

DYNAMISCHE GASNETZMODELLIERUNG ZUR ANALYSE DEZENTRALER WASSERSTOFFEINSPEISUNG IN ÖSTERREICH

Dana ORSOLITS^{1*}, Andreas PATHA², Stefan STRÖMER³, Stefan REUTER⁴

Motivation

Der aktuelle Wasserstoffbedarf in Österreich beträgt rund 4,5 TWh pro Jahr und verteilt sich auf Standorte im gesamten Bundesgebiet. Nahezu 60 % dieses Bedarfs entfallen auf die chemische Industrie, während derzeit nur etwa 1 % aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird [1]. Eine rasche Ausweitung der grünen Wasserstoffproduktion ist daher zentral für die Dekarbonisierung der Industrie. Erste Elektrolyseanlagen mit einer Leistung von insgesamt 18 MW sind bereits in Betrieb, weitere 15 Projekte mit etwa 322 MW befinden sich in Planung oder Bau [2]. Ein entscheidender Engpass für den Hochlauf der Produktion ist jedoch das fehlende Wasserstoffnetz, das frühestens 2030 und flächendeckend erst ab 2040 verfügbar sein wird [3]. Als Übergangslösung bietet sich daher die Einspeisung von Wasserstoff in bestehende Erdgasnetze an. Diese sind flächendeckend vorhanden und ermöglichen eine flexible Integration dezentral produzierten Wasserstoffs. Die Rahmenbedingungen, wie zulässige Konzentrationsgrenzen, fluktuierender Erzeugung sowie variable Gasströme, erfordern jedoch detaillierte dynamische Simulationen, um das Integrationspotenzial zu bewerten und Optimierungsmöglichkeiten zu identifizieren.

Die vorliegende Arbeit behandelt diese Herausforderungen am Beispiel einer regionsspezifischen Modellierung in der Steiermark, in der ein Projekt zur Wasserstoffeinspeisung konkret geplant ist.

Rahmenbetrachtungen und Modellierungsansatz

Zur Demonstration der praktischen Relevanz des vorgeschlagenen dynamischen Modellierungsansatzes wird dieser auf ein ländliches österreichisches Verteilnetz mit zwei räumlich getrennten Einspeisepunkten angewendet. Einspeisepunkt 3 (vgl. Abbildung 1) stellt eine geplante 1 MW Elektrolyseanlage dar, während Einspeisepunkt 0 etwa 20 km entfernt liegt und für die Analyse eines Systems mit mehreren dezentralen Einspeisequellen ergänzt wurde. Beide Einspeisepunkte werden als PV-gekoppelte Elektrolyseanlagen ohne Zwischenspeicherung modelliert.

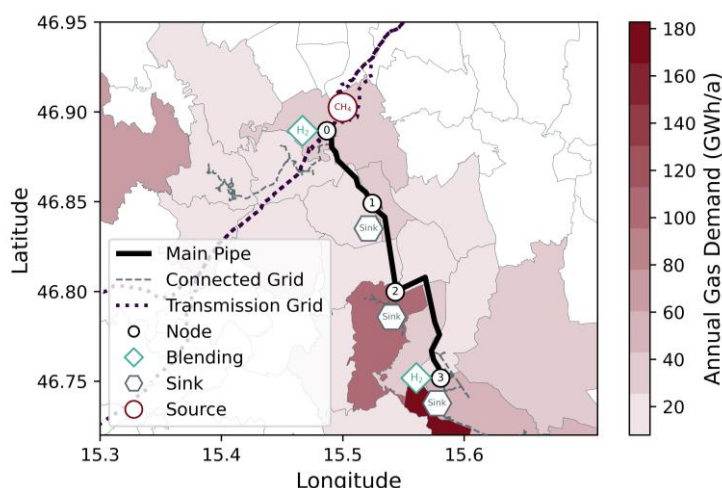


Abbildung 1: Netzabschnitt der modellierten Region mit den Jahresverbrauch an Gas pro Bezirk.

