

STUDIE MARKTINTEGRATION – ANALYSE VON MARKTINTEGRATIONSVARIANTEN INKLUSIVE EINER VEREINFACHTEN KOSTEN-NUTZEN-ABSCHÄTZUNG

Studie im Auftrag der E-Control Austria

Wien, 15.12.2016

HINTERGRUND UND AUFTRAG

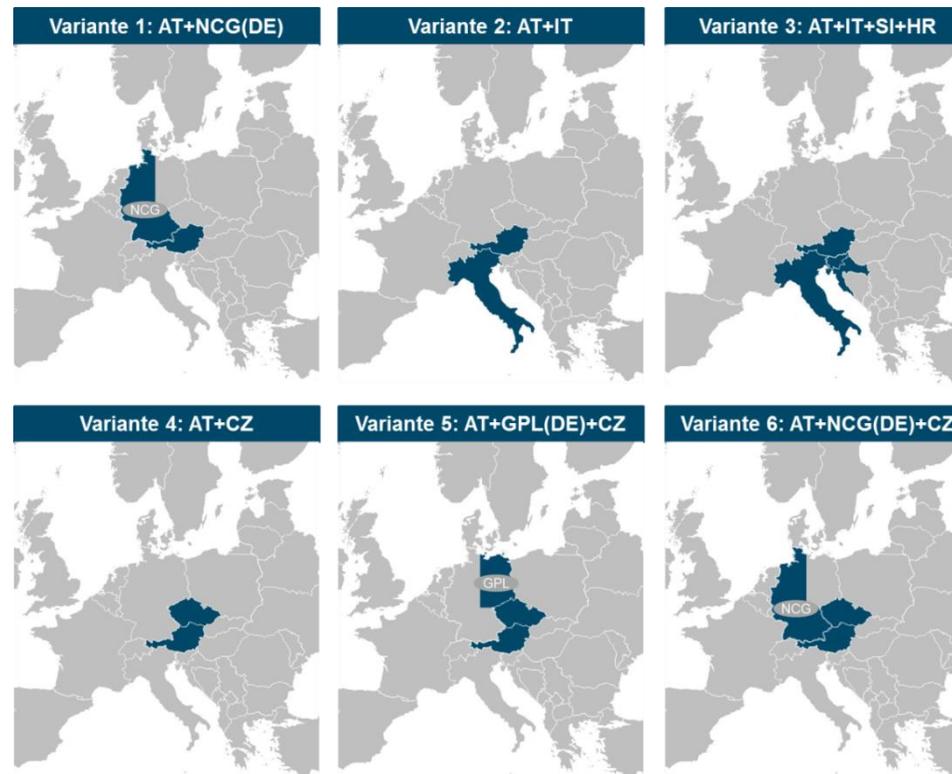
Seit 1998 verfolgt die Europäische Union (EU) das Ziel der Schaffung eines Erdgasbinnenmarktes (Richtlinie 98/30/EG). In diesem Zusammenhang strebt das ACER Gas Target Model (AGTM), welches im Jänner 2015 veröffentlicht wurde, die Umsetzung eines wettbewerbsfähigen europäischen Gasmarktes, bestehend aus gut miteinander verbundenen, funktionstüchtigen Markträumen (Entry-/Exit-Systemen) an. Diese sollen die durch das AGTM definierten Metriken in Bezug auf Funktionsfähigkeit und Liquidität der Großhandelsmärkte (Market Participants' Needs Metrics) und Diversifikation von Importeuren und Supply-Quellen (Market Health Metrics) erfüllen und somit für alle Endverbraucher und Versorger innerhalb der EU den Zugang zu funktionierenden Großhandelsmärkten ermöglichen. Um dies zu erreichen, sollen Entry-/Exit-Systeme grundsätzlich nicht durch nationale Grenzen beschränkt sein, sondern auf Basis existierender bzw. intendierter Infrastruktur so definiert werden, dass sich ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis einstellt, welches gemäß AGTM im Zuge einer entsprechenden Kosten-Nutzen-Analyse zu erheben ist.

Vor diesem Hintergrund werden im Rahmen dieser Studie vorgegebene (grenzüberschreitende) Marktintegrationsvarianten des österreichischen Marktgebiets Ost analysiert. Dabei werden in einem ersten Schritt strukturelle Eigenschaften, wie die Bezugsstruktur, Versorgungssicherheit, Zugang zu direkten, neuen Quellen und Auswirkungen auf den Ausweis bestehender Entry-/Exit-Kapazitäten dieser vorgegebenen Marktintegrationsvarianten anhand quantitativer Indikatoren bewertet. In weiterer Folge wird durch eine vereinfachte Kosten-Nutzen-Analyse der potentiell zu erwartende volkswirtschaftliche Nettonutzen für Endverbraucher je Variante abgeschätzt und es wird überprüft, inwieweit sich dieser ermittelte Nutzen bei einer nicht vollständigen Integration (z.B. Etablierung einer Trading Region mit zusätzlich verbleibenden, nationalen Zonen) reduzieren würde. Ergänzend wird auf die grundsätzlichen Harmonisierungsbedarfe bei Umsetzung einer derartigen Marktintegration eingegangen und es werden die dabei relevanten Unterschiede zwischen den Integrationsmodellen dargestellt.

ZUSAMMENFASSUNG

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden sechs Marktintegrationsvarianten als potentielle Maßnahmen zur Weiterentwicklung des österreichischen Gasmarktes (AT) im Detail betrachtet. Diese sind in nachstehender Grafik dargestellt und werden in weiterer Folge einerseits anhand quantitativer Indikatoren in Bezug auf ihre strukturellen Eigenschaften und andererseits im Rahmen einer vereinfachten Kosten-Nutzen-Analyse bezüglich ihres Potentials zur Schaffung volkswirtschaftlichen Nutzens analysiert. Diese Marktintegrationsvarianten basierend auf der bestehenden Infrastruktur bzw. bei Integration mit CZ inkludieren die Realisierung des BACI-Projekts.

Abbildung 1: Geografische Ausdehnung der betrachteten Marktintegrationsvarianten



Quantitative Indikatoren zur Bewertung der strukturellen Eigenschaften der Marktintegrationsvarianten

Für alle betrachteten Marktintegrationsvarianten werden im Rahmen der strukturellen Analyse eine Reihe an quantitativen Indikatoren berechnet, deren Ergebnisse und Bedeutung nachfolgend erläutert sind (Überblick siehe Tabelle 1).

Market Health Metrics

Die Betrachtung der Market Health Metrics ergibt, dass alle Marktintegrationsvarianten, wie auch bereits AT als eigenständiger Markt, eine ausreichend hohe *Anzahl der Bezugsquellen* aufweisen und der *Residual Supply Index (RSI)*, welcher die Fähigkeit eines Marktes, den Ausfall des größten Lieferanten zu kompensieren, misst, für alle Kombination außer AT+NCG(DE) erfüllt ist. Die Analyseergebnisse des *Herfindahl-Hirschman Index (HHI)* bestätigen die Aussagen des zuvor erläuterten Indikators der Bezugsquellen. Es kann zwar in keinem der Fälle der durch das AGTM definierte Schwellenwert erreicht werden, jedoch stellt sich bei Varianten mit NCG(DE), GPL(DE) oder IT aufgrund einer größeren Anzahl an Bezugsquellen eine niedrigere Konzentration als aktuell in AT ein. Einzig bei einer Integration mit CZ, wo sich die Abhängigkeit vom größten Lieferanten potentiell weiter erhöhen würde, verschlechtert sich das Ergebnis entsprechend.

