

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

Detailanalyse

zum Entwurf des gemeinsamen Antrags für das
Wasserstoff-Kernnetz vom 15. November 2023

Stand: 8. Januar 2024

Inhaltsverzeichnis

1	Management Summary.....	4
2	Einleitung.....	8
3	Grundsätzliches Verständnis zum Ziel der Netzentwicklung	8
4	Nachfrageanalyse: Prognose des Wasserstoffbedarfs	9
5	Angebotsanalyse: Identifikation potenzieller Wasserstoffquellen	11
6	Infrastruktur: Ableitung erforderlicher Wasserstoffkapazitäten	13
6.1	Kapazitätsbedarfe vor dem Hintergrund der Nachfrage-/Angebotsanalysen.....	14
6.2	Analyse Dunkelflautenlastfall	17
6.3	Analyse Winterlastfall	19
6.4	Analyse Herbstlastfälle.....	21
6.4.1	Herbstlastfall Nord	21
6.4.2	Herbstlastfall Ost.....	24
6.4.3	Herbstlastfall Süd.....	26
6.4.4	Herbstlastfall West	28
6.5	Ergebnis der Lastfallanalysen	29
7	Finanzierung: Risikobeteiligung und erdgasverstärkende Maßnahmen	30
8	Fazit: Konkrete Maßnahmen sollten Risiken einer Netzfehlplanung verringern.....	32
9	Über uns	33
10	Transparenzhinweis.....	33
11	Kontakt	33

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aurora-Szenarien	10
Abbildung 2: Leistungsbilanz Lastfall „Dunkelflaute“	17
Abbildung 3: Flusssituation im Lastfall „Dunkelflaute“	18
Abbildung 4: Leistungsbilanz Lastfall „Winter“	19
Abbildung 5: Flusssituation im Lastfall „Winter“	20
Abbildung 6: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Nord“	22
Abbildung 7: Flusssituation im Lastfall „Herbst Nord“	23
Abbildung 8: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Ost“	24
Abbildung 9: Flusssituation Lastfall „Herbst Ost“	25
Abbildung 10: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Süd“	26
Abbildung 11: Flusssituation Lastfall „Herbst Süd“	27
Abbildung 12: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst West“	28
Abbildung 13: Flusssituation Lastfall „Herbst West“	29

1 Management Summary

Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur soll mit der Planung und Errichtung eines Wasserstoff-Kernnetzes erfolgen. Die gesetzliche Grundlage hierfür wird aller Voraussicht nach § 28r EnWG-E darstellen. Der Gesetzesentwurf sieht vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) nach Inkrafttreten des Gesetzes der Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Antrag mit Maßnahmen zur Errichtung des Wasserstoff-Kernnetzes vorlegen. Das Gesetzgebungsverfahren ist bislang aber noch nicht abgeschlossen worden.

Um eine zeitnahe Genehmigung nach Vorlage des formellen Antrages zu begünstigen, haben die FNB das Wasserstoff-Kernnetz bereits modelliert und der BNetzA am 15. November 2023 einen Antragsentwurf vorgelegt, damit bereits vorab ein Konsultationsverfahren der BNetzA stattfinden kann. Dieses vorgelagerte Konsultationsverfahren soll laut BNetzA den Genehmigungsprozess für das Wasserstoff-Kernnetz vorbereiten und eine zeitnahe Genehmigung nach Vorlage des formellen Antrages begünstigen. Das erforderliche formelle Verfahren einschließlich Konsultation nach Inkrafttreten der gesetzlichen Grundlage wird dadurch aber nicht ersetzt.

Insgesamt sieht der Antragsentwurf der FNB eine Leitungslänge von 9.721 km vor, die überwiegend auf Umstellungen bestehender Erdgasleitungen basieren. Die zu erwartenden Investitionskosten belaufen sich auf 19,8 Milliarden Euro.

INES hat im Rahmen des Konsultationsverfahrens die vorliegende Detailanalyse zum Antragsentwurf des Wasserstoff-Kernnetzes erstellt. Dafür wurde zunächst die erwartbare Nachfrage- und Angebotsstruktur analysiert und daraus Infrastrukturanforderungen abgeleitet. Vor dem Hintergrund der Infrastrukturanforderungen wurden die Lastfälle überprüft und bewertet, die im Rahmen des Antragsentwurfs von den FNB vorgelegt worden sind. Mit Blick auf potenzielle Risiken bei der Netzplanung wird die Finanzierung betrachtet.

Die INES-Detailanalyse kommt zu folgenden zentralen Ergebnissen:

Analyse der Wasserstoffnachfrage:

Die im Antragsentwurf angenommenen Ausspeisemengen für 2032 überschätzen den tatsächlichen Wasserstoffbedarf aller Voraussicht nach deutlich. Aus der Spanne der Wasserstoffnachfrage und deren Entwicklung bis 2050 in den verschiedenen Szenarien ist somit eine erhebliche Unsicherheit für die Wasserstoffnetzplanung in Deutschland abzuleiten. Auch die Zusammensetzung der Abnehmer unterscheidet sich zwischen den Szenarien und hat einen großen Einfluss auf die Netzplanung.

Im Rahmen der INES-Detailanalyse wird dennoch die Auslegung des Wasserstoffnetzes auf Basis der beschriebenen umfangreichen Verbrauchsleistungen und -mengen bewertet, auch

wenn eine solche Nachfrage aller Voraussicht nach erst deutlich nach dem Jahr 2032 zu erwarten ist. Aus einer differenzierten Betrachtung der Ausspeiseleistungen/-mengen anhand der FNB-Projekt Datenbank ergibt sich eine maximale Nachfrage im Auslegungsjahr von rd. 80 GW_{th} bzw. 269 TWh_{th}.

Analyse des Wasserstoffangebots

Projekte zur Wasserstoffproduktion außerhalb Deutschlands wurden von den FNB nicht betrachtet. Eine ausreichende Angebotsanalyse, die einer fundierten Planung der Wasserstoff-Importinfrastrukturen zugrunde zu legen ist, fehlt in der Wasserstoffnetzplanung der FNB augenscheinlich.

Im Antragsentwurf werden für die inländische Wasserstoffproduktion über Elektrolyseure bereits Einspeisungen für das Jahr 2032 angenommen werden, die erst für deutlich spätere Jahre (gemäß Aurora-Central-Szenario erst im Jahr 2050) zu erwarten sind. Die angenommenen Einspeisungen in Höhe von 88 TWh_{th} könnten die realen Einspeiseleistungen und -mengen aus Elektrolyseuren im Jahr 2032 demnach deutlich überschätzen. Vor dem Hintergrund, dass das Kernnetz aber bereits auf Bedarfe ausgelegt wird, die erst in späteren Jahren zu erwarten sind, steht die Annahme zu den Elektrolyseuren zumindest im Einklang mit der sonstigen Netzplanung.

Die über die inländische Wasserstoffproduktion hinausgehend erforderliche Wasserstoffmenge im Umfang von 178 TWh_{th} muss vollständig importiert werden. Leistungsbedarfe können allerdings in erheblichem Umfang durch Wasserstoffspeicher als Flexibilität bereitgestellt werden. Eine optimale Verteilung der Leistungsbedarfe zwischen Importpunkten und Wasserstoffspeichern hat INES deshalb im Rahmen einer Kapazitätsanalyse eingehend betrachtet.

Für die Mengenimporte wird eine Verteilung gemäß Aurora-Central-Szenario von 67 Prozent (Schiffstransport) und 33 Prozent (Pipeline-Transport) angenommen. Das bedeutet, dass 119 TWh_{th} über Terminals und 59 TWh_{th} über Pipelines importiert werden müssten, um in Summe auf ein Wasserstoffangebot im Umfang der Nachfrage von 269 TWh_{th} zu kommen.

Analyse der Kapazitätsbedarfe vor dem Hintergrund von Angebot und Nachfrage

Um 119 TWh_{th} über Terminals nach Deutschland importieren zu können, müsste ganzjährig eine durchschnittliche Einspeiseleistung im Umfang von 13,6 GW_{th} realisiert werden. Die im Antragsentwurf angenommenen 15,8 GWh/h_{th} Terminalkapazitäten würden den Annahmen folgend im Jahresdurchschnitt zu rd. 86 Prozent ausgelastet sein. Mit Blick auf die längerfristige Bedarfsperspektive (deutlich nach 2032) sind die angenommenen Terminalkapazitäten insofern nachvollziehbar.

Um 59 TWh_{th} über Grenzübergangspunkte (GÜP) nach Deutschland importieren zu können,

müsste ganzjährig eine durchschnittliche Einspeiseleistung im Umfang von knapp 7 GW_{th} realisiert werden. Die im Antragsentwurf angenommenen Importkapazitäten an GÜP im Umfang von 58,4 GWh/h_{th} würden den Annahmen folgend im Jahresdurchschnitt zu knapp 12 Prozent ausgelastet sein. Vor diesem Hintergrund ist festzustellen, dass die Grenzübergangspunkte um ein Vielfaches überdimensioniert sind, obwohl sogar ein Auslegungsfall zugrunde liegt, der eher ein Zielsystem im Jahr 2045 bzw. 2050 beschreibt, als für 2032 anwendbar zu sein.

Zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffverbrauchsmengen im Umfang von 269 TWh_{th} muss ganzjährig eine durchschnittliche Einspeiseleistung im Umfang von knapp 30,7 GW_{th} (inländische Produktion, Terminals und GÜP) realisiert werden. Die Differenz dieser „Must-Run-Leistung“ (durchschnittlichen Leistung) bis hin zum maximalen Leistungsbedarf (Spitzenlast) der Wasserstoffverbraucher im Auslegungsjahr, beschreibt die erforderliche Flexibilität. Der maximale Leistungsbedarf liegt bei 80 GW_{th}, wodurch sich ein Flexibilitätsbedarf im Umfang von 49 GW_{th} ergibt.

Die im Antragsentwurf angenommenen Wasserstoffspeicherkapazitäten im Umfang von rd. 8 GW_{th} (Auspeicherleistung) können diesen Flexibilitätsbedarf nur zu knapp 17 Prozent decken. Eine Analyse der FNB-Projekt Datenbank zeigt, dass ausschließlich solche Projekte der Kernnetzplanung zugrunde gelegt werden, die bereits für den Zeitraum bis 2032 vorgesehen sind. Da die Kernnetzplanung in allen anderen Aspekten weit über den Zeitraum 2032 hinausgeht, erscheint es inkonsistent, nur solche Speicherkapazitäten anzunehmen, die für das Jahr 2032 erwartet werden. Wird bei der Kernnetzplanung von vornherein davon ausgegangen, dass die Speicherung im Ausland erfolgt, dann verleiht Deutschland im besten Fall die Chance, einen zentralen Aspekt der Wasserstoffwertschöpfungskette im Land aufzubauen. Im schlechtesten Fall, kann die Speicherung (Flexibilität) im Ausland nicht ausreichend bereitgestellt und nach Deutschland importiert werden. In diesem Fall müsste die Wasserstoffversorgung im Auslegungsjahr sogar als gefährdet bewertet werden.

Analyse der Lastfälle zur Netzauslegung

Eine Analyse der verschiedenen Lastfälle zeigt deutlich, dass die Importkapazitäten (GÜP und Terminals), die dem Wasserstoff-Kernnetz bisher zugrunde gelegt werden, bei tatsächlicher Beschäftigung erhebliche Transportanforderungen verursachen.

Im Rahmen der Lastfälle „Dunkelflaute“ und „Winter“ wird für die Region Nord eine sehr hohe Auslastung der Importkapazitäten zur Flexibilitätsbereitstellung angenommen. Um die auftretende Überspeisung der Region Nord abzubauen, werden die Einspeiseleistungen, insb. zu den Verbrauchsschwerpunkten der Region West transportiert. Dies erfordert im „Winterlastfall“ eine Transportkapazität zwischen der Region Nord und West im Umfang von knapp 23 GW_{th}. Diese Transportanforderung kann in erheblichem Umfang reduziert werden,

wenn Importkapazitäten in der Region Nord durch Speicherkapazitäten in der Region West (z.B. in NRW im Kavernenfeld Epe) substituiert werden. In vergleichbarer Weise könnten die Transportanforderungen zwischen der Region Nord und Ost reduziert werden, indem Importkapazitäten in der Region Nord durch Speicherkapazitäten in der Region Ost (z.B. in Sachsen-Anhalt) substituiert werden.

Die Herbstlastfälle offenbaren, dass die sehr großen, der Netzplanung zugrunde gelegten Importkapazitäten, bei regionaler Vollaustattung umfangreiche Flexibilitäten auf der Abnahmeseite erfordern. Vor allem die beiden Herbstlastfälle Nord und West zeigen, dass eine signifikante Erhöhung der Verbrauchslasten um bis zu 21 GW_{th} erforderlich ist, wenn Speicherkapazitäten nur unzureichend für die Aufnahme von Einspeiseleistungen aus Importkapazitäten angenommen werden. Sofern also nicht die Importkapazitäten reduziert werden, um eine einseitige und sehr hohe Überspeisung, insb. in der Region Nord zu verhindern, sollten umfangreiche Speicherkapazitäten in den beiden Regionen alleine deshalb vorgesehen werden.

