach Komponente. Wie die Validierung zeigt, wird die Netztopologie sehr gut und die Ladeinfrastruktur gut abgebildet, während Haushalte, Photovoltaik und Wärmepumpen nur mäßig und die GHD- und Industrielasten am wenigsten zuverlässig erfasst werden. Engpässe, die durch die ungenauer modellierten Lasten verursacht werden, sind daher weniger sicher, und die 33 Netze, die Eingriffe ohne Netzausbaueinsparungen aufwiesen, könnten teilweise Engpässe widerspiegeln, die durch solche Lasten und nicht durch die steuVE verursacht werden. Hinzu kommt, dass die neuen Geräte in den Zukunftsszenarien an

zufällig ausgewählten Bussen platziert werden, sodass die Ergebnisse die oben diskutierte räumliche Sensitivität tragen und eher als Spanne denn als Punktschätzung zu lesen sind. Um den Rechenaufwand beherrschbar zu halten, wurden schließlich nur repräsentative Wochen simuliert (zwei Wochen für Husum, die erste Januarwoche für die landesweite Untersuchung), sodass seltene oder extreme Situationen unterrepräsentiert sein können und die angenommenen Durchdringungsgrade selbst mit Szenarienunsicherheit behaftet sind.

Darauf aufbauend würde eine belastbarere Bewertung von realen Topologiedaten für weitere Netzgebiete, längeren Simulationszeiträumen, einer verbesserten Abbildung der GHD- und Industrielasten sowie, sobald verfügbar, einer Validierung anhand operativer § 14a-Eingriffsdaten profitieren.

8 Fazit und Handlungsempfehlungen

Das Forschungsprojekt LoMa hat gezeigt, dass sich der Steuerungsbedarf nach §,14a EnWG sowie dessen netztechnische Wirksamkeit mithilfe der entwickelten Modellkette aus *PyPSA* und *eDisGo* belastbar untersuchen lassen. Für die Fokusregion Husum konnte die hinreichende Abbildungsgenauigkeit der Modellierung anhand mehrerer Praxisbeispiele der Stadtwerke Husum bestätigt werden. Die Übertragung auf 155 mit *ding0* erzeugte synthetische Verteilnetze ermöglichte darüber hinaus eine landesweite Einordnung der Wirksamkeit netzorientierter Steuerung in Schleswig-Holstein.

Ein wesentlicher Projekterfolg liegt damit in der Entwicklung und Validierung der zugrunde liegenden Methodik. Die konsequente Ausrichtung auf Open-Source-Software und frei verfügbare Daten schafft dabei die Voraussetzung für eine Übertragbarkeit des Ansatzes auf weitere Netzgebiete. Insbesondere für kleinere Stadtwerke, die häufig nur über begrenzte eigene Modellierungs- und Analysekapazitäten verfügen, kann die entwickelte Modellkette einen geeigneten Ansatz darstellen, um eine detaillierte Abbildung des eigenen Verteilnetzes aufzubauen und darauf aufbauend netzplanerische Fragestellungen zu untersuchen. Der Nutzen der im Projekt erzeugten Modelle beschränkt sich dabei nicht auf die Untersuchung der Auswirkungen des §14a EnWG. Insbesondere *eDisGo* bietet umfangreiche Möglichkeiten zur Analyse von Flexibilitätsoptionen und Netzausbaumaßnahmen. Eine weitergehende Nutzung der entwickelten Modelle sowohl durch das ZNES als auch durch Netzbetreiber im Rahmen konkreter Planungs- und Analyseprozesse könnte den langfristigen Mehrwert der Projektergebnisse daher deutlich erhöhen.

Eine weitere §14a EnWG unabhängige Erkenntnis des Projektverlaufs ist die Validierung der mittels *ding0* erzeugten synthethischen Netze. Die synthetischen *ding0*-Netze weisen teilweise erhebliche Abweichungen gegenüber realen Netzstrukturen auf, was anhand der Fokusregion in Husum deutlich wurde. Die Ergebnisse für Schleswig-Holstein sind daher primär als Einordnung von Wirkungszusammenhängen und Größenordnungen unter den getroffenen Modellannahmen zu verstehen. Für konkrete Netzgebiete ist eine Validierung anhand realer Netzdaten erforderlich, wie es für die Fokusregion Husum durchgeführt wurde.