Ergänzende Indikatoren der Versorgungssicherheit

Für sämtliche betrachtete Konstellationen ergibt sich eine Erfüllung des in der Verordnung (EU) 994/2010 festgeschriebenen *Infrastrukturstandards (N-1)* von mindestens 100% des Maximalbedarfs eines jeweiligen Marktes. Die Berechnungen zeigen allerdings, dass der *Importrouten-Diversifikations-Index (IRDI)* als Maßstab für die Diversifikation vorhandener Importrouten für keine der Marktintegrationsvarianten erfüllt werden kann. In allen Fällen kann jedoch eine Verbesserung des Wertes für AT (als eigenständiger Markt) verzeichnet werden und mit Ausnahme von der Kombination AT+CZ wird der Schwellenwert nur knapp verfehlt.

AT als eigenständigen Markt hat das Potential 78% des Jahresbedarfs durch vorhandenes Arbeitsgasvolumen der Speichieranlagen abzudecken (*Bedarfsdeckung Speicher, SPB*). Die betrachteten Marktintegrationsvarianten weisen durchwegs niedrigere Ergebnisse auf (31%-62%), wobei einzig eine Integration mit CZ oder CZ+GPL(DE) zu einem Ergebnis in einer vergleichbaren Größenordnung führen würde.

Ein ähnliches Bild zeigt sich hinsichtlich des Potentials zur Deckung der Spitzenleistung durch die im Markt maximal verfügbare Ausspeicherleistung (*Leistungsdeckung Speicher, SPL*). Ausgehend von dem Einzelergebnis für AT von 131% ergibt sich für Integrationen mit CZ oder den deutschen Marktgebieten eine zwar verringerte, aber immer noch sehr hohe Leistungsdeckung Speicher. Dabei ist insbesondere die Variante AT+GPL(DE)+CZ mit 115% hervorzuheben. Die beiden Marktintegrationsvarianten, welche IT inkludieren, erreichen, wie auch bereits bei dem zuvor betrachteten Indikator *SPB*, deutlich niedrigere, aber im internationalen Vergleich immer noch hohe Ergebnisse von rund 70%.

Speicher-HHI

Bei einer Einzelbetrachtung von AT ergibt sich keine ausreichende Diversifikation der Speicheranbieter. Mit Ausnahme jener Integrationsvarianten, die Italien miteinschließen, stellt sich aber bei sämtlichen Integrationsvarianten eine ausreichend niedrige Marktkonzentration ein. Durch die konzentrierte Situation des italienischen Speichermarktes tritt bei Integrationsvarianten, welche Italien inkludieren, eine Verschlechterung des Indikators ein.

Direct Market Access (DMA)

Dieser Indikator bewertet den sich durch Marktgebietsintegration ergebenden, direkten Marktzugang zu potentiell neuen Gasquellen für AT und gibt an, in welchem Umfang der österreichische Netto-Import-Bedarf auf Basis von aktuell verfügbaren (d.h. ungenützten) Kapazitäten durch diese Quellen gedeckt werden könnte.

Die Ergebnisse zeigen fünf zusätzliche Quellen und einen sehr hohen DMA (99%) für Konstellationen, welche IT enthalten. Auch bei Varianten mit NCG(DE) eröffnen sich für AT vier neue Quellen, jedoch kann aufgrund des vergleichsweise geringen Umfangs ungenützter Kapazität ein beträchtlich geringerer Anteil des NID mithilfe dieser Quellen gedeckt werden (18%-31%). Bei den beiden verbleibenden Kombinationen AT+CZ und AT+GPL(DE)+CZ ergibt sich nur geringes Verbesserungspotential (unter der Annahme der Realisierung des BACI-Projekts).

Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende theoretische Kapazitätseinschränkungsrate

Das theoretische Verbindungsdefizit (TVD) ist ein Indikator, der basierend auf der Kapazitätssituation und dem Inlandsverbrauch je Markt einer betrachteten Marktkombination ausdrückt, welches Verbindungsdefizit (bezogen auf den FZK-Entry) in einer Worst-Case-Nominierungssituation aus Sicht dieses jeweiligen Marktes im Jahresdurchschnitt besteht. Aufbauend auf dem jeweiligen Wert des TVD drückt die theoretische Kapazitätseinschränkungsrate (TKER) dessen relative Auswirkung aus (Anteil des Defizits an der frei zuordenbaren Entry-Kapazität).

Hier ergeben sich bei sämtlichen Integrationsvarianten nennenswerte Verbindungsdefizite in Worst-Case-Nominierungsszenarien, wobei diese für die Kombinationen AT+CZ und AT+GPL(DE)+CZ am höchsten ausfallen (aggregierte TKER von 55% bzw. 80%). Auch die Varianten mit NCG(DE) liegen nur knapp unter 50% Einschränkungsrates, wohingegen Integrationsvarianten mit IT, aufgrund der sehr hohen Verbindungskapazität, die geringsten Defizite (aggregierte TKER von 25% bzw. 29%) aufweisen.

Die nachfolgende Tabelle fasst die Berechnungsergebnisse bzgl. der quantitativen Indikatoren für die betrachteten Integrationsvarianten zusammen. Soweit möglich, ist dabei jeweils direkt auf gegebene Schwellenwerte/Vorgaben Bezug genommen worden und der relative Erfüllungsgrad dieser jeweiligen Vorgaben ausgewiesen. 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.

Tabelle 1: Zusammenfassung der Ergebnisse bzgl. der quantitativen Indikatoren (ausgedrückt als Erfüllungsgrad)

	Schwellenwert	AT	AT+NCG(DE)	AT+IT	AT+IT+SI+HR	AT+CZ	AT+GPL(DE)+CZ	AT+NCG(DE)+CZ
Market Health Metrics des AGTM								
Anzahl der Bezugsquellen	≥ 3	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
HHI	≤ 2.000	36%	70%	77%	78%	32%	50%	66%
RSI	≥ 110% des Bedarfs	100%	89%	100%	100%	100%	100%	100%
Versorgungssicherheit								
N-1	≥ 100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
IRDI	≤ 2.000	33%	97%	93%	95%	38%	93%	76%
SPB	% des Bedarfs	78%	31%	31%	31%	62%	47%	33%
SPL	% der Max-L.	131%	99%	72%	70%	98%	115%	95%
Speicher								
Speicher-HHI	≤ 2.000	90%	100%	48%	51%	100%	100%	100%
Kapazitätsbezogene Indikatoren								
DMA maximal (% des NID)			18%	99%	99%	13%	13%	31%
Zusätzliche direkte Quellen			4	5	5	1	3	4
TVD Einzelmärkte TWh/a des FZK Entry			AT: 440 NCG: 240	AT: 188 IT: 231	AT: 188 IT: 293 SI: - HR: 19	AT: 460 CZ: 102	AT: 605 GPL: 324 CZ: 34	AT: 440 NCG: 21 CZ: 102
TKER Einzelmärkte % des FZK Entry			AT: 77% NCG: 29%	AT: 27% IT: 23%	AT: 27% IT: 29% SI: - HR: 70%	AT: 67% CZ: 31%	AT: 88% GPL: 44% CZ: 18%	AT: 77% NCG: 18% CZ: 31%
TVD aggregiert TWh/a des FZK Entry			679	419	501	562	963	563
TKER aggregiert % des FZK Entry			48%	25%	29%	55%	60%	37%

Kosten-Nutzen-Analyse

Die vereinfachte Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt grundsätzlich unter Annahme maximaler Integrationstiefe, d.h. bei der Umsetzung eines Market Mergers, und auf Basis von marktspezifischen Eigenschaften (siehe Infrastructure Base Case Abschnitt 1 und Datengrundlage in Annex A.1). Dabei wird angenommen, dass die auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen entstehenden Nutzenpotentiale in einem funktionierenden und kompetitiven Marktumfeld schlussendlich bei Endverbrauchern wirksam werden.

