



MOTIV

MODELLTIEFE IN VERTEILNETZSTUDIEN

Schlussbericht des Verbundprojekts

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) unter den Förderkennzeichen 03EI1023A/B gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

MOTIV – MODELLTIEFE IN VERTEILNETZSTUDIEN

Schlussbericht des Verbundprojekts

Beitragende der geförderten Projektpartner

Dr. Denis Mende, Dr. Haonan Wang, Andrea Schön, Jan Wiemer, David Geiger

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
Joseph-Beuys-Straße 8
34117 Kassel

Prof. Dr. Martin Braun, PD Dr. Lars-Peter Lauen, Pawel Lytaev

Universität Kassel
Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze
Wilhelmshöher Allee 73
34121 Kassel

30.06.2024

Inhaltsverzeichnis

VORBEMERKUNG	5
1 EINLEITUNG	6
1.1 Einführung und Motivation	6
1.2 Ziel und Vorgehensweise.....	6
1.3 Struktur und Vorgehensweise	7
2 SZENARIEN UND REGIONALISIERUNG	9
2.1 Erstellung der Zukunftsszenarien.....	9
2.2 Integration verschiedener Zukunftsszenarien.....	10
3 MODELLIERUNG DER NETZE	12
3.1 Transparenz und Vollständigkeit der Datensätze.....	12
3.2 Standardisierte und automatisierte Netzausbaumaßnahmen	13
3.3 Spannungsebenen-übergreifendes Netzmodell	14
4 MODELLIERUNG VON BETRIEBSMITTELN SOWIE ERZEUGUNGS- UND VERBRAUCHSANLAGEN	16
4.1 Abbildung von Kundenverhalten	16
4.2 Analyse von Temperaturabhängigkeiten	17
4.3 Kombination von Optimierungsmaßnahmen.....	20
5 AUSWAHL VON NETZNUTZUNGSFÄLLEN	22
5.1 Worst-Case-Betrachtung gegenüber Zeitreihensimulation	22
5.2 Nutzung von klassischen Gleichzeitigkeitsfaktoren.....	23
5.3 Nutzung von realen Messdaten / Messprofilen	24
5.4 Künstliche neuronale Netze als Leistungsfluss-Approximation	25
6 ZUSAMMENFASSUNG & AUSBLICK	28
6.1 Zusammenfassung.....	28
6.2 Diskussion und Ausblick	29
7 VERÖFFENTLICHUNGEN	30
7.1 Beiträge auf Konferenzen und Zeitschriften	30
7.2 Abschlussarbeiten	30
7.3 Promotionen	31
8 DANKSAGUNG/ANMERKUNGEN	32
9 LITERATURVERZEICHNIS	33

Vorbemerkung

Dieser Schlussbericht gibt in weiten Teilen die Inhalte aus [25] wieder, die eine Übersicht über die wesentlichen Ergebnisse und Erkenntnisse des Vorhabens darstellen. Auf eine umfassende Um- und Neuformulierung wurde an einigen Stellen verzichtet.

1 Einleitung

1.1 Einführung und Motivation

Durch die umfassenden Änderungen und die hohe Dynamik beim Umbau des Energiesystems, verursacht durch die starke Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien sowie den wachsenden elektrischen Verbrauch durch die Elektrifizierung der Wärme- und Transportsektoren, entstehen insbesondere in Verteilnetzen erhebliche Analyseanforderungen. Diese umfassen Studien und Untersuchungen zur grundsätzlichen Aufnahmefähigkeit bestehender Infrastrukturen, zu Digitalisierungs-, Ausbau- und Flexibilisierungsbedarfen, zur Notwendigkeit einer aktiven Netzsteuerung bis hinunter zu den niedrigsten Spannungsebenen sowie zu Analysen von Netzverlusten.

Grundlegende Untersuchungen, beispielsweise zu Netzausbau- und Investitionsbedarfen in Verteilnetzen, wurden bereits modellbasiert in zahlreichen Studien durchgeführt, wie die Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034 zeigt [1]. Aufgrund des damit verbundenen Modellierungs- und Rechenaufwands ist je nach Untersuchungsobjekt eine angemessene Festlegung der Detaillierung erforderlich. Studien zur Ermittlung von Ausbaubedarfen variieren oft stark in ihrer methodischen Vorgehensweise und der Komplexität der Analysen, wobei das Spektrum von einer vereinfachten Ableitung auf Basis weniger Modellnetze bis hin zu einer detaillierten Modellierung anhand zahlreicher realer Netze reicht (vgl. [2] und die Referenzen darin). Aus dieser heterogenen Studienlandschaft heraus entstand die Motivation für das vorliegende Vorhaben.

1.2 Ziel und Vorgehensweise

Mit zunehmendem Analysebedarf und steigenden Abhängigkeiten eröffnen sich sowohl die Notwendigkeit als auch die Möglichkeiten einer detaillierten Betrachtung in räumlicher als auch zeitlicher Dimension. In diesem Kontext wurde im Vorhaben „MotiV“ ein zweistufiges Verfahren eingesetzt, das zum einen den Detailgrad von Netzstudien erhöht und damit aktuellen Entwicklungen im Bereich der Analyse und Bewertung studienbasierter Analysen von Netzzuständen Rechnung trägt und zum anderen verschiedene Ansätze der Vereinfachung und Komplexitätsreduktion auf Basis des erhöhten Detailgrades darstellt. Eine zentrale Herausforderung des Projekts „MotiV“ bestand darin, flexible Modellierungsmethoden zu entwickeln, die es ermöglichten, abhängig von der spezifischen Fragestellung und den Anforderungen verschiedener Netzstudien einen passenden Modellierungs- und Detaillierungsgrad zu wählen. Auf dieser Basis wurde eine adäquate Ergebnisqualität bei angemessenem Aufwand für die jeweilige Fragestellung erreicht.

Das Projekt „MotiV“ zielt somit darauf ab, durch die Nutzung einer zweistufigen Vorgehensweise die Weiterentwicklung und Standardisierung notwendiger Schritte für Netzanalysen voranzutreiben (siehe Abbildung 1). Im ersten Schritt erfolgt eine Erweiterung der klassischen Modellierung, um Netzanalysen ausgehend vom Status Quo durchzuführen. Dabei fließen verschiedene methodische Ansätze ein, darunter Szenarien und Regionalisierung, die Berücksichtigung innovativer Maßnahmen im Netzplanungsprozess sowie die Integration neuer Einspeiser und Verbraucher, einschließlich der entsprechenden Zeitreihenbetrachtungen, zur Etablierung neuer Standards. In der zweiten Phase erfolgte durch die Untersuchung verschiedener Ansätze zur Komplexitätsreduktion die Ableitung einer angemessenen Modelltiefe für die jeweilige Aufgabenstellung (vgl. [2]). Zusätzlich entwickelte Methoden zielten darauf ab, eine geeignete Vereinfachung zu erreichen.



Abbildung 1: Übersicht des zweischrittigen Verfahrens unter Einbeziehung verschiedener Aspekte wie z. B. Szenarien, Netzmodelle, Anlagenmodellierung und kritischer Netznutzungsfälle (siehe auch [2]).

Dieses Vorgehen ermöglicht im Vergleich zu klassischen Netzstudie (Abbildung 1 links) eine erweiterten Modellierungen mit erhöhtem/maximalem Detailgrad (Abbildung 1 rechts) und erlaubt durch die verfügbaren Ansätze zur Komplexitätsreduktion die Auswahl einer frei bestimmbar Modelltiefe. Dadurch lässt sich der Detailgrad der Modellierung – beispielsweise die Regionalisierung des Zubaus von Erzeugungsanlagen (EZA), die Modellierung der betrachteten Netze und Kunden – einfacher an den erforderlichen Aufwand, wie Rechenaufwand und Datenbedarf, sowie an die gewünschte Ergebnisqualität, etwa die notwendigen Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen, anpassen.

1.3 Struktur und Vorgehensweise

Das Projekt „MotiV“ bestand aus sechs Arbeitspaketen (AP), welche in Abbildung 2 dargestellt sind.

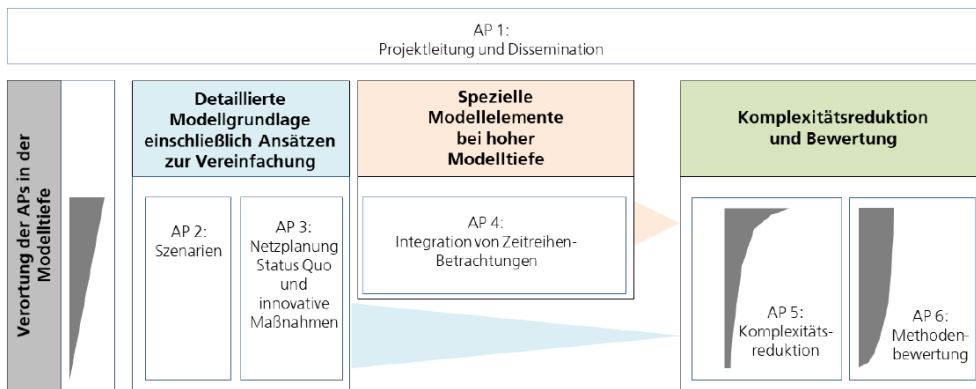


Abbildung 2: Arbeitspakete des Projekts und deren Interaktion.

Im Rahmen dieser Arbeitspakete, widmete sich das Projekt vier Themenschwerpunkten:

- Szenarien und Regionalisierung (AP 2)
- Modellierung elektrischer Netze (AP 3)
- Modellierung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen (AP 4)
- Auswahl von Netznutzungsfällen (AP 3 und 4)

Jeder Schwerpunkt ist darauf ausgerichtet, relevante Aspekte und Herausforderungen der Modellierung elektrischer Netze zu beleuchten. Der erste Schwerpunkt, „Szenarien und Regionalisierung“, erforscht die Grundlagen und die Bedeutung von relevanten Zu-

bausszenarien von Anlagen (Erzeuger und Verbraucher) sowie deren räumliche Regionalisierung. Darauf aufbauend konzentriert sich der zweite Schwerpunkt „Modellierung elektrischer Netze“ auf die technischen Aspekte und Modellierungsansätze. Im dritten Schwerpunkt, „Modellierung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen“, werden die Integration und Modellierung von Erzeugungsanlagen sowie dynamische Betrachtungen in Verbindung mit Optimierungsmaßnahmen wie Freileitungsmonitoring und Spitzenkappung eingehend untersucht und diskutiert. Der vierte Schwerpunkt „Auswahl von kritischen Netznutzungsfällen“ widmet sich der Methodik zur Auswahl netzplanungsrelevanter Szenarien. Teil aller Schwerpunkte ist die Komplexitätsreduktion (AP 5), wie in Abbildung 2 gezeigt.

Abschließend und zusammenfassend findet die Methodenbewertung (AP 6) statt. Aufgrund des thematischen Zusammenhangs der Arbeiten, ist der vorliegende Bericht nach Themenschwerpunkten strukturiert.

2 Szenarien und Regionalisierung

Das Hauptziel vieler Verteilnetzstudien ist die Untersuchung der zukünftigen Entwicklung und Verteilung von Verbrauchern und Einspeisern. Eine präzise Modellierung und Regionalisierung dieser Zukunftsszenarien sind dafür entscheidend. Im Rahmen des Arbeitspakets 2 (AP 2) im Vorhaben wurden daher Methoden und Tools entwickelt, die eine möglichst genaue Zuordnung von Leistungswerten zu Netzknoten der jeweiligen Spannungsebene ermöglichen. Diese Methoden und Tools sind nachfolgend beschrieben.

2.1 Erstellung der Zukunftsszenarien

In AP 2 wurde durch ein zweistufiges Verfahren die Verteilung zukünftiger Erzeuger und Verbraucher eines deutschlandweiten Szenarios zunächst auf Gemeindeebene durchgeführt und anschließend mittels verschiedener Methoden auf feinere räumliche Ebenen heruntergebrochen (vgl. Abbildung 3 und Abbildung 4). Hierbei wird jede Anlage mit einer genauen Georeferenzierung (Koordinaten) versehen. Neben der exakten räumlichen Verortung ist auch die Zubauwahrscheinlichkeit eines zukünftigen Erzeugers oder Verbrauchers Teil der Modellierung. Abhängig von der jeweiligen Technologie beinhalten die Zubaumodelle unterschiedliche Komponenten, die Zufallsprozesse umfassen. Durch den Einsatz eines Zufallsgenerators können in mehreren Durchläufen verschiedene Verteilungen der Anlagen eines Szenarios modelliert werden.

