

GUTACHTEN ZU POTENTIALEN WEITERER NATIONALER ODER GRENZÜBERSCHREITENDER GASMARKTGEBIETSINTEGRATIONEN SOWIE DEN DAMIT VERBUNDENEN AUSWIRKUNGEN AUF DEN DEUTSCHEN GASMARKT

Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur

Wien, 04.05.2016

HINTERGRUND UND ZIEL DES AUFTRAGS

Seit 1998 verfolgt die Europäische Union das Ziel der Schaffung eines Erdgasbinnenmarktes (Richtlinie 98/30/EG). Die Binnenmarktpakete sollen unter anderem die Rechte der Verbraucher stärken, neue Geschäftschancen für Unternehmen eröffnen und den diskriminierungsfreien Netzzugang sowie den grenzüberschreitenden Handel fördern. Die Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sieht zur weitergehenden Harmonisierung, für die Bereitstellung und die Handhabung des konkreten und transparenten Zugangs zu Fernleitungsnetzen über die Grenzen hinweg die Erstellung von Netzkodizes vor. In Deutschland hat unter anderem die Zusammenlegung der ehemals 28 Erdgasmarktgebiete (2006) zu mittlerweile zwei großen und erdgasqualitätsübergreifenden Marktgebieten (2011) zu spürbar mehr Wettbewerb und Liquidität beigetragen.

Für die weitere Entwicklung des deutschen und europäischen Erdgasmarktes wird es u.a. aufgrund des am 16.01.2015 veröffentlichten Gas Target Models II¹ (GTM II) von zunehmender Wichtigkeit sein, die Liquidität der Großhandelsmärkte weiter zu stärken. Im überarbeiteten GTM II wurden Kriterien für liquide Großhandelsmärkte entwickelt und die derzeit in der EU bestehenden Marktgebiete dahingehend überprüft, ob sie diese erfüllen. Des Weiteren enthält das GTM II Vorschläge für eine Weiterentwicklung der Handelsmärkte in Fällen, in denen die Kriterien nicht erfüllt sind und mittelfristig voraussichtlich nicht erfüllt werden können.

In diesem Zusammenhang stellt Marktgebietsintegration² eine wesentliche Handlungsoption dar. Bei der Bewertung eines konkreten Marktgebietsintegrations-Vorhabens sind damit verbundene Kosten und entstehender Nutzen im Rahmen einer Einzelfallprüfung abzuwägen.

Grenzüberschreitende, europäische Projekte können weitergehenden Wettbewerb schaffen, die Liquidität erhöhen und zur Steigerung der Versorgungssicherheit in Deutschland (und in Europa) beitragen. Zugleich sind internationale Integrationsvorhaben aber auch mit größeren ökonomischen, rechtlichen, technischen und organisatorischen Hürden verbunden. Es gilt daher, grenzüberschreitende Ansätze sowie nationale Optionen unter Berücksichtigung von Aspekten der Versorgungssicherheit zu bewerten und in Relation zu stellen.

Ziel des Gutachtens ist es, den Status quo der deutschen Marktgebiete zu untersuchen und Prüfkriterien zur Bewertung von nationalen bzw. grenzüberschreitenden Marktgebietsintegrations-Vorhaben abzuleiten. Zudem sollen anhand dieser Prüfkriterien die Potentiale weiterer nationaler oder grenzüberschreitender Marktgebietsintegrationen sowie die damit verbundenen Auswirkungen auf den Erdgasmarkt erörtert werden.

¹ <http://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACER-Gas-Target-Model-/Documents/European%20Gas%20Target%20Model%20Review%20and%20Update.pdf>

² Siehe dazu Annex 6 des GTM II: http://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACER-Gas-Target-Model-/Documents/A14-AGTM-13-03d_GTM_Annex%206%20-%20Gas%20market%20integration%20and%20connection%20tools_final.pdf

Dabei werden im Rahmen dieses Gutachtens insbesondere folgende Aspekte einer Marktgebietsintegration auf Basis der generischen (idealtypischen) Marktgebietsintegrationsmodelle des GTM aus deutscher Sicht untersucht:

- Entwicklung der Markt- und Liquiditätsindikatoren des GTM II
- Entstehende Harmonisierungsbedarfe (in den Bereichen Netzzugang, Speicher(-regulierung), Entgelte, etc.)
- Versorgungssicherheit
- Kapazitätsdarstellung

In Abgrenzung zur Analyse dieser Auswirkungen und grundsätzlichen Potentialerörterung im Rahmen dieses Gutachtens ist zu berücksichtigen, dass dadurch eine detaillierte volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse für ein konkretes und spezifiziertes Marktgebietsintegrations-Vorhaben nicht ersetzt werden kann bzw. dessen Ergebnisse dadurch nicht vorweggenommen werden können.

Neben Marktgebietsintegration als potentielle Handlungsoption soll ebenso untersucht werden, inwieweit marktgebietsinterne Maßnahmen in den bestehenden deutschen Marktgebieten einen Beitrag zur Marktentwicklung leisten können.

ZUSAMMENFASSUNG

Die Erstellung des Gutachtens erfolgte in drei aufeinander folgenden Phasen mit unterschiedlichen Themenstellungen bzw. Zielsetzungen. Wie durch die nachfolgende Abbildung verdeutlicht, wurde dies auch im Aufbau dieses Dokuments reflektiert.

Abbildung 1: Darstellung der Phasen der Gutachten-Erstellung



In Phase 1 wurde für die beiden deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL analysiert, inwieweit die im GTM II vorgesehenen Schwellenwerte der Markt- und Liquiditätsindikatoren im Betrachtungszeitraum 2014 erreicht werden. In Ergänzung dazu wurde eine Trendanalyse hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung (Erfüllung im Kalenderjahr 2017) dieser Indikatoren angestellt.

Die Phase 2 der Gutachtenerstellung widmete sich der Identifikation und Bewertung von marktgebietsinternen Maßnahmen für die bestehenden deutschen Marktgebiete, mithilfe derer potentiell eine Verbesserung der o.g. Indikatoren des GTM II realisiert werden könnte.

Phase 3 beschäftigte sich mit der Verbesserung der Markt- und Liquiditätsindikatoren der bestehenden deutschen Marktgebiete durch Maßnahmen der Marktgebietsintegration. Dafür wurden in einem ersten Schritt die im GTM II vorgesehenen Marktgebietsintegrationsmodelle theoretisch beschrieben und auf Basis ihrer Anwendbarkeit für die deutschen Marktgebiete (mit dem o.g. Ziel der Verbesserung der Indikatoren des GTM II) selektiert. Vor diesem Hintergrund erfolgte eine initiale Bewertung von vorausgewählten Konstellationen hinsichtlich ihres potentiellen Beitrags zur Verbesserung der Markt- und Liquiditätsindikatoren des GTM II sowie etwaiger Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit deutscher Letztverbraucher. Basierend auf den Ergebnissen dieser initialen Bewertung wurden die vielversprechendsten Konstellationen für Marktgebietsintegration ausgewählt und im Detail betrachtet. Dabei wurden u.a. folgende Betrachtungsdimensionen berücksichtigt:

- Markt- und Liquiditätsindikatoren des GTM II
- Direkter Zugang zu (neuen) Quellen und potentielle Auswirkungen auf den Kapazitätsausweis der zu integrierenden Märkte
- Veränderung von relevanten Kennzahlen der Versorgungssicherheit
- Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation im Speichermarkt
- Resultierender Harmonisierungsbedarf im Zusammenhang mit der konkreten Umsetzung der betrachteten Konstellationen

Phase 1: Markt- und Liquiditätsindikatoren der deutschen Marktgebiete

Derzeitige Erfüllung der Markt- und Liquiditätsindikatoren

Marktindikatoren werden herangezogen um zu untersuchen, wie wettbewerbsfähig und stabil ein betrachteter Markt und wie sicher seine Versorgung ist. Ergebnis dieser Betrachtung im Zeitraum 2014 ist, dass die Vorgaben des GTM II hinsichtlich der *Anzahl der Bezugsquellen* und dem *Residual Supply Index (RSI)* durch beide deutschen Marktgebiete erreicht werden. Die mithilfe des *Herfindahl-Hirschman Index (HHI)* evaluierte Konzentration der Belieferung der Marktgebiete durch einzelne Gasproduzenten erreicht in beiden Marktgebieten die Vorgaben des GTM II knapp nicht. Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 1: Erfüllung der Marktindikatoren für NCG/GASPOOL (Erfüllung der Schwellenwerte grün markiert)

	Anzahl der Bezugsquellen	HHI	RSI
GASPOOL	4	2.965	111%
NCG	4	2.743	148%
Schwellenwert	≥ 3	≤ 2.000	≥ 110% des Bedarfs

Hinsichtlich der u.a. für das effektive Management von Großhandelsrisiken maßgeblichen Liquiditätsindikatoren kommt die durchgeführte Analyse von Orderbuch-Volumina, Bid-Offer Spreads, Handelsabschlüsse etc. für die Segmente Spot-, Prompt- und Forwardmarkt zum Ergebnis, dass die vorgesehenen Schwellenwerte für die Liquidität und das Volumen im Großhandelsmarkt auch im Betrachtungszeitraum 2014 weitgehend nicht erfüllt werden. Ungeachtet der im Vergleich zu den Ergebnissen des GTM II (Betrachtungszeitraum 2013) vorliegenden Verbesserung im Bereich Spotmarkt, ist der Erfüllungsgrad in den Bereichen Prompt- als auch Terminmarkt auf niedrigem Niveau stagnierend bzw. rückläufig und bleibt somit hinter den Anforderungen an funktionierende Märkte deutlich zurück. Dies wird durch die nachfolgende, aggregierte Darstellung der Erfüllungsgrade veranschaulicht, welche das relative Erreichen der Schwellenwerte des GTM II je Marktsegment (Mittelwert der jeweiligen Erfüllungsgrade der Einzel-Indikatoren) für die Jahre 2013 und 2014 abbildet.

Tabelle 2: Erfüllungsgrad der Liquiditätsindikatoren für NCG/GASPOOL

	Erfüllungsgrad 2013			Erfüllungsgrad 2014		
	Spot	Prompt	Forward	Spot	Prompt	Forward
GASPOOL	62%	15%	3%	67%	15%	2%
NCG	79%	40%	15%	80%	21%	5%

Zukünftig zu erwartende Erfüllung der Markt- und Liquiditätsindikatoren

Der von ACER im Rahmen des GTM II vorgeschlagenen Methodik der Selbstevaluierung folgend, wurde auch die zu erwartende Erfüllung der GTM II Indikatoren der deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL für das Jahr 2017 analysiert.

Hinsichtlich der Marktindikatoren ist davon auszugehen, dass es bis 2017 zu keiner nennenswerten Veränderung der bestehenden Quellen bzw. zu keiner wesentlichen Veränderung der bestehenden Marktanteile einzelner Produzenten kommt. Auch unter Berücksichtigung der im Netzentwicklungsplan Gas (NEP) 2015 bis dahin prognostizierten Veränderungen von Eigenproduktion, Nachfrage, Importkapazitäten, etc. ist für 2017 keine wesentliche Änderung der Ergebnisse gegenüber dem Jahr 2014 zu erwarten.

Im Bereich der Liquiditätsindikatoren wird eine Fortschreibung der im Betrachtungszeitraum 01/2013 bis 09/2015 erkennbaren Entwicklung durchgeführt. Auf Basis einer rollierenden Betrachtung von 12-Monatszyklen, wird mittels linearer Regression ein Trend für die Entwicklung wesentlicher Liquiditätsindikatoren bis 2017 aufgestellt (aufgrund des kurzen Analysezeitraums ohne Anspruch auf langfristige Gültigkeit).

Zusammenfassendes Ergebnis dieser Fortschreibung für NCG und GASPOOL ist eine tendenziell positive Entwicklung im Spotmarkt. Im Promptbereich ergibt sich für NCG ein tendenzieller Rückgang der Liquidität, während diese bei GASPOOL eher konstant bleibt. Umgekehrt verhält es sich im Forwardbereich. Hier ist auf Basis der Hochrechnung mit einem tendenziellen Rückgang der Liquidität bei GASPOOL zu rechnen, bei NCG mit einer stagnierenden Entwicklung. Eine voraussichtliche Erfüllung der GTM II Vorgaben für diese Marktsegmente ist nicht ableitbar.

Der in 2013 noch signifikante Abstand zwischen NCG und GASPOOL verringert sich in dieser Vorschau und GASPOOL kann auf Basis der Ergebnisse der Trendanalyse vor allem im Spot- und Promptbereich den Rückstand zu NCG reduzieren.

Zusammenfassende Bewertung der Markt- und Liquiditätsindikatoren für die deutschen Marktgebiete

Zusammenfassend ergibt sich aus der Analyse der deutschen Gasmärkte anhand der GTM II Richtlinien, dass insbesondere für die Erreichung der Liquiditätsindikatoren Maßnahmen mit entsprechender Wirkung im Prompt- und Forwardbereich unabdinglich sind. Dafür werden im Rahmen dieses Gutachtens die folgenden grundlegenden Ansatzmöglichkeiten für derartige Maßnahmen detailliert behandelt:

- marktgebietsinterne Maßnahmen und
- marktgebietsübergreifende Maßnahmen

Phase 2: Marktgebietsinterne Maßnahmen

In dieser Phase der Gutachten-Erstellung wurde untersucht, durch welche Maßnahmen innerhalb der beiden bestehenden deutschen Marktgebiete potentiell eine Verbesserung der GTM II-Indikatoren realisiert werden könnte. Von der derzeitigen und zu erwartenden Erfüllung der Indikatoren des GTM II ausgehend, fokussiert sich die Betrachtung insbesondere auf Maßnahmen, die eine positive Wirkung im Prompt- bzw. Forwardsegment des Großhandelsmarkts erwarten lassen. Zusammenfassend werden im Rahmen dieses Gutachtens die nachfolgenden, marktgebietsinternen Maßnahmen identifiziert und grundsätzlich beschrieben.

Tabelle 3: Im Rahmen des Gutachtens identifizierte marktgebietsinterne Maßnahmen und deren Wirkung auf die Segmente des Großhandelsmarktes

NR.	MÖGLICHE MARKTGEBIETSINTERNE MAßNAHME	ERWARTBARE WIRKUNG AUF MARKTSEGMENTE		
		SPOT	PROMPT	FORWARD
Steigerung des Zugangs physischer Mengen zum VHP				
1.	Schaffung eines (zumindest unterbrechbaren) VHP-Zugangs für Transite	Ja	Ja	Nein
Steigerung des Anteils der im organisierten Markt am VHP abgewickelten Geschäfte				
2.	Mehr Transparenz hinsichtlich der Zugänge zum organisierten Handelsmarkt	Ja	Ja	Ja
3.	Durchführung von Gas-Auktionen im organisierten Markt	Ja	Ja	Ja
4.	Treibgas-Beschaffung deutscher FNBs am Großhandelsmarkt	Ja	Ja	Ja
5.	Reduktion des VHP-Entgelts	Ja	Nein	Nein
Steigerung des Umschlags der im organisierten Markt abgewickelten Geschäfte				
6.	Verbesserte Transparenz für aggregierten Verbrauch im Marktgebiet	Ja	Ja	Ja
7.	Verbesserte Transparenz zum Systemzustand	Ja	Ja	Ja
8.	Erweiterung des EFET-Standardvertragswerks um Appendizes für NCG und GASPOOL	Ja	Ja	Ja
9.	Angebot von untertägigen Kapazitäten an Speicher-Punkten und bei Letztverbrauchern (Kraftwerke)	Ja	Nein	Nein

NR.	MÖGLICHE MARKTGEBIETSINTERNE MAßNAHME	ERWARTBARE WIRKUNG AUF MARKTSEGMENTE		
		SPOT	PROMPT	FORWARD
10.	Schaffung eines vereinfachten VHP-Zugangs für „reine Händler“	Nein	Ja	Ja
11.	Einschränkung der Möglichkeiten zur Verbindung von Bilanzkreisen	Ja	Ja	Ja
12.	Verbesserte Planungssicherheit der „Gesamt-Transportkosten“	Nein	Nein	Ja
13.	Verpflichtung/Anreize um Anzahl der Market Maker zu erhöhen und deren Spreads zu verringern	Nein	Ja	Ja
14.	Vollständige Abschmelzung des Konvertierungsentgelts	Ja	Ja	Ja

Zusammenfassende Bewertung der marktgebietsinternen Maßnahmen

Die Abschätzung der tatsächlichen Wirkungshöhe und detaillierte Konzeption marktgebietsinterner Maßnahmen sind nicht Teil dieses Gutachtens. Vor dem Hintergrund der erheblichen Defizite der deutschen Marktgebiete insbesondere im Prompt- und Forwardsegment des Großhandelsmarktes ist die zusammenfassende, erste Einschätzung, dass die zu erwartenden Verbesserungen nicht ausreichend sind.

Phase 3: Marktübergreifende Maßnahmen – Marktgebietsintegration

Vor dem Hintergrund der Ergebnisse der Selbstevaluierung in Phase 1 und 2 wurden in Phase 3 marktübergreifende Maßnahmen der Marktgebietsintegration und deren Potential zur Weiterentwicklung der deutschen Marktgebiete untersucht. Dabei wurden sowohl nationale, als auch grenzüberschreitende Konstellationen der Marktgebietsintegration für die deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL betrachtet.

Marktgebietsintegrationsmodelle

Für die Analyse der Marktgebietsintegrationsmaßnahmen, werden die von ACER im Rahmen des GTM II vorgestellten Marktgebietsintegrationsmodelle und ihre Charakteristika reflektiert.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Modelle idealtypische und beispielhafte Marktgebietsintegrationsmodelle darstellen, die einerseits bereits explizit alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten vorsehen, andererseits aber nicht den Anspruch haben die Möglichkeiten zur Marktgebietsintegration abschließend zu beschreiben. Das im GTM II dargestellte Modell „vollständige Marktgebietszusammenlegung“ beschreibt dementsprechend ein nutzenmaximierendes Marktgebietsintegrationsmodell mit gleichzeitig hohem Harmonisierungsbedarf, während das Modell „Handelszone“ eine Integrationsalternative mit einem potentiell deutlich reduzierten Umsetzungs- und Harmonisierungsaufwand darstellt. As-

pekte der Belieferung und Bilanzierung von Endkunden in den nachgelagerten Zonen bleiben dabei nationale Angelegenheit und der zwingende Harmonisierungsbedarf konzentriert sich insbesondere auf folgende Aspekte:

- Definition Entry/Exit-System (ggf. unter Berücksichtigung unterschiedlicher Gasqualitäten) und Ausgestaltung des Kapazitätsmodells
- Ausgestaltung eines vereinfachten Bilanzierungsmodells für die Handelszone
- Ausgestaltung des integrierten VHPs hinsichtlich Handelsmitteilungen, Mengenzuweisungen, etc.

Zusätzlich zu den im GTM II dargestellten Modellen sind auch abgeleitete Ausgestaltungsvarianten denkbar, die den Umsetzungs- und Harmonisierungsaufwand im Vergleich zu den idealtypischen Modellen potentiell weiter reduzieren können.

Bei allen Modellen wird ein zentraler, integrierter VHP geschaffen, der als zentraler Übergabepunkt für sämtliche Handelsgeschäfte im vergrößerten Marktraum dient. Das im GTM II angelegte Modell „Satelliten-Markt“ sieht ebenso einen einzigen VHP vor, jedoch ergibt sich aus den im GTM II formulierten Anwendungsvoraussetzungen, dass die Anwendung für deutsche Marktgebiete auf jene Konstellationen beschränkt wäre, in denen sich für Deutschland keine ausreichend starken Impulse für den deutschen Großhandelsmarkt einstellen würden.

Initiale Bewertung von vorausgewählten Konstellationen für eine Marktgebietsintegration

Als initialer Schritt zur Identifikation der vielversprechendsten Konstellationen für Marktgebietsintegration aus deutscher Sicht wurden zunächst, neben der nationalen, 13 grenzübergreifende Konstellationen für Marktgebietsintegration auf Basis ihrer grundsätzlichen Potentiale zur Weiterentwicklung der deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL vorselektiert.

Auswahl der vielversprechendsten Konstellationen für eine Marktgebietsintegration

Unter den 14 vorselektierten Marktgebietsintegrationsalternativen wurden auf Basis der voraussichtlichen Erfüllung von Markt-, Liquiditätsindikatoren und ausgewählten Kennziffern zur Versorgungssicherheit die vielversprechendsten Konstellationen ausgewählt.

Wesentliches Kriterium für die Auswahl der vielversprechendsten Konstellationen war die Maximierung des voraussichtlichen Nutzens für beide deutsche Marktgebiete und die Vermeidung eines Diskriminierungspotentials zwischen Marktteilnehmern beider deutscher Marktgebiete.

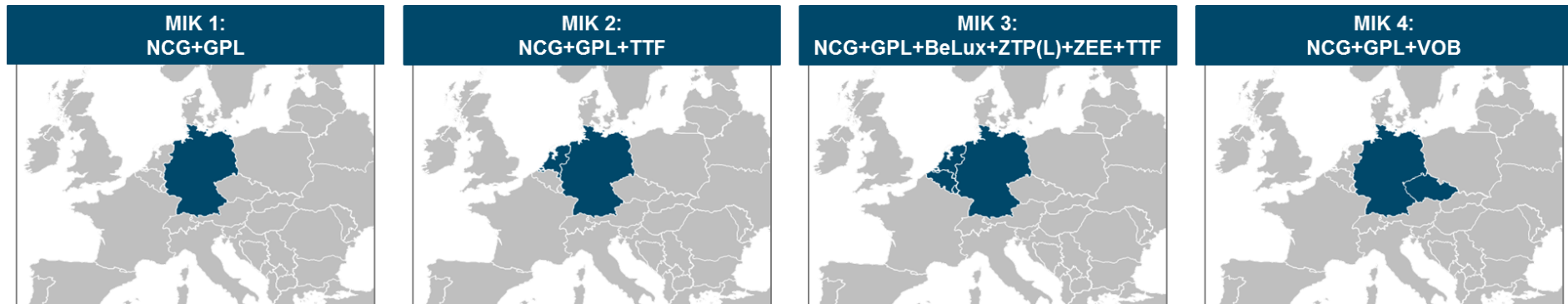
Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der voraussichtlichen Erfüllung der Markt-, Liquiditätsindikatoren und Kennziffern zur Versorgungssicherheit aller untersuchten Konstellationen.

Tabelle 4: Erfüllungsgrad für GTM II Indikatoren und Versorgungssicherheit für alle vorselektierten Marktgebietsintegrations-Konstellationen

	Erfüllungsgrad (2014)									
	Marktindikatoren			Liquiditätsindikatoren			Versorgungssicherheit			
	BQ	HHI	RSI	Spot	Prompt	Forward	N-1	IRDI	SPB	SPL
Schwellenwert	≥ 3	≤ 2.000	≥ 110% des Bedarfs	100%	100%	100%	≥ 100%	≤ 2.000	% des Bedarfs	% Max-Leistung
GPL	100%	67%	100%	67%	15%	2%	100%	88%	35%	107%
NCG	100%	73%	100%	80%	21%	5%	100%	93%	28%	95%
NCG+GPL	100%	74%	100%	100%	37%	19%	100%	100%	31%	100%
NCG+GPL+TTF	100%	100%	100%	100%	87%	66%	100%	100%	29%	85%
NCG+GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE	100%	81%	100%	100%	40%	20%	100%	100%	26%	87%
NCG+GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE+TTF	100%	100%	100%	100%	88%	66%	100%	100%	26%	78%
NCG+GPL+VOB	100%	71%	100%	100%	37%	19%	100%	100%	33%	97%
NCG+TTF	100%	93%	100%	100%	86%	66%	100%	95%	27%	78%
NCG+BeLux	100%	83%	100%	81%	21%	5%	100%	100%	23%	79%
NCG+BeLux+ZTP(L)+ZEE	100%	79%	100%	99%	30%	6%	100%	95%	21%	74%
NCG+PEGN+TRS	100%	93%	100%	83%	23%	6%	100%	100%	31%	90%
NCG+CEGH	100%	72%	100%	100%	34%	8%	100%	98%	32%	94%
GPL+TTF	100%	94%	100%	100%	85%	66%	100%	100%	30%	81%
GPL+BeLux	100%	89%	100%	68%	15%	2%	100%	100%	27%	87%
GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE	100%	87%	100%	95%	19%	3%	100%	100%	25%	80%
GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE+TTF	100%	100%	100%	100%	86%	66%	100%	100%	25%	73%

Ergebnis der Auswahl sind die im Folgenden dargestellten vier Marktgebietsintegrations-Konstellationen („MIKs“), die anschließend mithilfe von ergänzenden Prüfkriterien detailliert untersucht wurden.

Abbildung 2: Auswahl der vier vielversprechendsten MIKs



Bewertung der vielversprechendsten Konstellationen für Marktgebietsintegration

Zur Bewertung der vielversprechendsten Konstellationen wurden die bereits beschriebenen Indikatoren um zusätzliche Prüfkriterien ergänzt. Auch wenn die abschließende Bewertung eines konkret spezifizierten Marktgebietsintegrations-Vorhabens eine detaillierte Kosten-/Nutzen-Analyse erfordert, haben diese Prüfkriterien den Zweck bereits im Vorfeld dazu:

- potentielle Auswirkungen auf die Kapazitätsdarstellung auf Basis bestehender bzw. bereits geplanter Verbindungskapazitäten abzuschätzen,
- Potentiale hinsichtlich direktem Zugang zu neuen Quellen und Diversifikation der Angebotssituation im Speichermarkt darzustellen,
- zu erwartende Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im Vergleich zum Status quo zu berücksichtigen und
- Charakteristika des Marktmodells und der regulatorischen Rahmenbedingungen von potentiell zu integrierenden Gasmärkten vergleichend zu bewerten und daraus die fachliche Komplexität eines derartigen Vorhabens hinsichtlich Harmonisierungsbedarfen (differenziert in *zwingend* und *empfehlenswert*), rechtlichen Koordinierungs-/Klärungsbedarfen, etc. abzubilden.

Zusammenfassung der Bewertung der vielversprechendsten Konstellationen für Marktgebietsintegration

Markt- und Liquiditätsindikatoren des GTM II

Bezogen auf die derzeitige und zu erwartende Erfüllung der GTM Marktindikatoren durch NCG und GASPOOL, verdeutlicht die Bewertung der vielversprechendsten Konstellationen, dass lediglich durch grenzüberschreitende Marktgebietsintegrationen, welche den TTF einschließen (MIK 2, MIK 3), die Konzentration der Belieferung durch einzelne Gasproduzenten (HHI) soweit reduziert werden kann, dass sämtliche Marktindikatoren erfüllt sind. Die beiden anderen Marktindikatoren (Anzahl Bezugsquellen und RSI) werden schon in den jetzigen beiden Marktgebieten (sowie in jeder nationalen oder internationalen MIK-Variante) erfüllt.

Hinsichtlich der Liquiditätsindikatoren ergibt sich ebenso, dass nur durch die Integration der deutschen Marktgebiete mit dem TTF (MIK 2 und MIK 3) eine deutliche Verbesserung der Liquiditätsindikatoren des Großhandelsmarktes und die nahezu vollständige Erfüllung der Vorgaben des GTM II für den gesamten deutschen Gasmarkt erreicht werden kann. Im Fall der nationalen Integration (MIK1) bzw. der zusätzlichen Integration mit dem VOB (MIK 4) ist eine Verbesserung der Erfüllung der Vorgaben der GTM II, allerdings in einem deutlich geringeren Umfang als im Fall der Integration mit dem TTF, absehbar.

Versorgungssicherheit

Die betrachteten Kennzahlen (mit ihren zugrundeliegenden Annahmen) weisen für die bestehenden Marktgebiete NCG und insbesondere GASPOOL ein hohes Niveau der infrastrukturellen Versorgungssicherheit auf, das durch die nationale Marktgebietsintegration (MIK 1) unverändert erhalten bleibt. Im internationalen Kontext ergibt sich ein weitgehend unverändertes Bild hoher Versorgungssicherheit. Lediglich im Bereich der speicherbezogenen Kennziffern kommt es zu einer feststellbaren Verschlechterung bei Integration mit westlichen Nachbarmärkten (MIK 2 und MIK 3).

Speicher(-regulierung)

Während sich bei Einzelbetrachtung der deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL keine ausreichende Diversifikation des Speicherangebots ergibt, stellt sich bei sämtlichen MIKs potentiell eine ausreichend reduzierte Marktkonzentration ein. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass dieser Wert ausschließlich auf das ausgewiesene Speichervolumen der Anbieter abstellt und die Angebots- bzw. Buchungssituation unberücksichtigt bleibt.

Netzzugang

Bei sämtlichen Integrationsvarianten ergeben sich nennenswerte Verbindungsdefizite in Worst-Case-Nominierungsszenarien. Teile der verbleibenden, garantierten FZK-Entry-Kapazität sind zudem abhängig vom saisonalen Verbrauch bzw. einer entsprechenden Speicherbeschäftigung im jeweiligen Markt. Im Umfang dieser Anteile entspricht der verbleibende Entry-FZK-Ausweis dem mittleren Wert einer dynamischen Kapazitätsdarstellung und kann ohne Berücksichtigung nicht weiter quantifizierter Kosten für Maßnahmen der Kapazitätserhaltung nicht als auch in Worst-Case-Nominierungsszenarien garantierte FZK-Jahreskapazität ausgewiesen werden.

Die im Rahmen einer Durchschnittsbetrachtung ermittelte, zu erwartende theoretische Kapazitätseinschränkungsrate ist für die nationale Integration (MIK 1) am höchsten. Die diesbezüglichen Indikatoren zeigen aus deutscher Sicht den geringsten Einschränkungbedarf für die MIK 3 (Integration mit westlichen Nachbarmärkten) und MIK 4 (Integration mit VOB). Für die Aufrechterhaltung der garantierten Erreichbarkeit eines dann integrierten VHP (mittels FZK-Kapazitäten) sind kapazitätserhaltende Maßnahmen erforderlich. Deren Kosten (oder Einschränkungen der garantierten Erreichbarkeit) müssen im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt werden.

Hinsichtlich des direkten Zugangs zu zusätzlichen, direkt erreichbaren Quellen würde sich insbesondere durch MIK 2 und MIK 3 weiteres Potential zur Diversifikation der Belieferungssituation (u.a. durch LNG, NBP, etc.) eröffnen.

Harmonisierungs- und Koordinierungsbedarfe

Um den Bedarf an Harmonisierung und Koordinierung für eine Marktgebietsintegration ermitteln zu können, wurden 46 Kriterien identifiziert (Prüfkriterien). Diese wurden in Abhängigkeit des Integrationsmodells in zwingend oder in empfehlenswert kategorisiert und dann auf die vielversprechendsten Konstellationen für das Modell der vollständigen Marktgebietsintegration als auch für das Modell Handelszone angewendet.

So konnten die Harmonisierungsbedarfe durch eine umfangreiche Analyse der Marktmodelle und Rahmenbedingungen in den auf Basis der Marktgebietsintegrations-Konstellationen zu untersuchenden Ländern und einer anschließenden, vergleichenden Bewertung mit den deutschen Gegebenheiten analysiert werden. Ergaben sich daraus für betrachtete Prüfkriterien grundsätzliche Ausgestaltungunterschiede, wurden diese als Harmonisierungsbedarf dokumentiert und stellen, vorbehaltlich einer juristischen Einzelfallprüfung, eine Harmonisierungsaufgabe im Rahmen einer konkreten Ausgestaltung der Marktgebietsintegrations-Konstellation dar. Ergebnis dieser Erhebung ist, dass für grenzüberschreitende Konstellationen insbesondere im Rahmen einer vollständigen und idealtypischen Zusammenlegung von Marktgebieten zwingende Harmonisierungsbedarfe im Bereich Netzzugang im wesentlichen Umfang vorliegen. Bei Umsetzung der im GTM II vorgesehenen Handelszone beziehen sich die zwingenden Harmonisierungsbedarfe mehrheitlich auf die gemeinsame Handelszone, d.h. Aspekte der Belieferung und Bilanzierung von Endkunden, etc. in den nachgelagerten (nationalen) Zonen müssten in diesem Kontext nicht behandelt werden.

In den Themenbereichen Versorgungssicherheit, Speicher und Entgelte werden Harmonisierungsbedarfe unabhängig vom Marktgebietsintegrationsmodell mehrheitlich als *empfehlenswert* qualifiziert, da davon ausgegangen wird, dass diese bereits weitestgehend durch grundsätzliche Harmonisierungsbestrebungen zur Schaffung eines EU Binnenmarktes abgedeckt sind und eine Harmonisierung im Rahmen einer Marktgebietsintegration weder rechtlich noch operativ zwingend ist. So bleiben nationale Rechte und Pflichten im Rahmen der Versorgungssicherheit durch eine Marktgebietsintegration grundsätzlich unberührt und es kommt zu keiner Verschlechterung der Möglichkeiten des nationalen Notfallmanagements durch die zuständigen nationalen Behörden.

Nachgelagerte Prüfaufgaben für konkrete Marktgebietsintegrations-Vorhaben

Die im Teil „Gesamtbewertung der vielversprechendsten Konstellationen“ dargestellte Ergebnisse beruhen ausschließlich auf öffentlich zugänglichen Informationen und den idealtypischen Integrationsmodellen des GTM II. Um das Potential und die Auswirkungen einer konkreten Marktgebietsintegrations-Konstellation bzw. eines dementsprechenden Vorhabens im Detail bewerten zu können, sind in einer nachgelagerten Phase mindestens folgende ergänzende Schritte nötig:

- Festlegung des Umfangs der Marktgebietsintegration (Einbeziehung von Marktgebieten, Gasqualitäten und Handelsplätzen)
- Detailkonzeption des gewählten Integrationsmodells, d.h. der Funktionsweise des integrierten Marktes bzgl. Netzzugang, Bilanzierung, Entgelte, Rollenwahrnehmung, etc.
- Detailkonzeption Entry/Exit-Modell (Detailanalyse von Umfang und Wahrscheinlichkeit von Verbindungsdefiziten sowie Definition von Maßnahmen zur Vermeidung von Engpasssituationen)
- Kosten-Nutzen-Analyse des konkretisierten Integrationskonzepts
- Juristische Einzelfallprüfung von Anpassungs- und Harmonisierungsbedarfen

Fazit

Ein konkretes Marktgebietsintegrations-Vorhaben mit dem Ziel, den Prompt- und Forwardmarkt in den Marktgebieten NCG und GASPOOL zu stärken, sollte auf Basis der Ergebnisse des vorliegenden Gutachtens zumindest beide deutsche Marktgebiete und den TTF umfassen. Nur in dieser Konstellation ist eine Erfüllung der Markt- und Liquiditätsindikatoren des GTM II in den deutschen Marktgebieten zu erwarten. Weiterhin hervorzuheben ist, dass ein solches Vorhaben neben der Koordinierung aller zwingenden Harmonisierungsbedarfe einer sorgfältigen Abwägung aller Nutzengewinne und der anfallenden Kosten bedarf. Insbesondere die im Vergleich zum Status Quo entstehende Kapazitätseinschränkung muss nutzenreduzierend oder - bei einer entsprechenden Beseitigung - kostenseitig in diese Erwägung miteinbezogen werden.

INHALT

Hintergrund und Ziel des Auftrags	3
Zusammenfassung	5
1 Markt- und Liquiditätsindikatoren der deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL	18
1.1 Berechnungsmethodik	19
1.2 Derzeitige Erfüllung der Markt- und Liquiditätsindikatoren	29
1.3 Zukünftige Erfüllung der Markt- und Liquiditätsindikatoren	34
1.4 Schlussfolgerungen bezüglich der Erfüllung der Markt- und Liquiditätsindikatoren	48
2 Marktgebietsinterne Maßnahmen	53
2.1 Strukturelle Unterschiede zwischen NCG/GASPOOL und den europäischen Leitmärkten	53
2.2 Potentielle Auswirkungen marktgebietsinterner Maßnahmen	54
2.3 Zusammenfassung der Ergebnisse	55
2.4 Detailbetrachtung möglicher marktgebietsinterner Maßnahmen	57
3 Marktgebietsübergreifende Maßnahmen – Marktgebietsintegration	66
3.1 Überblick: Marktgebietsintegrationsmodelle	66
3.2 Zusammenfassende Bewertung der Anwendbarkeit der Marktgebietsintegrationsmodelle für deutsche Marktgebiete	75
3.3 Eingrenzung von theoretischen Marktgebietsintegrations-Konstellationen für die deutschen Marktgebiete	77
3.4 Bewertung der eingegrenzten Konstellationen für Marktgebietsintegration	81
3.5 Auswahl der aus deutscher Sicht vielversprechendsten Konstellationen für eine Marktgebietsintegration	102
4 Ergänzende Prüfkriterien für die Bewertung von Marktgebietsintegrationskonzepten	107
4.1 Grundsätze der Bewertung mithilfe der Ergänzenden Prüfkriterien	107

4.2	Überblick der Themenbereiche und Kategorien der Ergänzenden Prüfkriterien.....	109
4.3	Detailbetrachtung der weiteren Prüfkriterien.....	110
5	Gesamtbewertung der vielversprechendsten Konstellationen für Marktgebietsintegration.....	146
5.1	Gesamtbewertung anhand quantitativer Prüfkriterien	146
5.2	Gesamtbewertung anhand qualitativer Prüfkriterien	160
5.3	Zusammenfassung der Ergebnisse der Gesamtbewertung	165
	Abkürzungsverzeichnis.....	167
	Tabellenverzeichnis.....	171
	Abbildungsverzeichnis.....	173
	Disclaimer	176
	Annex.....	177

1 MARKT- UND LIQUIDITÄTSINDIKATOREN DER DEUTSCHEN MARKTGEBIETE NCG UND GASPOOL

Vor dem Hintergrund der weiteren Entwicklung der deutschen und europäischen Gasmärkte und der Schaffung eines einheitlichen EU-Erdgasbinnenmarktes wird es zunehmend wichtiger das Funktionieren von Großhandelsmärkten zu analysieren und zu verbessern. Für die Einschätzung der Funktionsfähigkeit von Märkten auf nationaler Ebene sind im Rahmen des GTM II einheitliche Vorgehensweisen und regulatorische Rahmenbedingungen festgelegt worden.

Dabei wird im GTM II den Aspekten der Liquidität an Großhandelsmärkten einerseits und der ausreichenden Diversifikation von Importeuren und Supply-Quellen andererseits durch entsprechende Kennziffer-Kategorien Rechnung getragen – diese sind:

- *Marktindikatoren* zur Beurteilung der Diversität von Marktteilnehmern und Supply-Quellen und
- *Liquiditätsindikatoren* zur Beurteilung der Liquiditätssituation im Großhandelsmarkt

In Bezug auf diese Indikatoren werden im Rahmen des GTM II entsprechende Schwellenwerte, die einen funktionierenden Großhandelsmarkt kennzeichnen, definiert. Das GTM II sieht deshalb vor, dass die zuständigen Regulierungsbehörden in regelmäßigen Zyklen auf Basis dieser Kennziffern und unter Berücksichtigung spezifischer Marktgegebenheiten die für ihre Endkunden relevanten Märkte und deren natürliche Entwicklung evaluieren³. Auf Basis dieser Evaluierung sollen notwendige Maßnahmen zur Erfüllung der Kriterien des GTM II (d.h. zur Erreichung der Schwellenwerte für die jeweiligen Kennziffern) geplant werden.

Dieses Kapitel widmet sich dieser Selbstevaluierung für die beiden deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL. Hierfür soll deren Erreichung der entsprechenden Schwellenwerte zum jetzigen Zeitpunkt (Betrachtungsjahr 2014) ebenso wie die zu erwartende, mittelfristige Erfüllung der Voraussetzungen im Jahr 2017 bewertet werden. Dabei gilt es zuerst die zugrundeliegende Methodik für die Berechnung dieser Indikatoren gemäß Annex 3 des GTM II zu erläutern. Diesen theoretischen Grundlagen folgen sodann die derzeitigen und zu erwartenden Ergebnisse der deutschen Marktgebiete und eine abschließende Bewertung bzw. Schlussfolgerung. Eine Bewertung der GTM II Kriterien selbst erfolgt nicht. Somit bildet dieses Kapitel die Basis für die danach untersuchten marktgebietsinternen und marktgebietsübergreifenden Maßnahmen, die infolgedessen formuliert und konzipiert werden.

³ Zu beachten ist, dass es sich weder bei den definierten Zielen, noch bei den dargelegten Maßnahmen des GTM II um starre Vorgaben für die Marktteilnehmer bzw. Regulierungsbehörden handelt. Vielmehr sollen Leitlinien zur Weiterentwicklung der europäischen Gasmärkte gegeben werden. Eine rechtliche Verbindlichkeit ergibt sich aus dem GTM II nicht.

1.1 BERECHNUNGSMETHODIK

Die folgende Berechnungsmethodik der GTM II Indikatoren basiert grundlegend auf der im GTM II festgelegten Vorgehensweise und ist für das gesamte Gutachten relevant – das heißt sowohl für die deutschen Marktgebiete, also auch für etwaige Marktgebietsintegrations-Konstellationen, die in späterer Folge berücksichtigt werden. Die grundsätzlichen Methoden der Berechnungen sind in Annex 3 des GTM II festgehalten.

1.1.1 Marktindikatoren

Marktindikatoren werden herangezogen um zu untersuchen, wie wettbewerbsfähig und stabil ein betrachteter Markt und wie sicher seine Versorgung ist. Dazu werden drei Indikatoren mithilfe der in Annex 3 des GTM II beschriebene Methodik berechnet:

- Anzahl der Bezugsquellen
- Herfindahl-Hirschman Index (HHI)
- Residual Supply Index (RSI)

1.1.1.1 Marktindikator: Anzahl der Bezugsquellen

Theoretisches Konzept

Der Marktindikator „Anzahl der Bezugsquellen“ gibt die Diversität der Versorgungsquellen eines Gasmarktes an. Dabei wird die Anzahl der Importquellen (ungeachtet ob Zugang über Pipelines oder LNG) festgestellt und eine ggf. bestehende Inlandsproduktion zusätzlich als Quelle gewertet. Da dieser Indikator nicht direkt die Wettbewerbsintensität bzw. Marktkonzentration widerspiegelt, sollte er immer im Zusammenhang mit anderen Indikatoren wie dem Herfindahl-Hirschman Index oder dem Residual Supply Index betrachtet und bewertet werden.

Der Richtwert, definiert durch das GTM II, liegt bei mindestens drei Bezugsquellen als Maßgabe für eine ausreichend diversifizierte Versorgungssituation.

Berechnungsmethodik

Ausgehend von Import- und Produktionsdaten für die betrachteten Märkte werden vorhandene Bezugsquellen identifiziert, wobei nur Länder, deren Produktion den Verbrauch übersteigt als Bezugsquellen („Lieferländer“) betrachtet werden. Bestehen betrachtete Länder (beispielsweise Deutschland) aus mehr als einem Marktgebiet, wird anhand direkter Importpunkte bzw. bekannter Transitrouten überprüft, ob Bezugsquellen auch jeweils für alle Marktgebiete relevant sind. Die konkrete Datenbasis der Berechnungen wird in Annex A.1 im Detail erläutert.

1.1.1.2 Marktindikator: Herfindahl-Hirschman Index

Theoretisches Konzept

Der als Marktindikator im Rahmen des GTM II definierte Herfindahl-Hirschman Index (HHI) misst die Konzentration der Belieferung eines zu untersuchenden Marktes durch einzelne Gasproduzenten. Er wird häufig von Wettbewerbsbehörden verwendet, um die Marktkonzentration zu bewerten. Je höher der HHI, desto höher ist die Marktkonzentration. Das GTM II gibt 2.000 als HHI-Obergrenze für einen funktionierenden Markt vor.

Berechnungsmethodik

Der Marktindikator HHI wird als die Summe der quadrierten Marktanteile der einzelnen Gasproduzenten (Unternehmen), die einen zu untersuchenden Markt versorgen, berechnet. Dafür werden Daten bezüglich des Imports⁴ aus Lieferländern und einer etwaigen Aufteilung der jeweiligen Liefermengen auf mehrere Gasproduzenten in diesen Lieferländern bzw. entsprechende Angaben zu Gasproduktion im Inland (Eigenproduktion) benötigt (die konkrete Datenbasis der Berechnungen wird in Annex A.1 im Detail erläutert).

Da diese Aufteilung nicht in allen Fällen ausreichend transparent ist, folgt die HHI-Berechnung der folgenden, annahmen-basierten Logik:

- Für die Lieferländer Russland, Niederlande⁵, Katar und Algerien wird davon ausgegangen, dass jeweils ein einziger Gasproduzent Exporte in untersuchte Märkte durchführt⁶.
- Liefermengen mit Importanteil $\leq 5\%$ am Gesamtimport eines betrachteten Marktes werden einem einzigen Unternehmen zugeordnet, da eine weitere Unterteilung einen vernachlässigbaren Einfluss auf den berechneten HHI haben würde ($< 1,5\%$ des Schwellenwertes).

⁴ Import in einen Markt setzt sich zusammen aus Eigenproduktion im Markt und Bezug über Pipelines und/oder LNG.

⁵ 75% der Eigenproduktion werden vom Unternehmen NAM realisiert und ausschließlich durch GasTerra vermarktet und exportiert (Link: <http://jaarverslag2014.gasterra.nl/en/2014/gas/market-trend>). Hinsichtlich verbleibender Produktionsmengen wird angenommen, dass diese im Inland vermarktet bzw. verbraucht werden.

⁶ Basierend auf öffentlich zugänglichen Informationen.

- Sofern Großbritannien bzw. Norwegen Lieferländer für einen betrachteten Markt sind und obige Bedingungen nicht erfüllt sind, wird mangels transparenter Anteile unterschiedlicher Gasproduzenten eine Szenario-Berechnung durchgeführt und für die HHI-Berechnung der Mittelwert dieser beiden Szenarien verwendet:
 - „HHI minimal“:
 - Für Norwegen wird angenommen, dass 70% dem Unternehmen Statoil⁷ zugeordnet werden können und sich die restlichen Anteile auf beliebig viele Firmen aufteilen, also deren Anteil am HHI gegen Null konvergiert.
 - Für Großbritannien wird angenommen, dass sich die Liefermenge auf beliebig viele Unternehmen aufteilt und der Anteil am HHI gegen Null konvergiert.
 - „HHI maximal“:
 - Hinsichtlich des nicht dem Unternehmen Statoil zuordenbaren Anteils wird angenommen, dass dieser von einem einzigen weiteren Gasproduzenten abgedeckt wird.
 - Es wird angenommen, dass die Liefermenge aus Großbritannien von einem einzigen Gasproduzenten zur Verfügung gestellt wird.

Aufgrund der nationalen Strukturierung der Datengrundlage (insbesondere bzgl. Verbrauch, Produktion, Import) ist eine Aufteilung der EUROSTAT-Daten zu Importen auf die Marktgebiete NCG und GASPOOL erforderlich. Diese Aufteilung erfolgt anhand der nachstehenden Vorgehensweise:

- Zuordnung von importrelevanten Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten (GÜPs und MÜPs) zu den durch EUROSTAT identifizierten Lieferländern der Marktgebiete
- Summierung der entsprechenden, an den identifizierten GÜPs und MÜPs gegebenen Entry-Allokationen je Lieferland und Marktgebiet
- Berechnung der gesamten Entry-Allokationen Deutschlands (Summe beider Marktgebiete) und der entsprechenden (prozentualen) Aufteilung auf NCG und GASPOOL
- Aufteilung der EUROSTAT Importdaten Deutschlands auf NCG und GASPOOL mithilfe der im vorigen Schritt berechneten Anteile je Marktgebiet und Lieferland

⁷ Quelle: <http://www.statoil.com/en/ouoperations/gas/pages/aleadinggasproducer.aspx>

Die Identifikation und Zuordnung der importrelevanten GÜPs erfolgt auf Basis der NEP-Inputliste (2015), wobei nur jene Grenzübergangspunkte als importrelevant betrachtet wurden, die eine eindeutige Importflussrichtung i.H.v. 15% der technisch verfügbaren Kapazität⁸ aufweisen⁹.

Die Zuordnung der GÜPs erfolgt unter Berücksichtigung direkter technischer Anbindungen eines betrachteten Marktes zu Lieferländern bzw. öffentlich verfügbaren Angaben zu Transitrouten¹⁰. Die Zuordnung der Entry-Allokationen an MÜPs des betrachteten Marktes zu Lieferländern erfolgt entsprechend der zuvor genannten prozentualen Aufteilung für die Anteile der Lieferländer an den GÜPs des Nachbarmarktes.

Da in den berücksichtigten Entry-Allokationen ggf. auch Transitmengen enthalten sind, wird dieser Nachbarmarkt auf folgende Weise abgegrenzt:

- Transit durch betrachteten Markt = Entry-Allokationen an betrachteten GÜPs/MÜPs + Eigenproduktion – Verbrauch
- Ermittlung der Transitanteile je Lieferland anhand der zuvor ermittelten Anteile der Lieferländer an den Entry-Allokationen¹¹

Zusätzliche Abgrenzungen sind für die Darstellung von BeLux exklusive dem ZTP(L) erforderlich. Aufgrund der in nationaler Strukturierung vorliegenden und hinsichtlich Gasqualität undifferenzierten EUROSTAT-Angaben zu belgischem Verbrauch und Importen, sind folgende Zusatzschritte/-annahmen erforderlich:

- Verbrauch BeLux = Verbrauch Luxemburg gesamt + H-Gas-Anteil am Verbrauch Belgien¹²
- Reduktion der belgischen Importe aus den Niederlanden um den L-Gas-Anteil am Verbrauch Belgien
- L-Gas-GÜPs zu Niederlande (Poppel, Hilvarenbeek/Zandvliet L) werden nicht berücksichtigt

⁸ Falls die technisch verfügbare Kapazität gleich Null ist, muss anhand der Höhe der Allokationen entschieden werden, ob es sich um relevante Punkte handelt (betrifft ausschließlich TVK-Ausweis von Gasunie Deutschland bei Entry Dornum (NO)).

⁹ Zusätzlich werden LNG-Terminals immer als relevante Punkte betrachtet, da diese in Europa im Regelfall nur für Importe genutzt werden.

¹⁰ Plausibilisierung dieser Zuordnung durch Vergleich von:

- Verhältnis der auf einzelne Lieferländer zugeordneten Netto-Entry-Allokationen
- Verhältnis der Gesamt-Liefermengen der Lieferländer in einen betrachten Markt

¹¹ Im speziellen Fall des niederländischen Transits durch Deutschland wird dieser vollständig NCG zugeordnet. Dies ist dadurch begründet, dass die Entry-Allokationen aus den Niederlanden in die TENP (wesentliche Transit-Pipeline) abzüglich der Exit-Allokationen in Wallbach der von der niederländischen Seite angegebenen Liefermenge für den deutschen Markt entsprechen.

¹² Differenzierung des belgischen Verbrauchs hinsichtlich H-Gas und L-Gas auf Basis des Berichts Nr. (F)151015-CDC-1460 der belgischen Regierungsbehörde (15.10.2015)

1.1.1.3 Marktindikator: Residual Supply Index

Theoretisches Konzept

Der Residual Supply Index (RSI) misst die potentielle Fähigkeit eines Marktes, den Ausfall des größten Lieferanten durch Bezug über alternative Quellen zu kompensieren.

Dafür wird der Eigenverbrauch des Marktes in Relation zu jenem nicht dem größten Lieferanten zugeordneten Importpotential (basierend auf Entry-Kapazitäten von Pipelines und LNG-Terminals) gesetzt. Je höher der RSI, umso weniger ist der Markt zur Deckung des Verbrauchs von der Belieferung durch den größten Lieferanten abhängig. Der Richtwert für eine ausreichend stabile Versorgungssituation, definiert durch das GTM II, liegt bei mindestens 110% des Verbrauchs.

Berechnungsmethodik

Der RSI wird als Summe der potentiellen Importvolumina - abzüglich jener des größten Lieferanten - und der Inlandsproduktion im Verhältnis zum Verbrauch eines betrachteten Marktes berechnet. Dies wird durch folgende Berechnungsschritte umgesetzt:

- Der größte Lieferant eines betrachteten Marktes ergibt sich durch die in der HHI-Berechnung identifizierten Marktanteile einzelner Gasproduzenten, die diesen Markt beliefern.
- Die dem größten Lieferanten zugeordneten Pipeline- und LNG-Entry-Punkte werden gemäß der für die HHI-Berechnung beschriebenen Logik ermittelt (Berücksichtigung von importrelevanten Punkten mit eindeutiger Flussrichtung und entsprechende Zuordnung zu Lieferländern/Gasproduzenten) und für die RSI-Berechnung nicht berücksichtigt.
- Für alle verbleibenden Entry-Kapazitäten wird folgende Auslastung angenommen:
 - 75% der technischen Kapazität bei LNG-Anlagen
 - 85% der technischen Kapazität von Pipelines
 - 100% der Inlandsproduktion
- Damit ergeben sich als Zwischenresultate die für alternative Importquellen verfügbare Infrastrukturkapazität und das auf Basis der Auslastungsannahmen importierbare Volumen. Zur Gegenüberstellung mit dem Verbrauch des betrachteten Marktes muss vorab der nach Ausfall des größten Lieferlandes verbleibende Transit in Abzug gebracht werden.

- Die Ermittlung des verbleibenden Transits basiert auf der Grundannahme, dass die Mengenanteile der Lieferländer an Transitmengen identisch zur Mengenverteilung der Gesamtimportmengen (und damit der Verbrauchsmengen) sind. Auf dieser Basis wird der verbleibende Transit als Differenz von gesamten Transit und Transit des größten Versorgers wie folgt berechnet:
 - Gesamter Transit entspricht Entry-Allokationen an betrachteten Entry-Punkten + Produktion – Verbrauch
 - Aufteilung des Transits anhand der Marktanteile einzelner Lieferländer und dadurch Bestimmung des Transitanteils des größten Lieferlandes
- Nach Abzug der verbleibenden Transitmengen werden die zu Zwecken des Eigenverbrauchs importierbaren Gasmengen in Relation zum aktuellen Verbrauch des Marktes gesetzt und als prozentuale Angabe des Residual Supply Index angegeben.

Die konkrete Datenbasis der Berechnungen wird in Annex A.1 im Detail erläutert.

1.1.2 Liquiditätsindikatoren

Die Liquiditätsindikatoren des GTM II geben einen Überblick über die Verfügbarkeit von Produkten und die allgemeine Liquidität eines untersuchten Großhandelsmarktes. Dazu werden vier Indikatoren jeweils für den Spot-, Prompt- und Forwardbereich berechnet:

- Volumen im Orderbuch
- Bid-Offer Spread
- Preissensitivität im Orderbuch
- Anzahl der Handelsabschlüsse

Die Datenbasis zur Berechnung der Liquiditätsindikatoren dieser Studie entspricht der des GTM II und ist somit auf physische Gaskontrakte, die an Broker-Plattformen oder Börsen gehandelt worden sind, fokussiert. Dabei werden für alle in Betracht gezogenen Märkte (deutsche Marktgebiete und Marktgebiete in Integrationskonstellationen) Abschlüsse und Orders im Großhandelsmarkt analysiert.

Neben dem mengenmäßig klar dominierenden OTC-Bereich¹³, wie bereits bei der GTM II Berechnung, werden für die deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL börsengehandelte Transaktionen (PEGAS) berücksichtigt. Auch für den TTF werden Börsengeschäfte, jedoch auf Basis von Volumina an ICE Endex und PEGAS, näherungsweise miteinbezogen. An allen anderen Handelsplätzen konzentriert sich die Analyse aus-

¹³ Laut Trayport Marktbericht vom Dezember 2014 (<http://www.trayport.com/cms/uploads/trayport-euro-commodities-market-dynamics-report-december-2014-media.pdf>) wurden im Kalenderjahr 2014 an kontinentaleuropäischen Gashandelsplätzen etwa 8% aller Handelsabschlüsse über Börsen getätigt.

schließlich auf Brokerdaten¹⁴, da keine entsprechenden Daten zu Handelsgeschäften an Energiebörsen vorliegen. Soweit einschätzbar, handelt es sich hierbei um vergleichbar kleine Mengen, die an Börsen in den entsprechenden Marktgebieten gehandelt werden. Diese könnten bei zusätzlicher Berücksichtigung für vergleichsweise schwach entwickelte Märkte eine leichte Verbesserung der Ergebnisse bewirken.

Die Berechnungsmethodik der einzelnen Indikatoren erfolgt je Segment mit unterschiedlichen Vorgaben und Annahmen, die in Annex 3 des GTM II beschrieben werden, und auf welche in der folgenden Tabelle im Detail eingegangen wird.