Vor dem Hintergrund der durchgeführten Analysen empfiehlt INES, folgende Maßnahmen zu ergreifen, um Risiken bei der Wasserstoffnetzplanung zu reduzieren:

- Die angenommene Nachfrageperspektive sollte zeitlich neu eingeordnet werden. Es handelt sich bei der angenommenen Nachfrage vielmehr um eine längerfristige Bedarfsperspektive, die erst weit nach 2032 zu erwarten ist.
- Ausgehend von der längerfristigen Bedarfsperspektive sollte eine fundierte Analyse der Wasserstoffquellen außerhalb Deutschlands durchgeführt werden, um sachgerecht über die Allokation von Importkapazitäten (GÜP und Terminals) zu entscheiden.
- Speicherkapazitäten sollten Importkapazitäten, die bislang zur Flexibilitätsbereitstellung eingeplant werden, substituieren, um die Transportanforderungen im Wasserstoffnetz zu optimieren. Dazu ist es erforderlich die angenommenen Speicherkapazitäten an der längerfristigen Bedarfsperspektive auszurichten. Die Annahme zu den Wasserstoffspeicherkapazitäten passt nicht zur abgebildeten Bedarfsperspektive.
- Ein Finanzierungskonzept sollte grundsätzlich verhindern, dass die FNB ökonomische Risiken einer Fehlplanung auf andere Akteure (Staat, Erdgasmarkt) verlagern können. Es sollte deshalb eine Quersubventionierung vermieden und eine angemessene Risikobeteiligung durch Selbstbehalt an den Fehlbeträgen des Amortisationskontos sichergestellt werden.

2 Einleitung

Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur soll mit der Planung und Errichtung eines Wasserstoff-Kernnetzes erfolgen. Die gesetzliche Grundlage hierfür wird aller Voraussicht nach § 28r EnWG-E darstellen. Das Gesetzgebungsverfahren ist bislang aber noch nicht abgeschlossen worden. Der Gesetzesentwurf sieht vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) nach Inkrafttreten des Gesetzes der Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Antrag mit Maßnahmen zur Errichtung des Wasserstoff-Kernnetzes vorlegen.

Am 12. Juli 2023 haben die FNB einen Planungsstand veröffentlicht und Betreibern von Leitungsinfrastrukturen die Gelegenheit zur Stellungnahme eingeräumt. Das BMWK gab zudem Ländern, Verbänden und weiteren Stakeholdern die Möglichkeit, Stellung zu beziehen. INES hat am 28. Juli 2023 eine [Stellungnahme](#) zum Planungsstand abgegeben.

Die FNB haben anschließend das Wasserstoff-Kernnetz modelliert und der BNetzA am 15. November 2023 einen entsprechenden Antragsentwurf vorgelegt, damit der Antragsentwurf vorab von der BNetzA konsultiert werden kann. Das erforderliche formelle Verfahren einschließlich Konsultation nach Inkrafttreten der gesetzlichen Grundlage wird dadurch nicht ersetzt.

Bereits vor dem Start des formellen Verfahrens gibt die BNetzA damit die Möglichkeit, den Antragsentwurf der Fernleitungsnetzbetreiber zu kommentieren. Dieses vorgelagerte Konsultationsverfahren soll laut BNetzA den Genehmigungsprozess für das Wasserstoff-Kernnetz vorbereiten und eine zeitnahe Genehmigung nach Vorlage des formellen Antrages begünstigen.

Insgesamt sieht der Antragsentwurf der FNB eine Leitungslänge von 9.721 km vor, die überwiegend auf Umstellungen bestehender Erdgasleitungen basieren. Die zu erwartenden Investitionskosten belaufen sich auf 19,8 Milliarden Euro.

INES dankt der Bundesnetzagentur für die vorgezogene Konsultation zum Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz (Antragsentwurf) und die damit verbundene verlängerte Befassungszeit! INES hat die Konsultation der BNetzA zum Anlass genommen und den Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz einer Detailanalyse unterzogen.

3 Grundsätzliches Verständnis zum Ziel der Netzentwicklung

Die Entwicklung der Wasserstoffnetze sollte grundsätzlich dem Ziel dienen, erwartbare Wasserstoffverbraucher mit erwartbaren und notwendigen Wasserstoff-Aufkommensquellen zu verbinden, sodass eine effektive und effiziente Wertschöpfungskette zur

Wasserstoffversorgung entstehen kann. Es bedarf daher einer fundierten Analyse zukünftiger Nachfrage- und Angebotsstrukturen, aus denen Infrastrukturanforderungen abzuleiten und in den Netzausbau zu übersetzen sind. Die Analysen sollten zeitlich strukturiert vorgenommen werden, um ein klares Bild über notwendige Entwicklungsschritte eines Netzes zu zeichnen. Da szenariobasierte Analysen grundsätzlich mit Unsicherheiten verbunden sind, sollten darüber hinaus Planungsrisiken betrachtet werden. Dazu gehört nicht nur die Planung von Sicherheiten, die durch ungewöhnlich hohe Auslastung erforderlich sein könnten, sondern auch die Identifikation von Risiken der Nichtnutzung oder Unterauslastung von Netzen oder Netzteilen durch veränderte Entwicklungen.

INES wird im Rahmen der nachfolgenden Detailanalyse deshalb zunächst die erwartbare Nachfrage- und Angebotsstruktur (Abschnitte 4 und 5) analysieren und daraus Infrastrukturanforderungen (Abschnitt 6.1) ableiten. Vor dem Hintergrund der Infrastrukturanforderungen lassen sich die Lastfälle (Abschnitt 6.2 bis 6.5) überprüfen und bewerten, die im Rahmen des Antragsentwurfs von den FNB vorgelegt worden sind. Mit Blick auf potenzielle Risiken wird die Finanzierung (Abschnitt 7) betrachtet, bevor ein Fazit (Abschnitt 8) gezogen wird.

4 Nachfrageanalyse: Prognose des Wasserstoffbedarfs

Für die Planung des Wasserstoff-Kernnetzes betrachten die FNB im Rahmen eines Kernnetz-Szenarios ein einzelnes Stützjahr, das Jahr 2032. Bis zum Jahr 2032 wird von den FNB ein Wachstum der Wasserstoffnachfrage in Deutschland von heute 56 TWh_{th} auf maximal 279 TWh_{th} angenommen. Rund 56 Prozent (157 TWh_{th}) der maximalen Nachfrage im Jahr 2032 entfällt auf die Stromerzeugung. Mögliche Ausspeiseleistungen werden für das Jahr 2032 im Umfang von maximal 87 GW_{th} ausgewiesen. Der Großteil der maximal möglichen Ausspeiseleistungen entfällt auf KWK-Anlagen, die mit 62 GW_{th} von den FNB ausgewiesen werden (vgl. S. 15, Antrags-Entwurf). Ihr Anteil an den maximal möglichen Ausspeiseleistungen entspricht demnach über 71 Prozent.

Aus der Mengen- und Leistungsbilanz der erwarteten maximalen Ausspeisungen lassen sich Vollbenutzungsstunden (VBh) der Ausspeisekapazitäten in Höhe von rund 3.200 Stunden ableiten. Das bedeutet, dass die Nachfrage durch starke Schwankungen geprägt ist, die vor allem auf den flexiblen Einsatz der KWK-Anlagen zurückzuführen sind. Es werden für die KWK-Anlagen Vollbenutzungsstunden in Höhe von 2.500 Stunden angenommen.

INES hat die Aurora Energy Research GmbH damit beauftragt, eine Kurzanalyse des Antragsentwurfes vorzunehmen, um die Eckpunkte des vorgeschlagenen Wasserstoffnetzes zu durchleuchten. Eine Überprüfung der Mengen- und Leistungsbilanz erfolgte dabei im Rahmen einer Nachfrageanalyse.

Gemäß dem Aurora-Central-Szenario¹ (siehe Abbildung 1: Aurora-Szenarien) verbraucht Deutschland im Jahr 2030 Wasserstoff im Umfang von 73 TWh_{th}. Somit liegt die - für eine Überprüfung des Kernnetz-Szenarios relevante - mittelfristige Schätzung von Aurora weit unter dem Niveau des angenommenen Nachfragevolumens für die Wasserstoffnetzplanung. Der weit überwiegende Teil entfällt im Central-Szenario auf industrielle Verbraucher. Das Central-Szenario weist somit nicht nur niedrigere Wasserstoffbedarfe aus, sondern unterscheidet sich auch in der Zusammensetzung der beschriebenen Abnehmer.

Bis 2050 steigt der von Aurora im Central-Szenario erwartete Bedarf auf rund 303 TWh_{th}. Erst die längerfristige Prognose deckt sich also mit der mittelfristigen Annahme der FNB zur Wasserstoffnetzplanung. Die Zusammensetzung der Abnehmer zwischen dem Aurora-Central-Szenario und den Annahmen der FNB zur Wasserstoffnetzplanung unterscheidet sich aber weiterhin. Die FNB machen über das Stützjahr 2032 hinaus, bspw. für 2045 oder 2050, im Rahmen des Antragsentwurfs keine Angaben.

Im Unterschied zum Aurora-Central-Szenario, beschreibt das Aurora-Net-Zero-Szenario² einen deutlich höheren Wasserstoffbedarf, weil es die relevanten Regierungsziele, insbesondere das Erreichen der Treibhausgasneutralität bis 2045 berücksichtigt. Doch auch

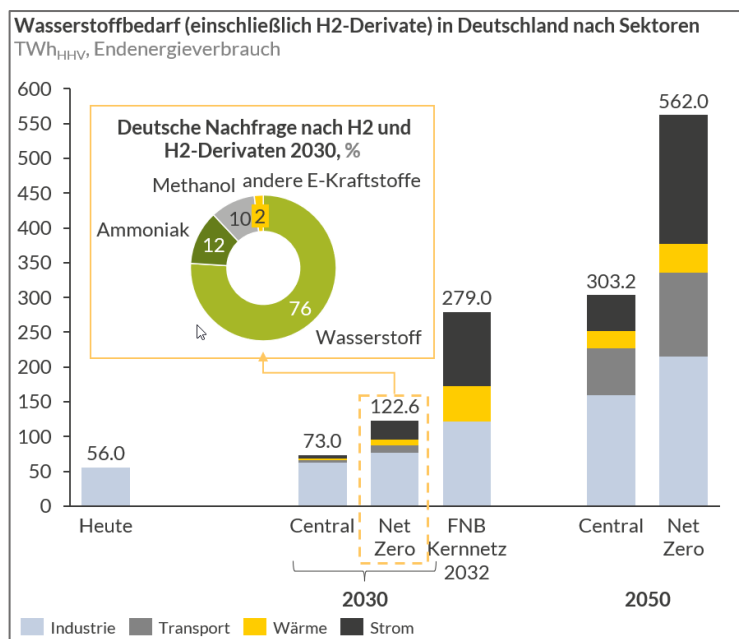


Abbildung 1: Aurora-Szenarien

aus als die von den FNB vorgeschlagenen Szenario-Annahmen. Die NWS geht von einer Nachfrage zwischen 95 und 130 TWh_{th} im Jahr 2030 aus.

Vor diesem Hintergrund lässt sich zunächst festhalten, dass die im Antragsentwurf

in diesem Szenario liegt die Nachfrageerwartung für das Jahr 2030 nur bei 123 TWh_{th}, d.h. bei der Hälfte des für 2032 von den FNB angenommenen Bedarfs zur Wasserstoffnetzplanung.

Die Nachfrageschätzungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) für 2030 fallen - vergleichbar mit den Aurora-Szenarien - ebenfalls niedriger

¹ Das Central-Szenario beruht auf einer wirtschaftlichen Analyse und exogenen Annahmen bezüglich der Wasserstoffmarktentwicklung in Deutschland

² Im Net-Zero-Szenario werden die energiepolitischen Regierungsziele eingehalten

angenommenen Ausspeisemengen für 2032 den tatsächlichen Wasserstoffbedarf aller Voraussicht nach deutlich überschätzen. Aus der Spanne der Wasserstoffnachfrage und deren Entwicklung bis 2050 in den verschiedenen Szenarien ist somit eine erhebliche Unsicherheit für die Wasserstoffnetzplanung in Deutschland abzuleiten. Auch die Zusammensetzung der Abnehmer unterscheidet sich zwischen den Szenarien und hat einen großen Einfluss auf die Netzplanung.

Aus der Zusammensetzung der Abnehmer ist insbesondere das unterjährige Nachfrageprofil abzuleiten, welches letztlich die benötigte Angebotsstruktur in Arbeit und Leistung vorgibt. Um eine effiziente Entwicklung der Wasserstoffnetze zu erreichen, müssen auf Basis des unterjährigen Nachfrageprofils die inländische Wasserstoffproduktion, Importkapazitäten und Speicher im Planungsprozess in ihrem Zusammenspiel betrachtet und ein optimaler Einsatz angenommen werden.

Letzten Veröffentlichungen folgend, wird trotz der beschriebenen Unsicherheiten eine deutliche Überbauung der tatsächlichen Netzbedarfe angestrebt, um die notwendigen Netzinfrastrukturen bereits für spätere Wasserstoffbedarfe frühzeitig vorzubereiten. Im weiteren Verlauf konzentriert sich INES deshalb darauf, die Auslegung des Wasserstoffnetzes auf Basis der von den FNB beschriebenen umfangreichen Verbrauchsleistungen und -mengen zu bewerten, auch wenn eine solche Nachfrage aller Voraussicht nach erst deutlich nach dem Jahr 2032 zu erwarten ist.

5 Angebotsanalyse: Identifikation potenzieller Wasserstoffquellen

Im Rahmen des Antragsentwurfs zum Wasserstoff-Kernnetz haben die FNB keine substanzielle Angebotsanalyse zu erwartbaren Wasserstoff-Aufkommensquellen vorgelegt. Einzig im Rahmen der Projektdatenbank, die dem Antragsentwurf angehängt wurde, und der damit verbundenen Auflistung potenzieller Einspeiseleistungen lassen sich Einspeisungen in Leistung und Arbeit für inländische Projekte zur Wasserstoffproduktion (insb. Elektrolyseure) nachvollziehen. Die Zugänglichkeit selbst dieser Informationen ist allerdings durch unzureichende Kennzeichnung der Projekte (insbesondere der Elektrolyseprojekte) erheblich erschwert.

