



INITIATIVE ERDGASSPEICHER

Initiative Erdgasspeicher e.V.  
Glockenturmstraße 18  
14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086  
Fax +49 (0)30 36418-255  
info@erdgasspeicher.de

[www.erdgasspeicher.de](http://www.erdgasspeicher.de)

## KAP+

# INES-Stellungnahme

Berlin, 8. November 2019

### **Über die Initiative Erdgasspeicher e.V.**

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gasspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 12 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Speicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU.

## 1. Einleitung

Die Beschlusskammer 7 hat am 23. Mai 2019 unter dem Aktenzeichen BK7-19-037 das Verfahren "Kap+" für zusätzliche Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet eingeleitet. Das Verfahren dient der Änderung des Beschlusses vom 20. September 2013 (BK7-13-019) und zur Entscheidung über die Anwendung eines von den Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam vorzuschlagenden Überbuchungssystems nach Punkt 2.2.2. des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009.

Am 11. Oktober 2019 wurde im Rahmen des Festlegungsverfahrens KAP+ eine zweite Marktkonsultation gestartet. Bis zum 8. November 2019 können Marktteilnehmer dazu Stellung nehmen.

**INES nimmt nachfolgend im Rahmen der zweiten Marktkonsultation Stellung.**

## 2. Transparenz über den Wegfall von Kapazität erhöhen

Bislang haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) mitgeteilt, dass sowohl 78% der festen, frei zuordenbaren Entry-Kapazitäten (Entry-FZK), als auch der bedingt festen, frei zuordenbaren Entry-Kapazitäten (Entry-bFZK) durch die Marktgebietszusammenlegung wegfallen könnten.

**INES bittet darum, Transparenz darüber zu schaffen, an welchen Netzanschlusspunkten und in welchem Umfang Kapazitäten aufgrund der Marktgebietszusammenlegung wegfallen könnten. Dies könnte bspw. in der NEP-Gas-Datenbank strukturiert angegeben werden.**

## 3. Einführung eines Überbuchungssystems

Die Marktgebietszusammenlegung verursacht in erster Linie den Wegfall von Kapazitätsqualität, stellt jedoch physikalisch nur dann eine zusätzliche Herausforderung für die Netze dar, wenn sich Lastflusssituationen aufgrund des erweiterten Marktgebiets verändern.

Um die Kapazitätsbereitstellung auf Basis der aktuellen Unsicherheit hinsichtlich potenzieller Gasflussveränderungen nicht unnötig zu verringern, ist es deshalb zielführend, mit einem Überbuchungssystem zunächst allen Flexibilitäts- und Gasquellen einen diskriminierungsfreien Zugang zum virtuellen Handelspunkt zu ermöglichen. Sollten Engpässe im Netz durch die tatsächliche Kapazitätsnutzung entstehen, dann ist es sinnvoll netz- und marktbasierende Instrumente einzusetzen, um die Engpässe aufzuheben.

### 3.1. Angebot zusätzlicher Kapazitäten

Um möglichst jeder potenziellen Aufkommensquelle einen Zugang zum Handelsmarkt (Virtuellen Handlungspunkt, VHP) zu verschaffen, sollten grundsätzlich alle Punktarten gleichermaßen und möglichst weitestgehend mit FZK ausgestattet werden. Der Wettbewerb entscheidet dann über die Auswahl der Aufkommensquelle und damit über die tatsächliche Netznutzung.

Ist das Angebot an FZK nicht für alle Punkte und Richtungen ausreichend, sollte ein Verteilungskonzept sicherstellen, dass kein Marktteilnehmer durch einen beschränkten (bedingten oder unterbrechbaren) Marktzugang gegenüber einem anderen Marktteilnehmer diskriminiert wird. Dies sollte gleichermaßen für die Vergabe von Kapazitäten mit einer geringeren Qualität gelten. Auch diese sollten diskriminierungsfrei den Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt werden.

**In diesem Zusammenhang erscheint es zwar im ersten Schritt zielführend, dass die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) eine Empfehlung für die zusätzliche Vergabe von Kapazitäten aussprechen. Die Bundesnetzagentur sollte allerdings, insb. vor dem Hintergrund der Diskriminierungsfreiheit, diese Empfehlung überprüfen und genehmigen bzw. ggf. ablehnen oder um Überarbeitung bitten.**

### 3.2. Engpassmanagement

Entsteht durch die Nutzung der im Rahmen des Überbuchungssystems angebotenen zusätzlichen Kapazitäten eine Engpasssituation, dann muss diese von den FNB aufgelöst werden. Damit der Markt beim etwaigen Engpassmanagement bestmöglich unterstützen kann, **sollten die FNB transparent darstellen, wie sie eine Engpasssituation definieren und identifizieren.** Insbesondere sollte transparent gemacht werden, wie der geografische Raum abgegrenzt wird, in den Punkte fallen, die potenziell zur Engpassbeseitigung beitragen können. Die Darstellung sollte unabhängig von FNB engpassbezogen erfolgen (und auf den geografischen Raum des Engpasses bezogen sein).

**Für das Engpassmanagement sollten grundsätzlich alle netz- und marktbezogenen Maßnahmen berücksichtigt werden, die physisch wirksam den Engpass aufheben können.** Dies gilt unabhängig von der Akteurs-Ebene (Akteure bei der Erbringung der Engpassmanagement-Maßnahme). Insbesondere sollten nicht im Vorfeld Instrumente aufgrund der beteiligten Akteure ausgeschlossen werden (bspw. könnte auch ein Wheeling über Speicher einen Engpass aufheben; nicht nur ein Wheeling über ausländische Netze). Vielmehr gilt es hier noch eine offene Diskussion zu führen, ob über die Akteurs-Ebene ggf. volkswirtschaftliche Kostenvorteile im Zusammenhang mit dem Engpassmanagement gehoben werden könnten.