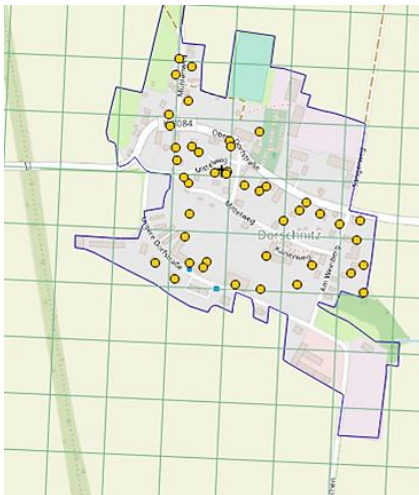


Abbildung 3: Beispiel für ein Siedlungsgebiete mit 100 m Raster.

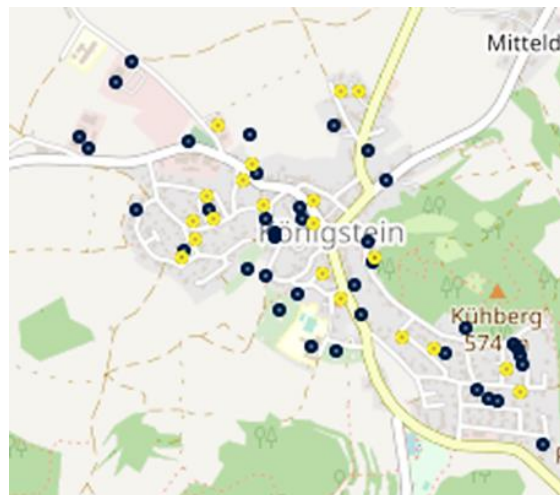


Abbildung 4: Exemplarisches Zukunftsszenario mit möglicher Verteilung durch Zufallsgenerator.

Auf Basis der oben genannten Ergebnisse und Kenntnisse können somit die folgenden Kernaussagen abgeleitet werden:

- Für die möglichst genaue Zuordnung zu Netzknoten müssen zukünftige Anlagen (Erzeuger und Verbraucher) aus Szenarien standortscharf abgebildet werden. Dies bedeutet, jeder Anlage Geokoordinaten zugeordnet werden müssen. Eine gröbere Abbildung der Anlagen, bspw. nur gemeindefach ist für eine detaillierte Analyse insbesondere der unteren Spannungsebenen nicht ausreichend.
- Zur Senkung der Unsicherheit bei der Verteilung zukünftiger Anlagen im Raum sollten mehrere Verteilvarianten modelliert und analysiert werden. Dadurch kann evaluiert werden, welche Verteilungen und welche daraus resultierenden

Netzauswirkungen besonders wahrscheinlich sind. Somit können „no-regret“ Maßnahmen identifiziert werden, bspw. im Hinblick auf den Netzausbaubedarf.

2.2 Integration verschiedener Zukunftsszenarien

Viele Netzstudien zielen darauf ab, potenzielle zukünftige Netzsituationen zu analysieren, die durch den Zubau neuer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen entstehen. Hierzu müssen Zukunftsszenarien (siehe Abschnitt „Szenarien und Regionalisierung“) in die zu analysierenden Netzmodelle integriert werden. Im Projekt „MotiV“ wird ein Modellierungsansatz entwickelt, der eine effiziente und automatisierte Einbindung von modellierten Zukunftsszenarien in Netzmodelle ermöglicht. Da die Erstellung und Regionalisierung von Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien häufig sozioökonomische und administrative Daten nutzt und Kennzahlen für installierte Leistungen beispielsweise auf Gemeindeebene vorliegen, besteht ein erster Schritt des Prozesses darin, Anlagen einer Gemeinde dem entsprechenden Netzmodell zuzuordnen, das in der Regel nur einen geografischen Teil der Gemeinde abdeckt. Anschließend können die Anlagen jeweils einem geeigneten Netzanschlusspunkt zugeordnet werden, zum Beispiel dem nächstgelegenen mittels eines definierten Verbindungsradius (vgl. Abbildung 5. Das Vorgehen des „Nächste Nähe“-Ansatzes wird hierbei um die Begrenzung des möglichen Anschlussradius ergänzt, um Anschlusspunkte innerhalb des über den Rand definierten Netzgebietes (Umrandung in Abbildung 5) vorrangig zu nutzen.

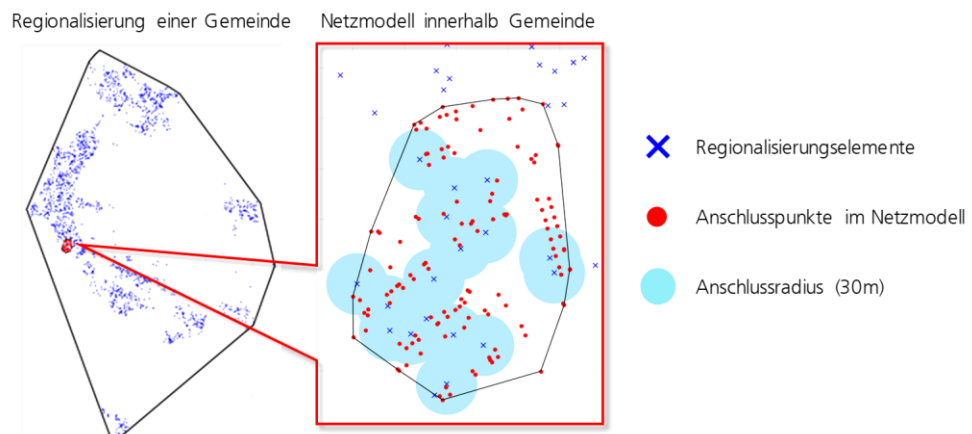


Abbildung 5: Beispiel für das Vorgehen der Methodik bei der Zuordnung von Regionalisierungselementen auf mögliche Netzanschlusspunkte.

Für die Datenverarbeitung und -speicherung kommen bei der im Rahmen des Projekts „MotiV“ gewählten Implementierung MongoDB [3] und pandahub [4] zum Einsatz. Die Automatisierung wird mittels Python [5] umgesetzt und die Zuordnung zu den passenden Netzknoten in einer rechenfähigen Modellierung der Netzgebiete erfolgt mittels pandapower [6]. Die Methodik unterstützt effizient bei der Durchführung von Netzstudien, da mit ihr jegliche Art von Netzberechnungen unter Berücksichtigung der Zukunftsszenarien vorbereitet werden können. Dabei können alle zuvor modellierten räumlichen Verteilungen und Zukunftsjahre integriert werden. Auf Basis dieser Entwicklungen und der bei der Umsetzung und Analyse gewonnen Ergebnisse und Kenntnisse können folgende Kernaussagen abgeleitet werden:

- Um verschiedene Netzzustände zu modellieren und eine Aussage über die möglichen Auswirkungen treffen zu können, ist es entscheidend, zahlreiche zukünftige Szenarien und Anlagenverteilungen für Leistung und Standorte neuer Anlagen in Netzmodellen zu berücksichtigen.

- Der dargestellte Detailgrad der Modellierung ist zur Abschätzung des zu erwartenden Netzausbaubedarfs in einzelnen Netzgebieten notwendig. Um eine effiziente Modellierung und Analyse sicherzustellen, sollen die ermittelten Szenarien und Anlagenverteilungen automatisiert in Netzmodelle integriert werden.
- Neben technischen Aspekten spielen sozioökonomische Daten und Randbedingungen eine wichtige Rolle und sollten bzw. müssen bei Regionalisierungsfragestellungen ebenfalls einbezogen werden.

3 Modellierung der Netze

Eine grundlegende Voraussetzung für eine adäquat durchgeführte Netzstudie ist die Verfügbarkeit der zu untersuchenden Netzmodelle in einer ausreichend hohen Datenqualität. Der Detailgrad der Netzmodellierung kann die Ergebnisse verschiedener Untersuchungen maßgeblich beeinflussen. Ein wesentlicher Beitrag des Arbeitspakets 3 (AP 3) im Vorhaben liegt in der Entwicklung eines standardisierten Verfahrens zur Erfassung und Verknüpfung der Daten sowie zur Aufbereitung der Netzmodelle. Diese methodische Herangehensweise trägt erheblich zur Effizienz bei der Erstellung von Netzstudien bei.

3.1 Transparenz und Vollständigkeit der Datensätze

Im Zuge der Modellierung im Rahmen des Vorhabens wurde angestrebt, eine umfassende Detailmodellierung für alle Ebenen des Verteilnetzes durchzuführen. Dabei konnte eine gute Transparenz und Datenbasis für die Hochspannungs- (HS-) und Mittelspannungs- (MS-) Ebenen erreicht werden. Während für die HS- und MS-Ebenen in der Regel bei Netzbetreibern bereits eine umfangreiche Datenbasis vorhanden ist, zeigt die Niederspannungs- (NS-) Ebene aufgrund der enormen Anzahl von Netzen und Kunden sowie einem Mangel an rechenfähigen Netzmodelle oft nur eine eingeschränkte Transparenz. Dies macht eine detaillierte und vollständige Modellierung auf der Niederspannungsebene häufig schwierig.

In diesem Kontext wurde ein (teil-)automatisierter Prozess zur Erstellung der NS-Netze entwickelt, der typischerweise verfügbare Eingangsdaten wie Daten aus geografischen Informationssystemen (GIS) und Betriebsmitteldaten nutzt. Der Generierungsprozess wurde im Rahmen des Vorhabens weitgehend automatisiert (siehe Abbildung 6). Als Ergebnis entstehen detaillierte und rechenfähige Netzmodelle im für die Entwicklungen verwendeten pandapower-Format [3], die eine wesentliche Grundlage für die erfolgreiche Durchführung von Netzstudien darstellen.

Folgende Kernaussagen können aus den Untersuchungen abgeleitet werden:

- Für die HS- und MS-Ebenen liegen oft gute Datenbasen und oftmals auch bereits rechenfähige Netzmodelle vor, was zu einer hohen Transparenz dieser bei der Durchführung von Studien in diesen Spannungsebenen führt.
- Die Verfügbarkeit und Datenqualität rechenfähiger Netzmodelle auf der NS-Ebene sind aufgrund der hohen Anzahl der Netze und Kunden oft eingeschränkt, was zu einer geringeren Transparenz führt.
- Die im Rahmen des Vorhabens entwickelte Methodik zur (teil-) automatisierten Erstellung von rechenfähigen Netzmodellen auf Basis verschiedener Eingangsdaten erlaubt eine weitgehend flächendeckende Analyse auch auf der Niederspannungsebene.

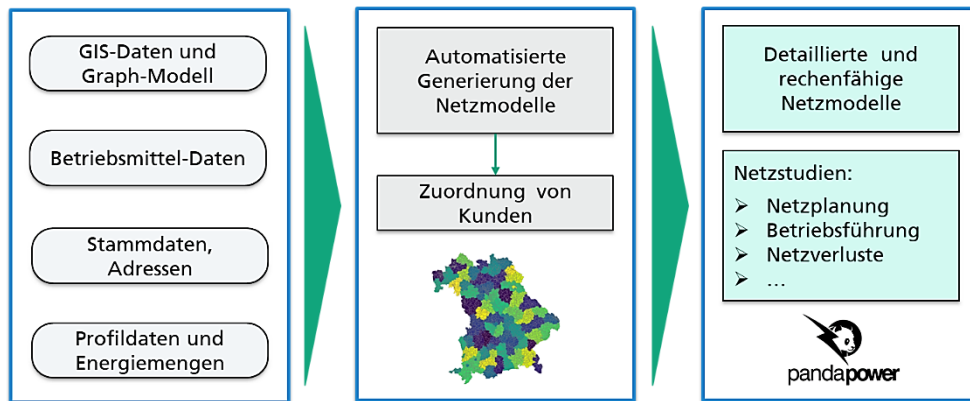


Abbildung 6: Exemplarischer und im Rahmen des Vorhabens umgesetzter Prozessablauf für eine weitgehend automatisierte Erstellung rechenfähiger Netze auf der kompletten NS-Ebene.