INES war es möglich, aus der Projektdatenbank folgende innerdeutsche Projekte zur Wasserstoffproduktion zu identifizieren:

- Elektrolyseure in Deutschland mit einer Einspeiseleistung von 15,7 GW_{th} und einer Einspeisemenge von 87,7 TWh_{th}.
- Sonstige Wasserstoffproduktion in Deutschland (u. A. Wasserstoff aus Biomasse) mit einer Einspeiseleistung von 2,5 GW_{th} und einer Einspeisemenge von 3,3 TWh_{th}.

Projekte zur Wasserstoffproduktion außerhalb Deutschlands wurden von den FNB nicht betrachtet. Eine ausreichende Angebotsanalyse, die einer fundierten Planung der Wasserstoff-Importinfrastrukturen zugrunde zu legen ist, fehlt in der Wasserstoffnetzplanung der FNB augenscheinlich. Eine solche Angebotsanalyse ist allerdings grundlegend, um eine angemessene Dimensionierung und Priorisierung der Importkapazitäten vornehmen zu können.

Um eine Grundlage zur Bewertung der vorgeschlagenen Importinfrastrukturen zu entwickeln, hat INES deshalb die Aurora Energy Research GmbH beauftragt, eine Angebotsanalyse vorzunehmen.

Die Analyse des deutschen Wasserstoffmarktes auf Basis von Auroras globalem Wasserstoffmarktmodell weist im Central-Szenario eine Kapazität von Elektrolyseuren im Umfang von 6 GW_{el} in Deutschland bis 2030 aus. Diese Elektrolyseure könnten gemäß ersten Berechnungen von Aurora ca. 17 TWh_{th} des Wasserstoffbedarfs in Deutschland decken. In Auroras Central-Szenario deckt die inländische Wasserstoffproduktion aus Elektrolyseuren demnach 23 Prozent, weil in dem Szenario von einem Wasserstoffbedarf im Umfang von 73 TWh_{th} im Jahr 2030 ausgegangen wird. Die übrigen Angebotsanteile im Central-Szenario in Höhe von 56 TWh_{th} (77 Prozent) werden in Form von importiertem Wasserstoff oder importierten Wasserstoff-Derivaten und teilweise weiterhin durch grauen Wasserstoff bereitgestellt.

Im Jahr 2050 könnte die inländische Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse laut Aurora-Analyse ca. 84 TWh_{th} beitragen. Das bedeutet, dass rd. 28 Prozent der Nachfrage im Central-Szenario (303 TWh_{th}) durch die inländische Wasserstoffproduktion gedeckt werden könnte.

Die von Aurora langfristig, d.h. für 2050 beschriebene Wasserstoffproduktion auf Basis von Elektrolyseuren ist also nahezu deckungsgleich mit den im Rahmen des Antragsentwurfs zum Wasserstoff-Kernnetz für 2032 angenommenen Elektrolyseeinspeisungen.

Neben der inländischen Wasserstoffproduktion in Höhe von 84 TWh_{th} stellen im Aurora-Central-Szenario Wasserstoffimporte über den Seeweg ca. 148 TWh_{th} (davon 29 TWh_{th} in Form von Derivaten) in Deutschland bereit. Sie würden den Bedarf entsprechend zu einem Anteil von 49 Prozent decken. Lediglich 73 TWh_{th} (24 Prozent) Wasserstoff werden im Central-Szenario pipelinegebunden nach Deutschland importiert, um im Jahr 2050 den Bedarf im Umfang von 303 TWh_{th} vollständig zu decken.

Als relevante mittel- bis längerfristige pipelinegebundene Importvektoren für Deutschland identifiziert Aurora im Rahmen des Central-Szenarios:

- Norwegen und Dänemark über Direktverbindungen und
- die Mittelmeerregion (insbesondere Spanien und Marokko) über die Südrouten

(Frankreich und Italien).

Die Regionen wurden von Aurora ausgewählt, weil sie bei einer umfassenden Betrachtung der Aufbereitungs- und Transportkosten gegenüber anderen Importregionen Kostenvorteile aufweisen.

Vergleichbar mit der Nachfrageanalyse lässt sich für die Angebotsanalyse festhalten, dass im Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz für die inländische Wasserstoffproduktion über Elektrolyseure bereits Einspeisungen für das Jahr 2032 angenommen werden, die erst für deutlich spätere Jahre (gemäß Aurora-Central-Szenario erst im Jahr 2050) zu erwarten sind. Die angenommenen Einspeisungen könnten die realen Einspeiseleistungen und -mengen aus Elektrolyseuren demnach deutlich überschätzen. Vor dem Hintergrund, dass das Kernnetz bereits auf Bedarfe ausgelegt wird, die erst in späteren Jahren zu erwarten sind, steht die Annahme zu den Elektrolyseuren zumindest im Einklang mit der sonstigen Netzplanung.

6 Infrastruktur: Ableitung erforderlicher Wasserstoffkapazitäten

Für die weitere Analyse geht INES von den Ausspeisemengen und -leistungen der erwarteten Wasserstoffverbraucher gemäß Nachfrageanalyse (Abschnitt 4) und von den Einspeisemengen und -leistungen der Wasserstoff produzierenden Elektrolyseure und den Einspeiseleistungen der sonstigen Wasserstoffproduktion gemäß Angebotsanalyse (Abschnitt 5) aus. Diese Angebots- und Nachfrage-Situation wird im Folgenden als auslegungsrelevant betrachtet, ohne dass dabei klar definiert ist, zu welchem Jahr diese Auslegungssituation tatsächlich erreicht wird. Die bisherigen Analysen deuten auf einen Zeitpunkt deutlich nach 2032 hin. Dem Aurora Central-Szenario folgend könnte es sich dabei sogar vielmehr um die Beschreibung eines Zielsystems im Jahr 2045 bzw. 2050 handeln.

Da von den FNB über Deutschland hinaus keine Angebotsanalyse vorgenommen wurde, geht INES für die Wasserstoffimporte von einer Verteilung über den Schiffsweg (49 Prozent) und Pipelines (24 Prozent) analog zum Aurora-Central-Szenario aus. In Kombination mit der Projektdatenbank des Antragsentwurfs ergibt sich daraus zunächst einmal folgendes Bild:

Nachfrage: Ausspeiseleistungen/-mengen

- KWK-Anlagen: 62 GW_{th} bzw. 157 TWh_{th} (2.532 Vollbenutzungsstunden)
- Industrielle Verbraucher (insb. Eisen/Stahl, Chemie, Raffinerien, Glasindustrie, Keramik/Ziegel): 18 GW_{th} bzw. 112 TWh_{th}

Aus den differenzierten Ausspeiseleistungen/-mengen ergibt sich eine insgesamt Nachfrage im Umfang von rd. 80 GW_{th} bzw. 269 TWh_{th}.

Kombiniert mit den von den FNB für 2032 dargestellten Ausspeisungen in Wasserstoffspeicher

in Höhe von knapp 8 GW_{th} bzw. 11 TWh_{th}, ergeben sich die eingangs betrachteten 87 GW_{th} bzw. 279 TWh_{th}. Allerdings werden Wasserstoffspeicher zur Versorgung von Verbrauchern betrieben und sind neben dem Netz als eigenständige Wasserstoffinfrastruktur mit Blick auf die Versorgungsaufgabe im Weiteren zu betrachten. Aus diesem Grund werden sie hier nicht als Gegenstand der Nachfrage aufgelistet.

Angebot: Einspeiseleistungen/-mengen

- Elektrolyseure und sonstige inländische Wasserstoffproduktion: 18 GW_{th} bzw. 91 TWh_{th}.
- Der verbleibende Leistungs- und Mengenbedarf im Umfang von 62 GW_{th} bzw. 178 TWh_{th} ist durch Wasserstoff-Importe und Wasserstoffspeicher zu decken.

Die über die inländische Wasserstoffproduktion hinausgehend erforderliche Wasserstoffmenge im Umfang von 178 TWh_{th} muss vollständig importiert werden. Leistungsbedarfe können allerdings in erheblichem Umfang durch Wasserstoffspeicher als Flexibilität bereitgestellt werden. Eine optimale Verteilung der Leistungsbedarfe zwischen Importpunkten und Wasserstoffspeichern ist deshalb Gegenstand der weiteren Betrachtung. Für die Mengenimporte wird eine Verteilung gemäß Aurora-Central-Szenario von 67 Prozent (Schiffstransport) und 33 Prozent (Pipeline-Transport) angenommen. Das bedeutet, dass 119 TWh_{th} über Terminals und 59 TWh_{th} über Pipelines importiert werden müssten, um in Summe auf ein Wasserstoffangebot im Umfang der Nachfrage von 269 TWh_{th} zu kommen.

6.1 Kapazitätsbedarfe vor dem Hintergrund der Nachfrage-/Angebotsanalysen

Den bisherigen Überlegungen folgend müssten über den Schiffstransport 119 TWh_{th} und über den Pipeline-Transport 59 TWh_{th} Wasserstoff in Deutschland im betrachteten Jahr zur Netzauslegung bereitgestellt werden. Daraus lässt sich nun ableiten, welche Importkapazitäten zu Bereitstellung der Wasserstoffimportmengen mindestens erforderlich sind.

Terminalkapazitäten für den Wasserstoffimport über Schiffe

Um 119 TWh_{th} über Terminals nach Deutschland importieren zu können, müsste ganzjährig eine durchschnittliche Einspeiseleistung im Umfang von 13,6 GW_{th} realisiert werden. Die im Antragsentwurf angenommenen 15,8 GWh/h_{th} Terminalkapazitäten³ würden den Annahmen folgend im Jahresdurchschnitt zu rd. 86 Prozent ausgelastet sein. **Die angenommenen Terminalkapazitäten scheinen vor diesem Hintergrund nachvollziehbar. Dabei muss**

³ Aus der Projektdatenbank geht keine eindeutige Zuordnung hervor. Eine nachvollziehbare Veröffentlichung der Terminalkapazitäten im Rahmen der Projektdatenbank ist deshalb wünschenswert.

allerdings beachtet werden, dass es sich um Importbedarfe handelt, die aller Voraussicht nach erst deutlich nach dem Jahr 2032 zu erwarten sind.

Kapazitäten an Grenzübergangspunkten für den Wasserstoffimport über Pipelines

Um 59 TWh_{th} über Grenzübergangspunkte (GÜP) nach Deutschland importieren zu können, müsste ganzjährig eine durchschnittliche Einspeiseleistung im Umfang von knapp 7 GW_{th} realisiert werden. Die im Antragsentwurf angenommenen Importkapazitäten an Grenzübergangspunkten im Umfang von 58,4 GWh/h_{th} würden den Annahmen folgend im Jahresdurchschnitt zu knapp 12 Prozent ausgelastet sein. Vor diesem Hintergrund ist festzustellen, dass die Grenzübergangspunkte um ein Vielfaches überdimensioniert sind, obwohl ein Auslegungsfall zugrunde liegt, der eher ein Zielsystem im Jahr 2045 bzw. 2050 beschreibt, als für 2032 anwendbar zu sein.

Speicherkapazitäten zur Flexibilitätsbereitstellung

Zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffverbrauchsmengen im Umfang von 269 TWh_{th} muss ganzjährig eine durchschnittliche Einspeiseleistung im Umfang von knapp 30,7 GW_{th} realisiert werden ($30,7 \text{ GW}_{\text{th}} \times 8.760\text{h} = 269 \text{ TWh}_{\text{th}}$). Die durchschnittliche Einspeiseleistung in Höhe von 31 GW_{th} wird im Folgenden als „Must-Run-Leistung“ bezeichnet. Die Differenz dieser „Must-Run-Leistung“ (durchschnittlichen Leistung) bis hin zum maximalen Leistungsbedarf (Spitzenlast) der Wasserstoffverbraucher im Auslegungsjahr beschreibt die erforderliche Flexibilität. Der maximale Leistungsbedarf liegt bei 80 GW_{th}, wodurch sich ein Flexibilitätsbedarf im Umfang von 49 GW_{th} ergibt.

Die im Antragsentwurf angenommenen Wasserstoffspeicherkapazitäten im Umfang von 8,3 GW_{th} (Auspeicherleistung) können diesen Flexibilitätsbedarf nur zu knapp 17 Prozent decken. Vor diesem Hintergrund ist festzustellen, dass dem Kernnetz die Annahme zugrunde liegt, dass Flexibilität in erheblichem Umfang importiert und nicht aus Wasserstoffspeichern in Deutschland bereitgestellt wird.

Eine Analyse der Projektdatenbank zeigt, dass ausschließlich solche Projekte der Kernnetzplanung zugrunde gelegt werden, die bereits für den Zeitraum bis 2032 vorgesehen sind. Da die Kernnetzplanung in allen anderen Aspekten weit über den Zeitraum 2032 hinausgeht, erscheint es inkonsistent, nur solche Speicherkapazitäten anzunehmen, die für das Jahr 2032 erwartet werden. Vielmehr verfügt Deutschland, im Gegensatz zu allen anderen EU-Mitgliedstaaten, über erhebliche geologische Potenziale (Salzstöcke) zur Wasserstoffspeicherung. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass in der längeren Frist erhebliche Speicherkapazitäten in Deutschland entwickelt werden bzw. entwickelt werden müssen.

Wird bei der Kernnetzplanung von vornherein davon ausgegangen, dass die Speicherung im

Ausland erfolgt, dann vergibt Deutschland im besten Fall die Chance, einen zentralen Aspekt der Wasserstoffwertschöpfungskette im Land aufzubauen. Im schlechtesten Fall kann die Speicherung (Flexibilität) im Ausland nicht ausreichend bereitgestellt und nach Deutschland importiert werden. In diesem Fall müsste die Wasserstoffversorgung im Auslegungsjahr sogar als gefährdet bewertet werden.