Tabelle 5: Ermittlungsmethodik der GTM II Liquiditätsindikatoren

	BERECHNUNG FÜR SPOT/PROMPT	BERECHNUNG FÜR FORWARD
VOLUMEN IM ORDERBUCH/ORDERBUCH-HORIZONT	<ul style="list-style-type: none"> ■ Für jeden Handelstag wird das maximale, zum selben Zeitpunkt (also innerhalb desselben Orderbuch-Snapshots) verfügbare Volumen, getrennt für Bid- und Offer-Seite, berechnet. ■ Für Tage an denen keine Volumina verfügbar sind, wird dieses gleich Null gesetzt. ■ Der Indikator wird als Median über alle Handelstage berechnet. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Für jeden Handelstag wird das maximale, zum selben Zeitpunkt (also innerhalb desselben Orderbuch-Snapshots) verfügbare Volumen je Forwardprodukt eruiert. ■ Es werden nur Produkte miteinbezogen, die die Liquiditätsanforderung von mind. 120 MW erfüllen. ■ Das Produkt, dessen Erfüllung am weitesten in der Zukunft liegt, wird für jeden Handelstag als Liquiditätshorizont festgelegt. ■ Für Tage, an denen keine Produkte die Anforderung erfüllen, wird der Liquiditätshorizont gleich Null gesetzt. ■ Der mittlere Liquiditätshorizont aller Handelstage ist der gesuchte Indikator.

¹⁴ Die verwendeten Brokerdaten für 2014 decken hinsichtlich der Handelsgeschäfte über die betrachteten Märkte hinweg durchschnittlich 90% der durch LEBA für das Kalenderjahr 2014 ausgewiesenen Mengen ab.

	BERECHNUNG FÜR SPOT/PROMPT	BERECHNUNG FÜR FORWARD
BID-OFFER SPREAD	<ul style="list-style-type: none"> ■ Für jeden Orderbuch-Snapshot, der mindestens einen Eintrag auf Bid- und Offer-Seite vorweist, wird der Bid-Offer Spread als Differenz zwischen dem niedrigsten Offer-Preis und dem höchsten Bid-Preis in Relation zum höchsten Bid-Preis berechnet (um Währungsunterschiede zu umgehen). ■ Der Mittelwert über alle Snapshots eines Tages und sodann über alle Handelstage ergibt den gesuchten Indikator. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Im Forwardbereich wird dieser Indikator getrennt für Produkte, die im 12. oder 24. Monat nach dem betrachtenden Handelstag erfüllt werden, analysiert. ■ Die Berechnung selbst verläuft wie im Spot/Promptbereich, mit dem Unterschied, dass für jeden Orderbuch-Snapshot alle passenden Produkte einzeln betrachtet werden und das Produkt mit minimalem Bid-Offer Spread ausgewählt wird. ■ Danach wird ebenfalls der Mittelwert über alle Snapshots und sodann über alle Handelstage als Indikator gesetzt.
PREISSENSITIVITÄT IM ORDERBUCH	<ul style="list-style-type: none"> ■ Dieser Indikator wird getrennt für Bid- und Offer-Seite betrachtet. ■ Zuerst werden hierfür Orderbuch-Snapshots bestimmt, die die Liquiditätsanforderung von mind. 90 MW erfüllen. ■ Innerhalb einer Volumenspanne von 120 MW wird der gemittelte (und gewichtete Preis) berechnet und die Differenz zwischen diesem und dem tatsächlich besten Preis zu diesem Zeitpunkt bestimmt. ■ Diese Differenz wird durch den Bestpreis dividiert, was insgesamt das sogenannte Markup bzw. Markdown des Snapshots bestimmt. ■ Der Mittelwert über alle Snapshots eines Tages und sodann über alle Handelstage ergibt den gesuchten Indikator. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Dieser Indikator wird getrennt für Bid- und Offer-Seite und für Produkte, die im 12. oder 24. Monat nach dem betrachteten Handelstag erfüllt werden, analysiert. ■ Die Berechnung selbst verläuft wie im Spot-/Promptbereich, mit dem Unterschied, dass für jeden Orderbuch-Snapshot alle passenden Produkte einzeln betrachtet werden und das Produkt mit minimalem Markup bzw. Markdown ausgewählt wird. ■ Dabei müssen die Produkte der Liquiditätsanforderung von 90 MW bei Erfüllung im 12. Monat und 60 MW bei Erfüllung im 24. Monat genügen. ■ Danach wird der Mittelwert über alle Snapshots und sodann über alle Handelstage als Indikator gesetzt.

	BERECHNUNG FÜR SPOT/PROMPT	BERECHNUNG FÜR FORWARD
ANZAHL DER ABSCHLÜSSE/ HANDELSHORIZONT	<ul style="list-style-type: none"> ■ Für jeden Handelstag wird die Anzahl der Abschlüsse identifiziert. ■ Für Tage, an denen keine Abschlüsse getätigt worden sind, wird der Wert gleich Null gesetzt. ■ Der Indikator wird dann als Median aller Handelstage berechnet. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Für jeden Handelstag wird die Anzahl der Abschlüsse je Forwardprodukt eruiert. ■ Es werden Produkte bestimmt, die mind. 8 Mal pro Tag gehandelt werden. ■ Das Produkt, dessen Erfüllung am weitesten in der Zukunft liegt, wird für jeden Handelstag als liquider Handelshorizont festgelegt. ■ Für Tage, an denen kein Produkt oft genug gehandelt worden ist, wird der Wert gleich Null gesetzt. ■ Der mittlere Handelshorizont aller Handelstage ist dann der gesuchte Indikator.

Daten-Mindestanforderung für die Indikatoren „Bid-Offer Spread“ und „Preissensitivität im Orderbuch“

Die Indikatoren „Bid-Offer Spread“ und „Preissensitivität im Orderbuch“ müssen jeweils für folgende Mindestanteile der gesamt betrachteten Handelstage berechenbar sein:

- 80% für Produkte, die eine Erfüllung im 12. Monat nach Handelsmonat vorsehen;
- 60% für Produkte, die eine Erfüllung im 24. Monat nach Handelsmonat vorsehen.

Ist dies nicht der Fall, gelten die Indikatoren als nicht erfüllt und werden in den Ergebnissen des GTM II nicht angeführt.

Anpassung für die Indikatoren „Bid-Offer Spread“ und „Preissensitivität im Orderbuch“ aufgrund Veränderung im Marktpreisniveau

Alle im Gutachten bereit gestellten Ergebnisse wurden grundsätzlich mithilfe der im GTM II beschriebenen Methodik berechnet. Für die relativ zum Marktpreis angegebenen Indikatoren (Bid-Offer Spread und Preissensitivität) wurden aufgrund der zwischenzeitlichen, signifikanten Marktpreisänderungen aus Gründen der Vergleichbarkeit Anpassungen vorgenommen. Dabei wurden alle Resultate auf den Marktpreis 2013 (mittlerer Preis für TTF, GASPOOL und NCG) normiert, da dieser Grundlage für die Definition der GTM II-Vorgaben war. Dies dient dazu, Veränderungen von prozentualen Größen, wie dem Bid-Offer Spread und der Preissensitivität, die allein auf die Veränderung des Marktpreises zurückzuführen sind, weitestgehend zu neutralisieren.

Die Veränderung des Marktpreis-Niveaus von 2013 auf 2014 und dessen Auswirkung auf die relativen Schwellen der Liquiditätsindikatoren sind in den nachfolgenden Tabellen veranschaulicht.

Tabelle 6: Veränderung Marktpreis-Niveau (Angaben in ct/kWh)

	NCG	GPL	TTF	Mittel
2013	27,20	27,20	26,90	27,10
2014	21,20	21,10	20,90	21,07
Delta	-6,00	-6,10	-6,00	-6,03

In der nachfolgenden Tabelle wird ergänzend dargestellt, welche relativen Schwellen sich für 2014 einstellen, wenn – unter der Prämisse jeweils unverändert bleibender, absoluter Schwellenwerte – eine Neuberechnung mit dem mittleren Marktpreis für 2014 durchgeführt wird.

Tabelle 7: Veranschaulichung der Veränderung des Marktpreis-Niveaus vor dem Hintergrund der Schwellen des GTM II (absolute Angaben in EUR/MWh)

		Schwelle GTM II	Abs. Höhe der Schwelle bei Marktpreis 2013	Modifizierte Schwelle für Marktpreis 2014
Day-Ahead	Bid-Offer Spread	0,40%	0,11	0,51%
	Preissensitivität	0,02%	0,01	0,03%
Prompt	Bid-Offer Spread	0,20%	0,05	0,26%
	Preissensitivität	0,10%	0,03	0,13%
Forward	Bid-Offer Spread	0,70%	0,19	0,90%
	Preissensitivität	0,20%	0,05	0,26%

1.2 DERZEITIGE ERFÜLLUNG DER MARKT- UND LIQUIDITÄTSINDIKATOREN

1.2.1 Marktindikatoren

Anhand der im vorherigen Abschnitt (siehe 1.1.1) beschriebenen Berechnungsmethodik wurden die Marktindikatoren für die beiden deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL für das Kalenderjahr 2014 berechnet. Die folgende Tabelle liefert einen Überblick über die erhaltenen Ergebnisse und die vom GTM II gesetzten Schwellenwerte dieser Indikatoren. Ergebnisse, welche den Anforderungen des GTM II genügen, sind grün hinterlegt.

Tabelle 8: Ergebnisse Marktindikatoren NCG und GASPOOL 2014

	Anzahl der Bezugsquellen	HHI	RSI
GASPOOL	4	2.965	111%
NCG	4	2.743	148%
Schwellenwert	≥ 3	≤ 2.000	≥ 110% des Bedarfs

1.2.2 Liquiditätsindikatoren

Anhand der im vorstehenden Abschnitt (siehe 1.1.2) beschriebenen Berechnungsmethodik wurden die Liquiditätsindikatoren für die beiden deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL für das Kalenderjahr 2014 berechnet. Diese sind nun für alle drei Segmente des Großhandelsmarktes in den nachfolgenden Tabellen dargestellt. Grün eingefärbte Zellen markieren die Erfüllung der gesetzten Schwellenwerte des GTM II.

Zu Vergleichszwecken werden auch die aus dem GTM II entnommenen Ergebnisse der Ermittlung für das Jahr 2013 angeführt. Die eingefärbten Pfeile beziehen sich auf diese Angaben und zeigen die jeweilige Entwicklung im Vergleich zum Vorjahr (grün = Verbesserung von 2013 auf 2014, rot = Verschlechterung von 2013 auf 2014).

Tabelle 9: Ergebnisse Liquiditätsindikatoren Spot NCG und GASPOOL 2014

		Day-Ahead Produkte					
		Indikator 1		Indikator 2	Indikator 3		Indikator 4
		Mediane Volumina (MW) im Orderbuch		Mittlerer Bid-Offer Spread (%)	Orderbuch Preissensitivität: Mittleres Markup/Markdown der Preise bzgl. der Bestpreise (%)		Mediane Anzahl der Abschlüsse
Offer-Seite	Bid-Seite	Offer-Seite	Bid-Seite				
GASPOOL	2013	992	1.133	0,2%	0,03%	0,04%	217
	2014	↑ 1.196	↑ 1.314	↓ 0,3%	↓ 0,04%	↑ 0,03%	↑ 291
NCG	2013	1.624	1.669	0,2%	0,03%	0,04%	393
	2014	↓ 1.441	↑ 1.743	↓ 0,3%	↓ 0,04%	↑ 0,03%	↑ 471
Schwellenwert		≥ 2.000	≥ 2.000	≤ 0,4%	≤ 0,02%	≤ 0,02%	≥ 420

Im Spotbereich zeigt sich bei der Auswertung der deutschen Marktgebiete, dass GASPOOL bei Indikator 1 einen Zuwachs verbuchen kann und den Abstand zu NCG im Vergleich zum Vorjahr verringert. Beide Marktgebiete bleiben jedoch auch 2014 hinter den Anforderungen des GTM II zurück. Auch die Anzahl der Abschlüsse nimmt für beide Märkte zu und NCG kann hier nun den Schwellenwert erfüllen. Der Bid-Offer Spread steigt für beide Märkte, bleibt jedoch noch knapp unter dem gesetzten Schwellenwert des GTM II und ist somit weiterhin erfüllt. Die Preissensitivität verschlechtert sich für die Offer-Seite und verbessert sich für die Bid-Seite, in jedem Fall erfüllt sie jedoch wie 2013 die Anforderungen nicht.

Tabelle 10: Ergebnisse Liquiditätsindikatoren Prompt NCG und GASPOOL 2014

		Front-Month Produkte					
		Indikator 1		Indikator 2	Indikator 3		Indikator 4
		Mediane Volumina (MW) im Orderbuch			Orderbuch Preissensitivität: Mittleres Markup/Markdown der Preise bzgl. der Bestpreise (%)		
		Offer-Seite	Bid-Seite	Mittlerer Bid-Offer Spread (%)	Offer-Seite	Bid-Seite	Mediane Anzahl der Abschlüsse
GASPOOL	2013	74	71	0,4%	n.a.	n.a.	14
	2014	↑ 106	↑ 85	↓ 0,6%	n.a.	n.a.	↑ 21
NCG	2013	194	197	0,4%	0,2%	0,3%	35
	2014	↓ 161	↓ 140	↓ 0,6%	n.a.	n.a.	↑ 51
Schwellenwert		≥ 470	≥ 470	≤ 0,2%	≤ 0,1%	≤ 0,1%	≥ 160

Auch im Promptbereich kann GASPOOL sich im Bereich von Indikator 1 verbessern, wohingegen die Volumina bei NCG abnehmen. Damit kann GASPOOL auch hier den Abstand zu NCG deutlich verringern. Die Abschlüsse steigen ebenfalls für beide Marktgebiete leicht an. Im Falle der relativen Indikatoren sind sowohl für GASPOOL als auch für NCG tendenziell Verschlechterungen zu verzeichnen. Insgesamt können die deutschen Marktgebiete, wie auch im Jahr 2013, für keinen der Indikatoren die Anforderungen erfüllen.

Tabelle 11: Ergebnisse Liquiditätsindikatoren Forward NCG und GASPOOL 2014

		Forward Produkte								
		Indikator 1		Indikator 2		Indikator 3				Indikator 4
		Mittlerer Liquiditätshorizont (Monate)		Mittlerer Bid-Offer Spread (%)		Orderbuch Preissensitivität: Mittleres Markup/Markdown der Preise bzgl. der Bestpreise (%)				Mittlerer Handelshorizont (Monate) mit mind. 8 Abschlüssen/Tag
		Offer- Seite	Bid- Seite	12. Monat	24. Monat	12. Monat		24. Monat		
						Offer-Seite	Bid-Seite	Offer-Seite	Bid-Seite	
GASPOOL	2013	0,3	0,3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	4,4
	2014	↓ 0,1	↓ 0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	↓ 3,9
NCG	2013	0,7	1,1	0,5%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	5,8
	2014	↓ 0,3	↓ 0,8	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	↑ 9,4
Schwellenwert		≥ 17	≥ 17	≤ 0,7%	≤ 0,7%	≤ 0,2%	≤ 0,2%	≤ 0,2%	≤ 0,2%	≥ 22

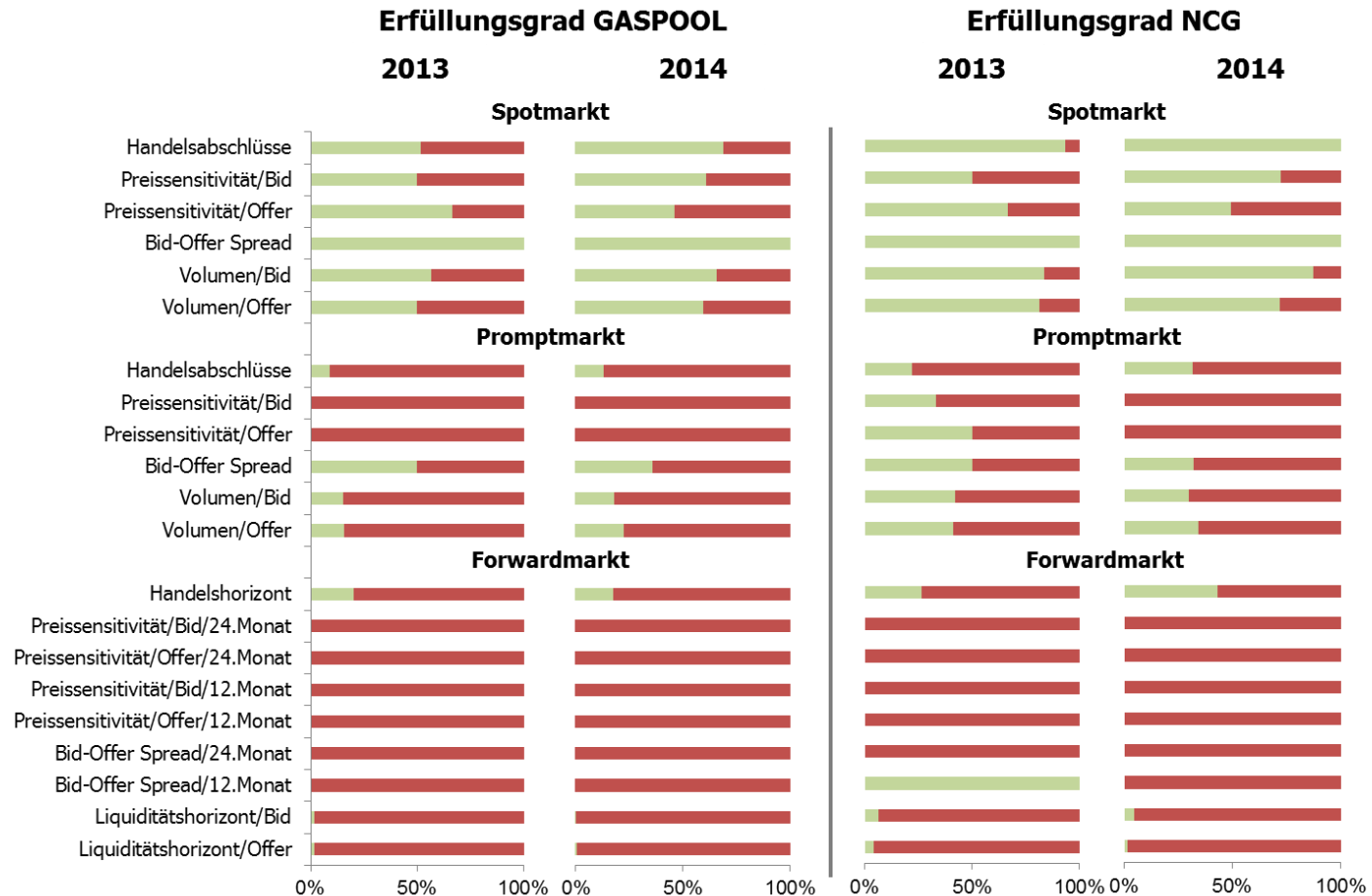
Im Forwardbereich nimmt der mittlere Liquiditätshorizont für beide Marktgebiete weiter ab und ist somit, wie auch im Jahr 2013, weit von dem durch das GTM II definierten Schwellenwert entfernt. Auch im Bereich der relativen Indikatoren können die deutschen Marktgebiete keine Verbesserungen vorweisen und alle Indikatoren bleiben unerfüllt. Der Handelshorizont hat für NCG im Vergleich zum Vorjahr etwas zugenommen, bei GASPOOL ist im Gegensatz dazu eine Verkürzung des mittleren Handelshorizonts erkennbar. Insgesamt ergibt sich, wie im Promptbereich, dass beide deutschen Marktgebiete keine der durch das GTM II gestellten Anforderungen erfüllen können.

Vergleich des Erfüllungsgrades der Liquiditätsindikatoren für 2013 und 2014

Zusätzlich zu den absoluten Ergebnissen liefert die nachfolgende Darstellung einen zusammenfassenden Überblick über die relative Erreichung der Schwellenwerte des GTM für die Jahre 2013 und 2014. Dabei wird für alle drei Arten von Produkten, Day-Ahead, Front-Month und Forward, der Erfüllungsgrad¹⁵ der Schwellenwerte der vier Liquiditätsindikatoren (in Prozent) ermittelt. Indikatoren, bei denen die Mindestdatenanforderungen nicht erfüllt werden, werden gemäß Logik des GTM II mit 0% Erfüllungsgrad dargestellt. Die grünen Balken kennzeichnen diesen Erfüllungsgrad.

¹⁵ Für Indikatoren, deren Erfüllung beim Unterbieten eines Schwellenwertes eintritt, ist für die Ermittlung des Erfüllungsgrades die reziproke Funktion der Form $\frac{\text{Schwellenwert}}{\text{Erreichter Wert}}$ gewählt worden.

Abbildung 3: Erfüllungsgrad der Liquiditätsindikatoren NCG und GASPOOL, 2013 und 2014



Die obigen Einzelergebnisse der jeweiligen Indikatoren zusammenfassend, ergibt sich für die Schwellenwerte des GTM II in den beiden deutschen Marktgebieten der folgende Erfüllungsgrad (relative Erreichung der Schwellenwerte als Mittelwert der Erfüllungsgrade der Einzelindikatoren, differenziert für 2014/2015):

Tabelle 12: Erfüllungsgrad der Liquiditätsindikatoren für NCG/GASPOOL

	Erfüllungsgrad 2013			Erfüllungsgrad 2014		
	Spot	Prompt	Forward	Spot	Prompt	Forward
GASPOOL	62%	15%	3%	67%	15%	2%
NCG	79%	40%	15%	80%	21%	5%

1.3 ZUKÜNFTIGE ERFÜLLUNG DER MARKT- UND LIQUIDITÄTSINDIKATOREN

Der von ACER vorgeschlagenen Methode zur Selbstevaluierung folgend, wird in diesem Abschnitt die Erfüllung der GTM II Indikatoren der deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL für das Jahr 2017 erläutert. Dabei soll mit einer Hochrechnung der aktuell verfügbaren Informationen untersucht werden, wie sich die Großhandelsmärkte mittelfristig entwickeln könnten und inwieweit dabei von funktionierenden Märkten gemäß GTM II ausgegangen werden kann.

1.3.1 Marktindikatoren

Wie in Abschnitt 1.2.1 vorgestellt, erfüllen die deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL größtenteils die Vorgaben des GTM II (oder verfehlen diese hinsichtlich des HHI) nur knapp. Vor dem Hintergrund, dass bis 2017 keine wesentlichen strukturellen Veränderungen¹⁶ bekannt/zu erwarten sind, wird dieses Ergebnis grundsätzlich auch für 2017 prognostiziert.

Ungeachtet dessen werden im Rahmen des NEP 2015 Annahmen bezüglich der mittelfristigen Änderungen bei Bedarf, Eigenproduktion etc. formuliert, die zu geringen Abweichungen bei den Ergebnissen der Marktindikatoren führen können. Sich daraus einstellende Effekte¹⁷ auf die Marktindikatoren für das Jahre 2017 sind:

- Sinkender Bedarf führt zu potentieller Verbesserung des RSI für beide Marktgebiete.
- Sinkende Eigenproduktion führt zu potentieller Verschlechterung
 - des HHI für beide Marktgebiete (GTM II Vorgaben weiterhin nicht erfüllt) und
 - des RSI (Ergebnisse für GASPOOL potentiell knapp unter Schwelle; für NCG GTM II Vorgaben weiterhin erfüllt).

¹⁶ Bis 2017 keine nennenswerte Veränderung der bestehenden Quellen bzw. keine wesentliche Veränderung der bestehenden Marktanteile einzelner Produzenten bezogen auf die Quellen.

¹⁷ Diese Effekte wurden jeweils getrennt voneinander (ceteris paribus) betrachtet und hinsichtlich der potentiellen Veränderung der Marktindikatoren bewertet.

- Ausbau der Importkapazitäten führt zu potentieller Verbesserung des RSI für GASPOOL (NCG bleibt weitgehend unverändert).

Demzufolge ist davon auszugehen, dass die zusammenfassende Bewertung der Ergebnisse für 2014 auch für das Jahr 2017 grundsätzlich Gültigkeit hat. Diese Annahme wird durch die Detailergebnisse hinsichtlich der bis 2017 zu erwartenden Veränderungen auf Basis von NEP-Annahmen unterlegt. Diese sind im Annex dieses Dokuments zusammengefasst.

1.3.2 Liquiditätsindikatoren

In diesem Abschnitt wird mithilfe einer rollierenden Betrachtung im Zeitraum 01/2013 bis 09/2015 die Entwicklung der Liquiditätsindikatoren des GTM II für die deutschen Marktgebiete über die Periode veranschaulicht¹⁸ und als Grundlage für die Fortschreibung in zukünftigen Perioden herangezogen. Die rollierende Betrachtung erfolgt dabei aufgrund der notwendigen Berücksichtigung der Markt-Saisonalität (entsprechend der GTM II-Methodik) jeweils für 12-Monats-Zeiträume. Bezüglich der nachfolgenden Analyse und der Bewertung der Hochrechnung etwaiger Trends sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Volumina im Orderbuch (Spot, Prompt) bzw. der liquide Orderbuchhorizont (Forward) sind jeweils als Mittelwert von Offer- und Bid-Seite dargestellt. Diese Darstellung verbessert die Lesbarkeit der Grafiken, ohne die Aussage zu verändern (differenzierte Betrachtung ergäbe gleiche Schlussfolgerungen).
- Für den mittleren Bid-Offer Spread und die Preissensitivität (Indikator 2 und 3), welche relative Angaben liefern, wurden, wie bei der Methodik der Liquiditätsindikatoren erläutert (siehe 1.1.2), die Ergebnisse auf den Marktpreis im Kalenderjahr 2013 normiert.

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass der für eine Trendanalyse gegebene Analysezeitraum sehr kurz ist und abgelesenen Trends somit keine langfristige Gültigkeit zugesprochen werden kann. Wo möglich, wurde mithilfe einer linearen Regression ein Trend gekennzeichnet, für die folgenden Zeiträume hochgerechnet und in den Grafiken entsprechend dargestellt (Indikator 1 und 4). Für die Indikatoren 2 und 3 jedoch wurden keine Trends bzw. Hochrechnungen erstellt, da hier durch den kurzen Zeitraum und die gegebene Struktur der Ergebnisse kein eindeutiger Trend erkennbar ist (nicht absehbar ob Zyklen sich wiederholen oder einmalig vorkommen).

Des Weiteren ist zu erwähnen, dass für die Indikatoren 2 und 3, welche einer Mindestanforderung genügen müssen (Berechenbarkeit für 60 oder 80 Prozent der betrachteten Handelstage), diese für NCG und GASPOOL nicht immer gewährleistet ist. Zum Zweck einer möglichst um-

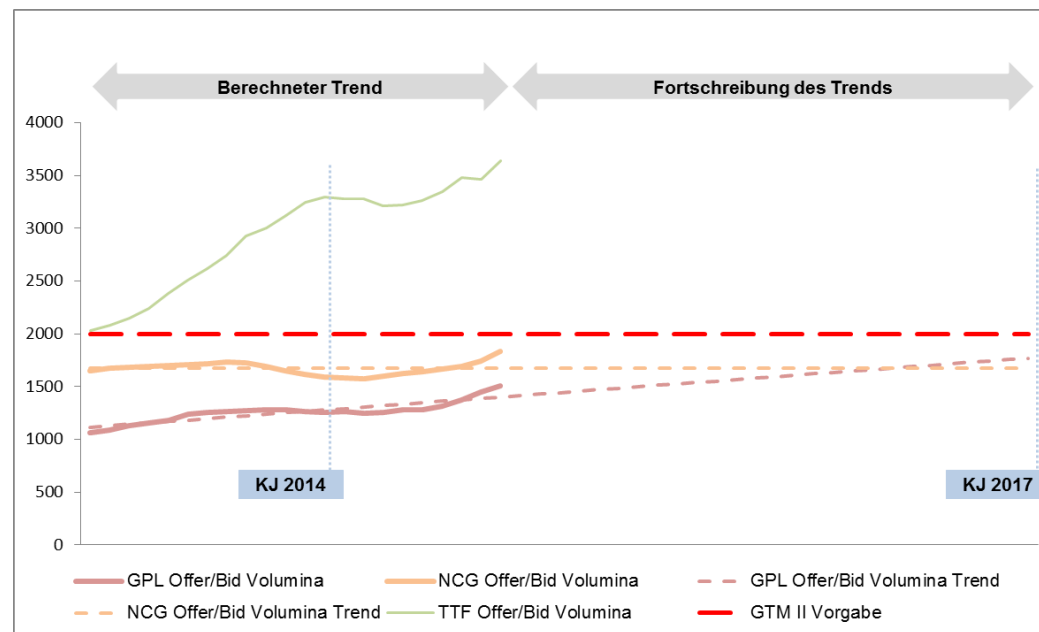
¹⁸ Als zusätzliche Vergleichsgröße werden die vorhandenen Ergebnisse des TTF (als wesentlicher kontinentaleuropäischer Gashandelsplatz) für den betrachteten Zeitraum dargestellt.

fassenden Analyse sind diese jedoch weitgehend und ungeachtet der laut GTM II nicht gegebenen Erfüllung dieser Indikatoren, dargestellt. Nur Indikator 3 (Preissensitivität) im Forwardbereich wird aufgrund der teilweise nicht zu berechnenden Ergebnisse nicht analysiert bzw. dargestellt.

1.3.2.1 Spotmarkt

1.3.2.1.1 Indikator 1 – Medianes Volumen im Orderbuch

Abbildung 4: Spotmarkt - Medianes Volumen (MW) im Orderbuch

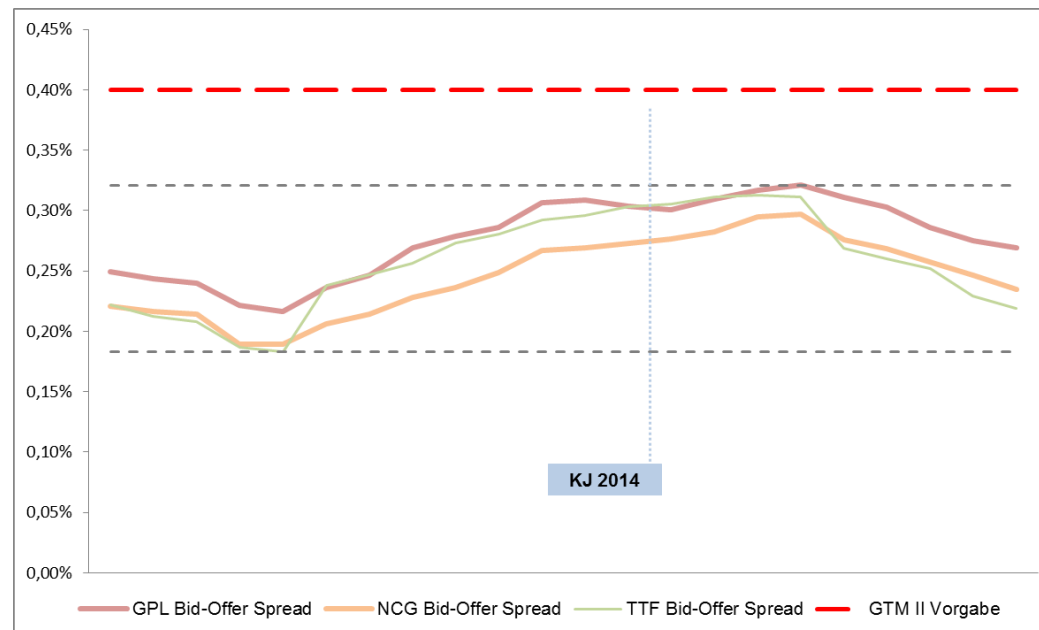


Dieser Indikator beschreibt das mediane Volumen im Orderbuch als Mittelwert von Bid- und Offer-Seite, gegeben in MW. Im betrachteten Zeitraum, der für die Berechnung des Trends bekannt war, steigen die Volumina für alle Handelsplätze an, wobei die Zunahme am NCG am geringsten und die des TTF am höchsten ist. NCG und GASPOOL verhalten sich dabei weitestgehend ähnlich (Anstieg und Rückgang der Volumina innerhalb derselben Zeiträume). Die rot gekennzeichnete GTM II-Vorgabe von 2.000 MW im Orderbuch wird dabei nur am TTF erfüllt. Bei einer Weiterführung des linearen Trends von NCG und GASPOOL (gekennzeichnet durch die gestrichelten Linien) weist GASPOOL eine stär-

kere Steigung auf und würde NCG im Kalenderjahr 2017 überholt haben. Diese Fortsetzung des Trends zeigt hierbei eine Größenordnung, innerhalb der sich eine etwaige Entwicklung der deutschen Handelspunkte mittelfristig bewegen könnte. Beide deutschen Handelsmärkte würden jedoch auch bei einer Hochrechnung den gesetzten Schwellenwert des GTM II im Kalenderjahr 2017 verfehlen.

1.3.2.1.2 Indikator 2 – Mittlerer Bid-Offer Spread

Abbildung 5: Spotmarkt - Mittlerer Bid-Offer Spread (%)



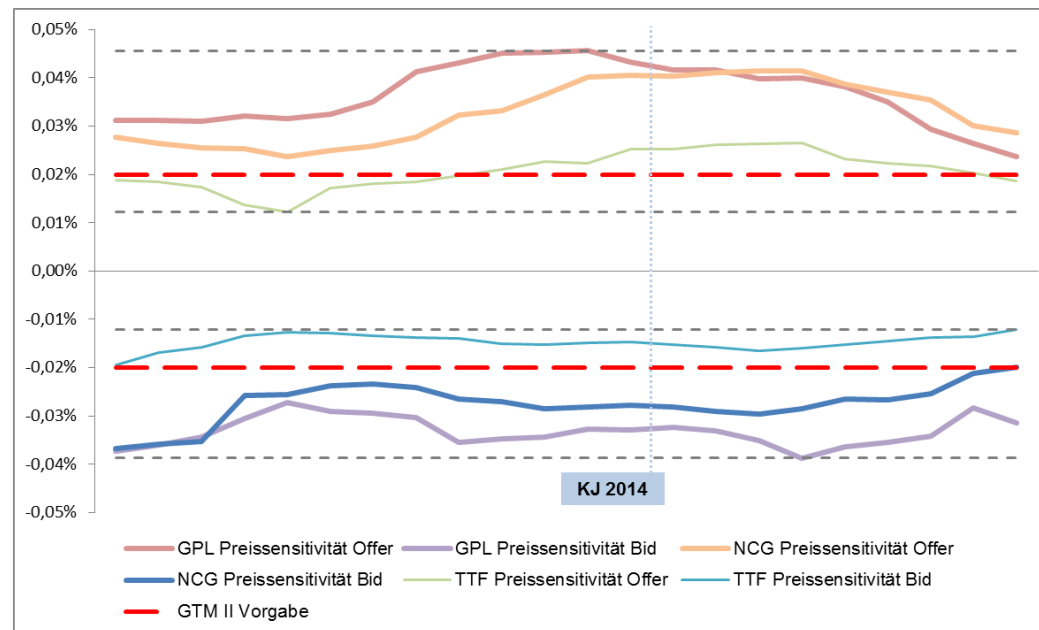
Der mittlere Bid-Offer Spread stellt die Differenz der Bestpreise für Bid- und Offer-Seite als Prozentsatz des besten Bid-Preises dar und ist somit ein Maßstab für die vorhandene Liquidität am Handelsplatz. Alle drei betrachteten Handelsplätze NCG, GASPOOL und TTF, bewegen sich im Spotbereich mit ähnlichem Muster unter dem vom GTM II gesetzten Schwellenwert von 0,4% und erfüllen die Vorgabe. Dabei weist NCG zumeist den niedrigsten und GASPOOL den höchsten Bid-Offer Spread auf.

Durch die Kürze des betrachteten Zeitraums und die damit nicht ausreichend verfügbaren Zyklen kann keine Aussage darüber getroffen werden, ob sich der ergebende An- und Abstieg zu späteren Zeitpunkten wiederholen würde oder dies ein einmaliges Phänomen war. Insgesamt

verlaufen die Ergebnisse der drei Handelsplätze innerhalb des durch die grauen Linien markierten Korridors, was auch für zukünftige Zeiträume zu erwarten ist bzw. keine andere Annahme begründbar macht.

1.3.2.1.3 Indikator 3 – Preissensitivität

Abbildung 6: Spotmarkt - Preissensitivität (%) Offer/Bid

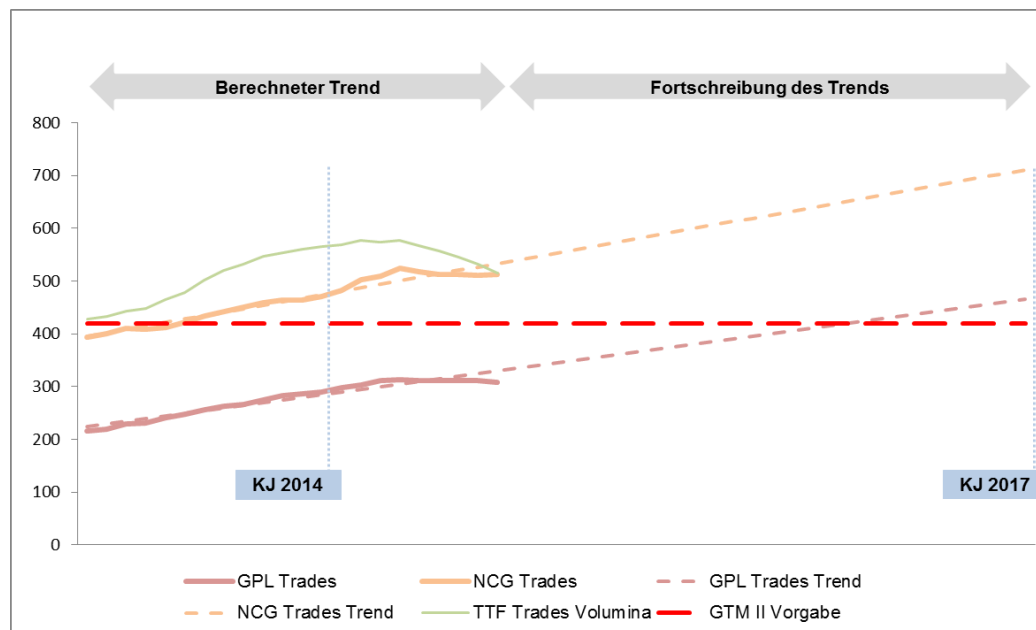


An dieser Stelle wird erstmals auf die dritte Messgröße der GTM II Indikatoren, die Preissensitivität, eingegangen. Um sowohl die Offer- als auch Bid-Seite in einer Grafik und um diese somit auch vergleichbar darzustellen, ist die Preissensitivität der Bid-Seite im negativen Bereich aufgetragen. Auch hier bewegen sich die Werte der drei analysierten Handelsplätze in einem ähnlichen Muster, wobei jedoch der durchschnittliche Abstand der deutschen Handelsplätze zum TTF größer ist, als bei der vorhergehenden Analyse des Bid-Offer Spreads. Die Werte von NCG und GASPOOL unterliegen grundsätzlich größeren Schwankungen, wohingegen sich der TTF ohne starke Veränderungen gleichmäßig über den Zeitraum hinweg verhält. Dabei sind die Ergebnisse für NCG und GASPOOL durchwegs über und die des TTF zumeist unter dem gesetzten Schwellenwert zu finden.

Nur im Zuge eines ebenso bei Indikator 2 beobachteten Anstiegs rund um das Kalenderjahr 2014, kann der TTF auf der Offer-Seite die Anforderungen nicht erfüllen. Wie auch bei Indikator 2 ist keine Weiterführung der Trends zulässig, da aus der Struktur der Ergebnisse nicht erkennbar ist, ob sich der auftretende Zyklus wiederholen wird. Die grau gepunkteten Linien kennzeichnen den bis jetzt relevanten Korridor an allen drei Handelsplätzen, dessen Fortlaufen angenommen wird.

1.3.2.1.4 Indikator 4 - Mediane Anzahl der Trades

Abbildung 7: Spotmarkt - Mediane Anzahl der Trades



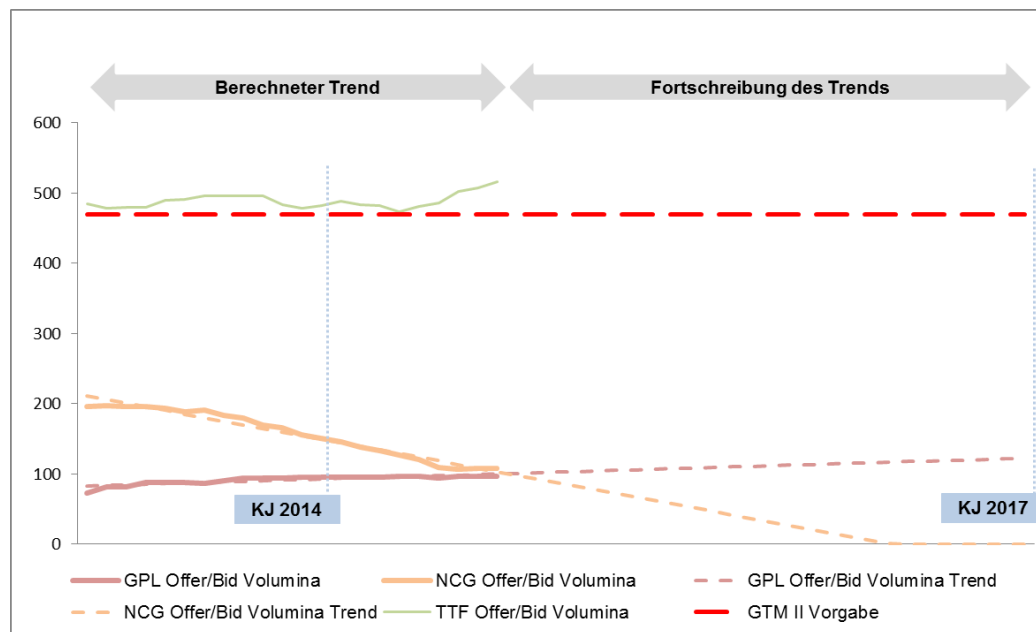
Der letzte Indikator im Spotbereich behandelt die Anzahl der durchgeführten Handelsgeschäfte in diesem Segment. Diese steigt für die untersuchten deutschen Handelsplätze innerhalb des für den Trend betrachteten Zeitraums an. Der TTF hingegen fällt am Ende der Betrachtungsperiode zurück und ist am Ende gleichauf mit dem deutschen Marktgebiet NCG. GASPOOL bewegt sich weitgehend parallel zu NCG, wodurch auch der Abstand der Handelsplätze weitgehend gleich bleibt. Die GTM II Vorgabe von 420 Abschlüssen kann nur von NCG und TTF erreicht werden.

Bei einer Fortschreibung des linearen Trends der Handelsabschlüsse für NCG und GASPOOL steigen beide weiterhin an und auch GASPOOL könnte im Jahr 2017 den gesetzten Schwellenwert des GTM II erreichen.

1.3.2.2 Promptmarkt

1.3.2.2.1 Indikator 1 – Medianes Volumen im Orderbuch

Abbildung 8: Promptmarkt - Medianes Volumen (MW) im Orderbuch

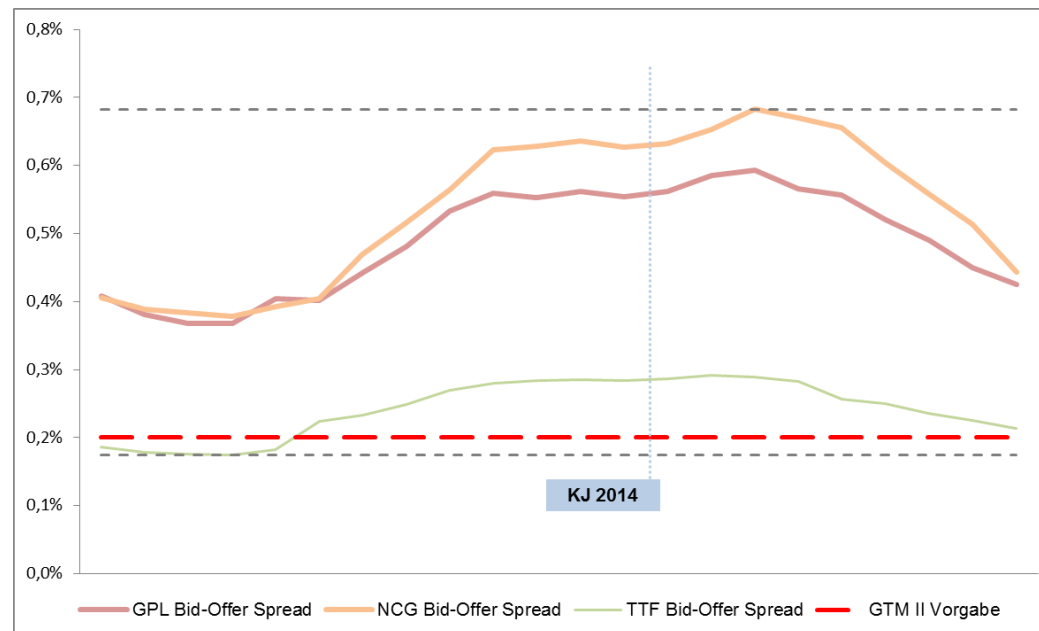


In dieser Grafik ist das mediane Volumen im Orderbuch (als Mittelwert von Bid- und Offer-Seite) für den Promptmarkt dargestellt. Hier bewegen sich die betrachteten Handelsplätze im Verlauf der für den Trend analysierten Zeitspanne durchwegs unterschiedlich. GASPOOL einerseits verzeichnet einen leichten aber durchwegs gleichmäßigen Anstieg, wohingegen NCG stetig abnimmt. Dies führt dazu, dass am Ende der aktuell berechneten Periode die Volumina der beiden Handelsplätze in etwa gleichauf liegen. Beide sind jedoch für alle betrachteten Intervalle deutlich unter dem gesetzten GTM II-Schwellenwert zu finden. Der TTF hingegen schwankt ohne eine eindeutige positive bzw. negative Tendenz

leicht über dem notwendigen Schwellenwert. Bei einer Hochrechnung des linearen Trends von NCG und GASPOOL, der durch die vorhandenen Daten abgeschätzt werden kann, würden die NCG Volumina somit weiterhin abnehmen und der leichte Anstieg von GASPOOL sich fortsetzen. Eine mögliche (alternative) Entwicklung, entgegen der rein mathematischen Analyse könnte jedoch auch das Einpendeln von NCG und GASPOOL in derselben Größenordnung und eine synchrone Weiterentwicklung sein, wie dies bereits am Ende der analysierten Zeitspanne der Fall war.

1.3.2.2.2 Indikator 2 – Mittlerer Bid-Offer Spread

Abbildung 9: Promptmarkt - Mittlerer Bid-Offer Spread (%)

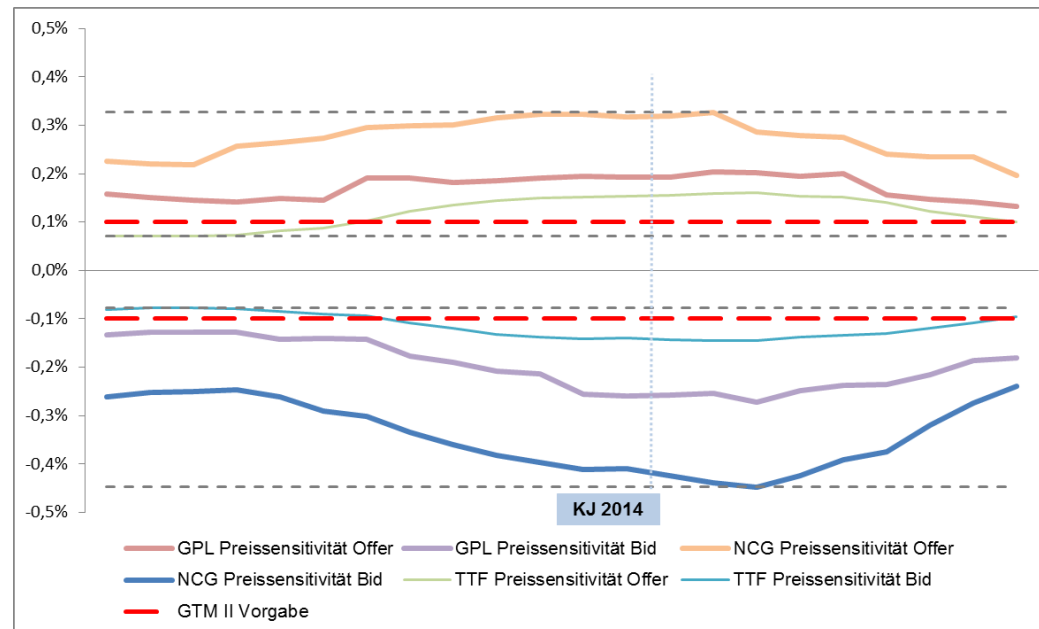


Der Bid-Offer Spread, analysiert für den Promptmarkt, liefert abgesehen von einer großen Abweichung, ähnliche Ergebnisse zu jenen im Spotmarkt. Die Verläufe der drei Handelsplätze sind stark synchron, jedoch ist der Abstand zwischen TTF und NCG/GASPOOL stark ausgeprägt. In Bezug auf den gesetzten Schwellenwert des GTM II können alle drei Handelsplätze zumeist keine ausreichend kleinen Bid-Offer Spreads vorweisen. NCG und GASPOOL sind im Gegensatz zum TTF aber deutlich weiter von einem Erreichen der Vorgabe entfernt.

Auch hier gab es im Verlauf der für den Trend relevanten Beobachtungsperiode einen Anstieg mit einer folgenden Abnahme, die das eindeutige Ablesen eines zuverlässigen Trends für zukünftige Perioden unmöglich macht. Wie bereits im Zusammenhang mit dem Spotmarkt erklärt, ist anstelle der Fortschreibung ein möglicher Korridor (grau gekennzeichnet) für zu erwartende zukünftige Ergebnisse angegeben.

1.3.2.2.3 Indikator 3 – Preissensitivität

Abbildung 10: Promptmarkt - Preissensitivität (%) Offer/Bid ¹⁹



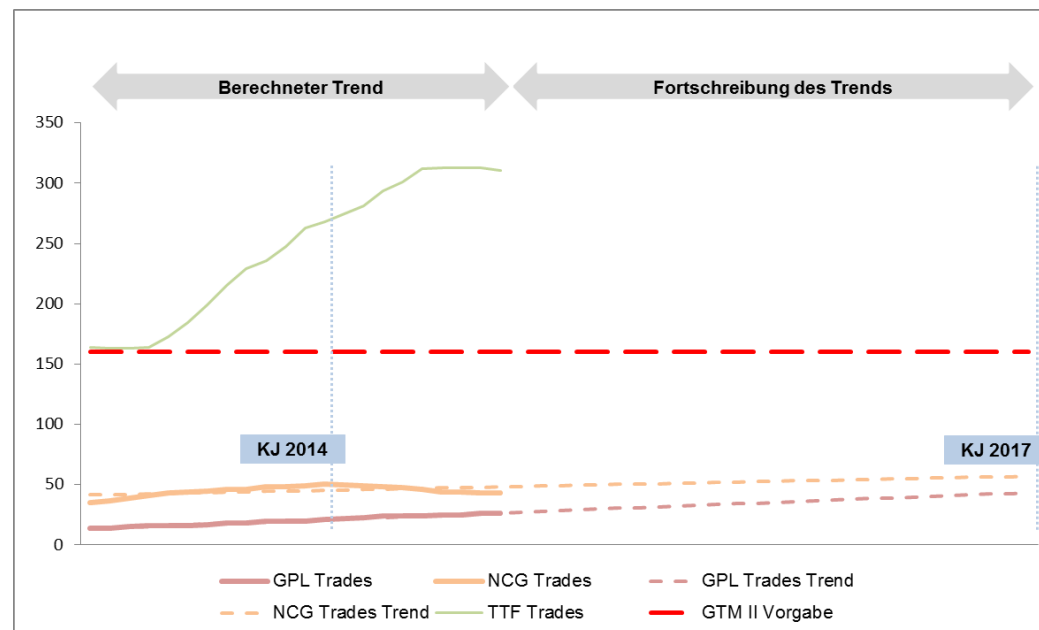
Hier zeigt sich ein ähnliches Bild zu den Ergebnissen bezüglich der Preissensitivität im Spotmarkt. Wieder sind sowohl Offer- als auch Bid-Seite dargestellt (Bid im negativen Bereich), um einen Vergleich zu erleichtern. NCG und GASPOOL bewegen sich erneut durchwegs über dem gesetzten Schwellenwert des GTM II. Im Promptmarkt liegt jedoch, im Gegensatz zu dem zuvor erläuterten Spotmarkt, GASPOOL näher an den

¹⁹ Anmerkung: Die Ergebnisse dieses Indikators für NCG und GASPOOL erreichen, ungeachtet der trotzdem erfolgten Darstellung, die notwendige Mindestanforderung (berechenbar für mind. 80% der Handelstage) nicht und damit gilt diese Kenngröße laut GTM II als nicht erfüllt. Dies gilt für GASPOOL in allen Fällen der Darstellung und für NCG ab Kalenderjahr 2014 für die Offer-Seite und ab der 9. Betrachtung (Zeitraum 09/13 bis 08/14) für die Bid-Seite.

zu erreichenden Vorgaben. Der TTF hingegen erfüllt die notwendige Preissensitivität am Beginn des Zeitraums und fällt danach etwas zurück. Die bereits zuvor beobachtete Zu- und Abnahme der Werte für alle Handelsplätze ist vor allem auf der Bid-Seite für NCG und GASPOOL stärker ausgeprägt als für den TTF. Erneut geben die grau gekennzeichneten Linien einen Korridor der bis jetzt beobachteten Werte vor, der aufgrund fehlender Informationen bezüglich einer Wiederholung des Zyklus, auch für zukünftige Zeiträume zu erwarten ist.

1.3.2.2.4 Indikator 4 – Mediane Anzahl der Trades

Abbildung 11: Promptmarkt – Mediane Anzahl der Trades



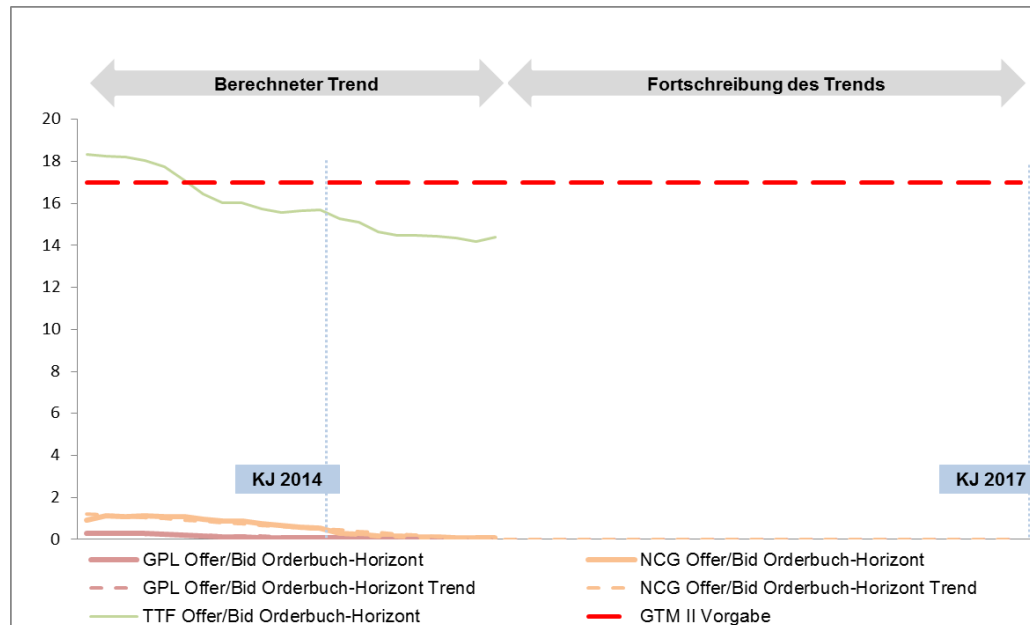
Der TTF weist eine deutliche Zunahme der Handelsgeschäfte auf, wohingegen die Trades am NCG nur zu Beginn ansteigen und in etwa ab Kalenderjahr 2014 rückläufig sind. NCG und GASPOOL entwickeln sich mit ähnlichem Muster, jedoch mit beträchtlicherem Abstand zur Vorgabe des GTM II von 160 Abschlüssen.

Bei einer Fortschreibung des Trends kann GASPOOL aufgrund des stetigen Anstiegs den Abstand zu NCG etwas verringern. Beide deutschen Handelsplätze bleiben jedoch auch mittelfristig weit hinter dem TTF und der notwendigen Vorgabe des GTM II zurück.

