

# EIN OPTIMAL POWER FLOW-ANSATZ ZUR PLANUNG NATIONALER CO<sub>2</sub>-PIPELINENETZWERKE

Susanne HOCHMEISTER<sup>1</sup>, Thomas KIENBERGER<sup>1</sup>

## Motivation und zentrale Fragestellung

Die erfolgreiche Umsetzung von CCUS-Maßnahmen erfordert eine zuverlässige und skalierbare CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur, die Quellen mit Senken bzw. Exportpunkten effizient verbindet. Für den Transport großer Mengen gelten Pipelines als wirtschaftlich und technisch bevorzugte Option, insbesondere für mittlere bis große Distanzen über Land [1, 2]. Der Aufbau eines solchen CO<sub>2</sub>-Netzes steht jedoch vor der Herausforderung, dass Infrastrukturentscheidungen von einer Vielzahl räumlicher, technischer und ökonomischer Faktoren abhängen. Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung einer Methodik, die mit Hilfe eines Optimal Power Flow (OPF)-Modells die kostenoptimale Netzwerktopologie und -dimensionierung sowie strategische Startpunkte für CO<sub>2</sub>-Transportnetze und deren Integration in zukünftige nationale und europäische CO<sub>2</sub>-Transportinfrastrukturen.

## Methodische Vorgehensweise

Bestehende Optimierungsansätze für CO<sub>2</sub>-Pipelineinfrastrukturen basieren häufig auf vereinfachten Transportkapazitäten und vernachlässigten physikalische Randbedingungen wie Druckverluste. Um diese Lücke zu schließen, wurde ein OPF-Modell entwickelt, das eine detaillierte Lastflussberechnung mit einem Optimierungsansatz verknüpft [3]. Das Modell berücksichtigt sowohl dynamische Druckverluste durch Rohreibung als auch geodätische Druckverluste aufgrund von Höhendifferenzen. Die Druckverlustberechnung erfolgt gemäß Gleichung (1) [4]. Boosterstationen können an ausgewählten Knoten den Druck auf ein vorgegebenes Niveau zurückführen.

$$\Delta p = \frac{\lambda \cdot l \cdot \rho \cdot 8}{d^5 \cdot \pi^2} \dot{V}^2 + \rho \cdot g \cdot \Delta h = \frac{\lambda \cdot l \cdot \rho \cdot 8}{d^5 \cdot \pi^2} \left( \frac{\dot{m}}{\rho} \right)^2 + \rho \cdot g \cdot \Delta h \quad (1)$$

Das OPF-Modell bestimmt unter Minimierung der Gesamtkosten den optimalen Leitungsverlauf, optimale Rohrdurchmesser und optimale Standorte für Booster-Stationen. Als Inputdaten dienen räumlich verortete CO<sub>2</sub>-Quellen und deren Massenstrom, CO<sub>2</sub>-Senken mit Injektionsraten [5–7], Exportpunkte, mögliche Trassenverläufe und deren topografische Höhenmodelle sowie Kostenparameter für Pipelines und Boosterstationen.