Exkurs:

Selbst die gesamte in der Europäischen Union (EU) im Rahmen der EU-Wasserstoffstrategie geplante Elektrolyse-Kapazität in Höhe von 40 GW_{el}, d.h. ca. 28 GW_{th} (angenommener Wirkungsgrad: 70 Prozent) wäre nicht in der Lage, eine ausreichende Leistung zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs Deutschlands (49 GW_{th}) bereitzustellen. Allein zur Deckung der „Must-Run-Leistung“ in Höhe von 31 GW_{th}, die zusammen mit der erforderlichen Flexibilität die Spitzenlast (80 GW_{th}) deckt, müssten erhebliche Anteile der in der EU geplanten Elektrolyse-Kapazitäten ausschließlich für Deutschland Wasserstoff produzieren.

Wasserstoffspeicher bieten hingegen die Möglichkeit große Wasserstoffmengen bei geringer Leistung einzuspeichern und durch die hohen Drücke (in den Speichern) in Form von hohen Leistungen wieder auszuspeichern. So wird die notwendige zusätzliche Flexibilität zur Deckung von Verbrauchsspitzen bereitgestellt.

Vor dem Hintergrund dieser Kapazitätsbedarfsanalyse beleuchtet INES im Folgenden die von den FNB beschriebenen Lastfälle. Bei den Lastfällen handelt es sich um punktuelle Anforderungen (im Sinne einer „Momentaufnahme“) an das Kernnetz, die ausschließlich mit Leistungswerten zu beschreiben sind und extreme von den FNB als auslegungsrelevant erachtete Transportanforderungen darstellen.

Da die Lastfälle nur unzureichend von den FNB dargestellt worden sind, hat INES alle Lastfälle anhand der FNB-Projektdatenbank selbst rekonstruiert. Es erfolgt insofern zunächst eine Beschreibung des Lastfalls anhand der INES vorliegenden Informationen zur weiteren Überprüfung.

6.2 Analyse Dunkelflautenlastfall

Im Lastfall „Dunkelflaute“ soll laut FNB ein Szenario untersucht werden, indem witterungsbedingt zu wenig Strom aus erneuerbaren Energien zum Betrieb von Elektrolyseuren bereitsteht. Die angenommenen Elektrolyseurs-Kapazitäten können in diesem Lastfall entsprechend nicht eingesetzt werden und produzieren keinen Wasserstoff. Zur Deckung des Strombedarfs ist darüber hinaus der Betrieb sämtlicher KWK-Anlagen erforderlich, sodass für die Anlagen ein Volllastbetrieb von den FNB angenommen wird. Die Ausspeiseleistungen bei industriellen Abnehmern werden ebenfalls zu 100 Prozent in diesem Lastfall angesetzt.

Aus den Angaben der FNB in Kombination mit der Projektdatenbank hat INES nachfolgenden Lastfall (vgl. Abbildung 2: Leistungsbilanz Lastfall „Dunkelflaute“) konkret abgeleitet.

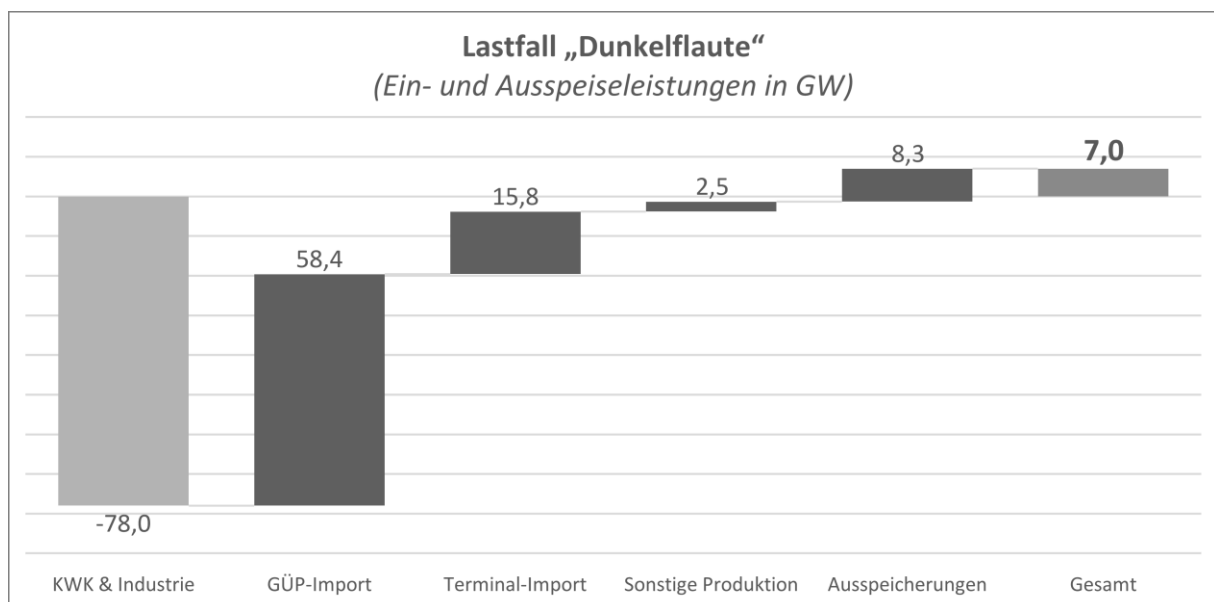


Abbildung 2: Leistungsbilanz Lastfall „Dunkelflaute“

Entsprechend der zugrunde liegenden Annahmen, sind im Lastfall „Dunkelflaute“ Ausspeiseleistungen von KWK-Anlagen und industriellen Abnehmer von insgesamt 78 GW_{th} zu decken. Zur Deckung der Verbrauchslast stehen laut FNB Grenzübergangspunkte, Terminals, sonstige Einspeisungen und Ausspeicherleistungen (Wasserstoffspeicher) vollständig zur Verfügung. Da allerdings die Grenzübergangspunkte und Terminalkapazitäten in der Kernnetzplanung mit deutlich größeren Ausspeiseleistungen angenommen werden, decken Importe über den Schiffsweg und Pipelines-Importe die Last bereits fast vollständig. Zusammen mit der sonstigen („nicht-volatilen“) Wasserstoffproduktion und Ausspeicherleistungen von 8,3 GW_{th}, ergibt sich ein Bilanzüberschuss im Umfang von rd. 7 GW_{th}. Obwohl das Szenario also einen extremen Flexibilitätsbedarf in Höhe von 47 GW_{th}

beschreibt (vgl. zur Herleitung des Flexibilitätsbedarfs Abschnitt 6.1), steht die verfügbare Ausspeicherleistung der Wasserstoffspeicher fast vollständig redundant der Importkapazität gegenüber.

Auf Basis einer regionalen Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistungen lässt sich die Flusssituation in diesem Lastfall ableiten (vgl. Abbildung 3: Flusssituation im Lastfall „Dunkelflaute“). Es entsteht ein umfangreicher Transportbedarf aus der Region Nord in die anderen drei Regionen Ost, Süd und West. Am anspruchsvollsten ist der Transport aufgrund eines starken Importüberschusses (GÜP und Terminals) von der Region Nord in Richtung der großen Verbrauchsschwerpunkte, die insbesondere in der Region West liegen.

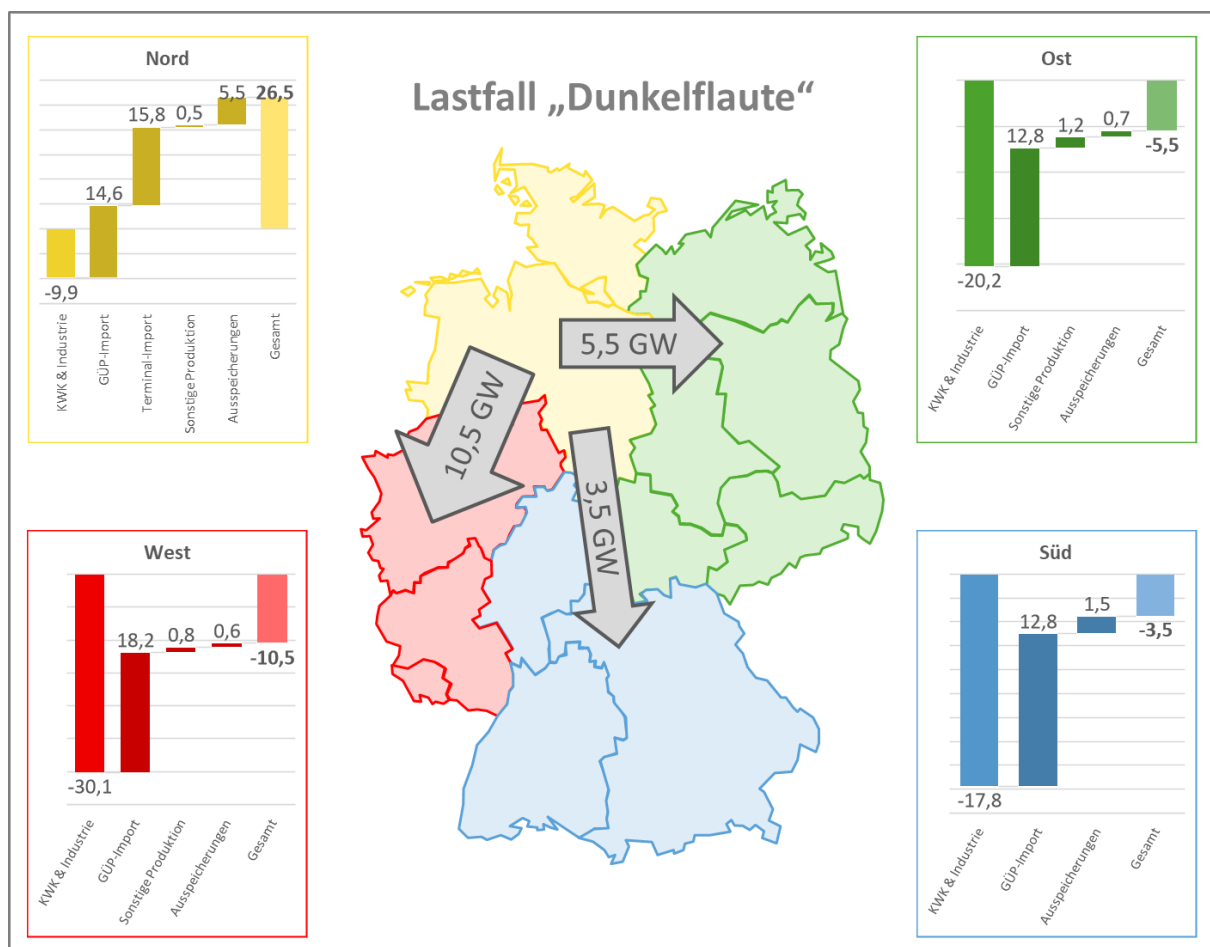


Abbildung 3: Flusssituation im Lastfall „Dunkelflaute“

Obwohl in Nordrhein-Westfalen (NRW), insb. mit dem Kavernenfeld Epe und in Sachsen-Anhalt (ST) umfangreiche Potenziale zur Wasserstoffspeicherung bestehen, werden in diesem Lastfall in den Regionen West und Ost lediglich Ausspeicherleistungen im Umfang von 0,6 GW_{th} bzw. 0,7 GW_{th} zugrunde gelegt. Es wäre naheliegend, deutlich höhere Ausspeicherleistungen (Einspeiseleistungen) anzunehmen, da sie in den Regionen zu einer ausgeglicheneren Leistungsbilanz beitragen würden. Aufgrund der geringfügig angenommenen Speicherkapazitäten müssen in diesem Lastfall stattdessen

Importüberschüsse in Höhe von 26,5 GW_{th} aus der Region Nord aufgrund der umfangreichen GÜP- und Terminalkapazitäten (insgesamt 30,4 GW_{th}) insb. in die Regionen West und Ost transportiert werden.

Der Lastfall „Dunkelflaute“ zeigt deutlich, dass zusätzliche Speicherkapazitäten, insb. in den Regionen West und Ost über ein erhebliches Potenzial verfügen, Wasserstofftransporte zu minimieren und die Importkapazitäten in der Region Nord zu reduzieren. Insbesondere die Speichermöglichkeiten in NRW und ST sollten deshalb in der Kernnetzplanung mit höheren Einspeiseleistungen angenommen werden.

6.3 Analyse Winterlastfall

Im Lastfall „Winter“ werden laut FNB hohe Einspeiseleistungen und niedrige Abnahmeleistungen (Ausspeisungen) im Norden, niedrigen Einspeiseleistungen bei zeitgleich hohen Auspeiseleistungen im Süden gegenübergestellt. Dazu werden die KWK-Anlagen von Nord nach Süd zunehmend (zwischen 68 und 100 Prozent) beschäftigt und die industriellen Auspeiseleistungen werden im Süden zu 100 Prozent und ansonsten in einem Umfang von 20 Prozent angenommen. Reichen die Einspeisungen in der Region Nord nicht aus, werden die möglichst nördlich gelegenen Einspeiseleistungen zur Bilanzdeckung hinzugefügt. Weder Ein- noch Auspeiseleistungen von Wasserstoffspeichern werden in diesem Lastfall berücksichtigt.

Aus den Angaben der FNB in Kombination mit der Projektdatenbank hat INES nachfolgenden Lastfall (vgl. Abbildung 4: Leistungsbilanz Lastfall „Winter“) konkret abgeleitet.

