

Aktive Planung von robusten gekoppelten Netzen

Marwan Mostafa*, Johannes Heise, Payam Teimourzadeh Baboli, Christian Becker

Institut für Elektrische Energietechnik

Technische Universität Hamburg

Hamburg, Deutschland

*marwan.mostafa@tuhh.de

Kurzfassung – Durch die zunehmende Elektrifizierung in dem Wärmesektor ergeben sich neue Herausforderungen wie z. B. stark gestiegene Lasten und die damit verbundenen Anforderungen an einen schnellen Netzausbau, aber auch Chancen zur Nutzung von Flexibilitäten im Netzbetrieb. Dieser Beitrag stellt eine Methode zur effizienten Planung von mit Wärmenetzen gekoppelten Stromnetzen vor. Zunächst wird das Flexibilitätspotential steuerbarer Verbraucher für die Netzplanung genutzt, um Netzengpässe zu vermeiden und kostenintensive Netzausbauten zu verzögern. Des Weiteren wird ein neuartiger Ansatz zur Verteilungsrobusten Optimierung des Betriebs gekoppelter Strom- und Wärmenetze unter Unsicherheiten vorgestellt. Dieser Ansatz basiert auf einem verteilungsrobusten zufallsbeschränkten Leistungsflussmodell (DRCC-OPF), das Unsicherheiten in wetterabhängigen Lastprognosen berücksichtigt. Das Gesamtkonzept integriert beide Ansätze in ein iteratives Planungsverfahren, das die Flexibilität des Netzbetriebs optimiert und gleichzeitig die Robustheit des Zielnetzes langfristig sicherstellt. Das Konzept ist Teil der gesamten integrierten Netzplanungsmethode, die im Rahmen des Teilvorhabens iNeP entwickelt wird.

Stichworte – Netzplanung, Sektorkopplung, Verteilnetze, Flexibilität, Unsicherheiten, Wärmepumpen

I. MOTIVATION & EINLEITUNG

Die zunehmende Elektrifizierung von Verbrauchssektoren wie Verkehr und Wärme, getrieben durch den Übergang zu einer kohlenstoffneutralen Energieversorgung, stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen, wie z. B. ein steigender Energiebedarf und die resultierende Notwendigkeit eines schnellen Netzausbaus, neue, oft unbekannte Lastprofile und Verbraucher sowie dezentrale Erzeugung [1]. Die Herausforderungen dienen als Motivation, Lösungen zu entwickeln, um das Flexibilitätspotenzial im Netzbetrieb optimal auszuschöpfen und dadurch die Herausforderungen effektiv zu bewältigen. Insbesondere elektrische Wärmepumpen mit thermischen Speichersysteme bieten vielversprechende Lösungen für die Lastverschiebung und kostengünstige Energiespeicherung. Allerdings ist diese Flexibilität mit Unsicherheiten verbunden, die auf schwankende Wetterbedingungen und unterschiedliches Kundenverhalten zurückzuführen sind.

Die Autoren dieses Beitrags haben bereits zwei Methoden vorgestellt, die jeweils einen Beitrag zu einer effizienteren Netzplanung leisten. Zum einen wurde in Heise et al. [2] eine Methode vorgestellt, die das Flexibilitätspotenzial steuerbarer Verbraucher für die Netzplanung nutzt. Zum anderen wird ein neuartiger Ansatz zur Optimierung des Betriebs gekoppelter Strom- und Wärmenetze unter Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten in [3] vorgestellt, der ein verteilungsrobustes, zufallsbeschränktes optimales

Leistungsflussmodell (*englisch Distributionally Robust Chance Constrained Optimal Power Flow, kurz DRCC-OPF*) in der Netzoptimierung verwendet. In diesem Beitrag wird ein Gesamtkonzept vorgestellt, welches die beiden Methoden in ihrem Zusammenwirken beschreibt.

Die hier vorgestellte Arbeit ist Teil des Teilvorhaben „iNeP – Integrierte Netzplanung“ des Verbundprojekts „NRL – Norddeutsches Reallabor“. In diesem werden eine Planungsmethodik, ein Planungsmodell und ein entsprechendes Planungstool für integrierte Energiesysteme entwickelt [4], [5]. Diese sollen die Netze der drei Energieträger Strom, Gas und Wärme der Industriemetropole Hamburg integriert im Hinblick auf günstige Verknüpfungspunkte und -technologien sowie Ausbauempfehlungen für Netzstrukturen und Speicher betrachten.

