

INITIATIVE
ENERGIEN SPEICHERN

INES

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18
14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

info@energien-speichern.de

www.energien-speichern.de

Stellungnahme

Zum Eckpunktepapier für eine Festlegungsergänzung
zur Festlegung GBK-24-01-2#1 (WANDA)

Stand: 05. Mai 2025

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
1. Einleitung.....	3
2. Versorgungsaufgabe des Wasserstoff-Kernnetzes.....	3
2.1 Lastfall „Winter“.....	4
2.2 Netznutzungen im Vergleich	6
2.2.1 Kraftwerksversorgung über Importe im Winter	6
2.2.2 Kraftwerksversorgung über Speicher im Winter	7
2.3 Vergleich der Versorgungsszenarien.....	8
3. Schlussfolgerungen	10
4. INES-Empfehlung: „Verbraucher-Entgelte“.....	11
Über uns.....	12
Transparenzhinweis.....	12
Kontakt	12

1. Einleitung

Die Bundesnetzagentur hat mit dem Festlegungsverfahren „WANDA“ (Aktenzeichen GBK-24-01-2#2) die Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen für das Wasserstoff-Kernnetz in Deutschland eingeleitet. Zur Konsultation wird nun das Eckpunktepapier für eine Ergänzungsfestlegung zur Festlegung WANDA gestellt.

Ziel dieses Verfahrens ist es, einen Ordnungsrahmen für die Festsetzung eines einheitlichen Hochlaufentgeltes zu etablieren und an die zukünftige Regulierung des Netzzugangs anzupassen. Dabei sollen insbesondere Multiplikatoren für unterjährige Kapazitätsprodukte sowie Rabatte für unterbrechbare Kapazitätsprodukte und Speicherzugänge geprüft werden. Die geplanten Anpassungen stehen in engem Zusammenhang mit den Ergebnissen des WaKandA-Verfahrens, das die Ausgestaltung der im Kernnetz verfügbaren Kapazitätsprodukte behandelt. Zudem bestehen Wechselwirkungen mit dem parallel laufenden Verfahren zur Festlegung des Hochlaufentgelts, da die dort vorgenommenen Prognosen über die Entwicklung des intertemporalen Kostenallokationskontos die Auswirkungen von Multiplikatoren und Rabatten auf die Erlöse aus Netzentgelten berücksichtigen müssen. Die BNetzA hat um Stellungnahmen bis zum 5. Mai 2025 gebeten.

INES dankt für die Möglichkeit zur Konsultation und nimmt zur vorliegenden Ergänzungsfestlegung zur Festlegung WANDA nachfolgend Stellung. Wir bedanken uns außerdem nochmal für den Workshop der Großen Beschlusskammer am 15. April 2025 und die Möglichkeit eines Impulsvortrages.

2. Versorgungsaufgabe des Wasserstoff-Kernnetzes

Das Wasserstoff-Kernnetz dient in erster Linie der Versorgung von Kraftwerken und Industrie. Um über eine geeignete Netzentgeltsystematik zu entscheiden, bietet es sich an, die zukünftige Netznutzung genauer zu betrachten. Daher hat INES eine detaillierte Analyse der verschiedenen Lastfälle im zukünftigen Wasserstoff-Kernnetz erstellt. Bei den Lastfällen handelt es sich um punktuelle Anforderungen (im Sinne einer „Momentaufnahme“) an das Wasserstoff-Kernnetz, die ausschließlich mit Leistungswerten zu beschreiben sind und extreme von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) als auslegungsrelevant erachtete Transportanforderungen darstellen. Die Lastfälle beschreiben also die Nutzungsfälle des Netzes, die für die Auslegung und damit auch für die Netzkosten als relevant zu erachten sind.

Da die Lastfälle nur unzureichend von den FNB im Antragsentwurf für ein Wasserstoff-Kernnetz dargestellt worden sind, hat INES alle Lastfälle anhand der FNB-Projektdatenbank selbst im Rahmen einer [Detailanalyse](#) rekonstruiert.

