

# Management Summary

## Synergieeffekte Gas- und Stromnetze – Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze

Dezember 2013

**Prof. Dr. Manfred Fishedick**

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

**Dipl.-Phys. Frank Merten**

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

**M.Sc. Christine Krüger**

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

**Dipl.-Ing. Arjuna Nebel**

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

## Management Summary

### **Synergieeffekte Gas- und Stromnetze – Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze**

#### **Kernaussage:**

In Deutschland besteht aktuell dringender und nennenswerter Bedarf für den Ausbau des Stromnetzes sowie mittel- bis langfristig auch zunehmender Bedarf an großen saisonalen Speicherkapazitäten für die Energiewende. Das Gasnetz inkl. Speicher ist hierfür eine vielversprechende Speicheroption. Es kann die wachsenden „überschüssigen“<sup>1</sup> Strommengen aus erneuerbaren Energien (EE) in Form von Wasserstoff oder synthetischem Methan (Power-to-Gas) aufnehmen und zeitversetzt wieder in Form von Wärme, Strom, oder Kraftstoff abgeben. Neben der Energiespeicherung ist Power-to-Gas zusammen mit dem Gasnetz aber auch zum virtuellen Stromtransport und damit zur Entlastung des Stromnetzes einsetzbar. Dieser Zusatznutzen wächst dank der bereits bestehenden Gasinfrastruktur weitgehend entfernungsunabhängig und dezentral mit dem ohnehin benötigten Ausbau von Power-to-Gas-Speicherkapazitäten mit. Dadurch kann das Stromnetz insbesondere bezogen auf weiträumige Transporte von Norden nach Süden entlastet und das Risiko eines überdimensionierten Netzausbaus verringert werden. Zudem können Systemkosten durch verzögerten Stromnetzausbau und Kosten für andere Speicher zum Teil reduziert werden. Sie sind bei der Kostenbewertung des Ausbaus von Power-to-Gas-Speicherkapazitäten zu berücksichtigen.

#### **Hintergrund:**

Durch den geplanten starken Ausbau der Windkraft in Norddeutschland und in der Nordsee und durch den Wegfall großer thermischer Kraftwerkskapazitäten im Süden Deutschlands werden mittelfristig große Stromleistungsflüsse vor allem in Nord-Süd-Richtung entstehen. Diese können vom heutigen Stromnetz wegen mangelnder Kapazität nicht vollständig übertragen werden.

Zwischen Gas- und Stromnetz bestehen diesbezüglich viele Synergieeffekte für einen virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas und Gasnetz. Im Nordwesten sind große Aufnahme-, Transport- und Speicherkapazitäten für Erdgas vorhanden, die auch für die Einspeisung von EE-Wasserstoff aus der Elektrolyse oder EE-Methan (aus EE-Wasserstoff) genutzt werden können. Im Westen gibt es eine sehr gut ausgebaute Nord-Süd-Verbindung für den Gastransport, die auch für den Abtransport eingespeister EE-Gase dienen kann, und im Süden eine ausreichend leistungsstarke Gasinfrastruktur. Dies ermöglicht die Stromerzeugung in der Bedarfsregion, zeitgleich zur Stromabnahme in der Überschussregion (virtueller Stromtransport). Dafür sind neben den bestehenden Kapazitäten an Gaskraftwerken im Süden ggf. zusätzliche Kapazitäten zu installieren. Damit wird hier jedoch unabhängig vom Power-to-Gas-Ausbau gerechnet, da durch die geplante Abschaltung von großen Kernkraftwerken im Süden und für die Integration weiterer fluktuierender EE-Kraftwerke ohnehin neue flexible Gaskraftwerke vorzugsweise im Süden benötigt werden.

Die technische Machbarkeit eines virtuellen Stromtransports via Power-to-Gas wurde anhand einer Fallstudie untersucht. Als Basis dafür diente die dena Netzstudie II und die Aufgabe, die laut dena-Studie nicht übertragbaren Leistungen aus dem Nordwesten (7,4 GW<sub>e</sub> im Jahr 2020) mittels Power-to-Gas und Gasnetz in den Südwesten Deutschlands zu transportieren. Die statische Analyse bestätigt diese Option für EE-Methan und zum großen Teil auch für EE-Wasserstoff. Die

---

<sup>1</sup> Im Fall von Netzengpässen oder wenn das Angebot die Nachfrage insgesamt übersteigt.

technisch verfügbare Aufnahme-Kapazität des Gasnetzes im Nordwesten entspricht einer möglichen Einspeiseleistung in Höhe von 88 GW<sub>th</sub> für Erdgas oder EE-Methan und von max. 2,8 GW<sub>th</sub> für Wasserstoff (unter Voraussetzung einer möglichen Zumischung zum Erdgas von bis zu 10 Vol.-%). Die entsprechende Transportkapazität der Ferngasleitungen aus dieser Region heraus beträgt allein in südöstlicher Richtung etwa 53 GW<sub>th</sub> für Erdgas oder EE-Methan bzw. max. 1,7 GW<sub>th</sub> für Wasserstoff (≤10 Vol.-%). Im Südwesten sind ausreichend hohe Gastransportkapazitäten vorhanden, um dort eine Stromerzeugung sicherzustellen, die der im Nordwesten auftretenden nicht übertragbaren Leistung entspricht.