Die Kosten-Nutzen-Analyse geht davon aus, dass entstehende Verbindungsdefizite etc. durch Einführung von Kapazitätsrestriktionen für bestehende Kapazitäten behandelt werden. Demzufolge werden (bis auf das Projekt BACI für die Marktintegrationsvarianten mit CZ) keine Kosten der Kapazitätsdarstellung angesetzt, sondern der ermittelte theoretische Nutzen wird, soweit erforderlich, vereinfachend im Ausmaß der Einschränkung der freien Verbindbarkeit zwischen zu integrierenden Teilmärkten (unter Annahme eines Worst-Case-Nominierungsszenarios) reduziert. Zusätzliche Kostenelemente, wie einmalige Implementierungskosten, werden im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert, da davon ausgegangen wird, dass diese durch ebenso nicht quantifizierte Nutzenkategorien, insbesondere Synergieeffekte für Marktrollen, kompensiert werden.

Dies führt zu drei primären Nutzenkategorien deren Beiträge im Rahmen der vorliegenden Studie entsprechend quantifiziert und abschließend zusammengefasst bewertet werden. Die Grundprinzipien werden im Folgenden kurz erläutert und die entsprechenden Ergebnisse nachfolgend zusammengefasst.

Gesteigerte Großhandelseffizienz

Im Rahmen dieser Kategorie entsteht theoretischer Nutzen durch die zentrale Annahme, dass bei einer Marktintegration ungenutzte Angebote des jeweils günstigeren Großhandelsmarktes für eine Preisreduktion im kombinierten Markt genutzt werden können. Im theoretischen Maximalfall käme es dabei zu einer Anpassung des Großhandelspreises auf das Preisniveau des niedrigeren der zurzeit getrennten Märkte, für die Nutzenermittlung wird jedoch ein reduzierter Effekt angesetzt.

Durch bestehende Verbindungsdefizite und daraus resultierende Einschränkungen der freien Verbindbarkeit von Einspeisungen in den integrierten Markt, bedarf es einer Reduktion des ungeachtet davon ermittelten Nutzens. Die daraus resultierende Reduktion des theoretischen Nutzens wird auf Basis der aggregierten Einschränkungsraten von Entry-Kapazitäten (TKER) der jeweiligen Marktintegrationsvariante umgesetzt.

Reduktion Bid-Ask Spreads

Unter der zentralen Annahme, dass sich im Rahmen einer Marktintegration - und der damit verbundenen Einführung eines zentralen VHPs als zentralem Erfüllungsort aller Großhandelstransaktionen - der gemeinsame Bid-Ask Spread aus dem Niveau des Marktes mit dem aktuell niedrigeren Bid-Ask-Spreads ergibt, werden die dadurch potentiell entstehenden Nutzenpotentiale der betrachteten Marktintegrationsvarianten anhand davon profitierender (historischer) Handelsvolumina berechnet. Analog zur Nutzenkategorie der gesteigerten Großhandelseffizienz wird auch in diesem Fall der theoretische Nutzen auf Basis der aggregierten TKER der einzelnen Marktintegrationsvarianten reduziert.

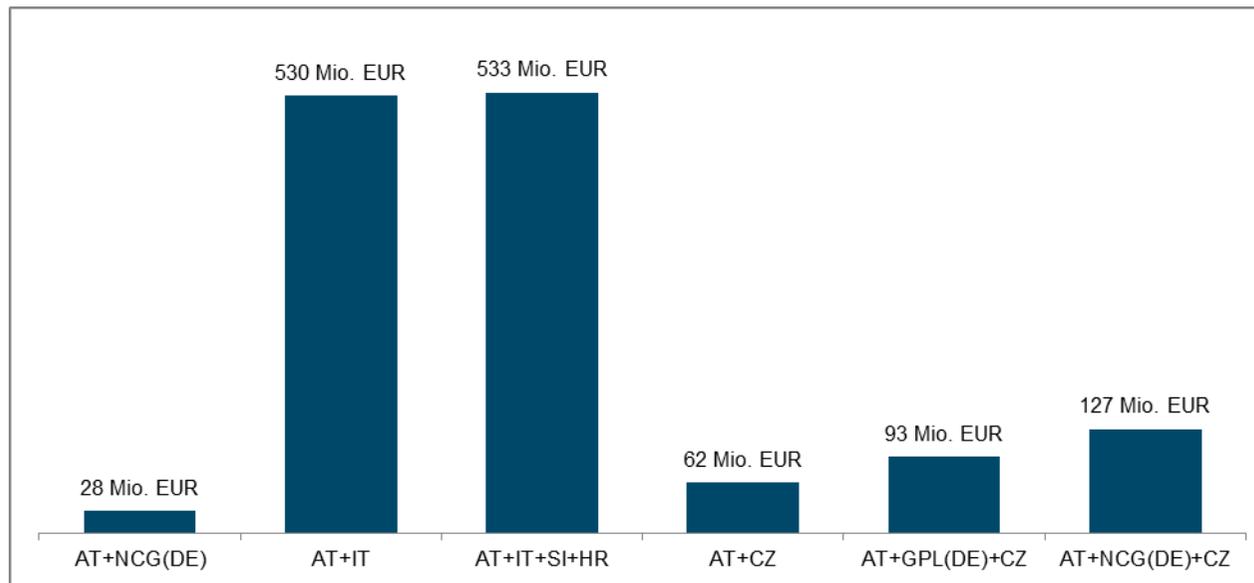
Gesteigerte Vertriebseffizienz

Die Ermittlung dieses Nutzenpotentials unterstellt, dass in Folge des Wegfalls von nationalen Marktbarrieren ein erhöhter Wettbewerb zu einer gesteigerten Vertriebseffizienz im integrierten Markt führt. Für die Berechnung dieses Nutzenpotentials wird angenommen, dass sich bestehende nationale Differenzen zwischen Großhandels- und Endverbraucherpreisen für Haushalte und Gewerbe im Bereich der Bestpreis-Angebote angleichen, d.h., dass die effizientesten Wettbewerber entsprechend attraktive Angebote im Gesamtmarkt platzieren. Diese kommen allen grundsätzlich wechselwilligen/-affinen Endverbrauchern (d.h. jenen Endverbrauchern, die bereits einen Vertrags- oder Lieferantenwechsel durchgeführt haben) in den Segmenten Haushalt und Gewerbe zugute. Für das Segment Industrie wird angenommen, dass sich die bereits aktuell sehr niedrigen Differenzen zwischen Großhandels- und Endverbraucherpreisen nicht weiter reduzieren. Die Verminderung des Nutzens auf Basis einer potentiellen Kapazitätseinschränkung ist in diesem Fall nicht erforderlich, da für Endverbraucher grundsätzlich eine engpassfreie Anbindung an den VHP unterstellt wird.