2.1 Lastfall „Winter“

Der Lastfall „Winter“ zeigt exemplarisch die Versorgungsaufgabe des Kernnetzes und die dafür angenommenen Aufkommensquellen. Da im Lastfall Winter die größte Transportaufgabe anfällt, ist dieses Szenario besonders geeignet für die Veranschaulichung der Netzauslastung.

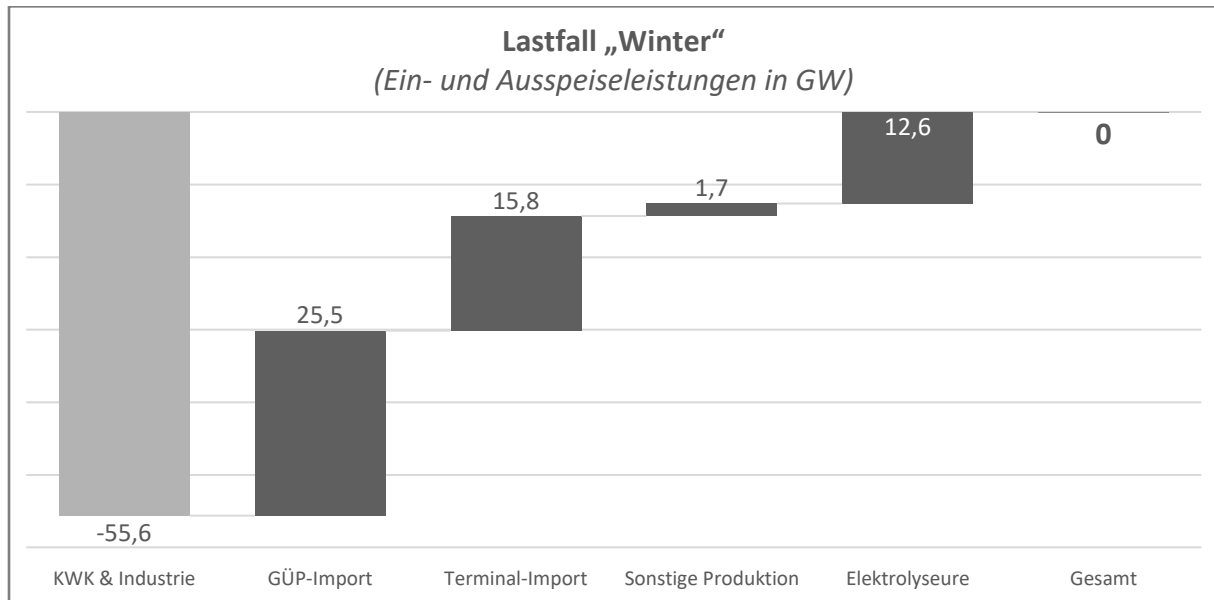


Abbildung 1: Leistungsbilanz Lastfall "Winter"

Im Lastfall „Winter“ sind Ausspeiseleistungen von KWK-Anlagen und industriellen Abnehmern von insgesamt rd. 56 GW_{th} zu decken. Zur Deckung der Verbrauchslast werden gemäß dem Szenario zunächst die Einspeiseleistungen der Region Nord (definitionsgemäß ohne Wasserstoffspeicher) verwendet. Da die Einspeiseleistung in der Region Nord (GÜP, Terminals, sonstige Produktion und Elektrolyseure) mit einer Einspeiseleistung in Höhe von 39 GW_{th} den gesamtdeutschen Bedarf nicht vollständig decken können, hat INES zusätzlich 17 GW_{th} (GÜP, sonstige Produktion und Elektrolyseure) in der am nördlichsten gelegenen Region Ost zum Bilanzausgleich ausgewählt.

Auf Basis einer regionalen Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistungen lässt sich die Flusssituation in diesem Lastfall ableiten (vgl. Abbildung 2: Flusssituation im Lastfall "Winter"). Es entsteht ein umfangreicher Transportbedarf aus den Regionen Nord und Ost in die drei anderen Regionen Mitte-Ost, Süd und West. Mit Abstand am anspruchsvollsten ist der Transport aufgrund eines sehr hohen Importüberschusses (GÜP und Terminals) von der Region Nord zu den großen Verbrauchsschwerpunkten in der Region West.