1.3.2.3 Forwardmarkt

1.3.2.3.1 Indikator 1 – Mittlerer Liquiditätshorizont im Orderbuch

Abbildung 12: Forwardmarkt – Mittlerer Liquiditätshorizont (Monate) im Orderbuch

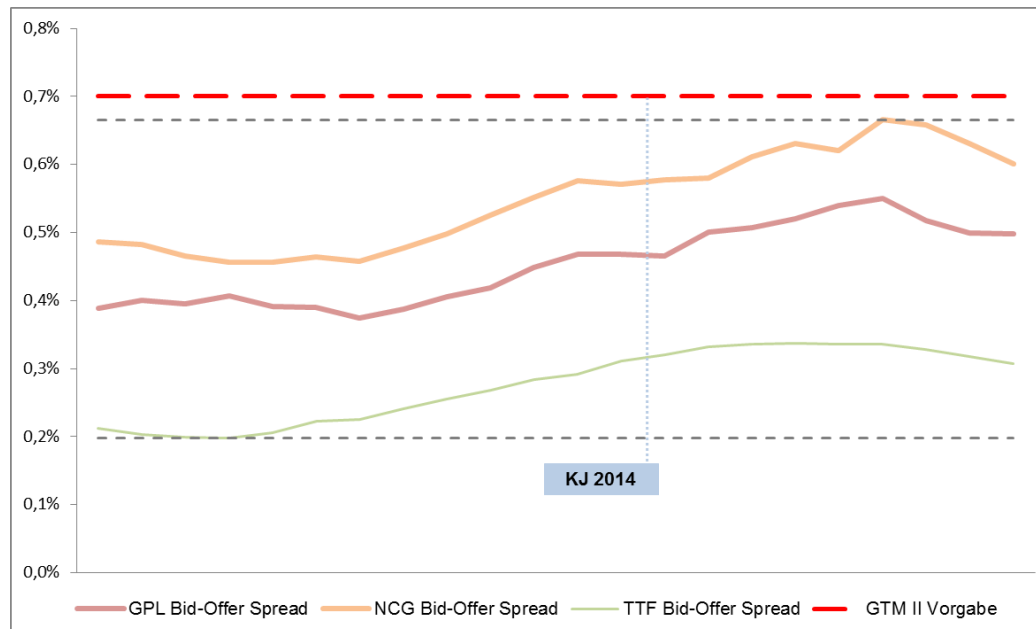


Für den Forwardmarkt wird bei Indikator 1, im Gegensatz zum Spot- und Promptbereich, nicht das mediane Volumen im Orderbuch, sondern der mittlere Liquiditätshorizont des Orderbuchs (in Monaten) berechnet. Wieder wurde zur Vereinfachung der Darstellung der Mittelwert aus Bid- und Offer-Seite gebildet. Der Liquiditätshorizont hat sich im Zeitraum der rollierenden Betrachtung für alle drei Handelspunkte reduziert. Auch der TTF weist einen starken Rückgang des Liquiditätshorizonts auf und kann die gesetzte Schwelle des GTM II schon kurz nach Beginn der Analyse nicht mehr erfüllen. NCG und GASPOOL starten bereits weit vom Schwellenwert entfernt und fallen während des Zeitraums auf knapp über oder durchwegs Null zurück. Durch diese Abnahme an den deutschen Handelsplätzen ist bei einer Fortschreibung des vorhandenen Trends kein starker Anstieg oder gar ein Erreichen des Schwellenwerts zu erwarten.

1.3.2.3.2 Indikator 2 – Mittlerer Bid-Offer Spread

Lieferung im 12. Monat

Abbildung 13: Forwardmarkt – Mittlerer Bid-Offer Spread (%) 12. Monat²⁰



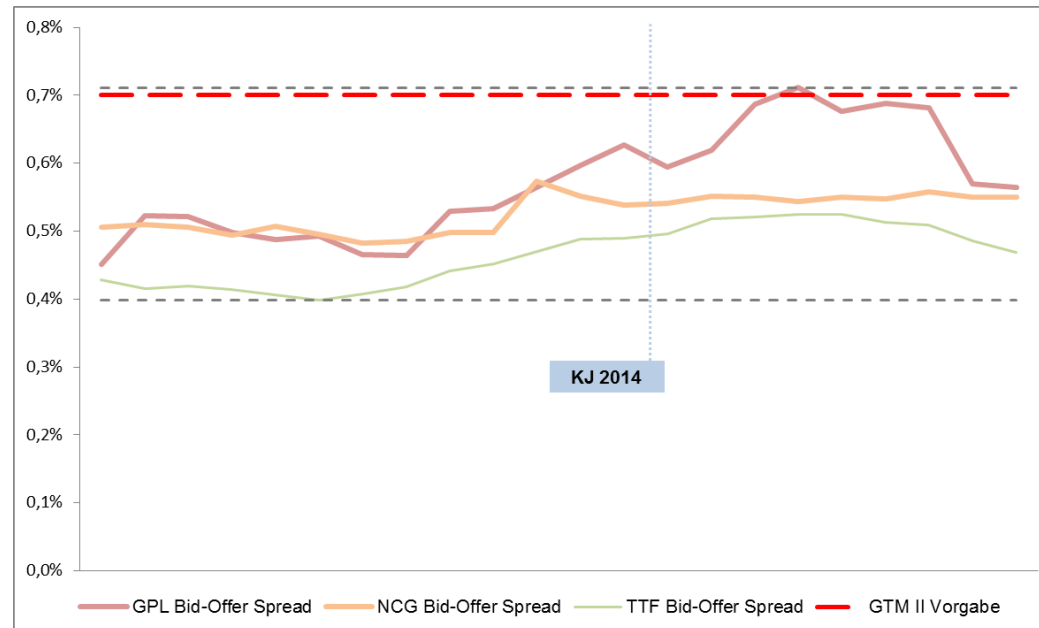
Dieser Indikator zeigt den Bid-Offer Spread der analysierten Handelsplätze für Produkte, die eine Erfüllung im 12. Monat nach dem Handelsmonat vorsehen. Wie bereits im Spot- und Promptbereich beobachtet, verlaufen die Kurven der einzelnen Handelsplätze weitgehend mit hoher Korrelation, wobei NCG und GASPOOL etwas stärkeren Schwankungen unterliegen. Der Unterschied zum TTF ist dabei deutlich erkennbar und wie auch im Promptbereich für NCG größer. Auch die deutschen Handelsplätze würden den gesetzten Schwellenwert des GTM II erfüllen, können jedoch aufgrund der nicht erreichten Mindestanforderung an berechenbaren Handelstagen nicht ausgewiesen werden.

²⁰ Anmerkung: Die Ergebnisse dieses Indikators für NCG und GASPOOL erreichen, ungeachtet der trotzdem erfolgten Darstellung, die notwendige Mindestanforderung (berechenbar für mind. 80% der Handelstage) nicht und damit gilt diese Kenngröße laut GTM II als nicht erfüllt. Dies gilt für GASPOOL in allen Fällen der Darstellung und für NCG ab der 10. Betrachtung (Zeitraum 10/13 bis 09/14).

Auch hier kennzeichnet der grau markierte Korridor eine Spanne, innerhalb der sich die Ergebnisse der drei Handelsplätze bis jetzt bewegt haben und deren Fortlaufen angenommen wird.

Lieferung im 24. Monat

Abbildung 14: Forwardmarkt – Mittlerer Bid-Offer Spread (%) 24. Monat²¹



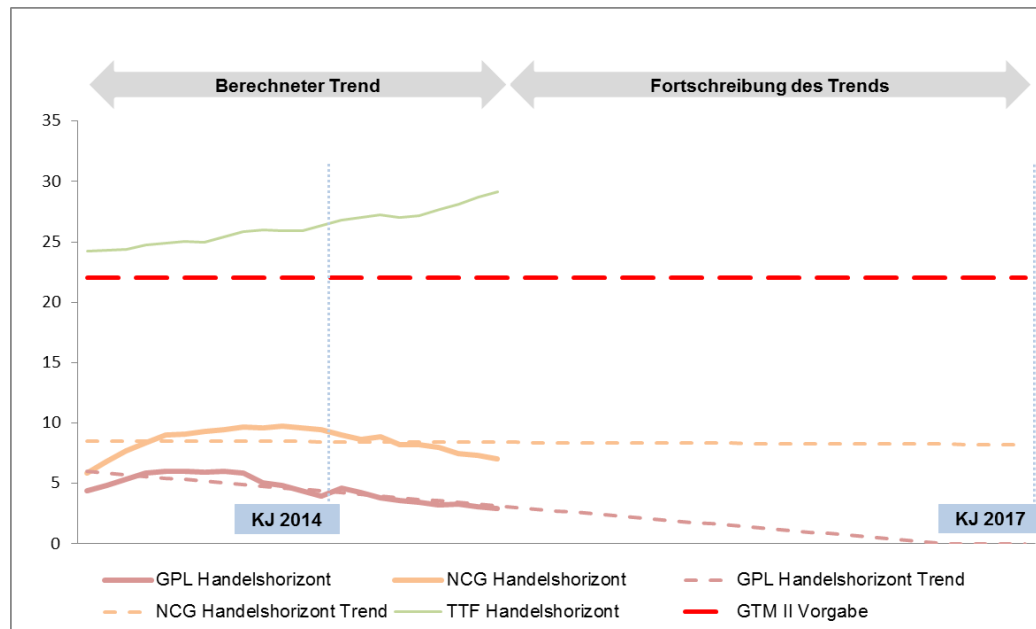
Hier sind nun die Ergebnisse des Bid-Offer Spreads für Produkte, die eine Erfüllung im 24. Monat nach dem Handelsmonat vorsehen, aufgetragen. Es zeigt sich ein ähnliches Bild zu den zuvor beobachteten Werten für Produkte mit Erfüllung im 12. Monat nach Handelsmonat. Im Gegensatz dazu rücken hier jedoch alle drei Handelsplätze enger zusammen und liegen auch näher bei dem vom GTM II vorgegeben Schwellenwert. Dies kennzeichnet eine Verschlechterung im Vergleich zur vorherigen Analyse. Gleichzeitig sind die Ergebnisse des NCG zumeist besser als die von GASPOOL.

²¹ Anmerkung: Die Ergebnisse dieses Indikators für NCG und GASPOOL erreichen, ungeachtet der trotzdem erfolgten Darstellung, die notwendige Mindestanforderung (berechenbar für mind. 80% der Handelstage) nicht und damit gilt diese Kenngröße laut GTM II als nicht erfüllt.

Der grau markierte Korridor beinhaltet, wie zuvor bei relativen Indikatoren, alle im beobachteten Zeitraum erhaltenen Ergebnisse und zeigt somit einen möglichen Bereich für zukünftige Ergebnisse auf. Eine zuverlässige Fortschreibung des Trends ist, wie bereits beschrieben, aufgrund des kurzen Zeitraums nicht möglich.

1.3.2.3.3 Indikator 4 – Mittlerer Handelshorizont²²

Abbildung 15: Forwardmarkt - Handelshorizont auf Basis vorliegender Daten



Im Gegensatz zu Indikator 4 für den Spot- und Promptmarkt, der die mediane Anzahl der Handelsabschlüsse beschreibt, kennzeichnet diese Größe im Forwardbereich den mittleren Handelshorizont der untersuchten Handelsplätze. Sowohl für NCG als auch für GASPOOL nimmt der Handelshorizont zu Beginn der Analyse zu, um sodann stetig abzufallen. Der Anstieg ist bei GASPOOL weniger stark ausgeprägt und von kürzerer Dauer, wodurch sich der Abstand zu NCG vergrößert. Beide deutschen Handelsplätze liegen in beträchtlichem Abstand zu dem durch das

²² Indikator 3 (Preissensitivität) wird aufgrund der teilweise nicht zu berechnenden Ergebnisse nicht analysiert bzw. dargestellt.

GTM II vorgelegten Schwellenwert. Der TTF hingegen weist während des gesamten Zeitraums der Beobachtungen, eine weitgehend gleichmäßige Zunahme auf und erfüllt somit durchwegs den gesetzten Schwellenwert des GTM II.

Bei einer Annahme und Fortschreibung eines linearen Trends würde NCG in etwa auf dem bereits erreichten Level bleiben und der Handelshorizont von GASPOOL während der folgenden Jahre weiter abnehmen. Die GTM-Vorgabe bliebe somit durch beide deutschen Handelsplätze mittelfristig unerreicht.

1.4 SCHLUSSFOLGERUNGEN BEZÜGLICH DER ERFÜLLUNG DER MARKT- UND LIQUIDITÄTSINDIKATOREN

Derzeitige Erfüllung der GTM II Indikatoren (2014)

Wie in Abschnitt 1.2.1 vorgestellt, erfüllen die deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL größtenteils die Vorgaben des GTM II bezüglich der Marktindikatoren, Anzahl der Bezugsquellen, HHI und RSI, oder verfehlen diese nur knapp.

Die Liquiditätsindikatoren zeigen, wie auch schon 2013, ein anderes Bild. Während die deutschen Marktgebiete im Spotmarkt einen recht hohen Erfüllungsgrad der Vorgaben des GTM II aufweisen, können die Vorgaben im Prompt- und Forwardmarkt weitgehend nicht erfüllt werden. Im Spotbereich ist hinsichtlich Volumina und Handelsabschlüsse zumeist eine Verbesserung zu den Ergebnissen des GTM II eingetreten, besonders für das in 2013 noch weiter zurückliegende Marktgebiet GASPOOL. Insgesamt fällt auf, dass sich der Abstand von NCG und GASPOOL tendenziell verringert und GASPOOL vor allem im Spotmarkt beträchtlich aufholen konnte. Im Prompt- und Forwardbereich zeigt sich, dass das Nichterreichen der GTM II-Vorgaben oftmals bereits durch ein nicht vorhandenes Orderbuch-Volumen begründet ist (Mindestanforderungen werden nicht erfüllt). Dies deutet darauf hin, dass es primär an durchgängig in ausreichendem Umfang vorhandenen Orderbuch-Volumen mangelt.²³

Zukünftige Erfüllung der GTM II Indikatoren (2017)

Vor dem Hintergrund, dass bis 2017 keine wesentlichen strukturellen Veränderungen der Marktgebiete bekannt sind, wird bezüglich der Marktindikatoren 2017 ein weitgehend mit 2014 vergleichbares Ergebnis erwartet.

Eine Hochrechnung der Liquiditätsindikatoren für das Kalenderjahr 2017 zeigt, dass die deutschen Marktgebiete die Schwellenwerte auch mittelfristig für einen Großteil der Indikatoren nicht erfüllen können. Im Spotbereich kann generell eine positive Entwicklung verortet werden, doch im Prompt- und Forwardbereich, die bereits 2014 die Schwellenwerte weitgehend verfehlt haben, hat die Analyse zumeist sogar einen weiteren

²³ Diese Einschätzung wird auch dadurch verstärkt, dass ungeachtet nicht erfüllter Daten-Mindestanforderungen berechnete Indikatoren - an den Tagen, an denen eine Berechnung möglich war - oftmals in der Nähe der Schwellenwerte rangieren.

Rückgang der Liquidität ergeben. Somit ist davon auszugehen, dass für NCG und GASPOOL nur aus organischem Wachstum und eigener Weiterentwicklung heraus vor allem im Prompt- und Forwardbereich keine weitgehende Verbesserung eintreten wird.

Bedeutung eines funktionierenden Terminmarktes (Prompt und Forward)

Angesichts der aus Sicht des GTM II vorliegenden deutlichen Defizite hinsichtlich der Liquidität und Aktivität in den Terminmärkten der deutschen Marktgebiete, wurde in diesem Gutachten auch die Fragestellung ansatzweise behandelt, inwieweit ein funktionierender inländischer Terminmarkt von Nutzen ist.

Neben der im GTM II formulierten Ansicht von ACER, dass ein funktionierender Markt sowohl über einen liquiden Spot- als auch Terminmarkt verfügen muss, um

- ein kostengünstiges Risikomanagement zu ermöglichen,
- die Notwendigkeit der Nutzung dritter Märkte zum Zweck des Hedgings oder der Beschaffung von Gas zu verringern und
- den Einzelhandel anzukurbeln, indem Eintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer durch die Existenz eines liquiden Spot- und Terminmarktes so gering wie möglich gehalten werden,

wurde und wird das Fehlen eines ausreichend liquiden Terminmarktes in den deutschen Marktgebieten regelmäßig thematisiert. An dieser Stelle sei z.B. auf die VHP-Konsultationen der Marktgebietsverantwortlichen bzw. diverse Stellungnahmen von Marktteilnehmer-Verbänden²⁴ verwiesen, die die unzureichende Liquidität in diesem Segment des Großhandelsmarktes adressieren.

²⁴ Dies liefern VHP Marktkonsultationen 2015 von NCG (<https://www.net-connect-germany.de/de-de/Presse-News/News/VHP-Marktkonsultation>) und GASPOOL (https://www.gaspool.de/fileadmin/download/information/gaspool_auswertung_vhp-konsultation_2015_150831.pdf)

Aus der kommerziellen/operativen Perspektive eines deutschen Marktteilnehmers lässt sich der Nutzen eines funktionierenden Terminmarktes durch folgendes Beispiel erläutern:

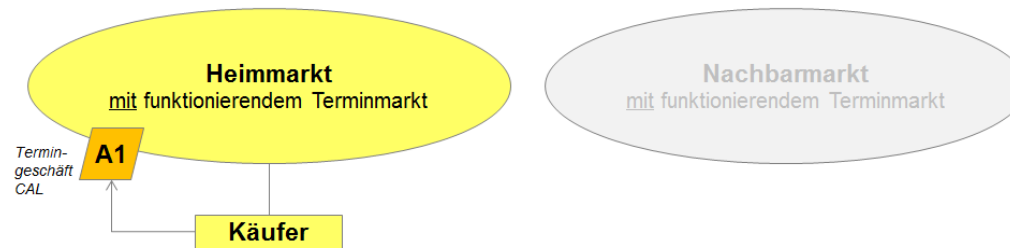
Ausgangssituation

Anhand des Beispiels soll die Situation eines großen Endverbrauchers (bzw. Lieferanten kleinerer Endverbraucher), der den Ankauf eines Jahresbandes für das Folgejahr mit einem fixen Bezugspreis und mit einer Übergabe am VHP des Heimmarktes beabsichtigt, veranschaulicht werden.

Szenario A: Heimmarkt des Unternehmens verfügt über einen funktionierenden Terminmarkt

Der Käufer wird am Großhandelsmarkt des Heimatmarktes aktiv und beschafft ein Jahresprodukt (CAL) mit den gewünschten Eigenschaften.

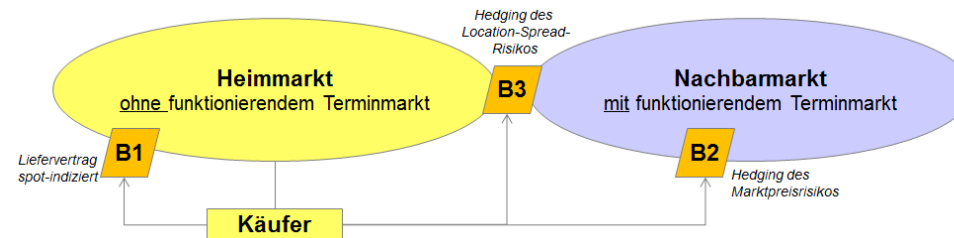
Abbildung 16: Notwendigkeit eines funktionierenden Terminmarktes - Szenario A



Szenario B: Heimmarkt des Unternehmens verfügt über keinen funktionierenden Terminmarkt

Mangels Möglichkeit zur Eindeckung am Terminmarkt schließt der Käufer mit einem Vorlieferanten einen spot-indizierten Liefervertrag mit Übergabe am VHP des Heimmarktes ab. Zur Absicherung des Preisrisikos dieses Liefervertrages führt der Käufer ein Hedging dieser Position am funktionierenden Terminmarkt des Nachbarmarktes durch. Aufgrund einer nicht vollständigen Preis-Korrelation verbleibt das Risiko eines sich über den Zeitverlauf verändernden Location-Spreads. Zur Absicherung des Location-Spread-Risikos führt der Käufer ein weiteres Hedging beispielsweise mittels eines Spread-Produkts durch.

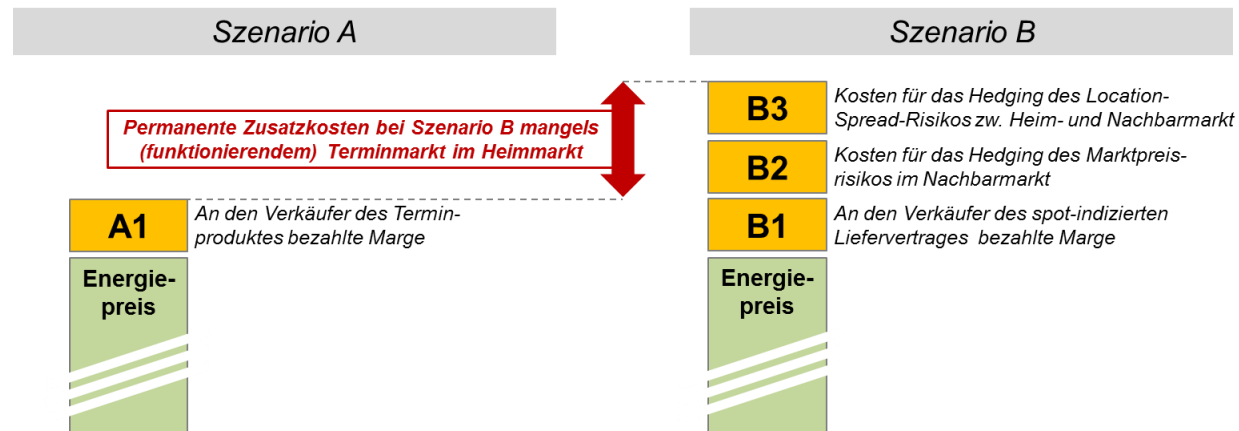
Abbildung 17: Notwendigkeit eines funktionierenden Terminmarktes - Szenario B



Zusammenfassung

Bei der Betrachtung der beiden Szenarien wird deutlich, dass im Fall des funktionierenden Terminmarktes weniger Handelsgeschäfte, also dementsprechend auch weniger Kosten, anfallen. Dies äußert sich durch permanente Zusatzkosten²⁵, die bei Szenario B für das Absichern des Liefervertrages notwendig sind.

Abbildung 18: Notwendigkeit eines funktionierenden Terminmarktes – Zusammenfassung



Zusammenfassend ergibt sich daher aus der Analyse der deutschen Gasmärkte anhand der GTM II Richtwerte als Voraussetzung für die schrittweise Erreichung der weiteren Indikatoren, dass Maßnahmen mit entsprechender Wirkung vor allem im Prompt- und Forwardbereich erforderlich sind. Dabei sind zwei grundlegende Ansatzmöglichkeiten für derartige Maßnahmen, auf die in weiterer Folge im Detail eingegangen wird, denkbar:

- marktgebietsinterne Maßnahmen und/oder
- marktgebietsübergreifende Maßnahmen

²⁵ Die Höhe dieser Zusatzkosten ist grundsätzlich determiniert durch die Transportkosten (bei Verfügbarkeit entsprechender Kapazitäten) von Nachbar- zu Heimmarkt (B3) sowie durch Transaktionskosten aus Bid-/Ask-Spreads, Fees, Margining etc. für die zusätzlich erforderlichen Transaktionen. Im Falle eines strukturierten Bedarfs (kein Jahresband) erhöht sich die Zahl der erforderlichen Transaktionen entsprechend. Durch die schematische Darstellung generell nicht erfasst sind Fixkosten des Marktzugangs im Nachbarbarmarkt (Registrierung, Handelszulassung, Bilanzkreismanagement, Marktbeobachtung etc.).

2 MARKTGEBIETSINTERNE MAßNAHMEN

In diesem Abschnitt wird – ausgehend vom aktuellen bzw. zu erwartenden Erfüllungsgrad der GTM II-Indikatoren – untersucht, durch welche Maßnahmen innerhalb der beiden bestehenden deutschen Marktgebiete potentiell eine Verbesserung der GTM II-Indikatoren realisiert werden könnte. Dabei wird zuerst die Ausgangssituation der deutschen Marktgebiete beschrieben, in weiterer Folge die potentielle Wirkung von marktgebietsinternen Maßnahmen aus unterschiedlichen Perspektiven dargestellt und zuletzt eine Beschreibung und Klassifikation von identifizierten internen Maßnahmen durchgeführt. Insbesondere werden in diesem Zusammenhang Maßnahmen angeführt, die aufgrund der Analyseergebnisse zu den Markt- und Liquiditätsindikatoren der deutschen Marktgebiete (Zusammenfassung siehe Abschnitt 1.4) eine Wirkung im Prompt- bzw. Forwardsegment des Großhandelsmarktes erwarten lassen, wobei die Abschätzung der tatsächlichen Wirkungshöhe und detaillierte Konzeption nicht Teil dieses Gutachtens ist.

2.1 STRUKTURELLE UNTERSCHIEDE ZWISCHEN NCG/GASPOOL UND DEN EUROPÄISCHEN LEITMÄRKTEN

Als Ausgangspunkt für die Betrachtung marktgebietsinterner Maßnahmen werden strukturelle Faktoren, die potentiell Einfluss auf die Liquidität und das Volumen eines Gas-Großhandelsmarktes haben, betrachtet:

- (Endkunden-)Nachfrage im Markt als Beitrag zur Schaffung von Grundliquidität auf der Nachfrage-Seite
- Entry-Allokationen mit Zugang zum VHP als Beitrag zur Schaffung von Grundliquidität auf der Angebots-Seite
 - Innerhalb der Entry-Allokationen mit Zugang zum VHP kommt Allokationen aus Eigenproduktion besonderes Augenmerk zu, da vermutet werden kann, dass heimische Produzenten den jeweiligen VHP für den Terminverkauf ihrer Produktionsmengen nutzen und damit eine Grundliquidität gerade auch im Terminmarkt sichern.

Diese Faktoren werden nun für die beiden deutschen Marktgebiete sowie für die beiden europäischen Leitmärkte TTF und NBP vergleichend gegenübergestellt, um die relative Ausgangsposition und strukturelle Unterschiede zu bestimmen. Dies erfolgt im Rahmen einer näherungsweise Betrachtung für das Jahr 2014.

An dieser Stelle wird erläuternd angemerkt, dass die gesamten Entry-Allokationen in die deutschen Marktgebiete nur im Anteil von FZK an der Gesamtbuchung von Entry-Kapazitäten in diese Marktgebiete berücksichtigt wurden²⁶. Damit wird dem Aspekt Rechnung getragen, dass nur

²⁶ Mögliche Nutzungseinschränkungen von Exit-Kapazitäten, die den VHP-Zugang zusätzlich einschränken, wurden nicht betrachtet.

mit Entry-Kapazitäten der Qualität FZK („frei zuordenbar“) eine zu jedem Zeitpunkt bedingungslose garantierte Nutzung am VHP (und somit am Großhandelsmarkt) möglich ist. Für TTF und NBP wird angesichts der dort angebotenen Kapazitätsprodukte (keine Kapazitätsprodukte mit Nutzungseinschränkungen) von einem grundsätzlich uneingeschränkten VHP-Zugang ausgegangen. Dementsprechend wurden die gesamten Entry-Allokationen für diesen Vergleich angesetzt.

Tabelle 13: Strukturelle Unterschiede zwischen NCG/GASPOOL und den europäischen Leitmärkten (Angaben in TWh/a für das Kalenderjahr 2014)

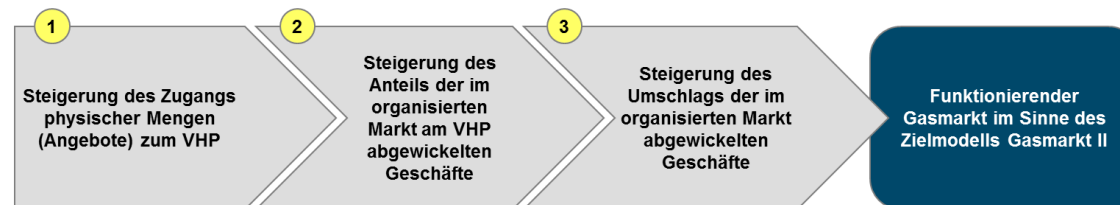
	Verbrauch Endkunden	Entry-Allokationen gesamt	Entry-Allok. mit Zugang zu VHP (basierend auf Anteil unbedingter Kapazitätsprodukte an Buchungssituation der Entry-Kapazitäten)	davon Produktion
NCG	434	861	447	15
GPL	367	848	444	85
TTF	376	976	976	650
NBP	775	941	941	424

Die Tabelle verdeutlicht, dass die betrachteten Märkte zwar grundsätzlich Entry-Allokationen in vergleichbarer Höhe aufweisen, der garantierte VHP-Zugang dieser Mengen bei NBP und TTF jedoch in einem wesentlich größeren Umfang möglich ist. Dieser strukturelle Vorteil der Großhandelsmärkte in diesen beiden Marktgebieten wird zusätzlich durch die im Vergleich zu den deutschen Marktgebieten wesentlich höheren und für die Grundliquidität bedeutsamen Entry-Allokationen aus nationaler Produktion gestärkt.

2.2 POTENTIELLE AUSWIRKUNGEN MARKTGEBIETSINTERNER MAßNAHMEN

Die folgende Abbildung dient der Verdeutlichung, welche potentiellen Auswirkungen marktgebietsinterne Maßnahmen – als Impulse für die Entwicklung des Großhandelsmarktes - haben können.

Abbildung 19: Potentielle Auswirkungen marktgebietsinterner Maßnahmen



2.3 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Die folgende Tabelle bietet eine Zusammenfassung möglicher marktgebietsinterner Maßnahmen. Zusätzlich wird die grundsätzlich zu erwartende Wirkung dieser Maßnahmen auf die untersuchten Segmente des Großhandelsmarktes dargestellt (Details und Begründung im Abschnitt 2.4), wobei nicht ausgeschlossen werden kann, dass zusätzliche positive Effekte auch in den an dieser Stelle nicht ausgewiesenen Marktsegmenten des Großhandelsmarktes auftreten bzw. dass die Maßnahmen einen grundsätzlichen Beitrag zu Markteffizienz, Transparenz, etc. leisten. Hinsichtlich der adressierten marktgebietsinternen Maßnahmen ist grundsätzlich zu berücksichtigen, dass deren Ausgestaltung bzw. Umsetzung in einigen Fällen außerhalb des unmittelbaren Einflussbereichs der BNetzA liegt und entsprechende Initiativen von Marktteilnehmern bzw. deren Verbänden etc. erforderlich sind.

Tabelle 14: Übersicht möglicher marktgebietsinterner Maßnahmen und zu erwartende Wirkung auf Marktsegmente

NR.	MÖGLICHE MARKTGEBIETSINTERNE MAßNAHME	ERWARTBARE WIRKUNG AUF MARKTSEGMENTE		
		SPOT	PROMPT	FORWARD
Steigerung des Zugangs physischer Mengen zum VHP				
1.	Schaffung eines (zumindest unterbrechbaren) VHP-Zugangs für Transite	Ja	Ja	Nein
Steigerung des Anteils der im organisierten Markt am VHP abgewickelten Geschäfte				
2.	Mehr Transparenz hinsichtlich der Zugänge zum organisierten Handelsmarkt	Ja	Ja	Ja
3.	Durchführung von Gas-Auktionen im organisierten Markt	Ja	Ja	Ja
4.	Treibgas-Beschaffung deutscher FNBs am Großhandelsmarkt	Ja	Ja	Ja
Steigerung des Umschlags der im organisierten Markt abgewickelten Geschäfte				
5.	Reduktion des VHP-Entgelts	Ja	Nein	Nein
6.	Verbesserte Transparenz für aggregierten Verbrauch im Marktgebiet	Ja	Ja	Ja
7.	Verbesserte Transparenz zum Systemzustand	Ja	Nein	Nein

NR.	MÖGLICHE MARKTGEBIETSINTERNE MAßNAHME	ERWARTBARE WIRKUNG AUF MARKTSEGMENTE		
		SPOT	PROMPT	FORWARD
8.	Erweiterung des EFET-Standardvertragswerks um Appendizes für NCG und GASPOOL	Ja	Ja	Ja
9.	Angebot von untertägigen Kapazitäten an Speicher-Punkten und bei Letztverbrauchern (Kraftwerke) am FNB-Netz	Ja	Nein	Nein
10.	Schaffung eines vereinfachten VHP-Zugangs für „reine Händler“	Nein	Ja	Ja
11.	Einschränkung der Möglichkeiten zur Verbindung von Bilanzkreisen	Ja	Ja	Ja
12.	Verbesserte Planungssicherheit der „Gesamt-Transportkosten“	Nein	Nein	Ja
13.	Verpflichtung bzw. Anreize, um Anzahl der Market Maker zu erhöhen und deren Spreads zu verringern	Nein	Ja	Ja
14.	Vollständige Abschmelzung des Konvertierungsentgelts	Ja	Ja	Ja

Zusätzlich zu den o.g. möglichen marktgebietsinternen Maßnahmen werden bei der Betrachtung der Funktionsfähigkeit der deutschen Marktgebiete im Rahmen dieses Gutachtens auch Aspekte berücksichtigt, die bereits in Umsetzung stehen bzw. absehbar sind:

Tabelle 15: Umgesetzte bzw. in Umsetzung stehende marktgebietsinterne Maßnahmen

NR.	MAßNAHME	ERWARTBARER EFFEKT DER MAßNAHME	ERWARTBARE WIRKUNG AUF MARKTSEGMENTE		
			SPOT	PROMPT	FORWARD
1.	Neugestaltung WDOs, um untertägige Ausgleichsmaßnahmen von Schiefständen nicht zu pönalisieren	Anreizsetzung marktbasierter Ausgleichsmaßnahmen bei BK-Unausgeglichheiten (Wirkung aufgrund der Tagesbilanzierung insbesondere auf den Within-Day-Markt beschränkt)	Ja	Nein	Nein
2.	Maximierung der marktbasierten Regelernergie-Beschaffung	Schaffung von zusätzlichem Angebot und Nachfrage im Großhandelsmarkt (Wirkung aufgrund des Bilanzierungsmodells und der regulatorischen Vorgaben auf den Spotbereich (insbesondere Within-Day) beschränkt)	Ja	Nein	Nein

NR.	MAßNAHME	ERWARTBARER EFFEKT DER MAßNAHME	ERWARTBARE WIRKUNG AUF MARKTSEGMENTE		
			SPOT	PROMPT	FORWARD
3.	Ausgleichsenergie-Preisbildung gemäß NC BAL	Erschwerte Prognostizierbarkeit und Berücksichtigung der Regelenergie-Grenzpreise bei der Ausgleichsenergiepreis-Bildung setzt Anreize für Marktteilnehmer, das Portfolio möglichst ausgeglichen zu halten	Ja	Nein	Nein
4.	Konsultationsmöglichkeit in englischer Sprache	Stärkung des Marktvertrauens im nicht-deutschsprachigen Segment der (potentiellen) Marktteilnehmer und Möglichkeit für Einbringung von internationalem Know-How in die Marktentwicklung	Ja	Ja	Ja

2.4 DETAILBETRACHTUNG MÖGLICHER MARKTGEBIETSINTERNER MAßNAHMEN

2.4.1 Schaffung eines (zumindest unterbrechbaren) VHP-Zugangs für Transite

Bereits im Rahmen des für die BNetzA erstellten Gutachtens *Kapazitätsprodukte im deutschen Erdgasmarkt – Bestandsaufnahme und Weiterentwicklung* wurde festgestellt und im Detail erörtert, dass einige der aktuell im deutschen Gasmarkt zur Anwendung kommenden Kapazitätsprodukte den VHP-Zugang grundsätzlich ausschließen.

Dabei handelt es sich primär um die Gruppe der beschränkt zuordenbaren Kapazitäten („BZK“), die oftmals zur Darstellung von Transitströmen durch die deutschen Marktgebiete genutzt werden.

Die Bewertung im Rahmen des referenzierten Gutachtens kam u.a. zu dem Ergebnis, dass sämtliche mit BZK erfüllbare Transportanforderungen angesichts der zugrundeliegenden Netzrestriktion²⁷ grundsätzlich auch mit dynamisch zuordenbaren Kapazitäten („DZK“) (die einen unterbrechbaren VHP-Zugang erlauben) erfüllt werden könnten.

Demzufolge könnte die Schaffung eines zumindest unterbrechbaren VHP-Zugangs für Transitströme den Transithändler die Möglichkeit eröffnen, auch Geschäftsmöglichkeiten am VHP des Transitmarktes wahrzunehmen und dadurch einen Beitrag zur Steigerung des Zugangs physischer Mengen zum VHP leisten.

²⁷ Mit Ausnahme der Abbildung von Kurzstreckentransporten mithilfe beschränkt zuordenbarer Kapazitäten.

Aufgrund der Unterbrechbarkeit des VHP-Zugangs und als unverändert angenommener Lieferverpflichtungen der Transithändler in den Zielländern ist davon auszugehen, dass die Wirkung dieser Maßnahme insbesondere auf die kurzfristigeren Marktsegmente (Spot, Prompt) gerichtet ist.

2.4.2 Mehr Transparenz hinsichtlich Zugängen zum organisierten Handelsmarkt

In den deutschen Marktgebieten NCG und GASPOOL besteht für Marktteilnehmer grundsätzlich eine Vielzahl an möglichen Zugängen zum organisierten Großhandelsmarkt:

- unterschiedliche Anbieter (nationale/internationale Börsen, Broker, etc.)
- unterschiedliche Einordnung von Zugangsmöglichkeiten hinsichtlich Finanzmarktregulierung (regulierte Märkte, MTF, OTC, etc.)
- großes Angebot handelbarer Produkte mit teilweise sehr unterschiedlichen Eigenschaften, etc.

Insbesondere für neue Marktteilnehmer kann Transparenz hinsichtlich dieser unterschiedlichen Möglichkeiten und deren Ausprägungen/Unterschieden eine wesentliche Hilfestellung sein und den Einstieg in den Großhandel unterstützen.

Die konkrete Ausgestaltung dieser Maßnahme sollte durch Marktteilnehmer bzw. -verbände erfolgen. Vorstellbar wäre z.B. die Bereitstellung einer entsprechenden Web-Plattform durch die MGV, welche von Anbietern für Handelszugänge in standardisierter Struktur befüllt wird.

Dies gibt einerseits den Anbietern die Gelegenheit, ihr Angebot den Marktteilnehmern näher zu bringen und erlaubt es Marktteilnehmern, einen Überblick hinsichtlich sämtlicher relevanter Aspekte zu erlangen.

Daher sollten jedenfalls die folgenden Themenbereiche abgedeckt werden:

- Zulassungsvoraussetzungen und Zulassungsverfahren
- Gebühren (initial, fix, variabel)
- Spezifikation der handelbaren Produkte
- Technische Anbindung und Handelssystem(e)
- Art und Ablauf der Erfüllung
 - Finanzielles Clearing
 - Physische Erfüllung (sofern vorhanden)

Angesichts der Vielfalt an Zugangsmöglichkeiten und Produkten in allen betrachteten Marktsegmenten, kann von einer positiven Wirkung dieser Maßnahme auf alle Marktsegmente ausgegangen werden.

2.4.3 Durchführung von Gas-Auktionen im organisierten Markt

Die zuletzt von Erdgas-Produzenten bzw. Importeuren durchgeführten Gas-Auktionen haben nur teilweise eine Erfüllung am VHP vorgesehen und wurden üblicherweise abseits des organisierten Marktes im Rahmen bilateraler Verfahren durchgeführt.

Vor diesem Hintergrund könnte eine (zum aktuellen Zeitpunkt jedoch nicht absehbare) Verlagerung dieser Verfahren in den organisierten Markt zu einer unmittelbaren Steigerung der Marktliquidität führen. Von den bisher beobachteten Lieferzeiträumen im Rahmen derartiger Auktionen ausgehend, wäre potentiell eine direkte Wirkung für den Terminmarkt absehbar. Aufgrund des anzunehmenden Umschlags dieser Gasmengen wären jedoch auch Abstrahleffekte auf kürzere Produktsegmente zu erwarten.

Ungeachtet der Umsetzbarkeit in Abhängigkeit konkreter Absichten von Erdgas-Produzenten bzw. Importeuren und der Rechtslage²⁸ hätte diese Maßnahme das Potential, positive Effekte in allen Marktsegmenten zu erzeugen – unmittelbar in jenem Segment, in dem die Auktionen durchgeführt werden und in weiterer Folge als Abstrahleffekte durch davon abgeleitete, weitere Handelsgeschäfte.

2.4.4 Treibgas-Beschaffung deutscher FNBs am Großhandelsmarkt

Durch eine zunehmende Beschaffung von „systembezogenen“ Gasmengen, wie insbesondere Treibgas für den Betrieb von Verdichterstationen, etc., über die Börse könnte die „Grundliquidität“ des Großhandelsmarktes durch diese zusätzliche Nachfrage gestärkt werden.

Vor dem Hintergrund des Einsatzzwecks dieser Gasmengen sind grundsätzlich Beschaffungsmodelle mit ausschließlicher Spotmarkt-Aktivität, aber auch mit einer Kombination Spot-/Terminmarkt denkbar. In Abhängigkeit von der konkreten Ausgestaltung wäre potentiell eine Wirkung auf sämtliche Segmente des Großhandelsmarktes vorstellbar.

2.4.5 Reduktion des VHP-Entgelts

Das VHP-Entgelt ist ein systembezogener Bestandteil der Transaktionskosten für Handelsgeschäfte, bei denen es zu einer physischen Erfüllung (durch eine Nominierung am VHP) kommt. Bei isolierter Betrachtung dieses Umstands ist davon auszugehen, dass eine Reduktion des VHP-Entgelts die Transaktionskosten senken, die Handelsmargen steigern und somit eine potentielle Anreizwirkung haben könnte. Dabei ist

²⁸ Insbesondere auch inwieweit die Rechtslage der BNetzA hierfür Kompetenzen zuordnet.

jedoch zu berücksichtigen, dass insbesondere für Absicherungszwecke etc. getätigte Handelsgeschäfte im Prompt- und Forwardsegment des Großhandelsmarktes zwar eine physische Erfüllung vorsehen, diese aber vor Eintritt des tatsächlichen Erfüllungszeitraums oftmals durch entsprechende kurzfristige Transaktionen (am Spotmarkt) kompensiert wird. In diesen Fällen ist das VHP-Entgelt somit kein Teil der Transaktionskosten. Daher ist von einer potentiell positiven Wirkung insbesondere für den Spotmarkt auszugehen.

2.4.6 Verbesserte Transparenz für aggregierten Verbrauch im Marktgebiet

Ungeachtet weitreichender Transparenz-Anforderungen bzw. auch -angebote im deutschen Gasmarkt besteht momentan für etablierte bzw. auch potentiell neue Marktteilnehmer keine Transparenz hinsichtlich des aggregierten Verbrauchs (differenziert für die im Marktmodell vorgesehenen Gruppen von Letztverbrauchern: SLP, RLMmT/-oT/NEV) in den deutschen Marktgebieten. Durch Bereitstellung dieser Information wäre potentiell eine bessere Einschätzbarkeit von Größe und Saisonalität des Endkunden-Marktes (sowohl für den aktuellen Zustand als auch die Vergangenheit) möglich, was wiederum die Einschätzbarkeit des Marktvolumens verbessern und die Prognostizierbarkeit (nicht zuletzt für in den Markt neu eintretende Unternehmen) erleichtern würde.

Durch eine potentiell bessere Planbarkeit von Beschaffungsmaßnahmen, etc. ergäbe sich einerseits eine vereinfachte Nutzung des Terminmarktes für langfristige Eindeckung, bzw. wären andererseits auch bei Handelsprodukten mit kürzeren Laufzeiten für entsprechende Anpassungen und Korrekturen des Bezugs Effekte zu erwarten.

Die Initiative für eine derartige Maßnahme, mit potentieller Wirkung auf sämtliche Segmente des Großhandelsmarktes, könnte beispielsweise direkt vom Markt (MGV) ausgehen.

2.4.7 Verbesserte Transparenz zum Systemzustand

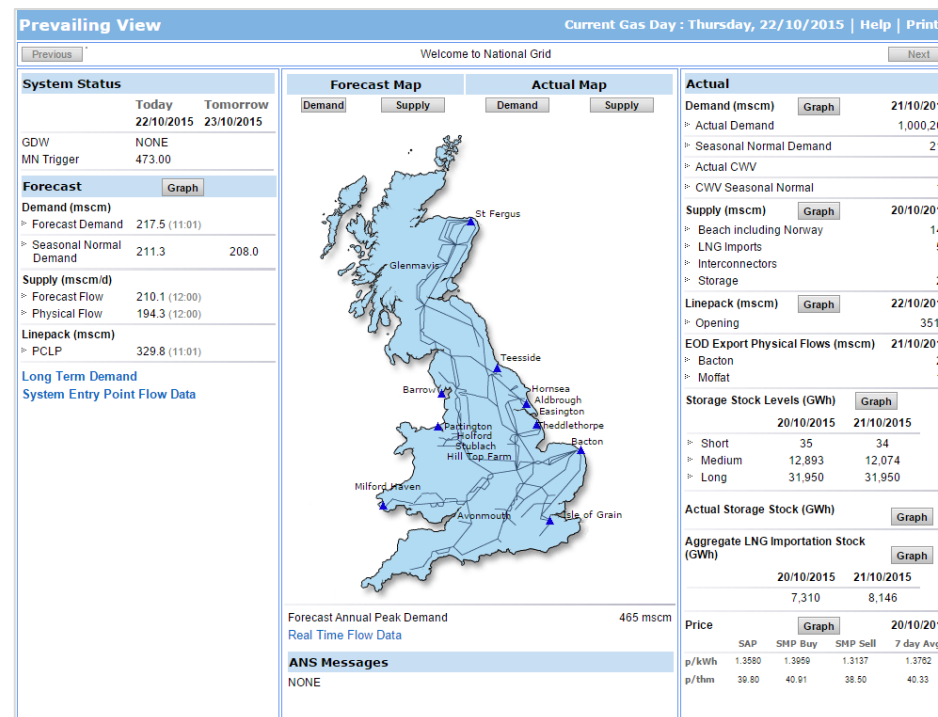
Eine bessere Kenntnis des Verbrauchs in den Marktgebieten kann zu einer genaueren Einschätzung der Angebots- und Nachfragesituation im Markt beitragen. Dies wird z.B. durch den *Prevailing View* des britischen FNB National Grid erreicht (siehe folgende Abbildung).

Dabei werden u.a. die folgenden Informationen transparent und aggregiert dargestellt:

- Importe aggregiert für das Marktgebiet
- Exporte aggregiert für das Marktgebiet
- Speichernutzung aggregiert für das Marktgebiet
- Verbrauch(-sprognosen) aggregiert für das Marktgebiet

- Netzpuffer/Regelenergiebedarf
- Speicherstände aggregiert für das Marktgebiet
- Unterbrechungen von Transporten in das bzw. aus dem Marktgebiet

Abbildung 20: Prevailing View des britischen FNB National Grid



Bezugnehmend auf die deutschen Marktgebiete werden diese Informationen teilweise schon bereitgestellt, jedoch an unterschiedlichen Stellen bzw. in unterschiedlicher Struktur oder mit unterschiedlicher zeitlicher Taktung, wie z.B.:

- Nominierungen und Lastflüsse an Grenz- bzw. Marktgebietsübergangspunkten aktuell auf den individuellen Webseiten der FNB (in unterschiedlicher Detaillierungstiefe) bzw. mit Zeitversatz auf der *ENTSOG Transparency Platform*

- Speicherstände und -nutzung in unterschiedlicher zeitlicher Taktung, mit unterschiedlichem Zeitversatz der Veröffentlichung und unterschiedlicher Differenzierung einzelner Anlagen und deren Nutzung weitgehend auf den Webseiten der Speicherbetreiber bzw. auf der *GSE Aggregated Storage Inventory* Veröffentlichung
- Angaben hinsichtlich der Abgabe an unterschiedliche Arten von Letztverbrauchern und in unterschiedlicher Aufbereitung/Darstellungstiefe auf den individuellen Webseiten der FNBS
- Angaben zum aktuellen Regelenergiebedarf (teilweise abhängig vom Zeitpunkt in unterschiedlicher Detaillierung) und Historie zum konkreten Regelenergieeinsatz auf den individuellen Webseiten der MGV
- etc.

Durch die einleitend beschriebene Aggregation und Vervollständigung dieser Informationen sowie zentrale Bereitstellung für das Marktgebiet (z.B. durch die MGV), ergäbe sich für Marktteilnehmer ein entscheidender Informationsgewinn.

Durch diese gesteigerte Transparenz hinsichtlich der aktuellen Angebots- und Nachfragesituation könnten Geschäftschancen im Markt aufgezeigt und von Marktteilnehmern genutzt werden. Nicht zuletzt würde durch diese gesteigerte Informationseffizienz auch die Marktpreisbildung besser einschätzbar, was wiederum zu einem gesteigerten Vertrauen von Marktteilnehmern in die Robustheit und Verlässlichkeit der Spotmarktpreise führen könnte. Da diese die Grundlage für Handelsgeschäfte im Terminmarkt sind, erscheinen grundsätzliche positive Effekte für alle Segmente des Großhandelsmarktes denkbar.

2.4.8 Erweiterung des EFET-Standardvertragswerks um Appendizes für NCG und GASPOOL

Während für den Großteil der etablierten europäischen Handelspunkte dezidierte Appendizes zum EFET-Standardvertrag für Großhandelsgeschäfte existieren, welche die Spezifika des jeweiligen Handelspunkts adressieren, liegen diese Dokumente für die deutschen Handelspunkte nicht vor.

Durch Bereitstellung dieser Dokumente (z.B. Erstellung durch deutsche Marktteilnehmer in Abstimmung mit dem EFET Legal Committee) wäre eine weitere Vereinfachung von Handelsgeschäften durch Nutzung allgemein akzeptierter und marktüblicher Vertragsbedingungen zu erwarten. Eine daraus resultierende, effektivere Geschäftsabwicklung (vereinfachte Risikobewertung bzw. -mitigation, etc.) forciert zusätzliche Geschäfte und wirkt potentiell positiv auf alle Marktsegmente.

2.4.9 Angebot von untertägigen Kapazitäten an Speicher-Punkten und bei Letztverbrauchern (Kraftwerke) am FNB-Netz

Während durch Umsetzung des NC CAM Kapazitätsprodukte an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten von FNBs nunmehr auch untertägig angeboten werden, ist dies für Anschlusspunkte von Speichern bzw. großen Letztverbrauchern (insbesondere Kraftwerke) bisher nicht der Fall. Durch ein entsprechend erweitertes Kapazitätsangebot an diesen Netzpunkten, für welche aktuell oftmals keine langfristigen Kapazitätsbuchungen (mehr) vorliegen, könnten diese Anlagen situativ und nach marktorientierten Gesichtspunkten am Markt teilnehmen und das Angebot und/oder die Nachfrage am Großhandelsmarkt (in diesem Zusammenhang auch am darüber abgewickelten Regelenenergiemarkt) steigern. Aufgrund der Kurzfristigkeit dieser Maßnahmen, wären positive Effekte insbesondere im Spotmarkt zu erwarten.

2.4.10 Schaffung eines vereinfachten VHP-Zugangs für „reine Händler“

Die Betrachtung des Felds der Handelsteilnehmer am niederländischen TTF bzw. dem britischen NBP unterstreicht die Annahme, dass gerade im Prompt- und Forwardsegment des Großhandelsmarktes den Unternehmen aus dem Finanz- und Finanzdienstleistungsbereich eine nicht zu unterschätzende Bedeutung zukommt.

Die Schaffung von Möglichkeiten für einen vereinfachten VHP-Zugang für „reine Händler“ (gänzlich ohne physische Gas-Transporte) kann eine Maßnahme sein, um deutsche Handelspunkte für diese Marktteilnehmer attraktiver zu machen.

Der Standard-Bilanzkreisvertrag der deutschen Marktgebiete enthält eine Fülle an Regelungen, Anforderungen, etc., die wesentlich über die VHP-Nutzung hinausgehen und deren Prüfung eine intensive Auseinandersetzung mit dem deutschen Netzzugangsmodell erfordert. Dieser könnte um eine verschlankte Version ergänzt werden, welcher für reine Händler (insbesondere aus dem internationalen Umfeld) einen vereinfachten (und potentiell risikoärmeren) Zugang ermöglicht. Um unabhängig vom tatsächlichen Potential durch eine derartige Maßnahme entsprechende Anreize zu schaffen, sind Händler speziell im Terminmarkt tätig und daher wäre die Wirkung dieser Maßnahme vor allem in den Segmenten Prompt- und Forwardmarkt zu erwarten.

2.4.11 Einschränkung der Möglichkeiten zur Verbindung von Bilanzkreisen

Im europäischen Vergleich sieht das deutsche Bilanzierungsmodell einzigartig weitreichende Möglichkeiten zur Verbindung von Bilanzkreisen vor. Angesichts der weitverbreiteten Nutzung dieser Verbindungsmöglichkeiten durch die Marktteilnehmer und einem damit verbundenen umfangreichen Angebot von zugehörigen Dienstleistungen/Kooperationen ergibt sich dadurch u.a.

- eine Konzentration der Ausgleichsenergie-Positionen in immer größeren Bilanzkreisen (→ Portfolio-Effekt reduziert potentiell die aggregierte Ausgleichsenergie-Position eines Marktgebiets);
- eine umfangreiche Informationsbereitstellung und Dienstleistungskomponente innerhalb dieser Bilanzkreis-Konstrukte, welche oftmals die unmittelbare Grundlage bilateraler und in diesen Bilanzkreis-Konstrukten einfach abbildbaren²⁹ Lieferbeziehungen abseits des organisierten Großhandelsmarktes ist.

Durch Einschränkung der Verbindungsmöglichkeiten käme es potentiell zu einer stärkeren marktbasierter Beschaffung und Bilanzkreis-Bewirtschaftung in allen Marktsegmenten (insbesondere auch am Terminmarkt).

2.4.12 Verbesserte Planungssicherheit für „Gesamt-Transportkosten“

Angesichts der geringen Handelsmargen im Großhandelsmarkt, kommt den „Gesamt-Transportkosten“ – diese setzen sich zusammen aus sämtlichen Bestandteilen der Transportentgelte (u.a. spezifische Transporttarife, Tarife zzgl. Auktionsaufschläge, Saisonalitäts-Aufschläge, Mess-/Abrechnungsentgelte, etc.) sowie den Umlagen (Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Konvertierungsumlage, Marktraumumstellungsumlage, Biogaswälzungsbetrag, etc.) – wesentliche Bedeutung zu, da diese die Werthaltigkeit dieser Geschäfte entscheidend beeinflussen.

Der zeitliche Rhythmus für die Anpassung der o.g. Entgelt- bzw. Umlageelemente muss sowohl eine möglichst verursachungsgerechte Zuordnung der Zahlungsverpflichtungen ermöglichen, als auch den betroffenen Systemoperatoren eine für die Ausführung ihres Geschäfts erforderliche Planungsgrundlage bieten. Daneben sollten jedoch auch die Auswirkungen von Entgelt-/Umlageänderungen auf die Planungssicherheit der „Gesamt-Transportkosten“ im Rahmen von Großhandelsgeschäften berücksichtigt werden. Eine verbesserte Planungssicherheit dieser Positionen ermöglicht die verlässliche Bewertung der Werthaltigkeit von Großhandelsgeschäften und lässt positive Effekte insbesondere im Forwardsegment erwarten.

²⁹ Durch den Übertrag von Bilanzkreis-Salden (TRANOT-Nachrichten) in übergeordnete Ebenen der Bilanzkreis-Konstrukte.

2.4.13 Verpflichtung bzw. Anreize, um Anzahl der Market Maker zu erhöhen und deren Spreads zu verringern

Eine ganz wesentliche Grundlage für die Zunahme der Anzahl und des Volumens von Handelsgeschäften im organisierten Markt wird die „Stärkung“ der Orderbücher sein, welche die Nutzungsmöglichkeiten für Marktteilnehmer weiter verbessern wird. Unter dieser Stärkung ist zu verstehen, dass

- eine möglichst durchgehende Verfügbarkeit von Bid-/Ask-Quotierungen in ausreichender Höhe zur Befriedigung der Kauf-/Verkaufsabsichten von Marktteilnehmern gegeben ist;
- diese Bid-/Ask-Quotierungen mit stabilen und möglichst engen Spreads vorliegen, dadurch die Gesamtkosten einer Transaktion reduziert wird und im Ergebnis die Attraktivität des organisierten Großhandelsmarktes gegenüber alternativen Beschaffungswegen steigt.

Insbesondere im Terminmarkt, welcher durch die Marktteilnehmer speziell für die Absicherung von finanziellen Positionen genutzt wird, ist diese verlässliche Grundliquidität eine wesentliche Voraussetzung für derartige Geschäfte.

Die Verpflichtung zur Ergreifung zusätzlicher Maßnahmen zur Förderung des „Market-Makings“ würde somit vor allem auf die Prompt- und Forwardsegmente positiv wirken.