Die nachfolgende Grafik liefert einen aggregierten Gesamtüberblick des potentiell entstehenden Nutzens für die betrachteten Marktintegrationsvarianten als Ergebnis der quantifizierten Nutzenkategorien und unter Einbeziehung angenommener Kosten für die Herstellung zusätzlicher, Infrastruktur (BACI) gemäß Infrastructure Base Case (siehe Abbildung 4) als Ausgangspunkt der Analyse.

Aggregierte Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

Abbildung 2: Potentieller Gesamtnutzen für betrachtete Marktintegrationsvarianten in Mio. EUR/Jahr auf Basis quantifizierter Nutzenkategorien



Insbesondere die beiden Varianten unter Einschluss von IT ergeben einen sehr hohen potentiellen Nutzen. Dabei kommen einerseits das beträchtliche italienische Marktvolumen und andererseits das für diesen Fall verhältnismäßig geringe Ausmaß einer Kapazitätseinschränkung zu tragen. Die vier weiteren Marktintegrationsvarianten weisen ein deutlich geringeres Nutzenpotential auf, wobei Konstellationen mit drei Märkten, die einen größeren integrierten Marktraum umfassen, vergleichsweise größeren Nutzen generieren können. Der geringste Nutzen ergibt sich für eine Integration mit dem deutschen Markt NCG(DE), gefolgt von der Variante AT+CZ.

Hinsichtlich der drei Varianten unter Einschluss von CZ ist zu berücksichtigen, dass der Betrachtung dieser Varianten die Annahme einer realisierten Direkt-Verbindung durch die BACI (16.561 MWh/h (DN1200)) zugrunde liegt und der potentielle Nutzen betroffener Varianten um eine bereitgestellte Indikation der entsprechenden Kosten (CAPEX und OPEX) reduziert wurde.

Für die Varianten unter Einschluss von NCG(DE) wird, wie im Infrastructure Base Case (siehe Abbildung 4) dargestellt, von den Ist-Kapazitäten in Oberkappel und Überackern ausgegangen. Im Fall einer zukünftigen Kapazitätserweiterung an diesen Netzpunkten könnte der Nutzen dieser Marktintegrationsvarianten potentiell etwas steigen, die Realisierbarkeit eines tatsächlichen Netto-Nutzens wäre jedoch von den (aktuell unbekannt) Kosten einer derartigen Erweiterungsinvestition abhängig.

Analyse alternativer Marktintegrationsmodelle – Anwendung, Implikationen und Harmonisierungsbedarfe

Die Analyse der Marktgebietsintegrationsmaßnahmen basiert auf den von ACER im Rahmen des AGTM vorgestellten Marktgebietsintegrationsmodellen und ihren grundsätzlichen Charakteristika. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese idealtypische und beispielhafte Marktgebietsintegrationsmodelle darstellen, die einerseits bereits explizit alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten vorsehen, andererseits aber auch nicht den Anspruch haben, die Möglichkeiten für Marktgebietsintegration abschließend zu beschreiben.

Anwendbarkeit und konkrete Berücksichtigung der unterschiedlichen Marktintegrationsmodelle

Aufbauend auf der grundsätzlichen Ausgestaltung der unterschiedlichen Marktintegrationsmodelle werden im AGTM, basierend auf Verbindungskapazitäten, Upstream/Downstream-Struktur, etc. entsprechende Voraussetzungen für eine Umsetzung dieser formuliert und im Rahmen der Studie für die betrachteten Marktintegrationsvarianten geprüft.

Für AT ergeben sich dabei ausschließlich Umsetzungsvarianten, bei denen AT entweder Teil eines Market Mergers oder einer Trading Region wäre. Demzufolge ist die Anwendung des Satellitenmarktmodells für AT konkret darauf beschränkt, dass AT (ggf. in Kombination mit einem weiteren Markt) als potentieller Zulieferer-Markt für nachgelagerte Märkte agieren würde (z.B.: SI und/oder HR). In weiterer Folge liegt daher der Fokus auf den für AT relevanten Modellen, Market Merger und Trading Region.

Implikationen auf die Ergebnisse der quantitativen Indikatoren und der Kosten-Nutzen-Analyse

Die im Rahmen der Studie berechneten Ergebnisse der quantitativen Indikatoren und der Kosten-Nutzen-Analyse beziehen sich auf die maximale Integrationstiefe, also auf die Umsetzung eines Market Mergers. Ein vermindertes Nutzenpotential ergibt sich in Zusammenhang mit der Implementierung einer (AGTM-idealtypischen) Trading Region grundsätzlich nur im Bereich der erzielbaren Effekte der Vertriebseffizienz. Der Umfang dieser Reduktion ist schlussendlich von den konkreten Ausgestaltungsvarianten der Trading Region abhängig und kann daher erst auf Basis einer Detailkonzeption des Integrationsmodells bestimmt werden.

Harmonisierungsbedarf unterschiedlicher Marktintegrationsmodelle

Die Bewertung des im Zuge der Umsetzung konkreter Marktintegrationsvorhaben bestehenden Harmonisierungsbedarfs erfordert eine grundsätzliche Konzeption des zur Anwendung kommenden Marktintegrationsmodells (die Betrachtung im Rahmen der Studie erfolgt anhand idealtypischer Modelle des AGTM). Der Fokus dieser Betrachtung von Harmonisierungsbedarfen liegt auf Themen, deren Harmonisierung für das Funktionieren der jeweiligen Integrationsmodelle rechtlich und/oder operativ zwingend erforderlich ist und welche daher jedenfalls behandelt werden müssen. Ungeachtet dessen ist eine darüber hinaus gehende Harmonisierung von hier nicht angeführten Aspekten, welche zusätzlich die Chancen- und Wettbewerbsgleichheit („Level Playing Field“) bzw. die Gesamteffizienz des sich konstituierenden Marktgebiets fördern, als in jedem Fall sinnvoll zu betrachten.

Zwingende Harmonisierungsbedarfe manifestieren sich dabei vorwiegend im Bereich des Netzzugangs und in geringerem Umfang hinsichtlich Versorgungssicherheit und Entgelten. Eine vergleichende Bewertung der Harmonisierungsthemen im Zusammenhang mit den Integrationsmodellen Market Merger bzw. Trading Region verdeutlicht, dass bei der Trading Region einerseits eine geringe Anzahl an zwingenden Themen vorliegt, diese darüber hinaus jedoch insbesondere auf die gemeinsame (integrierte) Trading Region konzentriert sind und nationale Spezifika der Belieferung, Bilanzierung, etc. von Endverbrauchern nicht betroffen sind.