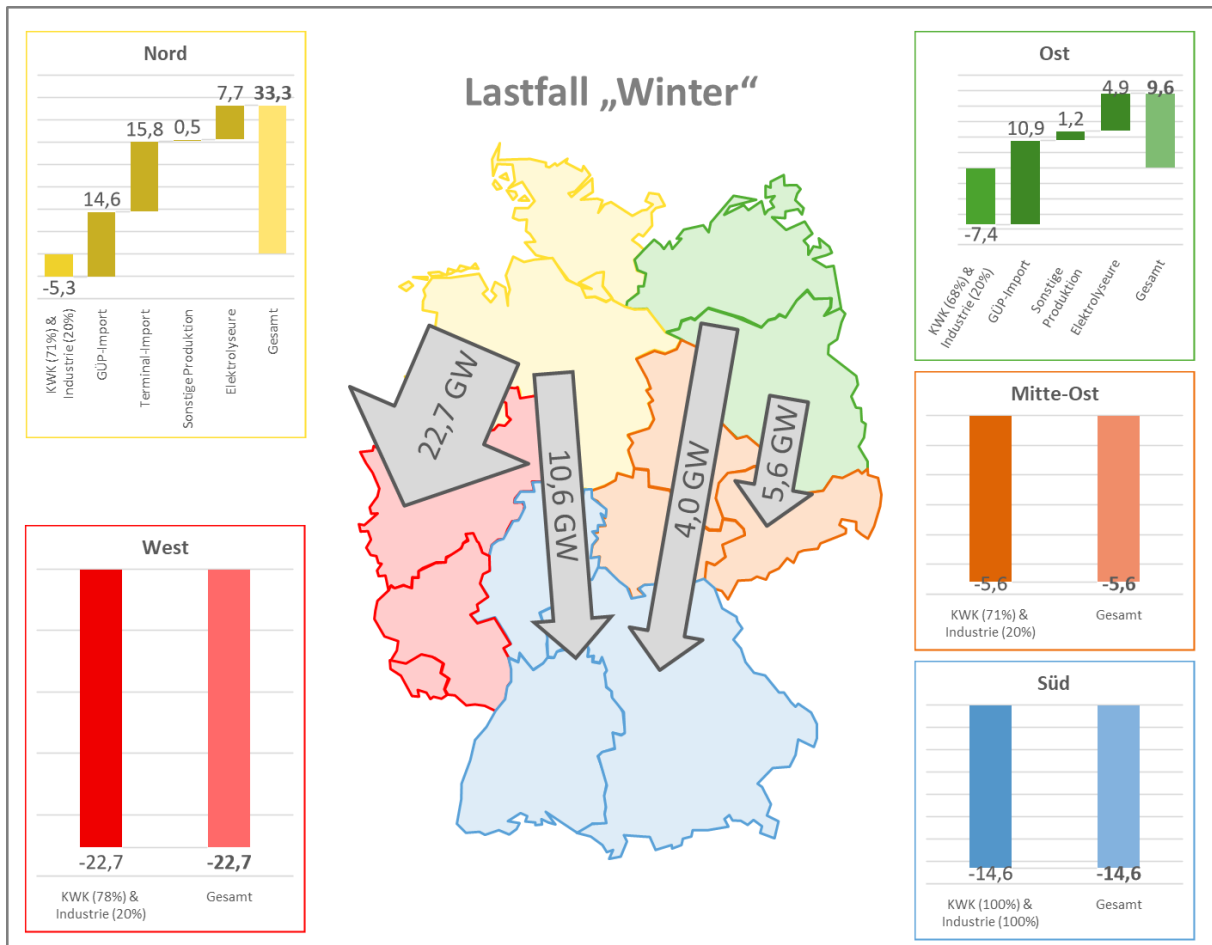


Abbildung 2: Flusssituation im Lastfall "Winter"