3.2 Standardisierte und automatisierte Netzausbaumaßnahmen

Angesichts der großen Anzahl und des Umfangs der Netze im Verteilnetz sind standardisierte und automatisierte Netzberechnungen und darauf basierende Optimierungs- und Ausbaumaßnahmen, insbesondere auf der Niederspannungsebene, von entscheidender Bedeutung und dringend notwendig. Im Rahmen des Vorhabens wurden verschiedene Modellierungs- und Optimierungsansätze unter Einbeziehung der assoziierten Projektpartner Avacon und Bayernwerk intensiv erörtert. Hierzu zählten insbesondere die Optimierung von Trennstellen, der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT), die Spitzenkappung sowie die lokale Blindleistungsregelung (insbesondere in Form der Spannungs-/Blindleistungsregelung „Q(U)“) dezentraler Erzeugungsanlagen. Klassische Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen werden nach dem NOVA-Prinzip damit verbunden (Netz-Optimierung vor -Verstärkung und -Ausbau [8]).

Die vorliegenden Entwicklungen erfolgten anhand eines exemplarisch ausgewählten NS-Netzes. Die Ergebnisse unterstützen die Aussage, dass standardisierte und automatisierte Maßnahmen aufgrund der großen Anzahl an Netzen erforderlich sind. Um diese entsprechend umsetzen zu können, sind als Grundlage rechenfähige Netzmodelle, insbesondere in der NS-Ebene, notwendig. Die realisierte Umsetzung exemplarischer Ausbauanalysen berücksichtigt hierbei auch das insbesondere auch in höheren Spannungsebenen etabliert zum Einsatz kommende NOVA-Prinzip. Bei einer exemplarischen Untersuchung könnten somit die Prioritäten wie folgt gestaltet werden (siehe dazu auch die Darstellungen in Abbildung 7, die eine Umsetzung in einem exemplarischen realen Netzgebiet zeigen): Trennstellenoptimierung → Lokale (Blindleistungs-) Regelung → Netzausbau.

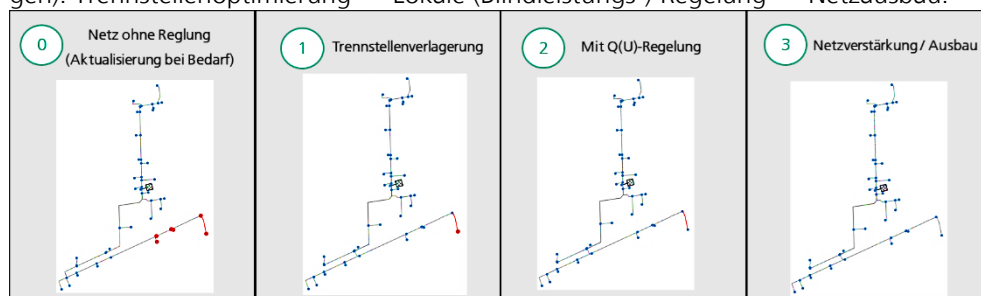


Abbildung 7: Automatisiert hinterlegte Maßnahmen eines Netzplanungsprozesses für ein exemplarisches NS-Netz (beispielhafte Darstellung; rote Linie: Leitungsüberlastung, rote Punkte: Spannungsbandverletzungen).

Auf Basis der oben genannten Ergebnisse kann somit die folgende Kernaussage abgeleitet werden:

- Die Niederspannungsebene ist oftmals geprägt durch komplexe Strukturen, insbesondere durch die hohe Anzahl von Netzknoten und verschiedenen Arten, wie diese miteinander verbunden sind. Hier ist eine händische Ermittlung von Netzausbaumaßnahmen nicht mehr möglich, wodurch der Einsatz von standardisierten und automatisierten Methoden zur Bestimmung der Optimierungs- und Netzausbaubedarfe nach dem NOVA-Prinzip notwendig ist.

3.3 Spannungsebenen-übergreifendes Netzmodell

In weitergehenden Untersuchungen wurde der zusätzliche Nutzen der spannungsebenen-übergreifenden Modellierung im Prozess der Netzausbauplanung detailliert analysiert. Es erfolgt eine umfangreiche Modellierung eines Mittel- und Niederspannungsnetzes in Süddeutschland. Dieses Netz besteht aus einem Mittelspannungsnetz, das etwa 160 untergeordnete Niederspannungsnetze umfasst und durch eine hohe Dichte an Photovoltaikanlagen charakterisiert ist. Im Rahmen der Untersuchungen wurden Jahressimulationen sowohl mit dem umfassenden Modell, das mehrere Spannungsebenen einschließt, als auch mit isolierten Betrachtungen der Niederspannungsnetze durchgeführt, wobei eine feste Spannung für den Bilanzknoten des jeweiligen NS-Netzes angenommen wurde. Abbildung 8 (links) präsentiert das Modell der Region „Seebach“, das mehrere Spannungsebenen umfasst (rot für das MS-Netz, blau für die zugehörigen NS-Netze).

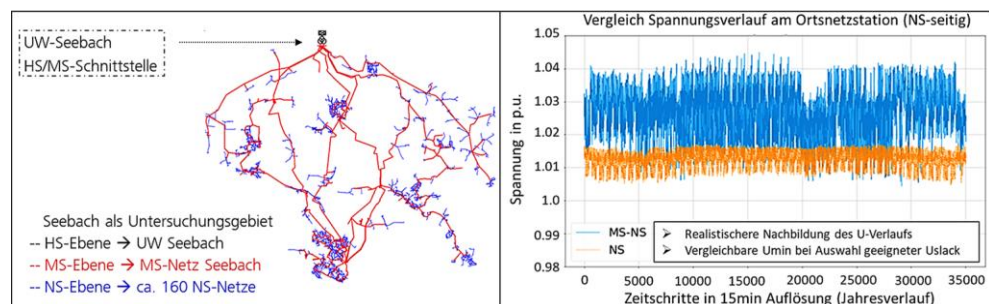


Abbildung 8: Nutzung von einer spannungsebenen-übergreifende Modellierung (links) sowie die hier exemplarisch dargestellte Auswirkung auf den Spannungsverlauf eines NS-Netzes während der Zeitreihensimulation (rechts).

Ein Vergleich des resultierenden Spannungsverlaufs auf der Niederspannungsseite des Ortsnetztransformators eines ausgewählten NS-Netzes wird auf der rechten Seite der Abbildung 8 dargestellt (blau für das übergreifende Modell, orange für die isolierte Betrachtung des ausgewählten NS-Netzes mit fest vorgegebener Spannung am Ortsnetztransformator). Im Beispiel zeigt sich dadurch ein deutlich engeres Spannungsband und damit ggf. ein deutlich geringerer Bedarf an spannungsbandinduzierten Netzausbaubedarfen. Bei der getrennten Betrachtung der Netzebenen ist deswegen zu berücksichtigen, dass hierbei gewisse Ungenauigkeiten im Hinblick auf die Ergebnisse (in diesem Beispiel insbesondere auf die Modellierung der Übergabepunkte zwischen den Spannungsebenen) in Kauf genommen werden. Die Untersuchung zeigt jedoch auch, dass diese umfassende, spannungsebenen-übergreifende Modellierung mit einem signifikant höheren Aufwand in Bezug auf Rechenzeit und Datenbedarf verbunden ist. Es ist daher essenziell, vor dem Einsatz im spezifischen Kontext einer Netzstudie gründlich zu diskutieren und zu evaluieren, welcher Aufwand erforderlich ist und welcher Mehrwert daraus resultiert. Dies ist entscheidend, um die Effizienz und Relevanz der eingesetzten Modellierungsansätze zu gewährleisten. Dabei sind auch mögliche Zwischenlösungen in

Erwägung zu ziehen, wie Zeitreihenvorgaben der Spannungen der Ortsnetztransformatoren oder zeitlich variable Modellierung von Ersatzlasten und Ersatzgeneratoren.

Im Kontext der Netzausbauplanung ist es oftmals besonders wichtig und oftmals dimensionierungsrelevant, die maximalen Netzbelastungen im Rahmen einer „Worst-Case“-Analyse zu ermitteln. Eine praktische Vereinfachung gegenüber einer vollständig netzebenen-übergreifenden Modellierung kann bei Betrachtung der NS-Ebene darin bestehen, die Einflüsse übergeordneter Netzebenen einzubeziehen. Unter Betrachtung des oben dargestellten Beispiels können z. B. variable Eingangsspannungen an den Ortsnetztransformatoren angesetzt werden, um den Einfluss und die Variationen (hier im Beispiel der Spannung) in der übergeordneten Spannungsebene anzunähern.

Auf Basis der oben genannten Ergebnisse können somit die folgenden Kernaussagen abgeleitet werden:

- Ein spannungsebenen-übergreifendes Netzmodell ermöglicht eine realistischere Nachbildung des Netzes, insbesondere im Hinblick auf die Interaktion der Netzebenen.
- Der Einsatz eines solchen Netzmodells ist aufgrund der gemeinsamen Modellierung mit höherem Aufwand verbunden und die Notwendigkeit soll je nach Typ der Netzstudie diskutiert werden.
- Zur Abschätzung der Netzausbaubedarfe auf der MS-Ebene ist oftmals eine gute Abbildung der NS-Ebene durch entsprechende Ersatzlasten/-generatoren ausreichend.
- Für die Analyse des zeitlichen Verlaufs an den MS-NS-Übergabepunkten kann es sinnvoll sein die NS-Ebene detailliert zu modellieren. Hierbei ist die Modellierung des Betriebs der Transformatoren/Stufensteller insbesondere wichtig, um die realistische Abbildung der Netzsituation sicherzustellen.

4 Modellierung von Betriebsmitteln sowie Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen

Für verschiedene Netzstudien ist die adäquate Modellierung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie weiteren elektrischen Komponenten auf verschiedenen Spannungsebenen entscheidend für die Validität der jeweiligen Netzstudie. Unterschiedliche Anlagentypen wie Photovoltaik, Windkraft, Elektromobilität, Wärmepumpen und Freileitungen erfordern spezifische Modellierungsansätze, um deren Einflüsse auf die gesamte Netzinfrastruktur angemessen darzustellen und zu analysieren. Es ist außerdem wichtig, dass die Modellierung auf den Typ der Netzstudie abgestimmt wird. Im Arbeitspaket 4 des Projekts „MotiV“ werden aufgrund der steigenden Relevanz insbesondere vor dem Hintergrund ihrer Auswirkungen auf die elektrischen Netze insbesondere Wärmepumpen und deren Modellierung sowie Integration in Netzplanungsstudien betrachtet. Daneben werden vor dem Hintergrund möglicher Höherauslastungen der vorhandenen Netzinfrastruktur in diesem Bericht Methoden zur Modellierung und damit einhergehenden Ermittlung einer möglichen Höherauslastung von Transformatoren und Freileitungen dargestellt.

4.1 Abbildung von Kundenverhalten

Die Neuregelungen zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Zuge von §14a EnWG [22] und die Diskussionen im Anschluss an die Bekanntmachung betonen die Bedeutung der Darstellung und Analyse von (gesteuertem) Kundenverhalten in Netzstudien. Ziel im Rahmen von „MotiV“ ist es hierbei, verschiedene Verhaltensweisen vor der Implementierung im Energiesystem umfassend zu bewerten. Zu diesem Zweck wurden im Vorhaben unterschiedliche Modellierungs- und Analyseansätze [23] verwendet, wobei zwei spezifische Methoden zum Einsatz kamen, um das gesteuerte Verhalten zu modellieren und zu analysieren. Diese Methoden können auch in einige Ansätze zur Auswahl von Netznutzungsfällen integriert werden (siehe folgende Abschnitte).

Die erste Methode passt ungesteuerte Leistungszeitreihen an, um das gesteuerte Verhalten abzubilden. Die Zeitreihen werden so modifiziert, dass sie eine repräsentative Darstellung des gesteuerten Verhaltens ergeben. Dabei könnten Vereinfachungen notwendig sein, wie beispielsweise die Vernachlässigung der Abhängigkeit von Leistungsflussergebnissen oder anderen netzabhängigen Parametern. Diese Methode ermöglicht jedoch eine effiziente Ableitung zahlreicher netzplanungsrelevanter Fälle [15].