II. GESAMTKONZEPT

Das Gesamtkonzept stützt sich auf zwei Kernmethoden, die in [2] und [3] detailliert beschrieben werden: die Integration von Flexibilitäten zur Reduktion von Netzüberlastungen und die zufallsbeschränkte Verteilungsrobuste Optimierung (DRCC) zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Netzführung. Diese beiden Ansätze werden in einem vierstufigen Planungsverfahren kombiniert, das den effizienten Einsatz von Flexibilitäten sicherstellt und gleichzeitig die Robustheit des Zielnetzes garantiert. Das Gesamtkonzept ist in ABBILDUNG 1 zu sehen und wird in A-E beschrieben.

A. Datenaufbereitung

Im ersten Modul, der Datenaufbereitung, werden die erforderlichen Eingangsdaten gesammelt und verarbeitet. Dies umfasst Lastprofile, Flexibilitätspotentiale (z.B. durch PV, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge), Wetterdaten und das physische Netzmodell. Die Genauigkeit dieser Daten bildet die Grundlage für die nachfolgenden Optimierungsschritte. Insbesondere spielen die Unsicherheiten in der Last- und Wettervorhersage eine wichtige Rolle, da sie später im DRCC-OPF-Modell als probabilistische Nebenbedingungen berücksichtigt werden.

B. Netzbetriebsmodell

Das Netzbetriebsmodell nutzt die Flexibilität der dezentralen Ressourcen, um den Netzbetrieb zu optimieren und dabei Redispatch-Kosten zu minimieren. Dieses Modul greift auf die in [5] beschriebene Optimierungsmethode zurück, bei der die Flexibilität aus Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge in den Netzbetrieb integriert werden, um Überlastungen zu vermeiden. Die Flexibilitäten werden so eingesetzt, dass sie kurzfristig

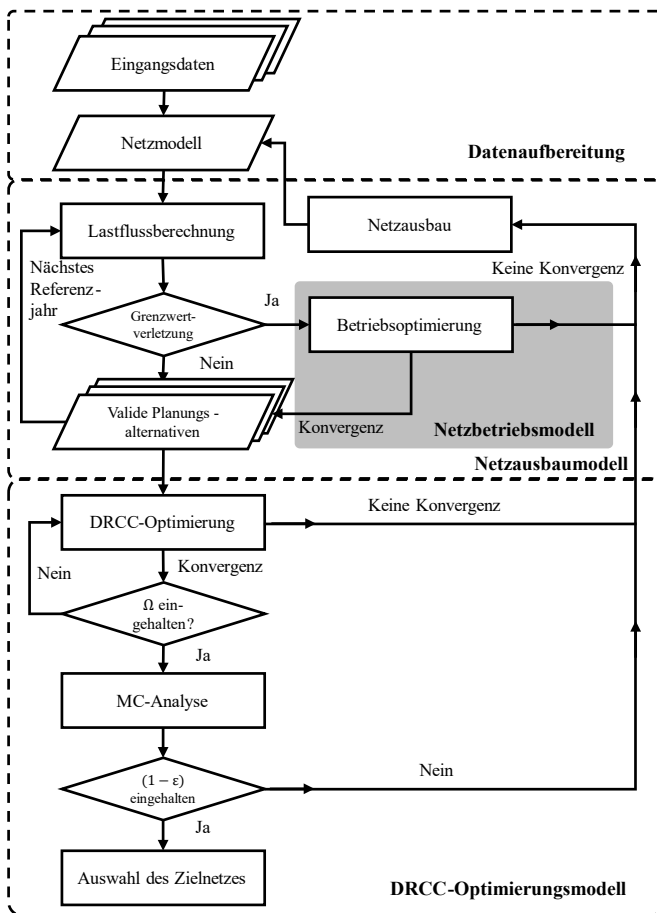


ABBILDUNG 1: GESAMTKONZEPT DER PLANUNGSMETHODE.

auf tretende Netzengpässe durch Lastverschiebungen oder Leistungskorrekturen ausgleichen. Sollte die Optimierung erfolgreich sein, kann auf eine Netzverstärkung verzichtet werden. Falls die Optimierung zu einem Zeitpunkt nicht konvergiert, weil die Betriebslimits nicht eingehalten werden, erfolgt ein Übergang zum Netzausbaumodell.