3 MARKTGEBIETSÜBERGREIFENDE MAßNAHMEN – MARKTGEBIETSINTEGRATION

Neben marktgebietsinternen Maßnahmen, deren Wirkung und Effektivität ohne konkrete Detailkonzeption nur sehr eingeschränkt einschätzbar ist (siehe Abschnitt 2), ergibt sich vor allem aus marktübergreifenden Maßnahmen – im Wesentlichen Maßnahmen zur besseren Verbindung und gerade auch Integration von nationalen Einzelmärkten – das Potential zur Weiterentwicklung der deutschen Marktgebiete und einer daraus resultierenden Steigerung des Erfüllungsgrades von GTM II Indikatoren.

Basierend auf den Ergebnissen der Selbstevaluierung im Abschnitt 1 liegt der Fokus auch hinsichtlich Maßnahmen der Marktgebietsintegration auf einer daraus resultierenden Erhöhung der Attraktivität des Prompt- und Forwardmarktes. Dies ist darin begründet, dass nicht davon auszugehen ist, dass sich in der bestehenden Marktstruktur mit den beiden eigenständigen Marktgebieten NCG und GASPOOL eine ausreichend hohe Steigerung von Liquidität und Handelsvolumen in diesen Segmenten einstellt. Vor dieser grundsätzlichen Zielsetzung werden in weiterer Folge in diesem Dokument nationale und grenzüberschreitende Konstellationen der Marktgebietsintegration für die deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL betrachtet.

Die theoretische Grundlage für derartige Überlegungen ergibt sich insbesondere durch das GTM II, welches im nachfolgenden Abschnitt behandelt wird.

3.1 ÜBERBLICK: MARKTGEBIETSINTEGRATIONSMODELLE

Als Einstieg und Grundlage für die folgenden Überlegungen bezüglich Marktgebietsintegration und ihrer Wirkung auf die deutschen Marktgebiete als Teil von betrachteten Marktgebietsintegrations-Konstellationen, liefert der folgende Abschnitt einen zusammenfassenden Einblick in die von ACER innerhalb des GTM II vorgestellten Marktgebietsintegrationsmodelle und ihre Charakteristika.

Hierbei ist zu erwähnen, dass diese Modelle einerseits Vorschläge mit flexiblen Ausgestaltungsmöglichkeiten darstellen und andererseits auch ein fließender Übergang zwischen diesen Modellen besteht. Grundsätzlich sehen die Modelle eine jeweils unterschiedliche Integrationstiefe vor, wobei eine über den Zeitverlauf zunehmende Integration durch eine entsprechend sequenzielle Anwendung unterschiedlicher Integrationsmodelle denkbar ist – d.h. die Umsetzung eines anderen Integrationsmodells als der vollständigen Marktgebietszusammenlegung (maximale Integrationstiefe) lässt die Möglichkeit offen, die vollständige Marktgebietszusammenlegung zu einem späteren Zeitpunkt zu realisieren.

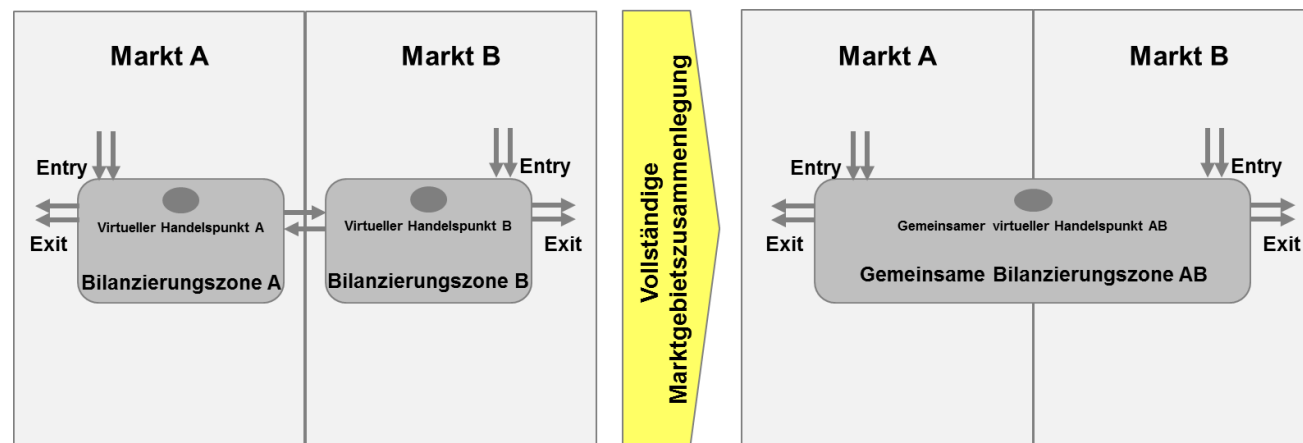
3.1.1 Vollständige Marktgebietszusammenlegung

Bei einer Marktgebietszusammenlegung, die im GTM II als idealtypische Form der Marktgebietsintegration gemäß dem Vorbild der deutschen Marktgebietskooperationen angelegt ist, fusionieren angrenzende und mittels Transportinfrastruktur verbundene Gasmärkte ihre Bilanzierungs-zonen und schaffen damit einen integrierten Gasmarkt mit einem zentralen virtuellen Handelspunkt. Dieser ist eingebettet in ein, das gesamte integrierte Marktgebiet umfassendes, Entry-/Exit-Modell.

Damit ergeben sich für dieses Integrationsmodell die folgenden, maßgeblichen Eigenschaften:

- eine integrierte Bilanzierungszone, die alle Fernleitungs- und Verteilungssysteme beinhaltet,
- ein integriertes Entry-Exit-System, das u.a. alle Endverbraucher umfasst und in welchem Verbindungskapazität zwischen FNBs und VNBs von VNBs gebucht und bezahlt wird (nicht von Transportkunden bzw. Händlern),
- ein grenzübergreifender Bilanzierungsmanager, der auch für das Regelenergiemanagement zuständig ist und
- weitgehend harmonisierte Verpflichtungen für Lieferanten (z.B.: Lizenzen, minimale Speicheranforderungen, etc.).

Abbildung 21: Schematische Darstellung der vollständigen Marktzusammenlegung



Voraussetzungen

Um eine Marktgebietszusammenlegung zu initiieren, müssen folgende Voraussetzungen gegeben sein:

- die zu integrierenden Märkte sind direkt miteinander verbunden oder planen, eine solche Verbindung zu schaffen und
- alle betroffenen Gasmärkte haben mindestens einen anderen relevanten Entry-Punkt von einer anderen Quelle³⁰.

Im GTM II explizit angelegte Freiräume der Ausgestaltung

- Trotz der grundsätzlichen Forderung nach harmonisierten Bilanzierungsregeln ist die vollständige Harmonisierung hinsichtlich Messung, Allokationsverfahren für Letztverbraucher, etc. nicht zwingend vorgesehen.
- Das GTM II eröffnet in diesem Zusammenhang die explizite Möglichkeit für differenzierte Neutralitätsmechanismen, etwaige Differenzen in den Bilanzierungsregeln hinsichtlich der Bilanzierungskosten-Zuordnung entsprechend berücksichtigen zu können.

Umsetzungsbeispiele für das Modell innerhalb der EU

- Entwicklung des deutschen Gasmarktes innerhalb der die zuvor getrennten Marktgebiete (28 Marktgebiete im Jahr 2006) im Rahmen von Marktgebietszusammenlegungen auf nunmehr zwei qualitätsübergreifende reduziert wurden (2011).³¹
- BeLux Projekt³² als Marktgebietszusammenlegung des belgischen und luxemburgischen Gasmarktes, das mit Oktober 2015 in Kraft getreten ist.

³⁰ Unter dem Begriff der Quelle wird in diesem Zusammenhang verstanden: Netto-Produzent, LNG, funktionierender Handelsmarkt.

³¹ http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangundMesswesen/Gas/gas-node.html

³² <http://www.fluxys.com/belgium/en/Services/Transmission/BeluxMarketIntegration/MarketIntegretion1>

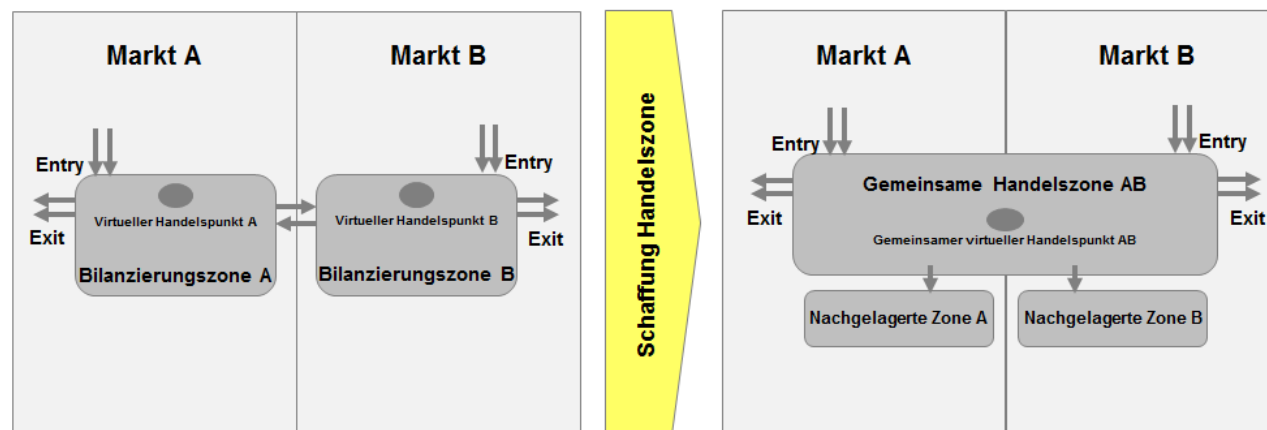
3.1.2 Handelszone

Eine Handelszone besteht aus zwei oder mehreren vormals eigenständigen Gasmärkten, die eine grenzübergreifende Bilanzierungszone mit einem einzigen virtuellen Handlungspunkt begründen. Diese Zone umfasst grundsätzlich die nominierungspflichtigen Netzpunkte (GÜP, MÜP, Speicher, Produktion etc.) und damit im Wesentlichen das Fernleitungsnetz, lässt jedoch nationale Bilanzierungssysteme für Endverbraucher unberührt.

Die wichtigsten Eigenschaften einer Handelszone sind demnach

- eine integrierte Bilanzierungszone und ein kapazitätsseitig integriertes Entry-Exit-System, das die o.g. Netzpunkte beinhaltet („Handelszone“),
- zusätzlich getrennte, nationale Bilanzierungszonen für Endverbraucher („nachgelagerte Zonen“),
- Endverbrauchsmanager, die für (kommerzielle und physische) Bilanzierung der Endverbrauchszone zuständig sind und
- harmonisierte Verpflichtungen für Lieferanten (z.B.: Lizenzen, minimale Speicheranforderungen, etc.).

Abbildung 22: Schematische Darstellung einer Handelszone gemäß GTM II



Voraussetzungen

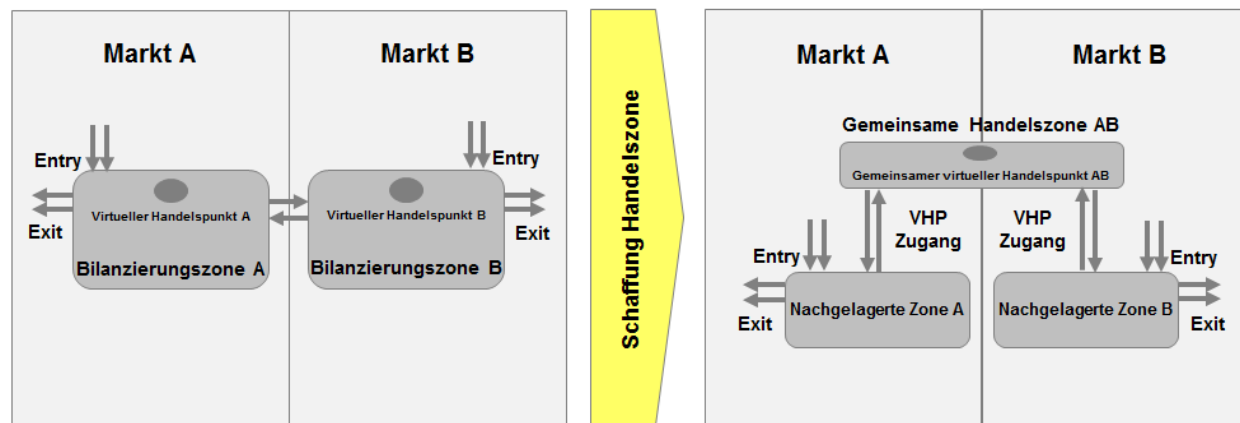
Ungeachtet der geringeren Integrationstiefe der Handelszone im Vergleich zur Marktgebietszusammenlegung, liegen grundsätzlich identische Voraussetzungen für eine Umsetzung vor (siehe dazu *Voraussetzungen* im Abschnitt 3.1.1).

Im GTM II explizit angelegte Freiräume der Ausgestaltung

- Die Handelszone sieht gemäß GTM II die Möglichkeit, nicht aber die Notwendigkeit, für einen zentralen Bilanzierungsmanager für das integrierte Entry-Exit-System und lässt Freiräume hinsichtlich Umfang und Ausgestaltung der Bilanzierungs-Mechanismen in der Handelszone.
- Hinsichtlich der Schnittstelle zwischen Handelszone und den nachgelagerten Zonen lässt das GTM II offen, ob bzw. nach welchem Verfahren und durch welche Marktrolle eine Kapazitätsbuchung erfolgen muss (GTM II beinhaltet beispielhafte Varianten).
- Inwieweit sämtliche Verteilernetze eines zu integrierenden Marktes in einer einzigen (nationalen) nachgelagerten Zone zusammengefasst werden müssen, ist nicht abschließend festgelegt (wird jedoch als präferierter Ansatz ausgewiesen).

Darüber hinaus eröffnen die im GTM II definierten Rahmenbedingungen ganz grundsätzliche Freiheitsgrade in Bezug auf die Ausgestaltung des Zusammenwirkens von gemeinsamer Handelszone und den jeweiligen nachgelagerten Zonen. Ein zum Beispielmmodell im GTM II alternatives und potentiell mit einem signifikant reduzierten Umsetzungs- bzw. Harmonisierungsbedarf verbundenes „Hub-Zonen-Modell“ als Variante einer idealtypischen Handelszone wird nachfolgend dargestellt:

Abbildung 23: Alternatives Umsetzungsmodell für eine Handelszone



Analog zum idealtypischen Modell der Handelszone des GTM II (siehe Abbildung 22) entfallen auch in diesem alternativen Umsetzungsmodell die Grenz- bzw. Marktgebietsübergangspunkte zwischen den zu integrierenden Märkten und es wird ein integriertes/koordiniertes Kapazitätsmodell sämtlicher FNBs geschaffen. Alle physischen Ein- und Ausspeisungen (Allokationen) werden jedoch weiterhin den nachgelagerten Zonen zugeordnet und auch dort bilanziert (kommerziell und physisch).

Ebenso Teil der nachgelagerten Bilanzierung sind VHP-Entry/Exit-Meldungen, mit denen Netzbenutzer den grundsätzlich engpassfreien³³ Übertrag von Gasmengen aus der nachgelagerten Zone an den zentralen VHP (und umgekehrt) anzeigen. Der Handel am VHP erfolgt dann unverändert über Kauf-/Verkauf-Nominierungen und etwaige Abweichungen zwischen aggregierten VHP-Käufen und VHP-Verkäufen eines Netzbenutzers an einem Gastag, werden auf Basis eines definierten Zuteilungsmechanismus erneut den nachgelagerten Zonen zugeordnet und dort in der Bilanzierung berücksichtigt. Somit sind systembedingt die Bilanzen in der Handelszone immer ausgeglichen.

Umsetzungsbeispiele für das Modell innerhalb der EU

- Handelszone „Trading Region South“³⁴, welche seit April 2015 die französischen Marktgebiete PEG Sud und PEG TIGF verbindet.
- Zusätzlich zu berücksichtigen: Noch nicht umgesetzt, aber in Diskussion ist seit 2012 eine die Märkte Österreich, Tschechische Republik und Slowakei umfassende Trading Region „CEETR“.³⁵

3.1.3 Satellitenmarkt

Ein Gasmarkt („Satellit“) begründet nicht einen eigenen virtuellen Handlungspunkt, sondern nutzt jenen eines Nachbarlandes („Zulieferer“) mit und verschafft sich dadurch Zugang zu einem integrierten Großhandelsmarkt.

Dieses Integrationsmodell hat folgende wesentliche Charakteristika:

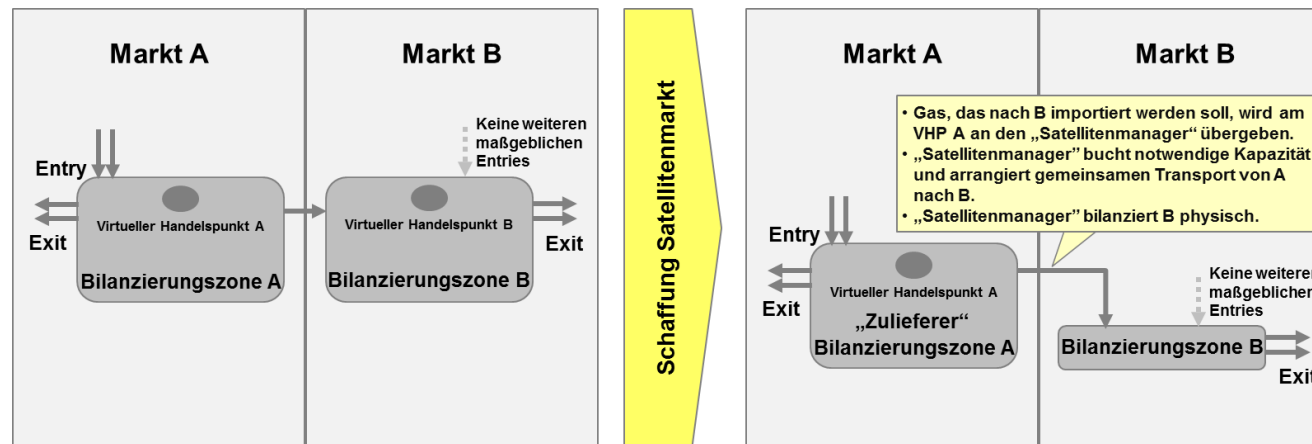
- getrennte Bilanzierungszonen für Satellit und Zulieferer
- eine Instanz, genannt „Satellitenmanager“, dessen Zuständigkeiten folgende Themen umfassen:
 - Buchungen von Verbindungskapazität,
 - Regelenergiemanagement des Satellitenmarktes,
 - Transport sämtlicher Gasmengen vom virtuellen Handlungspunkt des Zulieferer-Marktes in den Satellitenmarkt.

³³ Vorbehaltlich von Nutzungsaufgaben zur Abbildung von Defiziten in der Verbindbarkeit.

³⁴ <http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/fournisseurs/documents/en/Find-out-more-on-TRS.pdf>

³⁵ http://www.e-control.at/sr_publications/sr_studies/sr_studies_cross-border_market_integration

Abbildung 24: Schematische Darstellung des Satellitenmarktes



Voraussetzungen

Dieses Modell erfordert folgende Voraussetzungen:

- ein Gasmarkt ist einem besser entwickelten Gasmarkt benachbart und
- der potentielle Satellitenmarkt wird fast ausschließlich von diesem besser funktionierenden Markt mit Gas versorgt

Bemerkung: Falls diese Bedingungen erfüllt sind, so sind auch die Voraussetzungen für eine Marktgebietszusammenlegung oder eine Handelszone erfüllt (dies gilt nicht in die entgegengesetzte Richtung). Im Vergleich zu diesen Modellen ist für den Satellitenmarkt ein wesentlich geringerer Umsetzungs- und Harmonisierungsaufwand zu erwarten, bei einer jedoch ebenso reduzierten Nutzen-Erwartung. Bezogen auf den Zulieferer-Markt sind aufgrund des Aufbaus dieses Modells keine wesentlichen Umsetzungs- und Harmonisierungsschritte notwendig.

Umsetzungsbeispiele für das Modell innerhalb der EU

Das Satellitenmodell hat bei der Integration der österreichischen Marktgebiete Tirol und Vorarlberg mit dem deutschen Marktgebiet NCG („CO-SIMA Projekt“)³⁶ Anwendung gefunden.

³⁶ <http://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/marktmodell-tirol-und-vorarlberg>

3.1.4 Gasmarktkopplung mit impliziter Allokation der Kapazitäten

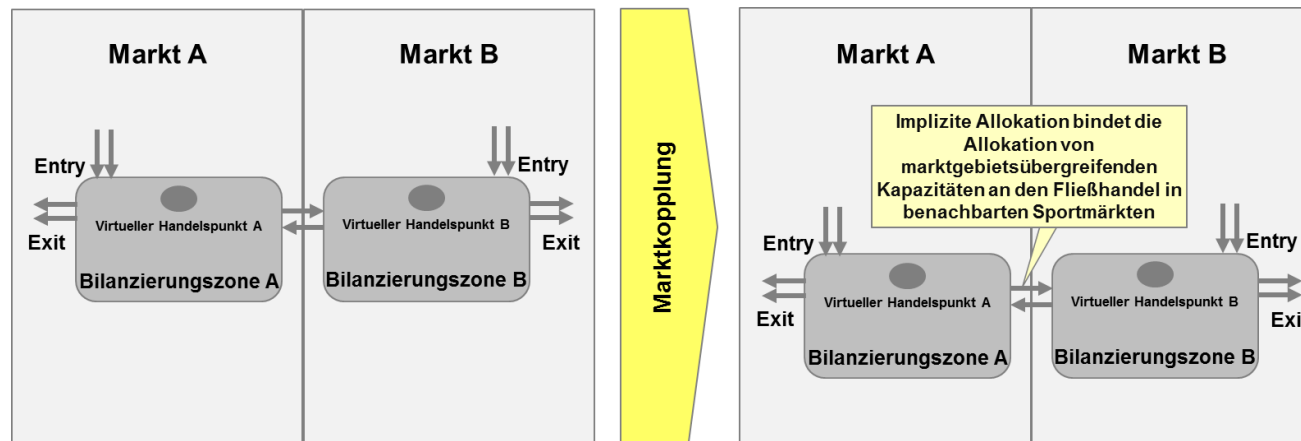
Bei diesem Konzept handelt es sich nicht um Marktgebietsintegration im engeren Sinn, sondern um ein Verfahren zur Kopplung von weiterhin getrennt verbleibenden Märkten mit eigenständigen Bilanzierungszonen und virtuellen Handelspunkten. Die Kopplung wird dabei über einen Prozess, bei dem die Allokationen von Day-Ahead-Verbindungskapazitäten (oder auch Intra-Day) implizit bei Kauf- bzw. Verkaufs-Transaktionen am Commodity-Spotmarkt (Fließhandel) umgesetzt werden.

Die Menge der festen und nicht gebuchten/vergebenen Day-Ahead-Kapazität (oder ein Anteil dieser) zwischen benachbarten Ländern, wird für den impliziten Allokationsprozess freigegeben. Dabei werden Gebote für den Kauf und Verkauf von Gas nicht nur im Orderbuch in ihrem eigentlichen Marktgebiet aufgezeigt, sondern auch in dem benachbarten, mit dem eine solche Kopplung eingegangen wird. Diese Gebote werden im benachbarten Markt dabei jeweils um den für den Transport erforderlichen Kapazitätstarif korrigiert.

Somit ergeben sich folgende maßgebliche Eigenschaften für dieses Modell:

- getrennte Bilanzierungszonen und virtuelle Handelspunkte für beteiligte Gasmärkte bleiben bestehen,
- die für die impliziten Allokationen notwendige Day-Ahead-Verbindungskapazität ist frei zuordenbar und fest,
- eine Instanz (möglicherweise auch mehrere) hat (haben) Zugang zu dieser Kapazität und vergütet mit den fixierten Preisen die verantwortlichen FNBs, die für den Transport zuständig sind.

Abbildung 25: Schematische Darstellung der Gasmarktkopplung



Voraussetzungen

Das GTM II definiert für dieses Modell die zentrale Bedingung, dass die zu koppelnden Märkte über eine physische Verbindung verfügen, welche wechselseitigen VHP-Zugang (freie, feste Verbindbarkeit) zulässt.

Im GTM II explizit angelegte Freiräume der Ausgestaltung

- Ein Mindestumfang der für die implizite Kapazitätsvergabe verfügbaren Kapazitäten ist durch das GTM II nicht vorgegeben.
- Sofern zwei Märkte, die über dieses Modell verbunden werden sollen, über mehr als einen Grenz-/Marktgebietsübergangspunkt verfügen, empfiehlt das GTM II, die Zonung dieser Punkte, formuliert dies aber nicht als Grundvoraussetzung.

Bei der Anwendung dieses Modells sind keine unmittelbaren Harmonisierungsschritte erforderlich, da die jeweiligen Marktgebiete mit ihren spezifischen Regelungen getrennt bestehen bleiben.

Umsetzungsbeispiel für das Modell innerhalb der EU

Ein praktisches Beispiel für implizite Kapazitätsallokation liefert die Kopplung von PEG Nord und PEG Sud³⁷, welche bereits 2011 umgesetzt wurde.

³⁷ http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/fournisseurs/documents/en/15_more_about_market_coupling.pdf

3.2 ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG DER ANWENDBARKEIT DER MARKTGEBIETSINTEGRATIONSMODELLE FÜR DEUTSCHE MARKTGEBIETE

Theoretischer Nutzen-Beitrag der Marktgebietsintegrationsmodelle zur Erfüllung der GTM II Indikatoren

Die in Abschnitt 3.1 beschriebenen Marktgebietsintegrationsmodelle werden in weiterer Folge vor dem Hintergrund der Markt- und Liquiditätsindikatoren des GTM II als Zielvorgabe und Bewertungsmaßstab für Markträume zusammenfassend bewertet:

Tabelle 16: Theoretischer Nutzen-Beitrag unterschiedlicher Marktgebietsintegrationsmodelle

	MARKTINDIKATOREN	LIQUIDITÄTSINDIKATOREN
VOLLSTÄNDIGE MG-ZUSAMMENLEGUNG	maximaler Nutzen	maximaler Nutzen
HANDELSZONE	maximaler Nutzen	maximaler Nutzen
SATELLITEN-MARKT	reduzierter Nutzen	maximaler Nutzen
MARKTKOPPLUNG MIT IMPLIZITER KAPAZITÄTSALLOKATION	kein Nutzen	reduzierter Nutzen

Die vollständige Marktgebietszusammenlegung – als umfassendste Form der Marktgebietsintegration - liefert sowohl hinsichtlich Markt- als auch Liquiditätsindikatoren das Potential für maximalen Nutzen und dient in Folge als Referenz für die Bewertung der weiteren Modelle.

Hinsichtlich der Liquiditätsindikatoren ergibt sich dabei auch für die Handelszone und den Satelliten-Markt maximales Nutzenpotential, das jeweils in der Konzentration von Angebot und Nachfrage an einem zentralen VHP begründet liegt. Hinsichtlich der Marktkopplung mittels impliziter Allokation von Transportkapazitäten ist der Nutzen reduziert (implizite Kopplung beschränkt auf den Spotmarkt³⁸) und abhängig vom Umfang der implizit allokierten Kapazität.

Hinsichtlich der Marktindikatoren ergibt sich sowohl bei vollständiger Marktgebietszusammenlegung als auch bei der Bildung einer Handelszone maximales Nutzenpotential. Wenn auch nicht durch die auf die Großhandels-/Importebene fokussierenden Marktindikatoren abgebildet, ist im Rahmen einer Gesamtbetrachtung jedoch zu berücksichtigen, dass bei Anwendung einer Handelszone die nationalen, nachgelagerten Zonen

³⁸ Vorbehaltlich technisch/operativer Aspekte wäre die Anwendung theoretisch auch für weitere Marktsegmente denkbar (mit entsprechendem Potential zur Nutzensteigerung). Das GTM II sieht hierfür explizit Day-Ahead und ggf. Within-Day vor.

getrennt bleiben und sich damit insgesamt und im Vergleich mit einer vollständigen Marktgebietszusammenlegung ein geringerer Effizienzgewinn einstellt (ggf. Märkte mit unterschiedlichen Funktionsweisen, Lizenzierungsvoraussetzungen, etc., die Eintrittsbarrieren darstellen). Ungeachtet der für Netzbenutzer engpassfreien Kapazitätsausgestaltung an der Schnittstelle zwischen den involvierten Märkten, verbleiben im Satelliten-Modell explizit getrennte Märkte mit unterschiedlichen Funktionsweisen, etc. und bieten im Vergleich zur weitestgehend harmonisierten Ausgestaltung einer vollständigen Marktgebietszusammenlegung nur reduziertes Nutzenpotential. Die Gasmarktkopplung mittels impliziter Kapazitätsallokation bringt kein Verbesserungspotential für Marktindikatoren mit sich, da die Märkte an dieser Stelle völlig getrennt bleiben und durch die erforderliche Transportkapazität weiterhin eine kommerzielle Barriere aufrecht bleibt.

Konkrete Berücksichtigung und Anwendung der Marktgebietsintegrationsmodelle im Gutachten

Ausgehend von der Schlussfolgerung im Rahmen der Analyse der 2014 bestehenden und für 2017 zu erwartenden Erfüllung der Indikatoren des GTM II, dass insbesondere Maßnahmen mit Wirkung im Prompt- und Forwardbereich erforderlich sind, werden in den folgenden Abschnitten dieses Gutachtens nur jene Modelle konkret betrachtet, bei denen mit einer derartigen Wirkung zu rechnen ist:

- Vollständige Marktgebietszusammenlegung
- Handelszone

Bei beiden Modellen wird ein zentraler, integrierter VHP geschaffen, der als zentraler Übergabepunkt für sämtliche Handelsgeschäfte und Kristallisationspunkt für die gesamte Nachfrage und das gesamte Angebot im vergrößerten Marktraum dient. Das Satelliten-Modell sieht ebenso einen einzigen VHP vor, jedoch ergibt sich aus den im GTM II formulierten Anwendungsvoraussetzungen (siehe dazu Abschnitt 3.1.3), dass die Anwendung für deutsche Marktgebiete konkret auf jene Konstellationen beschränkt wäre, in denen sich für Deutschland als potentiellen Zulieferer-Markt zu nachgelagerten Märkten aufgrund der Größenverhältnisse realistischer Weise keine ausreichend starken Impulse für den deutschen Großhandelsmarkt einstellen würden. Deshalb wird dieses Modell in weiterer Folge nicht berücksichtigt, obwohl sich eine potentielle (und zum aktuellen Zeitpunkt in keiner Weise konkret absehbare) Einrichtung eines weiteren Satelliten-Markt-Modells (COSIMA³⁹ operativ seit 01.10.2013) mit einem der deutschen Marktgebiete als Zulieferer-Markt grundsätzlich positiv auf die Marktliquidität auswirken würde.⁴⁰ Die Gasmarktkopplung mittels impliziter Kapazitätsallokation wird in diesem Gutachten nicht weiter berücksichtigt, da dieses Modell insgesamt einen geringen Beitrag zur Verbesserung der Markt- und Liquiditätsindikatoren der deutschen Marktgebiete liefern würde. Die potentiellen Effekte

³⁹ <http://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/marktmodell-tirol-und-vorarlberg>

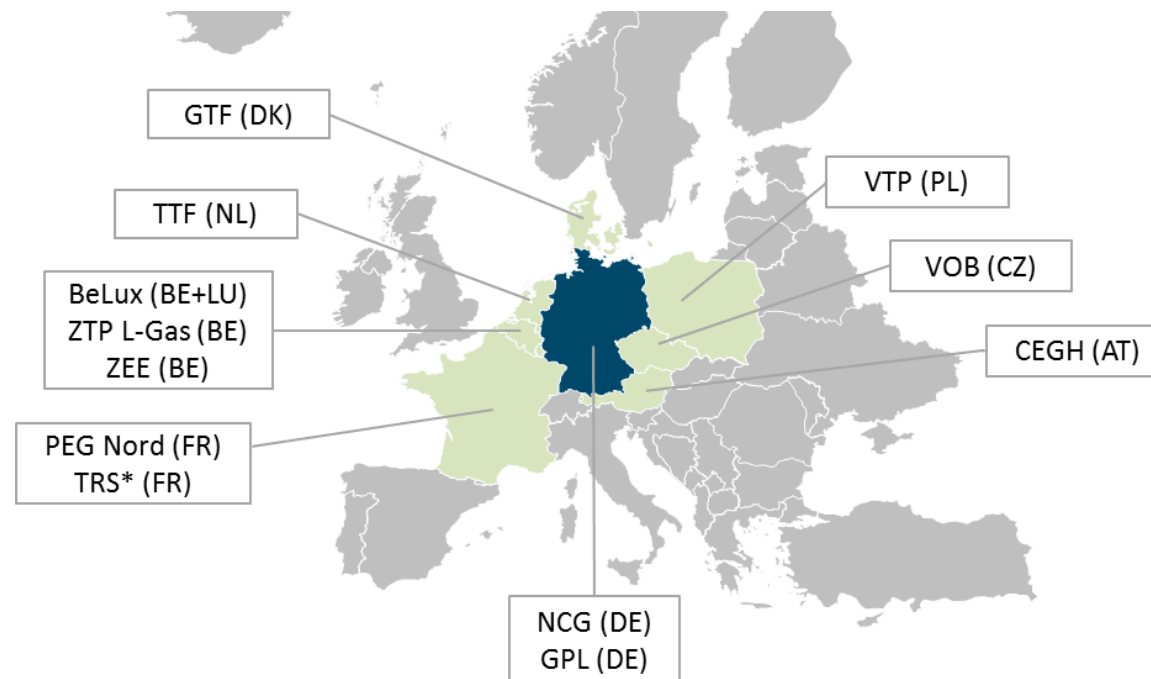
⁴⁰ Die praktischen Erfahrungen mit der Anwendung dieses Modells zeigen, dass die Initiative üblicherweise vom Satelliten-Markt ausgeht und sich der Implementierungsaufwand insbesondere für den Satelliten-Markt ergibt. Für die deutschen Marktgebiete würde sich in diesem Zusammenhang ein sehr geringer Implementierungsaufwand ergeben. Harmonisierungsbedarfe zwischen potentiell Zulieferer- und Satelliten-Markt bestehen grundsätzlich nicht.

im Großhandelsmarkt wären dabei hauptsächlich auf das Spotsegment beschränkt und würden nicht den erforderlichen Beitrag im Prompt- und Forwardsegment liefern.

3.3 EINGRENZUNG VON THEORETISCHEN MARKTGEBIETSINTEGRATIONS-KONSTELLATIONEN FÜR DIE DEUTSCHEN MARKTGEBIETE

In diesem Abschnitt werden 14 Konstellationen für Marktgebietsintegration anhand ihrer Potentiale zur Weiterentwicklung von NCG und GASPOOL in Bezug auf den Erfüllungsgrad der GTM II Indikatoren und mit dem zusätzlichen Aspekt der Versorgungssicherheit identifiziert und untersucht. Ausgangspunkt für die Auswahl grenzübergreifender Konstellationen waren die EU-Nachbarmärkte von NCG und GASPOOL (siehe dazu nachfolgende Grafik).

Abbildung 26: Deutsche Nachbarmärkte als potentielle Partner für Marktgebietsintegrationen



Ausgehend von den dargestellten Märkten, welche grundsätzlich eine Vielzahl an Konstellationsmöglichkeiten eröffnen würden, wurde im Rahmen eines gemeinsamen Diskussions- und Bewertungsprozesses mit der BNetzA eine Eingrenzung auf insgesamt 14 Konstellationen getroffen. Die Anzahl der Märkte pro Konstellation ist dabei grundsätzlich nicht beschränkt. Das Einbeziehen von mehr als 2 Märkten kann z.B. dann ein Vorteil sein, wenn dadurch ein potentieller netzinterner Engpass zwischen zwei Märkten durch eine zusätzliche indirekte Verbindungsmöglichkeit über einen weiteren Markt reduziert wird (z.B. kann die direkte Verbindungskapazität zwischen den beiden deutschen Marktgebieten durch deren indirekte Verbindung über den benachbarten niederländischen Markt erweitert werden). Die Miteinbeziehung von mehr als zwei Märkten wird in diesem Gutachten demnach nur dann geprüft, wenn für den betrachteten Marktraum eine ausreichende Operabilität (siehe dazu Abschnitt 4.3.1) durch direkte und ggf. auch indirekte Verbindungen vorliegt.

Die Eingrenzung von zu untersuchenden Konstellationen – die schlussendlich die Basis für die finale Auswahl darstellt – erfolgte auf Basis folgender Aspekte:

Tabelle 17: Aspekte für die Eingrenzung von zu untersuchenden Marktgebietsintegrations-Konstellationen

	MOTIVATION FÜR BERÜCKSICHTIGUNG	BERÜCKSICHTIGTE KENNZIFFERN
TECHNISCHE VERBINDUNGS-KAPAZITÄT	Minimierung von Kapazitätseinschränkungen bzw. Zusatzkosten zur Kapazitätsdarstellung im integrierten Markt	<ul style="list-style-type: none"> ■ Technische Verbindungskapazitäten gemäß ENTSO-G Capacity Map 2015
ENTWICKLUNGS-GRAD DES GROSß-HANDELS-MARKTES	Schaffung von Impulsen für den Großhandelsmarkt in den deutschen Marktgebieten durch Integration mit liquiden und funktionierenden Handelsplätzen und dadurch Verbesserung der Liquiditätsindikatoren des GTM ⁴¹	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ergebnisse bzgl. Liquiditätsindikatoren des GTM II

⁴¹ Vor diesem Hintergrund wird – auf Basis der Ergebnisse des GTM II hinsichtlich der Liquiditätsindikatoren für deutsche Nachbarmärkte – mangels zu erwartender Impulse für den integrierten Großhandelsmarktes eines gemeinsamen Marktraums von der Berücksichtigung des dänischen (direkte Verbindung zu beiden deutschen Marktgebieten; jedoch kein Lieferant für den deutschen Markt) bzw. polnischen Marktes bei der nachfolgenden Eingrenzung von Konstellationen für Marktgebietsintegrationen abgesehen, ungeachtet der Möglichkeit zu einem ggf. späteren Zeitpunkt alternative Maßnahmen der Marktgebietsintegration (siehe z.B. Begründung zu Satellitenmodell im Abschnitt 3.2) zu ergreifen oder diese Märkte als Bestandteil einer größeren Marktgebietsintegration miteinzubeziehen.

	MOTIVATION FÜR BERÜCKSICHTIGUNG	BERÜCKSICHTIGTE KENNZIFFERN
VERSORGUNGS- SICHERHEIT	Aufrechterhaltung bzw. Steigerung des aktuellen Niveaus der Versorgungssicherheit in den deutschen Marktgebieten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ergebnisse zum Marktindikator <i>Residual Supply Index</i> des GTM II (Betrachtungszeitraum: 2011) ■ Informationen der EU Kommission zur Erfüllung des nationalen <i>N-1 Infrastrukturstandards</i> (Betrachtungszeitraum: 2013) ■ Verhältnis zwischen max. Speicher-Arbeitsgasvolumen in einem Markt und dessen Nachfrage als Potential zur Deckung der Marktnachfrage durch einlagerbare Mengen (Berechnung mithilfe der Daten von GSE (Speicher) und EUROSTAT (Nachfrage) für 2013)
MARKTVOLUMEN	Stärkung der Marktattraktivität für potentielle Versorger, Lieferanten etc. durch Bündelung eines vergrößerten Marktvolumens an einem integrierten VHP	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gesamtverbrauch gemäß EUROSTAT (Betrachtungszeitraum: 2013)
PRODUZENTEN- WETTBEWERB	Steigerung der Markteffizienz durch zusätzlichen Wettbewerb auf Produzentenseite und direkten Zugang zu neuen Quellen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ergebnisse bzgl. Marktindikatoren des GTM II <ul style="list-style-type: none"> ■ Anzahl der Bezugsquellen ■ Herfindahl-Hirschman Index
ATTRAKTIVITÄT DES HANDELS- PLATZES	Aufrechterhaltung bzw. Weiterentwicklung von für Marktteilnehmer attraktiven und verlässlichen Rahmenbedingungen des Handelsplatzes	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ergebnisse des <i>EFET Hub Assessments</i> (Betrachtungszeitraum: 2015)

Das Ergebnis der gemeinsamen Eingrenzung von theoretischen Marktkonstellationen ist in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 18: Eingegrenzte Konstellationen für Marktgebietsintegrationen für die deutschen Marktgebiete

NR.	MARKTGEBIET 1	MARKTGEBIET 2	MARKTGEBIET 3	MARKTGEBIET 4	MARKTGEBIET 5	MARKTGEBIET 6
Nationale Marktgebietsintegration						
1.	NCG	GASPOOL				
Nationale Marktgebietsintegration mit weiteren internationalen Marktgebieten						
2.	NCG	GASPOOL	TTF			
3.	NCG	GASPOOL	BeLux*	ZTP(L)	ZEE	
4.	NCG	GASPOOL	BeLux*	ZTP(L)	ZEE	TTF
5.	NCG	GASPOOL	VOB			
Marktgebietsintegration von NCG mit internationalen Marktgebieten						
6.	NCG	TTF				
7.	NCG	BeLux*				
8.	NCG	BeLux*	ZTP(L)	ZEE		
9.	NCG	PEGN**	TRS**			
10.	NCG	CEGH				
Marktgebietsintegration von GASPOOL mit internationalen Marktgebieten						
11.	GASPOOL	TTF				
12.	GASPOOL	BeLux*				
13.	GASPOOL	BeLux*	ZTP(L)	ZEE		
14.	GASPOOL	BeLux*	ZTP(L)	ZEE	TTF	

Anmerkung (*): Das Marktgebiet BeLux beinhaltet das belgische (ZTP(H)) und luxemburgische H-Gas Marktgebiet.

Anmerkung (**): Berücksichtigung der angekündigten Marktgebietszusammenlegung in Frankreich.

3.4 BEWERTUNG DER EINGEGRENZTEN KONSTELLATIONEN FÜR MARKTGEBIETSINTEGRATION

Die in Abschnitt 3.3 festgelegten theoretischen Konstellationen für Marktgebietsintegration der deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL werden in weiterer Folge detailliert analysiert und die Ergebnisse aus deutscher Sicht bewertet. Ausgehend von der grundsätzlichen Zielsetzung funktionierende Markträume zu gestalten, welche

- einen funktionierenden und liquiden Großhandelsmarkt aufweisen und dadurch die Liquiditätsindikatoren des GTM II erfüllen,
- über eine ausreichend hohe Diversifikation von Marktteilnehmern und Supply-Quellen verfügen und dadurch die Marktindikatoren des GTM II erfüllen und
- ein ausreichend hohes Niveau der Versorgungssicherheit gewährleisten bzw. aufrechterhalten,

dient diese Bewertung der schlussendlichen Auswahl der vielversprechendsten Konstellationen für Marktgebietsintegration aus deutscher Sicht. Hinsichtlich der Marktgebietsintegrationsmodelle (siehe dazu Abschnitt 3.1) wird im Rahmen dieser Bewertung auf den maximal erzielbaren Nutzen abgestellt. Gemäß zusammenfassender Bewertung der Marktgebietsintegrationsmodelle ist dieser sowohl bei einer vollständigen Marktgebietszusammenlegung als auch bei Implementierung einer Handelszone zu erwarten.

3.4.1 Berechnung der Marktindikatoren für eingegrenzte Konstellationen

Analog zur Berechnung der Marktindikatoren für die beiden deutschen Marktgebiete (siehe Ergebnisse im Abschnitt 1.2.1) wird auf Basis der im Abschnitt 1.1.1 beschriebenen Berechnungsmethodik an dieser Stelle eine Berechnung für die eingegrenzten Konstellationen durchgeführt.

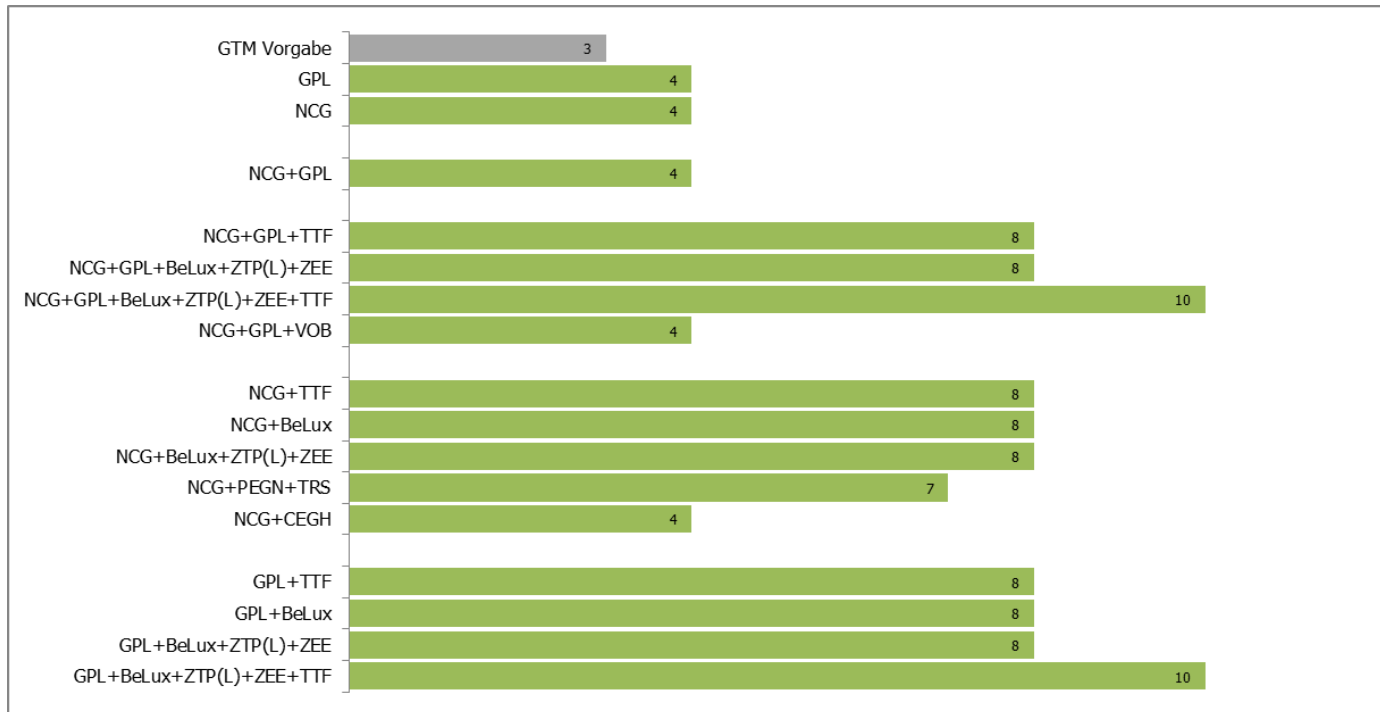
Wesentliche Prämissen für diese Berechnung sind:

- Aktuell buchbare Grenz-/Marktgebietsübergangspunkte zwischen als Marktkombination betrachteten Einzelmärkten entfallen und der Kapazitätsausweis an den Rändern des integrierten Marktraums bleibt unverändert.
- Die gesamte Nachfrage im integrierten Marktraum wird an einem zentralen VHP konzentriert.
- Bezugsquellen der Einzelmärkte stehen für die gesamte Nachfrage im integrierten Marktraum zur Verfügung.

Nachfolgend werden die Berechnungsergebnisse für die eingegrenzten Konstellationen für Marktgebietsintegration und den Betrachtungszeitraum 2014 dargestellt und zusammenfassend beschrieben. Dabei ist in allen nachfolgenden Ergebnis-Diagrammen das Erfüllen der gesetzten Anforderungen durch grüne und das Nicht-Erfüllen durch orangefarbene Balken gekennzeichnet. Der Schwellenwert selbst ist am Beginn jeder Grafik grau eingezeichnet.

Marktindikator: Anzahl der Bezugsquellen

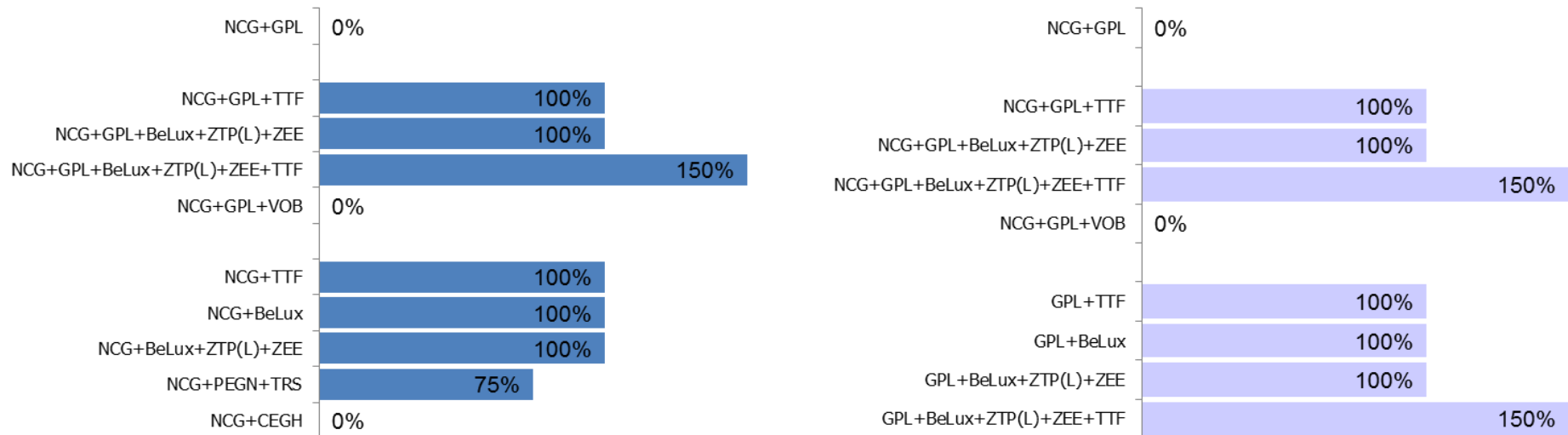
Abbildung 27: Anzahl der Bezugsquellen für eingegrenzte Marktgebietsintegrationen



So wie auch aktuell für die Einzelmärkte NCG und GASPOOL ist die Erfüllung der diesbezüglichen GTM II-Vorgabe von mindestens 3 Bezugsquellen für einen Markt in allen betrachteten Fällen gegeben. Insbesondere bei den Konstellationen, in denen eine Integration mit Märkten geprüft wird, die über LNG-Terminals⁴² verfügen, kommt es zu einer deutlichen Steigerung der Anzahl potentieller Bezugsquellen für NCG und GASPOOL. Dies wird durch die nachfolgende Grafik veranschaulicht.

⁴² Grundsätzlich ist dies für die Märkte TTF und ZEE der Fall. Hinsichtlich ZEE basiert die Berechnung auf der Prämisse, dass die Bezugsquellen am ZEE (u.a. LNG) für die Belieferung belgischer Endkunden zur Verfügung stehen.

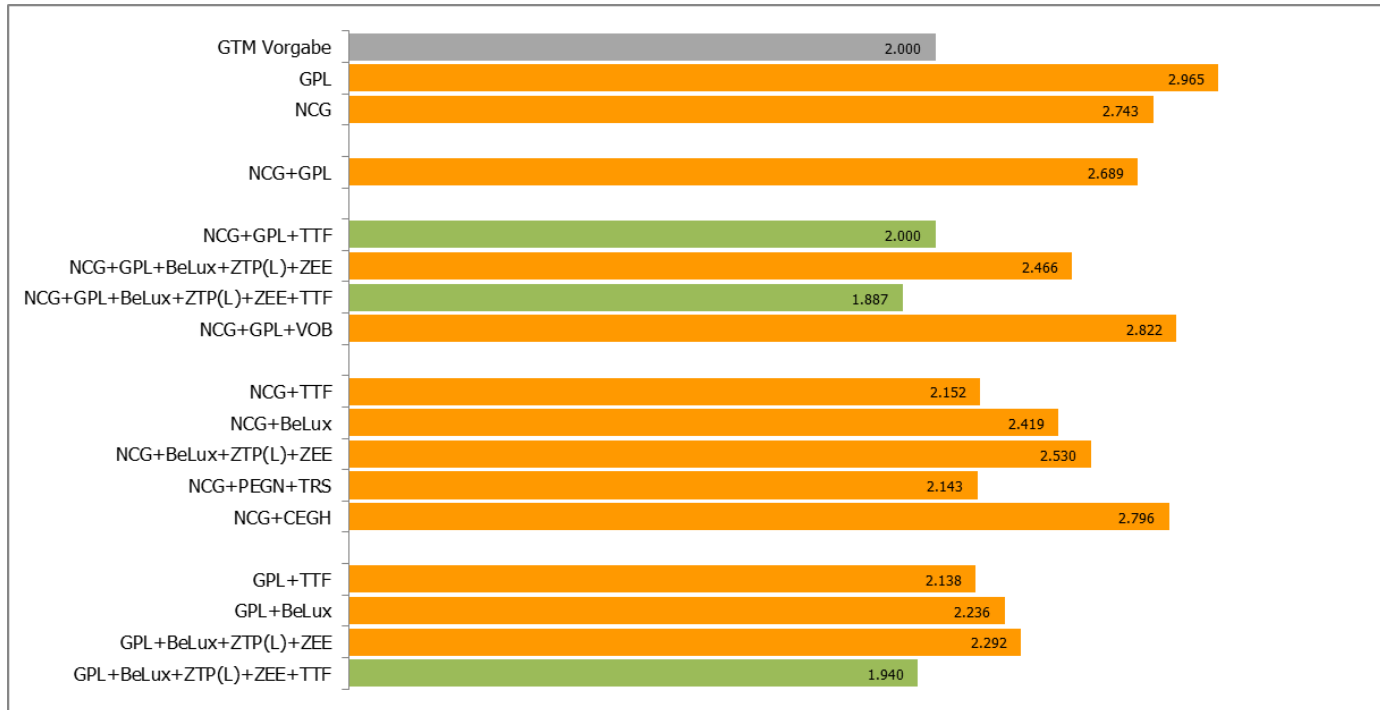
Abbildung 28: Relative Veränderung der Anzahl der Bezugsquellen für NCG (links) und GASPOOL (rechts)



In keiner der betrachteten Konstellationen stellt sich für NCG bzw. GASPOOL eine Verschlechterung des aktuellen Ergebnisses der Einzelbetrachtung ein. Vielmehr bieten viele der Konstellationen das Potential für eine signifikante Steigerung der Anzahl der Bezugsquellen.

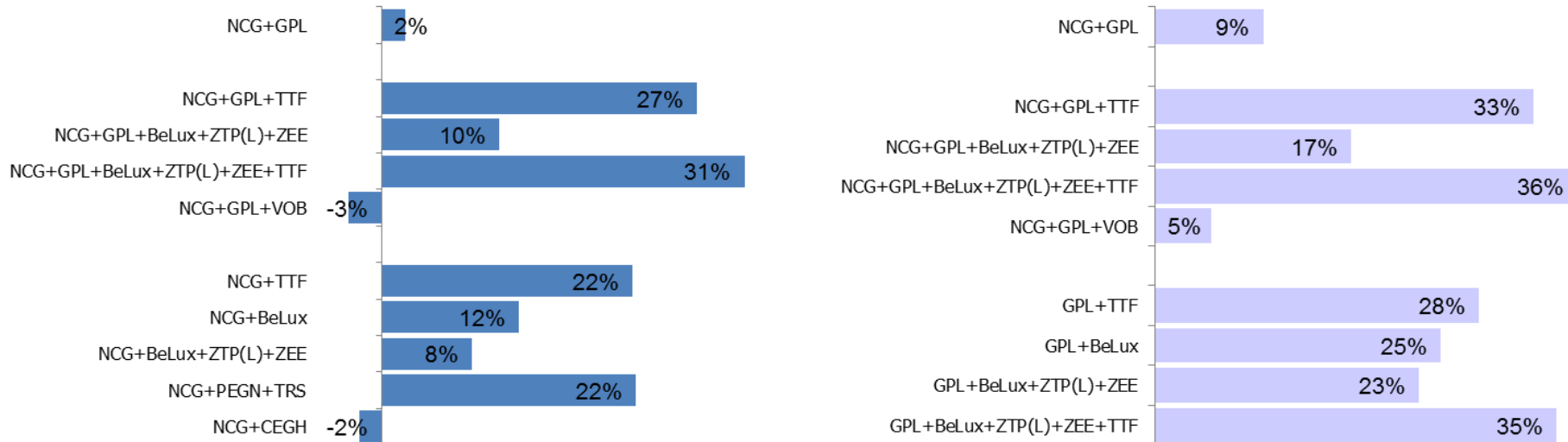
Marktindikator: Herfindahl-Hirschman Index

Abbildung 29: Herfindahl-Hirschman Index für eingegrenzte Marktgebietsintegrationen



Wie bereits im Abschnitt 1.2.1 beschrieben, erfüllen die Marktgebiete NCG und GASPOOL die im GTM II definierte Vorgabe für diesen Indikator nicht. Dies gilt ebenso für einen Großteil der betrachteten Konstellationen, denn nur in drei Fällen (siehe Ausweis der Ergebnisse mit grünen Balken) wird der im GTM II definierte Maximalwert für Marktkonzentration unterschritten. Inwieweit und in welchem Umfang sich aus den Konstellationen eine Verbesserung für die bestehenden deutschen Marktgebiete einstellt, wird durch die nachfolgende Abbildung dargestellt.