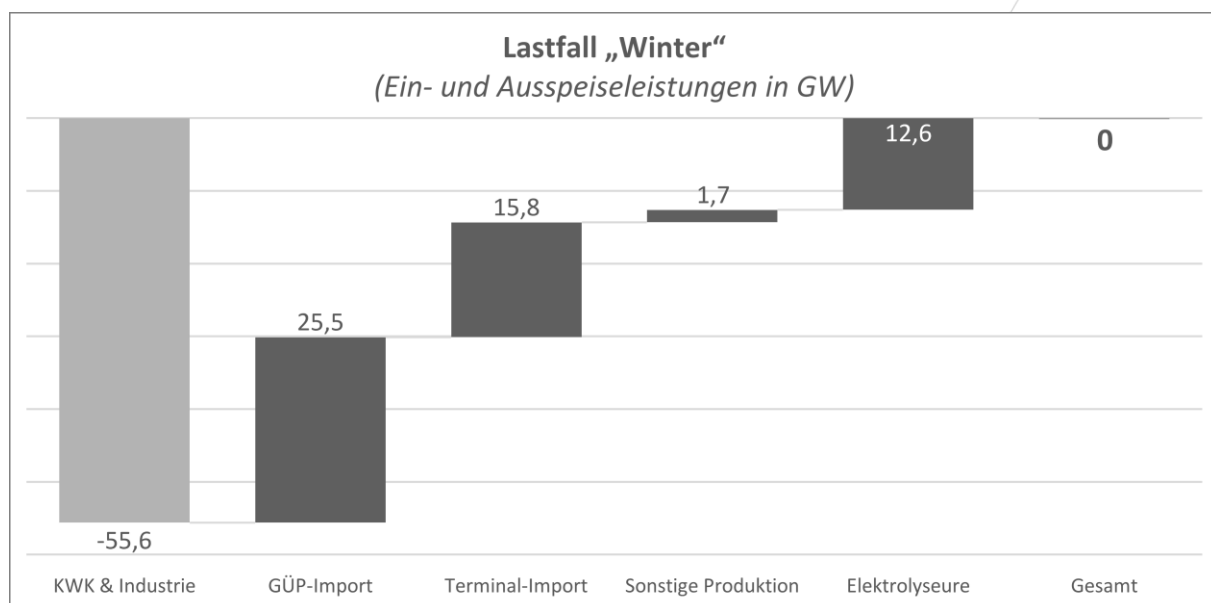


Abbildung 4: Leistungsbilanz Lastfall „Winter“

Entsprechend der zugrunde liegenden Annahmen sind im Lastfall „Winter“

Ausspeiseleistungen von KWK-Anlagen und industriellen Abnehmern von insgesamt ca. 56 GW_{th} zu decken. Zur Deckung der Verbrauchslast werden gemäß dem Szenario zunächst die Einspeiseleistungen der Region Nord (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.

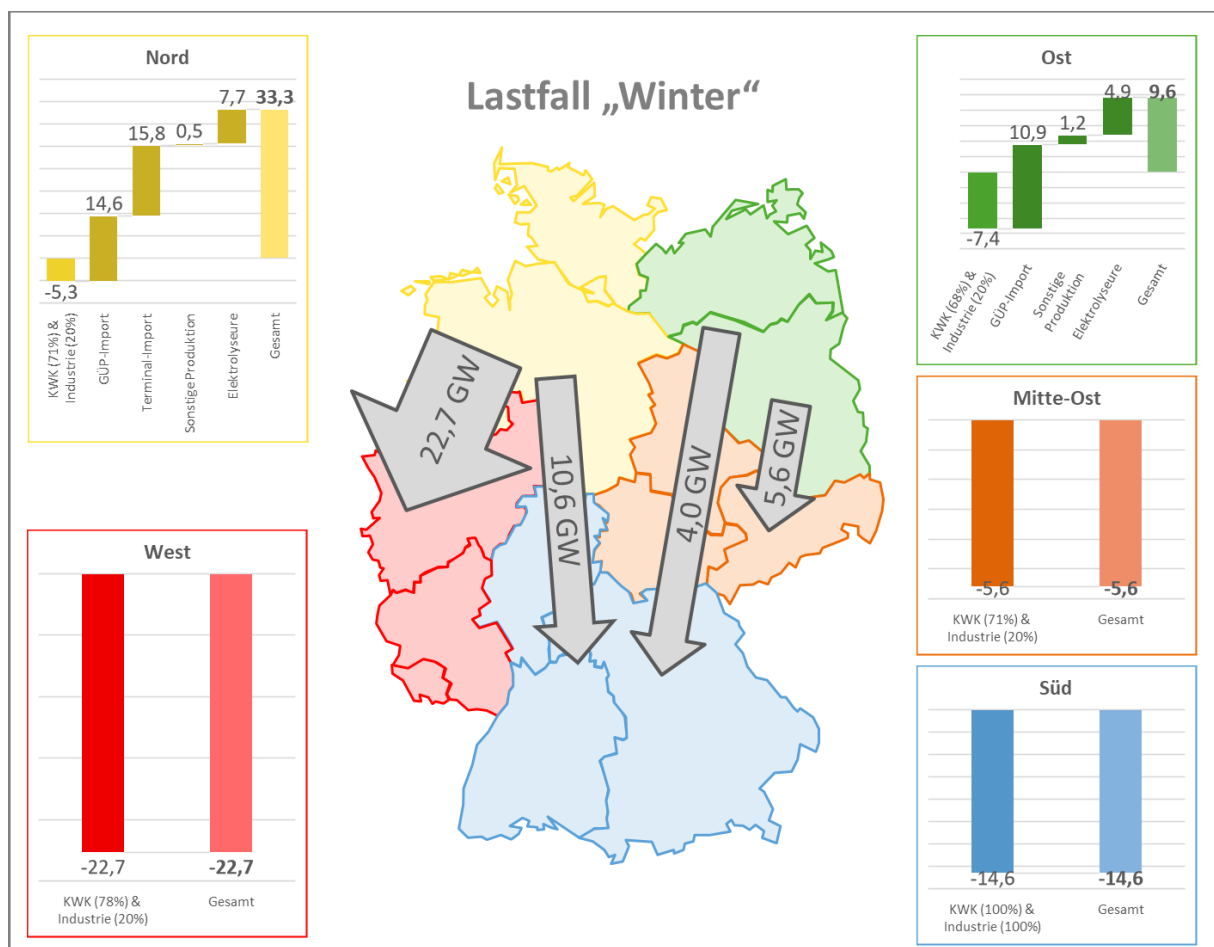


Abbildung 5: Flusssituation im Lastfall „Winter“

Obwohl der vorliegende Lastfall mit 56 GW_{th} einen großen Flexibilitätsbedarf im Umfang von 25 GW_{th} enthält (vgl. zur Herleitung des Flexibilitätsbedarfs Abschnitt 6.1), werden Einspeiseleistungen der Wasserstoffspeicher zur Bedarfsdeckung überhaupt nicht eingesetzt. Stattdessen wird die Last in einem Umfang von 41 GW_{th} (74 Prozent) durch Importe über GÜP und Terminals gedeckt. Einzig die inländische Produktion, insb. durch Elektrolyseure trägt in diesem Lastfall mit rd. 14 GW_{th} (26 Prozent) noch zur Bedarfsdeckung bei.

Auf Basis einer regionalen Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistungen lässt sich die Flusssituation in diesem Lastfall ableiten (vgl. Abbildung 5: 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.

Mit Blick auf die Transportanforderungen lässt sich auch in diesem Lastfall festhalten, dass zusätzliche Speicherkapazitäten in den beiden Regionen West (insb. NRW) und Mitte-Ost (insb. ST) zu einem stärkeren regionalen Bilanzausgleich beitragen könnten. In der Folge wäre nicht nur der Transportbedarf geringer, sondern es könnten auch die Importkapazitäten (GÜP und Terminals) in den Regionen Ost und insb. Nord reduziert werden. Mit Blick auf die Lastfälle „Dunkelflaute“ und „Winter“ lässt sich sogar feststellen, dass die Verfügbarkeiten der sehr großen Importkapazitäten und der damit verbundenen potenziellen regionalen Überspeisung, insb. in der Region Nord, überhaupt erst dazu führen, dass die Transportanforderungen stark anwachsen. Es ist insofern sinnvoll, die Importkapazitäten insb. in der Region Nord, durch Speicherkapazitäten, insb. in der Region West, zu substituieren.

6.4 Analyse Herbstlastfälle

Im Rahmen sogenannter Herbstlastfälle soll laut den FNB überprüft werden, ob die jeweiligen maximalen Einspeiseleistungen (ohne Wasserstoffspeicher) in den vier Regionen Nord, Ost, Süd und West in Richtung der Verbrauchsregionen transportiert werden können, wenn deutschlandweit nur ein Bedarf im Umfang von 20 Prozent der maximalen Ausspeiseleistungen in Richtung der KWK-Anlagen, industriellen Verbraucher und der Wasserstoffspeicher auftritt. Die von den FNB für die Netzplanung angenommenen Einspeichermöglichkeiten von Wasserstoffspeichern in Höhe von $8,3 \text{ GW}_{\text{th}}$ werden also zunächst nur zu 20 Prozent ($1,7 \text{ GW}_{\text{th}}$) in allen Herbstlastfällen berücksichtigt. Liegen die Einspeiseleistungen über den Ausspeiseleistungen in Deutschland, dann sind laut FNB die am weitesten entfernten Ausspeisungen (KWK-Anlagen, industrielle Verbraucher und Wasserstoffspeicher) bis zum Bilanzausgleich zu erhöhen.

6.4.1 Herbstlastfall Nord

Im Lastfall „Herbst Nord“ werden in der Region Nord Leistungen im Umfang von knapp $39 \text{ GW}_{\text{th}}$ in das Netz eingespeist. Rund $30 \text{ GW}_{\text{th}}$ (79 Prozent) entfallen dabei auf Importleistungen über GÜP und Terminals. Der verbleibende Anteil an den Einspeiseleistungen wird durch die inländische Wasserstoffproduktion, insb. Elektrolyseure realisiert (vgl. Abbildung 6: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Nord“).

Damit übertreffen die Einspeisungen in der Region Nord ein gesamtdeutsches

Verbrauchsniveau, das 20 Prozent der maximalen Ausspeiseleistungen, inkl. Wasserstoffspeicher umfasst (17,5 GW_{th}), deutlich (+21,1 GW_{th}). Zum Ausgleich der Leistungsbilanz im Rahmen dieses Lastfalls gehen die FNB deshalb von erhöhten Ausspeiseleistungen an den am weitesten entfernten Punkten aus.

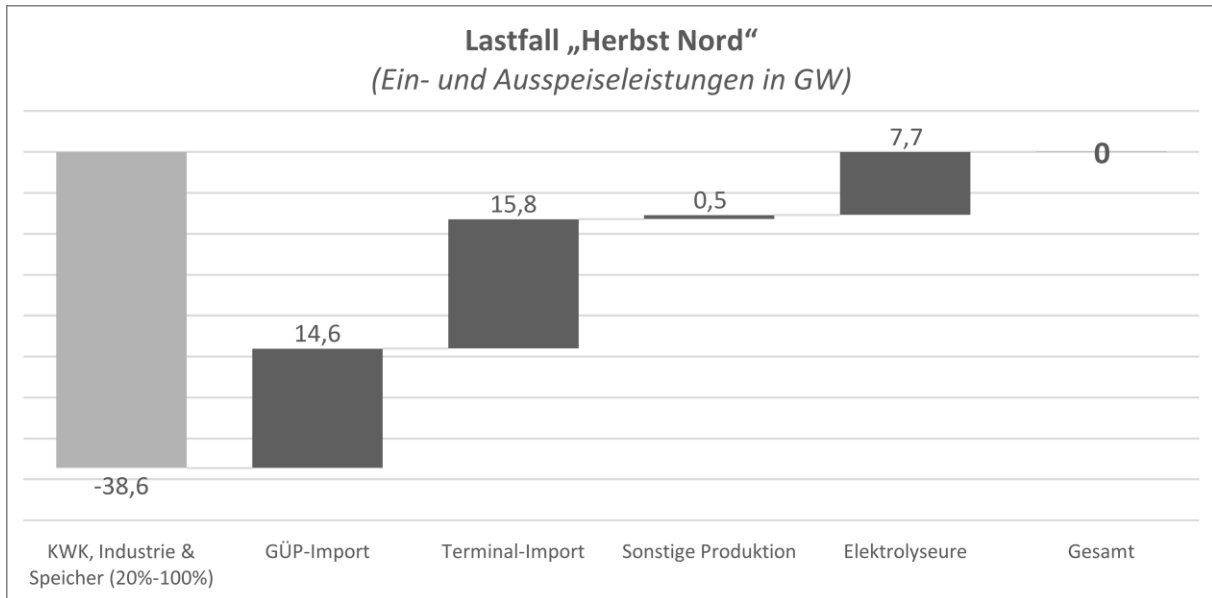


Abbildung 6: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Nord“

INES hat im Rahmen der Rekonstruktion des Lastfalls zum Bilanzausgleich die Ausspeiseleistungen in der Region Süd vollständig auf 100 Prozent erhöht. Darüber hinaus sind die Ausspeiseleistungen in der Region Ost (Thüringen: 100 Prozent und Sachsen: 23 Prozent) und West (Rheinland-Pfalz: 100 Prozent und Saarland: 100 Prozent) erhöht.