Mit Blick auf die Netznutzung lässt sich im Lastfall „Winter“ festhalten, dass industrielle Verbraucher und KWK-Anlagen im Wesentlichen durch Wasserstoffimporte versorgt werden. Darüber hinaus speisen Elektrolyseure Wasserstoff in das System ein und tragen ebenfalls zur Versorgung der beiden Verbrauchsgruppen bei. Die Detailanalyse von INES hat bei der Betrachtung aller relevanten Lastfälle ergeben, dass vor allem die Ausspeisungen zu den KWK-Anlagen und zu industriellen Verbrauchern für die Auslegung des Netzes und damit die Investitionskosten maßgeblich sind. Einspeisungen über Wasserstoffimporte und aus Elektrolyseuren stellen zwar relevante Netznutzungsfälle dar, sind aber für die Netzauslegung im Vergleich zu den KWK-Anlagen und industriellen Verbrauchern nicht vergleichbar maßgeblich.

2.2 Netznutzungen im Vergleich

Bislang war vorgesehen, alle Entry- und Exit-Kapazitäten mit einheitlichen Netzentgelten zu bepreisen. Mit der Ergänzungsfestlegung bezweckt die GBK ein ausdifferenziertes Entgeltmodell festzulegen, das drei wesentliche Themenschwerpunkte berücksichtigt: Multiplikatoren für unterjährige Kapazitätsprodukte, Rabatte für unterbrechbare Kapazitätsprodukte und Rabatte für Buchungspunkte an Wasserstoffspeichern.

Die Beschlusskammer schlägt vor, bei der Einspeicherung von Wasserstoff einen Rabatt auf die Ausspeiseentgelte an Speicherpunkten vorzusehen. Dafür sollen Speicher von Multiplikatoren für unterjährige Kapazitätsprodukte befreit werden. Ausnahmen gelten für Speicher, die mit mehreren Netzen verbunden sind. Hier muss nachgewiesen werden, dass die Nutzung des Speichers nur für das Wasserstoff-Kernnetz erfolgt, nicht für ein anderes Netz. Entgelte werden erhoben, wenn eine Ein- oder Ausspeicherung aus oder in ein anderes Netz erfolgt. Wird die Speicheranlage nicht als rabattierter Punkt zum Verlassen des Kernnetzes genutzt, kann der Rabatt angewendet werden. Speicherbetreiber müssen das den Netzbetreibern gegenüber entsprechend nachweisen. Es sind keine Rabatte für Einspeisekapazitäten an Speicheranlagen vorgesehen.

Um besser zu verstehen, wie sich die unterschiedlichen Arten der Netznutzung im Wasserstoff-Kernnetz auf die Entgelte auswirken, möchten wir im folgenden zwei Szenarien beschreiben: die Kraftwerksversorgung über Importe und die Kraftwerksversorgung über Speicher - beide im Winter.

2.2.1 Kraftwerksversorgung über Importe im Winter

Für die angenommene Versorgungssituation wird ein kontinuierlicher Wasserstoffbezug für ein Kraftwerk in der Region West in Höhe von 463 MW im Zeitraum von Dezember bis Februar unterstellt. Dies entspricht einem Gesamtverbrauch von rund 1 TWh Wasserstoff. Die Versorgung soll über ein Importterminal in der Region Nord erfolgen.