Die zweite Methode nutzt die pandapower-interne Funktion des so genannten Leistungsflussreglers, um das Nutzerverhalten abzubilden. Diese Methode erlaubt eine detailliertere Modellierung des gesteuerten Kundenverhaltens, einschließlich des netzabhängigen Verhaltens. Leistungsflussregler werden in der eigentlichen Verwendung hauptsächlich für Zeitreihenberechnungen eingesetzt, um das Kundenverhalten zu analysieren. Die Ergebnisse können jedoch ebenfalls zur Bestimmung relevanter Netznutzungsfälle herangezogen werden [24]. Durch Kombination dieser Methoden – Anpassung von Leistungszeitreihen und Modellierung mittels Leistungsflussreglern – lassen sich umfassende Erkenntnisse über das gesteuerte Kundenverhalten im Niederspannungsnetz gewinnen, was zu einer verbesserten Planung und Optimierung des Netzbetriebs sowie der Netzplanung beitragen kann.

Auf Basis der Entwicklungen im Rahmen des Vorhabens lässt sich folgende Kernaussage ableiten:

- Der notwendige Detaillierungsgrad der Abbildung von (gesteuertem) Kundenverhalten schwankt je nach Art der Netzstudie. Für Analysen des

zeitlichen Verlaufs ist die Abbildung durch Leistungsflussregler vorzuziehen, für die Berücksichtigung in Netzplanungsuntersuchungen erscheint die Abbildung durch gesteuerte Zeitreihen adäquater.

4.2 Analyse von Temperaturabhängigkeiten

4.2.1 Modellierung von Wärmepumpen

Mit der fortschreitenden Elektrifizierung des Wärmesektors steigt der Bedarf an Netzanschlüssen für Wärmepumpen, insbesondere aufgrund ihrer hohen Leistungsanforderungen und der gleichzeitigen Nutzung. Besonders Luft-Wasser-Wärmepumpen sind hinsichtlich ihrer Effizienz stark von der wetterabhängigen Außentemperatur beeinflusst. Zudem hängt das Heizverhalten der Verbraucher und somit der Wärmebedarf von der Außentemperatur ab, was zu einer antiproportionalen Zunahme der Gleichzeitigkeit von Wärmepumpen führt, wenn z. B. die Temperaturen sinken.

In Deutschland sind nur wenige Messreihen für Wärmepumpen verfügbar [9], weshalb oft auf standardisierte Lastprofile für Wärmepumpen zurückgegriffen wird [10]. Diese reichen jedoch für detaillierte Netzstudien und eine adäquate Worst-Case-Betrachtung aufgrund der fehlenden regionalen Auflösung nicht aus [11]. Eine Alternative bietet die Erstellung synthetischer Leistungszeitreihen für Wärmepumpen, wie sie im Rahmen des Projekts „MotiV“ mit dem Tool „pandaprosumer“ umgesetzt wurde. Mit „pandaprosumer“ lassen sich synthetische Zeitreihen für Wärmepumpen auf Basis von Gebäudedaten (zur Bestimmung des Wärmebedarfs), Temperaturzeitreihen und Anlagenleistungen generieren. Ein Vergleich dieser Ansätze für Netzplanungsanwendungen ist in [12] dargestellt.

Die Auswahl eines geeigneten Wetterjahres ist insbesondere für Studien im Kontext der Netzplanung unter Berücksichtigung von Wärmepumpen entscheidend. Häufig wird das Wetterjahr 2012 herangezogen, wie es z. B. im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber festgelegt ist [13]. Allerdings vernachlässigt dies lokale Wetterbedingungen, die für Verteilnetzbetreiber und die lokale Netzauslegung von Bedeutung sind. In [14] wurde an einem Beispielnetz der Einfluss verschiedener Extremwetterjahre auf Knotenspannungen sowie Leitungs- und Transformatorauslastungen untersucht, wobei die aufgrund ihrer spezifischen Charakteristika auf Basis einer Datenanalyse die Temperaturzeitreihen der Jahre 2012, 2010, 1987 sowie das Testreferenzjahr des Deutschen Wetterdienstes für Kassel berücksichtigt wurden. Abbildung 9 illustriert exemplarisch die Verteilung der resultierenden Transformatorauslastungen für eine Simulation unter Berücksichtigung der verschiedenen Wetterjahre.

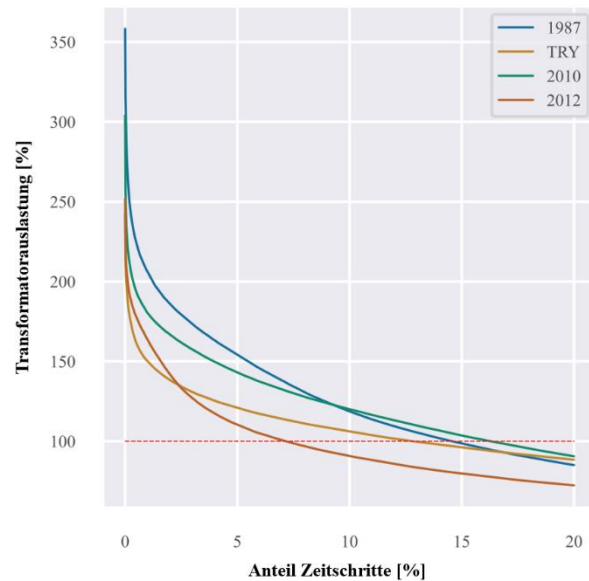


Abbildung 9: Ausschnitt der Jahresdauerlinie der Transformatorauslastung für ausgewählte Wetterjahre.

In den Ergebnissen der Untersuchung auf Basis von Temperaturverläufen am Standort Kassel fallen drei wesentliche Aspekte auf:

- Das oftmals gewählte Wetterjahr 2012 führt in den vorliegenden Untersuchungen nicht zur höchsten Netzauslastung und kann damit als Worst-Case-Szenariojahr nicht herangezogen werden.
- Eine wesentlich höhere Auslastung resultiert aus der Analyse des Wetterjahres 1987, charakterisiert durch eine besonders kalte Februarperiode, was trotz der modelltechnischen Einbeziehung eines thermischen Speichers zu einer maximalen Gleichzeitigkeit der Wärmepumpen führt.
- Dagegen zeigt das Wetterjahr 2010 am Beispiel der Transformatorauslastung die meisten Überlastungen.

Weitergehende Analysen sowie Beschreibungen zu Methodik sind in [14] enthalten. Auf Basis der darin dargestellten Ergebnisse und Kenntnisse kann die folgende Kernaussage abgeleitet werden:

- Die Außentemperatur hat einen erheblichen Einfluss auf die Modellierung von Wärmepumpen. Aus diesem Grund ist die Auswahl des charakteristischen Wetterjahres für den jeweiligen Anwendungsfall von hoher Relevanz in Bezug auf die Interpretation der Ergebnisse.

4.2.2 Temperaturabhängigkeit von Betriebsmittelgrenzen

Im Gegensatz zu der erhöhten Netzbelastung durch Wärmepumpen bei niedrigen Temperaturen kann die Temperaturabhängigkeit von Betriebsmitteln (z. B. Freileitungen, Kabeln oder Transformatoren) auch netzunterstützend genutzt werden.

Bei kühlen Außentemperaturen erhöht sich durch das Heizverhalten die Belastung durch Verbraucher wie Wärmepumpen. Wetterexponierte Netzbetriebsmittel wie Freileitungen und Transformatoren können zumindest aus technischen Gesichtspunkten durch den Kühlungseffekt (natürliche Konvektion) bei niedrigen Lufttemperaturen jedoch höher belastet werden, als es die normative Typenschild-Auslegung vorsieht. Abbildung 10 zeigt eine Analyse der Temperaturabhängigkeiten, die im Rahmen des Projekts „MotiV“ durchgeführt wurde. Sie illustriert die aggregierte Auslastung durch 290 synthetischen

Wärmepumpenprofilen aus „pandaprosumer“ für eine Freileitung und einen Öl-Leistungstransformator (Diese Profile wurden auch in den Untersuchungen in [15] verwendet und dabei verifiziert). Bei einer Temperatur von -10 °C liegt die Strombelastbarkeit für den betrachteten Freileitungstyp bei etwa 75 % (orange). Freileitungen können unter diesen Bedingungen laut IEEE-Steady-State-Wärmegleichgewicht [16] mit etwa 140 % der Normbelastung betrieben werden (grün), ohne dass die kritische Leiterseiltemperatur von in der Standardauslegung oftmals 80 °C erreicht wird. Bei Öl-Transformatoren ist nach dem Modell der Norm IEC-60076-7 (blau) [17] eine zusätzliche Auslastung von etwa 130 % bei -10 °C möglich. Diese Berechnungen wurden gemäß den entsprechenden Normen parametrisiert, um den Kühlungseffekt in Bezug auf die Außentemperatur zu bestimmen.

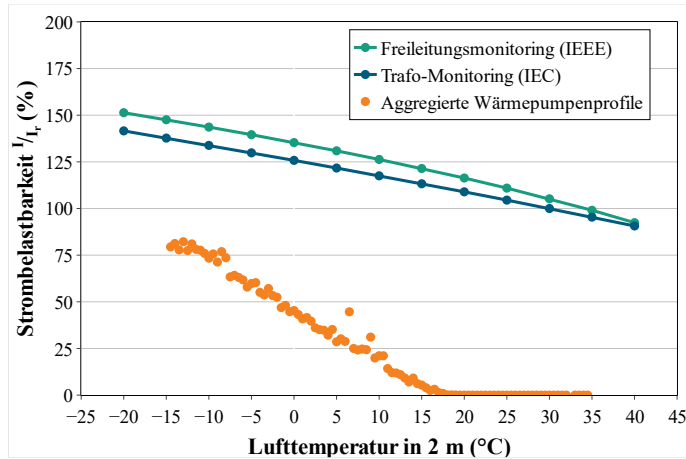


Abbildung 10: Analyse der möglichen Strombelastbarkeiten in Abhängigkeit der Temperatur von exemplarisch modellierten Freileitungen, Transformatoren und Wärmepumpen.

Die aufgezeigten Temperaturabhängigkeiten sollten bei der Auslegung und Netzintegration von Wärmepumpen sowie der Modellierung von Netzkomponenten durch angepasste Betriebsmittelgrenzen und Gleichzeitigkeiten innerhalb der Netzplanung einbezogen werden. Ein entgegengesetzter Effekt tritt bei Anlagen zur Raumluftkühlung auf, die vor allem bei hohen Sommertemperaturen in Betrieb sind. Dieser Aspekt ist im Rahmen des Projekts „MotiV“ nicht weiter vertieft worden, da insbesondere der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen als netzrelevantes Szenario für Deutschland identifiziert und damit betrachtet wurde.

Zusätzlich zu den Zusammenhängen zwischen kühlender Lufttemperatur und der Transformatorauslastung durch Wärmepumpen kann die Netzintegration von Photovoltaikanlagen durch eine wetterabhängige und dynamische Auslastung von Transformatoren verbessert werden. Die PV-getriebene Hoch-/Mittelspannungstransformator-Auslastung eines MS-Netzes kann durch die Nutzung einer dynamischer Transformator-Betriebsführung signifikant gesteigert werden. Neben der kühlenden Lufttemperatur beeinflusst auch der transiente Aufwärmprozess von Öl-Transformatoren die Integration von Photovoltaikanlagen. Die hohe thermische Trägheit des Öl-Transformators bewirkt, dass kurzfristige Schwankungen der Auslastung die Alterungsrate nicht negativ beeinflussen. Zudem ermöglicht ein Monitoring der auslegungsrelevanten Heißpunkttemperatur des Transformators genauere Kenntnisse dessen Alterungszustandes [18]. In den durchgeführten Simulationen hat sich die Kombination aus dem Zeitpunkt der maximalen PV-Einspeisung und einer Steady-State-Berechnung der Heißpunkttemperatur als gute Alternative zu mehrjährigen Zeitreihensimulationen hinsichtlich der Modelltiefe für die Netzplanung bewährt. Transiente Aufwärmprozesse lassen sich hingegen besser durch Zeitreihensimulationen modellieren. Hierbei ist die Auswahl auslegungsrelevanter Zeiträume entscheidend, beispielsweise der Tag mit der höchsten Auslastung und hohen Umgebungstemperaturen. Das verwendete

Berechnungsmodell nach IEC 60076-7 ist in die Fraunhofer-interne und auf pandapower aufsetzende Python-Simulationsumgebung *pandaplan* als sog. Controller implementiert worden.