Bemerkenswert an diesem Lastfall ist, dass im Grunde die Ableitbarkeit von Einspeisungen untersucht werden soll. Anstatt allerdings die Überschüsse durch erhöhte Einspeicherungen in Wasserstoffspeichern aufzunehmen, setzt der Lastfall im Schwerpunkt auf flexible Verbraucher, die ihre Last zum Bilanzausgleich nach oben anpassen. Wenn knapp 39 GW_{th} in der Region Nord bei einem gesamtdeutschen Verbrauchsniveau in Höhe von 17,5 GW_{th} eingespeist werden, erscheint es aber vielmehr naheliegend, dass die Leistungsüberschüsse über erhebliche Einspeicherungen abgebaut werden. Erfolgt dies nicht, müssten die Wasserstoffverbraucher in Deutschland ihren Leistungsbezug mehr als verdoppeln (+21 GW_{th}).

Eine Betrachtung der Lastflusssituation auf Basis einer regionalen Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistungen offenbart in diesem Zusammenhang erhebliche Optimierungsmöglichkeiten der im Lastfall konstruierten Transportanforderungen (vgl. Abbildung 7: Flusssituation im Lastfall „Herbst Nord“).

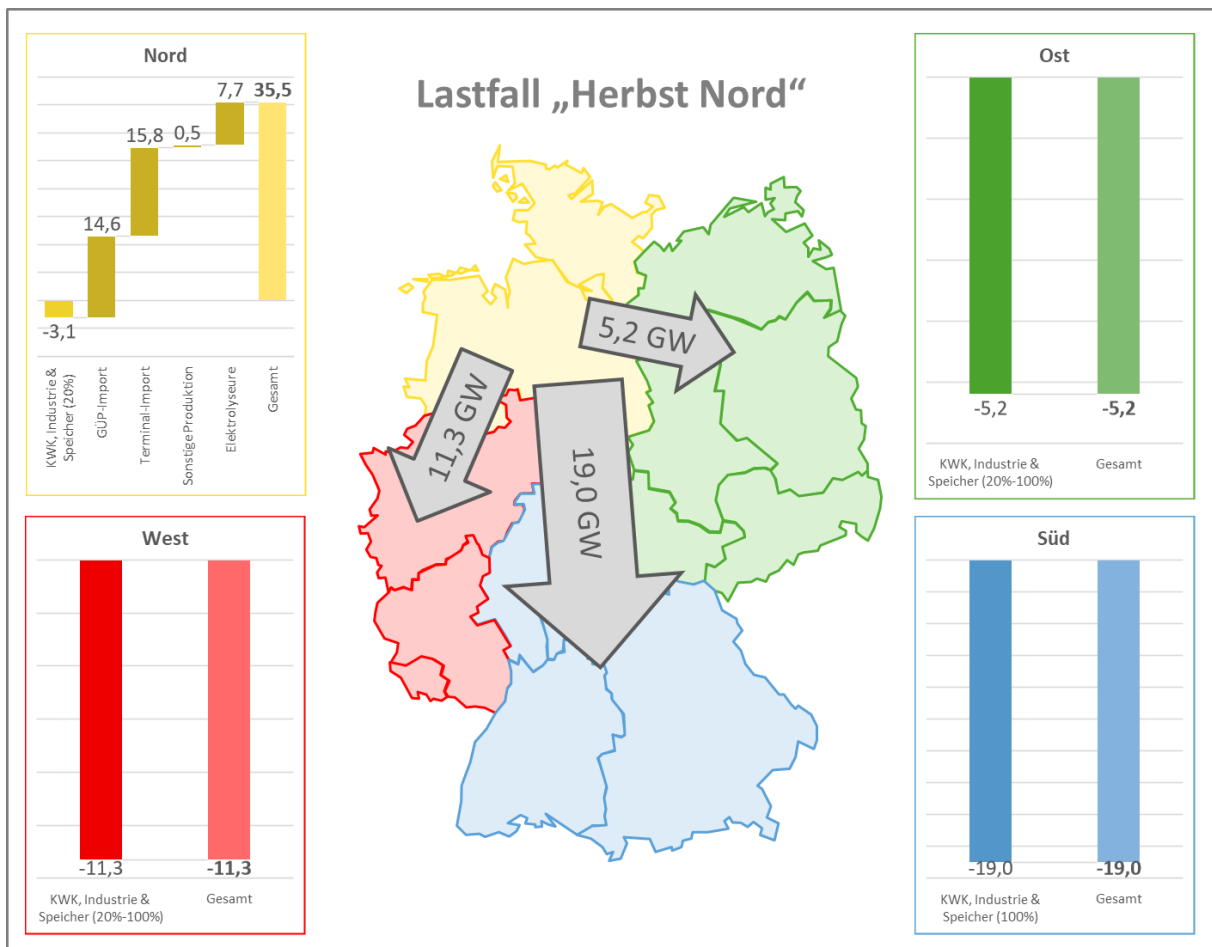


Abbildung 7: Flusssituation im Lastfall „Herbst Nord“

Die größten Transportanforderungen verursacht der vorliegende Lastfall insb. von der Region Nord in die Region Süd im Umfang von 19 GW_{th}. Der Transport wird allerdings im Wesentlichen durch eine Erhöhung des Verbrauchs in der Region Süd über das Niveau von 20 Prozent hinaus verursacht. Zum Ausgleich der Leistungsbilanz musste in der Region Süd ein zusätzlicher Verbrauch im Umfang von 15 GW_{th} angenommen werden, um die sehr hohen Importleistungen in der Region Nord bilanziell auszugleichen.

Anstatt in der Region Süd die Ausspeiseleistungen von knapp 4 GW_{th} auf 19 GW_{th} zu erhöhen, wäre es realitätsnaher, dass die umfangreichen Einspeiseleistungen in der Region Nord durch Wasserstoffspeicher, z.B. im Kavernenfeld Etzel, in Harsefeld, Huntorf, Krummhörn, Nüttermoor oder Jemgum im Auslegungsjahr aufgenommen werden.

Beim Kavernenfeld Etzel handelt es sich um das größte Gaskavernenfeld Europas. Die Speicherbetreiber entwickeln bereits erste Pilotprojekte an diesem Standort. Da allerdings für die Kernnetzplanung angenommen wird, dass in der Region Nord Wasserstoffspeicher mit einer Einspeicherleistung von lediglich 5,5 GW_{th} betrieben werden und diese sogar nur zu 20 Prozent (1,1 GW_{th}) eingesetzt werden, besteht die Speichermöglichkeit zum regionalen Ausgleich in diesem Lastfall entsprechend nicht. Es wird stattdessen ein erheblicher

Wasserstofftransport im Umfang von 19 GW_{th} von der Region Nord in Richtung Süd angenommen.

Mit Blick auf den Lastfall „Herbst Nord“ ist zu empfehlen, umfangreichere Ausspeiseleistungen für Wasserstoffspeicher (d.h. Einspeicherleistungen) in der Region Nord, insb. in Niedersachsen vorzusehen, um die Transportanforderungen in diesem Lastfall abzusenken. Auch würde eine Reduktion der Importkapazitäten in der Region Nord verhindern, dass Einspeiseleistungen in der angenommenen Höhe die Region überspeisen und dadurch einen sehr großen Transportbedarf verursachen können.

6.4.2 Herbstlastfall Ost

Im Lastfall „Herbst Ost“ werden in der Region Ost Leistungen im Umfang von knapp 20 GW_{th} in das Netz eingespeist. Rund 13 GW_{th} (65 Prozent) entfallen dabei auf Importleistungen an Grenzübergangspunkten. Der verbleibende Anteil an den Einspeiseleistungen wird durch die inländische Wasserstoffproduktion, insb. Elektrolyseure im Umfang von knapp 6 GW_{th}, realisiert (vgl. Abbildung 8: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Ost“).

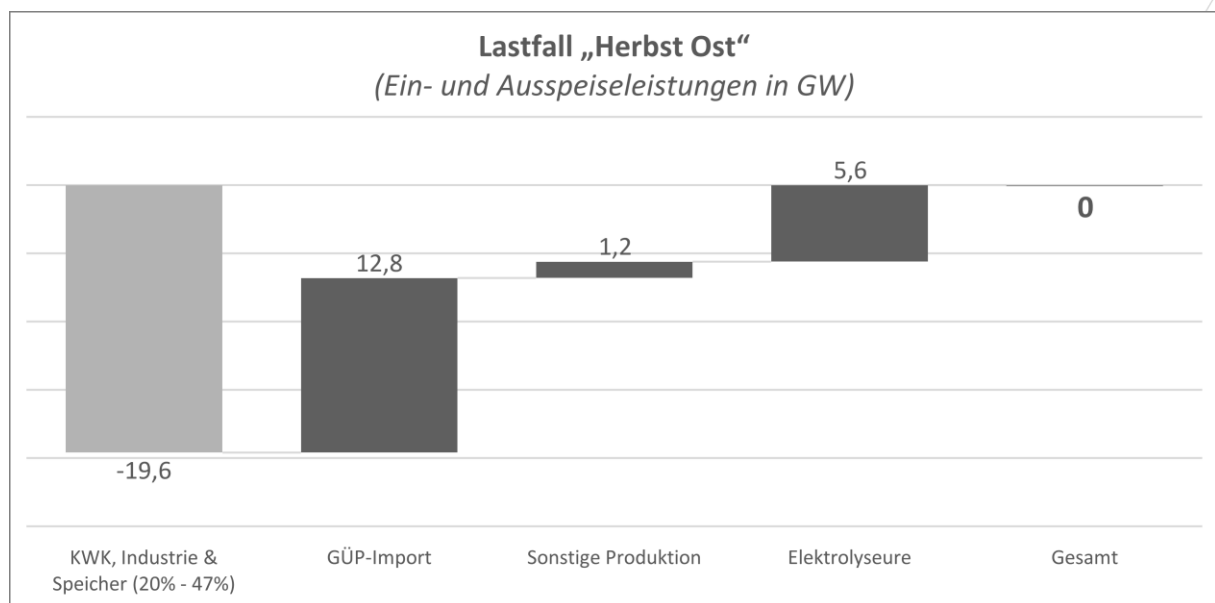


Abbildung 8: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Ost“

Damit übertreffen die Einspeisungen in der Region Ost ein gesamtdeutsches Verbrauchsniveau, das 20 Prozent der maximalen Ausspeiseleistungen, inkl. Wasserstoffspeicher umfasst (17,5 GW_{th}), nur geringfügig (+2,1 GW_{th}). In der Region Ost werden von den FNB im Rahmen des vorliegenden Lastfalls Einspeicherkapazitäten von Wasserstoffspeichern in Höhe von 0,2 GW_{th} (20 Prozent von 1,2 GW_{th}) berücksichtigt.

Zum Ausgleich der Leistungsbilanz im Rahmen dieses Lastfalls gehen die FNB von erhöhten Ausspeiseleistungen an den am weitesten entfernten Punkten aus. INES hat im Rahmen der Rekonstruktion des Lastfalls zum Bilanzausgleich deshalb die Ausspeiseleistungen in der

Region Süd in Baden-Württemberg auf 47 Prozent erhöht.

Eine Betrachtung der Lastflusssituation auf Basis einer regionalen Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistungen zeigt nur geringe Transportanforderungen im Vergleich zu den bisher betrachteten Lastfällen (vgl. Abbildung 9: Flusssituation Lastfall „Herbst Ost“).

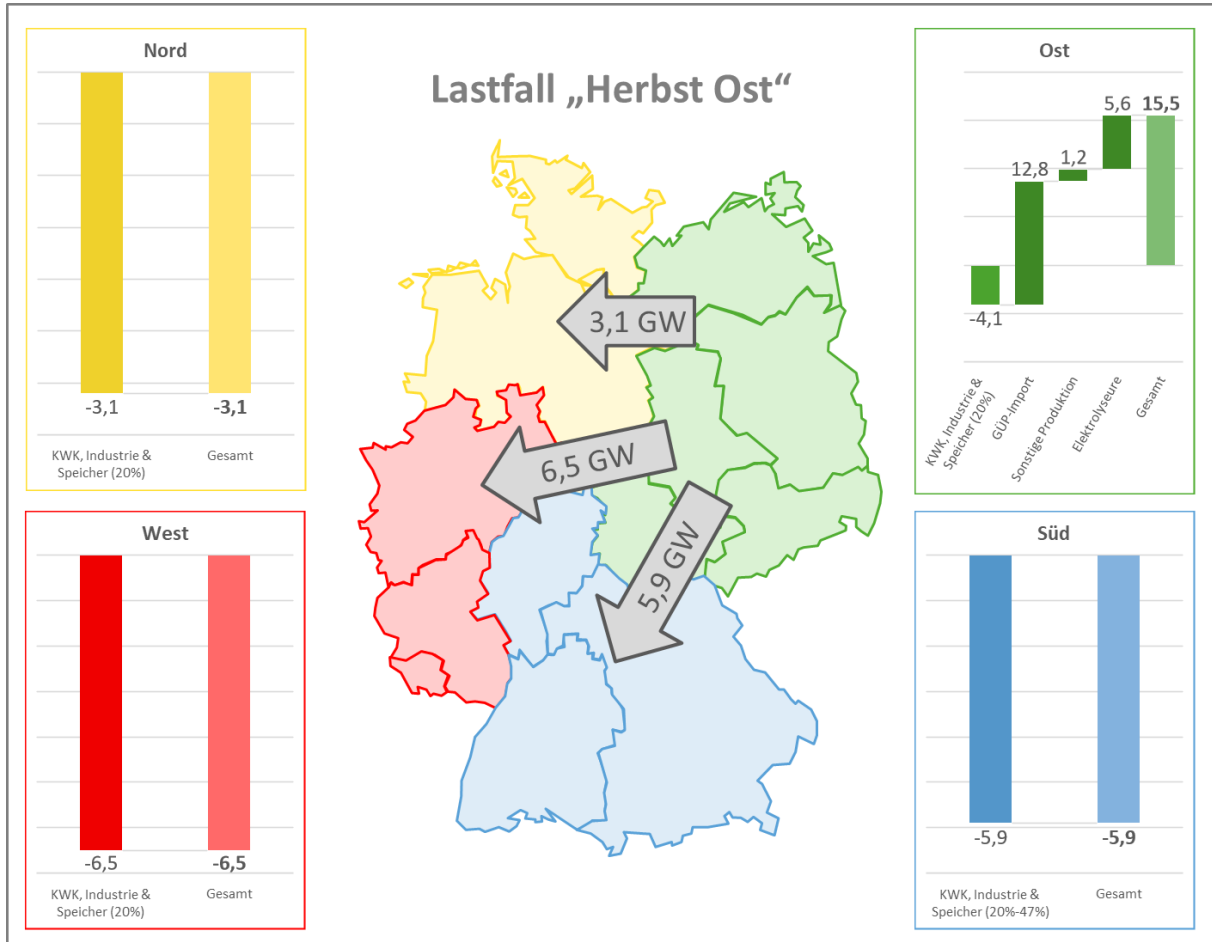


Abbildung 9: Flusssituation Lastfall „Herbst Ost“

Vor dem Hintergrund einer geringen Last und der entsprechend fast deckungsgleichen Importleistung erscheint die Speichernutzung in diesem Lastfall zur Bedarfsdeckung weniger relevant. Zwar könnten gegenläufige Ein- und Ausspeicherungen in den Regionen Ost (Einspeicherungen) und West (Ausspeicherungen) die Transportanforderungen reduzieren, aber da die Transportanforderungen bereits niedrig im Vergleich zu anderen Lastfällen erscheinen, ist auch die transportersetzende Wirkung der Speichernutzung in diesem Lastfall von untergeordneter Bedeutung.