Gasbedarfsmodellierung in der Region

Die Grundlage der Gasbedarfsmodellierung bilden die jährlichen Gasverbrauchsdaten der Sektoren Haushalte, Industrie und öffentliche Gebäude auf Bezirksebene. Diese Bedarfswerte wurden auf ein

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, dana.orsolits@ait.ac.at

² AIT Austrian Institute of Technology GmbH, +43 664 78050891, andreas.patha@ait.ac.at

³ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, +43 664 78588307, stefan.stroemer@ait.ac.at

⁴ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, +43 664 88964995, stefan.reuter@ait.ac.at

Raster projiziert, das einen 2-km-Korridor um die betrachteten Pipelines abdeckt. Die Rasterpunkte wurden jeweils der nächstgelegenen Pipeline zugeordnet, die wiederum mit dem entsprechenden Netzknoten verbunden wurde. Auf diese Weise lassen sich flächenbezogene Bedarfe systematisch auf die Netzstruktur abbilden.

Anschließend wurden die ermittelten Bedarfswerte mit sektorspezifischen Lastprofilen multipliziert, um zeitlich aufgelöste Randbedingungen für das Simulationsmodell zu generieren. Die Profile der Wasserstoffeinspeisung wurden basierend auf lokalen Wetterdaten erstellt, um die jahreszeitlich und tageszeitlich variierende Produktion realistisch abzubilden.

Gasnetzsimulation mit DynANA

Für die dynamische Gasflusssimulation wurde der betrachtete Netzabschnitt im Simulationstool DynANA [4] abgebildet. Die Gasnachfrage an den Knotenpunkten wird über Senken modelliert, während das vorgelagerte Hochdrucknetz als ideale Methanquelle mit konstantem Druck implementiert ist. Leitungsabschnitte werden als „Pipes“ und die Elektrolyseanlagen als Massenströmeinspeiser dargestellt.

Da sowohl Gasbedarf als auch Wasserstoffproduktion tages- und jahreszeitlichen Schwankungen unterliegen, erfolgt die Simulation über einen Zeitraum von einem Jahr mit stündlicher Auflösung. Für diesen Zeitraum wurde vorrangig die Wasserstoffkonzentration nach dem zweiten Einspeisepunkt analysiert.

Ergebnisse und Ausblick

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass insbesondere im Sommer Wasserstoffkonzentrationen von bis zu 10 % auftreten können (vgl. Abbildung 2). Diese Spitzen resultieren aus der Kombination von hoher PV-getriebener Wasserstoffproduktion und gleichzeitig geringer Gasnachfrage. Zudem zeigt die Analyse, dass die gewählte Distanz der Einspeisepunkte dazu führt, dass sich Einspeisespitzen häufig überlagern und somit die räumliche Entkopplung der Einspeisung das Integrationspotenzial kaum erhöht.

Die Arbeit unterstreicht die Bedeutung detaillierter dynamischer Analysen zur Bewertung des Einspeisepotenzials und liefert eine Grundlage zur Optimierung der Einspeisung. Darüber hinaus kann die vorgestellte Methode zur Bedarfszuweisung auch auf Wärme- oder Stromnetze übertragen und durch die Einbindung geobasierter Siedlungsdaten weiter verbessert werden.

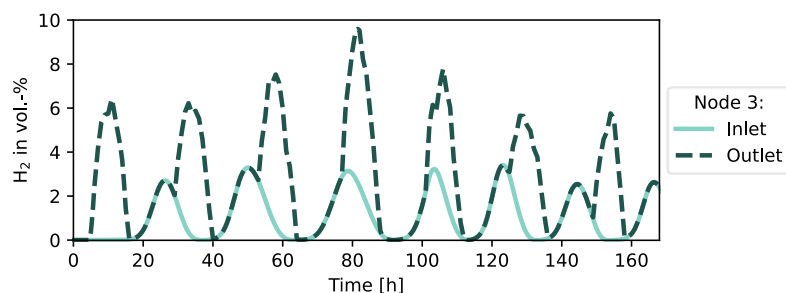


Abbildung 2 Wasserstoffkonzentration direkt vor und nach der zweiten Einspeisung für Kalenderwoche 32.

Referenzen

- [1] „Homepage | European Hydrogen Observatory“. Zugriffen: 28. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/>
- [2] „Elektrolyseure: Hypa“. Zugriffen: 26. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hypa.at/umsetzung/elektrolyseure>
- [3] „H2 Roadmap | Erneuerbare Energie durch Wasserstoff“. Zugriffen: 28. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.aggm.at/energiewende/h2-roadmap/>
- [4] D. Orsolits, S. Strömer, und S. Reuter, „On The Advantages Of Dynamic Simulations When Modelling Multi-Node Blending Of Green Hydrogen“, Conference Proceedings NEFI NEW ENERGY FOR INDUSTRY 2024, S. 14–16, Okt. 2024