

SZENARIENANALYSEN FÜR DEN MASTERPLAN 2030 DER AUSTRIAN POWER GRID AG

Klemens REICH¹, Christoph GUTSCHI², Gernot NISCHLER*², Heinz STIGLER²

Motivation

Im Jahr 2009 wurde der Masterplan 2020 für das Höchstspannungsnetz der APG veröffentlicht. Ziel dieses Masterplans war die Darstellung der mittelfristigen Ausbauerfordernisse im Netz der APG um für zukünftige Änderungen im Stromversorgungssystem gewappnet zu sein und einen störungsfreien Netzbetrieb gewährleisten zu können.

Die tiefgreifenden Änderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Europa in den letzten beiden Jahren wie der Ausstieg Deutschlands und der Schweiz aus der Kernkraft sowie neue Zielsetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa haben eine Aktualisierung des Masterplans 2020 erforderlich gemacht. Die Einbindung der erneuerbaren Energien, ihre Auswirkungen auf das Übertragungsnetz, die zukünftige Stromnachfrage sowie die Entwicklung der Strommärkte und der Regeln für Engpassmanagement sind wichtige Faktoren für die zukünftige energiewirtschaftliche Entwicklung in Europa und Österreich. Diese Fragestellungen werden mit dem Masterplan 2030 umfassen analysiert.

Vorgehensweise

Die Methodik und der Umfang der Szenarienanalysen wurde gegenüber dem letzten Masterplan erweitert und auf den Ergebnissen der Diskussionsplattform *e-Trend Forum* zum Thema „Stromszenario 2050“ unter Leitung des Umweltbundesamtes aufgebaut. Ziel dieser Diskussionsplattform ist es, die zukünftigen Rahmenbedingungen für das österreichische Stromnetz im Dialog mit ExpertInnen von Umweltorganisationen und Universitäten sowie mit InteressenvertreterInnen und -vertretern aus dem Bereich der erneuerbaren Energieträger zu erarbeiten.

Die grundlegenden Marktmechanismen sind in Europa mittlerweile grenzüberschreitend realisiert, jedoch werden die tatsächlichen Leistungsflüsse in den aktuell eingesetzten Marktmodellen noch nicht abgebildet. Der Handelspfad der Energielieferung entspricht nicht dem physikalischen Energiefluss, wodurch eine Bewirtschaftung der knappen Übertragungskapazitäten erschwert wird.

Zusätzlich erschweren die unterschiedlichsten nationalen Fördersysteme die Abschätzung zukünftiger physikalischer Lastflüsse rein auf Basis marktrelevanter Fundamentaldaten. Der deutsche Strommarkt unterliegt z.B. in hohem Ausmaß Förderregimen für erneuerbare Energieträger, wodurch es für konventionelle Kraftwerke immer schwieriger wird, über den Jahresverlauf ausreichende Deckungsbeiträge zu verdienen. Für die Erhaltung der Systemstabilität und für Netzdienstleistungen im Übertragungsnetz werden diese Anlagen mit hoher Verfügbarkeit jedoch benötigt.

Das am Institut für Elektrizitätswirtschaft entwickelte Modell ATLANTIS bietet die Möglichkeit, das Gesamtsystem der Elektrizitätswirtschaft vom Stromhandel über den Lastfluss im Höchstspannungsnetz bis hin zu Unternehmensbilanzen und Endkundenpreisen zu simulieren und wurde daher für die Simulation von Marktergebnissen und Netzauswirkungen herangezogen.

Das im Rahmen des *e-trend* Forums entwickelte Szenario „Green“ [2] wurde als eines von drei Szenarien für den Masterplan 2030 der Austrian Power Grid (APG) untersucht, um zukünftige Belastungen im österreichischen Höchstspannungsnetz zu simulieren. Dafür wurden mit Hilfe des Simulationsmodells ATLANTIS die gesamtsystemischen Zusammenhänge zwischen Erzeugung, Strommärkten, Übertragungsnetzen und Verbrauch in der europäischen Elektrizitätswirtschaft analysiert. Der Basislauf einer ATLANTIS-Simulation beinhaltet neben einer jährlichen Höchstlast-

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, A-1220 Wien,
T: +43(0)50320-56368, F: +43(0)50320-156368, klemens.reich@apg.at, www.apg.at

² Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz,
T: +43(0)316873-7907, F: +43(0)316873-7910, christoph.gutschi@tugraz.at, www.IEE.TUGraz.at

deckungsrechnung zusätzlich 48 Energiedeckungsrechnungen (vier Lastfälle je Monat), welche auf den Handelsergebnissen eines EU-weiten Market Coupling Modells basieren. Damit werden für einen Simulationszeitraum von 2010 bis 2030 rund 1.000 Lastflussrechnungen durchgeführt. Aufbauend auf dem Basislauf werden Extremfälle (Cases) für das Übertragungsnetz simuliert, in welchen überdurchschnittlich hohe Netzauslastungen zu erwarten sind. In diesen Extremfällen muss das Übertragungsnetz ebenfalls sicher betrieben werden können. Für das Szenario „Green“ wurden vier Extremfälle ausgearbeitet, wovon Fall 1 (Importfall) und Fall 3 (horizontale Netzlast) starke Probleme im Netz der APG aufzeigen.

Ergebnisse der Simulationen mit dem Modell ATLANTIS

Fall 1: „Tag der deutschen Einheit“ (Oktober Offpeak) spiegelt ein Importszenario für Österreich wieder, in welchem Schwachlast (Feiertag) in Deutschland mit einer Starkwind-Situation in Nord-europa in Kombination mit einer geringen Wasserkrafterzeugung am Alpenbogen angenommen wurde. Dabei zeigen sich bereits 2015 ein deutlicher Anstieg des Imports von Windstrom und damit einhergehend Engpässe auf den grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich (DE→Westtirol, DE→St.Peter) sowie im österreichischen Netz (u.a. 220 kV Donauschiene, Salzburg→Tauern).

Im Fall 3: „Heißer Sommer“ (Juli Peak) wurde eine Starkwindsituation im Norden Europas, starke Sonneneinstrahlung und Trockenheit in Mittel- und Südeuropa, sowie erhöhter Verbrauch durch Klimatisierung in Italien simuliert. Daraus ergibt sich eine hohe horizontale Last im APG-Netz. In diesem Fall sinkt der Nettoexport Österreichs durch die niedrige Wasserführung der Flüsse um ca. 2.400 MW. Die grenzüberschreitenden Flüsse in Nord-Süd Richtung steigen hingegen deutlich an. Dabei zeigen sich 2015 Engpässe u.a. von St. Peter in Richtung Tauern (220 kV) sowie von UW Tauern nach Weißenbach und ab 2020 im Drautal von Lienz in Richtung Obersielach. Im Jahr 2030 treten die Engpässe vermehrt im 220 kV Netz von Ernsthofen in Richtung Obersielach auf.

Weitere Analysen zeigten, dass auch unter Normalbedingungen vermehrt Überlastungen im 220 kV Netz auftreten werden. Insbesondere sind davon die Leitungen Salzburg-Tauern, die 220 kV Leitungen der Donauschiene, die Drautal-Leitungen, sowie die Leitungen Molln-Ernsthofen, und Weißenbach-Tauern betroffen. Zusätzlich zeigte die Simulation Probleme in Niederösterreich, d. h. auch die Integration der österreichischen Windkraft erfordert zusätzliche Investitionen, wodurch sich das Projekt Weinviertelleitung (siehe Netzentwicklungsplan, NEP [3]) begründet. Unter der Annahme, dass sowohl die Salzburgleitung als auch die Leitung St. Peter-Isar gebaut werden, zeigt die Simulation auf der Grenze Deutschland-Österreich ab 2020 deutlich weniger Engpässe.

Resümee

Aus europäischer Sicht ist es von hoher Bedeutung, die Windkrafterzeugung im Norden Europas mit den Speichern in den Alpen zu verbinden. Hinzu kommen innerösterreichische Ost→West-Lastflüsse, um den dargebotsabhängigen Windstrom im Osten in die Speicher im Westen zu transportieren, welche die gespeicherte Energie in Zeiten hohen Verbrauchs wieder in Richtung der großen Verbrauchszentren (Wien, Linz, Graz) abgeben können (West→Ost-Lastfluss). Der 380 kV Ringschluss mit den Projekten Salzburgleitung und 380 kV Ausbau im Drautal ist daher von höchster Priorität, um die Integration erneuerbarer Energien und die damit einhergehende Reduktion von CO₂-Emissionen vorantreiben zu können.

Die Veröffentlichung des APG Masterplan 2030 ist im Frühjahr 2012 geplant.

Literatur

- [1] Austrian Power Grid AG: APG-Masterplan 2020, <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>
- [2] Reich K., Auer H. et al.: Entwicklung zukünftiger Stromversorgungsstrukturen in Europa, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU-Wien, 16.-18. Feb. 2011
- [3] Austrian Power Grid AG: Netzentwicklungsplan 2011, <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/netzentwicklungsplan>