6.4.3 Herbstlastfall Süd

Im Lastfall „Herbst Süd“ werden in der Region Süd Leistungen im Umfang von rd. 13 GW_{th} in das Netz eingespeist. Die Leistung wird fast vollständig durch Importleistungen an Grenzübergangspunkten definiert (knapp 12,8 GW_{th}), weil auf die Region Süd kaum Projekte zur Wasserstoffproduktion (0,3 GW_{th}) entfallen. Die Einspeiseleistungen der Region Süd reichen in dem Lastfall nicht aus, um die Verbrauchslast in Höhe von 17,5 GW_{th} vollständig zu decken.

INES hat im Rahmen der Rekonstruktion des Lastfalls zum Ausgleich der Leistungsbilanz deshalb zusätzliche Einspeisungen über einen Grenzübergangspunkt im Saarland in der naheliegenden Region West angenommen (vgl. Abbildung 10: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Süd“). Erst mit diesen zusätzlichen Einspeiseleistungen ergibt sich eine Importleistung von 17,2 GW_{th} und so ein Ausgleich der Leistungsbilanz.

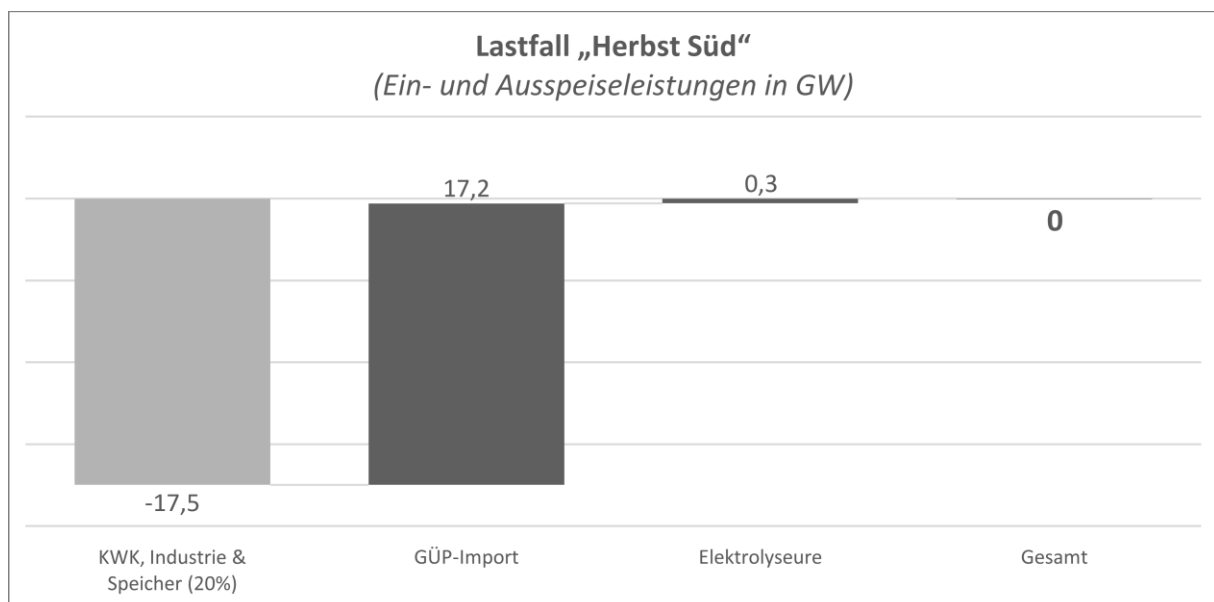


Abbildung 10: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst Süd“

Vergleichbar mit dem Lastfall „Herbst Ost“ zeigt die Betrachtung der Flusssituation auf Basis einer regionalen Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistungen nur geringe Transportanforderungen im Vergleich zu den bisher betrachteten Lastfällen (vgl. Abbildung 11: Flusssituation Lastfall „Herbst Süd“).

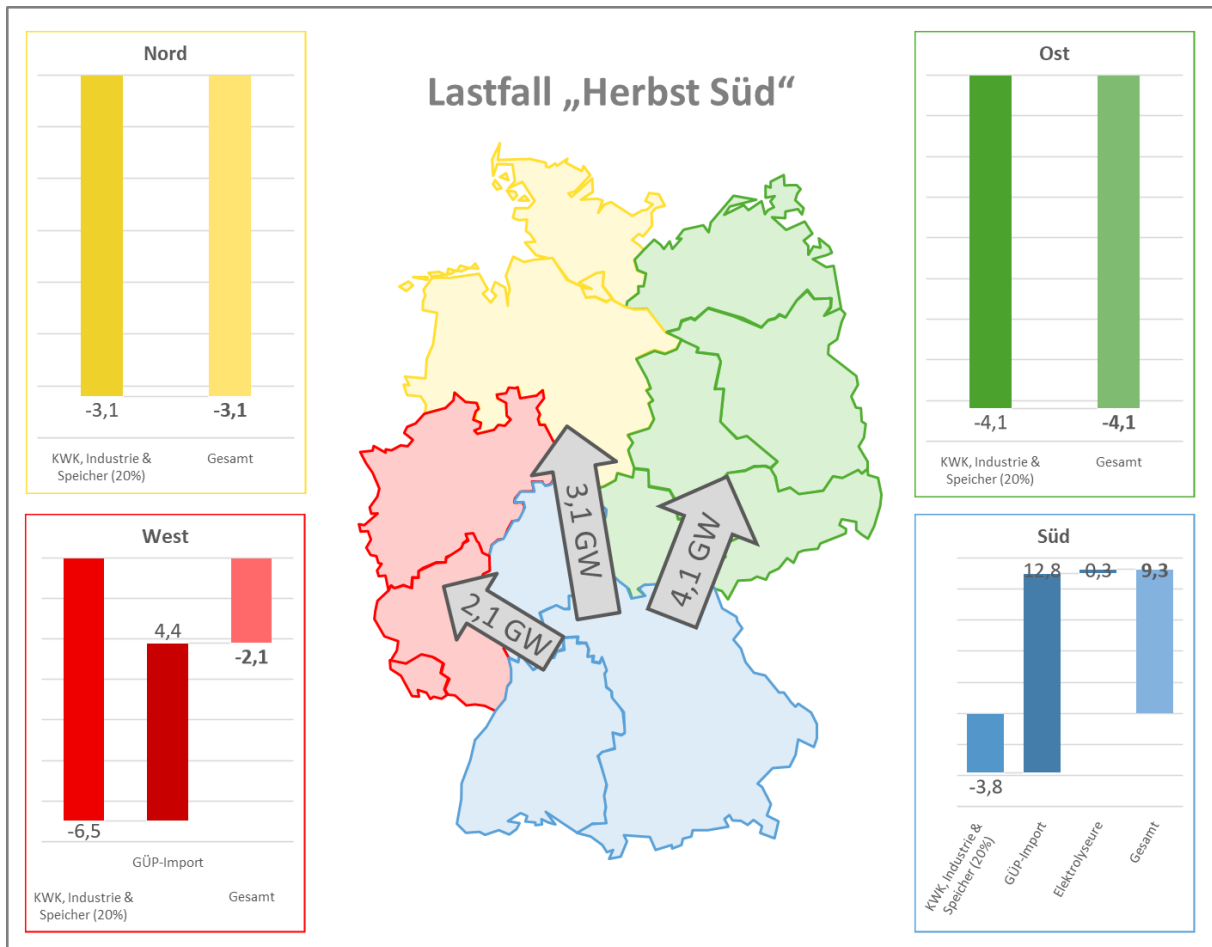


Abbildung 11: Flusssituation Lastfall „Herbst Süd“

Vor dem Hintergrund vergleichsweise geringerer Potenziale zur Wasserstoffspeicherung in der Region Süd, erscheint der Einsatz von Wasserstoffspeichern in diesem Lastfall weniger relevant.

6.4.4 Herbstlastfall West

Im Lastfall „Herbst West“ werden in der Region West Leistungen im Umfang von rd. 21 GW_{th} in das Netz eingespeist. Rund 18 GW_{th} (87 Prozent) entfallen dabei auf Importleistungen an Grenzübergangspunkten. Der verbleibende Anteil an den Einspeiseleistungen wird durch die inländische Wasserstoffproduktion im Umfang von knapp 3 GW_{th} realisiert (vgl. Abbildung 12: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst West“).

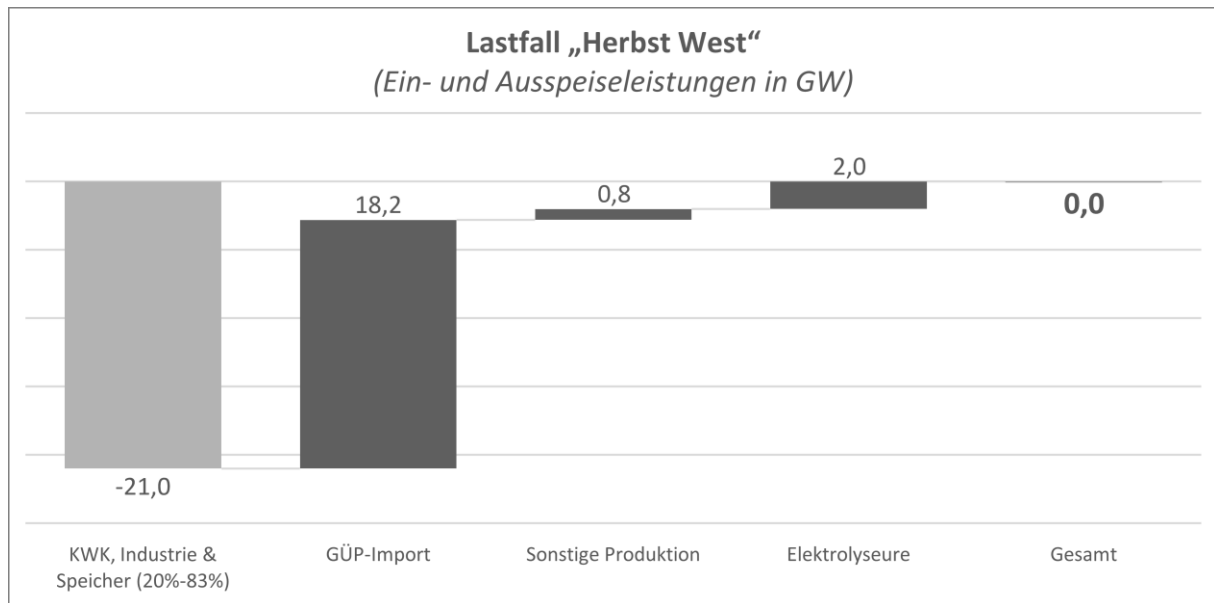


Abbildung 12: Leistungsbilanz Lastfall „Herbst West“

Damit übertreffen die Einspeisungen in der Region West ein gesamtdeutsches Verbrauchsniveau, das 20 Prozent der maximalen Ausspeiseleistungen, inkl. Wasserstoffspeicher umfasst (17,5 GW_{th}), nur geringfügig (+3,5 GW_{th}). In der Region West werden von den FNB Einspeicherkapazitäten von Wasserstoffspeichern im Rahmen des Lastfalls in Höhe von 0,1 GW_{th} (20 Prozent von 0,6 GW_{th}) berücksichtigt.

Zum Ausgleich der Leistungsbilanz im Rahmen dieses Lastfalls gehen die FNB von erhöhten Ausspeiseleistungen an den am weitesten entfernten Punkten aus. INES hat deshalb im Rahmen der Rekonstruktion des Lastfalls zum Bilanzausgleich die Ausspeiseleistungen in der Region Ost in Berlin auf 83 Prozent erhöht.

Eine Betrachtung der Lastflusssituation auf Basis einer regionalen Zuordnung der Ein- und Ausspeiseleistungen zeigt moderate Transportanforderungen im Vergleich zu den bisher betrachteten Lastfällen (vgl. Abbildung 13: Flusssituation Lastfall „Herbst West“).