C. Netzausbaumodell

Im Netzausbaumodell wird die Erweiterung des Netzes betrachtet, falls die Nutzung der Flexibilitäten nicht ausreicht, um eine stabile Netzführung sicherzustellen. Die Entscheidung über Netzverstärkungen basiert auf einer Kostenoptimierung, wie in [2] beschrieben. Dies geschieht iterativ über verschiedene Planungsperioden hinweg, wobei neue Leitungen oder andere Netzelemente nur dann in Betracht gezogen werden, wenn eine nach einer weiteren Iterationsschleife die Betriebsoptimierung zu keiner Lösung führt. Daraus ergeben sich alle validen Planungsalternativen.

D. DRCC-Optimierungsmodell

Im letzten Schritt erfolgt die Optimierung mittels des DRCC-OPF-Modells, wie in Kapitel III beschrieben. Hier wird das Netzmodell auf Basis von Wettervorhersagen und Lastprognosen optimiert, um sicherzustellen, dass das Netz auch bei unerwarteten Abweichungen und Vorhersagefehlern innerhalb seiner technischen Grenzen bleibt. Die probabilistischen Nebenbedingungen garantieren, dass Spannungen und Stromstärken auch bei den ungünstigsten Szenarien nur mit einer sehr geringen vordefinierten Verletzungswahrscheinlichkeit – typischerweise zwischen 1% und 5% – überschritten werden. Dies schützt das Netz vor

instabilen Betriebszuständen und stellt einen sicheren Netzbetrieb auch unter Unsicherheit sicher.

E. Iterationsprozess und Auswahl des Zielnetzes

Das Gesamtkonzept arbeitet iterativ, indem es für jede Planungssituation zunächst die verfügbaren Flexibilitäten nutzt, um das Netz stabil zu betreiben. Sollte dies nicht genügen, wird das Netzmodell durch gezielte Verstärkungen der Netzbetriebsmittel angepasst. Sobald ein stabiler Betriebszustand erreicht ist, wird das Netz mit dem DRCC-OPF-Modell gegen Unsicherheiten optimiert. Das resultierende Netzdesign stellt sicher, dass es sowohl kurzfristigen Anforderungen standhält als auch langfristig auf unsichere Entwicklungen vorbereitet ist.

Der iterative Ansatz, der den Betrieb und den Ausbau des Netzes integriert, ermöglicht eine kosteneffiziente und robuste Netzplanung. Dieses Konzept reduziert das Investitionsrisiko und ermöglicht eine langfristige Nutzung der bestehenden Netzkonfiguration durch optimale Ausnutzung der vorhandenen Flexibilitäten, wodurch der Bedarf an Netzausbau verzögert werden kann.

III. ERGEBNISSE

In der Fallstudie für ein städtisches Mittelspannungsnetz in [2] konnte gezeigt werden, dass traditionelle Methoden der Netzplanung ab 2030 eine Aufteilung des bestehenden Rings in zwei unabhängig operierende Ringe erfordern, um Grenzwertüberschreitungen zu vermeiden, was Kosten von 858.360 Euro verursacht. Im Gegensatz dazu zeigt die hier vorgestellte Methode, dass durch die optimale Nutzung der Flexibilität, insbesondere durch die Reduzierung der Lasten von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und später auch der Steuerung von Erzeugung durch Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichern, der Netzausbau im elektrischen Verteilnetz um mindestens 15 Jahre verzögert werden kann. Dadurch verringert sich das Investitionsrisiko, senken sich die Kosten in den frühen Planungsjahren verzögert sich der Bedarf an Netzausbau.

In der zweiten Fallstudie wurde ein Niederspannungsnetz untersucht, das auf dem europäischen Niederspannungsmodellnetz der CIGRE basiert. In diesem Netz versorgt eine zentrale Wärmepumpe mit einem thermischen Speicher über ein Nahwärmenetz alle Einfamilienhäuser im Niederspannungsstrang mit Wärme. Die Ergebnisse der zweiten Fallstudie aus [3] zeigen, dass das DRCC-OPF-Modell im Vergleich zum deterministischen OPF-Problem zu einem konservativeren Betrieb führt. Insbesondere reduziert das DRCC-OPF-Modell den Spitzenstrombedarf der Wärmepumpe durch Lastverschiebung und effektivere Nutzung des thermischen Speichersystems. Dieser konservative Ansatz stellt sicher, dass das Netz auch bei ungünstigen, von der Prognose abweichenden Wetterbedingungen innerhalb der Betriebsgrenzen bleibt.