Abbildung 30: Relative Veränderung des Herfindahl-Hirschman Index für NCG (links) und GASPOOL (rechts) – positive Werte stellen Ergebnis-Verbesserungen dar

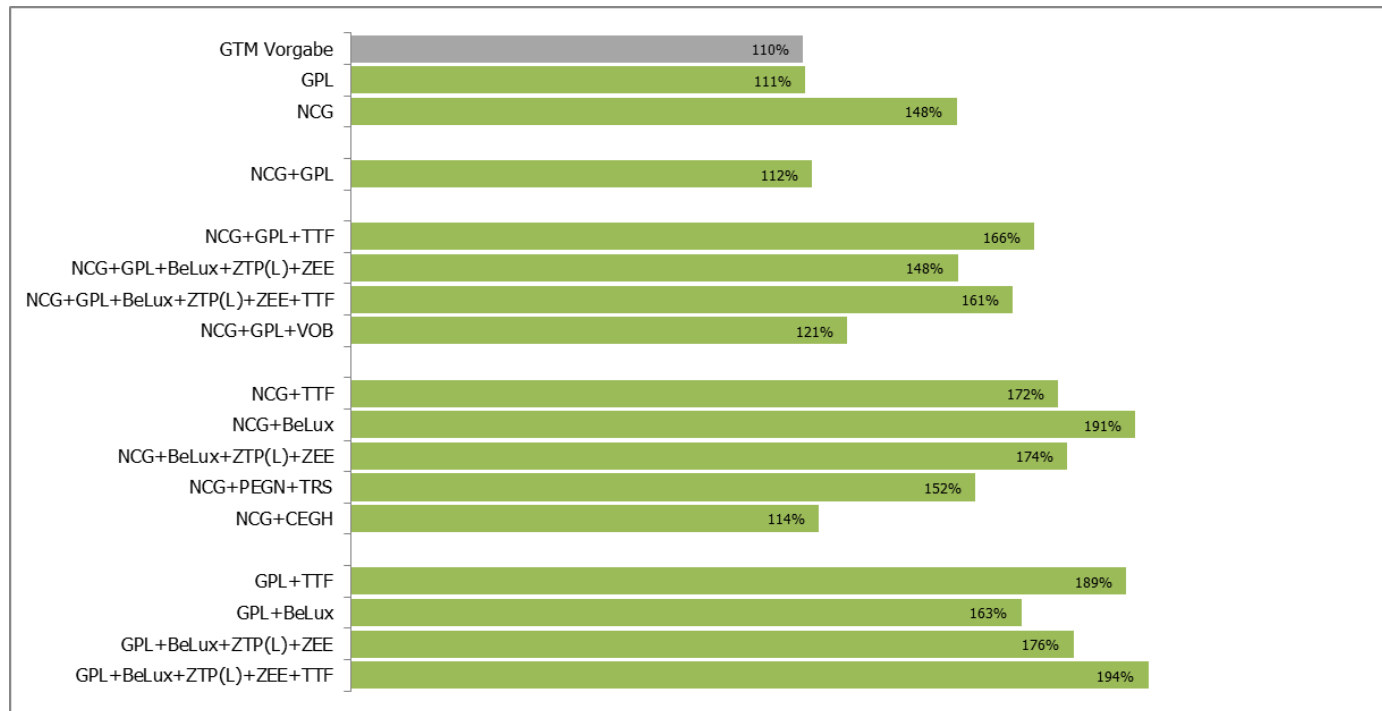


Aus Sicht von NCG ergibt sich aus dem Großteil der Konstellationen ein Verbesserungspotential für den HHI. Nur im Rahmen einer Integration NCG+GPL+VOB bzw. einer Integration NCG+CEGH würde sich der für das alleinstehende Marktgebiet ermittelte HHI geringfügig verschlechtern. Im Fall von GASPOOL ergäbe sich aus allen Konstellationen ein Verbesserungspotential und dessen Umfang (relativ zum aktuellen Ergebnis von GASPOOL) ist grundsätzlich größer als bei NCG.

Diese Schlussfolgerungen verdeutlichen, dass Marktgebietsintegration per se keinen unmittelbaren Einfluss auf die Diversifikation der Belieferungssituation von Märkten hat und sich einzig durch Marktgebietsintegration keine unmittelbare (rechnerische) Verbesserung einstellt. In Kombination mit einer potentiellen Steigerung der Anzahl möglicher Bezugsquellen, deren unmittelbarer Konzentration an einem zentralen VHP, etc. ist über den Zeitablauf von positiven Auswirkungen auszugehen.

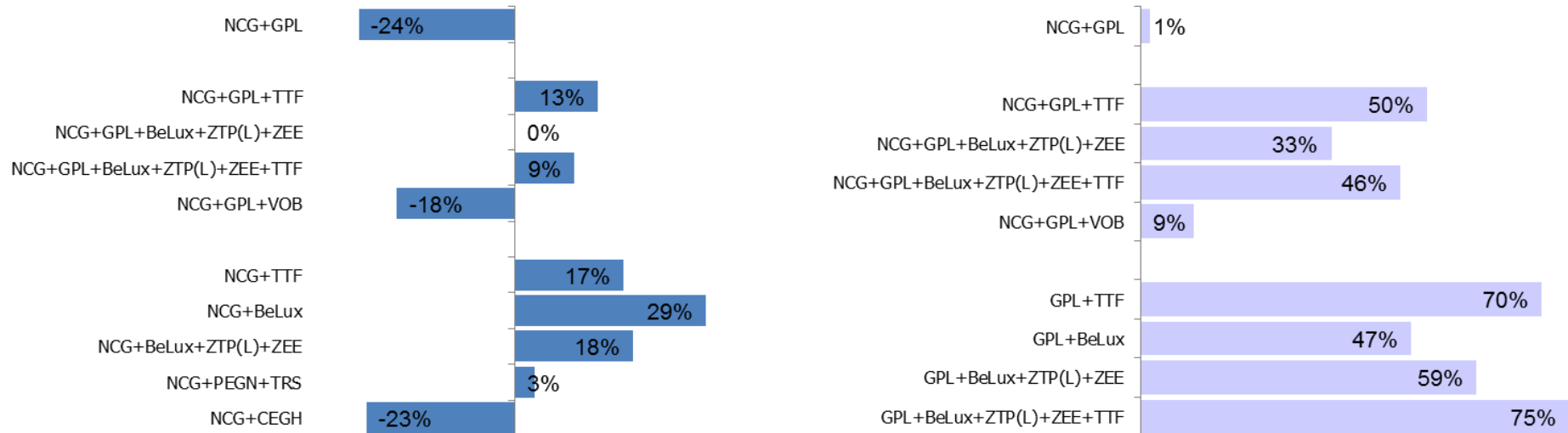
Marktindikator: Residual Supply Index

Abbildung 31: Residual Supply Index für eingegrenzte Marktgebietsintegrationen



So wie auch aktuell für die Einzelmärkte NCG und GASPOOL ist die Erfüllung der diesbezüglichen GTM II-Vorgabe hinsichtlich eines verbleibenden 110%-Deckungsgrads der nationalen Nachfrage selbst bei Ausfall des größten Lieferanten in allen betrachteten Fällen gegeben. Die Auswirkungen für NCG und GASPOOL im Vergleich zur aktuellen Situation werden in der nachfolgenden Abbildung illustriert.

Abbildung 32: Relative Veränderung des Residual Supply Index für NCG (links) und GASPOOL (rechts)



Der Vergleich der relativen Veränderungen von NCG und GASPOOL führt zu der Schlussfolgerung, dass grundsätzlich GASPOOL potentiell in einem (relativ) stärkeren Umfang profitieren könnte, als dies für NCG der Fall wäre. Während GASPOOL in allen Konstellationen eine Verbesserung des RSI zugeschrieben werden könnte, könnte sich für NCG in einigen Fällen auch eine potentielle Verschlechterung ergeben. Dies wäre insbesondere in jenen Konstellationen der Fall, in denen ein dominanter Lieferant in NCG in weiteren, in einer betrachteten Konstellation enthaltenen, Märkten eine (in relativer Betrachtung) noch dominantere Stellung einnimmt.

3.4.2 Berechnung der Liquiditätsindikatoren für eingegrenzte Konstellationen

Analog zur Berechnung der Liquiditätsindikatoren für die beiden deutschen Marktgebiete (siehe Ergebnisse im Abschnitt 1.2.2) wird auf Basis der im Abschnitt 1.1.2 beschriebenen Berechnungsmethodik an dieser Stelle eine Berechnung für die eingegrenzten Konstellationen durchgeführt. Analog zur Berechnung der „*Market merger scenarios*“ im GTM II, werden dabei die gegenständlichen Märkte aggregiert betrachtet – das bedeutet, dass z.B. Handelsabschlüsse oder Orderbuch-Einträge in den jeweiligen Einzelmärkten einer betrachteten Konstellation, für den integrierten Markt aggregiert⁴³ und dem integrierten Großhandelsmarkt mit physischer Erfüllung am gemeinsamen VHP zugeordnet werden.

Zur Veranschaulichung und besseren Lesbarkeit der Ergebnisse werden die resultierenden Liquiditätsindikatoren der betrachteten Konstellationen nachfolgend durch Erfüllungsgrade der im GTM II vorgesehenen Schwellenwerte⁴⁴ ausgedrückt (für Detailergebnisse siehe Annex Abschnitt A.3). Um potentiell unterschiedliche Entwicklungsgrade in den verschiedenen Segmenten des Großhandelsmarktes zu berücksichtigen, werden die Ergebnisse jeweils differenziert für Spot, Prompt und Forward aggregiert.⁴⁵

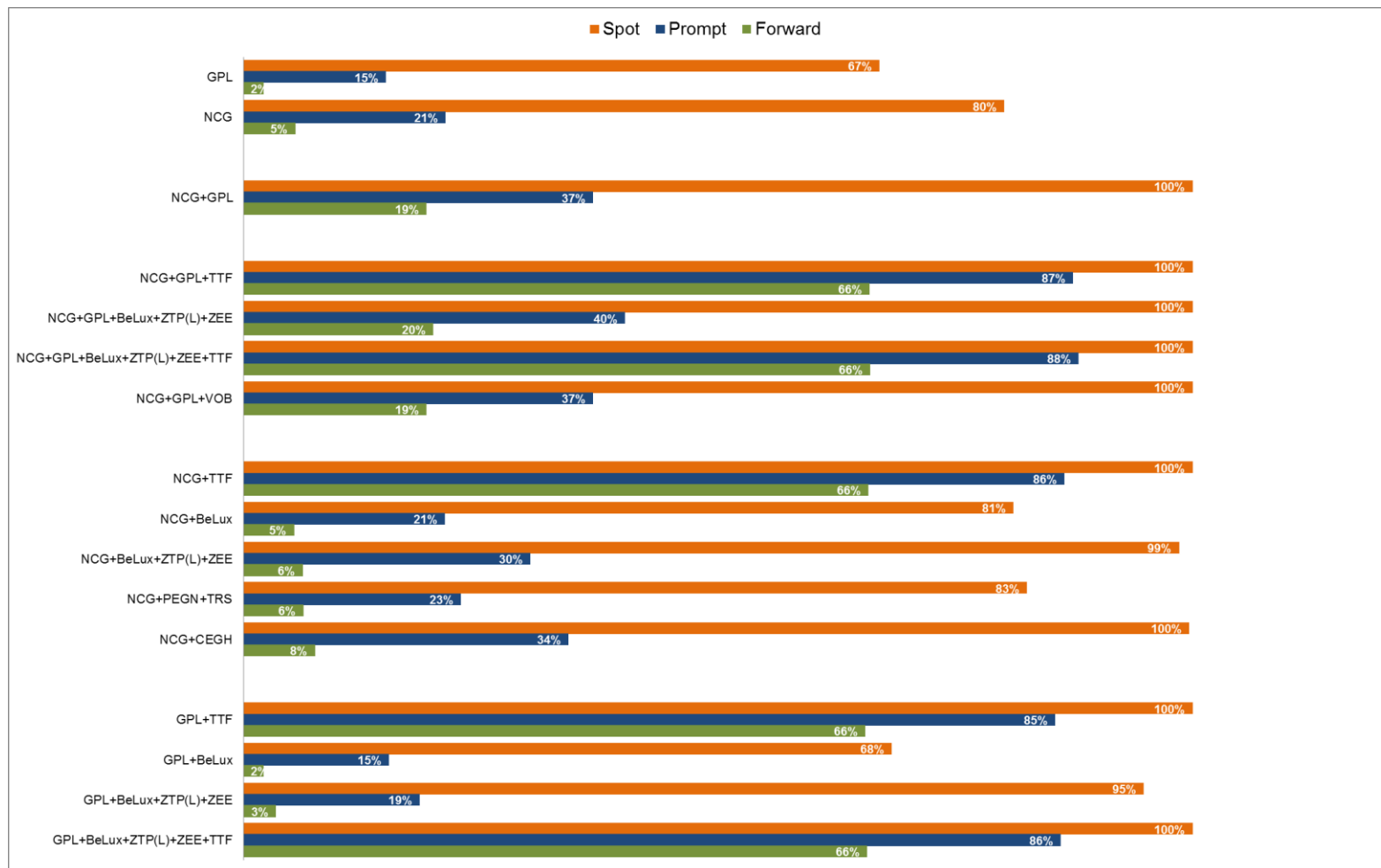
In der nachfolgenden Grafik werden die Berechnungsergebnisse für die eingegrenzten Konstellationen für Marktgebietsintegration und den Betrachtungszeitraum 2014 dargestellt und zusammenfassend beschrieben. Ergänzend werden zu Vergleichszwecken auch die Einzelergebnisse für NCG und GASPOOL als eigenständige Märkte erneut ausgewiesen.

⁴³ Hinweis: Weil die Datengrundlage der Berechnung keinen Bezug zu einzelnen Handelsteilnehmern zulässt, sind im Rahmen dieser Aggregation ggf. auch Hub-to-Hub-Geschäfte (z.B. Arbitragegeschäfte) zwischen den in einer Konstellationen enthaltenen Einzelmärkten enthalten, obwohl es diese Geschäfte in einem integrierten Markt in dieser Form nicht mehr geben würde.

⁴⁴ Aufgrund des im Vergleich zu 2013 veränderten Marktpreis-Niveaus, werden auch an dieser Stelle modifizierte Schwellenwerte berücksichtigt (siehe dazu Tabelle 7 für Details).

⁴⁵ Indikatoren, bei denen die Mindest-Datenanforderungen nicht erfüllt werden, werden gemäß Logik des GTM II mit 0% Erfüllungsgrad dargestellt.

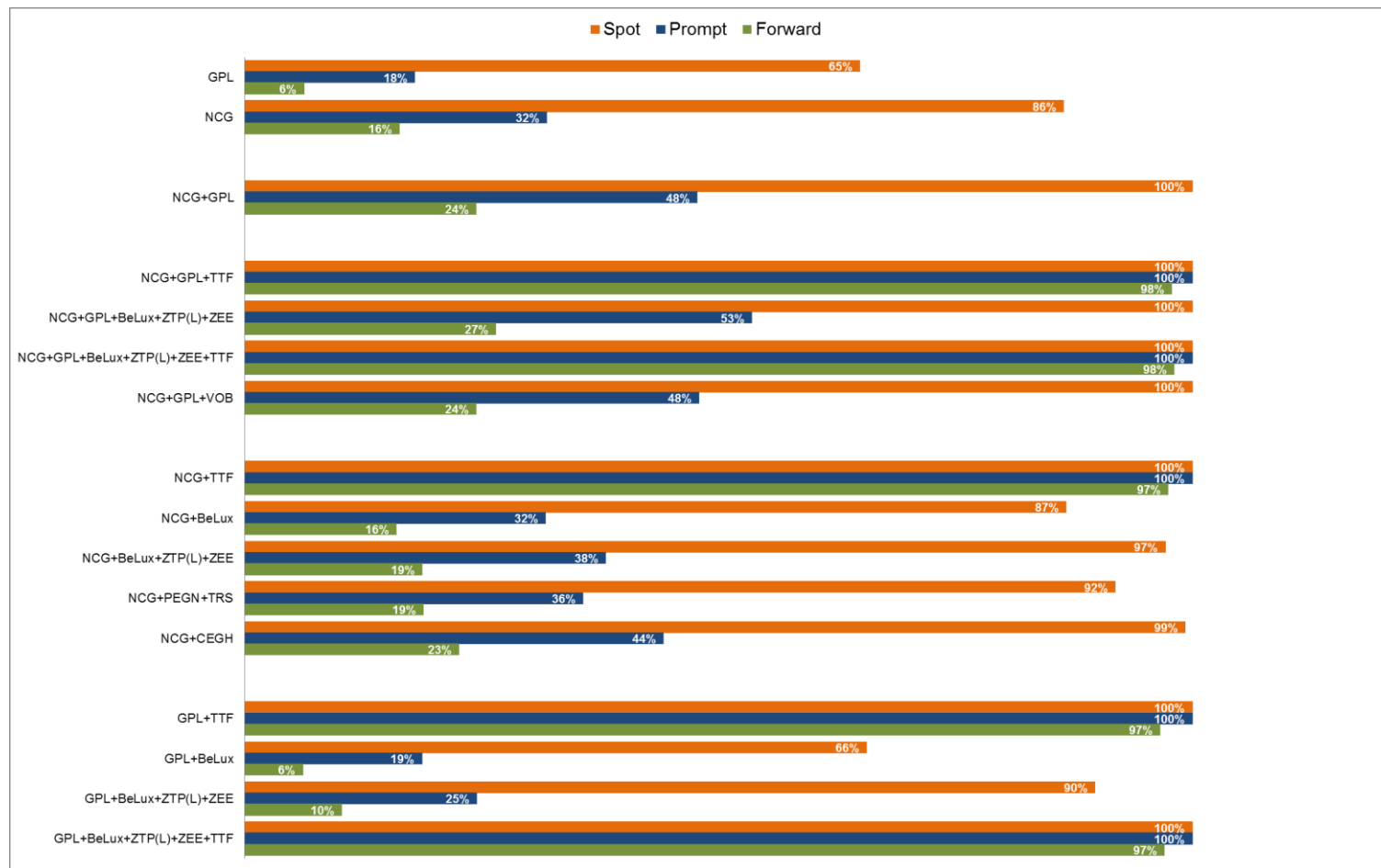
Abbildung 33: Erfüllungsgrad der Liquiditätsindikatoren für betrachtete Marktgebietsintegrations-Konstellationen



Als vertiefende Ergänzung zur obigen Darstellung der Erfüllungsgrade sämtlicher Liquiditätsindikatoren zeigt die nachfolgende Abbildung die Erfüllungsgrade der Liquiditätsindikatoren für die unterschiedlichen Konstellationen, bei ausschließlicher Betrachtung der Indikatoren 1 und 4 je

Marktsegment (ohne Berücksichtigung der relativ zum Marktpreis ausgewiesenen Indikatoren zu Bid-Offer Spreads und Preissensitivität). Diese Betrachtung liefert grundsätzlich die gleiche Rangreihe zwischen den Konstellationen wie die Betrachtung sämtlicher Liquiditätsindikatoren in Abbildung 33, weist aber durchgängig höhere Erfüllungsgrade auf.

Abbildung 34: Zusatzbetrachtung Erfüllungsgrad Liquiditätsindikatoren für betrachtete Marktgebietsintegrations-Konstellationen (ausschließlich abs. Indikatoren)



3.4.3 Berechnung von Kennziffern der Versorgungssicherheit für eingegrenzte Konstellationen

Neben den im GTM II explizit vorgesehenen Markt- und Liquiditätsindikatoren sieht der Gutachtauftrag hinsichtlich der Bewertung von eingegrenzten Konstellationen für Marktgebietsintegration vor, dass auch dem Aspekt der Versorgungssicherheit aus deutscher Sicht Rechnung getragen werden soll. Zu diesem Zweck werden für die eingegrenzten Kombinationen weitere Kennziffern der Versorgungssicherheit betrachtet⁴⁶:

- Infrastrukturstandard („N-1 Faktor“): bildet die Abhängigkeit der jeweils größten technischen Infrastruktur ab
- Importrouten-Diversifikations-Index („IRDI“): bildet die Diversifikation von Importrouten eines Marktgebiets (ähnlich zu einem „HHI der Importrouten“) ab
- Bedarfsdeckung Speicher („SPB“): bildet die Abdeckung der Gesamtnachfrage durch Speicher als Verhältnis von Jahresbedarf und Speichervolumen des Marktgebiets ab
- Leistungsdeckung Speicher („SPL“): bildet die Abdeckung der Spitzenlast durch Speicher als Verhältnis von maximaler Abnahme („1 in 20“) und der maximalen Ausspeicherleistung des Marktgebiets ab

N-1 Faktor und IRDI sind als Kennziffern im Themenbereich der Versorgungssicherheit weitgehend bekannt. Die Kennziffern zur Ermittlung der Bedarfs- und Leistungsdeckung von Speichern werden im Rahmen dieses Gutachtens neu eingeführt, um die wichtige Rolle von Speichern im Kontext Versorgungssicherheit ausreichend zu berücksichtigen. Nachfolgend werden die detaillierte Ermittlungsmethodik erörtert und die Berechnungsergebnisse für die eingegrenzten Konstellationen für Marktgebietsintegration und den Betrachtungszeitraum 2014 dargestellt und zusammenfassend beschrieben. Die zugrundeliegende Datenbasis wird in Annex A.1 im Detail erörtert.

3.4.3.1 Infrastrukturstandard („N-1 Faktor“)

Theoretisches Konzept

Die Verordnung (EU) 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung („SoS-VO“)⁴⁷ sieht den Ausfall der größten Einzelinfrastruktur für Erdgas in einem Mitgliedsstaat („n-1“ Szenario) als realistisches Ereignis und formuliert vor diesem Hintergrund für die Mitgliedsstaaten die Verpflichtung⁴⁸, die nationale Versorgung auch in einer derartigen Situation aufrechtzuhalten.

⁴⁶ Zusätzlich ist der ebenso für Versorgungssicherheit relevante Residual Supply Index (RSI) bereits durch die Marktindikatoren abgebildet.

⁴⁷ Dieser Verordnung befindet sich im Moment in Überarbeitung und eine Novellierung wird für 2016 erwartet.

Dafür muss bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur die Kapazität der verbleibenden Infrastruktur in der Lage sein, die Gasmenge zu liefern, die zur Befriedigung der Gesamtnachfrage nach Erdgas in dem berechneten Gebiet an einem Tag mit einer außerordentlich hohen Nachfrage benötigt wird, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt.⁴⁹

Die Veränderung der Abhängigkeit von der jeweils größten technischen Transportinfrastruktur im Rahmen von Marktgebietsintegration, wird folgendermaßen ausgedrückt:

1. Berechnung für die aktuelle Situation (NCG und GASPOOL als eigenständige Marktgebiete);
2. Simulierte Berechnung für ausgewählte Markt-Kombinationen und Darstellung der Veränderung zur aktuellen Situation.

Berechnungsmethodik

Die Berechnung des Infrastrukturstandards wird anhand folgender, in der Verordnung (EU) 994/2010 definierten, Formel durchgeführt:

$$N - 1 = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100$$

Dabei gelten folgende Bezeichnungen (alle Parameter gegeben in mcm/d):

- D_{max} ... täglicher Gasverbrauch des betrachteten Marktgebiets bei einer außergewöhnlich hohen Gasnachfrage, wie sie mit einer statistischen Wahrscheinlichkeit ein Mal in 20 Jahren auftritt
- EP_m ... technisch verfügbare Kapazität an Entry-Punkten aus anderen Marktgebieten, die zur Deckung der Gasnachfrage zur Verfügung stehen
- P_m ... maximal technisch verfügbares Produktionsvermögen des Marktgebiets, das zur Deckung der Gasnachfrage zur Verfügung steht
- S_m ... maximal technisch verfügbares Speichervermögen des Marktgebiets, d.h. die maximale technische Ausspeicherleistung aller Speicheranlagen, die zur Deckung der Gasnachfrage zur Verfügung stehen
- LNG_m ... maximal technisch verfügbare Kapazität bei LNG-Terminals des Marktgebiets, d.h. die maximale technische Ausspeicherleistung aller LNG-Anlagen, die zur Deckung der Gasnachfrage zur Verfügung stehen

⁴⁸ Dies gilt, wenn angebracht und notwendig, unbeschadet der Verantwortung der Netzbetreiber, die entsprechenden Investitionen zu tätigen, und der Verpflichtungen der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß der Richtlinie 2009/73/EG und der Verordnung (EG) Nr. 715/2009.

⁴⁹ Die Verpflichtung gilt auch dann als erfüllt, wenn nachgewiesen werden kann, dass eine Versorgungsstörung durch angemessene marktbasierende nachfrageseitige Maßnahmen hinreichend und zeitnah ausgeglichen werden kann.

- I_m ... technische Kapazität der größten Infrastruktur des betrachteten Marktgebiets

Die tatsächliche Berechnung inkl. der dafür erforderlichen Datenvor- und -aufbereitung für zu betrachtende Marktgebietsintegrations-Konstellationen wird durch das untenstehend beschriebene Vorgehen umgesetzt:

- Berücksichtigung der Kapazitäten an Grenz-/Marktgebietsübergangspunkten auf Basis der in der *ENTSO-G Capacity Map*⁵⁰ ausgewiesenen technischen Kapazität⁵¹
- Berücksichtigung der Speicher-Kapazitäten gemäß Angaben in den nationalen Präventionsplänen der betrachteten Märkte⁵² (ggf. ist eine Zuteilung von Speichern mit Anschluss an mehrere Märkte anhand der Anschlusskapazitäten für die Netz-Einspeisung und entsprechende Differenzierung obiger Angabe erforderlich)
- Berücksichtigung der Produktions-Kapazitäten⁵³ gemäß Angaben in den nationalen Präventionsplänen der betrachteten Märkte (für Länder mit mehreren Marktgebieten erfolgt eine Zuordnung dieser Kapazitäten anhand der Aufteilung der jährlichen Gesamtproduktion auf die Marktgebiete)
- Berücksichtigung der Nachfrage⁵⁴ gemäß Angaben in den nationalen Präventionsplänen der betrachteten Märkte und Zusammenführung dieser Einzelwerte zu einem Gesamtwert für den zu betrachtenden integrierten Markt (liefert aufgrund der Betrachtung von zeitlich nicht eingeordneten Maximal-Nachfragen („1 in 20“) in den einzelnen Märkten ein konservatives Gesamtergebnis)
- Identifikation der größten Einzelinfrastruktur im integrierten Markt auf Basis technischer Kapazitäten der oberhalb bereits genannten Typen von Einspeisepunkten

⁵⁰ Für deutsche GÜPS/MÜPS werden Kapazitäten laut NEP Inputliste 2015 mit Betrachtungszeitraum 2014 angesetzt.

⁵¹ Bei Grenz-/Marktgebietsübergangspunkten, die von mehr als einem FNB betrieben werden, wird die Summe der technisch verfügbaren Kapazitäten angesetzt werden (z.B.: TVK Waidhaus entspricht TVK OGE+TVK GRTgaz DE).

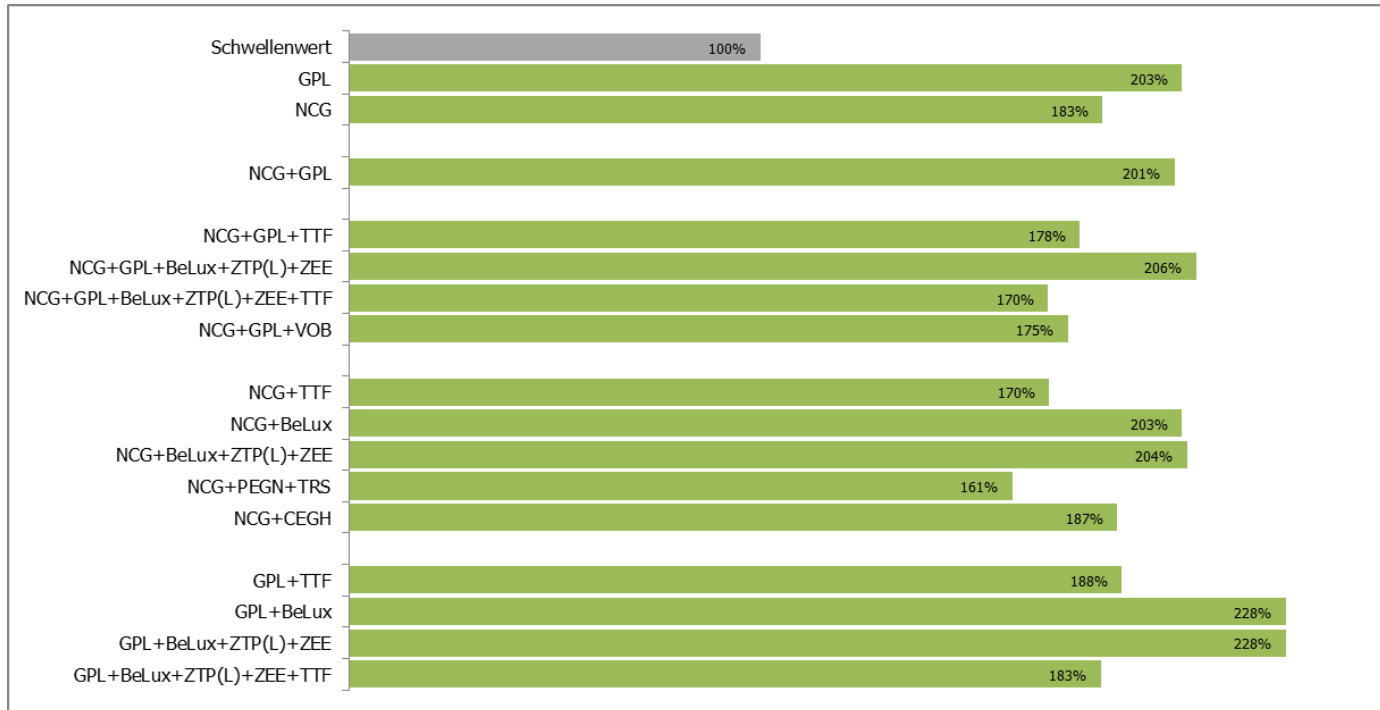
⁵² Falls die nationalen Präventionspläne zu diesem Aspekt keine verwertbaren Informationen bereitstellen, wird die maximale Ausspeicherleistung der Speicher im jeweiligen Markt (unter Berücksichtigung allfälliger Aufteilungsregeln) gemäß GSE angesetzt.

⁵³ Für Deutschland werden die Produktions-Kapazitäten für 2014 aus der NEP Inputliste 2015 angesetzt.

⁵⁴ Die deutsche Maximal-Nachfrage („1 in 20“) wird mit demselben Verhältnis wie der Gesamtbedarf auf die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL aufgeteilt.

Berechnungsergebnisse

Abbildung 35: Infrastrukturstandard für eingegrenzte Konstellationen



Bei Anwendung der erläuterten Ermittlungsmethodik ergibt sich für sämtliche betrachtete Konstellationen eine Erfüllung des in der Verordnung (EU) 994/2010 festgeschriebenen Infrastrukturstandards von mindestens 100% des Maximalbedarfs eines jeweiligen Marktes (siehe oberhalb Schwellenwert = grauer Balken).

Der Ausweis dieser Ergebnisse erfolgt jedoch ungeachtet der Tatsache, dass eine regionale (über einzelne Mitgliedsstaaten hinausgehende) anstelle der nationalen Betrachtung gemäß Verordnung (EU) 994/2010 formal nur dann zulässig ist, wenn die größte einzelne Gasinfrastruktur innerhalb einer betrachteten Konstellation gemäß nationaler Risikobewertung von erheblicher Bedeutung für die Gasversorgung aller involvieren Mitgliedsstaaten ist.

3.4.3.2 Importrouten-Diversifikations-Index („IRDI“)

Theoretisches Konzept

Der Importrouten-Diversifikations-Index (IRDI) misst die Diversifikation vorhandener Importrouten eines zu betrachtenden Marktes in Abhängigkeit von den Eigenschaften der den Importpunkten vorgelagerten Strukturen (unmittelbar Land des originären Lieferanten, funktionierender Großhandelsmarkt mit Handelspunkt, LNG).

Als „HHI der Importrouten“ ist der IRDI ein Maßstab für die Konzentration dieser Importmöglichkeiten eines betrachteten Marktes. Je niedriger der Wert, desto höher ist die Diversifikation der Importrouten eines Marktes.

Die Veränderung dieser Diversifikation im Rahmen von Marktgebietsintegration, wird folgendermaßen ausgedrückt:

1. Berechnung für die aktuelle Situation (NCG und GASPOOL als eigenständige Marktgebiete)
2. Simulierte Berechnung für ausgewählte Markt-Kombinationen und Darstellung der Veränderung zur aktuellen Situation

Das GTM II gibt 2.000 als HHI-Obergrenze für eine ausreichend differenzierte Belieferungssituation vor; die gleiche Schwelle kommt in diesem Gutachten auch hinsichtlich des Importrouten-Diversifikations-Index in den betrachteten Märkten (und deren Kombinationen) zur Anwendung.

Berechnungsmethodik

Mithilfe der technisch verfügbaren Kapazität an Verbindungspunkten zu anderen Entry-/Exit-Systemen, direkten Importquellen und LNG-Terminals wird der IRDI anhand folgender Formel⁵⁵ berechnet:

$$IRDI = \sum_{l \in MG} \left(\sum_{k \in IP_{MG_l}} IP_k \right)^2 + \sum_{l \in Q} \left(\sum_{k \in IP_{Q_l}} IP_k \right)^2 + \sum_l LNG_l^2$$

⁵⁵ Quelle für die Berechnung des IRDI: http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/CBA/2015/INV0175-150213_Adapted_ESW-CBA_Methodology.pdf

Dabei gelten folgende Bezeichnungen:

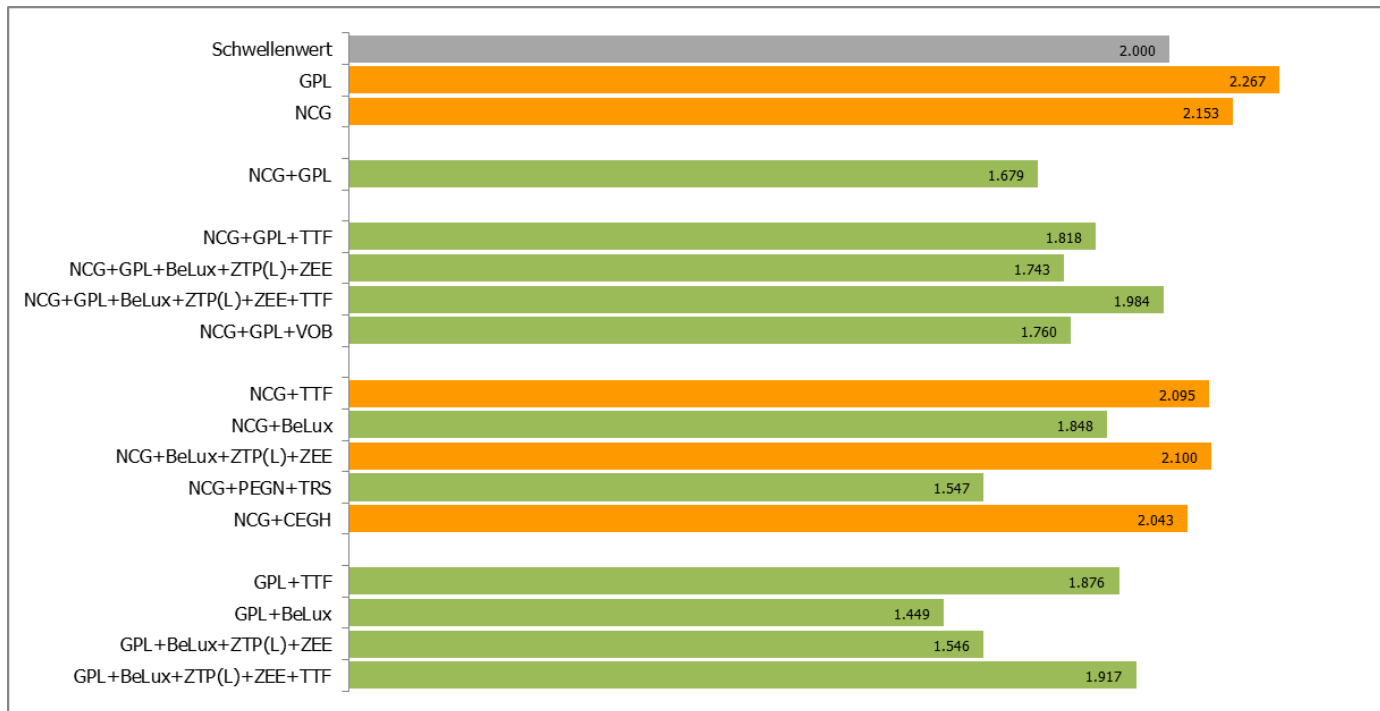
- MG ... Menge der angrenzenden Marktgebiete, die keine direkt angrenzenden Importquellen sind
- Q ... Menge der direkt angrenzenden Importquellen
- $IPMG_l$... Menge der Verbindungspunkte mit angrenzendem Marktgebiet l
- IPQ_l ... Menge der Verbindungspunkte mit direkter Importquelle l
- IP_k ... Anteil der technisch verfügbaren Kapazität von Verbindungspunkt k an der gesamten technisch verfügbaren Entry-Kapazität des untersuchten Marktgebiets in Prozent
- LNG_l ... Anteil der technisch verfügbaren Ausspeisemenge von LNG-Terminal l an der gesamten technisch verfügbaren Entry-Kapazität des untersuchten Marktgebiets in Prozent

Das heißt, dass sowohl für Verbindungspunkte mit direkten Quellen als auch mit anderen Marktgebieten die technisch verfügbare Kapazität zuerst per Quelle/Marktgebiet aggregiert wird und dieser Anteil (in Prozent) quadriert wird. Hier liegt die Annahme zugrunde, dass Verbindungspunkte von demselben Marktgebiet/derselben Quelle oft von gleichen Infrastrukturen abhängig sind. Dies gilt nicht für LNG-Terminals, die als unabhängig von anderen gemeinsame Infrastrukturen angesehen werden.

Die tatsächliche Berechnung wird mithilfe derselben Datenbasis (technisch verfügbare Kapazitäten der einzelnen Marktgebiete), die bereits für den RSI ermittelt worden ist, durchgeführt.

Berechnungsergebnisse

Abbildung 36: Importrouten-Diversifikations-Index für eingegrenzte Konstellationen



Die Analyseergebnisse zeigen, dass der Importrouten-Diversifikations-Index (IRDI) als Maßstab für die Diversifikation vorhandener Importrouten eines zu betrachtenden Marktes in Abhängigkeit von den Eigenschaften der den Importpunkten vorgelagerten Strukturen (unmittelbar Land des originären Lieferanten, funktionierender Großhandelsmarkt mit Handelspunkt, LNG)

- für die beiden eigenständigen Marktgebiete NCG und GASPOOL jeweils über dem angesetzten Schwellenwert von 2.000 liegt und die Vorgabe demnach nicht erfüllt wäre,
- jedoch der Großteil der betrachteten Konstellationen für Marktgebietsintegration eine ausreichend ausgeprägte Importrouten-Diversifikation aufweist (markiert durch grüne Balken).

3.4.3.3 Bedarfsdeckung Speicher („SPB“)

Theoretisches Konzept

Erdgasspeicher spielen im Zugang mit Versorgungssicherheit nicht zuletzt deshalb eine wichtige Rolle, weil sie in Ergänzung zu ihrer traditionellen Nutzung im Rahmen der saisonalen Strukturierung von Aufkommen und Nachfrage in einem Markt, bei ausreichender Befüllung für eine temporäre Kompensation ausbleibender bzw. reduzierter Importflüsse sorgen können.

Demzufolge ist es für die Bewertung von potentiellen Marktgebietszusammenlegungen hinsichtlich Versorgungssicherheit interessant zu untersuchen, welche Auswirkungen die Integration von Märkten und – die Zusammenfassung des im Markt verfügbaren Speichervolumens und der gesamten Marktnachfrage als Ergebnis davon – auf das Vermögen der Speicher zur Deckung dieser gesamten Marktnachfrage hat.

Die mit Marktgebietsintegration verbundenen Auswirkungen, werden folgendermaßen ausgedrückt:

1. Berechnung für die aktuelle Situation (NCG und GASPOOL als eigenständige Marktgebiete)
2. Simulierte Berechnung für ausgewählte Markt-Kombinationen und Darstellung der Veränderung zur aktuellen Situation

Berechnungsmethodik

Die Kennzahl setzt das vorhandene Arbeitsgasvolumen in Relation zum jährlichen Gesamtverbrauch des analysierten Marktgebiets. Dies wird durch folgende Schritte erreicht:

- Identifikation des jährlichen Gasverbrauchs (selbe Datenbasis wie zuvor bei der Berechnung des RSI)
- Bestimmung des Arbeitsgasvolumens des betrachteten Marktgebiets. Dabei gilt bei der Zuordnung von Speicheranlagen mit Anschluss an mehrere Märkte, dieselbe Vorgehensweise wie bei der Berechnung des Infrastrukturstandards
- Der Indikator *Bedarfsdeckung Speicher* identifiziert sodann den Anteil des jährlichen Gesamtverbrauchs (in Prozent) der durch das in Punkt 2 bestimmte Arbeitsgasvolumen des Marktes gedeckt werden kann.

Berechnungsergebnisse

Abbildung 37: Bedarfsdeckung Speicher für eingegrenzte Konstellationen



Für NCG und GASPOOL als eigenständige Märkte ergibt sich ein Potential zur Abdeckung des Jahresbedarfs durch vorhandenes Arbeitsgasvolumen der Speicher von 35% bzw. 28%. Der Großteil der Konstellationen weist Ergebnisse in einer vergleichbaren Größenordnung auf und insbesondere positiv sind die Ergebnisse für Konstellationen, in denen Märkte mit signifikantem Speichervolumen enthalten sind (Österreich, Tschechische Republik).

3.4.3.4 Leistungsdeckung Speicher („SPL“)

Theoretisches Konzept

In Ergänzung zur potentiellen mengenmäßigen Kompensation von Lieferausfällen bzw. -einschränkungen durch Speicher können diese (gerade vor dem Hintergrund der zuvor genannten Bedeutung für die saisonale Strukturierung) potentiell einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung der erforderlichen Leistungen liefern und gerade in Hochlast-Phasen für die Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung sein.

Analog zur mengenmäßigen Betrachtung im Rahmen der Kennziffer *Bedarfsdeckung Speicher* fokussiert diese Kennzahl auf die Maximallast der Abnahme eines Marktes und das technische Potential der Speicher zur Abdeckung dieser Last. Dabei wird jeweils die Situation vor und nach Integration zu betrachtender Märkte analysiert (analog zum Vorgehen bei der Kennziffer zur Erfassung der Bedarfsdeckung durch Speicher).

Berechnungsmethodik

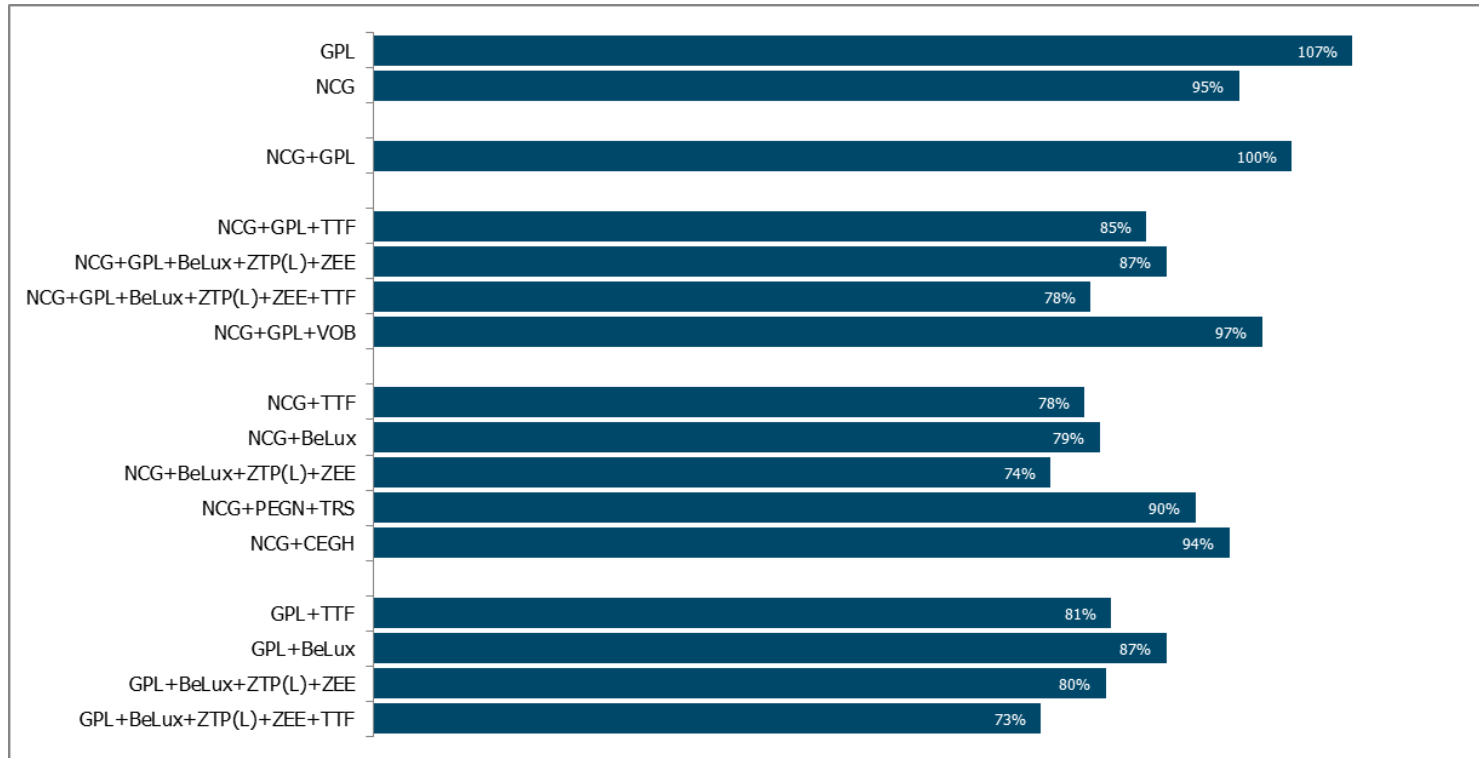
Die Berechnung dieser Kennzahl basiert auf dem Verhältnis von maximaler täglicher Ausspeicherleistung aller Speicher eines Marktgebiets und einer möglicherweise eintretenden täglichen Maximalabnahme, wie sie mit einer statistischen Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt. Folgende Schritte werden daher ausgeführt:

- Identifikation der maximalen täglichen Abnahme eines Marktgebiets in Zeiten außergewöhnlicher Gasnachfrage („1 in 20“) mithilfe der nationalen Präventionspläne der betrachteten Märkte (direkte Zusammenführung dieser Werte für Markt-Kombinationen)
- Bestimmung der maximalen täglichen Ausspeicherleistung aller Speichieranlagen des betrachteten Marktgebiets gemäß GSE Storage Map 2014⁵⁶. Dabei gilt bei der Zuordnung von Speichieranlagen mit Anschluss an mehrere Märkte, dieselbe Vorgehensweise wie bei der Berechnung des Infrastrukturstandards.
- Als letzter Schritt wird der Anteil der initial eruierten Maximalabnahme, der durch die maximale tägliche Ausspeicherleistung der Speicher gewährleistet werden kann, berechnet und ergibt direkt das Ergebnis des Indikators.

⁵⁶ Link: http://www.gie.eu/download/maps/2014/GSE_STOR_MAP_DATA_July2014.xls

Berechnungsergebnisse

Abbildung 38: Leistungsdeckung Speicher für eingegrenzte Konstellationen



Ausgehend von den Ergebnissen der Einzelmärkte NCG (95%) und GASPOOL (107%) ergäbe sich für die nationale Marktgebietsintegrations-Konstellation NCG+GPL das Potential zur Deckung von 100% der Spitzenleistung durch die im Markt maximal verfügbare Ausspeicherleistung. Für weitere internationale Konstellationen bewegen sich die entsprechenden Ergebnisse in einer Bandbreite von 73% - 97%. Hinsichtlich dieser Ergebnisse ist jedoch zu berücksichtigen, dass

- auf die technische Leistungsfähigkeit der Speicher und nicht auf füllstandabhängige Ausspeicherleistungen Bezug genommen wird und
- ggf. bestehende bzw. relevante Netzengpässe in den Marktgebieten nicht berücksichtigt werden.

3.5 AUSWAHL DER AUS DEUTSCHER SICHT VIELVERSPRECHENDSTEN KONSTELLATIONEN FÜR EINE MARKTGEBIETSINTEGRATION

Eine eingehendere, weitere Untersuchung und Behandlung im Rahmen dieses Gutachtens (insbesondere im Rahmen der ergänzenden Prüfkriterien zur Bewertung von Marktgebietsintegrations-Konstellationen im Abschnitt 4) wird lediglich für die Integration von NCG und GASPOOL sowie für drei weitere, potentielle Konstellationen für Marktgebietsintegration durchgeführt.

Für diesen Zweck erfolgt auf Basis der Analyseergebnisse für die eingegrenzten Konstellationen hinsichtlich deren Beitrag zur

- Verbesserung der Liquiditätsindikatoren des GTM II
- Verbesserung der Marktindikatoren des GTM II
- Aufrechterhaltung/Verbesserung des bestehenden Niveaus der Versorgungssicherheit

nachfolgend eine Auswahl der aus deutscher Sicht vielversprechendsten Konstellationen. Die folgende Tabelle fasst die o.g. Analyseergebnisse zusammen und schafft die Grundlage für die konkrete Auswahl.

Zur Veranschaulichung und besseren Lesbarkeit der darin dargestellten Ergebnisse werden diese bzgl. der Markt- und Liquiditätsindikatoren jeweils als prozentuale Erfüllungsgrade der bestehenden Vorgaben des GTM II angegeben. Im Rahmen der Versorgungssicherheit erfolgt dies für N-1 Indikator und IRDI gleichermaßen, wobei dieselben Schwellenwerte wie auch in Abschnitt 3.4.3. verwendet werden. Für die neu eingeführten, speicherbezogenen Kennziffern *SPB* (Bedarfsdeckung Speicher) und *SPL* (Leistungsdeckung Speicher) wird jeweils zum Bedarf bzw. der Maximallast eines betrachteten Marktes Bezug genommen, wodurch grundsätzlich auch Ergebnisse über 100% möglich sind.

Tabelle 19: Erfüllungsgrad für GTM II Indikatoren und Versorgungssicherheit für alle theoretischen Marktgebietsintegrations-Konstellationen

	Erfüllungsgrad (2014)									
	Marktindikatoren			Liquiditätsindikatoren			Versorgungssicherheit			
	BQ	HHI	RSI	Spot	Prompt	Forward	N-1	IRDI	SPB	SPL
Schwellenwert	≥ 3	≤ 2.000	≥ 110% des Bedarfs	100%	100%	100%	≥ 100%	≤ 2.000	% des Bedarfs	% Max-Leistung
GPL	100%	67%	100%	67%	15%	2%	100%	88%	35%	107%
NCG	100%	73%	100%	80%	21%	5%	100%	93%	28%	95%
NCG+GPL	100%	74%	100%	100%	37%	19%	100%	100%	31%	100%
NCG+GPL+TTF	100%	100%	100%	100%	87%	66%	100%	100%	29%	85%
NCG+GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE	100%	81%	100%	100%	40%	20%	100%	100%	26%	87%
NCG+GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE+TTF	100%	100%	100%	100%	88%	66%	100%	100%	26%	78%
NCG+GPL+VOB	100%	71%	100%	100%	37%	19%	100%	100%	33%	97%
NCG+TTF	100%	93%	100%	100%	86%	66%	100%	95%	27%	78%
NCG+BeLux	100%	83%	100%	81%	21%	5%	100%	100%	23%	79%
NCG+BeLux+ZTP(L)+ZEE	100%	79%	100%	99%	30%	6%	100%	95%	21%	74%
NCG+PEGN+TRS	100%	93%	100%	83%	23%	6%	100%	100%	31%	90%
NCG+CEGH	100%	72%	100%	100%	34%	8%	100%	98%	32%	94%
GPL+TTF	100%	94%	100%	100%	85%	66%	100%	100%	30%	81%
GPL+BeLux	100%	89%	100%	68%	15%	2%	100%	100%	27%	87%
GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE	100%	87%	100%	95%	19%	3%	100%	100%	25%	80%
GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE+TTF	100%	100%	100%	100%	86%	66%	100%	100%	25%	73%

Ausgehend von dieser Tabelle wurden die aus deutscher Sicht potentiell vielversprechendsten Konstellationen für Marktgebietsintegration ausgewählt. Diese Auswahl erfolgt mehrstufig und wird nachfolgend erläutert.

Schritt 1 – Ausscheiden der Konstellationen mit nur einem deutschen Marktgebiet

In einem ersten Schritt wurden nur jene Konstellationen für eine weitere Betrachtung in diesem Gutachten ausgewählt, die beide deutschen Marktgebiete beinhalten. Diese Selektion basiert auf den folgenden beiden Aspekten:

Zugang zu einem funktionierenden Markt gemäß GTM II für sämtliche deutsche Kunden

Die Analysen zu den Liquiditätsindikatoren zeigen, dass vor allem im Prompt- und Forwardbereich nur Kombinationen unter Einschluss des TTF die Vorgaben im GTM II erreichen und damit Zugang zu einem funktionierendem Gasmarkt schaffen. Ein ggf. nicht in einer solchen Konstellation enthaltenes deutsches Marktgebiet hätte demzufolge keine derzeit absehbare Perspektive, die GTM II Vorgaben auf anderem Wege zu erfüllen und es würden sich potentiell unterschiedliche Entwicklungsgeschwindigkeiten einstellen.

Damit sind vor dem Hintergrund der Zielsetzung, dass schlussendlich sämtliche deutsche Kunden Zugang zu einem funktionierenden Gasmarkt gemäß Definition des GTM II haben sollen, nur jene Konstellationen sinnvoll, die beide deutschen Marktgebiete umfassen.

Ausschluss von Diskriminierungspotentialen

Die BNetzA als deutsche Regulierungsbehörde verfolgt auf Basis des in § 54 EnWG angelegten Grundsatzes einer bundeseinheitlichen Regulierung das Ziel und hat die Verpflichtung, einheitliche Rechte und Gleichbehandlung für alle Marktteilnehmer im deutschen Markt (Inländer) sicherzustellen. Regelungsgegenstand des EnWG und seiner konkretisierenden Rechtsverordnungen (z. B. GasNZV, GasNEV) ist grundsätzlich die Energiewirtschaft innerhalb des Bundesgebiets. Auch die Regulierungsbefugnis der Bundesnetzagentur bezieht sich daher auf die Regelung von nationalen Sachverhalten und ist somit – von wenigen Sonderfällen mit Auswirkungen auf das deutsche Versorgungssystem abgesehen⁵⁷, - auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland begrenzt. De lege lata bestünde keine originäre Regulierungskompetenz der Bundesnetzagentur für das gesamte internationale Marktgebiet, sondern nur bezogen auf den deutschen Teil desselben.

Vor diesem Hintergrund ist eine potentiell unterschiedliche Behandlung deutscher Marktteilnehmer - vorbehaltlich einer vertieften rechtlichen Prüfung der konkreten Ausgestaltung der Marktgebietsintegration grundsätzlich kritisch zu bewerten. Die Beteiligung der beiden deutschen Marktgebiete an unterschiedlichen internationalen Marktgebieten würde nahezu zwangsläufig (auch über den Zeitverlauf) zu unterschiedlichen Regelungen und daraus resultierenden Diskriminierungspotentialen führen. Selbiges gilt, wenn nur eines der beiden deutschen Marktgebiete in ein internationales Marktgebiet integriert wird. So ist innerhalb eines gemeinsamen internationalen Marktgebiets – außerhalb des zwingend zu harmonisierenden Bereichs – die Fallkonstellation denkbar, dass im Regelungsbereich des deutschen Rechts für dort agieren-

⁵⁷ Vgl. zum sogenannten Auswirkungsprinzip lt. Abschnitt 4.3.5. Regulatorischer Koordinierungsbedarf.

de Marktteilnehmer eine ungünstigere Regelung des deutschen Rechts gilt als im Regelungsbereich des nationalen Rechts des ausländischen Partners. Zudem könnte die Zusammenlegung eines deutschen Marktgebiets mit einem ausländischen Marktgebiet gerade auch bezüglich des verbleibenden deutschen Marktgebiets mit Blick auf Art. 3 GG problematisch sein. Je nachdem, ob für das im internationalen Marktgebiet aufgehende deutsche Marktgebiet besondere Regelungen oder Ausnahmen von der Regulierung getroffen werden, könnte sich daraus eine Schlechterstellung der Marktteilnehmer des verbleibenden deutschen Marktgebiets ergeben.