INHALT

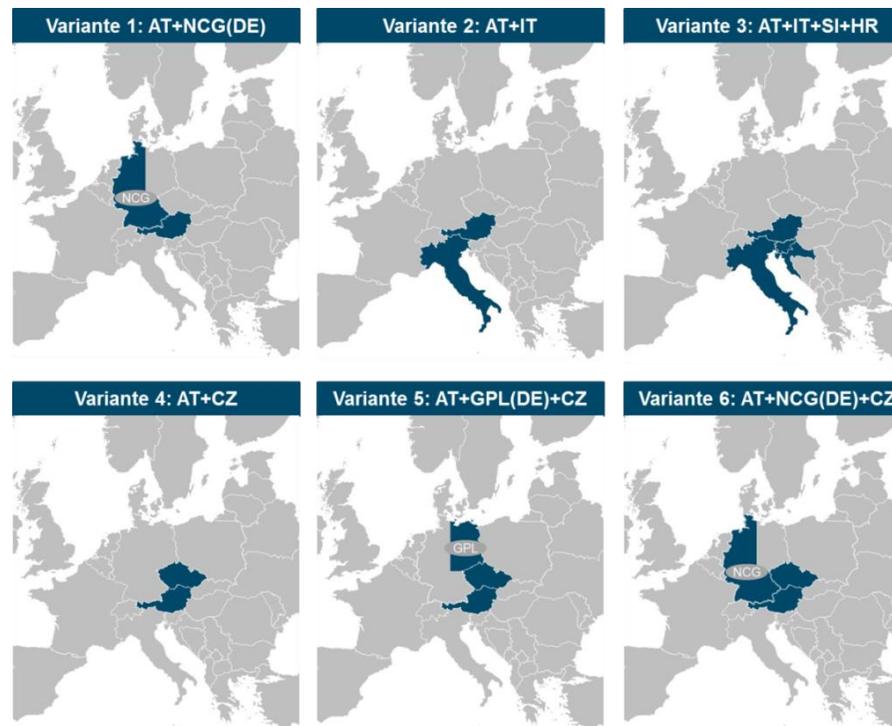
Hintergrund und Auftrag	2
Zusammenfassung.....	3
Inhalt	12
1 Marktintegrationsvarianten und ihre Charakteristika	14
2 Quantitative Indikatoren für die vergleichende Bewertung der strukturellen Eigenschaften von Marktintegrationsvarianten	17
2.1 Detailbeschreibung der Berechnungsmethodik der quantitativen Indikatoren	17
2.2 Ergebnisse der quantitativen Indikatoren.....	35
3 Kosten-Nutzen-Analyse.....	52
3.1 Grundsätze der Kosten-Nutzen-Analyse.....	52
3.2 Nutzenkategorien	53
3.3 Kostenkategorien	65
3.4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse	67
4 Analyse alternativer Marktintegrationsmodelle – Anwendung, Implikationen und Harmonisierungsbedarfe.....	75
4.1 Überblick: Idealtypische Marktintegrationsmodelle des AGTM	75
4.2 Anwendbarkeit und konkrete Berücksichtigung der unterschiedlichen Marktintegrationsmodelle	78
4.3 Implikationen der betrachteten Marktintegrationsmodelle auf die Ergebnisse der quantitativen Indikatoren und der Kosten-Nutzen-Analyse	80
4.4 Harmonisierungsbedarf unterschiedlicher Marktintegrationsmodelle	82
Tabellenverzeichnis.....	87
Abbildungsverzeichnis.....	88

Abkürzungsverzeichnis.....	90
Disclaimer	93
Annex.....	94
A.1 Datengrundlage.....	94
A.2 Plausibilisierung des Preiseffekts der Nutzenkategorie „Gesteigerte Großhandelseffizienz“	98
A.3 Preis-und Volumeneffekte der Nutzenkategorie Gesteigerte Vertriebseffizienz	100

1 MARKTINTEGRATIONSVARIANTEN UND IHRE CHARAKTERISTIKA

Im Rahmen dieser Studie werden sechs vom Auftraggeber vorgegebene Marktintegrationsvarianten als potentielle Maßnahmen zur Weiterentwicklung des österreichischen Gasmarktes (AT)¹ im Detail betrachtet. Diese sind in nachstehender Grafik dargestellt und werden in weiterer Folge einerseits anhand quantitativer Indikatoren in Bezug auf ihre strukturellen Eigenschaften und andererseits im Rahmen einer vereinfachten Kosten-Nutzen-Analyse bezüglich ihres Potentials zur Schaffung volkswirtschaftlichen Nutzens analysiert.

Abbildung 3: Geografische Ausdehnung der betrachteten Marktintegrationsvarianten



¹ Im Rahmen der gesamten Studie bezeichnet die Abkürzung AT das MG Ost (die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg bleiben unberücksichtigt).

Einen ersten Überblick über strukturelle Eigenschaften der in den Marktintegrationsvarianten berücksichtigten Marktgebiete liefert der in weiterer Folge eingeführte *Infrastructure Base Case*, welcher eine wesentliche Grundlage für die diversen Analysen bildet.

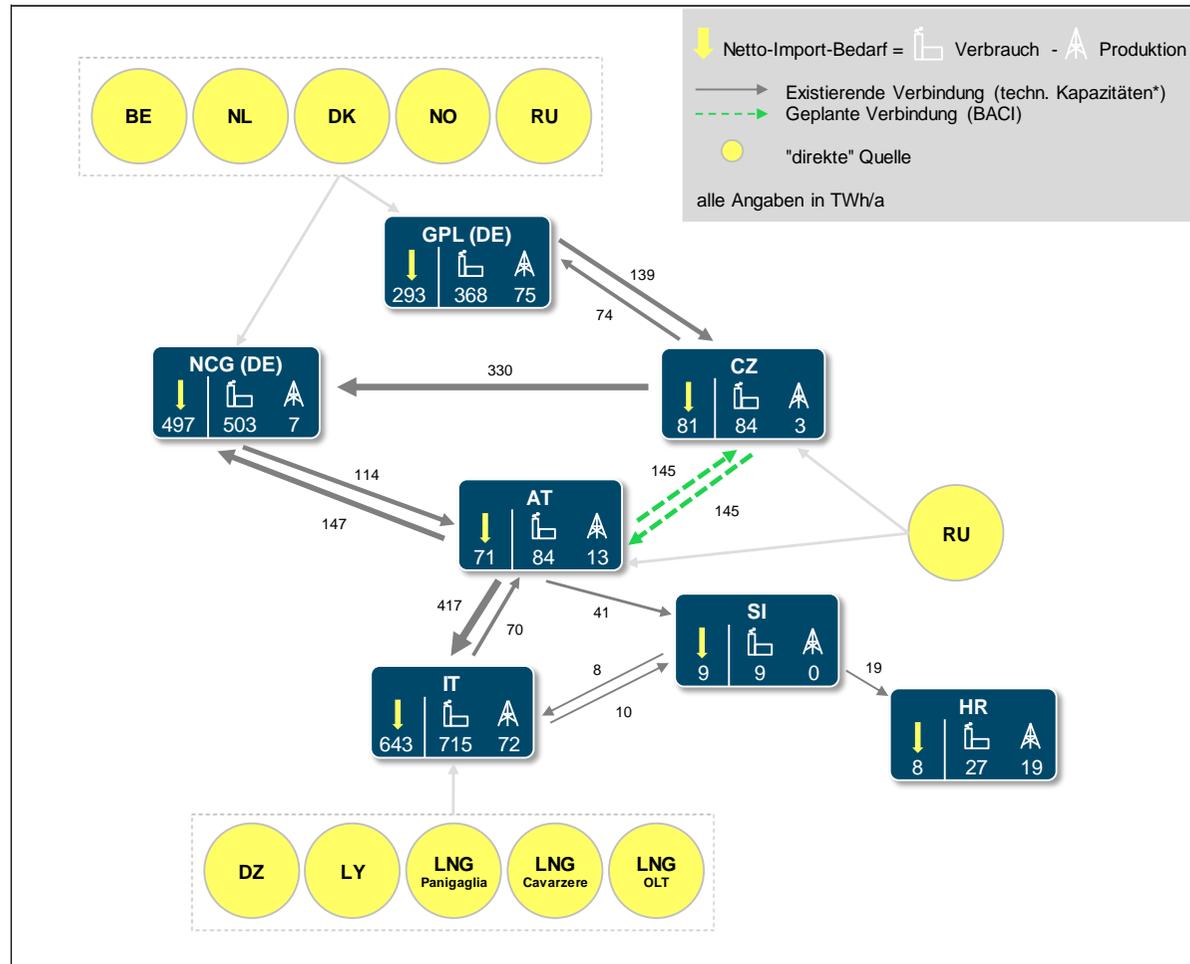
Dabei werden bereits bestehende technische Verbindungskapazitäten sowie marktgebietsspezifische Größen wie Verbrauch, Produktion und resultierender *Netto-Import-Bedarf* (NID), welcher sich durch Verbrauch abzüglich Produktion errechnet, dargestellt. Zusätzlich sind direkte Quellen der relevanten Marktgebiete gelb gekennzeichnet². Als neue Gasquellen gelten dabei funktionierende Gashandelsmärkte, LNG-Anlagen und Netto-Exporteure (Details dazu siehe Abschnitt 2.1.3.1).

