

MODELLIERUNG DES EUROPÄISCHEN GASMARKTS ZUR DARSTELLUNG VERSCHIEDENER GASIMPORTSZENARIEN

1. ENERGIEMÄRKTE

Timo Kern¹, Benedikt Eberl¹, Dominic Lencz², Serafin von Roon¹

Inhalt

Gas als fossiler Energieträger ist sektorübergreifend weiterhin von Bedeutung, da geringe Emissionsfaktoren, eine bestehende Infrastruktur und die Möglichkeit der synthetischen Herstellung den Energieträger auch in Zukunft attraktiv erscheinen lassen. Es wird daher ein Modell zur Abbildung des Gasmarkts erstellt, um fundamentale Zusammenhänge und Veränderungen in der Gaswirtschaft nachvollziehen zu können. Dieses Modell soll mit täglicher Auflösung Gasflüsse im entso-g-Verbund darstellen und das Nachvollziehen von marktgebietscharfen Preisbildungen an den Märkten ermöglichen. Es wird eine Optimierung durchgeführt, die eine Minimierung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten anstrebt. In exemplarischen Untersuchungen können verschiedene Szenarien aufgestellt werden, die aktuelle Fragestellungen der Gaswirtschaft behandeln. So werden die Auswirkungen eines theoretischen Kohleausstiegs im Jahr 2015 in Deutschland modelliert und mit einem Basisszenario verglichen.

Methodische Vorgangsweise

Modelle des Gasmarkts können grundsätzlich in zwei verschiedene Kategorien eingeteilt werden. Zum einen werden Dispatchmodelle mit einer detaillierten Darstellung der Gasnetzinfrastruktur verwendet, um eine Analyse der Netzauslastung, sowie möglicher Engpässe durchzuführen. Auf der anderen Seite werden langfristige Marktmodelle oft genutzt, um eine Darstellung des Markts basierend auf einer Gewinnmaximierung einzelner Marktteilnehmer zu ermöglichen. [2]

Da das Modell die täglich aufgelösten Gasflüsse in Europa darstellen und darauf aufbauend knotenscharfe, marginale Kosten von Erdgas ermitteln soll, wird der Aufbau eines Dispatchmodells durchgeführt. Ausgehend von einem vollkommenen Wettbewerb werden die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten unter Beachtung verschiedener wirtschaftlicher und technischer Restriktionen minimiert. Die Nebenbedingungen beinhalten dabei aktorenspezifische Restriktionen für das Verhalten von Fördereinheiten, des Gasnetzes, Erdgasspeichern, Verbrauchern und LNG-Terminals, sowie systembedingte Restriktionen, die aktorensübergreifend das Gesamtsystem beschreiben. Abbildung 1 zeigt beispielhaft die Nebenbedingung der maximalen Ein- und Ausspeicherkapazität eines modellierten Erdgasspeichers in Abhängigkeit des Speicherfüllstands.

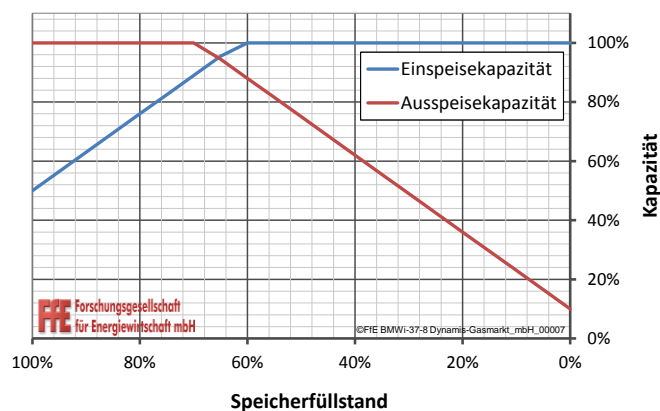


Abbildung 1: Maximale Ein- und Ausspeicherkapazität eines Erdgasspeichers

¹ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München, 089/15812147, tkern@ffe.de, www.ffegmbh.de

² Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, d_lenc01@uni-muenster.de

Aufbauend auf einer Datenrecherche wird die zeitliche Auflösung des Modells auf eine tägliche Betrachtung für den Zeitraum eines Jahres festgelegt. Der geografische Betrachtungsbereich wird auf das Gebiet der entso-g mit den angrenzenden Staaten begrenzt. Die Auflösung ist dabei hinsichtlich der Berechnung der marginalen Kosten marktgebietsscharf gewählt, der Gasfluss selbst wird für Deutschland über das Transportnetz modelliert. Gasflüsse in das Verteilnetz werden durch eine Lastmodellierung der Verteilnetze erfasst. Gasimporte aus Ländern außerhalb der entso-g können dabei fix, über „Take-Or-Pay“-Verträge mit einer festen Jahresmenge an geliefertem Strom, oder variabel angenommen werden.

Die Arbeit entstand im Projekt „Dynamis – Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems“ (Förderkennzeichen: 03ET4037A), das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BWMi) im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung gefördert und von zwölf Partnern aus Industrie und Energiewirtschaft unterstützt wird.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Das aufgestellte Dispatchmodell wird zunächst an einem Basisszenario des Jahres 2015 getestet und das Verhalten der einzelnen Komponenten validiert. Das Verbraucherverhalten wird dazu in täglicher Auflösung fix für jedes Marktgebiet vorgegeben. Weiterhin werden Erdgasimporte aus den osteuropäischen und den afrikanischen Ländern fest vorgegeben, die Produktion der Länder Niederlande, Großbritannien und Norwegen und die Ausnutzung aller LNG-Terminals hingegen als variabel angenommen. Der Grund hierfür ist die intransparente Datenlage über beispielsweise die Förderkosten von Gasfeldern in Russland. Aufbauend auf der getroffenen Parameterwahl werden für ein Basisszenario eine Optimierung der volkswirtschaftlichen Kosten durchgeführt und die einzelnen Bestandteile des Gassystems analysiert.

Weitergehend wird ein Kohleausstiegsszenario in Deutschland aufgestellt und der geänderte Gasverbrauch dem Gasmarktmodell übergeben. Der gestiegene Gasbedarf kann dabei über eine variable Erzeugung in Russland oder einen geänderten LNG-Bezug gedeckt werden. Abbildung 2 zeigt exemplarisch eine Auswertung der Übertragungskapazitäten auf Marktgebietsebene für einen Tag des Jahres 2015 im Basisszenario.

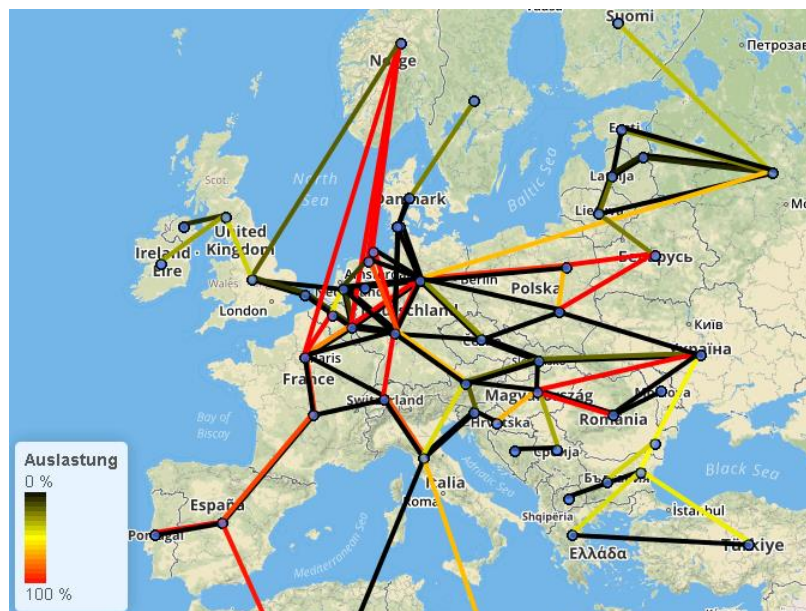


Abbildung 2: Exemplarische Auslastung der Übertragungskapazitäten auf Marktgebietsebene

Literatur

- [1]: Prognos AG, EWI, GWS; 2014; „Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose“
- [2]: Eberl et al.; 2016; „Entwicklung eines Dispatchmodells im Gasmarkt“