Als Konsequenz daraus werden alle vorab eingegrenzten Konstellationen, die nicht beide deutschen Marktgebiete beinhalten, in diesem Gutachten nicht weiter berücksichtigt. Hierbei ist nach geltendem Recht die Vorgabe des § 21 GasNZV zu beachten, wonach eine weitere Reduzierung der deutschen Marktgebiete nur möglich ist, sofern sich diese Maßnahme nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse als wirtschaftlich herausstellt. Demnach dürfte eine Bewertung der unterschiedlicher Marktgebietsintegrationen auf Basis obiger Prämisse, dass immer beide deutschen Marktgebiete betrachtet werden, mit einer Aktualisierung der im Jahr 2012 durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse zur Zusammenlegung der beiden deutschen Marktgebiete einhergehen.

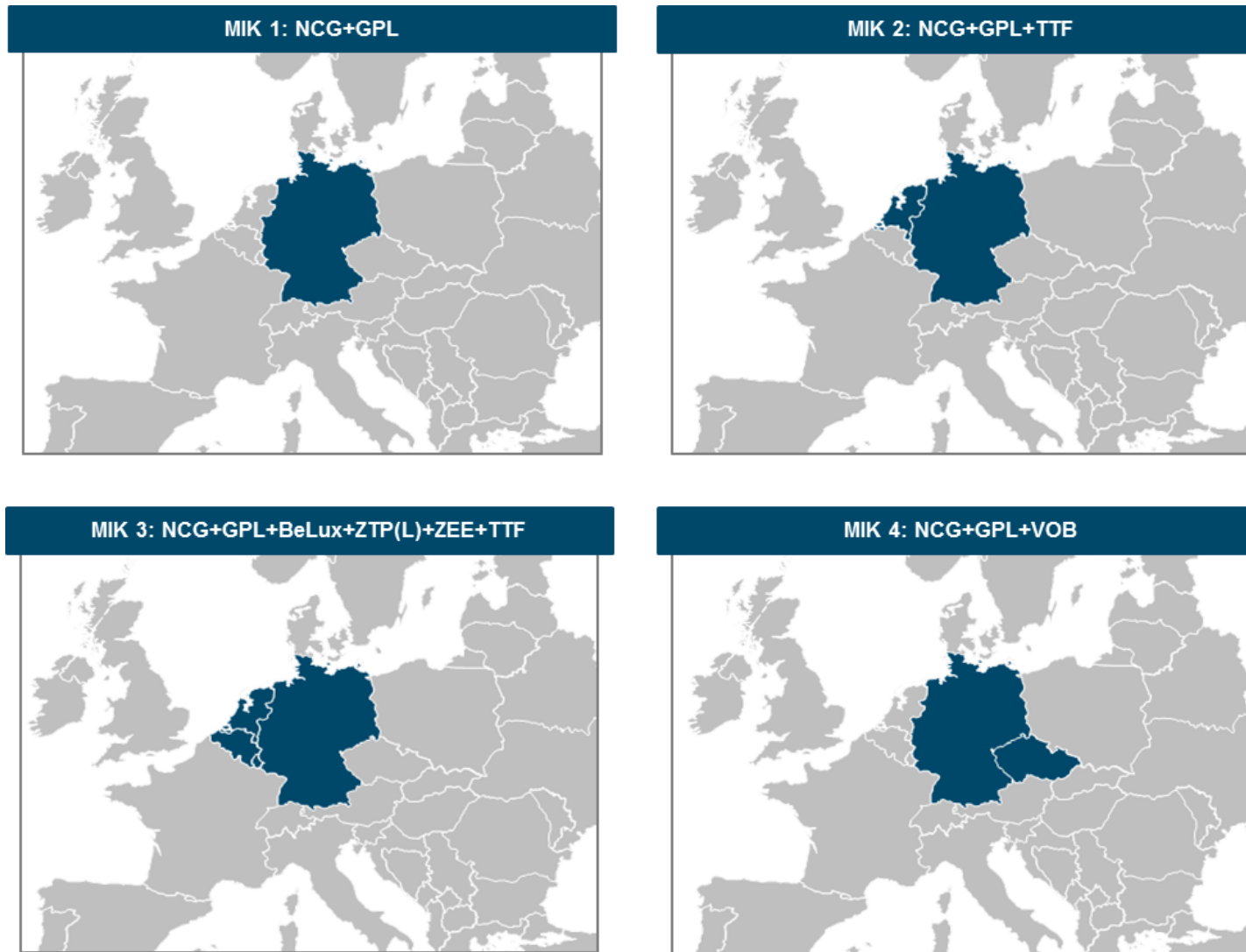
Schritt 2 – Auswahl der vielversprechendsten Konstellationen anhand von GTM II Indikatoren und Versorgungssicherheit

Neben der bereits im Gutachtenauftrag für die Detailbetrachtung vorgesehenen nationalen Konstellation NCG+GPL, werden aus den nach Schritt 1 verbleibenden Konstellationen nunmehr 3 weitere (grenzüberschreitende) Konstellationen für die Detailbetrachtung im folgenden Abschnitt 4 ausgewählt. Diese Auswahl auf Basis der Ergebnisse in 3.4 erfolgte gemäß folgender Logik:

- Marktindikatoren sind für alle verbleibenden Konstellationen weitgehend erfüllt und erlauben keine unmittelbare Auswahl;
- anhand der resultierenden Liquiditätsindikatoren für die betrachteten Konstellationen und der Schlussfolgerung, dass internationale Konstellationen für NCG und GASPOOL nur dann eine signifikantes Verbesserungspotential zeigen, wenn der TTF in der Marktkombination enthalten ist, werden diese Konstellationen für die weitere Betrachtung ausgewählt;
- zusätzlich werden weitere Konstellationen ausgewählt, die im Bereich der Versorgungssicherheit für die deutschen Marktgebiete eine potentielle Verbesserung des Status quo aufweisen.

Damit ergeben sich vier Marktgebietsintegrations-Konstellationen („MIKs“) für die deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL, die im weiteren Verlauf des Gutachtens mithilfe von ergänzenden Prüfkriterien detailliert untersucht werden:

Abbildung 39: Auswahl der vier vielversprechendsten Marktgebietsintegrations-Konstellationen (MIKs) für NCG und GASPOOL



4 ERGÄNZENDE PRÜFKRITERIEN FÜR DIE BEWERTUNG VON MARKTGEBIETSINTEGRATIONSKONZEPTEN

Basierend auf der Auswahl der vielversprechendsten Konstellationen für Marktgebietsintegration oder für zukünftig angedachte Marktgebietsintegrations-Konstellationen, werden in diesem Abschnitt nun ergänzende Prüfkriterien zur Bewertung abgeleitet. Ergänzend zur Bewertung der potentiellen Effekte auf die Erfüllung der Markt- und Liquiditätsindikatoren (siehe dazu Abschnitte 3.4.1 und 3.4.2) und ungeachtet einer nachgelagerten, detaillierten volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse für konkrete und detailliert spezifizierte Marktgebietsintegrations-Vorhaben, dienen diese Prüfkriterien dazu,

- potentielle Auswirkungen auf die Kapazitätsdarstellung auf Basis bestehender bzw. bereits geplanter Verbindungskapazitäten abzuschätzen,
- Potentiale hinsichtlich direktem Zugang zu neuen Quellen und Diversifikation der Angebotssituation im Speichermarkt darzustellen,
- zu erwartende Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im Vergleich zum Status quo zu berücksichtigen und
- Charakteristika des Marktmodells und der regulatorischen Rahmenbedingungen von potentiell zu integrierenden Gasmärkten vergleichend zu bewerten und daraus die fachliche Komplexität eines derartigen Vorhabens hinsichtlich Harmonisierungsbedarfen, rechtlichen Klärungsbedarfen, etc. abzubilden.

Die ergänzenden Prüfkriterien werden dabei für die infrage kommenden Marktgebietsintegrationsmodelle (siehe dazu Abschnitt 3.2) differenziert betrachtet.

4.1 GRUNDSÄTZE DER BEWERTUNG MITHILFE DER ERGÄNZENDEN PRÜFKRITERIEN

Quantitative Prüfkriterien

Im Rahmen der quantitativen Prüfkriterien werden insbesondere quantifizierbare Auswirkungen von Marktgebietsintegrations-Vorhaben auf die Kapazitätsdarstellung, die Versorgungssicherheit sowie den Zugang der zu integrierenden Marktgebiete zu möglichen neuen Quellen behandelt. Aufgrund der zentralen Bedeutung von Versorgungssicherheit wurden einige quantitative Aspekte in diesem Bereich bereits für die finale Auswahl der vielversprechendsten Konstellationen (siehe Abschnitt 3.5) herangezogen. Methodik und Berechnungsergebnisse dazu wurden bereits im Abschnitt 3.4.3 beschrieben und in weiterer Folge wird auf diese Passagen verwiesen.

Qualitative Prüfkriterien

Im Fokus der qualitativen Prüfkriterien stehen potentielle Harmonisierungsbedarfe und regulatorischer Koordinierungsbedarf im Zusammenhang mit untersuchten oder zukünftigen Marktgebietsintegrations-Konstellationen.

Potentielle Harmonisierungsbedarfe wurden durch eine umfangreiche Analyse der Marktmodelle und Rahmenbedingungen in den auf Basis der Marktgebietsintegrations-Konstellationen zu untersuchenden Ländern und einer anschließenden, vergleichenden Bewertung erhoben. Dabei wurde analysiert, für welche in den idealtypischen Marktgebietsintegrationsmodellen wesentlichen Regelungsthemen ausgehend von den deutschen Gegebenheiten bereits harmonisierte Regelungen vorliegen⁵⁸. Ergeben sich daraus für betrachtete Prüfkriterien grundsätzliche Ausgestaltungunterschiede, werden diese als Harmonisierungsbedarf dokumentiert und würden eine Harmonisierungsaufgabe im Rahmen einer konkreten Ausgestaltung der Marktgebietsintegrations-Konstellation darstellen. Ungeachtet dessen ist es im konkreten Anlassfall erforderlich, ergänzend eine juristische Einzelfallprüfung durchzuführen. Dabei ist aus juristischer Sicht jedenfalls zu bewerten, inwiefern:

- grenzüberschreitende Regulierung bzw. Regulierungskooperation erforderlich ist;
- Anpassungen des Rechts- bzw. Ordnungsrahmens erforderlich sind;
- die bestehende Kooperationspflicht der Netzbetreiber gemäß § 8 (6) GasNZV damit vereinbar bzw. davon betroffen ist und/oder
- bereits initiale bzw. zukünftig absehbare Rechtslücken vorliegen bzw. wie diese vermieden werden können.

Hinsichtlich der im Rahmen dieses Gutachtens ausgewiesenen, grundsätzlichen Harmonisierungsaufgaben für unterschiedliche Konstellationen und Formen von Marktgebietsintegration, kommt eine Qualifizierung zur Anwendung. Dadurch wird ausgedrückt, inwieweit in den untersuchten Themenbereichen die Notwendigkeit besteht, die Rahmenbedingungen (ausgedrückt durch die Prüfkriterien) von vormals eigenständigen und nunmehr in einer Marktgebietsintegrations-Konstellation enthaltenen Märkten ident auszugestalten:

- **zwingend**: Harmonisierung ist (für das Funktionieren des Integrationsmodells) rechtlich und/oder operativ zwingend oder
- **empfehlenswert**: Förderung der Chancen- und Wettbewerbsgleichheit („Level playing field“) bzw. der Gesamteffizienz durch Angleichung von Systemunterschieden und Herstellung möglich weitgehend abgestimmten Rahmenbedingungen für alle Marktteilnehmer.

⁵⁸ Nicht geprüft wurde/werden konnte, inwieweit eine spezielle und konkrete Modelloption mit ggf. unterschiedlichen regulatorischen Vorgaben gleichzeitig vereinbar ist.

Zusätzlich ergibt sich aus den unterschiedlichen Charakteristika der Marktgebietsintegrationsmodelle (vollständige Marktgebietszusammenlegung und Handelszone siehe 3.1.1 und 3.1.2) – als Ausdruck der „Harmonisierungstiefe“ – die Relevanz der jeweiligen Prüfkriterien:

- **für das gesamte Marktgebiet** („zwingend für Marktgebiet“ oder „empfehlenswert für gesamtes Marktgebiet“) oder
- **nur für die Handelszone** („zwingend nur für Handelszone“ oder „empfehlenswert nur für Handelszone“), allerdings nicht für die nachgelagerten Zonen.

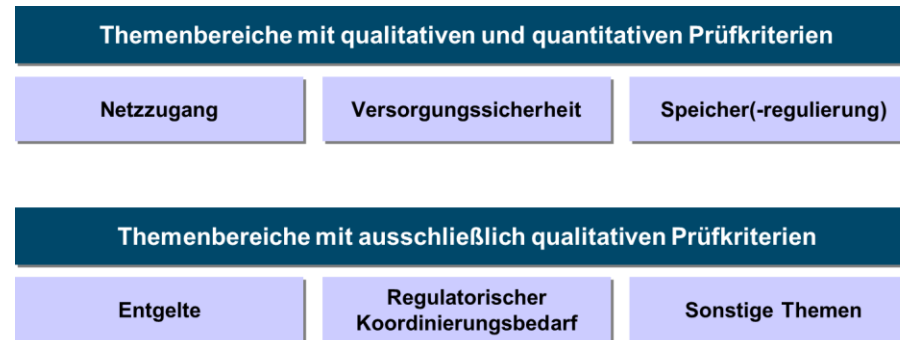
Unbenommen von der Qualifizierung der Harmonisierungsnotwendigkeit der Kriterien ist ein übergreifendes Gesamtkonzept für die Marktgebietsintegration erforderlich, das klar beschreibt welche Themen harmonisiert werden (und welche nicht) und welche Konsequenzen aus dieser Harmonisierungsfestlegung resultieren (z.B. Auflösung der Trading Region im Notfall-Szenario aufgrund nicht harmonisierter Regelungen zu Versorgungssicherheit).

Im Rahmen der Umsetzung von Marktgebietsintegrationskonzepten sind Aspekte, die als empfehlenswert qualifiziert, aber nicht harmonisiert wurden, bzw. Aspekte die in diesem Gutachten nicht als Prüfkriterien behandelt wurden, grundsätzlich einer periodischen Bewertung zu unterziehen, in der Auswirkungen auf die Chancen- und Wettbewerbsgleichheit und ggf. resultierende Kosten- und/oder Wettbewerbsverzerrungen untersucht werden.

4.2 ÜBERBLICK DER THEMENBEREICHE UND KATEGORIEN DER ERGÄNZENDEN PRÜFKRITERIEN

Die folgende Grafik liefert einen Überblick der Themenbereiche der ergänzenden Prüfkriterien und der jeweilige Art ihrer Betrachtung zur Bewertung von Marktgebietsintegrations-Konstellationen. Dabei bezeichnet *quantitativ* die Untersuchung anhand von Kennzahlen (RSI, IRDI, etc.), wohingegen *qualitative* Prüfkriterien die unterschiedlichen Harmonisierungsbedarfe (rechtliche Themenstellungen, Vergleich von unterschiedlichen Marktmodellen/-strukturen, etc.) bei einer Ausgestaltung von Marktgebietsintegrationsmodellen adressieren.

Abbildung 40: Themenbereiche der ergänzenden Prüfkriterien zur Bewertung von Marktgebietsintegrations-Konstellationen



4.3 DETAILBETRACHTUNG DER WEITEREN PRÜFKRITERIEN

4.3.1 Netzzugang

Aufgrund der umfangreichen Interdependenzen zwischen den unterschiedlichen Themenbereichen des Netzzugangs (Entry/Exit-Modell, Bilanzierung, Kapazitäten, etc.), werden diese im gegenständlichen Kapitel integriert betrachtet.

Das Thema Interoperabilität wird in diesem Gutachten durch die Prämisse berücksichtigt, dass im Rahmen der an kommerziellen Netzknoten (Grenz- bzw. Marktgebietsübergangspunkte) aktuell ausgewiesenen Kapazität davon ausgegangen wird, dass eine ausreichende Interoperabilität zwischen den verbundenen Netzen besteht. Als Ergebnis werden potentielle Einschränkungen der Interoperabilität⁵⁹ durch den (festen) Kapazitätsausweis abgebildet.

Durch die europäischen Vorgaben (NC CAM bzw. CMP-Annex zur Fernleitungs-VO, etc.) ist in den Bereichen Kapazitätsausgestaltung/vergabe sowie Engpassmanagement bereits ein grundsätzlicher Harmonisierungsrahmen für Marktgebietsintegrationskonzepte vorgegeben. Im Rahmen der Prüfkriterien werden daher nur die für Marktgebietsintegration bedeutsamsten Aspekte berücksichtigt.

Grundsätzlich ist an dieser Stelle anzumerken, dass vor dem Hintergrund der Prüfkriterien für Harmonisierungsbedarfe auch innerhalb der aktuell bestehenden deutschen Marktgebiete, bzw. bezogen auf deren Netzbetreiber, Detail-Unterschiede in der Ausgestaltung einzelner Aspekte

⁵⁹ Dazu zählen u.a. fehlende Möglichkeiten zum physisch bidirektionalen Betrieb von Grenzübergangspunkten aufgrund von national unterschiedlichen Vorgehensweisen bezüglich Odorierung (z.B. Medelsheim an der deutsch-französischen Grenze).

zu beobachten sind. Derartige Aspekte werden nur dann in dieser Betrachtung berücksichtigt, wenn eine Harmonisierung tatsächlichen Mehrwert für Marktteilnehmer schafft (diese also mit „empfehlenswert“ qualifiziert sind).

4.3.1.1 Quantitative Prüfkriterien

4.3.1.1.1 Theoretisches Verbindungsdefizit

Theoretisches Konzept

Das theoretische Verbindungsdefizit (TVD) ist ein Indikator, der basierend auf der Kapazitätssituation und des Inlandsverbrauchs je Markt einer betrachteten Marktkombination ausdrückt, welches durchschnittliche Verbindungsdefizit aus Sicht dieses jeweiligen Marktes⁶⁰ besteht:

- Besteht kein Verbindungsdefizit für einen zu integrierenden Markt, so kann die gesamte für den eigenständigen Markt ausgewiesene FZK-Entry-Kapazität auch bei Umsetzung der Marktgebietsintegration aufrechterhalten bleiben.
- Sofern ein Verbindungsdefizit besteht, muss dieses durch Maßnahmen wie die Einführung von Nutzungs-/Zuordnungsaufgaben⁶¹, einen dynamischen Kapazitätsausweis oder kommerzielle Maßnahmen zur Aufrechterhaltung des bestehenden Jahreskapazitätsausweises bis hin zu Netzausbau behandelt werden.

⁶⁰ Entsprechend der Marktkombination wird für jeden sie konstituierenden Markt ein Indikator ermittelt – dieser Markt wird jeweils als der „Upstream-Markt“ bezeichnet.

⁶¹ Wesentlich ist festzuhalten, dass sich die aus Verbindungsdefiziten ergebenden Einschränkungen der Kapazitätsnutzung nur auf das vergrößerte Entry/Exit-System und den gemeinsamen VHP beziehen und die vor der Marktgebietsintegration technischen Verbindungsmöglichkeiten weiterhin unverändert bestehen bleiben.

Grundsätzlich ist zu berücksichtigen, dass dieser Indikator nur eine grobe Abschätzung der durchschnittlichen Auswirkungen von Marktgebietsintegration auf die Kapazitätsdarstellung auf Basis von Worst-Case-Nominierungsszenarien ermöglicht und eine detaillierte Analyse auf Basis eines vollständig spezifizierten Kapazitätsmodells für einen integrierten Markttraum weder vorwegnehmen noch ersetzen kann. In der Praxis der Ausgestaltung von derartigen Kapazitätsmodellen stellen sich viele Fragen, deren Komplexität nicht in diesem Indikator abgebildet werden kann, wie z.B.:

- Abwägung der Abbildung von Netzrestriktionen zwischen Entry- und/oder Exit-Seite⁶² bzw. zwischen unterschiedlichen buchbaren Punkten (z.B. unter Berücksichtigung des Punkt-Typs);
- Grundsätzlicher Ansatz zur Kapazitätsermittlung und der sich daraus ergebenden Produkt-Ausprägungen (statistisch fest bzw. langfristig garantierte Kapazitäten)⁶³;
- Häufigkeit und Umfang von Verbrauchs-Szenarien in den betrachteten Märkten, die zu höheren oder geringeren Verbindungsdefiziten führen können;
- Berücksichtigung der tatsächlichen Buchungssituation.

Datenbasis (siehe Detailbeschreibung in Annex A.1) bilden jeweils die folgenden Informationen:

- Entry- und Exit-FZK-Jahreskapazitätsausweis zu an die Marktkombination angrenzenden Märkten;
- frei verbindbare Verbindungskapazitäten⁶⁴ zwischen den Märkten der betrachteten Marktkombination (Jahres-TVK abzüglich fester Kapazitäten mit Zuordnungsaufgaben/Nutzungsbeschränkungen (DZK, BZK, bFZK/LaFZK⁶⁵) zur Berücksichtigung jener Situationen, in welchen Restriktionen der freien Zuordenbarkeit durch Kapazitätsprodukte abgebildet werden);
- Jahresdurchschnitt des Inlandsverbrauchs je Markt der betrachteten Marktkombination.

⁶² Grundsätzlich kann möglichen Verbindungsdefiziten jeweils durch Einschränkungen auf der FZK-Entry- oder Exit-Seite entgegengewirkt werden. Eine Einschränkung von Exit-Kapazitäten zur Deckung des Inlandsverbrauchs erscheint prinzipiell nicht sinnvoll.

⁶³ Siehe dazu Abschnitt 6.1.1. des Gutachtens *Kapazitätsprodukte im deutschen Erdgasmarkt — Bestandsaufnahme und Weiterentwicklung* im Auftrag der BNetzA.

⁶⁴ Dabei ist zu berücksichtigen, dass durch die pauschale Reduktion der TVK um die ausgewiesene DZK/BZK etwaige DZK/BZK mit (nicht transparenten) Zuordnungsaufgaben zu FZK-Entries, die grundsätzlich genutzt werden könnten um Transporterfordernisse zu bedienen, ebenfalls abgezogen werden und das Verbindungsdefizit potentiell erhöhen (konservativer Ansatz).

⁶⁵ Aufgrund des für die Berechnung angesetzten Durchschnitts-Verbrauchs wird davon ausgegangen, dass 50% der als bFZK/LaFZK ausgewiesenen Kapazitäten eine freie Zuordenbarkeit ermöglichen.

Wichtig: Im Rahmen der Ergebnisinterpretation ist zu beachten, dass die Berücksichtigung des Jahresdurchschnitts des Inlandsverbrauchs in den betrachteten Märkten als Ergebnis – ausgehend vom aktuellen Entry-FZK-Jahreskapazitätsausweis – das im Jahresschnitt zu erwartende Verbindungsdefizit indiziert. Tatsächlich können sich durch unterjährige Abweichungen von den Jahresdurchschnitten zeitweise sowohl höhere als auch geringere Restriktionen ergeben. Auf Basis des angesetzten Durchschnittsverbrauchs der betrachteten Märkte können die verbleibenden Entry-FZK nicht mehr als FZK-Jahreskapazität oder nur unter Berücksichtigung nicht weiter quantifizierter Kosten für (marktbezogene) Maßnahmen der Kapazitätserhaltung ausgewiesen werden. Im Wesentlichen entspricht der verbleibende Entry-FZK-Ausweis einem mittleren Wert einer dynamischen Kapazitätsdarstellung. Ohne weiteren Einsatz von o.g. Maßnahmen würde in einzelnen Monaten der Entry-FZK-Ausweis niedriger, in anderen Monaten kann er auf Grund des höheren Verbrauchs in den betrachteten Märkten höher ausfallen.

Berechnungsmethodik

Grundsätzliche Ermittlungsmethodik bei zwei Märkten:

- Berechnung des maximalen Transporterfordernisses (TE) als kleinerer Wert aus der:
 - maximal aus dem Upstream-Markt abzuleitenden Menge (Summe FZK-Entry Upstream minus durchschnittlicher Inlandsverbrauch Upstream) und der
 - maximal im Downstream-Markt ausgespeisten Menge (Summe FZK-Exit Downstream plus durchschnittlicher Inlandsverbrauch Downstream)
- Gegenüberstellung dieses maximalen Transporterfordernisses zur verfügbaren Verbindungskapazität Richtung Downstream:
 - übersteigt das maximale Transporterfordernis die Verbindungskapazitäten in dieser Richtung, besteht ein theoretisches Verbindungsdefizit in Höhe des nicht ableitbaren Umfangs an FZK-Entry Upstream
 - andernfalls besteht kein Verbindungsdefizit für den Upstream-Markt.

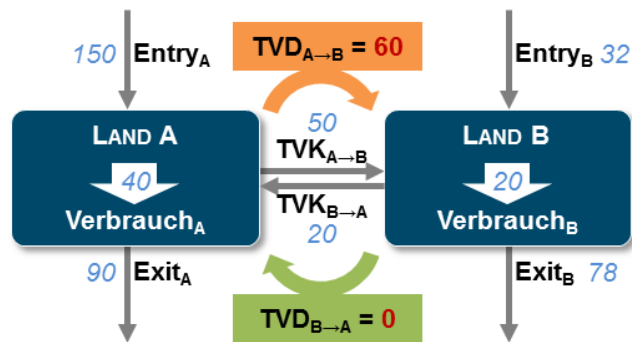
Erweiterung der Ermittlungsmethode auf mehr als zwei Märkte:

- Berechnung des theoretischen Verbindungsdefizits je Markt wie oben beschrieben für alle Permutationen an Zweier-Marktkombinationen⁶⁶
- Das vorläufige Gesamtverbindungsdefizit aus Sicht eines jeweiligen Upstream-Marktes ergibt sich als das Maximum der Einzelverbindungsdefizite je Permutation.⁶⁷

⁶⁶ Bei einer Marktkombination von N Märkten sind $N \times (N-1)$ Zweier-Marktkombinationen zu untersuchen

- Das Gesamtverbindungsdefizit ergibt sich durch Berücksichtigung der zusätzlichen Verbindungsmöglichkeiten (über andere Märkte, die in der Gesamt-Marktkombination, aber nicht in der betrachteten Zweier-Marktkombination liegen) in dem Ausmaß, als diese nicht bereits für den FZK-Ausweis dieser anderen Märkte blockiert sind.
 - Bei einer Kombination von drei Märkten gibt es maximal eine zusätzliche Verbindungsmöglichkeit.
 - Bei einer Kombination von vier Märkten gibt es maximal vier zusätzliche Verbindungsmöglichkeiten.

Beispielhafte Veranschaulichung der Ermittlungsmethode:



Verbindungsdefizit A→B:

Schritt 1: $TE_{A \rightarrow B} = \text{Min}\{150-40, 78+20\} = 98$

Schritt 2: $50 < 98 \rightarrow \text{TVD}_{A \rightarrow B} = 150 - (40+50) = 60$

Verbindungsdefizit B→A:

Schritt 1: $TE_{B \rightarrow A} = \text{Min}\{32-20, 90+40\} = 12$

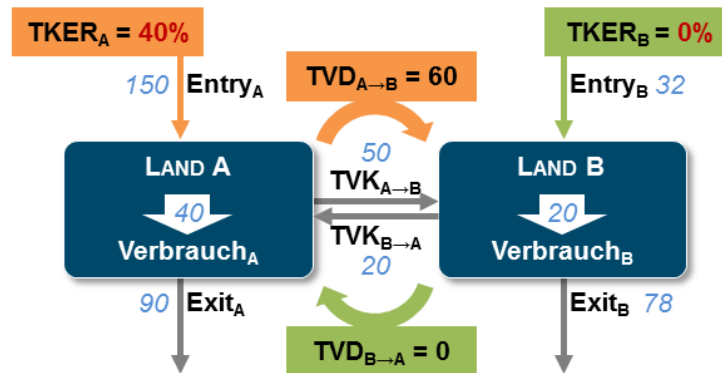
Schritt 2: $20 > 12 \rightarrow \text{TVD}_{B \rightarrow A} = 0$

⁶⁷ Das vorläufige Gesamtverbindungsdefizit bezieht sich dabei auf den Einschränkungsbedarf an FZK Entry des betrachteten Marktes und wird durch das größte Einzelverbindungsdefizit determiniert.

4.3.1.1.2 Theoretische Kapazitäts-Einschränkungsrate

Aufbauend auf dem jeweiligen Wert des zuvor behandelten Indikators (theoretisches Verbindungsdefizit) drückt die theoretische Kapazitäts-Einschränkungsrate (TKER) dessen relative Auswirkung aus – d.h. den Anteil der durchschnittlich reduzierten Entry-FZK-Kapazität bezogen auf die aktuell bestehende Entry-FZK-Jahreskapazität der zu integrierenden Märkte, welcher mit Nutzungs-/Zuordnungsaufgaben versehen werden muss, um das theoretische Verbindungsdefizit zu kompensieren.

Beispielhafte Veranschaulichung der Ermittlungsmethode:



Kapazitäts-Einschränkungsrate A:

$$TKER_A = TVD_{A \rightarrow B} / FZK \text{ Entry}_A = 60 / 150 = 40\%$$

Kapazitäts-Einschränkungsrate B:

$$TKER_B = TVD_{B \rightarrow A} / FZK \text{ Entry}_B = 0 / 32 = 0\%$$

4.3.1.1.3 Direct Market Access („DMA“)

Dieser Indikator bewertet die ggf. durch Marktgebietsintegration auftretende Verbesserung hinsichtlich des direkten Marktzugangs („DMA“) zu möglichen neuen Gasquellen eines Marktes. Als neue Gasquellen werden im Rahmen dieser Analyse herangezogen:

- funktionierende Märkte: physische/virtuelle Handelspunkte mit ausreichender Diversifikation und daraus resultierendem Wettbewerb⁶⁸;
- LNG-Anlagen: aufgrund ihres Potentials zur Steigerung und Diversifikation des Imports;
- Produzenten: unmittelbare Verbindung zu einem aktiven Netto-Exporteur⁶⁹

⁶⁸ Vor diesem Hintergrund werden z.B. der polnische oder slowakische Markt nicht als relevante Märkte angesetzt (vgl. dazu Studie des Oxford Institute for Energy Studies „The Evolution of European Traded Gas hubs“ - <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/12/NG-104.pdf>).

Ohne Marktgebietsintegration ist der Zugang zu Quellen des Nachbarmarktes durch verschiedene Faktoren eingeschränkt, die einen unmittelbaren Wettbewerb dieser Quellen am VHP des betrachteten Marktes einschränken. Diese sind unter anderem:

- Kapazitätsbuchungen an Verbindungspunkten (Probleme bei Lieferbarkeit, Abhängigkeit, etc.)
- zusätzliche Entgelte („Pancaking“, verschiedene Entgeltberechnungsgrundlagen, etc.)
- unterschiedliche Bilanzierungssysteme in den zu integrierenden Marktgebieten
- verschiedene Registrierungen und Lizenzierungen in den zu integrierenden Marktgebieten, etc.

Marktgebietsintegration reduziert diese Barrieren für die zu integrierenden Märkte und ermöglicht somit den direkten Zugang zu neuen Quellen, die zuvor für einzelne Märkte nicht bzw. nur indirekt erreichbar gewesen sind. Angesichts dieses Hintergrunds ist eines der Ziele von Marktgebietsintegration, den direkten Zugang zu neuen Quellen für alle partizipierenden Marktgebiete zu maximieren.

Der DMA-Indikator kennzeichnet daher den prozentuellen Anteil des Netto-Import-Verbrauchs (inländischer Verbrauch abzüglich inländischer Produktion, („NID“)) des betrachteten Marktes („Zielmarkt“), der durch den direkten Marktzugang zu einer neuen Quelle unter Berücksichtigung von verfügbaren Kapazitäten gedeckt werden kann.

Die Datenbasis (siehe Detailbeschreibung in Annex A.1) bilden dabei folgende Informationen auf Jahresbasis:

- Verbrauchs- und Produktionsdaten der Zielmärkte
- FZK-Kapazitäten der Verbindungswege zwischen Quellen und Zielmärkten⁷⁰
- Entry-Allokationen⁷¹ an Verbindungswegen zwischen Quellen und Zielmärkten, um die Nutzung dieser abzubilden

Bezüglich der Kapazitäten der Verbindungspfade wird, wie auch im Rahmen des theoretischen Verbindungsdefizits (siehe 4.3.1.1.1) erläutert, grundsätzlich auf die dort ausgewiesene TVK⁷² abgestellt. Zusätzlich wird in allen Fällen, in denen Netzrestriktionen durch Kapazitätsprodukte

⁶⁹ Sofern Erdgas von Produzenten (=Netto-Exporthandlern) deziert und unmittelbar über bestehende Transitverträge und –routen bis in das Ziel-Marktgebiet transportiert wird bzw. direkt an dessen Entry-Punkten bereitgestellt wird, wird das als bereits bestehender direkter Zugang berücksichtigt (relevant für NCG hinsichtlich russischer Lieferungen).

⁷⁰ Falls keine technisch verfügbare Kapazität zur Verbindung einer potentiellen Quelle mit den integrierten Märkten besteht, kann diese nicht genutzt werden (z.B.: PEG Nord wird mangels fester Transportkapazität nicht als Quelle berücksichtigt).

⁷¹ Die Verwendung von Lastflüssen zur Ermittlung der verfügbaren Kapazität ist u.a. aus dem Grund sachgerecht und erforderlich, da diese Punkte bei der Realisierung der Marktgebietsintegration nicht mehr buchbar sind bzw. sämtliche Buchungen entfallen.

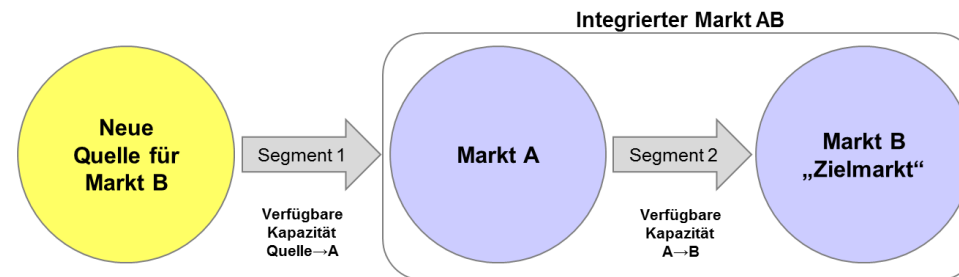
⁷² Als TVK von LNG-Anlagen wird das Minimum aus der Regasifizierungs-Kapazität der Anlage und der FZK-Entry-Kapazität des Netzbetreibers in das Netz angesetzt.

abgebildet sind, die TVK um die gemäß NEP (Bezugszeitraum 2014) ausgewiesene DZK bzw. BZK reduziert. Da im Rahmen des DMA zusätzlich auch die bestehende Auslastung dieser Routen, ausgedrückt durch Entry-Allokationen, einfließt, werden angesichts der differenzierten Berücksichtigung von Kapazitätsqualitäten, die Entry-Allokationen an relevanten Punkten um den Anteil der BZK bzw. DZK an der gesamt verfügbaren TVK vermindert.

Dabei gilt zu berücksichtigen, dass durch diese pauschale Reduktion der TVK um die ausgewiesene DZK/BZK etwaige DZK/BZK mit (nicht transparenten) Zuordnungsaufgaben zu FZK-Entries, die grundsätzlich genutzt werden könnten, um Transporterfordernisse zu bedienen, ebenfalls abgezogen werden (konservativer Ansatz). Eine abschließende und bis ins Detail geführte Berechnung des DMA-Wertes erfordert die Kenntnis sämtlicher Zuordnungsaufgaben von relevanten Kapazitäten und muss im Fall der Umsetzung einer Marktgebietsintegrations-Konstellation im Rahmen einer detaillierten Kosten-Nutzen-Analyse erfolgen.

Berechnungsmethodik

Abbildung 41: Veranschaulichung der DMA-Logik



- In einem ersten Schritt werden alle möglichen Verbindungswege zwischen einer in Frage kommenden neuen Quelle (erreichbar über Marktgebiete innerhalb der betrachteten Marktgebietsintegration) und dem Zielmarkt eruiert. Verbindungswege bestehen dabei aus mehreren Segmenten zwischen Quelle und vorgelagertem Marktgebiet oder verschiedenen Marktgebieten (im Beispiel: Quelle>Markt A und Markt A>Markt B).
- Danach wird für jedes dieser Segmente die verfügbare Kapazität unter Berücksichtigung von möglicherweise blockierter Kapazität berechnet. Darunter versteht man Kapazität, die aufgrund der aktuellen Nutzungslage nicht zur Verfügung steht, um direkten Zugang zu neuen Quellen zu schaffen (nicht genutzter Anteil der technisch verfügbaren Kapazität über Betrachtungszeitraum hinweg).

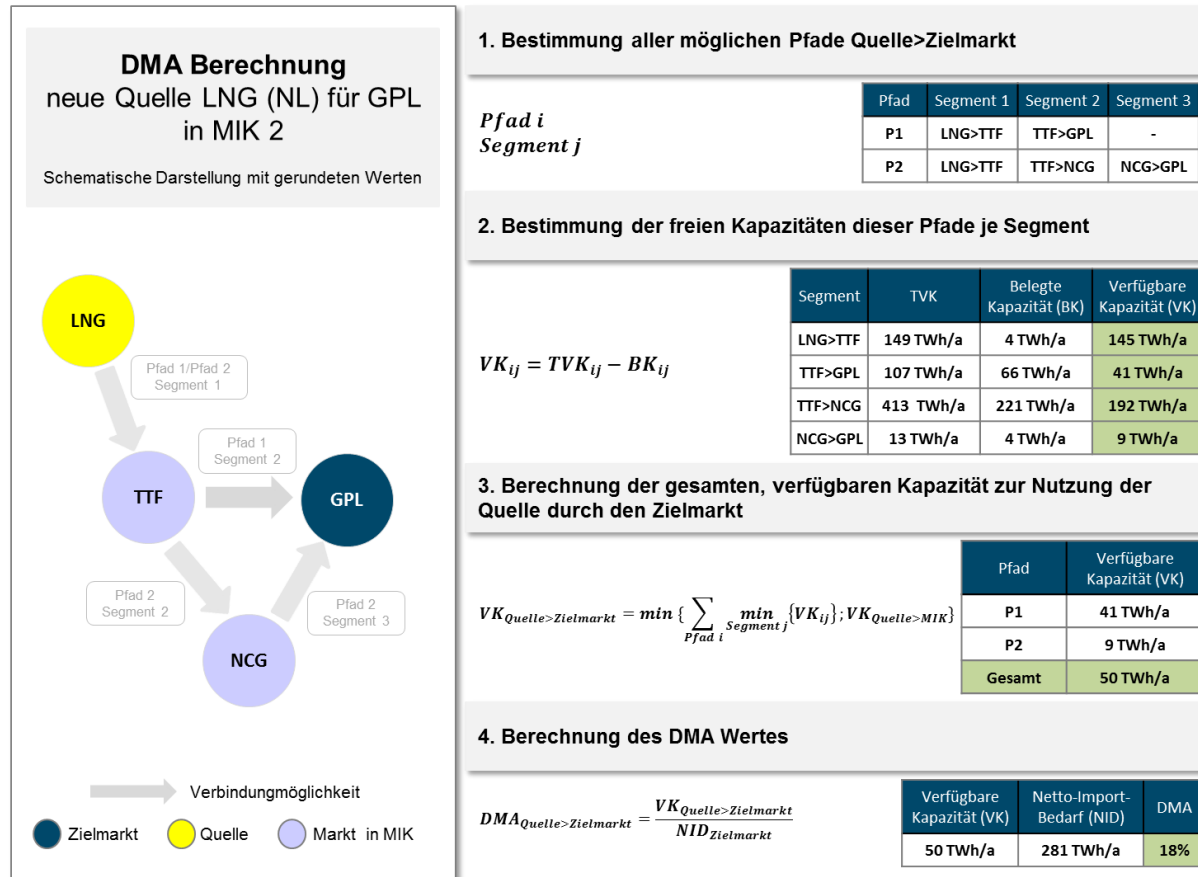
- Das Minimum der verfügbaren Kapazitäten über alle Segmente eines Verbindungsweges ergibt die tatsächlich verfügbare Kapazität, die notwendig ist, um den Zielmarkt mit Gas von der neuen Quelle zu versorgen. Diese ist jedoch zusätzlich beschränkt, falls ein Segment von mehreren Pfaden genutzt wird (wie beispielsweise bei Transportwegen von der Quelle zur MIK).
- Der prozentuelle Anteil des NIDs des Zielmarktes der durch die tatsächlich verfügbare Kapazität gedeckt werden kann, bestimmt sodann den DMA - Wert.

Schematische Darstellung der Berechnung anhand eines Beispiels

Anhand des nachfolgenden Beispiels (MIK 2 – NCG+GPL+TTF) wird nun schematisch die Berechnung⁷³ eines DMA-Wertes für GASPOOL erläutert. Dabei werden zuerst alle möglichen Pfade zur Verbindung der neuen Quelle mit dem Zielmarkt eruiert und die verfügbare Kapazität je Segment dieser Pfade berechnet. Die Summe der verfügbaren Kapazitäten der einzelnen Pfade, beschränkt durch die verfügbare Kapazität aller Transportwege von Quelle zu MIK ($VK_{Quelle>MIK}$), bestimmt sodann die gesamt verfügbare Kapazität zur möglichen Nutzung der Quelle durch den Zielmarkt ($VK_{Quelle>Zielmarkt}$). Die gesamt verfügbare Kapazität wird abschließend in Relation zum NID des Zielmarktes gesetzt und ergibt somit den DMA-Wert $DMA_{Quelle>Zielmarkt}$.

⁷³ Aufgrund von Rundungen zur vereinfachten Darstellung im Rahmen der Grafiken kann es bei nachvollziehenden Berechnungen/Überlegungen des Lesers ggf. zu Differenzen zu dem tatsächlich ausgewiesenen Ergebnis im Gutachten kommen.

Abbildung 42: Schematische Berechnung des Direct Market Access



Aggregierte Betrachtung des maximalen DMA je Marktgebiet

Bei der oberhalb beschriebenen Ermittlung des DMA werden Effekte jeweils getrennt voneinander (ceteris paribus) betrachtet und hinsichtlich ihres Potentials bewertet. Da unterschiedliche Quellen um verfügbare Kapazität konkurrieren, ist über diesen Ansatz keine unmittelbare Aggregation dieser Ergebnisse möglich. Für die zusammenfassende Darstellung der Ergebnisse im abschließenden Kapitel dieses Gutachtens (siehe

Abschnitt 5.1.1) wird der Berechnungsansatz dahingehend erweitert, dass eine zusätzliche Optimierungsrechnung durchgeführt wird. Ziel ist es dabei, jenes Szenario des sequentiellen Zugriffs auf neue Quellen zu identifizieren und bei der Berechnung zu berücksichtigen, welches in Summe für den Zielmarkt das höchste Potential zur Deckung des NID aufweist.

4.3.1.1.4 Marktkopplungs-Potential

Das GTM II sieht als Alternative zur Marktgebietsintegration im engeren Sinn die Kopplung von benachbarten Märkten mittels impliziter Allokation von Transportkapazitäten vor. Ausgehend von einer Fokussierung auf den Spotmarkt (insbesondere Day-Ahead; ggf. auch Within-Day), kann dieses Modell insbesondere dann zur Steigerung von Markteffizienz beitragen, wenn:

- Marktpreis-Differenzen zu beobachten sind, welche die Transportkosten zwischen diesen Märkten überschreiten und
- entsprechende Transportkapazitäten ungenutzt sind (also nicht an Netzbenutzer vermarktet wurden bzw. ungenutzt verfallen).

Das nachfolgende Prüfkriterium dient der grundsätzlichen Bewertung des Potentials für diese Form der Verbindung von untersuchten Märkten.

Theoretisches Konzept

Durch das Prüfkriterium „Marktkopplungs-Potential“ wird dargestellt, welcher Anteil der „Hub-to-Hub-Verbindungs-kapazität“ zwischen zwei betrachteten Märkten für die Verbindung ihrer Großhandelsmärkte auf Basis der beobachteten Buchungssituation herangezogen werden könnte.

Berechnungsmethodik

Für die Berechnung dieses Indikators sind folgende Schritte vorgesehen:

- Ermittlung der technischen sowie der freien (nicht gebuchten) Hub-to-Hub-Verbindungs-kapazität zwischen betrachteten Märkten auf Basis sämtlicher Kapazitäten, die einen garantierten VHP-Zugang erlauben – somit „FZK“ bzw. „bFZK_i“ (=fester Anteil der nominellen bFZK) durch jeweils:
 - Stichtagsbetrachtung basierend auf den Angaben in der NEP Inputliste
 - Ermittlung des festen Anteils der nominellen bFZK für diesen Stichtag mithilfe der von FNB veröffentlichten externen Bedingungen⁷⁴
 - Berücksichtigung beider Transportrichtungen (z.B. „Markt A → Markt B“ sowie „Markt B → Markt A“)

⁷⁴ Falls die externe Bedingung nicht veröffentlicht wird bzw. weitere für die Berechnung erforderliche Eingangsdaten (Temperatur, etc.) nicht transparent sind, wird vor der Durchschnittsbetrachtung ein fester Anteil von 50% angenommen (bei Temperaturabhängigkeit und Betrachtungsstichtag 01.01. erscheint dieser Wert als realistische Näherung).

- Summenbildung über beide Transportrichtungen für Ermittlung der gesamten technischen sowie freien Hub-to-Hub-Verbindungs Kapazität
- Das Verhältnis zwischen technischer und freier Hub-to-Hub-Verbindungs Kapazität drückt das durchschnittliche Potential zur Kopplung der betrachteten Märkte mittels impliziter Kapazitätsallokation auf Basis der bestehenden technischen Infrastruktur aus.

4.3.1.2 Qualitative Prüfkriterien

Wie bereits in Abschnitt 4.1 ausgeführt, stehen im Fokus der qualitativen Prüfkriterien potentielle Harmonisierungsbedarfe und regulatorischer Koordinierungsbedarf im Zusammenhang mit untersuchten Marktgebietsintegrations-Konstellationen.

Ergeben sich daraus für betrachtete Prüfkriterien grundsätzliche Ausgestaltungunterschiede in den Themenbereichen Entry/Exit-System, Kapazitätsmanagement und Bilanzierung, werden diese als Harmonisierungsbedarf dokumentiert und würden eine Harmonisierungsaufgabe im Rahmen einer konkreten Ausgestaltung der Marktgebietsintegrations-Konstellation darstellen.

Gemäß der im Abschnitt 3.2 vorgenommenen Auswahl von Marktgebietsintegrationsmodellen für die detaillierte Behandlung im Gutachten, erfolgt die Bewertung differenziert für die Integrationsmodelle Marktgebietszusammenlegung und Handelszone entsprechend der unter 4.1 beschriebenen Qualifizierung⁷⁵.

⁷⁵ Die Selektion der für die Detailbetrachtung heranzuziehenden Marktgebietsintegrationsmodelle ist im Abschnitt 3.2 beschrieben.

Tabelle 20: Harmonisierungsthemen im Bereich Netzzugang

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG- ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
Entry/Exit			
DEFINITION ENTRY/EXIT SYSTEM	<ul style="list-style-type: none"> ■ Einbindung aller Entry/Exit-Punkte in Fernleitungs- und Verteilernetzen in eine gemeinsame Entry/Exit-Zone ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen gesetzlichen Regelungen (z.B. abschließende Definition des Entry/Exit-Systems, etc.), die dieser Harmonisierung entgegenstehen 	zwingend	zwingend
INTEGRATION UNTERSCHIEDLICHER GASQUALITÄTEN	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierte Ausgestaltung von Regelungen zur Integration unterschiedlicher Gasqualitäten in das Entry/Exit-System 	zwingend	zwingend
Kapazitäten			
NETZENTWICKLUNGS- PLANUNG	Gemeinsame bzw. koordinierte Netzentwicklungsplanung für das integrierte Entry/Exit-System	zwingend	zwingend
METHODIK FÜR KAPAZITÄTSZUWEISUNG	<p>Vorgaben für eine harmonisierte Vergabe von Kapazitäten bei FNB und VNB an:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Grenz-/Marktgebietsübergangspunkten ■ Speicheranschlusspunkte ■ (Biogas-)Produktionsanschlusspunkte ■ Anschlusspunkte von Letztverbrauchern <ul style="list-style-type: none"> ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen gesetzlichen Regelungen, die dieser Harmonisierung entgegenstehen 	empfehlenswert	empfehlenswert für Handelszone

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG- ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
KAPAZITÄTSBUCHUNG AN DER NETZKOPPLUNG FNB- VNB	<ul style="list-style-type: none"> ■ Auflösung von nationalen (gesetzlichen) Definitionen bzgl. Verfahren und Verpflichtung von Kapazitätsbuchungen an der Netzkopplung FNB-VNB, die in potentielltem Widerspruch zu den Erfordernissen der Marktgebietsintegration stehen 	zwingend	empfehlenswert
KAPAZITÄTSPRODUKTE	<p>Vorgaben für eine harmonisierte Ausgestaltung von Kapazitätsprodukten hinsichtlich:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Gültigkeit des Leistungsversprechens („statistisch fest“) ■ Grundsatz-Festlegung auf Anwendung eines 2-Produkt oder Mehr-Produkt-Modells ■ Falls Mehr-Produkt-Modell: Art/Ausprägung von Nutzungsbeschränkungen ■ Ausweis von FZK für Biogas-Einspeisungen ■ etc. 	empfehlenswert	empfehlenswert
KÜRZUNG VON TRANSPOR- TEN - REIHENFOLGE, VOR- LAUFZEIT UND FRISTEN	<p>Vorgaben für eine harmonisierte Ausgestaltung von Nominierungskürzungen bzgl.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Reihenfolge (inkl. bevorzugter Behandlung von Biogas) ■ Vorlaufzeit/Fristen ■ etc. 	empfehlenswert	empfehlenswert
KÜRZUNG VON TRANSPOR- TEN – ERMITTLUNG DES KÜRZUNGSBEDARFS	Vorgaben für die Ermittlung des Kürzungsbedarfs durch die Netzbetreiber	empfehlenswert	empfehlenswert

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG-ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
ENGPASSMANAGEMENT	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vorgaben für eine harmonisierte Anwendung der diversen CMP-Instrumente: <ul style="list-style-type: none"> ■ UIOLI (kurz-/langfristig) ■ Rückgabe ■ Sekundärmarkt ■ Überbuchung/Rückkauf ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen (gesetzlichen) Regelungen (z.B. Ausschluss Überbuchung/Rückkauf), die einer Harmonisierung entgegenstehen könnten 	empfehlenswert	empfehlenswert
Bilanzierung			
HANDELSMITTEILUNGEN (VHP) UND MENGEN-ZUWEISUNGEN	<ul style="list-style-type: none"> ■ Inhaltliche Harmonisierung hinsichtlich: <ul style="list-style-type: none"> ■ Zeitpunkte und Fristen ■ Inhaltliche Anforderungen ■ Matching-Regel ■ Institutionelle Verantwortung für den VHP-Betrieb („VHP-Betreiber“) ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen gesetzlichen Regelungen/Definitionen des VHP-Betreibers, die dieser Harmonisierung entgegenstehen 	zwingend	zwingend
ERMITTLUNG DES REGELENERGIEBEDARFS	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gemeinsame und harmonisierte Ermittlung des Bedarfs von Regelenergie 	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG-ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
KURZFRISTIGE STANDARDISIERTE REGELENERGIE-PRODUKTE	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vorgaben für eine harmonisierte Ausgestaltung der Produkte und Verfahren 	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)
REGELENERGIE-FLEXIBILITÄTS-DIENSTLEISTUNGEN	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vorgaben für eine harmonisierte <ul style="list-style-type: none"> ■ Ermittlung des Bedarfs sowie ■ Beschaffung 	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)
MERIT ORDER FÜR REGELENERGIEEINSATZ	Vorgaben für eine Harmonisierung der Kriterien und Einsatzreihenfolge der unterschiedlichen Regelenergie-Produkte als Konkretisierung des NC BAL	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)
ANREIZSYSTEM FÜR FNB/MGV IM REGELENERGIEMANAGEMENT	Harmonisiertes Verfahren zur Schaffung von Anreizen für effizienten Einsatz von Regelenergie bzw. Nutzung von kurzfristig standardisierten Produkten	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)
ZEITLICHE GRANULARITÄT DER NOMINIERUNGEN	Stunde oder Tag	zwingend	zwingend
NOMINIERUNGSREGELN	<ul style="list-style-type: none"> ■ Inhaltliche Anforderungen ■ Durchführung eines Vornominierungszyklus ■ Ersatzregel, falls keine Nominierung vorliegt ■ Zeitpunkte und Fristen ■ Nominierungsregeln für Punkte die keine GÜP/MÜP sind 	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG-ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
ERMITTLUNG DER AUSGLEICHSENERGIE-ENTGELTE	<ul style="list-style-type: none"> ■ Benennung der relevanten Handelsplattformen für die Bildung des Grenzpreises ■ Ersatzregel für Bildung eines Grenzpreises ■ Berücksichtigung ortsabhängiger Produkte bei Grenzpreisbildung ■ Höhe der kleinen Anpassung als Zu- bzw. Abschlag auf den Gasdurchschnittspreis ■ Genehmigung der Ermittlungs-Methodik 	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)
ERMITTLUNG DER AUSGLEICHSENERGIE-MENGE	<ul style="list-style-type: none"> ■ Berücksichtigung Netzpufferflexibilitätsdienstleistung ■ Berücksichtigung von Treibgas bzw. Verbrauchsgas ■ Berücksichtigung von Verlusten und/oder Messfehlern ■ Spezifisch für Handelszone: ggf. „Aufteilungsregel“ in nationale Zonen 	zwingend	zwingend für Handelszone ⁷⁶ (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)
UNTERTÄGIGE VERPFLICHTUNGEN („WDO“)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Festlegung der grundsätzlichen Anwendung/Nicht-Anwendung ■ Ausgestaltung gemäß Varianten im NC BAL: <ul style="list-style-type: none"> ■ WDO in Bezug auf gesamtes Netz ■ WDO in Bezug auf Bilanzierungsportfolio ■ WDO in Bezug auf Ein-/Ausspieisepunkte ■ Konsultation und Genehmigung 	zwingend (ungeachtet potentiell unterschiedlicher punktspezifischer Vorgaben)	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)

⁷⁶ Je nach Umfang der Bilanzierungsmechanismen in der Handelszone, ist jedenfalls eine Aufteilungsregel von Unausgeglichenheiten in der Handelszone auf die nachgelagerten Zonen zwingend erforderlich.

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG- ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
INFORMATIONSBEREITSTELLUNG	<p>Ausgestaltung der im NC BAL angelegten Informationsbereitstellung zu/zum:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Systemstatus ■ Regelenergieeinsatz ■ Datenformate ■ Etc. 	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)
ALLOKATIONSTYPEN	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierung der (Zeitreihen-)Typen für die Allokation von Ein- bzw. Ausspeisungen ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen gesetzlichen Regelungen/Definitionen, die dieser Harmonisierung entgegenstehen 	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)
UMLAGE-METHODIK	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierte Vorschriften für die Umlage-Methodik – inkl. Festlegungen zu: <ul style="list-style-type: none"> ■ Verteilung auf Netzbenutzer ■ Regeln für Umgang mit Zahlungsausfall ■ Ggf. Regeln für eine Auftrennung der Umlage nach verschiedenen Allokationstypen ■ Zusätzliche Aufteilung, um Quersubventionen (z.B. zwischen aktuell bestehenden Märkten) zu vermeiden ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen gesetzlichen Regelungen/Definitionen, die dieser Harmonisierung entgegenstehen 	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG-ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
INTERNE REGELENERGIE (ZWISCHEN NETZBETREIBERN)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierte Vorschriften zu u.a.: <ul style="list-style-type: none"> ■ Ermittlung des Bedarfs und Austauschpotentials an interner Regelenergie ■ Grundsätze der Kostenermittlung und –allokation (sofern vorhanden) ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen gesetzlichen Regelungen/Definitionen, die dieser Harmonisierung entgegenstehen 	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)
NETZPUFFER-FLEXIBILITÄTS-DIENSTLEISTUNG	<ul style="list-style-type: none"> ■ Festlegung der grundsätzlichen Anwendung/Nicht-Anwendung ■ Harmonisierte und diskriminierungsfreie Ausgestaltung für die Bilanzzone ■ Nominierungsregeln ■ Genehmigung der Methodik 	zwingend ⁷⁷	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)
AUFLÖSUNG VON DIFFERENZEN ZWISCHEN VORLÄUFIGEN UND ENDGÜLTIGEN ALLOKATIONEN	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierte Vorgaben für die Ausgestaltung innerhalb der Bilanzzone ■ Kommerzielle Abhängigkeiten zu Kosten-/Erlösneutralität - der gesamten Bilanzzone ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen gesetzlichen Regelungen/Definitionen, die dieser Harmonisierung entgegenstehen 	zwingend ⁷⁸	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)

⁷⁷ Eine zwingende Harmonisierung der Netzpufferflexibilitätsdienstleistung ist im Kontext mit Bereitstellung interner Regelenergie erforderlich.