Auf Grundlage der oben genannten Ergebnisse und Erkenntnisse kann die folgende Kernaussage abgeleitet werden:

- Die Berücksichtigung von Zusammenhängen zwischen niedrigen Lufttemperaturen und der höheren Netzbelastung durch Wärmepumpen bzw. höheren, möglichen Auslastungen von Öl-Transformatoren erlaubt eine höhere Netzaufnahmekapazität.
- Für Netzplanungsstudien können vorteilhaft vereinfachte Annahmen auf Basis von resultierenden Höchsttemperaturen herangezogen werden, wohingegen für Netzbetriebsführungsaspekte oftmals unter Berücksichtigung des tatsächlichen zeitlichen Temperaturverlaufes durchzuführen sind.

4.3 Kombination von Optimierungsmaßnahmen

Zusätzlich zu der Kühlung von Transformatoren durch niedrige Lufttemperaturen durch die natürliche Konvektion besteht auch die Möglichkeit, die Kühlung von Freileitungen durch den Wind (forcierte Konvektion) gezielt zu nutzen.

Freileitungen weisen ein erhöhtes Übertragungspotenzial bei der Integration von Windkraftanlagen auf, da der Wind, der den Strom durch Windkraftanlagen generiert, zusätzlich einen kühlenden Effekt auf Leiterseile hat. Dieser Effekt wird in Netzplanungsstudien, zusätzlich mit der Kombination von Freileitungsmonitoring und Spitzenkappung, kennlinienbasiert hinsichtlich der erforderlichen Modelltiefe untersucht. Abbildung 11 illustriert die Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen. Diese Daten erlauben Rückschlüsse auf die von Windkraftanlagen eingespeiste Energie in unterschiedlichen Windgeschwindigkeitsklassen. Vergleichbar zur dynamischen Transformatorauslastung, die auf der Grundlage der Lufttemperatur berechnet wird, kann bei Freileitungen die Übertragungsleistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit nach dem IEEE-Steady-State-Wärmegleichgewicht simuliert werden. Mit zunehmender Windgeschwindigkeit steigt die übertragbare Leistung (dargestellt durch die rote Kennlinie), siehe Abbildung 12.

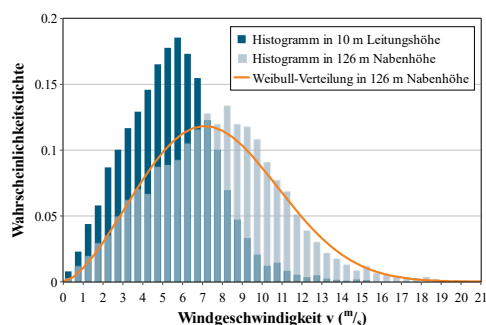


Abbildung 11: Häufigkeitsverteilung und Weibull-Fit der Windgeschwindigkeit in 10 und 126 m Höhe aus [19].

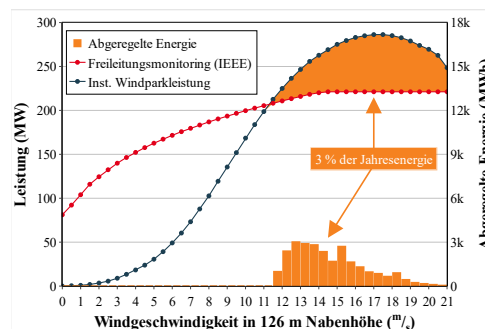


Abbildung 12: Windabhängige Abregelung eines Windparks mit der Freileitungsmonitoringkennlinie als dynamische Grenze aus [19].

Basierend darauf ermöglichen Wirkleistungsabregelungen im Rahmen der Spitzenkappung gemäß §11 EnWG eine bedarfsgerechtere Netzplanung, indem selten auftretende Einspeisespitzen durch die Abregelungen weniger auslegungsrelevant werden. Die Windleistung (blau) an einem Freileitungsabschnitt kann daher planerisch soweit hoch-

skaliert werden, dass bis zu 3 % der Jahresenergie abgeregelt werden (orange). Abregelungen erfolgen immer dann, wenn die Windleistung oberhalb der dynamischen Freileitungsauslastungsgrenze (rot) liegt und tatsächlich relevante Windgeschwindigkeiten (blaue Häufigkeitsverteilung) auftreten. Diese Methodik liefert in Simulationen Ergebnisse, die hinsichtlich der Bestimmung der abgeregelt Energie eine vergleichbare Genauigkeit wie eine detaillierte Jahressimulation aufweisen. Die Leistungskennlinien können individuell modelliert werden, was die benutzerfreundliche Darstellung verschiedener Rotor- und Generatorgrößen der Windkraftanlagen ermöglicht, vgl. [19], [21].

Auf Grundlage der oben genannten Ergebnisse und Erkenntnisse können folgende Kernaussagen abgeleitet werden:

- Die Optimierungsmaßnahmen Freileitungsmonitoring und 3 % Spitzenkappung können in der Worst-Case Netzplanung durch Leistungskennlinien kombiniert und netzplanerisch genutzt werden und somit komplexere Zeitreihensimulation ersetzen.
- Synergieeffekte durch die Anwendung beider Maßnahmen können die Aufnahmekapazität für Windkraftanlagen deutlich erhöhen.

5 Auswahl von Netznutzungsfällen

Im Rahmen verschiedener Netzstudien sind Netznutzungsfälle als Startpunkt der Analysen notwendig. Diese sind insbesondere bei Betrachtungen bezüglich der Netzplanung relevant. Ein Netznutzungsfall stellt eine spezifische Ausprägung eines Netzes dar, welche meist durch eine bestimmte Verbrauchs- und Einspeisesituation charakterisiert und relevant für Folgebetrachtungen ist. Häufig wird bei der Netzplanung beispielsweise der Netznutzungsfall mit der höchsten Einspeisung und der mit dem höchsten Verbrauch berücksichtigt. Eine realistische Bestimmung dieser Fälle bietet nicht nur tiefere Einblicke in mögliche Herausforderungen, sondern erhöht auch die Resilienz des Energiesystems gegenüber kritischen zukünftigen Ereignissen. Durch eine genaue Analyse dieser Fälle können gezielte Maßnahmen ergriffen werden, um das Energiesystem so zu gestalten, dass es den gegenwärtigen und zukünftigen Anforderungen optimal entspricht. Im Arbeitspaket 3 des Projekts „MotiV“ wurden verschiedene Methoden entwickelt, um kritische Netznutzungsfälle auszuwählen und anhand verschiedener Kriterien zu bewerten. Das Ziel war es, das optimale Gleichgewicht zwischen Datenbedarf, Rechenaufwand und der Qualität der Ergebnisse im Netzplanungsprozess zu erzielen. Diese Evaluierung ist Arbeitspaket 5 zuzuordnen.

5.1 Worst-Case-Betrachtung gegenüber Zeitreihensimulation

Für die Auswahl der Worst-Case-Szenarien als Grundlage für Netznutzungsfälle wurden im Rahmen des Vorhabens die methodischen Ansätze der „Adaptiven Filterung“ sowie des „Clusterings“ für die Anwendung auf Zeitreihendaten bzw. als Zeitreihendaten vorliegende Leistungsflussergebnisse weiterentwickelt und angewandt. Hierbei konnte wiederum auf eine große Anzahl realer Niederspannungsnetze der beteiligten assoziierten Projektpartner zurückgegriffen werden.

Bei der Anwendung der „Adaptiven Filterung“ werden lediglich Messdaten von der Ortsnetzstation oder aggregierte Zeitreihen benötigt. Aus diesen Daten werden Betriebspunkte mit den höchsten Rückspeisungen und Verbräuchen selektiert und als kritische Netznutzungsfälle für den Netzplanungsprozess herangezogen (siehe Abbildung 13 links). Diese Methode erfordert keine Leistungsflussberechnungen oder Zeitreihensimulationen, sondern lediglich die entsprechend vorliegenden Erzeugungs- und Verbrauchsdaten aus den jeweiligen Netzgebieten, was zu einem reduzierten Rechenaufwand führt.

Bei der „Clustering“-Methode hingegen werden Verbrauchs- und Einspeiseprofile genutzt, um die aggregierten Zeitreihen in einer zweidimensionalen Darstellung zu visualisieren. Die Betriebspunkte werden anschließend mittels des k-means-Verfahrens in 100 Cluster eingeteilt. Die Betriebspunkte um das Clusterzentrum herum werden als relevante Netznutzungsfälle für die weitere Netzplanung betrachtet (siehe Abbildung 13 rechts).

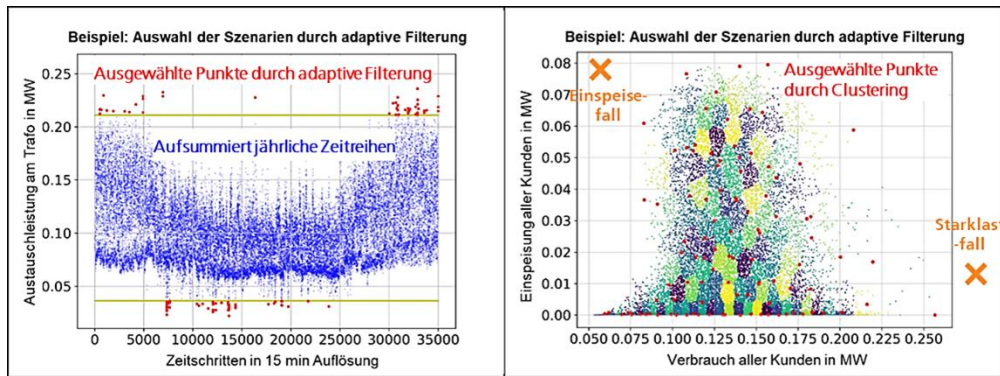


Abbildung 13: Exemplarische Darstellung der gewählten Ansätze für die Auswahl der kritischen Netznutzungsfällen auf Basis realer Netz- und Erzeugungs- bzw. Verbrauchsdaten (links: adaptive Filterung, rechts: Auswahl durch Clustering).

Eine Vergleichsanalyse der über die dargestellten Methoden ausgewählten Szenarien erfolgte mittels einer umfassenden Zeitreihensimulation über ein ganzes Jahr. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass Grenzwertverletzungen im betrachteten Beispielnetz lediglich sporadisch über das Jahr verteilt auftreten. Dies betont die Bedeutung einer gründlichen Analyse von Worst-Case-Szenarien, insbesondere im Kontext der Netzausbauplanung (vgl. hierzu [20]). Daneben ist es entscheidend, die zeitliche Korrelation der Kundenbedürfnisse präzise zu erfassen und zu berücksichtigen, wie im Abschnitt „Abbildung von Kundenverhalten“ beschrieben. Dies trägt dazu bei, realistische Planungsgrundlagen zu schaffen, die den aktuellen und zukünftigen Anforderungen an die Netzinfrastruktur gerecht werden.

Auf Basis der erzielten Ergebnisse können die folgenden Kernaussagen abgeleitet werden:

- Für die Netzplanung sind vollständige Zeitreihen- oder Jahressimulation nicht immer zielführend und notwendig. Oftmals ist die Bestimmung der Worst-Case-Szenarien ausreichend und führt gleichermaßen zur Abschätzung des Bedarfs hin zur sicheren Seite.
- Gleichermaßen hat die entsprechende Auswahl der Netznutzungsfälle somit entscheidenden Einfluss auf den ermittelten Ausbaubedarf und kann damit ggü. einer zeitreihenbasierten Analyse zu einer Unter-/Überschätzung führen.

5.2 Nutzung von klassischen Gleichzeitigkeitsfaktoren

Im Rahmen der Untersuchung der Modellierungsansätze für Netznutzungsfälle wurden umfassende Untersuchungen an insgesamt 500 stark belasteten realen Niederspannungsnetzen durchgeführt. Das primäre Ziel war es, den Bedarf für den Netzausbau durch die Analyse ausgewählter Szenarien zu ermitteln. Die Auswahl der Worst-Case-Szenarien erfolgte mithilfe von vier verschiedenen Methoden zur Identifizierung kritischer Netznutzungsfälle:

- „Gleichzeitigkeitsfaktor“,
- „Adaptive Filterung“,
- „Clustering“ und
- „Zeitreihensimulation“.

Die Ergebnisse dieser Analysen beinhalten einen Vergleich des ermittelten Ausbaubedarfs unter Anwendung der verschiedenen Ansätze. Die Zeitreihensimulation, die den

höchsten Detailgrad aufwies (und somit den maximalen Datenbedarf und Rechenaufwand erforderte), diente als Referenz. Dabei wurde die ausgetauschte Leitungslänge zu 100 % als Maßstab für die Vergleichsbewertung der Ergebnisse herangezogen.