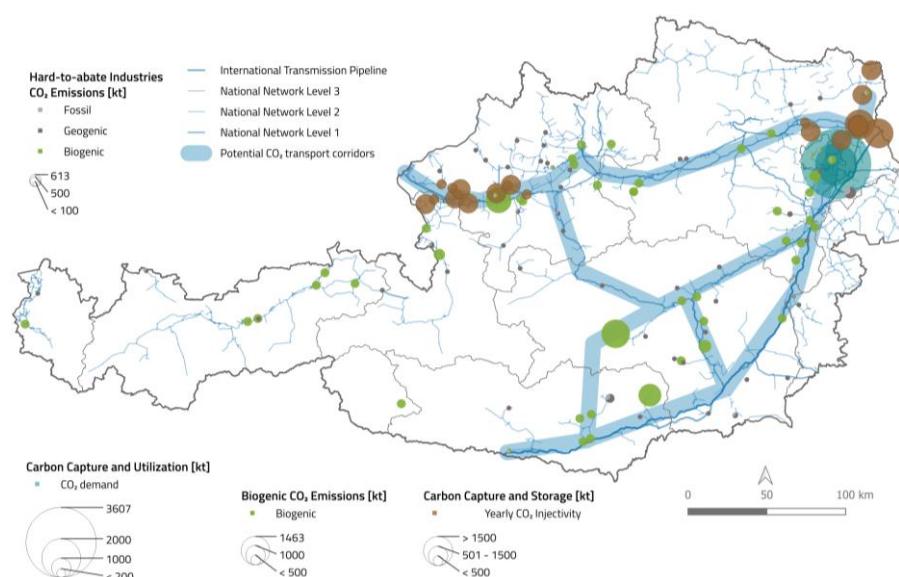


Abbildung 1: CO<sub>2</sub>-Quellen, -Senken, Exportpunkte und möglich Transportkorridore für ein CO<sub>2</sub>-Netz in Österreich.

<sup>1</sup> Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben, Franz Josef-Straße 18, 8700 Leoben, 03842 402 5404, <http://evt.unileoben.ac.at/>, susanne.hochmeister@unileoben.ac.at

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Modellierung erlaubt die Identifikation eines kostenoptimalen CO<sub>2</sub>-Pipelinenetze für den Endausbau in Österreich sowie die Ableitung geeigneter Startpunkte für den Aufbau im Sinne von CCUS-Hubs und -Clustern. Dabei zeigt sich, dass nur wenige geografische Regionen besonders günstige Ausgangspunkte bieten, da sie große CO<sub>2</sub>-Quellen mit guten Anschlussmöglichkeiten an Speicherstätten oder Exportkorridore kombinieren. Die Analyse macht zudem deutlich, dass insbesondere geodätische Höhenunterschiede und hohe Massenströme den Bedarf und die Dimensionierung von Booster-Stationen maßgeblich beeinflussen. Deren Betrieb wirkt sich aufgrund des erforderlichen Energiebedarfs direkt auf die betrieblichen Gesamtkosten aus und stellt somit einen zentralen Faktor für die Systemauslegung dar. Die Ergebnisse liefern eine quantitative Grundlage für politische und industrielle Entscheidungen zum Aufbau einer österreichischen CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur. Auf Basis dieser Erkenntnisse können robuste und langfristig effiziente Entwicklungsstrategien für den Hochlauf von CCS-Systemen formuliert werden.

## Referenzen

- [1] H. Lu, X. Ma, K. Huang, L. Fu und M. Azimi, "Carbon dioxide transport via pipelines: A systematic review," *Journal of Cleaner Production*, Jg. 266, S. 121994, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.121994.
- [2] R. McKaskle, C. Beitler, K. Dombrowski und K. Fisher, "The Engineer's Guide to CO<sub>2</sub> Transportation Options," *SSRN Journal*, 2022, doi: 10.2139/ssrn.4278858.
- [3] S. Hochmeister, S. Wallner, J. Steinegger und T. Kienberger, "A novel Optimal Power Flow model for the design of CO<sub>2</sub> networks," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Nr. 148, 2025, doi: 10.1016/j.ijggc.2025.104540.
- [4] J. Rüdiger, "Enhancements of the numerical simulation algorithm for natural gas networks based on node potential analysis," *IFAC-PapersOnLine*, Jg. 53, Nr. 2, S. 13119–13124, 2020, doi: 10.1016/j.ifacol.2020.12.2282.
- [5] S. Hochmeister, L. Kühberger, J. Kulich, H. Ott und T. Kienberger, "Carbon Management für ein klimaneutrales Österreich," *Elektrotech. Inftech.*, Jg. 141, Nr. 5, S. 299–306, 2024, doi: 10.1007/s00502-024-01235-8.
- [6] S. Hochmeister, L. Kühberger, J. Kulich, H. Ott und T. Kienberger, "A methodology for the determination of future Carbon Management Strategies: A case study of Austria," *IJSEPM*, Jg. 41, S. 108–124, 2024, doi: 10.54337/ijsepm.8280.
- [7] P. Wolf-Zoellner et al., "CaCTUS – Carbon Capture & Transformation, Utilization and Storage," *Berg Huettenmaenn Monatsh*, Jg. 170, Nr. 4, S. 230–237, 2025, doi: 10.1007/s00501-025-01571-y.