Eine zusätzlich durchgeführte, dynamische modellbasierte Analyse anhand der Regionengrenze im Nordwesten (Raum 22 „Bremen“ und Raum 23 „Hannover“), an der in der dena-Studie der größte Teil der nicht übertragbaren Leistung (4,8 GW<sub>el</sub>) anfällt, zeigt ebenfalls die Machbarkeit des virtuellen Stromtransports via Power-to-Gas auf. Dieser ist unter Einbindung der vorhandenen Gasspeicher in stündlicher Auflösung und damit unter zusätzlichen Restriktionen wie z. B. dynamischer Netzauslastung auch für EE-Wasserstoff möglich. Dabei gelangt das Gasgemisch in den Leitungen jedoch häufig bis an die unterstellte maximal zulässige Konzentrationsgrenze für Wasserstoff in Höhe von 10 Vol.-% und in den Gasspeichern steigt der Wasserstoffanteil im Winter bis auf ca. 4 Vol.-% an. Diese neuralgischen Engpässe können jedoch alternativ durch Umwandlung des Wasserstoff zu Methan oder durch direkte Speicherung in Wasserstoff-Kavernen gelöst werden.

### **Kosten-Nutzen-Analyse:**

Die Elektrolyse bestimmt maßgeblich die Kosten von Power-to-Gas-Technologie. Die alkalische Elektrolyse mit hohem Ausgangsdruck wurde dabei als Referenztechnik für die Analyse ausgewählt, da sie heute von allen drei möglichen Verfahren die besten technischen und ökonomischen Voraussetzungen hat. Für neue, große Anlagen (5 MW<sub>el</sub>) ist heute mit spezifischen Investitionen von etwa 1.000 €/kW<sub>el</sub> zu rechnen. Diese können durch Optimierung des Produktionsdesigns kurz- bis mittelfristig um 17 % auf etwa 830 €/kW<sub>el</sub> und durch Übergang in die Serienfertigung und Ausnutzung von Skaleneffekten noch um bis zu 50 % bzw. bis auf etwa 500 €/kW<sub>el</sub> gesenkt werden, wie die Auswertung verschiedener einschlägiger Studien zeigt. Für den Vergleich mit den Kosten für neue Stromleitungen und Energiespeicher werden die erforderlichen Investitionen in neue Anlagen mit einem Annuitätenfaktor in Jahreskosten umgerechnet. Zusätzlich werden jährliche Fixkosten für Betrieb und Wartung sowie pauschale Kosten für Verlustenergie bestimmt. Eine virtuelle Power-to-Gas-Stromtransportkapazität von 1.000 MW<sub>el</sub> würde demnach unter den getroffenen Annahmen (u. a. keine Kosten für die Stromabnahme und für den Neubau von Gaskraftwerken) mit heutigen Elektrolyseuren etwa 130 Mio. Euro pro Jahr und in Zukunft, mit seriengefertigten Elektrolyseuren, noch etwa 87 Mio. Euro pro Jahr kosten. Dem stehen potenziell reduzierbare Kosten gegenüber, die durch die Verzögerung des Netzausbaus, den Neubau von Stromleitungen und den Neubau von anderen Energiespeichern entstehen.

### **Ausblick:**

Für die Markteinführung sind zunächst generell noch mehr Betriebs- und Markterfahrungen, z.B. für den intermittierenden Betrieb von Elektrolyse und ggf. Methanisierung, die intermittierende Gaseinspeisung und den ferngesteuerten Einsatz vieler Power-to-Gas-Anlagen zu sammeln. Es fehlt aus verschiedenen Gründen, wie z.B. niedrige Volllaststunden für den intermittierenden Betrieb, noch an den Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Die Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz wird durch die zulässigen Konzentrationsgrenzen für die Einspeisung, und eine in Zukunft rückläufige Auslastung der Gasleitungen aufgrund von energetischen Gebäudesanierungen eingeschränkt. Zudem wird sie durch die erwarteten hohen Anpassungskosten in der Gasinfrastruktur erschwert. Diese Hemmnisse können zwar durch EE-Methan

überwunden werden, dann jedoch steht die Aufgabe an geeignete CO<sub>2</sub>-Quellen für die Methanisierung zu erschließen und es fallen zusätzliche Umwandlungsverluste und Anlagenkosten an. Ein zentrales Hemmnis stellen schließlich die hohen Anfangsinvestitionen für die Errichtung von Power-to-Gas-Anlagen dar, die für den Markteinstieg zunächst erforderlich sind. Der (volks-) wirtschaftliche Nutzen wird dagegen erst mittel- bis langfristig zur Geltung kommen. Dieser wird mit den derzeitigen regulatorischen Randbedingungen betriebswirtschaftlich nicht belohnt.

Zur Überwindung der Hemmnisse sind weitere Pilotprojekte nötig, um mehr Erfahrungen mit dem intermittierenden, ferngesteuerten Betrieb, der Markt- und Systemintegration, der intermittierenden Einspeisung von Wasserstoff und der netzentlastenden Wirkung zu sammeln. Es sollten möglichst frühzeitig Standards für Power-to-Gas-Anlagen und den Schnittstellen zur Fernwirktechnik entwickelt werden. Zusätzlich zur Unterstützung von Forschung und Entwicklung und von Pilotprojekten erscheint auch eine gezielte, aber zunächst zeitlich oder mengenmäßig begrenzte Förderung der Markteinführung sinnvoll, um schneller Erfahrungen für die Kosten- und Systemoptimierung sammeln zu können. Mittelfristig besteht die Anforderung, durch ein geeignetes Energie- und Strommarktdesign ökonomische Anreize für den Bau von Speichern zu setzen. In Zukunft sollten die jeweiligen Netzentwicklungspläne für Strom und Gas so bald wie möglich sowohl prozedural als auch inhaltlich stärker miteinander verzahnt und abgestimmt werden. Nicht zuletzt sollte so bald wie möglich in Ergänzung zu den Netzentwicklungsplänen eine nationale langfristige Roadmap für die Entwicklung und den Einsatz von Power-to-Gas in Kombination mit dem Gasnetz erstellt und fortlaufend weiterentwickelt werden.