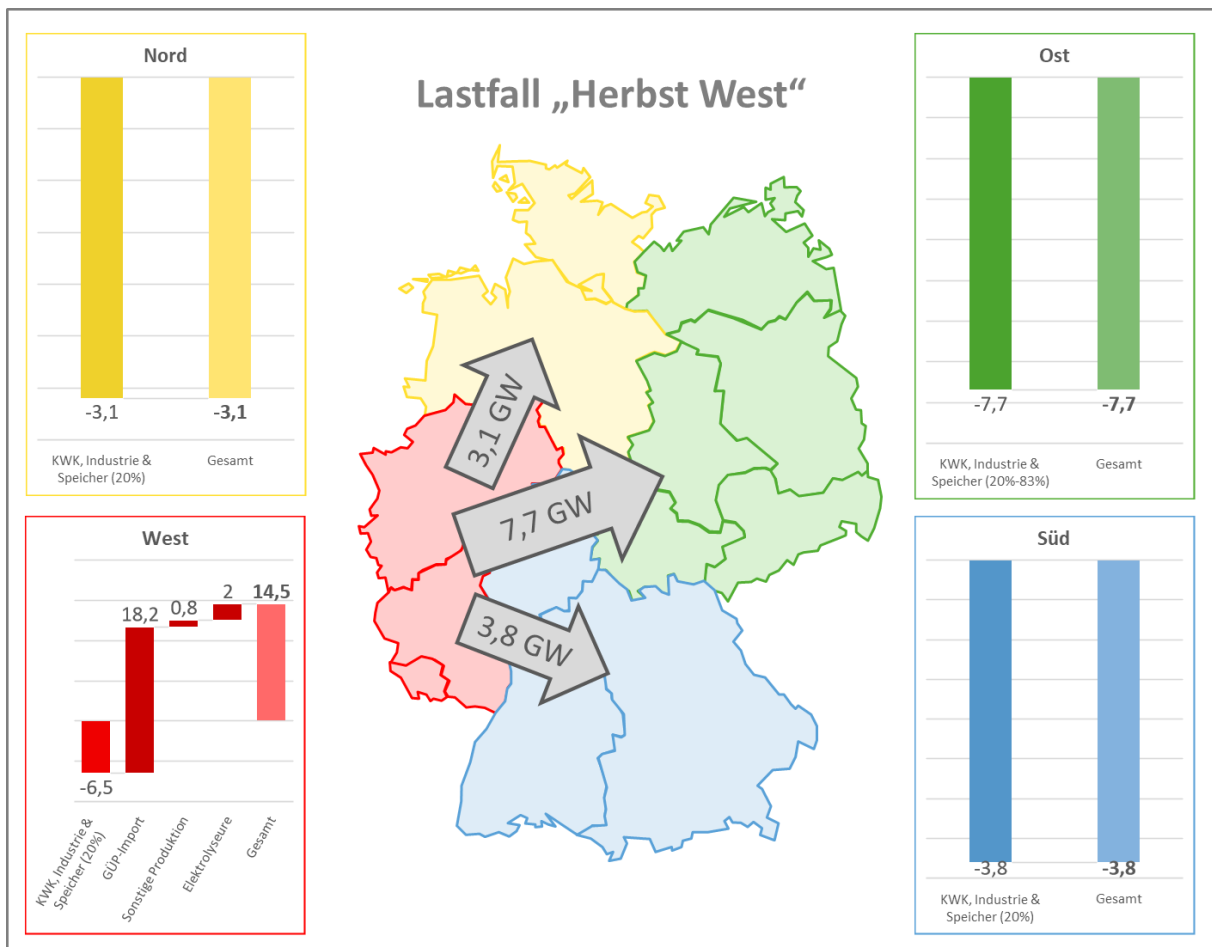


Abbildung 13: Flusssituation Lastfall „Herbst West“

Anstatt in der Region Ost die Ausspeiseleistungen von rd. 4 GW_{th} auf knapp 8 GW_{th} zu erhöhen, wäre es realitätsnäher, dass die umfangreichen Einspeiseleistungen in der Region West durch Wasserstoffspeicher insb. in NRW im Kavernenfeld Epe aufgenommen werden. Im Rahmen der Kernnetzplanung werden in der Region West bislang in Summe 0,6 GW_{th} Ausspeiseleistungen für Wasserstoffspeicher (d.h. Einspeicherleistung) angenommen. Die Annahmen des Lastfalls (20 Prozent) reduzieren die bereits geringe Ausspeiseleistung nochmals auf 0,1 GW_{th}.

Eine verstärkte Berücksichtigung der Speichermöglichkeiten zum regionalen Ausgleich in diesem Lastfall kann die ansonsten erforderliche Erhöhung der Lasten in der Region Ost ausgleichen und damit den Wasserstofftransport von der Region West in Richtung Ost erheblich reduzieren.

6.5 Ergebnis der Lastfallanalysen

Die Analysen der verschiedenen Lastfälle zeigen deutlich, dass die Importkapazitäten (GÜP und Terminals), die dem Wasserstoff-Kernnetz bisher zugrunde gelegt werden, bei tatsächlicher Beschäftigung erhebliche Transportanforderungen verursachen.

Im Rahmen der Lastfälle „Dunkelflaute“ und „Winter“ wird für die Region Nord eine sehr hohe Auslastung umfangreicher Importkapazitäten zur Flexibilitätsbereitstellung angenommen. Um die auftretende Überspeisung der Region Nord abzubauen, werden die Einspeiseleistungen, insb. zu den Verbrauchsschwerpunkten der Region West transportiert. Dies erfordert im „Winterlastfall“ eine Transportkapazität zwischen der Region Nord und West im Umfang von knapp 23 GW_{th}. Diese Transportanforderung kann in erheblichem Umfang reduziert werden, wenn Importkapazitäten in der Region Nord durch Speicherkapazitäten in der Region West (z.B. in NRW im Kavernenfeld Epe) substituiert werden.

In vergleichbarer Weise könnten die Transportanforderungen zwischen der Region Nord und Ost reduziert werden, indem Importkapazitäten in der Region Nord durch Speicherkapazitäten in der Region Ost (z.B. in Sachsen-Anhalt) substituiert werden. Allerdings sind die Transportanforderungen mit knapp 6 GW_{th} zwar signifikant, aber nicht mit der Nord-West-Verbindung vergleichbar relevant.

Die Herbstlastfälle offenbaren, dass die sehr großen der Netzplanung zugrunde gelegten Importkapazitäten bei regionaler Vollaustausung umfangreiche Flexibilitäten auf der Abnahmeseite erfordern. Vor allem die beiden Herbstlastfälle Nord und West zeigen, dass eine signifikante Erhöhung der Verbrauchslasten um bis zu 21 GW_{th} erforderlich ist, wenn Speicherkapazitäten nur unzureichend für die Aufnahme von Einspeiseleistungen aus Importkapazitäten angenommen werden. Sofern also nicht die Importkapazitäten reduziert werden, um eine einseitige und sehr hohe Überspeisung, insb. in der Region Nord zu verhindern, sollten umfangreiche Speicherkapazitäten in den beiden Regionen alleine deshalb vorgesehen werden.

7 Finanzierung: Risikobeteiligung und erdgasverstärkende Maßnahmen

Vor dem Hintergrund der bislang identifizierten umfangreichen Optimierungsmöglichkeiten der Wasserstoffnetzentwicklung, muss das Risiko einer Fehlplanung derzeit als eher wahrscheinlich bewertet werden. Um sicherzustellen, dass bestehende Risiken im Rahmen der Wasserstoffnetzplanung minimiert werden, sollten die Planungsverantwortlichen angemessen an den Risiken einer Fehlplanung beteiligt werden.

Finanzierungskonzept für das Wasserstoff-Kernnetz gemäß § 28s EnWG-E

Die Festlegung, dass die FNB einen Selbstbehalt leisten müssen, wenn die Wasserstoffnetzentgelte das angedachte Amortisationskonto für das Wasserstoffnetz nicht schaffen auszugleichen, hält INES für einen geeigneten Weg, um die FNB an den Risiken einer Fehlplanung, insb. einer Überdimensionierung des Wasserstoff-Kernnetzes, zu beteiligen. Zur Einschätzung der konkreten von den FNB zu tragenden Risiken ist es erforderlich, die

anzulegenden Nutzungsdauern für die Abschreibung der Wasserstoffnetzes zu kennen. Da der Selbstbehalt zu Beginn geringer ist, würde eine kurze Abschreibungsdauer der Wasserstoffnetze dazu führen, dass die FNB zu Beginn nur ein geringeres Risiko an vergleichsweise hohen Beträgen auf dem Amortisationskonto tragen würden. INES bittet deshalb darum, die anzulegenden Nutzungsdauern transparent darzulegen.

Erdgasverstärkende Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff

INES spricht sich grundsätzlich gegen eine Quersubventionierung des Wasserstoffnetzes durch den Erdgasmarkt aus, weil damit Fehlanreize für die Netzentwicklung verbunden wären. INES ist deshalb auch der Auffassung, dass die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff nicht zulasten des Erdgasmarktes erfolgen sollten. Vielmehr muss sichergestellt sein, dass der Erdgasmarkt durch die Umstellung einer Leitung von Erdgas auf Wasserstoff nicht schlechter gestellt wird, als wenn die Umstellung nicht erfolgte. Um nachzuvollziehen, ob die erdgasverstärkenden Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 2 Mrd. Euro nicht den Erdgasmarkt zusätzlich belasten, ist es zunächst erforderlich, Kenntnis darüber zu erlangen, zu welchen Restbuchwerten die Erdgasleitungen in das Wasserstoffnetz überführt werden. INES geht davon aus, dass eine buchhalterische oder eigentumsrechtliche Übereignung einer Leitung an einen Wasserstoffnetzbetreiber zu Verkaufserlösen in Höhe der Restbuchwerte beim Erdgasnetzbetreiber führt. Die Restbuchwerte entscheiden demnach darüber, ob die Investitionskosten von erdgasverstärkenden Maßnahmen durch den Verkauf von Erdgasleitungen überkompensiert werden. INES bittet deshalb darum, die Restbuchwerte der umzustellenden Leitungen transparent zu machen, damit überprüfbar ist, ob der Erdgasmarkt mit Kosten der Wasserstoffnetzentwicklung durch erdgasverstärkende Maßnahmen im Sinne einer Quersubventionierung belastet wird.

Darüber hinaus möchte INES darauf hinweisen, dass die Umwidmung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff ein grundsätzliches Spannungsfeld aufzeigt. Es muss sichergestellt sein, dass der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft nicht die Funktionsfähigkeit des Erdgasmarktes in Frage stellt. So muss bspw. bei der Identifikation umzustellender Erdgasleitung dem Umstand Rechnung getragen werden, dass Gasspeichern zur Deckung des aktuellen Strukturierungsbedarfs im Erdgasmarkt und damit zur Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit eine besondere Bedeutung zukommt. Auch wenn vor diesem Hintergrund eine frühzeitige Umstellung umfangreicher Gasspeicherkapazitäten gut abgewogen werden muss, sollte das Wasserstoff-Kernnetz dennoch die perspektivische Einbindung potenzieller Wasserstoffspeicherstandorte frühzeitig in den Blick nehmen und gewährleisten.

8 Fazit: Konkrete Maßnahmen sollten Risiken einer Netzfehlplanung verringern

Vor dem Hintergrund der durchgeführten Analysen empfiehlt INES, folgende Maßnahmen zu ergreifen, um Risiken bei der Wasserstoffnetzplanung zu reduzieren:

- Die angenommene Nachfrageperspektive sollte zeitlich neu eingeordnet werden. Es handelt sich bei der angenommenen Nachfrage vielmehr um eine längerfristige Bedarfsperspektive, die erst weit nach 2032 zu erwarten ist.
- Ausgehend von der längerfristigen Bedarfsperspektive sollte eine fundierte Analyse der Wasserstoffquellen außerhalb Deutschlands durchgeführt werden, um sachgerecht über die Allokation von Importkapazitäten (GÜP und Terminals) zu entscheiden.
- Speicherkapazitäten sollten Importkapazitäten, die bislang zur Flexibilitätsbereitstellung eingeplant werden, substituieren, um die Transportanforderungen im Wasserstoffnetz zu optimieren. Dazu ist es erforderlich, die angenommenen Speicherkapazitäten an der längerfristigen Bedarfsperspektive auszurichten. Die Annahme zu den Wasserstoffspeicherkapazitäten passt nicht zur abgebildeten Bedarfsperspektive.
- Ein Finanzierungskonzept sollte grundsätzlich verhindern, dass die FNB ökonomische Risiken einer Fehlplanung auf andere Akteure (Staat, Erdgasmarkt) verlagern können. Es sollte deshalb eine Quersubventionierung vermieden und eine angemessene Risikobeteiligung durch Selbstbehalt an den Fehlbeträgen des Amortisationskontos sichergestellt werden.

9 Über uns

Die Initiative Energien Speichern e.V. (INES) ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gas- und Wasserstoffspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 16 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Gasspeicherkapazitäten und etwa 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU. Die INES-Mitglieder treiben außerdem in zahlreichen Projekten die Entwicklung von Untergrund-Wasserstoffspeichern voran und gehören damit zu den Vorreitern dieser wichtigen Energiewende-Technologie.

10 Transparenzhinweis

Die INES betreibt Interessenvertretung im Sinne des Lobbyregistergesetzes (LobbyRG). Die INES achtet den Verhaltenskodex zum Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung und ist unter folgendem Link in das Register eingetragen: www.lobbyregister.bundestag.de/suche/R001797/13657.

11 Kontakt

Sebastian Heinermann

Geschäftsführung

Tel: +49 30 36418-086

Fax: +49 30 36418-255

info@energien-speichern.de

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

www.energien-speichern.de



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