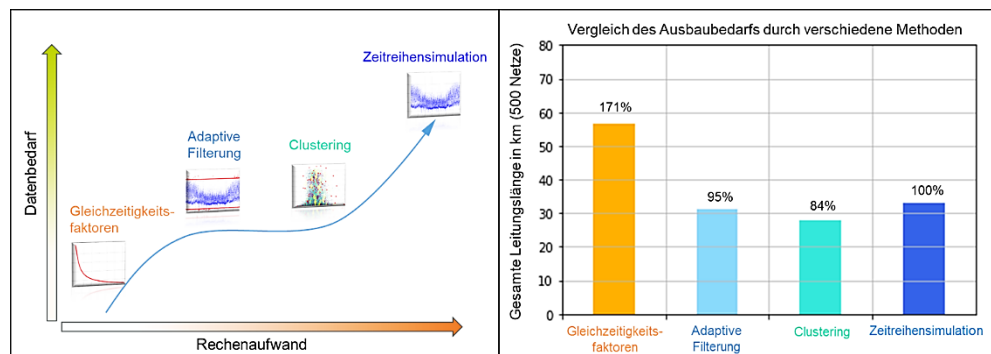


Abbildung 14: Vergleich des Datenbedarfs, Rechenaufwands sowie des entsprechenden Netzausbaubedarfs durch Nutzung verschiedener Ansätze für die Auswahl der kritischen Netznutzungsfälle.

Abbildung 14 verdeutlicht eine erhebliche Überschätzung des Netzausbaubedarfs im Vergleich zur Zeitreihensimulation, wenn der klassische Gleichzeitigkeitsfaktor zur Auswahl der der Netzausbauoptimierung zugrundeliegenden Worst-Case-Szenarien verwendet wird. Dies liegt daran, dass die tatsächliche Dynamik und die zeitliche Korrelation der Verbrauchs- oder Einspeiseeinrichtungen unterschiedlicher Typen nicht immer realistisch und angemessen dargestellt werden können. In Ergänzung dazu zeigt Abbildung 14, dass die Anwendung der beiden im Rahmen des Vorhabens eingesetzten und analysierten Methoden „Adaptive Filterung“ und „Clustering“ (beide mit mittlerem Datenbedarf und Rechenaufwand) zu prozentual geringeren Abweichungen im Vergleich zur Zeitreihensimulation führt. Mit dieser Unterschätzung ist in der Netzplanung entsprechend umzugehen, beispielsweise durch Einführung von Sicherheitsmargen bei Auslastungs- und Spannungsgrenzen, d. h. diese etwas konservativer anzusetzen. Zudem können die gezeigten Ansätze zur Bestimmung der Netznutzungsfälle weiterentwickelt werden, indem das Nutzerverhalten darin genauer abgebildet wird, was aktuell am Fraunhofer IEE und der Universität Kassel in Entwicklung ist. Im Zuge von Netzstudien ist vor der Anwendung verschiedener Ansätze der damit verbundene Aufwand sowie ein potenzieller Mehrwert im Kontext der jeweiligen Anforderungen sorgfältig zu diskutieren und abzuwägen.

Auf Basis der erzielten Ergebnisse können folgende Kernaussagen abgeleitet werden:

- Die Nutzung klassischer Gleichzeitigkeitsfaktoren führt tendenziell zu einer Überschätzung des Netzausbaubedarfs ggü. einer vollständigen zeitreihenbasierten Umsetzung (insbesondere für die Auslastung), da diese die zeitliche Korrelation von Verbraucher und Einspeiseanlagen nicht berücksichtigen.
- Detaillierte Zeitreihensimulationen sind nicht in allen Anwendungsfällen unbedingt notwendig, vielmehr kommt der Auswahl der relevanten Netznutzungsfälle entscheidende Bedeutung zu und detaillierte Analysen auf Basis verschiedener methodischer Ansätze können die Auswahl unterstützen.

5.3 Nutzung von realen Messdaten / Messprofilen

In „MotiV“ wurde außerdem untersucht, wie die Verwendung von realen Messdaten bzw. Messprofilen im Vergleich zu Standardlast- und Einspeiseprofilen die Ergebnisse bezüglich des Netzausbaubedarfs beeinflusst. Dazu wurden die Erkenntnisse aus der Analyse von 500 Niederspannungsnetzen mit den Ergebnissen einer Jahressimulation,

die auf Messdaten basiert und maximalen Datenbedarf sowie Rechenaufwand erfordert, verglichen. Abbildung 15 veranschaulicht beispielhaft den Einsatz von Messdaten und Verbrauchsprofilen (links) sowie die resultierenden Über- und Unterschätzungen des Ausbaubedarfs im Vergleich zur Referenz-Zeitreihensimulation. Es wird deutlich, dass der Einsatz von realen Messdaten oder realistischen Messprofilen anstelle von standardisierten Last- und Einspeiseprofilen zu geringeren Abweichungen ggü. der Referenzsimulation führt und somit diesbezüglich die Ergebnisqualität und Genauigkeit verbessert. Daher ist es empfehlenswert, solche wertvollen Informationen während der entsprechenden Studie für die Validierung und Einordnung von planungsrelevanten Worst-Case-Szenarien zu verwenden.

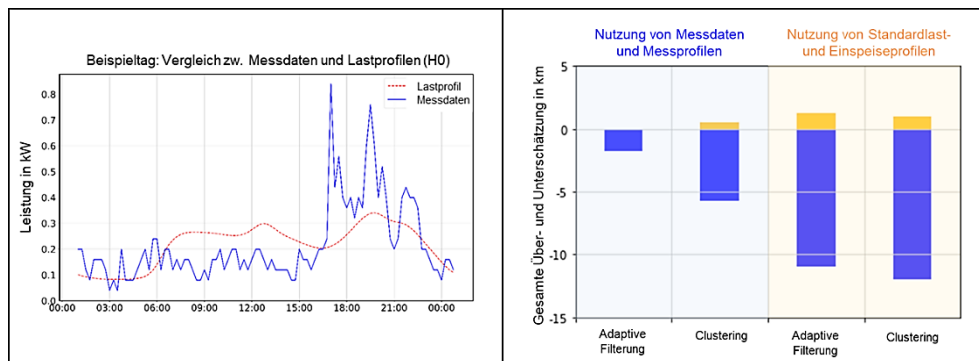


Abbildung 15: Exemplarische Darstellung von Messdaten und Lastprofilen (links) sowie die Auswirkung auf die Ergebnisse bezüglich des Netzausbaubedarfs (rechts).

Auf Basis der erzielten Ergebnisse kann die folgende Kernaussage abgeleitet werden:

- Die Nutzung realer Messdaten / Messprofile kann wertvolle Informationen zur Validierung und Einordnung planungsrelevanter Worst-Case-Szenarien liefern. Aus diesem Grund sollten diese Daten stets passend bestimmt und aufbereitet werden.

5.4 Künstliche neuronale Netze als Leistungsfluss-Approximation

Bei der detaillierten Studienbetrachtung auf Basis von Zeitreihensimulationen kann es in Abhängigkeit von Netzgröße, Anzahl der betrachteten Varianten und Variationen sowie der zu analysierenden Szenarien zu sehr großen und damit langwierigen Berechnungszeiten kommen. Diese schränken die Analysemöglichkeiten und Anpassungsmöglichkeiten der Modellierung unter Umständen stark ein. Hieraus ergibt sich der Bedarf Ergebnisse in kurzer Zeit bzw. mit überschaubarem Aufwand zu generieren. Vor dem Hintergrund der Entwicklung von Methoden aus dem Bereich der künstlichen Intelligenz in den letzten Jahren erscheinen z. B. der Einsatz von Künstlichen Neuronalen Netzen (KNN) zur Verkürzung der Berechnungszeit bei der Approximation von Leistungsflussergebnissen auf Basis von Jahreszeitreihen vielversprechend.

Im Rahmen des Vorhabens wurden KNN-Modelle zur möglichst präzisen und schnellen Vorhersage von zeitreihenbasierten Leistungsflussrechnungen herangezogen. Hierzu wurde ein KNN-Modell zur Approximation der Leistungsflussergebnisse entwickelt und dessen Training durch die Einbeziehung und Anpassung von Hyperparametern weiterentwickelt und optimiert. Zudem wurde analysiert, wie die Länge des Trainingszeitraums die Genauigkeit der Leistungsflussapproximation beeinflusst. Ziel ist es, die minimale An-

zahl an Trainingsdaten zu ermitteln, die erforderlich ist, um eine akzeptable Leistungsflussapproximation innerhalb einer akzeptablen Laufzeit zu erreichen. Dies ist entscheidend, da die Menge der Trainingsdatensätze die Berechnungsdauer direkt beeinflusst.

Im Ergebnis konnte gezeigt werden, dass bereits die Hinzufügung von 1000 Trainingsdatensätzen ausreichend gute Ergebnisse für die Leistungsflussapproximation in einer Jahressimulation (mit 8760 Zeitschritten bei stündlicher Auflösung) liefern kann (Trainingszeit + Berechnungszeit < 1 Minute). Um allgemeinere Aussagen in Bezug auf Netzplanungsfragestellungen treffen zu können, wurde die Analyse auf weitere Netzmodelle der assoziierten Projektpartner erweitert. Dabei wurden folgende Hyperparameter-Optionen untersucht:

- Variation der Anzahl der Trainingsdaten,
- der Aktivierungsfunktion sowie
- der Anzahl der Neuronen und Schichten im KNN.

Es wurden exemplarisch fünf reale Niederspannungsnetze der assoziierten Projektpartner analysiert, wobei der „Mean Square Error“ (MSE) zur Bewertung herangezogen wurde. Dies ermöglicht eine Abschätzung des Trade-Offs zwischen Trainingszeit (inklusive Berechnungszeit) und Genauigkeit. Bei der Variation der Anzahl der Trainingsdaten wurden die Trainings-Samples von 1 bis 3000 variiert. Anschließend wurde das restliche Jahr mithilfe des trainierten KNNs simuliert.

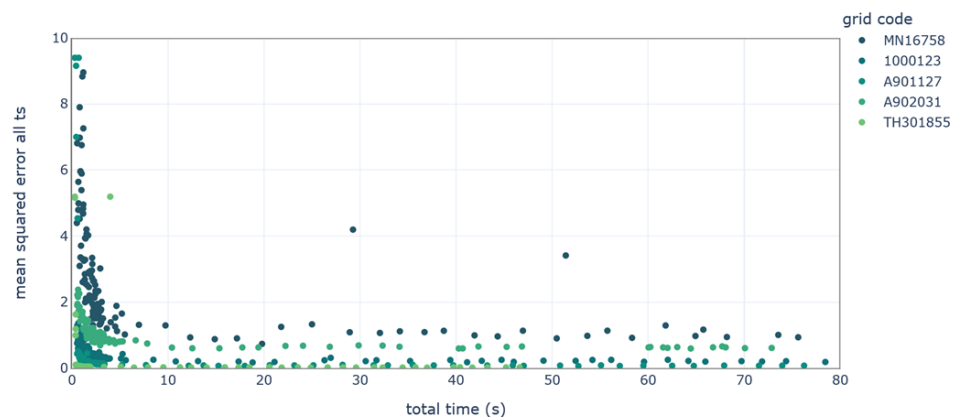


Abbildung 16: Mean Square Error und Trainingszeit + Berechnungszeit.

Abbildung 17 zeigt, dass sich die Genauigkeit der Approximation nur bis zu einem bestimmten Punkt verbessert und dann Sättigungseffekte eintreten, so dass eine weitere Verbesserung nur marginal ist. Das Potential einer hinreichend genauen Zeitreihenrechnung liegt somit bei einer Trainingszeit von nur etwa 10 Sekunden.

Bei der Variation der Aktivierungsfunktionen ist erkennbar, dass die Verfahren „ReLU“ und „LeakyReLU“ die zuverlässigsten Approximationen liefern, während die Verfahren „Tanh“ und „Sigmoid“ sich als weniger geeignet erweisen (siehe Abb. 17).