⁷⁸ Potentielle Differenzierungen sind u.a. in der Umlage-Methodik zu reflektieren.

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG- ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
SICHERHEITSLAISTUNGEN	<ul style="list-style-type: none"> ■ Festlegung der grundsätzlichen Anwendung/Nicht-Anwendung ■ Bei Anwendung: Ermittlung der Höhe ■ Konsequenzen bei Entfall/Überschreitung, etc. ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen gesetzlichen Regelungen/Definitionen, die dieser Harmonisierung entgegenstehen 	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)
ZENTRALER BILANZIERUNGS- MANAGER	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierte Vorschriften zu u.a.: <ul style="list-style-type: none"> ■ Institutionelle Ausgestaltung ■ Aufgaben und Verpflichtungen ■ Kosten-Regulierung ■ Regulatorische Aufsicht ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen gesetzlichen Regelungen/Definitionen bzgl. Bilanzierungsmanager, die dieser Harmonisierung entgegenstehen 	zwingend	empfehlenswert

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG-ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
BILANZKREISVERTRAG	<ul style="list-style-type: none"> ■ Parteien des Vertrags (z.B. zentral: Bilanzierungsmanager / dezentral: FNBs) ■ Ausgestaltung des Vertrags <ul style="list-style-type: none"> ■ Inhaltlich <ul style="list-style-type: none"> ■ In dieser Tabelle genannte Aspekte ■ Zusätzliche Regelung zur Verbindung von Bilanzkreisen ■ Zusätzliche gesonderte Regelungen für Biogas ■ Etc. ■ Vertragliche Rahmenbedingungen (anwendbares Recht, Gerichtsstand, etc.) ■ Umstellung bestehender Verträge ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen gesetzlichen Regelungen/Definitionen, die dieser Harmonisierung entgegenstehen 	zwingend	zwingend für Handelszone (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)
SONDERREGELUNGEN BIOGAS-BILANZIERUNG	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vorgaben für eine harmonisierte Ausgestaltung von Sonderregelungen für die Biogas-Bilanzierung, wie z.B.: <ul style="list-style-type: none"> ■ Bilanzierungsperiode ■ Entgelte ■ Bilanzierungs-Flexibilitäten ■ Etc. 	zwingend	zwingend für Handelszone ⁷⁹ (empfehlenswert für nachgelagerte Zonen)

⁷⁹ Basierend auf der Prämisse (ungeachtet der konkreten Detailausgestaltung im Rahmen der Umsetzung), dass in der Handelszone Biogas-Ein-/Auspeisungen erfolgen.

4.3.2 Versorgungssicherheit

Die Integration von aktuell eigenständigen Gasmärkten zu gemeinsamen Markträumen kann potentiell Auswirkungen auf die auch für Versorgungssicherheit relevanten, strukturellen Eigenschaften dieser Märkte haben. Dabei kann grundsätzlich zwischen:

- der Bedeutung der Marktgebietsintegration für die Resilienz des Marktes, also der Fähigkeit des Marktes Versorgungsstörungen abzufedern, und
- der Bedeutung der Marktgebietsintegration bei einem Marktversagen und nachfolgenden hoheitlichen Maßnahmen

unterschieden werden.

Hinsichtlich der Resilienz von Märkten gegenüber Versorgungsstörungen sind Veränderungen durch eine Marktgebietsintegration zu erwarten und u.a. begründbar durch:

- die Zusammenführung aller bestehenden und potentiellen (z.B. LNG) Einspeise- und Flexibilitätsquellen und des gesamten Marktbedarfs an einem zentralen VHP innerhalb eines gemeinsamen Entry-/Exit- und Bilanzierungssystems mit direkten Zugriffsmöglichkeiten für alle Akteure und daraus resultierenden Veränderungen der gesamthaften Abhängigkeit von einzelnen Importquellen, etc.
- zusätzliche Möglichkeiten und Flexibilität für Fernleitungsnetzbetreiber in der Lastverteilung aufgrund entfallender Buchungs- und Nominierungspunkte zwischen den integrierten Märkten.

Die nachfolgend angeführten quantitativen Prüfkriterien stellen in erster Linie auf die Veränderung der Resilienz gegenüber Versorgungsstörungen zum Status quo ab. Die Bedeutung der Marktgebietsintegration bei einem Marktversagen wird insbesondere im Rahmen der qualitativen Prüfkriterien und Harmonisierungsbedarfe adressiert.

4.3.2.1 Quantitative Prüfkriterien

Folgende bereits im Rahmen der finalen Auswahl der vielversprechendsten Konstellationen betrachtete Kennzahlen (siehe 3.4.3) im Bereich der Versorgungssicherheit werden auch an dieser Stelle betrachtet:

- Infrastrukturstandard („N-1 Faktor“)
- Importrouten-Diversifikations-Index („IRDI“)
- Bedarfsdeckung Speicher („SPB“)
- Leistungsdeckung Speicher („SPL“)

In Ergänzung dazu wird nachfolgend eine zusätzliche Kennzahl hinsichtlich Versorgungssicherheit eingeführt:

4.3.2.1.1 Anteil der geschützten Kunden

Theoretisches Konzept

Die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung sieht vor, dass bestimmte Kunden, wie u. a. Haushalte und Kunden, die soziale Dienstleistungen von grundlegender Bedeutung erbringen etc., besonders verletzlich sind und besonderen Schutz benötigen. Dies wird umgesetzt über eine Verpflichtung der Mitgliedsstaaten zur Definition der Gruppe der geschützten Kunden sowie:

- verpflichtende nationale Vorgaben zur Sicherstellung der Versorgung dieser geschützten Kunden;
- eine grundsätzliche Solidaritätsverpflichtung der Mitgliedsstaaten zur Aufrechterhaltung einer möglichst sicheren/uneingeschränkten Versorgung sämtlicher geschützter Kunden innerhalb der Union.

Da die o.g. Verordnung für die Definition der geschützten Kunden gewisse Freiheitsgrade belässt und diese Gruppe in Deutschland und den betrachteten Nachbarmärkten entsprechend unterschiedlich festgelegt worden ist, wird mithilfe dieses Indikators ausgedrückt, welcher Anteil am Gesamtverbrauch den geschützten Kunden zukommt.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Solidaritätsverpflichtung können die mit Marktgebietsintegrationen verbundenen Auswirkungen auf die nominelle Versorgungssicherheit der geschützten Kunden folgendermaßen ausgedrückt werden:

1. Berechnung für die aktuelle Situation (NCG und GASPOOL als eigenständige Marktgebiete);
2. Simulierte Berechnung für ausgewählte Markt-Kombinationen und Darstellung der Veränderung zur aktuellen Situation.

Berechnungsmethodik

Die Berechnung dieser Kennzahl basiert auf der Relation zwischen Gesamtbedarf eines betrachteten Marktes und dem Anteil der geschützten Kunden an diesem Gesamtbedarf.

Basierend auf den Vorgaben der Verordnung (EU) wird als Mengenbasis auf das Versorgungsszenario a) laut Art. 8 abgestellt; dieses sieht vor, dass extreme Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen mit einer Spitzenlast (wie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren) vorliegen.

Auszug aus dem aktuellen deutschen Präventionsplan

Bezogen auf die vergangenen 20 Jahre ist der zum Zeitpunkt der Erstellung der Risikoanalyse hierfür einschlägige Zeitraum der 27. Dezember 1996 bis zum 2. Januar 1997. In dieser Zeitspanne lagen die Tagesdurchschnittstemperaturen in Deutschland im Mittel zwischen -13,4 und -9,3 °C. Es ergibt sich für eine solche extreme Kälteperiode eine Gesamtnachfrage nach Erdgas von rund 33 TWh. Hiervon entfallen auf die Gruppe der Haushaltskunden rund 15 TWh. Auf die Gruppe der „geschützten Kunden“ entfallen insgesamt rund 17,8 TWh, also rund 54% des gesamten Erdgasverbrauchs.

Die konkrete Berechnung erfolgt in folgenden Schritten:

- Identifikation der Gesamtnachfrage und der Nachfrage der geschützten Kunden im genannten Szenario aus den nationalen Präventionsplänen (für Marktkombinationen werden diese Angaben entsprechend addiert)
- Ermittlung des relativen Anteils der geschützten Kunden für einzelne Märkte und Darstellung der Veränderung der Ergebnisse bei Berechnung für Marktkombinationen

4.3.2.2 Qualitative Prüfkriterien

Die Ableitung qualitativer Prüfkriterien basiert auf der zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens geltenden Verordnung (EU) Nr. 994/2010⁸⁰. Diese bildet die Grundlage für das folgende, grundsätzliche Verständnis des Zusammenhangs zwischen Marktgebietsintegration und Regelungen zur Versorgungssicherheit:

- Die in der SoS-VO definierten Aufgaben und (Solidaritäts-)Verpflichtungen adressieren (ebenso wie originäre nationale Verpflichtungen, Kompetenzen und Rechte) unmittelbar und ausschließlich die Mitgliedsstaaten.
- Dies erfolgt ungeachtet der tatsächlichen Gestaltung der Markträume (z.B. aktuell 2 Marktgebiete in Deutschland) und ungeachtet einer potentiellen Ausweitung der Markträume zu einem grenzüberschreitenden Marktgebiet.
- Das heißt, durch die Konstruktion einer Marktgebietsintegration bleiben nationale Rechte und Pflichten im Rahmen der Versorgungssicherheit grundsätzlich unberührt.
- Die Aufgaben im Rahmen der SoS-VO (von der Erstellung der Präventions-/Notfallpläne bis hin zur konkreten Behandlung eines Notfalls durch nicht marktbasierende Maßnahmen, etc.) verbleiben in nationaler Zuständigkeit der Mitgliedsstaaten (und der von ihnen benannten, zuständigen Behörden).

⁸⁰ Eine Überarbeitung dieser Verordnung ist aktuell in Gange.

- Im Rahmen von hoheitlichen Maßnahmen des Notfallmanagements, tritt die Marktgebietsintegration in den Hintergrund. Dementsprechend sind auf Basis der europäischen Koordinationsmechanismen Lastflussvorgaben der zuständigen, nationalen Behörden durch die nationalen Netzbetreiber an allen nationalen Netzkopplungspunkten in unveränderter Weise umzusetzen (keine Verschlechterung der Möglichkeiten des nationalen Notfallmanagements durch die zuständigen nationalen Behörden).

Auf Basis dieses grundsätzlichen Verständnisses ist bei der Schaffung eines grenzüberschreitenden Marktgebiets eine stärkere Koordination der Aufgaben und Verpflichtungen der Mitgliedsstaaten gemäß SoS-VO im Rahmen des Krisenmanagements empfohlen, eine vollständige Harmonisierung sämtlicher Regelungen zur Versorgungssicherheit ist aus Sicht des Gutachters jedoch nicht zwingend.

Zwingender Harmonisierungsbedarf wird im Bereich der Sicherungsinstrumente gesehen, insbesondere, wenn diese in den Bereich des (erweiterten) Regelenenergiemanagements fallen und dort verrechnet werden. Beispiele hierfür sind Demand-Side-Management-Maßnahmen und Leistungszusagen, wie sie derzeit in Deutschland als Maßnahme zur Erhöhung der Versorgungssicherheit eingeführt werden.

Tabelle 21: Harmonisierungsthemen im Bereich Versorgungssicherheit

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG- ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
SICHERUNGSTRUMENTE IM RAHMEN MARKTBASIER- TER MAßNAHMEN	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierte/abgestimmte Festlegung von marktbasieren Sicherungsinstrumenten (marktbezogenen Speicherverpflichtungen, Demand-Side-Management-Maßnahmen, etc.) ■ Definition von Regelungen hinsichtlich des Einsatzes dieser Maßnahmen und der Zuordnung von in diesem Zusammenhang entstehenden Kosten 	zwingend	zwingend
KRISENMANAGEMENT	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisiertes Krisenmanagement und Absprachen in Bezug auf gemeinsames Vorgehen in Krisensituationen ■ Harmonisierte Erstellung der Präventions- und Notfallpläne 	empfehlenswert	empfehlenswert
STANDARDS DER SoS-VO	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierung der durch die SoS-VO vorgegebenen Definitionen und Standards ■ Zusätzliche gemeinsame Berechnung des Infrastrukturstandards ■ Harmonisierte/abgestimmte Festlegungen zu notfallbezogenen Sicherungsinstrumenten (strategische Reserven) 	empfehlenswert	empfehlenswert

4.3.3 Speicher(-regulierung)

- Die Betrachtung dieses Kriterien-Bereichs erfolgt vor dem Hintergrund der bestehenden rechtlichen Vorgaben hinsichtlich Erdgasspeicher (inkl. deren Umsetzung in den nationalen Rechtsrahmen der Mitgliedsstaaten (soweit erforderlich)):
 - Regelungen betreffend Zugang zu Speicheranlagen und der Entflechtung der Speicherunternehmen gemäß Richtlinie 2009/73/EG
 - Regelungen zu den Kapazitätsvergabe- und Engpassmanagementverfahren sowie zu den Transparenzanforderungen⁸¹ an Speicherunternehmen gemäß Verordnung (EG) Nr. 715/2009
- Die Betrachtung der mengenmäßigen Verfügbarkeit von Speichervolumen und Speicherleistung, ggf. in Relation zum jeweiligen Marktbedarf wird bereits im Rahmen des Indikatoren-Bereichs der Versorgungssicherheit adressiert (siehe dazu Abschnitt 4.3.2).
- Speicherpreise werden nicht betrachtet, weil diese zunehmend im Rahmen von nicht öffentlichen Auktionen gebildet werden und keine umfassende Aussage zum tatsächlichen Speicher-Preisniveau in einem Markt getroffen werden kann. Diese Vorgehensweise wird durch die Beobachtung gestärkt, dass am Markt erzielbare Speicherentgelte (inkl. Transportkosten und allfällige variable Entgelte der Speichernutzung) ganz wesentlich durch den Sommer-Winter-Spread, der die Obergrenze bildet, determiniert werden.

4.3.3.1 Quantitative Prüfkriterien

4.3.3.1.1 Marktkonzentration der Speicheranbieter („Speicher-HHI“)

Theoretisches Konzept

Analog zu einem Indikator im GTM II, welcher mithilfe des Herfindahl-Hirschman Index (HHI) die Konzentration der Belieferung eines zu untersuchenden Marktes durch einzelne Gasproduzenten bewertet, kann dieser Index in gleicher Weise verwendet werden um die Konzentration

⁸¹ Darin grundsätzlich enthalten sind Vorgaben zur Preistransparenz lt. Art 18 Abs. 5 der Verordnung (EG) 715/2009: „Um für transparente, objektive und nichtdiskriminierende Tarife zu sorgen und die effiziente Nutzung der Infrastrukturen zu erleichtern, veröffentlichen die [...] Speicheranlagenbetreiber oder die zuständigen Regulierungsbehörden ausreichend detaillierte Informationen über [...] die Tarifstruktur für Infrastrukturen, für die der regulierte Zugang Dritter vorgesehen ist“

des Speicherangebots in einem untersuchten Markt zu bewerten. Insbesondere für Märkte, in denen keine weitgehende Speicherregulierung vorliegt, können daraus Rückschlüsse auf die Wettbewerbssituation⁸² von Speicheranbietern gezogen werden.

Das GTM II gibt 2.000 als HHI-Obergrenze für eine ausreichend differenzierte Belieferungssituation vor; die gleiche Schwelle kommt auch hinsichtlich der Konzentration des Speicherangebots in betrachteten Märkten (und deren Kombinationen) zur Anwendung.

Berechnungsmethodik

Der Marktindikator HHI wird als die Summe der quadrierten Marktanteile der einzelnen Speicheranbieter (Unternehmen) am gesamten Speicherangebot in einem untersuchten Markt berechnet.

Das gesamte Speicherangebot und die entsprechenden Anteile der unterschiedlichen Speicheranbieter werden für diesen Indikator anhand des Arbeitsgasvolumens ermittelt (unterschiedliche Nutzungseigenschaften der Speicher als Ergebnis von Ein-/Auspeicherraten werden dabei nicht berücksichtigt).

Grundsätzliche Datenquelle für das Arbeitsgasvolumen ist die Veröffentlichung der GSE („Gas Storage Europe“) und die Behandlung von Speichern mit Anschluss an ggf. mehrere Märkte ist analog zur Vorgehensweise für die Berechnung des Infrastrukturstandards (siehe auch Detailbeschreibung der Datengrundlage in Annex A.1).

4.3.3.2 Qualitative Prüfkriterien

Hinsichtlich der qualitativen Prüfkriterien ist die initiale und grundsätzliche Fragestellung, ob die Art des Speicherzugangs (verhandelt bzw. reguliert) in den betrachteten Ländern einer Marktgebietsintegrations-Konstellation unterschiedlich ist. Falls in betrachteten Märkten ein regulierter Speicherzugang vorliegen sollte, ergeben sich ganz grundsätzliche Entscheidungsbedarfe im Zusammenhang mit der Schaffung einer effizienten und wettbewerblich organisierten Struktur für einen integrierten Markt, die im Rahmen einer konkreten Detailkonzeption zu behandeln sind. Hinsichtlich der nachfolgenden Prüfkriterien wird primär auf diese einleitende Fragestellung abgestellt.

⁸² Dabei ist zu berücksichtigen, dass ausschließlich auf das durch GSE ausgewiesene Speichervolumen abgestellt wird und u.a. mangels einer transparenten Datengrundlage unberücksichtigt bleibt, wie und in welchem Umfang dieses gebucht ist.

Tabelle 22: Harmonisierungsthemen im Bereich Speicher

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG- ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
ART DES SPEICHERZU- GANGS	Vorgaben für einen harmonisierten Speicherzugang: <ul style="list-style-type: none"> ■ reguliert oder ■ verhandelt 	empfehlenswert	Empfehlenswert, sofern die Speicher der Handelszone zugeordnet sind
SPEICHER-ENTRY/EXIT- KAPAZITÄT	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vorgaben für eine harmonisierte Regelung inwieweit: <ul style="list-style-type: none"> ■ EE-Kapazitäten des Netzes durch Speicherkunden zu beschaffen sind oder ■ Teil des Speicherprodukts (VHP als Erfüllungsort) sind ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen gesetzlichen Regelungen, die dieser Harmonisierung entgegenstehen 	empfehlenswert	empfehlenswert

4.3.4 Entgelte

Vom Status quo der nationalen und europäischen Gesetzes-/Regulierungsvorgaben ausgehend, erscheint eine weitgehende Harmonisierung von Tarifierungsregeln nicht zwingend erforderlich.⁸³

Inwieweit diese Feststellung angesichts des NC TAR auch zukünftig Bestand haben wird, ist offen. Die aktuellste, öffentlich verfügbare Version des NC TAR⁸⁴ (= Grundlage für die gegenständliche Betrachtung) adressiert eine Reihe von für Marktgebietszusammenlegungen relevanten Punkten, wird jedoch weiterhin kontrovers diskutiert und ist nicht beschlossen.

⁸³ Status Quo wird im Wesentlichen beschrieben durch Art. 13 (1) der Verordnung (EG) 715/2009: *Die von den Regulierungsbehörden [...] genehmigten Tarife oder Methoden zu ihrer Berechnung [...] die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen [...].*

⁸⁴ TAR NC for Re-Submission to ACER (TAR0500-15), dated 31 July 2015

Der folgende Abschnitt bzgl. der qualitativen Prüfkriterien behandelt die betroffenen Festlegungs- bzw. Harmonisierungsbereiche vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Freiheitsgrade für die Ausgestaltung von Tarifmodellen in integrierten Märkten auf Basis der Entwurfsversion des NC TAR.

4.3.4.1 Qualitative Prüfkriterien

Auf Basis der analysierten Entwurfsversion des NC TAR ist neben der Schaffung von Regelungen für den Umgang mit entfallenden Entgelten⁸⁵ an Kopplungspunkten zwischen den zu integrierenden Märkten grundsätzlich zu entscheiden, ob eine einheitliche Tarifmethode für das gesamte Marktgebiet zur Anwendung kommen soll. Da hierfür im Art. 5 Ziffer 2 NC TAR Entwurf explizite Freiheitsgrade vorgesehen sind, wird dieser Aspekt im Rahmen dieses Gutachtens als nicht als *zwingend*, sondern als *empfehlenswert* qualifiziert.

Wird im Rahmen der konkreten Umsetzung eines Marktgebietsintegrations-Vorhabens eine einheitliche Tarifmethode für das Marktgebiet inkl. ggf. erforderlicher Kompensationszahlungen zwischen FNBs angestrebt, ergibt sich für dessen Neugestaltung ein weitreichender (und über reine Harmonisierung hinausgehender) Festlegungsbedarf der involvierten Behörden.

Davon unabhängig werden in der nachfolgenden Tabelle Harmonisierungsthemen von grundsätzlicher Relevanz zusammengefasst. Diese ergeben sich in folgenden Aspekten:

- Entgelt-Aspekte des Bilanzierungsmodells
- Transportentgelte

Diese Harmonisierungsthemen und die dabei vorliegenden Prüfkriterien werden in der nachfolgenden Tabelle zusammenfassend beschrieben:

⁸⁵ Inkl. entfallender Umlage-Positionen an diesen Punkten wie z.B. der Biogas-Wälzungsbetrag.

Tabelle 23: Harmonisierungsthemen im Bereich Entgelte

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG- ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
Entgelte und Umlagen im Rahmen des Bilanzierungsmodells			
VHP-ENTGELT	<ul style="list-style-type: none"> ■ Grundsatzfestlegung hinsichtlich Anwendung ■ Im Fall der Anwendung harmonisierte Vorgaben hinsichtlich: <ul style="list-style-type: none"> ■ Ausgestaltung der Entgeltmethode ■ Abrechnungsprozess ■ Regulatorische Zuständigkeit ■ etc. 	zwingend	zwingend
KONVERTIERUNGSENTGELT BZW. -UMLAGE	<ul style="list-style-type: none"> ■ Abstimmung und Definition eines sachgerechten Umlage- bzw. Zuordnungsverfahrens in Abhängigkeit vom harmonisierten Bilanzierungssystem ■ Auflösung von potentiell widersprüchlichen, nationalen gesetzlichen Regelungen, die einer Harmonisierung entgegenstehen könnten 	zwingend	zwingend
Transportentgelte			
EINHEITLICHE TARIFMETHODE	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vorgaben für eine harmonisierten Anwendung von Tarifmethoden sämtlicher FNBs innerhalb einer Entry/Exit-Zone 	empfehlenswert	empfehlenswert
INTER-FNB- KOMPENSATIONS- ZAHLUNGEN	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vorgaben für Ausgestaltung/Umsetzung von Inter-FNB-Kompensationszahlungen zwischen FNB innerhalb einer Entry/Exit-Zone (gemäß Art, 5 der NC TAR Entwurfsversion) unter Berücksichtigung von entfallenden Netzentgelten 	zwingend	zwingend

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG-ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
ENTRY/EXIT-SPLIT FÜR DAS ENTRY/EXIT-SYSTEM	<ul style="list-style-type: none"> Vorgaben für eine harmonisierte Verwendung bzw. abgestimmte Festlegung für die Entry/Exit-Zone 	empfehlenswert	empfehlenswert
TARIFIERUNGSREGELUNGEN (RABATTE, ETC.) FÜR „UNTERSCHIEDLICHE“ KAPAZITÄTEN	<ul style="list-style-type: none"> Harmonisierung von Tarifierungs-Rahmenbedingungen für unterschiedliche Kapazitätsprodukte im integrierten Markt 	empfehlenswert	empfehlenswert
TARIFIERUNGSREGELUNGEN FÜR KAPAZITÄTEN AN ANSCHLUSSPUNKTEN VON SPEICHER ODER PRODUKTION	<ul style="list-style-type: none"> Harmonisierung der Tarifierungslogik für diese Punkte, um die Wettbewerbssituation von Speicheranbietern/Produzenten im Markt nicht zu verzerren 	empfehlenswert	empfehlenswert
MULTIPLIKATOREN FÜR UNTERJÄHRIGE KAPAZITÄTSPRODUKTE	<ul style="list-style-type: none"> Vorgaben für eine harmonisierte Anwendung von Multiplikatoren (Auf-/Abschläge für Kapazitätsprodukte mit unterschiedlichen Laufzeiten) 	empfehlenswert	empfehlenswert
BERÜCKSICHTIGUNG DER KAPAZITÄTSNUTZUNG IN TARIFIERUNG	<ul style="list-style-type: none"> Vorgaben hinsichtlich einer harmonisierten Vorgehensweise für Tarifierung ausschließlich anhand gebuchter Kapazität oder zzgl. einer Nutzungs-Komponente 	empfehlenswert	empfehlenswert
GLEICHSTELLUNG („EQUALIZATION“)	<ul style="list-style-type: none"> Vorgaben für eine harmonisierte Anwendung für bestimmte Punkttypen gemäß Vorgaben des NC TAR Konsultation und abgestimmte Festlegung 	empfehlenswert	empfehlenswert

	KONKRETE HARMONISIERUNGSTHEMEN	QUALIFIZIERUNG MG- ZUSAMMENLEGUNG	QUALIFIZIERUNG HANDELSZONE
BIOGAS- WÄLZUNGSBETRAG	<ul style="list-style-type: none"> Vorgaben für eine harmonisierte Anwendung und Berechnung des Biogas-Wälzungsbetrags 	empfehlenswert	empfehlenswert

4.3.5 Regulatorischer Koordinierungsbedarf

Erfahrungen aus der Vergangenheit (u.a. deutsche Marktgebiets-Integrationen) belegen die Bedeutung klarer regulatorischer Zielvorgaben und die regulatorische Koordination von Maßnahmen bzgl. Marktgebietsintegration. Ausgehend von den identifizierten Harmonisierungsbedarfen, ergibt sich regulatorischer Koordinierungsbedarf in folgenden Ausprägungen:

- koordinierte regulatorische Konzeption und Abstimmung von Regulierungsmaßnahmen
- Koordination der regulatorischen Zuständigkeit für zentrale Rollenträger im integrierten Markt (Bilanzierungsverantwortlicher, Lastverteiler, etc.)

In diesem Zusammenhang gilt es auch, die regulatorische Kompetenz der BNetzA in Bezug auf die Umsetzung einer Marktgebietsintegration näher zu beleuchten. Die wesentliche Grundlage dieser Kompetenz ist dabei, das EnWG⁸⁶ woraus sich folgende, grundsätzlich zu berücksichtigenden Punkte ergeben:

- Die räumliche Ausweitung der Regulierungskompetenz ist auf Deutschland beschränkt (grundsätzlich Regulierung nationaler Sachverhalte).
- Ein Eingriff in Sachverhalte außerhalb Deutschlands bzw. deren Regulierung ist möglich, falls für Deutschland potentiell „schädliche“ (im Sinne die Schutzzwecke der Regelungen des EnWG betreffende) Auswirkungen absehbar sind. Die Grenze dabei ist allerdings das völkerrechtliche Gebot der Rücksichtnahme bzw. Nichteinmischung in nationale Angelegenheiten angrenzender Staaten.
- Im EnWG ist ein Verzicht auf Regulierungstätigkeit vorgesehen, wobei dies primär für sachlich abgegrenzte Teilaspekte (von grenzüberschreitender Relevanz) und nicht auf die gesamte Regulierungskompetenz anwendbar erscheint.

⁸⁶ Das GTM II ist in diesen Belangen juristisch nicht verbindlich.

- Das EU-Recht und die nationale Umsetzung im EnWG sehen die Kooperationen von Regulierungsbehörden explizit vor. Dies gilt jedoch nicht für Bundesbehörden wie Ministerien (oder ähnliches), welche im Fall erforderlicher Gesetzänderungen, etc. im Zusammenhang mit Marktgebietsintegration relevant wären. Die Voraussetzung für eine Kooperationsvereinbarung zwischen den Regulierungsbehörden ist auch die Zustimmung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Bei einer grundsätzlichen (und unabhängig von einem konkreten Umsetzungsmodell und daraus resultierenden Aufgaben durchzuführenden) Bewertung von Umfang und Komplexität des regulatorischen Koordinierungsbedarfs für betrachtete Marktgebietsintegrations-Konstellationen im Rahmen dieses Gutachtens, wird dieser als Ergebnis der folgenden Aspekte definiert:

- nationale vs. grenzüberschreitende Marktgebietsintegrations-Konstellation
- Modellimplizite Integrationstiefe (abhängig von den Marktgebietsintegrationsmodellen des GTM II; siehe Abschnitt 3.1)

Die folgende Abbildung fasst diese Aspekte und Ausprägungen zusammen und illustriert den daraus resultierenden regulatorischen Koordinierungsbedarf.

Abbildung 43: Mögliche Ausprägungen des regulatorischen Koordinierungsbedarfs



Eine der zentralen Botschaften der obigen Abbildung ist, dass es bei nationalen Konstellationen keinen regulatorischen Koordinierungsbedarf gibt, da in diesem Fall ein klares Mandat und eine eindeutige regulatorische Zuständigkeit vorliegen. Bei grenzüberschreitenden Konstellationen gestaltet sich die Situation grundsätzlich anders, jedoch ist der regulatorische Koordinierungsbedarf in diesen Fällen vom gewählten Marktgebietsintegrationsmodell abhängig. Während im Fall der Marktkopplung mittels impliziter Allokation von Kapazitäten und dem Satelliten-Modell getrennte Märkte verbleiben und sich im Wesentlichen beschränkte Abstimmungsaufgaben ergeben (im Fall des Satelliten-Modells ergeben sich Abstimmungs- und ggf. Harmonisierungsaufgaben insbesondere für den potentiellen Satelliten-Markt), besteht bei Anwendung der Modelle Handelszone bzw. Marktgebietszusammenlegung konkreter regulatorischer Koordinierungsbedarf in den einleitend genannten Ausprägungen.

Der größte regulatorische Koordinierungsbedarf ist bei Marktgebietsintegration als vollständige Marktgebietszusammenlegung zu erwarten, im Fall der Handelszone spielen Aspekte mit ausschließlicher Relevanz für die nationalen Zonen eine untergeordnete Rolle.

4.3.6 Sonstige Themen

Neben den genannten Prüfkriterien können in Abhängigkeit von der konkreten Marktgebiets-Konstellation bzw. einem konkreten Marktgebiets-integrationsmodell weitere Aspekte betrachtet werden, welche

- potentiell zusätzliche Komplexität im Rahmen von Marktgebietsintegration darstellen können und in den bisher beschriebenen Prüfkriterien nicht enthalten sind oder
- hinsichtlich der Qualifizierung der Prüfkriterien (siehe Abschnitt 4.1) auf Basis der juristischen Einzelfallprüfung als *zwingende* bzw. *empfehlenswerte Harmonisierungsbedarfe* einzustufen sind.

Im Rahmen der Gutachtenerstellung grundsätzlich⁸⁷ identifizierte Aspekte sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 24: Zusätzliche, relevante Aspekte im Rahmen der Umsetzung eines Marktgebietsintegrationsmodells

	RELEVANZ FÜR MARKTGEBIETSINTEGRATIONSMODELL	
	MG-ZUSAMMENLEGUNG	HANDELSZONE
INTEGRATION VON MÄRKTEN MIT UNTERSCHIEDLICHEN WÄHRUNGEN	Ja	
INTEGRATION VON MÄRKTEN MIT UNTERSCHIEDLICHEN ENERGIEEINHEITEN	Ja, Harmonisierung aufgrund NC INT jedoch unabhängig von Marktgebietsintegration erforderlich	
INTEGRATION VON MÄRKTEN MIT EXTERRITORIALEN NETZGEBIETEN	Ja	Nein (immer Teil der nachgelagerten Zone)

⁸⁷ Konkret war für die genannten Aspekte in Bezug auf die betrachteten MIK keine entsprechende Qualifizierung gegeben und es wurde keine Detailbetrachtung angestellt.

5 GESAMTBEWERTUNG DER VIELVERSPRECHENDSTEN KONSTELLATIONEN FÜR MARKTGEBIETSINTEGRATION

Ausgehend von der Auswahl der vielversprechendsten Konstellationen für Marktgebietsintegration, den dafür grundsätzlich in Frage kommenden Marktgebietsintegrationsmodellen und der Konzeption der ergänzenden Prüfkriterien für deren vertiefte Bewertung in Ergänzung zu den Markt- und Liquiditätsindikatoren des GTM II, erfolgt im folgenden Abschnitt des Gutachtens eine Gesamtbewertung der vielversprechendsten Konstellationen. In Abgrenzung zu dieser Potentialerörterung ist zu berücksichtigen, dass dadurch eine detaillierte volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse⁸⁸ für ein konkretes und spezifiziertes Marktgebietsintegrations-Vorhaben nicht ersetzt werden kann bzw. dessen Ergebnisse dadurch nicht vorweggenommen werden können.

Die Gesamtbewertung erfolgt analog zur Ausgestaltung der Prüfkriterien (siehe dazu Abschnitt 4) differenziert hinsichtlich quantitativer und qualitativer Prüfkriterien und wird auch in der Ergebnisdarstellung gleichermaßen strukturiert. Im Abschnitt 5.3 erfolgt eine Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse dieser Gesamtbewertung.

5.1 GESAMTBEWERTUNG ANHAND QUANTITATIVER PRÜFKRITERIEN

5.1.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die nachfolgende Tabelle bietet für die betrachteten MIKs einen Ergebnisüberblick für alle quantitativen Prüfkriterien unter zusätzlicher Berücksichtigung der bereits in Abschnitt 1 vorgestellten Markt- und Liquiditätsindikatoren des GTM II.

Dabei werden die Ergebnisse der GTM II Indikatoren und der Kategorien Versorgungssicherheit und Speicher grundsätzlich als prozentuale Erfüllungsgrade der jeweiligen Schwellenwerte dargestellt. Für die speicherbezogenen Kennziffern *SPB* (Bedarfsdeckung Speicher) und *SPL* (Leistungsdeckung Speicher) wird jeweils zum Bedarf bzw. der Maximallast eines betrachteten Marktes Bezug genommen, wodurch auch Ergebnisse über 100% möglich sind. Grundsätzlich ist zu beachten, dass dabei ggf. bestehende Netzengpässe in den Marktgebieten, welche die Nutzbarkeit der Speicher für die Versorgung der Letztverbraucher potentiell einschränken, nicht berücksichtigt werden. Beim *SPL* ist zusätzlich

⁸⁸ Durch § 21 GasNZV werden FNBs dazu verpflichtet, mit dem Ziel der Steigerung der Liquidität des Gasmarktes, zu kooperieren und die Anzahl der Marktgebiete auf maximal zwei zu reduzieren, wobei für geplante Maßnahmen der Marktgebietsintegration eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen ist und die wirtschaftlichste Maßnahme zu verfolgen ist; dies gilt auch für potentielle Maßnahmen der Marktgebietsintegration.

zu berücksichtigen, dass auf die technische Leistungsfähigkeit der Speicher und nicht auf füllstandabhängige (geringere) Ausspeicherleistungen Bezug genommen wird.

Die Ergebnisse der Prüfkriterien im Bereich Netzzugang hingegen werden als absolute Werte dargestellt, da hier eine Anwendung von Schwellenwerten nicht zielführend ist. Beim theoretischen Verbindungsdefizit und der theoretischen Kapazitätseinschränkungsrate werden dabei die Auswirkungen jeweils für sämtliche Märkte der sich konstituierenden MIK angeführt. Für die DMA Kennzahlen ist die in Abschnitt 4.3.1.1.3 beschriebene differenzierte Darstellung anhand von Anzahl der neuen Quellen und maximalem DMA (gemäß Methodik im Abschnitt 4.3.1.1.3) ausgewiesen.

Tabelle 25: Gesamtüberblick quantitative Prüfkriterien für ausgewählte Marktgebietsintegrations-Konstellationen⁸⁹

		Quantitative Prüfkriterien						
		Schwellwert	GPL	NCG	MIK 1	MIK 2	MIK 3	MIK 4
Marktindikatoren des GTM II								
Anzahl der Bezugsquellen	≥ 3	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
HHI	≤ 2.000	67%	73%	74%	100%	100%	100%	71%
RSI	≥ 110% des Bedarfs	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Liquiditätsindikatoren des GTM II								
Spot (Einzel-Indikatoren aggregiert)	100%	67%	80%	100%	100%	100%	100%	100%
Prompt (Einzel-Indikatoren aggregiert)	100%	15%	21%	37%	87%	88%	37%	
Forward (Einzel-Indikatoren aggregiert)	100%	2%	5%	19%	66%	66%	19%	
Versorgungssicherheit								
N-1	≥ 100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
IRDI	≤ 2.000	88%	93%	100%	100%	100%	100%	100%
SPB	% des Bedarfs	35%	28%	31%	29%	26%	33%	
SPL	% der Max-L.	107%	95%	100%	85%	78%	97%	
Anteil geschützte Kunden	% des Bedarfs	54%	54%	54%	51%	51%	52%	
Speicher								
Speicher-HHI	≤ 2.000	86%	74%	100%	100%	100%	100%	100%
Netzzugang								
Verbindungsdefizit GWh/h des FZK Entry	/				GPL: 44 / NCG: 46	GPL: 34 / NCG: 16 TTF: 49	GPL: 29 / NCG: 8 TTF: 36 / BE+LU: 43	GPL: 23 / NCG: 22 VOB: 4
Kapazitätseinschränkungsrate % des FZK Entry					GPL: 49% / NCG: 47%	GPL: 43% / NCG: 24% TTF: 47%	GPL: 39% / NCG: 14% TTF: 40% / BE+LU: 63%	GPL: 29% / NCG: 31% VOB: 20%
Direct Market Access % des NID					GPL: 3% / NCG: -	GPL: 18% / NCG: 53%	GPL: 26% / NCG: 62%	GPL: 3% / NCG: -
Zusätzliche direkte Quellen					GPL: 1 / NCG: 0	GPL: 3 / NCG: 2 TTF: 3	GPL: 4 / NCG: 3 TTF: 3 / BE+LU: 3	GPL: 1 / NCG: 0 VOB: 5

⁸⁹ Hinweis: Die Tabelle reflektiert eine korrigierte Datenbasis für die Verbindungskapazität GPL→NCG und entsprechend aktualisierte Ergebnisse für Verbindungsdefizit und Kapazitätseinschränkungsrate (09/2016).

5.1.2 Detailergebnisse

Ungeachtet der Markt- und Liquiditätsindikatoren die bereits im Abschnitt 1 dieses Gutachtens detailliert behandelt wurden, werden im nachfolgenden Abschnitt zur Erläuterung der obigen Zusammenfassung die Detailergebnisse für alle weiteren, relevanten Prüfkriterien beschrieben bzw. veranschaulicht.

5.1.2.1 Netzzugang: Theoretisches Verbindungsdefizit und theoretische Kapazitätseinschränkungsrate

Die nachfolgenden Abbildungen stellen die Detailergebnisse der Prüfkriterien *Theoretisches Verbindungsdefizit (TVD)* und daraus folgend jene der *Theoretischen Kapazitätseinschränkungsrate (TKER)* auf Basis der in Abschnitt 4.3.1.1.1 und 4.3.1.1.2 beschriebenen Berechnungsmethodik für die vier ausgewählten MIKs dar. Zusätzlich enthalten diese die jeweiligen in die Berechnungen einfließenden Größen⁹⁰ (in GWh/h).

Dabei kennzeichnen *grau* markierte Pfeile TVKs (ausgewiesene technische Kapazitäten abzüglich fester Kapazitätsprodukte mit Zuordnungsaufgaben/Nutzungsbeschränkungen (DZK, BZK, bFZK/LaFZK) ungeachtet einer potentiellen, jedoch nicht transparenten, teilweisen Nutzbarkeit für den Austausch in den jeweiligen MIKs innerhalb der sich konstituierenden MIK und *grüne* Pfeile FZK-Entry⁹¹ und FZK-Exit für das entsprechende Marktgebiet. Die Ergebnisse des theoretischen Verbindungsdefizits (und folglich der theoretischen Kapazitätseinschränkungsrate) beziehen sich, wie auch in den Grafiken ersichtlich, jeweils auf die ausgewiesene FZK-Entry-Kapazität der jeweiligen Marktgebiete.

Im Rahmen der Ergebnisinterpretation ist festzustellen, dass die Berücksichtigung des Jahresdurchschnitts des Inlandsverbrauchs in den betrachteten Märkten als Ergebnis – ausgehend vom aktuellen Entry-FZK-Jahreskapazitätsausweis – das im Jahresschnitt zu erwartende Verbindungsdefizit indiziert. Tatsächlich können sich durch unterjährige Abweichungen von den Jahresdurchschnitten zeitweise sowohl höhere als auch geringere Restriktionen ergeben. Auf Grund Basis des angesetzten Durchschnittsverbrauchs für die betrachteten Märkte, können die verbleibenden Entry-FZK nicht mehr als FZK-Jahreskapazität oder nur unter Berücksichtigung nicht weiter quantifizierter Kosten für Maßnahmen der Kapazitätserhaltung ausgewiesen werden. Im Wesentlichen entspricht der verbleibende Entry-FZK-Ausweis einem mittleren Wert einer dynamischen Kapazitätsdarstellung. Ohne weiteren Einsatz von marktbezogenen Maßnahmen würde in einzelnen Monaten der Entry-FZK-Ausweis niedriger, in anderen Monaten kann er auf Grund des höheren Verbrauchs in den betrachteten Märkten höher ausfallen. Mangels

⁹⁰ Aufgrund von Rundungen zur vereinfachten Darstellung im Rahmen der Grafiken kann es bei nachvollziehenden Berechnungen/Überlegungen des Lesers zu Differenzen zum tatsächlich ausgewiesenen Ergebnis im Gutachten kommen.

⁹¹ Der ausgewiesene FZK-Entry-Wert enthält zusätzlich die Produktion des Marktgebiets.

Kenntnis der Häufigkeit dieser unterschiedlichen Lastfluss- und Verbrauchsszenarien im Zeitablauf können diese Ergebnisse nicht unmittelbar für eine Kostenbewertung von z.B. kapazitätserhaltenden Maßnahmen, etc. herangezogen werden.

Abbildung 44: Ergebnisse der Prüfkriterien theoretisches Verbindungsdefizit und theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für MIK 1

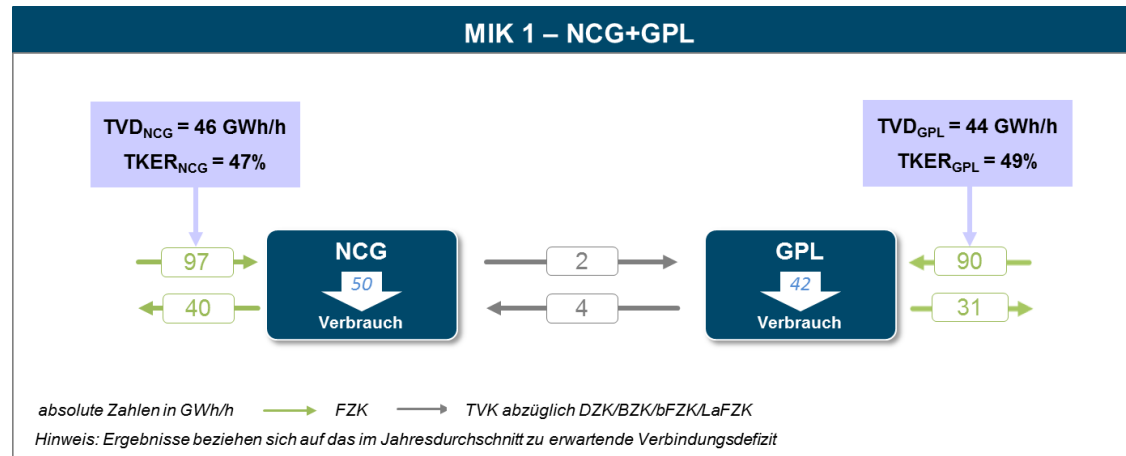


Abbildung 45: Ergebnisse der Prüfkriterien theoretisches Verbindungsdefizit und theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für MIK 2

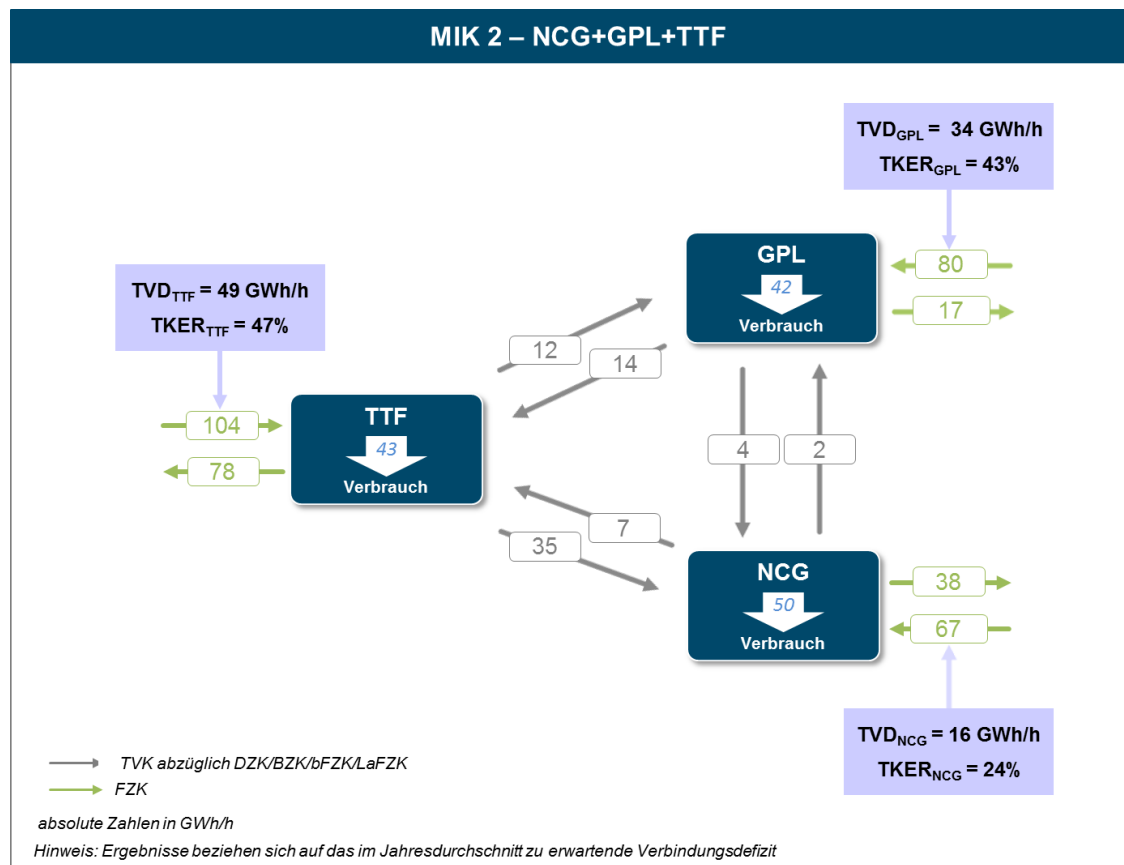


Abbildung 46: Ergebnisse der Prüfkriterien theoretisches Verbindungsdefizit und theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für MIK 3

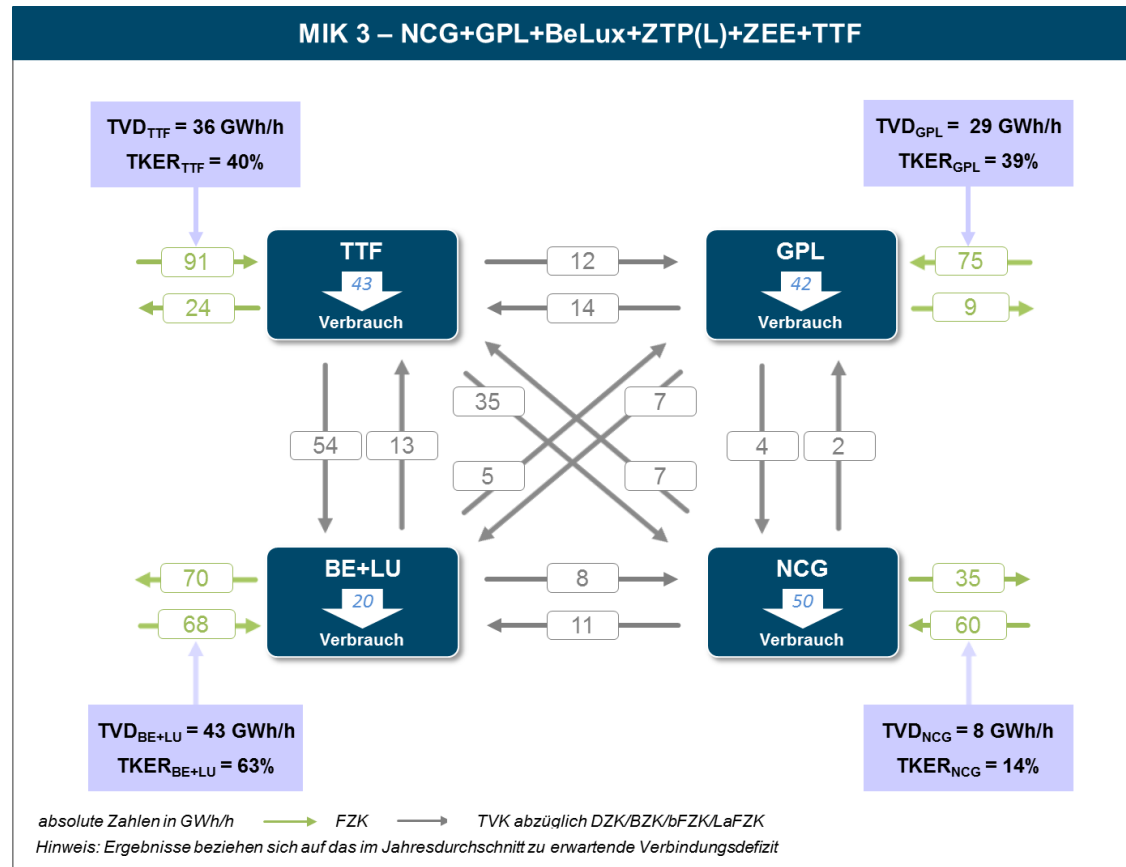
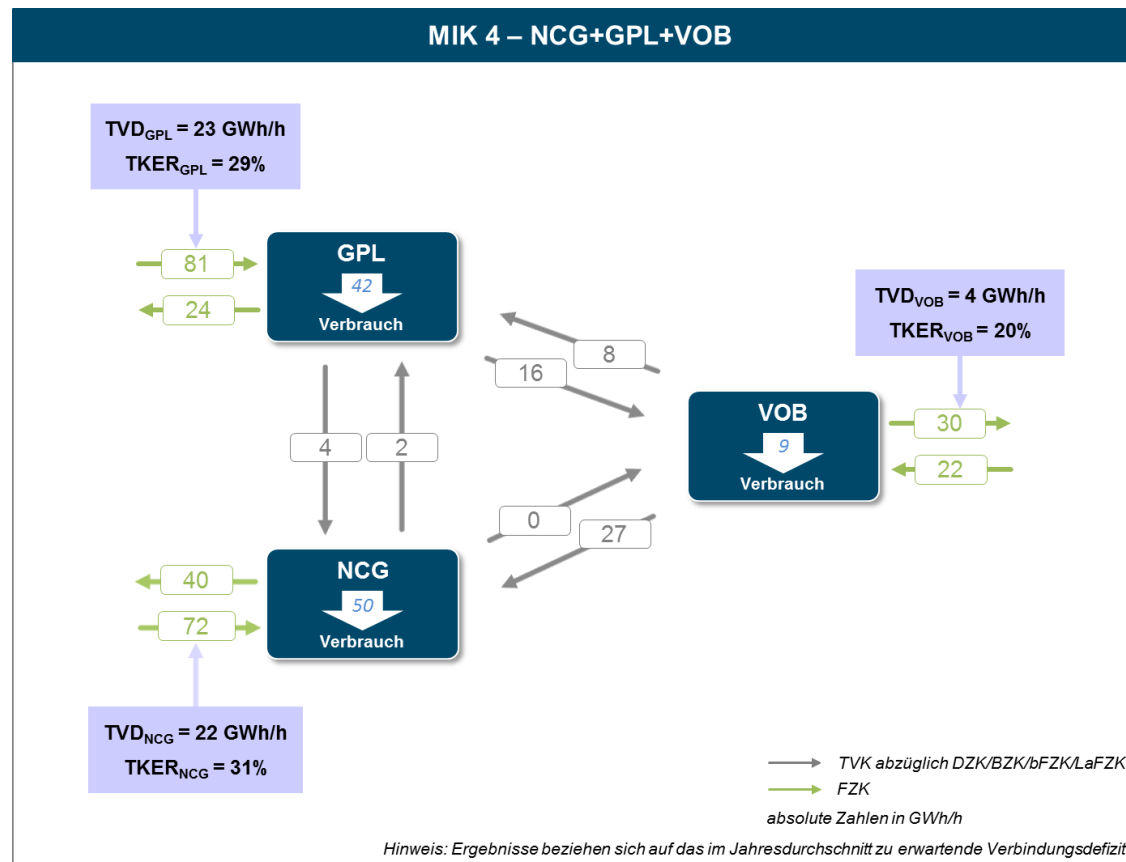


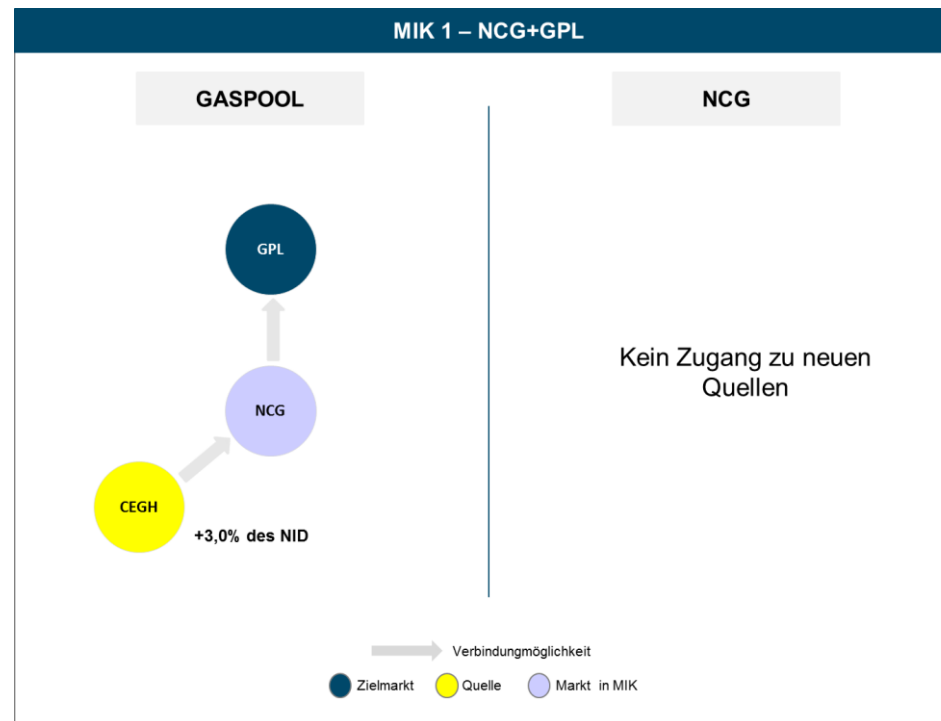
Abbildung 47: Ergebnisse der Prüfkriterien theoretisches Verbindungsdefizit und theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für MIK 4



5.1.2.2 Netzzugang: Direct Market Access

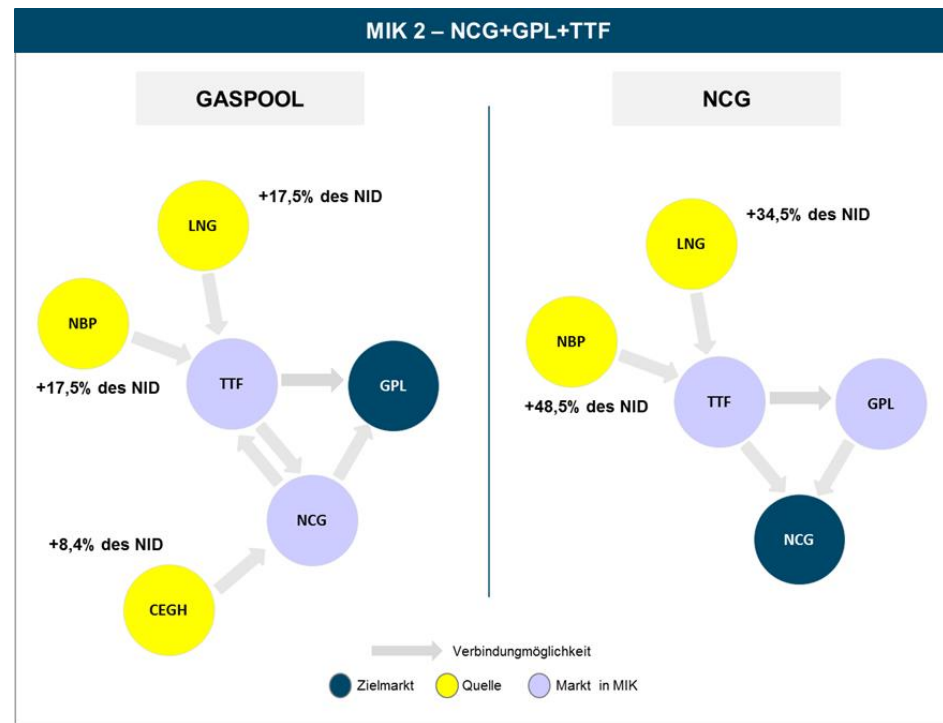
Dieser Abschnitt beschreibt die Ergebnisse des quantitativen Prüfkriteriums „Direct Market Access“ auf Basis der in Abschnitt 4.3.1.1.3 beschriebenen Methodik für ausgewählte Marktgebietsintegrations-Konstellationen. Dabei ergibt sich der DMA-Wert als prozentueller Anteil des Netto-Import-Verbrauchs (inländischer Verbrauch abzüglich inländischer Produktion, „NID“), der durch die jeweils neue Quelle gedeckt werden kann. Zu berücksichtigen ist dabei, dass diese Effekte jeweils getrennt voneinander (ceteris paribus) betrachtet und hinsichtlich ihres Potentials bewertet wurden. Da unterschiedliche Quellen um verfügbare Kapazität konkurrieren, ist keine unmittelbare Aggregation dieser Ergebnisse möglich. Das entsprechende Verfahren zur Darstellung aggregierter Werte in der Gesamtbewertung ist im Abschnitt 4.3.1.1.3 beschrieben.