Sowohl die Untersuchungen für die Fokusregion als auch die landesweite Betrachtung zeigen, dass §14a EnWG insbesondere zur kurzfristigen Entlastung lokaler Netzengpässe beitragen kann. Die Steuerungseingriffe treten überwiegend kurzzeitig und insbesondere bei E-Ladeeinrichtungen auf. Gleichzeitig kann die Steuerung einen bedarfsgerechten Netzausbau nicht ersetzen. In 33 der untersuchten Netze

in SH konnten trotz identifizierter Steuerungseingriffe keine Netzausbaukosten eingespart werden, da die relevanten Engpässe unabhängig von Wärmepumpen und E-Ladeeinrichtungen bestehen blieben. §14a EnWG ist somit vor allem als ergänzendes Instrument zur effizienteren Nutzung bestehender Netzkapazitäten und zur zeitlichen Streckung des Netzausbaus einzuordnen.

Für das betrachtete Szenario wurde ein Einsparpotenzial beim Netzausbau von rund 72 Mio.€ ermittelt. Dem stehen Investitionen in die erforderliche Steuerungsinfrastruktur gegenüber. Da diese Infrastruktur perspektivisch auch für weitere netzdienliche Anwendungen genutzt werden kann, sind die hierfür anfallenden Investitionskosten allerdings nicht ausschließlich dem Anwendungsfall nach §14a EnWG zuzurechnen.

Aus den Ergebnissen ergibt sich insbesondere die Empfehlung, die Einbaupflicht für Steuerungstechnik perspektivisch stärker am tatsächlichen netzindividuellen Bedarf auszurichten. Dadurch könnten Investitionen gezielter dort eingesetzt werden, wo ein relevanter netztechnischer Nutzen zu erwarten ist. Ergänzend sollte die Einführung netzvariabler Netzentgelte geprüft werden, um vorhandene Flexibilitätspotenziale stärker für einen netzdienlichen Betrieb zu erschließen.

Insgesamt bestätigen die Projektergebnisse, dass §14a EnWG ein wirksames Instrument zur kurzfristigen Entschärfung lokaler Netzengpässe darstellt und unter geeigneten Rahmenbedingungen relevante Potenziale zur Reduktion beziehungsweise zeitlichen Verschiebung des Netzausbaus bietet. Eine effiziente Integration zunehmender elektrischer Lasten erfordert jedoch weiterhin ein Zusammenspiel aus Netzausbau, netzorientierter Steuerung und geeigneten regulatorischen Anreizen.

Literaturverzeichnis

[1] Deutscher Bundestag: *Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor.* Bundesgesetzblatt Teil I, Nr. 28, S. 1237, Juli 2022. Ausfertigungsdatum: 20.07.2022, Verkündungsdatum: 28.07.2022. Art. 5 fasst § 14a EnWG neu (netzorientierte Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen); in Kraft getreten am 01.01.2023.

[2] Brown, Tom, Hörsch, Jonas und Schlachtberger, David: *PyPSA: Python for Power System Analysis.* Journal of Open Research Software, 6(4), 2018. `https://doi.org/10.5334/jors.188`.

[3] Müller, Ulf Philipp, Schachler, Birgit, Scharf, Malte, Bunke, Wolf Dieter, Günther, Stephan, Bartels, Julian und Plessmann, Guido: *Integrated techno-economic power system planning of transmission and distribution grids.* 2019. `https://doi.org/10.20944/preprints201904.0289.v1`, 2019040289.

[4] Cußmann, Ilka, Schachler, Birgit, Büttner, Clara, Tetens, Hendrik Pieter, Esterl, Katharina, Amme, Jonathan, Helfenbein, Kilian, Held, Maike, Nadal, Amélia, Günther, Stephan und Epia Realpe, Carlos Andrés: *Projektabschlussbericht: Ein offenes netzebenen- und sektoren-übergreifendes Planungsinstrument zur Bestimmung des optimalen Einsatzes und Ausbaus von Flexibilitätsoptionen in Deutschland.* Technischer Bericht, 2024. `https://ego-n.org/papers/Endbericht_egon_v2.pdf`.

[5] Büttner, Clara, Amme, Jonathan, Endres, Julian, Malla, Aadit, Schachler, Birgit und Cußmann, Ilka: *Open modeling of electricity and heat demand curves for all residential buildings in Germany.* Energy Informatics, 5(S1):21, 2022.

[6] Pflugradt, Noah, Stenzel, Peter, Kotzur, Leander und Stolten, Detlef: *LoadProfileGenerator: An Agent-Based Behavior Simulation for Generating Residential Load Profiles.* Journal of Open Source Software, 7(71):3574, 2022.

[7] Bundesministerium der Justiz: *Verordnung über das Inverkehrbringen und die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt sowie über ihre Verwendung und Eichung (Mess- und Eichverordnung – MessEV), § 34 Absatz 1 i. V. m. Anlage 7 Ziffer 6.3: Eichfrist elektronischer Elektrizitätszähler.* `https://www.gesetze-im-internet.de/messev/BJNR201100014.html`, 2014. Zuletzt geändert 2024, Zugriff: 08.09.2026.