Das zukünftig geplante BACI DN1200 Projekt³ mit einer Kapazität von 16.561 MWh/h, welches die beiden Marktgebiete AT und CZ verbindet, ist zusätzlich in grün gekennzeichnet und wird für Marktintegrationsvarianten, welche CZ und AT umfassen, als Verbindungskapazität berücksichtigt. Die Grundlage des Infrastructure Base Case bildet dabei die in Annex A.1 erläuterte Datenbasis.

² Sofern Erdgas von Produzenten (=Netto-Exporteuren) dezidiert 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 AT, NCG(DE) und CZ hinsichtlich russischer Lieferungen).

³ Siehe auch Koordinierter Netzentwicklungsplan 2016 (<http://www.gasconnect.at/de/Marktgebietsmanager/Koordinierter-Netzentwicklungsplan/~media/B70C0AFBA8234AC08E2D53CCA98D54CC.pdf>)

Abbildung 4: Infrastructure Base Case



Anmerkung (*): In technischen Kapazitäten nicht enthalten sind explizit ausgeschlossene Kapazitätsanteile von nicht-/teilregulierten Transitrou-
ten (siehe dazu auch Annex A.1).

2 QUANTITATIVE INDIKATOREN FÜR DIE VERGLEICHENDE BEWERTUNG DER STRUKTURELLEN EIGENSCHAFTEN VON MARKTINTEGRATIONSVARIANTEN

Dieses Kapitel behandelt quantitative Indikatoren, die zur Bewertung von strukturellen Eigenschaften der betrachteten Marktintegrationsvarianten berechnet wurden. Die Themenbereiche erstrecken sich dabei über Importdiversifikation, Versorgungssicherheit, Speichermarkt, Auswirkungen auf den bestehenden Kapazitätsausweis sowie auf den Zugang zu neuen, direkten Quellen. Die Berechnungsmethodik wird im folgenden Abschnitt 2.1 im Detail erläutert. Die dabei erhaltenen Ergebnisse beziehen sich durchwegs auf das Betrachtungsjahr 2015 und die in Annex A.1 beschriebene Datengrundlage und werden in Abschnitt 2.2 vorgestellt.

2.1 DETAILBESCHREIBUNG DER BERECHNUNGSMETHODIK DER QUANTITATIVEN INDIKATOREN

2.1.1 Market Health Metrics

Market Health Metrics werden herangezogen um zu untersuchen, wie wettbewerbsfähig und stabil ein betrachteter Markt und wie sicher seine Versorgung ist. Dazu werden drei Indikatoren berechnet:

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

Die folgende Berechnungsmethodik basiert grundlegend auf der im Annex 3 des AGTM festgelegten Vorgehensweise. Nachfolgend wird die Detaillierung dieser grundsätzlichen Methodik für die Analysen im Rahmen dieser Studie beschrieben.

2.1.1.1 Marktindikator: Anzahl der Bezugsquellen

Theoretisches Konzept

Der Indikator „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 gewer-

tet. 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 AGTM, liegt bei mindestens drei Bezugsquellen als Maßgabe für eine ausreichend breit gefächerte 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 (z.B. Deutschland) aus mehr als einem Marktgebiet, wird anhand direkter Importpunkte bzw. bekannter Transitrouten überprüft, ob Bezugsquellen auch jeweils für alle Marktgebiete relevant sind.

2.1.1.2 Marktindikator: Herfindahl-Hirschman Index

Theoretisches Konzept

Der im Rahmen des AGTM 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 AGTM gibt 2.000 als HHI-Obergrenze für einen funktionierenden Markt vor.

Berechnungsmethodik

Der HHI wird als die Summe der quadrierten Marktanteile der einzelnen Gasproduzenten (Unternehmen), die einen zu untersuchenden Markt versorgen, berechnet. Dafür werden Daten bezüglich des Imports aus Lieferländern und einer etwaigen Aufteilung der jeweiligen Liefermengen auf mehrere Gasproduzenten in diesen Lieferländern sowie entsprechende Angaben zu Gasproduktion im Inland (Eigenproduktion) benötigt.

Da die Aufteilung auf Gasproduzenten nicht in allen Fällen ausreichend transparent ist, folgt die HHI-Berechnung der folgenden, annahmenbasierten Logik:

- Für die Lieferländer Russland, Niederlande⁴, Katar und Algerien wird davon ausgegangen, dass jeweils ein einziger Gasproduzent Exporte in untersuchte Märkte durchführt⁵.

⁴ 75% der Eigenproduktion werden vom Unternehmen NAM realisiert (<http://www.nam.nl/en/about-nam/facts-and-figures.html>) und ausschließlich durch Gas-Terra vermarktet und exportiert (Link: <http://jaarverslag2015.gasterra.nl/en/gas/chain-management>). Hinsichtlich verbleibender Produktionsmengen wird angenommen, dass diese im Inland vermarktet bzw. verbraucht werden.