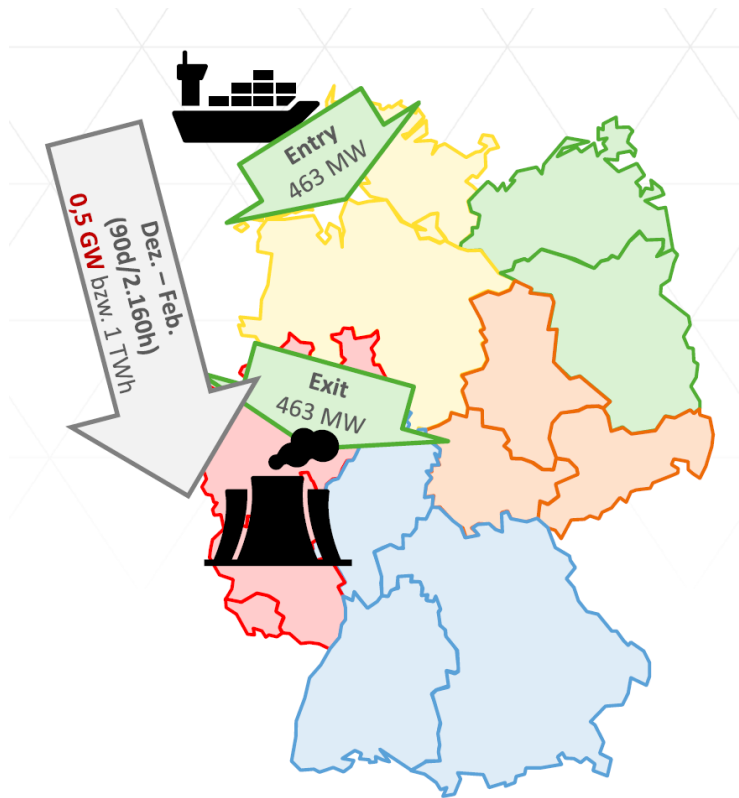


Abbildung 3: Versorgungssituation eines Kraftwerks über Importterminal im Winter

Die entstehenden Netzentgelte setzen sich wie folgt zusammen: Für den Zugang am Terminal (Entry) fallen Entgelte für die Buchung von Monatskapazitäten über drei Monate in Höhe von 3,8 Millionen Euro an. Gleich hohe Kosten entstehen auch für den Ausseispunkt am Kraftwerk (Exit). Daraus ergeben sich Gesamtnetzentgelte von 7,59 Millionen Euro, was einer spezifischen Netzgebühr von 7,59 €/MWh entspricht.

2.2.2 Kraftwerksversorgung über Speicher im Winter

In diesem Versorgungsszenario wird ein kontinuierlicher Wasserstoffbedarf eines Kraftwerks in der Region West in Höhe von 463 MW im Zeitraum Dezember bis Februar zugrunde gelegt - dies entspricht einem Gesamtverbrauch von etwa 1 TWh. Der benötigte Wasserstoff wird im Zeitraum von März bis November über ein Importterminal in der Region Nord mit einer gleichbleibenden Leistung von 152 MW bereitgestellt und zunächst in einen Speicher eingespeist. Die gespeicherte Menge wird dann in den Wintermonaten zur Deckung des Kraftwerksbedarfs ausgespeichert.

