



Gemeinsame Stellungnahme von VIK und VCI zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber

31. August 2012

Eingangsgrößen für die Szenariomodellierung

Es wird grundsätzlich begrüßt, dass nun im Szenariorahmen aktuelle Anschluss- und Ausbaubehringen in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern berücksichtigt werden, um so die benötigten Kapazitäten in Abhängigkeit von Bestandsanlagen, Zubau und Stilllegung berücksichtigt werden.

In den Eingangsgrößen der Szenariomodellierung wird für die Offshore-Windkraft (gegenwärtig ca. 0,2 GW) eine Größe von $\geq 9,8$ GW für 2023 verwendet. Diese hochambitionierte Prognose des Zubaus ist aufgrund der Verzögerungen des Stromnetzausbaus für die offshore-Anbindung in hohem Maße mit Unsicherheiten verbunden. Dies kann sich zumindest mittelbar deutlich auf den Kapazitätsbedarf für den Erdgastransport auswirken, sowohl im Hinblick auf die Abdeckung elektrischer Grund- als auch Spitzenlast zur Kompensation volatil einspeisender Windkraftanlagen. Entsprechende Auswirkung eines geringeren Zubaus der Offshore-Windkraft sollten deshalb durch eine Sensitivitätsanalyse untersucht und im Szenariorahmen berücksichtigt werden.

Definition und Modellierung von Versorgungssicherheitszenarien

Für industrielle Letztverbraucher ist ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit zur störungsfreien Aufrechterhaltung der Produktion unabdingbar. Modellierungsstudien bezüglich Versorgungssicherheitszenarien werden daher nachdrücklich befürwortet. Eine Untersuchung der L-Gas-Leistungsbilanz kann gewinnbringende Erkenntnisse

hinsichtlich der Entwicklung der zukünftigen L-Gas-Versorgung und der in diesem Zusammenhang stehenden notwendigen Netzmaßnahmen erbringen.

Eine Studie zur Gasliefersituation im Falle der Reduktion von Einspeisungen am Grenzübergangspunkt Waidhaus wird ebenso unterstützt. Lieferunterbrechungen sind im Zusammenhang mit industriellen Letztverbrauchern zumeist mit Produktionsausfällen mit den entsprechenden betriebswirtschaftlichen und auch volkswirtschaftlichen Folgen verbunden. Im Zuge der Bemühungen um die volkswirtschaftliche Optimierung des Netzausbaus regen die Verbände mit Nachdruck die Betrachtung eines marktbasierten Anreizsystems für Lastabschaltungen im Rahmen des Demand Side Managements an. Entsprechende Rahmenbedingungen können zur Optimierung des Netzausbaus und zur Minderung verbraucherseitiger betriebswirtschaftlicher Risiken beitragen. Weitere Vorteile wären eine sicherere Netzführung in Engpasssituationen und, in Folge, eine erhöhte Systemstabilität. Im Ergebnis sollte die Studie Einsichten in mögliche Abschaltpotenziale und davon ausgehende Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und Netzausbau geben.

Über diese Untersuchungen hinaus sollte – bezugnehmend auf die Stellungnahme der Verbände zur Konsultation des Netzentwicklungsplans Gas 2012 – eine erneute Modellierungsstudie hinsichtlich der Möglichkeit der Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz durchgeführt werden. Einerseits sollte die im Netzentwicklungsplan vorgestellte Studie zum Wasserstoffeinspeisepotenzial unter Einbeziehung der zwischenzeitlich vorliegenden historischen Lastflussdaten der Nord Stream Pipeline am Importpunkt Lubmin einer Aktualisierung unterzogen werden. Des Weiteren sollte neben der postulierten Einspeisung der gesamten für 2023 angenommenen Windkraftleistung äquivalenten Wasserstoffmenge auch ein Szenario betrachtet werden, welches auf die maximal mögliche Einspeisemenge von Wasserstoff bei Annahme einer betriebsmittelverträglichen Maximalkonzentration im Erdgasnetz (z.B. 5%) zielt. Entsprechende Ergebnisse erlaubten eine Abschätzung der Größenordnung des maximalen Wasserstoffeinspeisepotenzials in die bestehende Infrastruktur. Darauf aufbauend könnten die Ergebnisse einen Beitrag im Hinblick auf das Spannungsfeld bezüglich einer hybriden oder separaten Wasserstoffinfrastruktur sowie hinsichtlich der Einspeisung von Wasserstoff oder synthetischem Methan liefern.

Modellierungsvarianten

Die Analyse von Kapazitätseinschränkungen anhand historischer Flüsse ist ein wichtiges und begrüßenswertes Element des Szenariorahmens. Im Rahmen der zu ergreifenden Maßnahmen sei nochmals auf die Berücksichtigung eines marktbasierten Abschaltsystems verwiesen.

Kapazitätsprodukte

Das vorgeschlagene Kraftwerksprodukt bietet Kraftwerksbetreibern die Möglichkeit, im Falle nicht vorhandener frei zuordenbarer Kapazitäten zumindest feste Kapazitäten im Rahmen einer Zuordnungsaufgabe zu erhalten. Ebenso wurden für Speicherbetreiber spezielle Produkte mit der Zielsetzung eingeführt, das Netz nur soweit wie nötig auszubauen. Hierbei muss sichergestellt werden, dass keine Kapazitäten eingeschränkt werden, die bisher von industriellen Abnehmern genutzt werden konnten. Im Engpassfall bieten sich Industriekunden sogar als Systemhelfer an. Ein marktbasierendes Abschaltssystem, welches eine einem entsprechend dem energiewirtschaftlichen Gegenwert der jeweiligen Abschaltleistung angemessene Vergütung böte, schüfe verbraucherseitige Anreize zur Buchung bedingt unterbrechbarer Kapazitäten. Im Ergebnis würde die Netzführung volkswirtschaftlich optimiert.

Lastflusszusagen

Für die Verbände VIK und VCI bleibt es weiterhin unverständlich, warum Lastflusszusagen im Netzentwicklungsplan nicht modelliert werden. Eine sinnvolle volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung ist nur dann gegeben, wenn alle beeinflussbaren Faktoren in der Simulation berücksichtigt werden. Die Modellierung des Wegfalles aller Lastflusszusagen fehlt gänzlich. Nur anhand entsprechender Studien kann beurteilt werden, wo es kostentechnisch vorteilhafter ist, Lastflusszusagen durch Erweiterungen der Netze zu ersetzen. Aus diesen Gründen sollten Lastflusszusagen endlich in der Modellierung als veränderbare Größe berücksichtigt werden.