**Die Einsatzreihenfolge der netz- und marktbezogenen Maßnahmen zum Engpassmanagement sollte anhand der mit den Maßnahmen verbundenen Kosten festgelegt werden (Merit-Order-List-Gedanke, MOL).** Dabei ist darauf zu achten, dass - dem Prinzip der Unabhängigkeit von der Akteurs-Ebene folgend - kein intransparenter

und unfairer Kostenvergleich stattfindet. Dies wäre beispielsweise dann der Fall, wenn der Netzbetreiber bei Maßnahmen, die er selbst operativ umsetzen würde, keine Netzentgelte bei der Kostenbetrachtung berücksichtigt und bei marktbezogenen Maßnahmen diese hingegen einrechnet, obwohl er sie selbst wieder vereinnahmt.

**Dem Grundgedanken einer Merit-Order-List folgend, sollte der Rückkauf von Kapazitäten nicht als Ultima-Ratio, sondern vielmehr anhand der Kosten eingeordnet und abgerufen werden. Ebenfalls sollte eine Unterbrechung der Kurzfristvermarktung, welche zu einer Verschärfung des Engpasses potenziell führen kann, als Instrument des Engpassmanagements angesehen und anhand der Kosten (Verzicht auf potenziellen Verkaufserlös der Kapazität) in die MOL eingeordnet werden.**

Dem Grundgedanken des EnWG § 16 (1) und (2) folgend, sind zunächst netz- und marktbezogene Maßnahmen auszuschöpfen, bevor in (Transport-)Verträge [über § 16 (2) EnWG] eingegriffen werden darf. Diesem Gedanken folgend ist eine **Preisobergrenze für den Einsatz von netz- und marktbezogenen Maßnahmen abzulehnen**. Der Vertragsschutz ist ein überwiegendes Interesse und erhält die Funktionsfähigkeit des deutschen Gasmarktes. Eingriffe in den Markt oder in marktwirtschaftliche Verträge [insb. durch eine pauschale Unterbrechung der Kurzfristvermarktung oder Maßnahmen nach § 16 (2) EnWG)] sollten deshalb vermieden werden. **§ 16 (2) EnWG gilt weiterhin als Ultima-Ratio.**

### **3.3. Versorgungssicherheit trotz Überbuchung gewährleisten**

Da die deutschen FNB bislang noch keine Erfahrungen mit einem Überbuchungssystem gesammelt haben, können davon ausgehende Risiken nicht ausreichend gut vorhergesehen werden. Konkret kann von den FNB nicht eingeschätzt werden, ob marktbasierende Maßnahmen im Engpassfall bedarfsgerecht beschafft werden können.

**Da von einer Engpasssituation grundsätzlich eine Gefahr für die Gas-Versorgungssicherheit ausgehen kann, sollte die Beschaffung potenziell erforderlicher Maßnahmen zur Engpassbewirtschaftung, insb. bei der Einführung des Überbuchungssystems durch den Umfang und einen im Voraus gewählten Beschaffungszeitpunkt auf die Reduktion dieser Beschaffungsrisiken ausgerichtet sein.**

Auf Basis praktischer Erfahrungen mit einem Überbuchungssystem können im Voraus beschaffte Maßnahmen abgebaut und durch ggf. bedarfsgerechter beschaffte ad hoc-Maßnahmen im Engpassfall ersetzt werden.

### **3.4. Einordnung der Kosten in der ARegV**

Die BK7 schlägt eine Einordnung der Kosten marktbasierter Instrumente als volatile Kosten vor. Damit gehen diese Kosten in den Effizienzvergleich ein. Die Kosten für einen Netzausbau (als Investitionsmaßnahme) stellen hingegen dauerhaft nicht beeinflussbare

Kosten im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) dar. Möchte ein Netzbetreiber das Risiko eines geringeren Effizienzwerts verringern, würde er in der Folge sehr wahrscheinlich auf den Einsatz von Maßnahmen zum Engpassmanagement verzichten und stattdessen eher auf den Netzausbau setzen. Wenn marktbasierete Engpassmanagement-Maßnahmen den ansonsten erforderlichen Netzausbau allerdings kostengünstiger ersetzen können, dann führt diese Lenkungswirkung der Kosteneinordnung zu einem ineffizienteren Gesamtsystem.

**INES spricht sich deshalb dafür aus, die Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzuerkennen. Grundsätzlich entspricht dies einer Gleichstellung des Netzausbaus mit dem Einsatz marktbasierter Maßnahmen zur alternativen Erbringung der Transportaufgabe.**

### 3.5. Monitoring

Die FNB sollten für eine Engpasssituation im Nachhinein transparent darlegen, in welchem Umfang sie Angebote im potenziellen Lösungsraum (Engpassgebiet) erhalten haben und inwieweit die Maßnahmen ausgeschöpft werden mussten.

Dem Überbuchungs- und Rückkaufsystem sollte eine ausreichend lange Testphase zur Bewährung eingeräumt werden (Monitoring), bevor über eine Überführbarkeit der Instrumente in den § 9 GasNZV entschieden wird.

#### **INES-Ansprechpartner**

Sebastian Bleschke  
Geschäftsführer

Tel. +49 (0)30 36418-086  
Fax +49 (0)30 36418-255

[@erdgasspeicher.de](mailto:info@erdgasspeicher.de)