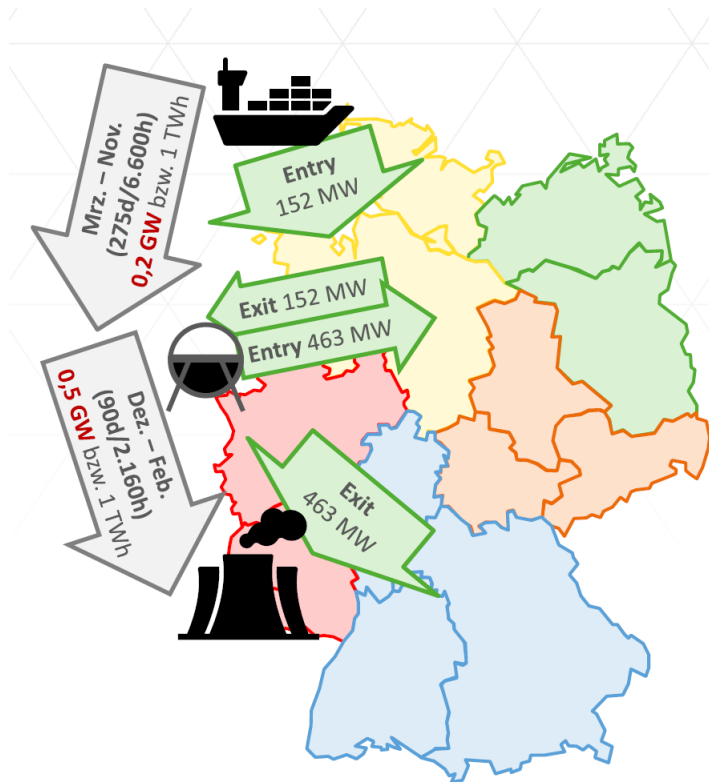


Abbildung 4: Versorgungssituation eines Kraftwerks über Speicher im Winter

Die Netzentgelte für dieses Szenario setzen sich wie folgt zusammen: Für die Jahreskapazität des Terminal-Entries fallen 3,79 Millionen Euro an (zum Vergleich: 3,8 Mio. EUR bei der Nutzung von Monatskapazitäten). Hinzu kommen Speicher-Entry- und Speicher-Exit-Entgelte in Höhe von jeweils 2,85 Millionen Euro pro Monat. Für den Ausspeisepunkt am Kraftwerk entstehen weitere 3,8 Millionen Euro an Netzentgelten für die Nutzung von Monatskapazitäten. Insgesamt ergeben sich daraus Netzkosten von 13,29 Millionen Euro, was einem spezifischen Entgelt von 13,29 €/MWh entspricht.

2.3 Vergleich der Versorgungsszenarien

Gemäß des zuvor dargelegten Beispiels der Kraftwerksversorgung über ein Import-Terminal im Winter beträgt die Gesamtauslastung des Kernnetzes lediglich 25 %. Das bedeutet einen Leerstand von 75 %, da in den Monaten von März bis November keine Wasserstoff-Transporte stattfinden. Verglichen mit dem Szenario der Kraftwerksversorgung über Speicher beträgt der Leerstand im Netz hingegen weniger als 75 %, da das Netz auch im Sommer entsprechend

genutzt wird, um die Speicher zu versorgen.