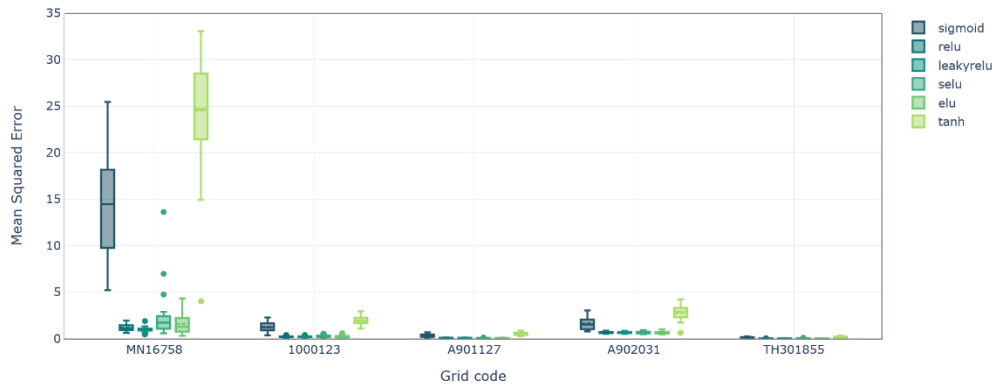


Abbildung 17: Mean Square Error bei Variation der Aktivierungsfunktion.

Die Anzahl der Neuronen pro Zwischenschicht im KNN wurde von 50 bis 500 variiert und die Anzahl der Zwischenschichten von 1 bis 10 untersucht. Abbildung 18 zeigt, dass je weniger Schichten im KNN verwendet werden, desto genauer die Approximation ausfällt. Eine einzige Zwischenschicht führt in allen Netzen zu genaueren Ergebnissen. Außerdem ist ab 200 Neuronen pro Schicht keine signifikante Verbesserung mehr erkennbar.

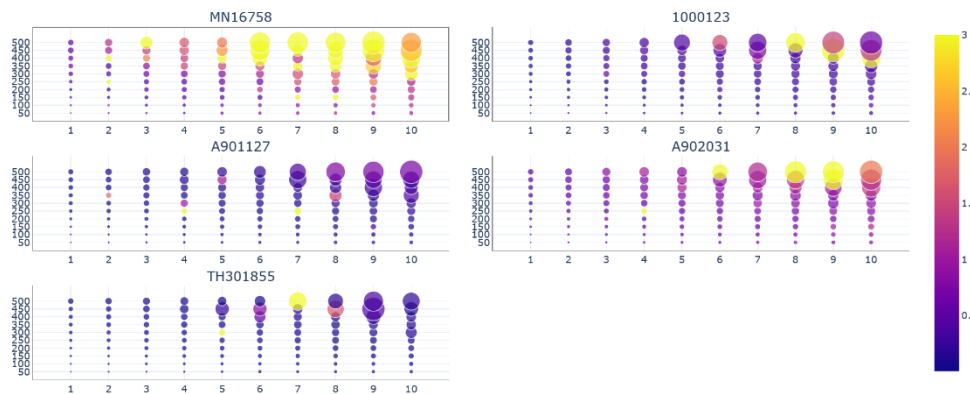


Abbildung 18: Mean Square Error bei Variation der Zwischenschichten im KNN; Farbe der Kreise: Mean Square Error, Radius der Kreise: Trainingszeit.

Zusammenfassend lässt sich festhalten:

- Die Nutzung von KNN-basierten Approximationsansätze zur Abschätzung von zeitreihenbasierten Leistungsflussergebnissen zeigt vielversprechende Ergebnisse.
- Auf Basis von verschiedenen Sensitivitätsbetrachtungen an realen Niederspannungsnetzen konnten vorteilhafte Parametersätze für die Auslegung des verwendeten KNN-Modells abgeleitet werden, die einen guten Trade-Off verschiedener Kriterien (wie z. B. Trainingszeit und einhergehender Datenbedarf mit Genauigkeit der Leistungsflussapproximation) erlauben.

6 Zusammenfassung & Ausblick

6.1 Zusammenfassung

Die Untersuchungen in „MotiV“ bezüglich der Modelltiefe in Verteilnetzen haben sich mit verschiedenen Themenschwerpunkten in Bezug auf Netzstudien befasst. Dabei wurde der erforderliche Detailgrad für verschiedene Arten von Netzstudien evaluiert und verschiedene Ansätze zur Reduzierung der Komplexität und des Rechenaufwands analysiert. Zusammenfassend lässt sich für die untersuchten Themenschwerpunkte Folgendes in Bezug auf die notwendige Modelltiefe festhalten:

- **Szenarien und Regionalisierung:** Auf der Niederspannungsebene ist ein hoher Detailgrad, sowie die Einbeziehung einer probabilistischen Variation von Szenarien und die Regionalisierung für Netzstudien entscheidend. Diese Aspekte ermöglichen eine präzise Analyse zukünftiger Netzsituationen, indem sie die Bandbreite möglicher Entwicklungen umfassend abdecken und so eine fundierte Grundlage für die Planung und Analyse zukünftiger Netzsituationen schaffen.
- **Modellierung der Netze:** Die Abstimmung des Detaillierungsgrads der Netzmodellierung auf die Art der Studie ist essenziell. Während für die Hoch- und Mittelspannungsebene oft eine gute Datenbasis vorliegt, ist die Transparenz auf der Niederspannungsebene aufgrund der vielen Netze und Kunden sowie fehlender rechenfähiger Netzmodelle oft eingeschränkt. Die Nutzung von spannungsebenenübergreifenden Netzmodellen, die z. B. Spannungsänderungen an Verknüpfungspunkten berücksichtigen, ermöglicht eine realistischere Abbildung des Netzes. Der Aufwand und Mehrwert solcher Modelle sollte jedoch je nach Studientyp diskutiert werden.
- **Modellierung von Komponenten sowie der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen:** Die Modellierung verschiedener Anlagentypen erfordert eine maßgeschneiderte Herangehensweise, um korrekte Darstellungen und Analysen zu gewährleisten. Neben Standardlastprofilen und gemessenen Profilen ermöglichen synthetische Leistungszeitreihen die Berücksichtigung des zeitabhängigen Verhaltens von Erzeugern und Verbrauchern. Bei der Analyse des Einflusses von Wärmepumpen ist die Auswahl des betrachteten Wetterjahres ein entscheidender Faktor. Dynamische und wetterabhängige Betriebsmittelgrenzen ermöglichen eine Höherauslastung der Netzinfrastruktur und verbessern die Integration von wetterabhängigen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern. Die eingespeiste Leistung bzw. Energie von Windkraftanlagen sowie die windabhängige übertragbare Leistung von Freileitungen können durch Kennlinien flexibel parametrisiert und in der Worst-Case-Netzplanung anwendungsfreundlich genutzt werden. Die Kombination von Freileitungsmonitoring und Spitzenkappung erschließt zusätzlich Synergieeffekte in Bezug auf die Aufnahmekapazität.
- **Auswahl der relevanten Netznutzungsfälle:** Die Auswahl relevanter Netznutzungsfälle muss den Herausforderungen des sich wandelnden Energiesystems gerecht werden. Eine vollständige Zeitreihen- oder Jahressimulation ist nicht immer zielführend. Die Ermittlung der relevanten Worst-Case-Szenarien ist je nach Fragestellung von großer Bedeutung. Die Nutzung klassischer Gleichzeitigkeitsfaktoren neigt zur Überschätzung, da sie die zeitliche Korrelation von Verbrauch und Erzeugung oft nicht berücksichtigt. Reale Messdaten können wertvolle Informationen zur Validierung und Einordnung planungsrelevanter Worst-Case-Szenarien liefern.

6.2 Diskussion und Ausblick

Das Projekt „MotiV“ hat einen eingehenden Blick auf den Detailgrad von Netzstudien geworfen und verschiedene Ansätze zur Reduzierung der Komplexität analysiert. Trotz dieser Fortschritte bleiben jedoch einige weiterführende Fragen offen, die durch zukünftige Forschungen detaillierter beantwortet werden könnten:

- Besonders auf den unteren Spannungsebenen ist die Verfügbarkeit und Vollständigkeit von Daten für Netzstudien von entscheidender Bedeutung. Der Datenaufbereitung, Datenverfügbarkeit und deren Verknüpfung zu rechenfähigen Netzmodellen kommt bei vielen Netzbetreibern daher in den nächsten Jahren eine wichtige Rolle zu. Die Entwicklungen im Rahmen des Vorhabens erlauben eine effiziente Begleitung dieses Prozesses bei den Netzbetreibern
- Bei der Planung der Netze und Betriebsmittel sollte eine stärkere Berücksichtigung von wetterabhängigen und dynamischen Auslastungsgrenzen erfolgen, insbesondere im Hinblick auf wetterabhängige Erzeuger und Verbraucher, um das Potential für eine gezielte Höherauslastung der Netzstrukturen zu nutzen. Hier stehen Fragen nach der weiteren Modellierung entsprechender Temperaturentwicklungen (in Ergänzung/als Verbesserung) bisher häufig verwendeter statischer Annahmen einen wichtigen Handlungszeitpunkt dar, um eine Höherauslastung des Bestandsnetzes zu ermöglichen.
- Gleichermaßen spielen Betriebsführungsgrundsätze unter Berücksichtigung des tatsächlichen Übertragungsreserven im Netzbetrieb eine wesentliche Rolle, sei es bei der grundlegenden Belastbarkeit oder beim Einsatz von kurativen Maßnahmen im Rahmen kurativer Systemführungsansätze. Die Ausweitung entsprechender Konzepte, wie sie z. B. im Übertragungsnetz partiell in der Umsetzung sind, auch auf die niedrigeren Spannungsebenen befindet sich noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase
- Die aktuellen Diskussionen im Rahmen der Einführung von §14a EnWG zum flexiblen Einsatz von Verbrauchseinrichtungen stellt einen weiteren Schwerpunkt dar, der auch für die Durchführung von Verteilnetzstudien von entscheidender Bedeutung ist. Weitere Forschungen in diesem Bereich, sowie die Kombination aus bedarfsgerechter Steuerung der Verbraucher- und auch Erzeuger-Seite könnten dazu beitragen, die bestehende Netzinfrastruktur bestmöglich zu nutzen und müssen damit vor dem Hintergrund von Studien z. B. zu Netzausbau bedarf Berücksichtigung finden.

7 Veröffentlichungen

7.1 Beiträge auf Konferenzen und Zeitschriften

Die im Rahmen des Projekts „MotiV“ erzielten Ergebnisse wurden bereits zum Teil durch die folgenden Veröffentlichungen veröffentlicht:

- D. Mende, J. Brantl, J. Schmiesing, S. R. Drauz, D. Geiger, L.-P. Lauven, M. Majidi, E. Mora, H. Wang und M. Braun, „Modelltiefe in Verteilnetzen: Szenariobasierte Evaluation des Analyseumfangs und Komplexitätsreduktion für Netzstudien“, in Tagung Zukünftige Strom-netze, Berlin, 01.2022, ISBN 978-3-948176-16-7.
- Schoen, J. Ulfers, H. Maschke, L. Mueller, M. Braun: “Integrating Control Strategies for Electric Vehicle Charging into a Simultaneity-Factor-Based Grid Planning Approach”, ETG Kongress 2023, Kassel, 2023, <https://ieeexplore.ieee.org/document/10172971>
- J. Wiemer, F. Wenderoth, J. Ulfers, A. Scheidler and M. Braun, “Combining Active Power Curtailment and Dynamic Line Rating in Grid Planning: An Innovative Approach”, in ETG Congress 2023, Kassel, Germany, 2023.
- P. Lytaev, S. R. Drauz-Mauel, L.-P. Lauven und M. Braun, „Identification of worst-case weather years regarding heat pump considerations in distribution grid planning“, in ETG Congress 2023, Kassel, 2023.
- S. R. Drauz-Mauel, L.-P. Lauven und M. Braun, „pandaprosumer – Tool for Consideration of Flexibilities in Multi-Energy Distribution Grids“, ETG Kongress, Kassel, 2023.
- H. Jin, H. Wang, D. Mende, „Innovative method for reducing the complexity during determination of grid reinforcement demand“, PESS + PELSS 2022, Power and Energy Student Summit, 11.2022.
- H. Wang, D. Mende, J. Wiemer, P. Lytaev, A. Schoen, D. Geiger, M. Braun, J. Brantl, J. Schmiesing, “Modelltiefe in Verteilnetzen: Analyse und Bewertung von Detailgraden in Netzstudien“, 18. Symposium Energieinnovation, 14-16.02.2024, TU Graz, Österreich.
- M. Franz, J. Wiemer, D. Mende, M. Braun, „Dynamic Transformer Rating in Worst-Case Distribution Grid Planning“, Cigré Session 2024, Paris.
- Schoen, J. Ringelstein, D. Mende, M. Braun, “Modeling Control Strategies for Prosumers in a Python-based Modular Simulation Tool“, Energy Informatics, Volume 6, Supplement 1, 2023: Proceedings of the 12th DACH+ Conference on Energy Informatics, 2023. DOI: 10.1186/s42162-023-00275-2.