- Liefermengen mit einem Anteil $\leq 5\%$ 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).
- Für die italienische Produktion wird angenommen, dass 84% dem Unternehmen ENI⁶ zugeordnet werden können und sich die restlichen Anteile auf beliebig viele Firmen aufteilen, also deren Anteil am HHI gegen Null konvergiert.
- Die nationale österreichische Produktion wird zu 75,5% dem Unternehmen OMV und zu 24,5% dem Unternehmen RAG zugeordnet⁷.
- Die italienischen Importmengen aus Libyen werden zu 50% dem Unternehmen ENI und zu 50% dem Unternehmen NOC (libysches Staatsunternehmen) zugeordnet⁸.
- Sofern Norwegen Lieferland für einen betrachten Markt ist und dessen Anteil nicht kleiner als $\leq 5\%$ am Gesamtimport des betrachteten Marktes ist, wird mangels transparenter Anteile unterschiedlicher Gasproduzenten in Norwegen eine Szenario-Berechnung durchgeführt und für die HHI-Berechnung wird der Mittelwert dieser beiden Szenarien verwendet:
 - „HHI minimal“: Für Norwegen wird angenommen, dass 70% dem Unternehmen Statoil⁹ zugeordnet werden können und sich die restlichen Anteile auf beliebig viele Firmen aufteilen, also deren 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.

Die von EUROSTAT aggregiert ausgewiesenen Importdaten für Österreich müssen für das MG Ost abgegrenzt werden. Dies erfolgt anhand des Verbrauchsanteils des MG Ost am gesamten österreichischen Verbrauch.

Aufgrund der nationalen Strukturierung der Datengrundlage ist auch eine Aufteilung der EUROSTAT-Importdaten auf die in der Betrachtung getrennt enthaltenen deutschen Marktgebiete NCG(DE) und GPL(DE) erforderlich. Diese Aufteilung erfolgt anhand der nachfolgend beschriebenen Vorgehensweise:

- Zuordnung von importrelevanten deutschen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten (GÜPs und MÜPs) zu den durch EUROSTAT identifizierten Lieferländern für Deutschland

⁵ Basierend auf öffentlich zugänglichen Informationen.

⁶ Quelle: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/06/NG-76.pdf>

⁷ Quelle: Datenbereitstellung durch ECA

⁸ Quelle: http://www.eni.com/en_IT/innovation-technology/eni-projects/western-lybian-gas-project/western-lybian-gas-project.shtml

⁹ Quelle: <http://www.statoil.com/en/ouoperations/gas/pages/aleadinggasproducer.aspx>

- 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(DE) und GPL(DE)
- Aufteilung der EUROSTAT Importdaten Deutschlands auf NCG(DE) und GPL(DE) mithilfe der im vorigen Schritt berechneten Anteile je Marktgebiet und Lieferland

Dabei werden nur jene Grenzübergangspunkte als importrelevant betrachtet, die eine eindeutige Importflussrichtung i.H.v. 15% der technisch verfügbaren Kapazität aufweisen¹⁰.

Die Zuordnung der GÜPs erfolgt sodann unter Berücksichtigung direkter technischer Anbindungen eines betrachteten Marktes zu Lieferländern bzw. öffentlich verfügbaren Angaben zu Transitrouten¹¹. 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, werden diese 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-Allokationen¹²

2.1.1.3 Marktindikator: Residual Supply Index

Theoretisches Konzept

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

¹⁰ Zusätzlich werden LNG-Terminals immer als relevante Punkte betrachtet, da diese in Europa im Regelfall nur für Importe genutzt werden.

¹¹ Plausibilisierung dieser Zuordnung durch Vergleich von:

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

¹² Im speziellen Fall des niederländischen Transits durch Deutschland wird dieser vollständig NCG(DE) zugeordnet. Dies ist dadurch begründet, dass die Entry-Allokationen aus den Niederlanden in die TENP (wesentliche Transit-Pipeline) abzüglich der Exit-Allokationen in Wallbach (DE→CH) der von der niederländischen Seite angegebenen Liefermenge für den deutschen Markt im Jahr 2014 entsprechen und die entsprechenden Allokationen 2015 in vergleichbarer Höhe vorliegen.

Dafür wird der Eigenverbrauch eines betrachteten 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 von der Belieferung durch den größten Lieferanten abhängig. Der Richtwert für eine ausreichend stabile Versorgungssituation, definiert durch das AGTM, liegt bei mindestens 110% des jährlichen Verbrauchs.

Berechnungsmethodik

Der RSI wird als Summe der 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 in Analogie zur Berechnungsmethode des AGTM 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.
- Für den Fall, dass keine detaillierteren Informationen vorliegen, wird für die Ermittlung des verbleibenden Transits grundsätzlich angenommen, 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 gesamtem 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

- Auf Basis einer Detailanalyse der Importstruktur der im Rahmen der Studie betrachteten Märkte und deren Downstream-Märkte werden für die Ermittlung des verbleibenden Transits die folgenden, konkretisierenden Festlegungen getroffen:
 - AT¹³: norwegischer Transit wird mit Null angenommen (Annahme: italienischen Importmengen aus NO werden über TENP/Transitgas-Schiene geliefert) und somit wird der gesamte Transit RU zugeordnet
 - CZ und SI: Zuordnung des gesamten Transits zu RU (weitere, für die Analyse nicht im Detail berücksichtigte Nachbarmärkte, wie z.B. SK und HU, importieren i.W. ausschließlich aus RU)
- 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 RSI angegeben.

2.1.2 Ergänzende Indikatoren der Versorgungssicherheit

In Ergänzung zu dem für Versorgungssicherheit relevanten RSI als Teil der AGTM Kennzahlen (Market Health Metrics), werden im Rahmen dieser Studie weitere, ergänzende Indikatoren der Versorgungssicherheit betrachtet. Deren Berechnungsmethodik wird nachfolgend im Detail erläutert.

2.1.2.1 Infrastrukturstandard (N-1)

Theoretisches Konzept

Die Verordnung (EU) 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung („SoS-VO“)¹⁴ 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 Verpflichtung, die nationale Versorgung auch in einer derartigen Situation aufrechtzuhalten.

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 auftritt¹⁵.

¹³ Keine Lieferbeziehungen zwischen NO und SI/HR (in diesem Fall als nachgelagerte Märkte zu AT) ersichtlich; Importe von HU, RS und BA sind ausschließlich auf RU zurückzuführen (siehe EUROSTAT Importdaten und <https://www.energy-community.org/portal/page/portal/2D86B61364B31B23E053C92FA8C0092A>).

¹⁴ Eine Novellierung dieser Verordnung ist gerade in Diskussion; Konsultationsversionen der Novelle sind veröffentlicht.

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

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

- Berücksichtigung der Kapazitäten an Grenz-/Marktgebietsübergangspunkten auf Basis der in der Datengrundlage erläuterten technisch verfügbaren Kapazitäten
- Berücksichtigung der Speicherkapazitäten gemäß Angaben in den nationalen Präventionsplänen der betrachteten Märkte (soweit erforderlich werden nationale Angaben anhand der Zuordnung zu Netzbetreibern auf Marktgebiete aufgetrennt (z.B. bei deutschen Marktgebieten erforderlich))

¹⁵ 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.

- Berücksichtigung der Nachfrage („1 in 20“) - und Produktionskapazitäten¹⁶ gemäß Angaben in den nationalen Präventionsplänen der betrachteten Märkte (erneut Zuordnung nationaler Angaben auf mehrere Marktgebiete auf Basis der Anschlusssituation)
- 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

2.1.2.2 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.

Das AGTM gibt 2.000 als HHI-Obergrenze für eine ausreichend differenzierte Belieferungssituation vor; die gleiche Schwelle kommt auch hinsichtlich des IRDI 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 Formel¹⁷ berechnet:

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

¹⁶ Für Deutschland erfolgt eine Zuordnung der Gesamtnachfrage („1 in 20“) und der Produktionskapazitäten anhand der Aufteilung der jährlichen Gesamtnachfrage/-produktion auf die Marktgebiete (siehe Datengrundlage in Annex A.1).