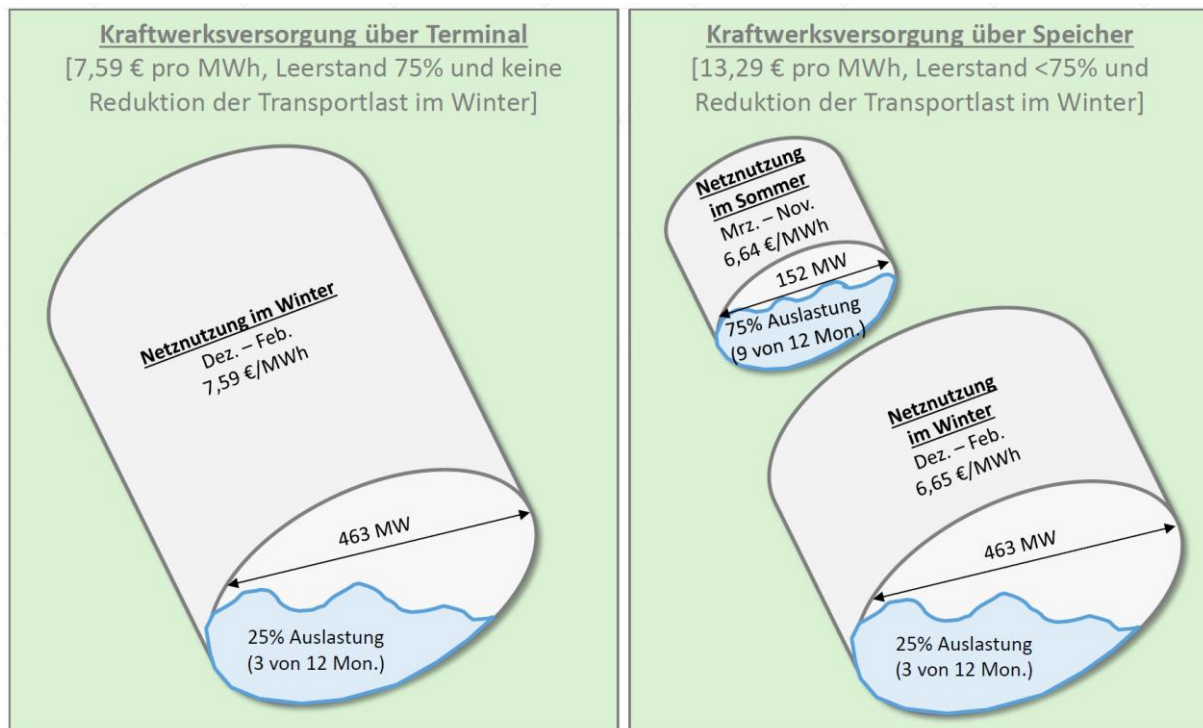


Abbildung 5: Gegenüberstellung der Versorgungssituationen "Importterminal" und "Speicher"

Bei der direkten Gegenüberstellung der beiden Versorgungsszenarien und der zuvor anhand der Beispiele von INES durchgeführten Kostenkalkulationen stellt sich heraus, dass die Netzkosten bei der Kraftwerksversorgung im Winter über Speicher 75 Prozent teurer sind. Die erhöhte Entgeltzahlung ist nicht durch eine erhöhte Netzinanspruchnahme zu rechtfertigen. Vielmehr bietet die „Speicher-Route“ die Möglichkeit, dass vorgelagerte Netz und das Importterminal auf eine niedrigere Leistung (152 MW) auszulegen und spart somit effektiv Kosten bei der Versorgung des Kraftwerks ein. Bei einer niedrigeren Auslastung der vorgelagerten Infrastrukturen führt die Speichernutzung zudem zu einer höheren Auslastung der bestehenden Infrastrukturen.

3. Schlussfolgerungen

Im Vergleich mit dem besonders auslegungsrelevanten Lastfall „Winter“ zeigt sich, dass Wasserstoffspeicher für die Auslegung des Wasserstoff-Kernnetzes und damit für die entstehenden Netzkosten keinen Kostentreiber darstellen. Ganz im Gegenteil: Wasserstoffspeicher können - bei entsprechender Berücksichtigung in den Planungen des Wasserstoff-Kernnetzes - sogar einen wesentlichen Beitrag zur Absenkung der Netzkosten leisten. Sie tragen erheblich zur notwendigen Flexibilität im zukünftigen Wasserstoff-Kernnetz bei und stellen sicher, dass Verbraucher verlässlich versorgt werden können.

Der Import, die Produktion und die Speicherung von Wasserstoff dienen darüber hinaus grundsätzlich der Versorgung von Verbrauchern, also Kraftwerken und Industrie. Eine im Grundsatz gleichmäßige Verteilung der Netzkosten reflektiert die auslegungsrelevante Netznutzung unzureichend und führt dadurch zwangsläufig zu einer Quersubventionierung der Verbraucher (Kraftwerke und Industrie), die getragen wird durch Netzentgeltzahlungen an Importpunkten, Produktionsanlagen und Speichern. Da die Verbraucher die Kosten dieser drei vorgelagerten Wertschöpfungsstufen neben den Netzkosten ebenfalls zu tragen haben, führt die Wälzung der Netzkosten auf alle Entry- und Exit-Kapazitäten im Ergebnis dazu, dass die wahren Netzkosten gegenüber den Verbrauchern nicht transparent dargestellt werden. Die auf Importe, Produktion und Speicherung von Wasserstoff erhobenen Netzentgelte erhöhen die Kosten dieser Wertschöpfungsstufen und verschwinden so im „Endkundenpreis“. Dies soll an einem Beispiel erläutert werden: Ist ein Industriekunde an das Wasserstoffnetz angeschlossen und plant Wasserstoff von einem Elektrolyseur zu beziehen, dann müsste der Elektrolyseurbetreiber in der bisherigen Netzentgeltsystematik ein Entry-Entgelt bezahlen. Der Betreiber des Elektrolyseurs wird dieses Netzentgelt auf die Produktionskosten des Wasserstoffs aufschlagen und beides zusammen dem Industriekunden in Rechnung stellen. Damit bezahlt am Ende der Wertschöpfungskette der Industriekunde letztlich doch das Netzentgelt. Muss der Elektrolyseurbetreiber hingegen kein Entry-Entgelt entrichten, dann stellt er dem Industriekunden nur die Produktionskosten für Wasserstoff in Rechnung. Dafür wäre das Netzentgelt, welches der Industriekunde nun zu entrichten hat, höher. Für den Industriekunden macht es keinen Unterschied, weil er das Netzentgelt zuvor auch indirekt über den Wasserstoffbezug zu entrichten hatte. Er ist nur im Fall der Wälzung über die Elektrolyse nicht mehr in der Lage, das Netzentgelt in der tatsächlichen Höhe zu erkennen. Eine ausreichende Transparenz ist durch diese versteckte Wälzung nicht mehr gegeben.