7.2 Abschlussarbeiten

Die im Rahmen des Projekts „MotiV“ erzielten Ergebnisse wurden bereits zum Teil in den Abschlussarbeiten zusammengefasst und veröffentlicht:

- H. Jin, „Innovative Verfahren der Komplexitätsreduktion zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs“, Masterarbeit, Fraunhofer IEE/Leibniz Universität Hannover, 01.2022.
- M. Franz, „Entwicklung einer deterministischen Planungsmethodik zur Berücksichtigung einer dynamischen Transformator Betriebsführung in der Netzplanung“, Masterarbeit, Technische Hochschule Mittelhessen/Fraunhofer IEE, 2023.

7.3 Promotionen

- H. Wang, „Application-Oriented Reactive Power Management in German Distribution Systems Using Distributed Energy Resources“, PhD-thesis, Fraunhofer IEE/University of Kassel, 2022, <https://kobra.uni-kassel.de/handle/123456789/14097>.
- A. Schön, “Multi-perspective Analysis of Grid-friendly Control Strategies for Electric Vehicles in Distribution Grids“, PhD-thesis, Fraunhofer IEE/University of Kassel, in Arbeit.

8 Danksagung/Anmerkungen

Die dargestellten Arbeiten werden vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen des Vorhabens „Modelltiefe in Verteilnetzen (MotiV)“ (FKZ: 03E11023) gefördert.

Die Autorinnen und Autoren bedanken sich insbesondere bei Herrn Johannes Schmiesing (Avacon Netz GmbH), Herrn Johannes Brantl (Bayernwerk Netz GmbH) für die umfangreiche Unterstützung und die sehr gute Zusammenarbeit im Laufe des Projekts.

Bei der Erstellung des Berichts kam punktuell als Formulierungshilfe „FhGenie“¹ zum Einsatz. Die Autorinnen und Autoren sind verantwortlich für den Inhalt der Arbeit.

¹Siehe z. B. <https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2023/august-2023/fhgenie-fraunhofer-gesellschaft-fuehrt-internen-ki-chatbot-ein.html>

9 Literaturverzeichnis

- [1] M. Braun, I. Krybus, H. Becker, R. Bolgaryn, J. Dasenbrock, P. Gauglitz, D. Horst, C. Pape, A. Scheidler und J. Uffers, „Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034,“ Abschlussbericht, Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung, 2018.
- [2] D. Mende, J. Brantl, J. Schmiesing, S. R. Drauz, D. Geiger, L.-P. Lauven, M. Majidi, E. Mora, H. Wang und M. Braun, „Modelltiefe in Verteilnetzen: Szenariobasierte Evaluation des Analyseumfangs und Komplexitätsreduktion für Netzstudien,“ in *Tagung Zukünftige Stromnetze*, Online, 2022.
- [3] MongoDB, Inc., „MongoDB,“ [Online]. Available: <https://www.mongodb.com/de-de>. [Zugriff am 23.01.2024].
- [4] Fraunhofer IEE, University of Kassel and reflow GmbH, [Online]. Available: <https://github.com/e2nIEE/pandahub>. [Zugriff am 2024].
- [5] Python Software Foundation, „Python,“ [Online]. Available: <https://www.python.org>. [Zugriff am 23. 01.2024].
- [6] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, J.-H. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke und M. Braun, "pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018.
- [7] Fraunhofer IEE and University of Kassel, „pandapower,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.pandapower.org/>.
- [8] 50hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes,“ 2022.
- [9] M. Schlemminger, T. Ohrdes, E. Schneider und M. Knoop, „Dataset on electrical single-family house and heat pump load profiles in Germany,“ *Sci Data* 9, 2022.
- [10] „Standardlastprofile Strom,“ bdew, 01 01 2017. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. [Zugriff am 24.01.2024].
- [11] E. Proedrou, „A Comprehensive Review of Residential Electricity Load Profile Models,“ *IEEE Access*, vol. 9, pp. pp. 12114-12133, 2021.
- [12] S. R. Drauz-Mauel, L.-P. Lauven und M. Braun, "pandaprosumer – Tool for Consideration of Flexibilities in Multi-Energy Distribution Grids," in *ETG Congress 2023*, Kassel, Germany, 2023.
- [13] Netzentwicklungsplan Strom, „Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023),“ 2023. [Online]. Available: <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>. [Zugriff am 24.01.2024].
- [14] P. Lytaev, S. R. Drauz-Mauel, L.-P. Lauven und M. Braun, „Identification of worst-case weather years regarding heat pump considerations in distribution grid planning,“ in *ETG Congress 2023*, Kassel, 2023.
- [15] A. Schoen, J. Uffers, H. Maschke, L. Mueller und M. Braun, "Integrating Control Strategies for Electric Vehicles into a Simultaneity-Factor-Based Grid Planning Approach," in *ETG Congress 2023*, Kassel, Germany, 2023.
- [16] Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power and Energy Society, „IEEE standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors,“ 2013. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=6692856>. [Zugriff am 19.11.2019].
- [17] International Electrotechnical Commission (IEC), *Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power, IEC 60076-7*, Geneva, 2018.
- [18] M. Franz, *Entwicklung einer deterministischen Planungsmethodik zur Berücksichtigung einer dynamischen Transformator Betriebsführung in der Netzplanung*, Masterarbeit, THM Gießen, 2022.

- [19] J. Wiemer, F. Wenderoth, J. Ulfers, A. Scheidler and M. Braun, "Combining Active Power Curtailment and Dynamic Line Rating in Grid Planning: An Innovative Approach," in *ETG Congress 2023*, Kassel, Germany, 2023.
- [20] H. Jin, H. Wang, D. Mende, „Innovative method for reducing the complexity during determination of grid reinforcement demand“, PESS + PELSS 2022, Power and Energy Student Summit, 11.2022.
- [21] L.-P. Lauven, J. Wiemer, F. Wenderoth, M. Vogt, M. B. Alfakhouri, F. Schäfer, D. Wäresch, K. Zimmer, K. Boldt, T. Fieseler, G. Remmers, W. Dreger, J. Schwarz und W. Wenzlaff, „Spitzenkappung in Netzplanung und Netzbetrieb - Automatisiert und intelligent (SpiN-AI),“ 2022.
- [22] „§ 14a EnWG,“ [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14a.html. [Zugriff am 23.01.2024].
- [23] A. Schoen, J. Ringelstein, D. Mende und M. Braun, „Modeling control strategies for prosumers in a Python-based modular simulation tool,“ *Energy Informatics*, Bd. 6, Nr. 1, 2023.
- [24] A. Schoen , J. Ulfers , H. Maschke , E. Junge, C. Bott, L. Thurner and M. Braun, "Considering Control Strategies for Electric Vehicle Charging in Grid Planning," in *ETG Congress 2021*, Online, 2021.
- [25] H. Wang, D. Mende, J. Wiemer, P. Lvtaev, A. Schoen, D. Geiger, M. Braun, J. Brantl, J. Schmiesing, "Modelltiefe in Verteilnetzen: Analyse und Bewertung von Detailgraden in Netzstudien", 18. Symposium Energieinnovation, 14-16.02.2024, Graz, Österreich.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN n/a	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel MotiV - Modelltiefe in Verteilnetzstudien: Schlussbericht des Verbundprojekts	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Mende, Denis Wang, Haonan Wiemer, Jan Lytaev, Pawel Schoen, Andrea Geiger, David Braun, Martin Brantl, Johannes Schmiesing, Johannes	5. Abschlussdatum des Vorhabens 31.12.2023 6. Veröffentlichungsdatum 30.06.2024 7. Form der Publikation Sonstiges
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V., Hansastraße 27C, 80007 München Universität Kassel, Mönchebergstr. 19, 34125 Kassel Avacon Netz GmbH (assoz. Partner), Joachim-Campe-Straße 14, 38226 Salzgitter Bayernwerk Netz GmbH (assoz. Partner), Lilienthalstraße 7, 93049 Regensburg	9. Ber. Nr. Durchführende Institution n/a 10. Förderkennzeichen 03E11023A/B 11. Seitenzahl 34
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 10115 Berlin	13. Literaturangaben 25 14. Tabellen - 15. Abbildungen 18
16. DOI (Digital Object Identifier) wird noch von der TIB vergeben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) TIB, Hannover, 30.06.2024	
18. Kurzfassung <p>Das Projekt „MotiV“ untersucht den Einfluss verschiedener Detailgrade auf die Ergebnisqualität von Netzstudien. Dabei werden die Herausforderungen der Netzplanung im Zusammenhang mit dem raschen Ausbau erneuerbarer Energien und der Elektrifizierung von Wärme- und Mobilitätssektoren angesprochen. Es wird eine zweistufige Methodik angewendet, die zunächst die klassische, vereinfachte Modellierung erweitert, um verschiedene Aspekte wie detaillierte Szenarien, Regionalisierung, Netzmodellierung und innovative Netzplanungsmaßnahmen zu integrieren. Im zweiten Schritt erfolgt eine Analyse zur Komplexitätsreduktion, um eine angepasste Modelltiefe zu bestimmen, die ein Optimum zwischen Detailgrad, Datenaufbereitung, Rechenaufwand und Ergebnisqualität ermöglicht. Die Ergebnisse unterstreichen die Bedeutung einer detaillierten Netzmodellierung für präzise Prognosen und Planung von Verteilnetzen im Kontext der Energiewende. Anhand verschiedener Untersuchungsperspektiven wird gezeigt, dass eine angepasste Modelltiefe, die den spezifischen Anforderungen der Netzstudien entspricht, entscheidend für die Effizienz und Ergebnisse verschiedener Netzstudien ist. Durch die Anwendung der entwickelten Methodik kann die Modelltiefe bei einer Netzstudie mit Fokus auf Netzausbauplanung flexibel und effektiv angepasst werden.</p>	
19. Schlagwörter Netzstudien, Netzplanung, Zukunftsszenarien, Netzmodellierung, Simulation, Komplexitätsreduktion, Optimierung	
20. Verlag n/a	21. Preis n/a

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN n/a	2. type of document (e.g. report, publication) report
3. title MotiV - Modelltiefe in Verteilnetzstudien: Schlussbericht des Verbundprojekts	
4. author(s) (family name, first name(s)) Mende, Denis Wang, Haonan Wiemer, Jan Lytaev, Pawel Schoen, Andrea Geiger, David Braun, Martin Brantl, Johannes Schmiesing, Johannes	5. end of project 31.12.2023
	6. publication date 30.06.2024
	7. form of publication other
8. performing organization(s) (name, address) Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V., Hansastraße 27C, 80007 München Universität Kassel, Mönchebergstr. 19, 34125 Kassel Avacon Netz GmbH (assoz. Partner), Joachim-Campe-Straße 14, 38226 Salzgitter Bayernwerk Netz GmbH (assoz. Partner), Lilienthalstraße 7, 93049 Regensburg	9. originator's report no. n/a
	10. reference no. 03E11023A/B
	11. no. of pages 34
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 10115 Berlin	13. no. of references 25
	14. no. of tables -
	15. no. of figures 18
16. supplementary notes the DOI is yet to be provided by the TIB	
17. presented at (title, place, date) TIB, Hanover, 30.06.2024	
18. abstract The present project examines the influence of different levels of detail on the quality of results in network studies. It addresses the challenges of network planning in relation to the rapid expansion of renewable energies and the electrification of heat and mobility sectors. A two-stage methodology is applied, initially extending classical, simplified modeling to integrate various aspects such as detailed scenarios, regionalization, network modeling, and innovative network planning measures. In the second step, an analysis of complexity reduction is conducted to determine an adapted model depth that allows for an optimum balance between level of detail, data preparation, computational effort, and result quality. The results underscore the importance of detailed network modeling for precise forecasts and planning of distribution networks in the context of the energy transition. Through various perspectives of investigation, it is demonstrated that an adapted model depth, aligned with the specific requirements of network studies, is crucial for the efficiency and results of various network studies. By applying the developed methodology, model depth in a network study focusing on network expansion planning can be flexibly and effectively adjusted.	
19. keywords Grid studies, grid planning, future scenarios, grid modeling, simulation, complexity reduction, optimization	
20. publisher n/a	21. price n/a