Abbildung 48: Ergebnisse des Prüfkriteriums Direct Market Access für MIK 1



Diese Marktgebietsintegrations-Konstellation eröffnet den CEGH als neue Quelle für GASPOOL, wohingegen NCG keinen zusätzlichen Zugang zu neuen Quellen erhält. Aufgrund der vergleichsweise geringen verfügbaren Kapazität von NCG in Richtung GASPOOL können allerdings nur ca. 3% des NID im Markt GASPOOL durch diese neue Quelle gedeckt werden.

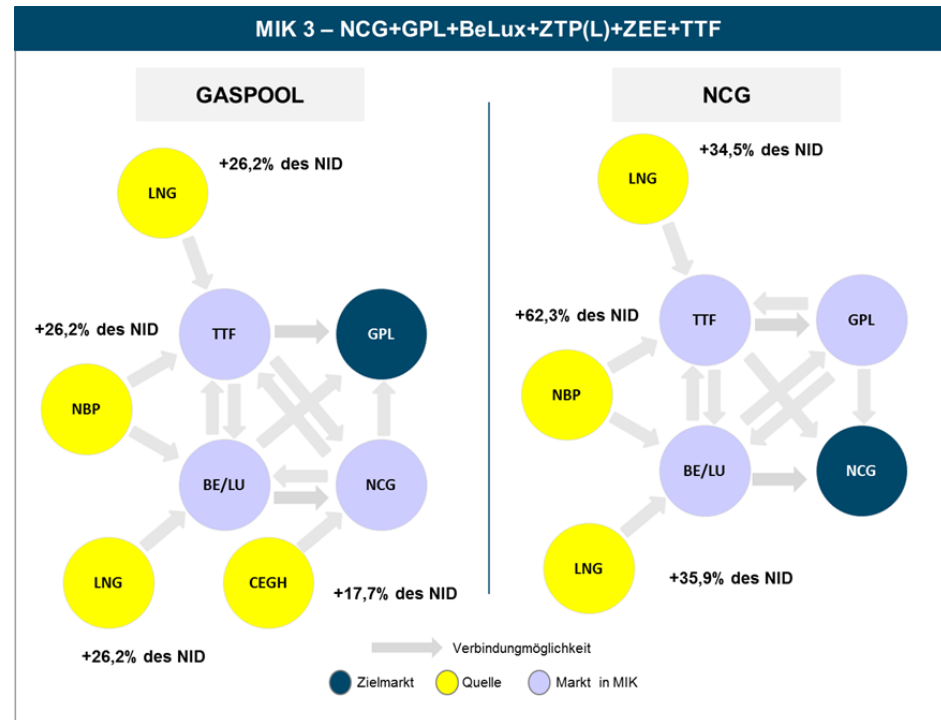
Abbildung 49: Ergebnisse des Prüfkriteriums Direct Market Access für MIK 2



Im Rahmen dieser Marktgebietsintegrations-Konstellation erhält GASPOOL drei neue Quellen, namentlich NBP, CEGH und das GATE LNG-Terminal in den Niederlanden. Der NBP und LNG können jeweils im Rahmen der gesamt verfügbaren Kapazität der Segmente NCG>GPL und TTF>GPL genutzt werden (Potential von 17,5% des NID). Im Vergleich zur MIK 1 kann die neue Quelle CEGH durch GASPOOL nunmehr auch indirekt über den TTF genutzt werden und das Potential erhöht sich dadurch auf 8,4% des NID von GASPOOL. Für NCG wird unmittelbarer Zugang zum NBP und zum o.g. LNG-Terminal geschaffen. Das Potential dieser neuen Quellen zur Deckung des NID im Marktgebiet NCG be-

trägt 48,5% bzw. 34,5% des NID. Im Rahmen einer zusammenfassenden, aggregierten Betrachtung sämtlicher Quellen und Routen ergibt sich ein Potential hinsichtlich direkten, neuen Quellen in Höhe von 18% bei GASPOOL bzw. 53% des jeweiligen NID bei NCG.

Abbildung 50: Ergebnisse des Prüfkriteriums Direct Market Access für MIK 3

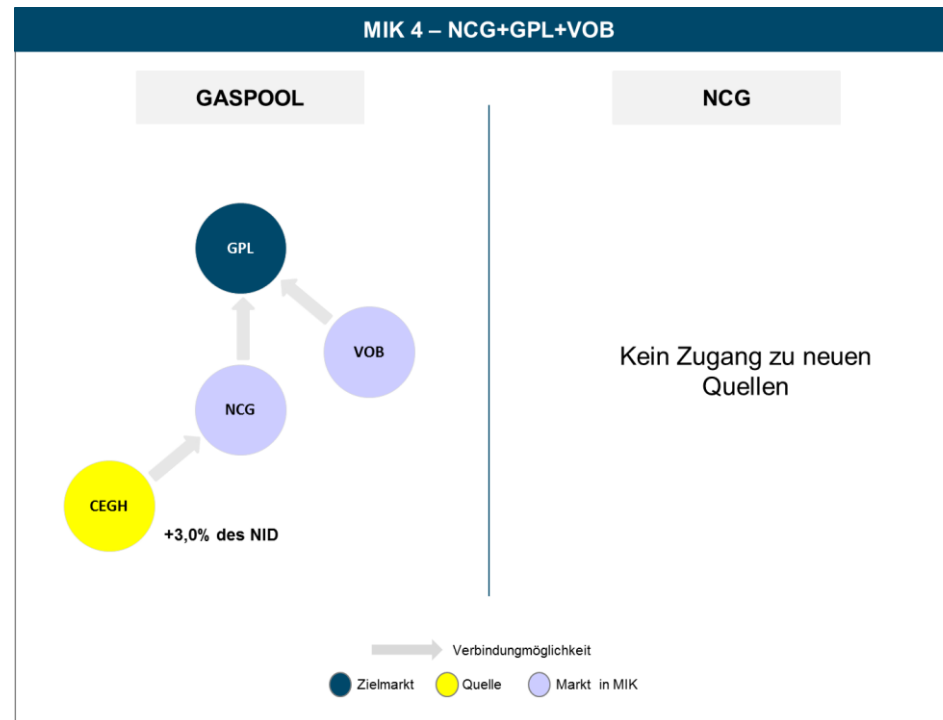


GASPOOL erhält in dieser Konstellation Zugang zu vier neuen Quellen (im Vergleich zu MIK 2 zusätzlich ZEEBRUGGE LNG-Terminal in Belgien⁹²). Mit Ausnahme von CEGH können alle Quellen im Rahmen der verfügbaren Kapazität aller Segmente in Richtung GASPOOL (NCG>GPL, TTF>GPL, BE/LU>GPL) genutzt werden (rund 26%). Durch die beschränkte Verbindung von CEGH in die betrachtete MIK kann diese Quelle nur zur Deckung von 17,7% des NIDs beitragen. Alle Quellen und Routen aggregiert betrachtet, ergibt sich für GASPOOL insgesamt ein Poten-

⁹² Potentiell kann dadurch auch zusätzlicher Zugang zu dem in Bau stehenden LNG-Terminal Dunkerque/Dünkirchen mit einer geplanten Direktanbindung an den ZTP(H) geschaffen werden (in der Datenbasis dieser Analyse nicht enthalten und daher nicht explizit berücksichtigt).

tial zur Deckung von 26% des NID über neue direkte Quellen. Auch NCG erhält zusätzlich zu den bereits durch MIK 2 erschlossenen Quellen Zugang zu LNG über Belgien. Die hohe verfügbare Kapazität in Richtung NCG ermöglicht es sämtliche dieser Quellen in hohem Umfang des NIDs zu nutzen. Insgesamt können direkte neue Quellen potentiell zu 62% des NCG-NID erschlossen werden.

Abbildung 51: Ergebnisse des Prüfkriteriums Direct Market Access für MIK 4



Durch das Miteinbeziehen des VOB können keine weiteren Quellen im Vergleich zu MIK 1 (nationale Integration) erschlossen werden. Durch das Fehlen von Verbindungskapazität NCG>VOB kann die neue Quelle CEGH durch GASPOOL im selben, sehr geringen Rahmen wie auch bei MIK 1 genutzt werden.

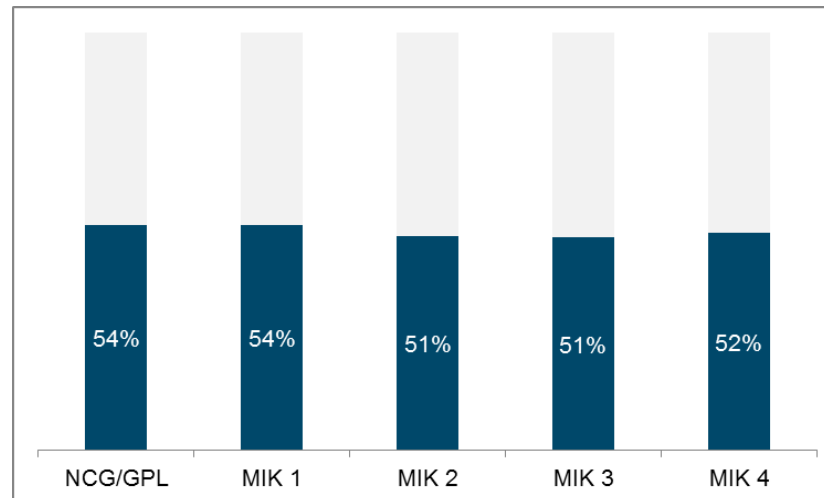
5.1.2.3 Versorgungssicherheit: Anteil der geschützten Kunden

Im Kontext der Versorgungssicherheit wurden bereits folgende Kennzahlen für die Auswahl der aus deutscher Sicht vielversprechendsten Konstellation für Marktgebietsintegration (siehe Abschnitt 3.4.3) herangezogen:

- Infrastrukturstandard („N-1 Faktor“)
- Importrouten-Diversifikations-Index („IRDI“)
- Bedarfsdeckung Speicher („SPB“)
- Leistungsdeckung Speicher („SPL“)

Ergänzend dazu wird für die Gesamtbewertung dieser Konstellationen zusätzlich der *Anteil der geschützten Kunden* als weiteres Prüfkriterium verwendet. Auf Basis der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung drückt dieses Prüfkriterium den Anteil des Bedarfs der geschützten Kunden (laut entsprechendem Präventionsplan) am Gesamtverbrauch des Marktes bei einer Spitzenlast, die mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt, aus. Die Ergebnisse sind in nachfolgender Grafik veranschaulicht.

Abbildung 52: Anteil der geschützten Kunden am Gesamtverbrauch für ausgewählte Marktgebiete



Die Anteile der geschützten Kunden am Gesamtverbrauch der integrierten Märkte verändern sich durch die Integrationen nur geringfügig. Beim Ergebnis ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Definitionen bezüglich der geschützten Kunden innerhalb der integrierten Märkte auf Grund nationaler Gegebenheiten unterschiedlich ausgestaltet sind. Somit ist keine direkte Vergleichbarkeit bezogen auf ein einheitliches Schutzniveau innerhalb des integrierten Marktgebiets gegeben.

5.1.2.4 Speicher: Marktkonzentration der Speicheraanbieter („Speicher-HHI“)

Um auch die Rolle und Bedeutung der Erdgasspeicher für (integrierte) Gasmärkte zu berücksichtigen, wird in Ergänzung zu diversen qualitativen Prüfkriterien auch die Marktkonzentration der Speicheraanbieter in den relevanten Märkten untersucht. Diese erfolgt mithilfe des Herfindahl-Hirschman Index (HHI) und analog zu dem entsprechenden Marktindikator des GTM II (siehe Abschnitt 1.1.1.2) wird ein Schwellenwert von 2000 für die Bewertung angesetzt. Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst:

Tabelle 26: Speicher-HHI für ausgewählte Marktgebietsintegrations-Konstellationen

	SCHWELLENWERT	GPL	NCG	MIK 1	MIK 2	MIK 3	MIK4
SPEICHER HHI	≤ 2.000	2.315	2.685	1.512	1.264	1.214	1.354

Während sich bei Einzelbetrachtung der deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL keine ausreichende Diversifikation ergibt, stellt sich bei sämtlichen MIKs potentiell eine ausreichend reduzierte Marktkonzentration ein. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass dieser Wert ausschließlich auf das ausgewiesene Speichervolumen der Anbieter abstellt und die Angebots- bzw. Buchungssituation unberücksichtigt bleibt⁹³.

⁹³ Siehe dazu auch Anmerkungen im Abschnitt 4.3.3.1.

5.2 GESAMTBEWERTUNG ANHAND QUALITATIVER PRÜFKRITERIEN

Neben der quantitativen Betrachtung der vielversprechendsten MIKs mithilfe unterschiedlicher Kennziffern, liegt der Fokus der qualitativen Prüfkriterien auf dem zu erwartenden Harmonisierungs- bzw. Koordinierungsbedarf aus deutscher Sicht.

5.2.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die nachfolgende Tabelle dient der Zusammenfassung des potentiellen Harmonisierungsbedarfs im Zusammenhang mit der Umsetzung der betrachteten MIKs. Dieser ergibt sich aus der Erhebung und dem Vergleich des deutschen Rechts-/Regulierungsrahmens⁹⁴ mit entsprechenden Vorgaben in betrachteten Märkten.⁹⁵

Ergeben sich im Zuge der Erhebung für betrachtete Prüfkriterien grundsätzliche Ausgestaltungsunterschiede, werden diese im Rahmen einer binären Betrachtung als vorliegender Harmonisierungsbedarf dokumentiert und würden in Folge einer konkreten Ausgestaltung der Marktgebietsintegrations-Konstellation auf Basis einer vollständigen Zusammenlegung der Marktgebiete bzw. Schaffung einer gemeinsamen Handelszone eine konkrete Harmonisierungsaufgabe nach sich ziehen.

Gemäß der Qualifizierung der Prüfkriterien (siehe dazu Abschnitt 4.1) wird der ggf. resultierende Harmonisierungsbedarf auch an dieser Stelle entsprechend differenziert zwischen:

- **zwingend:** Harmonisierung ist (für das Funktionieren des Marktgebietsintegrationsmodells) rechtlich und/oder operativ zwingend;
- **empfehlenswert:** Förderung der Chancen- und Wettbewerbsgleichheit („Level playing field“) bzw. der Gesamteffizienz durch Angleichung von Systemunterschieden und Herstellung möglichst weitgehend abgestimmten Rahmenbedingungen für alle Marktteilnehmer.

Zusätzlich ergibt sich aus den Charakteristika des Marktgebietsintegrationsmodells Handelszone der Bedarf, die unterschiedlichen Ausprägungen der Harmonisierungstiefe zu berücksichtigen. Dies geschieht durch den Ausweis des Harmonisierungsbedarfs für:

- **das gesamte Marktgebiet** („zwingend für gesamtes Marktgebiet“ oder „empfehlenswert für gesamtes Marktgebiet“) oder
- **nur für die Handelszone** („zwingend nur für Handelszone“ oder „empfehlenswert nur für Handelszone“).

⁹⁴ Ggf. innerhalb Deutschlands auftretende individuelle Ausprägungen (zwischen den Marktgebieten bzw. FNB) im Rahmen der Wahlfreiheiten des Regulierungsrahmens (z.B. Speicherrabatte) werden nicht als Harmonisierungsbedarfe ausgewiesen.

⁹⁵ Diese Betrachtung erfolgt ungeachtet der daraus resultierenden Umsetzung, etc.

Tabelle 27: Zusammenfassung des Harmonisierungsbedarfs für ausgewählte Marktgebietsintegrations-Konstellationen

	Kategorie der Prüfkriterien		Gesamtanzahl Kriterien	MARKTGEBIETZUSAMMENLEGUNG				HANDELSZONE					
				Detail: Verteilung Kriterien	Davon zu harmonisieren für...				Detail: Verteilung Kriterien	Davon zu harmonisieren für...			
					MIK 1	MIK 2	MIK 3	MIK 4		MIK 1	MIK 2	MIK 3	MIK 4
Qualifizierung Kriterien	Relevanz der Kriterien für ...												
Netzzugang	zwingend	gesamtes Marktgebiet	30	25	0	23	23	21	5	0	4	4	5
		nur Handelszone		-	-	-	-	-	18	0	17	17	15
	empfehlenswert	gesamtes Marktgebiet		5	0	4	5	5	6	0	6	6	5
		nur Handelszone		-	-	-	-	-	1	0	0	1	1
Versorgungssicherheit	zwingend	gesamtes Marktgebiet	3	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1
				empfehlenswert	2	0	2	2	2	2	0	2	2
Speicher	zwingend		2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				empfehlenswert	2	0	0	2	1	2	0	0	2
Entgelte	zwingend	11	3	0	3	3	3	3	0	3	3	3	
			empfehlenswert	8	0	6	7	6	8	0	6	7	6

Die Zusammenfassung zeigt, dass im Rahmen einer intendierten, vollständigen Zusammenlegung von Marktgebieten für die grenzüberschreitenden Konstellationen insbesondere im Bereich Netzzugang in einem wesentlichen Umfang zwingende Harmonisierungsbedarfe vorliegen. Bei Umsetzung der im GTM II vorgesehenen Handelszone ist dieser Umfang dahingehend reduziert, dass

- die Anzahl der zwingenden Harmonisierungsbedarfe im Bereich Netzzugang insgesamt sinkt (24 anstelle von 26) und
- sich die zwingenden Harmonisierungsbedarfe mehrheitlich auf die gemeinsame Handelszone beziehen. Beispielsweise müssen Aspekte der Belieferung und Bilanzierung von Endkunden, etc. in den nachgelagerten Zonen in diesem Kontext nicht behandelt werden.

In den Themenbereichen Versorgungssicherheit, Speicher und Entgelte ergibt sich unabhängig von der Wahl des Marktgebietsintegrationsmodells eine jeweils vergleichbare Situation. Die vorliegenden Harmonisierungsbedarfe sind identisch für die vollständige Zusammenlegung von Marktgebieten und die Handelszone und grundsätzlich mehrheitlich als empfehlenswert qualifiziert.

5.2.2 Detailergebnisse

Die nachfolgende Tabelle fasst die Detailergebnisse der Erhebung und Bewertung qualitativer Prüfkriterien zusammen. Dabei werden zuerst die Harmonisierungsbedarfe je Markt im Vergleich zu den deutschen Regelungen dargestellt und – als Ergebnis daraus – der resultierende Harmonisierungsbedarf je MIK angegeben. Die Bewertung wird binär durchgeführt, d.h. eine **orange** Markierung beschreibt einen nicht harmonisierten Zustand und eine **grüne** Markierung weist auf aktuell bereits harmonisierte Regelungen hin.

Abbildung 53: Detailergebnisse der Erhebung der qualitativen Prüfkriterien – Teil 1

Prüfkriterien	Harmonisierungsbedarfe je Markt			Resultierende Harmonisierungsbedarfe für MIK			
	TTF	BE/LU	VOB	MIK 1	MIK 2	MIK 3	MIK 4
Netzzugang							
Defintion Entry/Exit-System							
Integration unterschiedlicher Gasqualitäten							
Netzentwicklungsplan							
Methodik für Kapazitätszuweisung							
Kapazitätsbuchung an der Netzkopplung FNB-VNB							
Kapazitätsprodukte							
Kürzung von Transporten - Reihenfolge, Vorlaufzeit, Fristen							
Kürzung von Transporten - Ermittlung des Kürzungsbedarfs							
Engpassmanagement							
Handelsmitteilungen (VHP) und Mengenzuweisungen							
Ermittlung des Regelenergiebedarfs							
Kurzfristige, standardisierte Regelenergieprodukte							
Regelenergie-Flexibilitäts-Dienstleistungen (Balancing Service)							
Merit Order für Regelenergieeinsatz							
Anreizsystem für FNB/MGV bzgl. Regelenergiemanagement							
Zeitliche Granularität der Nominierungen							
Nominierungsregeln							
Ermittlung der Ausgleichsenergieentgelte							
Ermittlung der Ausgleichsenergiemenge							
Untertägige Verpflichtungen							
Informationsbereitstellung							
Allokationstypen							
Umlage-Methodik							
Interne Regelenergie							
Netzpufferflexibilitätsdienstleistung							
Auflösung von Differenzen zwischen vorläufigen und endgültigen Allokationen							
Sicherheitsleistungen							
Zentraler Bilanzierungsmanager							
Bilanzkreisvertrag							
Sonderregelungen Biogas-Bilanzierung							

Abbildung 54: Detaillierergebnisse der Erhebung der qualitativen Prüfkriterien – Teil 2

Prüfkriterien	Harmonisierungsbedarfe je Markt			Resultierende Harmonisierungsbedarfe für MIK			
	TTF	BE/LU	VOB	MIK 1	MIK 2	MIK 3	MIK 4
Versorgungssicherheit							
Sicherungsinstrumente im Rahmen marktbasierter Maßnahmen (inkl. Kosten)							
Krisenmanagement							
Standards der SoS-VO							
Speicher							
Art des Speicherzugangs							
Speicher-Entry/Exit-Kapazität							
Entgelte							
VHP-Entgelt							
Konvertierungsumlage							
Einheitliche Tarifmethode							
Inter-FNB-Kompensationszahlungen							
Entry/Exit-Split für das Entry/Exit-System							
Tarifierungsregelungen (Rabatte, etc.) für "spezielle Kapazitäten"							
Tarifierungsregelungen für Kapazitäten an Anschlusspunkten von Speicher / Prod.							
Multiplikatoren für unterjährige Kapazitätsprodukte							
Berücksichtigung der Kapazitätsnutzung in Tarifierung							
Gleichstellung ("Equalization")							
Biogas-Wälzungsbeitrag							

5.3 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE DER GESAMTBEWERTUNG

Aktuell erfüllen die beiden deutschen Marktgebiete die Marktindikatoren bereits weitgehend. Durch eine grenzüberschreitende Marktgebietsintegration mit dem TTF könnten auch im Bereich der Marktkonzentration die Vorgaben des GTM II für den Herfindahl-Hirschman Index (HHI) erreicht werden.

Bei allen betrachteten Konstellationen würde sich potentiell eine Verbesserung der Liquiditätsindikatoren einstellen; in einem substantiellen Umfang und verbunden mit einer weitgehenden Erreichung der GTM II Vorgaben für das Funktionieren von Großhandelsmärkten wäre das jedoch nur bei Konstellationen mit Einbeziehung des TTF der Fall.

Die betrachteten Kennzahlen (mit ihren zugrundeliegenden Annahmen) zeigen für die beiden deutschen Marktgebiete ein hohes Niveau der strukturellen Versorgungssicherheit auf. Insbesondere im Bereich der speicherbezogenen Kennzahlen (Bedarfsdeckung und Leistungsdeckung) ergeben sich für die deutschen Marktgebiete und deren nationale Integration (MIK 1) hohe Ergebnisse, welche nur durch MIK 4 (Integration von NCG/GASPOOL mit dem tschechischen Markt) in vergleichbarer Höhe erreicht würden. Bei Integration mit westlichen Nachbarmärkten würden sich feststellbare Verschlechterungen dieser Kennzahlen einstellen.

Während sich bei Einzelbetrachtung der deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL kein ausreichend diversifiziertes Speicherangebot ergibt, würde dieses bei sämtlichen betrachteten MIKs schon der Fall sein, wobei die tatsächliche Angebots- bzw. Buchungssituation nicht berücksichtigt wurde.

Im Bereich Netzzugang ergibt sich, dass sich bei sämtlichen betrachteten Marktgebietsintegrationen-Konstellationen die auch in Worst-Case-Nominierungsszenarien garantiert ausweisbare Entry-FZK nennenswert reduziert. Teile der verbleibenden FZK-Entry-Kapazität sind zudem hinsichtlich Ihrer Darstellbarkeit abhängig vom saisonalen Verbrauch bzw. einer entsprechenden Speicherbeschäftigung im jeweiligen Markt. Aufgrund der Durchschnittsbetrachtung des Jahresverbrauchs entspricht der Umfang dieser Kapazitätsanteile dem mittleren Wert einer dynamischen Kapazitätsdarstellung. Damit wären ohne Einsatz kapazitätserhöhender/-erhaltender Instrumente auch Teile der verbleibenden Entry-FZK nicht als durchgängig in Worst-Case-Nominierungsszenarien garantierte FZK-Jahreskapazität darstellbar.

Die zu erwartende theoretische Kapazitätseinschränkungsrate ist unter den untersuchten Konstellationen für die nationale Integration (MIK 1) am höchsten. Die geringsten Einschränkungsbedarfe würden sich bei MIK 3 (Integration mit westlichen Nachbarmärkten) und MIK 4 (Integration mit VOB) ergeben. Für die Aufrechterhaltung der garantierten Erreichbarkeit eines dann integrierten VHP (mittels FZK-Kapazitäten) wären kapazitätserhaltende Maßnahmen erforderlich. Deren Kosten (oder Einschränkungen der garantierten Erreichbarkeit) müssen im Rahmen einer

Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt werden. Hinsichtlich des direkten Zugangs zu zusätzlichen, direkt erreichbaren Quellen würde sich insbesondere durch MIK 2 und MIK 3 weiteres Potential zur Diversifikation der Belieferungssituation (u.a. durch LNG, NBP, etc.) eröffnen.

Ergebnis der Analyse und Erhebung von Harmonisierungsbedarfen ist, dass für grenzüberschreitende Konstellationen insbesondere im Rahmen einer vollständigen und idealtypischen Zusammenlegung von Marktgebieten im Bereich Netzzugang zwingende Harmonisierungsbedarfe im wesentlichen Umfang vorliegen. Bei Umsetzung der im GTM II vorgesehenen Handelszone wäre dieser Umfang dahingehend reduziert, dass sich die zwingenden Harmonisierungsbedarfe mehrheitlich auf die gemeinsame Handelszone beziehen (Aspekte der Belieferung und Bilanzierung von Endkunden, etc. in den nachgelagerten (nationalen) Zonen müssten in diesem Kontext nicht behandelt werden und stellen keine zwingenden Harmonisierungsthemen dar).

In den Themenbereichen Versorgungssicherheit, Speicher und Entgelte werden Harmonisierungsbedarfe unabhängig vom Marktgebietsintegrationsmodell mehrheitlich als empfehlenswert qualifiziert, da davon ausgegangen wird, dass diese bereits weitestgehend durch grundsätzliche Harmonisierungsbestrebungen zur Schaffung eines EU Binnenmarktes abgedeckt sind und eine Harmonisierung im Rahmen einer Marktgebietsintegration weder rechtlich noch operativ zwingend ist.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
AGV	Arbeitsgasvolumen
BeLux	Integriertes Marktgebiet (vormals ZTP(H)+luxemburgisches Marktgebiet)
BK	Bilanzkreis
BNetzA	Bundesnetzagentur
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität
CAL	Jahresprodukt
CEETR	CEE (Central and Eastern Europe) Trading Region
CEGH	Österreichisches Marktgebiet Ost
CMP Annex	Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen
DMA	Direct Market Access
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
EFET	The European Federation of Energy Traders
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EU	Europäische Union
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz (DE)
EUROSTAT	Statistisches Amt der Europäischen Union
Fernleitungs-VO	Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber

FZK	Feste frei zuordenbare Kapazität
GASPOOL/GPL	Marktgebiet GASPOOL
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung (DE)
GG	Grundgesetz der Bundesrepublik Deutschland
GSE	Gas Storage Europe
GTF	Dänisches Marktgebiet
GTM	ACER Gas Target Model II
GÜP	Grenzübergangspunkt
HHI	Herfindahl-Hirschman Index
ICE Endex	Intercontinental Exchange
IRDI	Importrouten-Diversifikations-Index
LEBA	The London Energy Broker's Association
LaFZK	Lastabhängige, frei zuordenbare Kapazität
LNG	Liquefied Natural Gas – Flüssiggas
MG	Marktgebiet
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MIK	Marktgebietsintegrations-Konstellation
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
N-1	Infrastrukturstandard
NBP	Großbritannienisches Marktgebiet
NC BAL	Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen
NC CAM	Verordnung (EU) Nr. 984/2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen

NC INT	Verordnung (EU) 2015/703 zur Festlegung eines Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch
NC TAR	TAR NC for Re-Submission to ACER (TAR0500-15), 31.Juli 2015 (Entwurfsversion)
NCG	Marktgebiet NetConnect Germany
NID	Netto-Import-Bedarf
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
PEG Nord	Französisches Marktgebiet (nördliches)
PEG Sud	Vormals französisches Marktgebiet (mittlerweile Teil der Handelszone TRS)
PEG TIGF	Vormals französisches Marktgebiet (mittlerweile Teil der Handelszone TRS)
RLMmT	Allokation von RLM-Ausspeisepunkten im Stundenregime (mit Tagesband)
RLMNEV	Allokationen an RLM-Ausspeisepunkten mit Nominierungsersatzverfahren
RLMoT	Allokation von RLM-Ausspeisepunkten im Stundenregime (ohne Tagesband)
RSI	Residual Supply Index
SLP	Standardlastprofil
SoS-VO	Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung
SPB	Bedarfsdeckung Speicher
SPL	Leistungsdeckung Speicher
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TKER	Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate
TVD	Theoretisches Verbindungsdefizit
TVK	Technisch verfügbare Kapazität (Summe fester Kapazitäten)
TRANOT	Transaktionsnachricht
TRS	Integriertes südfranzösisches Marktgebiet (vormals PEG Sud + PEG TIGF)
TTF	Niederländisches Marktgebiet

UIOLI	„Use it or lose it“ (Engpass-/Kapazitätsmanagement)
VO	Verordnung
VOB	Tschechisches Marktgebiet
VHP	Virtueller Handlungspunkt
VNB	Verteilernetzbetreiber
VTP	Polnisches Marktgebiet
WECOM	Wagner, Ebling & Company
WDO	Within-Day Obligation – Untertägige Verpflichtung
ZEE	Zeebrugge Beach Area
ZTP(H)	Vormals belgisches H-Gas Marktgebiet (nun Teil von BeLux)
ZTP(L)	Belgisches L-Gas Marktgebiet

Anmerkung: Länderkürzel entsprechen der ISO 3166-1 ALPHA-2 Kodierliste.

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Erfüllung der Marktindikatoren für NCG/GASPOOL (Erfüllung der Schwellenwerte grün markiert)	6
Tabelle 2: Erfüllungsgrad der Liquiditätsindikatoren für NCG/GASPOOL	6
Tabelle 3: Im Rahmen des Gutachtens identifizierte marktgebietsinterne Maßnahmen und deren Wirkung auf den Großhandelsmarkt	8
Tabelle 4: Erfüllungsgrad für GTM II Indikatoren und Versorgungssicherheit für alle vorselektierten Konstellationen	11
Tabelle 6: Ermittlungsmethodik der GTM II Liquiditätsindikatoren	25
Tabelle 7: Veränderung Marktpreis-Niveau (Angaben in ct/kWh)	28
Tabelle 8: Veranschaulichung der Veränderung des Marktpreis-Niveaus vor dem Hintergrund der Schwellen des GTM II	28
Tabelle 9: Ergebnisse Marktindikatoren NCG und GASPOOL 2014	29
Tabelle 10: Ergebnisse Liquiditätsindikatoren Spot NCG und GASPOOL 2014	30
Tabelle 11: Ergebnisse Liquiditätsindikatoren Prompt NCG und GASPOOL 2014	31
Tabelle 12: Ergebnisse Liquiditätsindikatoren Forward NCG und GASPOOL 2014	32
Tabelle 13: Erfüllungsgrad der Liquiditätsindikatoren für NCG/GASPOOL	34
Tabelle 14: Strukturelle Unterschiede zwischen NCG/GASPOOL und den europäischen Leitmärkten	54
Tabelle 15: Übersicht möglicher marktgebietsinterner Maßnahmen und zu erwartende Wirkung auf Marktsegmente	55
Tabelle 16: Umgesetzte bzw. in Umsetzung stehende marktgebietsinterne Maßnahmen	56
Tabelle 17: Theoretischer Nutzen-Beitrag unterschiedlicher Marktgebietsintegrationsmodelle	75
Tabelle 18: Aspekte für die Eingrenzung von zu untersuchenden Marktgebietsintegrations-Konstellationen	78
Tabelle 19: Eingegrenzte Konstellationen für Marktgebietsintegrationen für die deutschen Marktgebiete	80
Tabelle 20: Erfüllungsgrad für GTM II Indikatoren und Versorgungssicherheit für alle theoretischen Konstellationen	103

Tabelle 21: Harmonisierungsthemen im Bereich Netzzugang.....	122
Tabelle 22: Harmonisierungsthemen im Bereich Versorgungssicherheit	135
Tabelle 23: Harmonisierungsthemen im Bereich Speicher	138
Tabelle 24: Harmonisierungsthemen im Bereich Entgelte	140
Tabelle 25: Zusätzliche, relevante Aspekte im Rahmen der Umsetzung eines Marktgebietsintegrationsmodells	145
Tabelle 26: Gesamtüberblick quantitative Prüfkriterien für ausgewählte Marktgebietsintegrations-Konstellationen	148
Tabelle 27: Speicher-HHI für ausgewählte Marktgebietsintegrations-Konstellationen.....	159
Tabelle 28: Zusammenfassung des Harmonisierungsbedarfs für ausgewählte Marktgebietsintegrations-Konstellationen.....	161

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Darstellung der Phasen der Gutachten-Erstellung	1
Abbildung 2: Auswahl der vier vielversprechendsten MIKs	12
Abbildung 4: Erfüllungsgrad der Liquiditätsindikatoren NCG und GASPOOL, 2013 und 2014.....	33
Abbildung 5: Spotmarkt - Medianes Volumen (MW) im Orderbuch.....	36
Abbildung 6: Spotmarkt - Mittlerer Bid-Offer Spread (%)	37
Abbildung 7: Spotmarkt - Preissensitivität (%) Offer/Bid	38
Abbildung 8: Spotmarkt - Mediane Anzahl der Trades.....	39
Abbildung 9: Promptmarkt - Medianes Volumen (MW) im Orderbuch.....	40
Abbildung 10: Promptmarkt - Mittlerer Bid-Offer Spread (%)	41
Abbildung 11: Promptmarkt - Preissensitivität (%) Offer/Bid	42
Abbildung 12: Promptmarkt – Mediane Anzahl der Trades.....	43
Abbildung 13: Forwardmarkt – Mittlerer Liquiditätshorizont (Monate) im Orderbuch	44
Abbildung 14: Forwardmarkt – Mittlerer Bid-Offer Spread (%) 12. Monat	45
Abbildung 15: Forwardmarkt – Mittlerer Bid-Offer Spread (%) 24. Monat	46
Abbildung 16: Forwardmarkt - Handelshorizont auf Basis vorliegender Daten.....	47
Abbildung 17: Notwendigkeit eines funktionierenden Terminmarktes - Szenario A.....	50
Abbildung 18: Notwendigkeit eines funktionierenden Terminmarktes - Szenario B.....	51
Abbildung 19: Notwendigkeit eines funktionierenden Terminmarktes – Zusammenfassung	52
Abbildung 20: Potentielle Auswirkungen marktgebietsinterner Maßnahmen.....	54

Abbildung 21: Prevailing View des britischen FNB National Grid.....	61
Abbildung 22: Schematische Darstellung der vollständigen Marktzusammenlegung	67
Abbildung 23: Schematische Darstellung einer Handelszone gemäß GTM II	69
Abbildung 24: Alternatives Umsetzungsmodell für eine Handelszone.....	70
Abbildung 25: Schematische Darstellung des Satellitenmarktes.....	72
Abbildung 26: Schematische Darstellung der Gasmarktkopplung.....	73
Abbildung 27: Deutsche Nachbarmärkte als potentielle Partner für Marktgebietsintegrationen.....	77
Abbildung 28: Anzahl der Bezugsquellen für eingegrenzte Marktgebietsintegrationen	82
Abbildung 29: Relative Veränderung der Anzahl der Bezugsquellen für NCG (links) und GASPOOL (rechts).....	83
Abbildung 30: Herfindahl-Hirschman Index für eingegrenzte Marktgebietsintegrationen.....	84
Abbildung 31: Relative Veränderung des Herfindahl-Hirschman Index für NCG (links) und GASPOOL (rechts)	85
Abbildung 32: Residual Supply Index für eingegrenzte Marktgebietsintegrationen	86
Abbildung 33: Relative Veränderung des Residual Supply Index für NCG (links) und GASPOOL (rechts)	87
Abbildung 34: Erfüllungsgrad der Liquiditätsindikatoren für betrachtete Marktgebietsintegrations-Konstellationen.....	89
Abbildung 35: Zusatzbetrachtung Erfüllungsgrad Liquiditätsindikatoren für betrachtete Marktgebietsintegrations-Konstellationen (absolut)	90
Abbildung 36: Infrastrukturstandard für eingegrenzte Konstellationen	94
Abbildung 37: Importrouten-Diversifikations-Index für eingegrenzte Konstellationen	97
Abbildung 38: Bedarfsdeckung Speicher für eingegrenzte Konstellationen	99
Abbildung 39: Leistungsdeckung Speicher für eingegrenzte Konstellationen	101
Abbildung 40: Auswahl der vier vielversprechendsten Marktgebietsintegrations-Konstellationen (MIKs) für NCG und GASPOOL.....	106
Abbildung 41: Themenbereiche der ergänzenden Prüfkriterien zur Bewertung von Marktgebietsintegrations-Konstellationen	110

Abbildung 42: Veranschaulichung der DMA-Logik.....	117
Abbildung 43: Schematische Berechnung des Direct Market Access	119
Abbildung 44: Mögliche Ausprägungen des regulatorischen Koordinierungsbedarfs	143
Abbildung 45: Ergebnisse der Prüfkriterien theoretisches Verbindungsdefizit und theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für MIK 1	150
Abbildung 46: Ergebnisse der Prüfkriterien theoretisches Verbindungsdefizit und theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für MIK 2	151
Abbildung 47: Ergebnisse der Prüfkriterien theoretisches Verbindungsdefizit und theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für MIK 3	152
Abbildung 48: Ergebnisse der Prüfkriterien theoretisches Verbindungsdefizit und theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für MIK 4	153
Abbildung 49: Ergebnisse des Prüfkriteriums Direct Market Access für MIK 1	154
Abbildung 50: Ergebnisse des Prüfkriteriums Direct Market Access für MIK 2.....	155
Abbildung 51: Ergebnisse des Prüfkriteriums Direct Market Access für MIK 3.....	156
Abbildung 52: Ergebnisse des Prüfkriteriums Direct Market Access für MIK 4.....	157
Abbildung 53: Anteil der geschützten Kunden am Gesamtverbrauch für ausgewählte Marktgebiete	158
Abbildung 54: Detailergebnisse der Erhebung der qualitativen Prüfkriterien – Teil 1	163
Abbildung 55: Detailergebnisse der Erhebung der qualitativen Prüfkriterien – Teil 2	164
Abbildung 56: Liquiditätsindikatoren im Spotbereich für eingegrenzte Marktgebietsintegrations-Konstellationen	181
Abbildung 57: Liquiditätsindikatoren im Promptbereich für eingegrenzte Marktgebietsintegrations-Konstellationen	182
Abbildung 58: Liquiditätsindikatoren im Forwardbereich für eingegrenzte Marktgebietsintegrations-Konstellationen	183

DISCLAIMER

Das Gutachten wurde von Wagner & Elbling GmbH im Auftrag der Bundesnetzagentur („Auftraggeber“) erstellt. Es ist ausschließlich für die Zwecke des Auftraggebers bestimmt und berücksichtigt nicht die Interessen außenstehender Dritter.

Das Gutachten muss im Kontext seiner Erstellung verstanden werden, einschließlich der Einschränkungen bezüglich der Verfügbarkeit von Zeit und Informationen, der Qualität dieser Informationen und der mit dem Auftraggeber getroffenen Vereinbarungen und Annahmen. Informationen und Auffassungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden.

Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen werden Dritten nur unter der Bedingung zur Verfügung gestellt, dass Wagner & Elbling GmbH keine Haftung für die bereitgestellten Informationen, einschließlich aller Fehler oder Ungenauigkeiten und daraus folgende Schäden materieller oder ideeller Art, übernimmt.

Haftungsansprüche gegen Wagner & Elbling GmbH bzw. Mitarbeiter von Wagner & Elbling GmbH, welche sich auf Schäden materieller oder ideeller Art beziehen, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen bzw. durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen verursacht wurden, sind grundsätzlich ausgeschlossen.

ANNEX

A.1 BESCHREIBUNG DER DATENGRUNDLAGE

Inlandsproduktion:

- EUROSTAT⁹⁶ mit Betrachtungszeitraum 2014 mit Ausnahme von Deutschland – hier BNetzA Monitoring Report 2015 (Betrachtungszeitraum 2014)
- Abgrenzung der Inlandsproduktion auf die Marktgebiete NCG und GASPOOL:
 - Die prozentuale Aufteilung der Gesamtproduktion wird mithilfe von Produktionsmengen der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG Transparency Platform⁹⁷) durchgeführt
 - Dabei wird die Produktion von NCG ausschließlich auf Basis der von OGE bereit gestellten Werte festgelegt und die verbleibenden Produktionsmengen GASPOOL zugeordnet.

Inlandsverbrauch:

- EUROSTAT mit Betrachtungszeitraum 2014 mit Ausnahme von Deutschland – hier BNetzA Monitoring Report 2015 (Betrachtungszeitraum 2014)
- Aufteilung des Inlandsverbrauchs gemäß ENTSO-G Publikation⁹⁸
 - NCG: 54,22% des nationalen Gesamtverbrauchs
 - GASPOOL: 45,78% des nationalen Gesamtverbrauchs

Importdaten: EUROSTAT mit Betrachtungszeitraum 2014⁹⁹ (Angabe von Importen in Bestimmungsländer bezogen auf die tatsächlichen Ursprungsländer)

⁹⁶ EUROSTAT deklariert Produktion aus norwegischen Feldern als norwegische Produktion.

⁹⁷ <https://transparency.entso.eu/>

⁹⁸ http://www.entso.eu/public/uploads/files/publications/GRIPs/2014/entsog_grip_snc_low.pdf

⁹⁹ Für CEGH werden die Importe je Bezugsquelle anhand der für 2013 ausgewiesenen Aufteilung bestimmt, da entsprechende Daten für 2014 nicht vorhanden sind.

Technische Kapazitäten:

- ENTSOG Capacity Map 2014/15¹⁰⁰ mit Ausnahme von Deutschland – hier Netzentwicklungsplan 2015 mit Kapazitätsausweis für 2014¹⁰¹
- GLE LNG Map 2014

Entry/Exit-Allokationen¹⁰² an untersuchten Punkten: ENTSOG Transparency Platform mit Betrachtungszeitraum 2014

Speicherdaten relevant für alle Kennzahlen außer Infrastrukturstandard:

- Arbeitsgasvolumina und Ausspeicherleistungen grundsätzlich laut GSE Storage Map 2014
- Situation AT/NCG:
 - Haidach: ist gemäß BNetzA zu 100% NCG zugeordnet, da kein Anschluss nach AT besteht
 - 7Fields:
 - Ermittlung der Transportkapazität „Standardkapazität“ im österreichischen System zum Abtransport ausgespeicherter Mengen von 195.833 m³/h gemäß AGGM Langfristige Planung 2015¹⁰³
 - Vergleich dieser o.g. Transportkapazität mit der gesamten max. Ausspeicherleistung des Speichers (10.112.000 kWh/h, gemäß E-Control Marktbericht 2014¹⁰⁴)
 - Ermittlung des österreichischen Nutzungsanteils als Verhältnis dieser beiden Werte (=22% der gesamten max. Ausspeicherleistung des Speichers)
 - Der verbleibende Anteil, sowohl bei AGV als auch bei Ausspeicherleistung (=78%), wird Deutschland zugeordnet.

¹⁰⁰ Kapazitäten entsprechen gemäß angegebener Methodik dem Minimum der durch einzelne FNB an einem Netzpunkt ausgewiesenen Kapazitäten („lesser rule“) und werden daher als TVK für Berechnung von TVD und TKER angesetzt; z.T. bestehen im Vergleich mit der ENTSOG Transparency Platform punktuelle Inkonsistenzen.

¹⁰¹ NEP-Inputlisten hinsichtlich fester Kapazitäten enthalten jeweils Daten für den Stichtag 01.01. (siehe Abschnitt 4.3. in „WECOM Gutachten im Auftrag der BNetzA „Kapazitätsprodukte im deutschen Erdgasmarkt – Bestandsaufnahme und Weiterentwicklung“ (2014)).

¹⁰² Wenn keine Allokationen vorhanden sind werden die gemeldeten Renominierungen verwendet. Falls auch diese nicht vorhanden sind, werden Daten der einzelnen FNBs benutzt.

¹⁰³ <http://www.aggm.at/netzinformation/langfristige-planung>

¹⁰⁴ http://www.e-control.at/publikationen/marktberichte#p_p_id_56_INSTANCE_10003A20822_

Speicherdaten relevant für Infrastrukturstandard:

- Im Rahmen des Infrastrukturstandards werden jeweils die in den nationalen Präventionsplänen angegebenen Ausspeicherleistungen angesetzt.
- Falls diese nicht vorhanden sind, wird auf die Daten aus der GSE Storage Map 2014 zurückgegriffen.

FZK-Anteile: Anteile der FZK an deutschen Entry-TVKs laut WECOM Gutachten „WECOM Gutachten im Auftrag der BNetzA Kapazitätsprodukte im deutschen Erdgasmarkt – Bestandsaufnahme und Weiterentwicklung“ (2014)

Brennwertannahme: 11kWh/m³

A.2 DETAILBETRACHTUNG DER AUSWIRKUNGEN DES NEP 2015 AUF DIE MARKTINDIKATOREN DER DEUTSCHEN MARKTGEBIETE

NR.	EINGANGSGRÖÙE	VERÄNDERUNG VON 2014 AUF 2017 (LT. PROGNOSEN/ANNAHMEN DES NEP 2015)	ERGEBNISSE
1.	Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> ■ Szenarien für nationale Entwicklung <ul style="list-style-type: none"> ■ Szenario 1: -8% ■ Szenario 2: -9% ■ Szenario 3: -13% ■ Verteilung auf die Marktgebiete wird unverändert angenommen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anzahl der Bezugsquellen und HHI unverändert ■ Leichte Verbesserung des RSI → Bandbreite: <ul style="list-style-type: none"> ■ Szenario 1: NCG +3% / GASPOOL +7% ■ Szenario 3: NCG +5% / GASPOOL +13%

NR.	EINGANGSGRÖßE	VERÄNDERUNG VON 2014 AUF 2017 (LT. PROGNOSEN/ANNAHMEN DES NEP 2015)	ERGEBNISSE
2.	Eigenproduktion	<ul style="list-style-type: none"> ■ Annahme für nationale Entwicklung: -18% ■ Verteilung auf die Marktgebiete wird unverändert angenommen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anzahl der Bezugsquellen unverändert ■ Leichte Verschlechterung von HHI und RSI <ul style="list-style-type: none"> ■ HHI: DE gesamt: -3% (NCG: -1% / GASPOOL - 6%) ■ RSI: DE gesamt -0,3% (NCG +/-0; GASPOOL: - 3%) → GASPOOL mit 107,28% knapp unter der Schwelle des GTM II
3.	Importkapazitäten ¹⁰⁵	<ul style="list-style-type: none"> ■ Veränderung von Importkapazitäten an GÜP/MÜP auf Basis der punktspezifischen Angaben in Inputliste ■ Zuordnung von Import-Kapazitäten zu Quellen wird unverändert angenommen ■ Überblicksweise Veränderung der TVK an GÜP/MÜP 2014-2017: <ul style="list-style-type: none"> ■ NCG: -0,4% an GÜP / -2% an MÜP ■ GASPOOL: +2% an GÜP / MÜP unverändert 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anzahl der Bezugsquellen unverändert ■ HHI unverändert ■ Leichte Veränderung der RSI-Ergebnisse (Schwellen des GTM II weiterhin erfüllt): <ul style="list-style-type: none"> ■ NCG: -1,1% ■ GASPOOL: +5,4%

- ¹⁰⁵ Zugrundliegende Annahmen:
 - Bis 2017 keine nennenswerte Veränderung der bestehenden Quellen
 - Bis 2017 keine wesentliche Veränderung der bestehenden Marktanteile einzelner Produzenten bezogen auf die Quellen

A.3 DETAILERGEBNISSE DER LIQUIDITÄTSINDIKATOREN FÜR EINGEGRENZTE KONSTELLATIONEN

Abbildung 55: Liquiditätsindikatoren im Spotbereich für eingegrenzte Marktgebietsintegrations-Konstellationen

	Day-Ahead Produkte					
	Indikator 1		Indikator 2	Indikator 3		Indikator 4
	Mediane Volumina (MW) im Orderbuch		Mittlerer Bid-Offer Spread (%)	Orderbuch Preissensitivität: Mittleres Markup/Markdown der Preise bzgl. der Bestpreise (%)		Mediane Anzahl der Abschlüsse
	Offer-Seite	Bid-Seite		Offer-Seite	Bid-Seite	
NCG+GPL	2.405	2.850	0,2%	0,01%	0,01%	760
NCG+GPL+TTF	5.264	5.796	0,2%	0,00%	0,00%	1.344
NCG+GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE	2.763	3.400	0,2%	0,00%	0,00%	860
NCG+GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE+TTF	5.591	6.442	0,2%	0,00%	0,00%	1.438
NCG+GPL+VOB	2.405	2.840	0,2%	0,01%	0,01%	760
NCG+TTF	4.236	4.927	0,2%	0,01%	0,00%	1.057
NCG+BeLux	1.441	1.761	0,3%	0,04%	0,03%	471
NCG+BeLux+ZTP(L)+ZEE	1.829	2.336	0,2%	0,01%	0,01%	567
NCG+PEGN+TRS	1.566	1.947	0,3%	0,04%	0,03%	550
NCG+CEGH	1.955	2.316	0,2%	0,02%	0,01%	544
GPL+TTF	3.992	4.350	0,2%	0,01%	0,01%	862
GPL+BeLux	1.226	1.325	0,3%	0,04%	0,03%	292
GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE	1.634	1.895	0,3%	0,01%	0,01%	390
GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE+TTF	4.367	4.966	0,2%	0,01%	0,01%	953
Schwellenwert	≥ 2.000	≥ 2.000	≤ 0,4%	≤ 0,02%	≤ 0,02%	≥ 420

Abbildung 56: Liquiditätsindikatoren im Promptbereich für eingegrenzte Marktgebietsintegrations-Konstellationen

	Front-Month Produkte					Indikator 4 Mediane Anzahl der Abschlüsse
	Indikator 1 Mediane Volumina (MW) im Orderbuch		Indikator 2 Mittlerer Bid-Offer Spread (%)	Indikator 3 Orderbuch Preissensitivität: Mittleres Markup/Markdown der Preise bzgl. der Bestpreise (%)		
	Offer-Seite	Bid-Seite		Offer-Seite	Bid-Seite	
NCG+GPL	247	214	0,5%	0,3%	n.a.	73
NCG+GPL+TTF	663	673	0,3%	0,1%	0,1%	344
NCG+GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE	273	238	0,5%	0,3%	n.a.	83
NCG+GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE+TTF	698	706	0,3%	0,1%	0,1%	354
NCG+GPL+VOB	247	214	0,5%	0,3%	n.a.	73
NCG+TTF	594	620	0,3%	0,1%	0,1%	322
NCG+BeLux	161	140	0,6%	n.a.	n.a.	50
NCG+BeLux+ZTP(L)+ZEE	192	172	0,6%	0,3%	n.a.	59
NCG+PEGN+TRS	177	161	0,7%	n.a.	n.a.	56
NCG+CEGH	224	203	0,6%	0,3%	n.a.	67
GPL+TTF	552	545	0,3%	0,1%	0,1%	293
GPL+BeLux	106	96	0,6%	n.a.	n.a.	21
GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE	132	126	0,5%	n.a.	n.a.	30
GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE+TTF	583	586	0,3%	0,1%	0,1%	302
Schwellenwert	≥ 470	≥ 470	≤ 0,2%	≤ 0,1%	≤ 0,1%	≥ 160

Abbildung 57: Liquiditätsindikatoren im Forwardbereich für eingegrenzte Marktgebietsintegrations-Konstellationen

	Forward Produkte								Indikator 4 Mittlerer Handelshorizont (Monate) mit mind. 8 Abschlüssen/Tag
	Indikator 1 Mittlerer Liquiditätshorizont (Monate)		Indikator 2 Mittlerer Bid-Offer Spread (%)		Indikator 3 Orderbuch Preissensitivität: Mittleres Markup/Markdown der Preise bzgl. der Bestpreise (%)				
	Offer-Seite	Bid-Seite	12. Monat	24. Monat	12. Monat		24. Monat		
				Offer-Seite	Bid-Seite	Offer-Seite	Bid-Seite		
NCG+GPL	0,9	1,3	0,6%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	13,4
NCG+GPL+TTF	15,9	18,7	0,3%	0,5%	n.a.	n.a.	n.a.	0,2%	28,1
NCG+GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE	1,2	1,6	0,6%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	13,9
NCG+GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE+TTF	16,0	18,8	0,3%	0,5%	n.a.	n.a.	n.a.	0,2%	28,1
NCG+GPL+VOB	1,0	1,3	0,6%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	13,2
NCG+TTF	15,7	18,0	0,3%	0,5%	n.a.	n.a.	n.a.	0,2%	27,6
NCG+BeLux	0,3	0,8	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	9,2
NCG+BeLux+ZTP(L)+ZEE	0,5	1,1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	10,4
NCG+PEGN+TRS	0,5	1,2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	10,2
NCG+CEGH	1,2	1,7	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	11,2
GPL+TTF	15,4	16,9	0,3%	0,5%	n.a.	n.a.	n.a.	0,2%	27,1
GPL+BeLux	0,1	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	3,9
GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE	0,2	0,1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	6,3
GPL+BeLux+ZTP(L)+ZEE+TTF	15,5	17,1	0,3%	0,5%	n.a.	n.a.	n.a.	0,2%	27,1
Schwellenwert	≥ 17	≥ 17	≤ 0,7%	≤ 0,7%	≤ 0,2%	≤ 0,2%	≤ 0,2%	≤ 0,2%	≥ 22