INES begrüßt grundsätzlich den Vorschlag der GKB, Rabatte an Speichern einzuführen. Allerdings ist die Höhe der Rabatte nicht ausreichend. Wie die Beispiele der Versorgungssituationen im Lastfall „Winter“ zeigen (wie in Kapitel 2.2.1 und 2.2.2 dargestellt), sind trotz der vorgesehenen Rabatte die Netzkosten bei der Nutzung von

Speichern am Ende mehr als doppelt so hoch. Bei der Festlegung der Entgeltsystematik und der Rabattierung muss die Verursachergerechtigkeit im Vordergrund stehen.

Bei der Definition der Netzentgelte für Exit-Kapazitäten an Kraftwerken sollte grundsätzlich die (in erheblichem Umfang) auslegungsrelevante Netznutzung leitend sein. Kraftwerke benötigen hohe Leistungen. Dabei sollte beachtet werden, dass diese Leistung nicht über das ganze Jahr hinweg von den Kraftwerken benötigt wird.

4. INES-Empfehlung: „Verbraucher-Entgelte“

INES empfiehlt eine verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik. An den Entry-Punkten (Produktion, GÜP, Terminals und Speicher) sollten keine Netzentgelte erhoben werden, bzw. vollständig rabattiert werden. Dies führt zu einer erhöhten Liquidität am nationalen Wasserstoffmarkt und verhindert, dass Netzentgelte den Wettbewerb auf dem Handelsmarkt zwischen diesen Wertschöpfungsstufen verzerren. Darüber hinaus führt eine Ausnahme von Produktion, GÜP, Terminals und Speichern nicht zu einer Kostensteigerung für die Verbraucher. Die Netzkosten sollten daher vorrangig auf die Verbraucher-Exits - insbesondere Kraftwerke und industrielle Großverbraucher - gewälzt werden. Ergänzend sollte auch eine Beteiligung der Exporte über GÜP-Exits in Erwägung gezogen werden, sofern diese der Versorgung von Verbrauchern im Ausland dienen.

Diese Struktur würde dazu beitragen, Wettbewerbsverzerrungen auf dem Handelsmarkt zu vermeiden, insbesondere im Hinblick auf den Einsatz verschiedener Flexibilitätsquellen. Gleichzeitig könnten Investitionen in der vorgelagerten Wertschöpfungskette - etwa in Importpipelines, Terminals, Elektrolyseanlagen oder Speicher - durch eine höhere Planungssicherheit gefördert werden.

Darüber hinaus wird empfohlen, die netzersetzende Wirkung von gezielten Ein- und Ausspeisungen durch die Entwicklung einer effektiven und effizienten Produktlandschaft zu unterstützen. Marktbasierende Instrumente (Market-Based Instruments, MBI) bieten hierfür einen geeigneten Ansatzpunkt und sollten als Bestandteil der Systemdienstleistungen weiterentwickelt werden.

INITIATIVE
ENERGIEN SPEICHERN

INES

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

info@energien-speichern.de

www.energien-speichern.de