Es wird eine Monte-Carlo-Analyse durchgeführt, um die Wahrscheinlichkeit von Beschränkungsverletzungen bei den beiden OPF-Ansätzen zu bewerten. Die Analyse verwendet 10.000 Stichproben von Temperaturprofilen auf der Grundlage der Prognosefehlerverteilung. Das Optimierungsproblem wurde in Python formuliert und mit Gurobi gelöst. Die Ergebnisse zeigen, dass die deterministische OPF zu Spitzenzeiten eine hohe Überschreitungswahrscheinlichkeit der Netzbeschränkungen

von 46,55 % aufweist. Im Gegensatz dazu verringert die DRCC-OPF dieses Risiko erheblich und senkt die Verletzungswahrscheinlichkeit auf nur 1,40 %, was deutlich unter der angestrebten Zielschwelle von 5 % liegt. Dies zeigt, dass der DRCC-OPF-Ansatz eine viel zuverlässigere und robustere Lösung für den Netzbetrieb unter Unsicherheit bietet.

IV. AUSBLICK

Zukünftige Forschungsarbeiten konzentrieren sich auf die Erweiterung der Modellierung und Optimierungsansätze, um die Effizienz des Netzausbaus und Zuverlässigkeit von geplanten Verteilnetzen weiter zu verbessern. Eine umfassendere Modellierung thermischer Systeme sowie der Einsatz präziserer Prognosemethoden sollen die Vorhersagegenauigkeit und das Systemverhalten optimieren. Zudem ist die Einbindung zahlreicher Simulationen für verschiedene Netzkonfigurationen unerlässlich, um robuste Planungsentscheidungen zu ermöglichen. Der Einsatz heuristischer Optimierungsmethoden könnte dabei helfen, effizientere Netzkonfigurationen zu finden, während probabilistische Ansätze wie die chancenbeschränkte Optimierung die Planungsgenauigkeit durch die Berücksichtigung von Unsicherheiten weiter erhöhen können. Insgesamt zielt diese Arbeit darauf ab, die technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit von Verteilnetzen langfristig zu sichern.

DANKSAGUNG

Die Autoren bedanken sich bei den im Projekt beteiligten Industriepartner Hamburger Energienetze GmbH und Hamburger Energiewerke GmbH für die Unterstützung bei der Entwicklung dieser Arbeit.

Das Teilvorhaben „iNeP- Integrierte Netzplanung für die drei Energieträger Strom, Gas und Wärme“ als Teilvorhaben des NRL ist ein vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz mit dem FKZ 03EWR007O2 gefördertes Projekt.

LITERATUR

- [1] M. Mostafa et al., “Integrated Planning of Multi-energy Grids: Concepts and Challenges,” in *NEIS 2022*, Hamburg: VDE, Sep. 2022, pp. 1–7.
- [2] J. Heise, M. Mostafa, P. T. Baboli, and C. Becker, “Integration of Active Operation into the Planning Phase of a Medium-Voltage Distribution Grid,” in *2024 International Conference on Renewable Energies and Smart Technologies (REST)*, Prishtina, Kosovo (UNMIK): IEEE, Jun. 2024, pp. 1–5. doi: 10.1109/REST59987.2024.10645416.
- [3] M. Mostafa, J. Heise, P. T. Baboli, and C. Becker, “Exploiting Flexibility in Multi-Energy Systems through Distributionally Robust Chance-Constrained Optimization,” in *2024 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, Napoli, Italy: IEEE, Jun. 2024, pp. 295–300. doi: 10.1109/SPEEDAM61530.2024.10609164.
- [4] D. Vorwerk et al., “iNeP – integrierte Netzentwicklungsplanung für die Energieträger Strom, Gas und Wärme,” 2021, doi: 10.24405/13948.
- [5] D. Vorwerk, D. Schulz, J. Heise, M. Mostafa, C. Becker, and N. Sanina, “Integrierte Netzplanung für Strom, Gas und Wärme: Konzepte für regionalisierte Szenarien und Netzentwicklung,” 2022, doi: 10.24405/14593.