¹⁷ 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 Markt/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 beruht auf den Kapazitäten an GÜP und MÜP auf Basis der in der Datengrundlage erläuterten technisch verfügbaren Kapazitäten.

2.1.2.3 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 Marktintegrationsvorhaben hinsichtlich Versorgungssicherheit interessant zu untersuchen, welche Auswirkungen die Integration von Märkten (d.h. die Zusammenfassung des im Markt und für den Markt verfügbaren Speichervolumens und der gesamten Marktnachfrage) auf das Vermögen der Speicher zur Deckung dieser gesamten Marktnachfrage hat.

Berechnungsmethodik

Der Indikator setzt das vorhandene Arbeitsgasvolumen in einem betrachteten (integrierten) Markt in Relation zum jährlichen Gesamtverbrauch des analysierten Marktgebiets. Dies wird durch folgende Schritte erreicht:

- Identifikation des jährlichen Gasverbrauchs
- Berücksichtigung des für den Markt verfügbaren Arbeitsgasvolumens im betrachteten Markttraum
- Der Indikator *Bedarfsdeckung Speicher* identifiziert sodann den Anteil des jährlichen Gesamtverbrauchs (in Prozent), der durch das in Punkt 2 bestimmte Arbeitsgasvolumen gedeckt werden kann.

2.1.2.4 Leistungsdeckung Speicher (SPL)

Theoretisches Konzept

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

Analog zur mengenmäßigen Betrachtung im Rahmen der Kennziffer *Bedarfsdeckung Speicher* fokussiert dieser Indikator auf die Maximallast des Inlandsverbrauchs und das technische Potential der Speicher zur Abdeckung dieser Last im betrachteten Markt.

Berechnungsmethodik

Die Berechnung dieses Indikators basiert auf dem Verhältnis von maximaler täglicher Ausspeicherleistung aller Speicher eines Marktgebiets, die für den Markt zur Verfügung steht, und einer möglicherweise eintretenden täglichen Maximalabnahme, wie sie mit einer statistischen Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt. Folgende Schritte werden dabei ausgeführt:

- Identifikation der maximalen täglichen Abnahme eines Marktgebiets in Zeiten außergewöhnlicher Gasnachfrage („1 in 20“) mithilfe der nationalen Präventionspläne der betrachteten Märkte¹⁸
- Berücksichtigung der maximalen täglichen Ausspeicherleistung aller Speicheranlagen des betrachteten Marktgebiets und des Anteils der davon für den betrachteten Markt zur Verfügung steht

¹⁸ Für Deutschland erfolgt eine Zuordnung der Gesamtnachfrage („1 in 20“) anhand der Aufteilung der jährlichen Gesamtnachfrage auf die Marktgebiete (siehe Datengrundlage in Annex A.1).

- Als letzter Schritt wird der Anteil der initial eruierten Maximalabnahme, der durch die maximale tägliche Ausspeicherleistung der Speicher gemäß Schritt 2 gewährleistet werden kann, berechnet und ergibt direkt das Ergebnis des Indikators.

2.1.3 Kapazitätsbezogene Indikatoren

Eine weitere, wesentliche Betrachtungs- und Bewertungsdimension von vorliegenden Integrationsvarianten sind kapazitätsbezogene Indikatoren. Diese zeigen einerseits das Potential für den (direkten) Zugang zu neuen Quellen und verdeutlichen andererseits auch die potentiellen Auswirkungen von Marktintegration auf den bestehenden Kapazitätsausweis und somit den indikativen Umfang von ggf. erforderlichen Maßnahmen zur Abbildung von Engpässen eines vergrößerten Marktraums. Die dafür herangezogenen Indikatoren für die vergleichende Bewertung von Integrationsvarianten werden nachfolgend beschrieben.

2.1.3.1 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 Wettbewerb¹⁹;
- LNG-Anlagen: aufgrund ihres Potentials zur Steigerung und Diversifikation des Imports;
- Lieferländer: unmittelbare Verbindung zu einem aktiven Netto-Exporteur²⁰

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

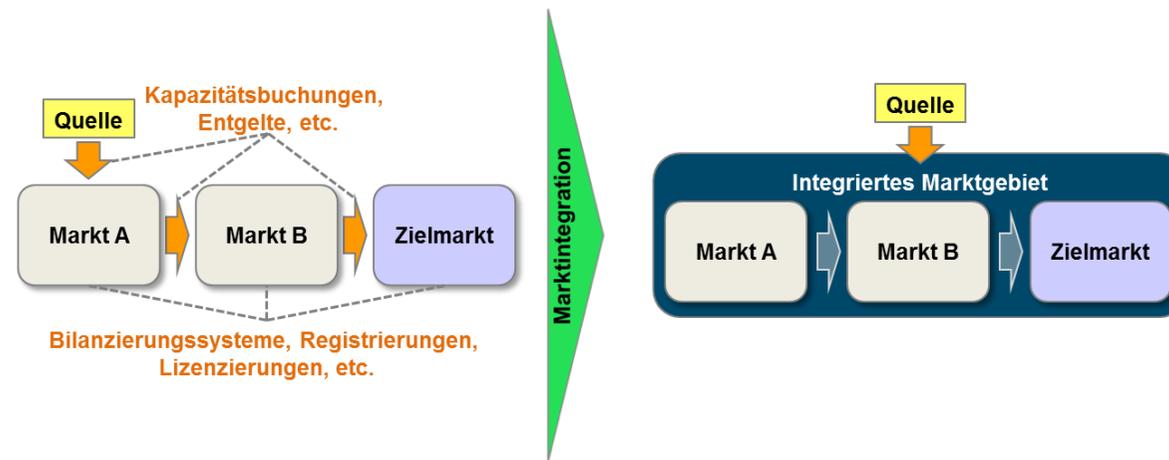
¹⁹ Vor diesem Hintergrund werden z.B. der tschechische, polnische oder slowakische Markt nicht als relevante Märkte angesetzt (vgl. dazu Studie des Oxford Institute for Energy Studies „The Evolution of European Traded Gas hubs“ - <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/12/NG-104.pdf>).

²⁰ Sofern Erdgas von Produzenten (=Netto-Exporteuren) dezidiert 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 AT, NCG(DE) oder CZ hinsichtlich russischer Lieferungen).

- verschiedene Registrierungen und Lizenzierungen in den zu integrierenden Marktgebieten

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 (siehe Abbildung 5).

Abbildung 5: Theoretisches Konzept des *Direct Market Access*



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

Die Datenbasis bilden dabei folgende Informationen auf Jahresbasis:

- Verbrauchs- und Produktionsdaten des Zielmarktes
- FZK²¹ der Verbindungswege zwischen Quellen und Zielmärkten
- Entry-Allokationen²² an Verbindungswegen zwischen Quellen und Zielmärkten, um die Nutzung dieser abzubilden

²¹ Dabei ist zu berücksichtigen, dass durch die pauschale Reduktion der TVK 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).

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 auf den entsprechenden Anteil der FZK an der gesamt verfügbaren TVK vermindert.

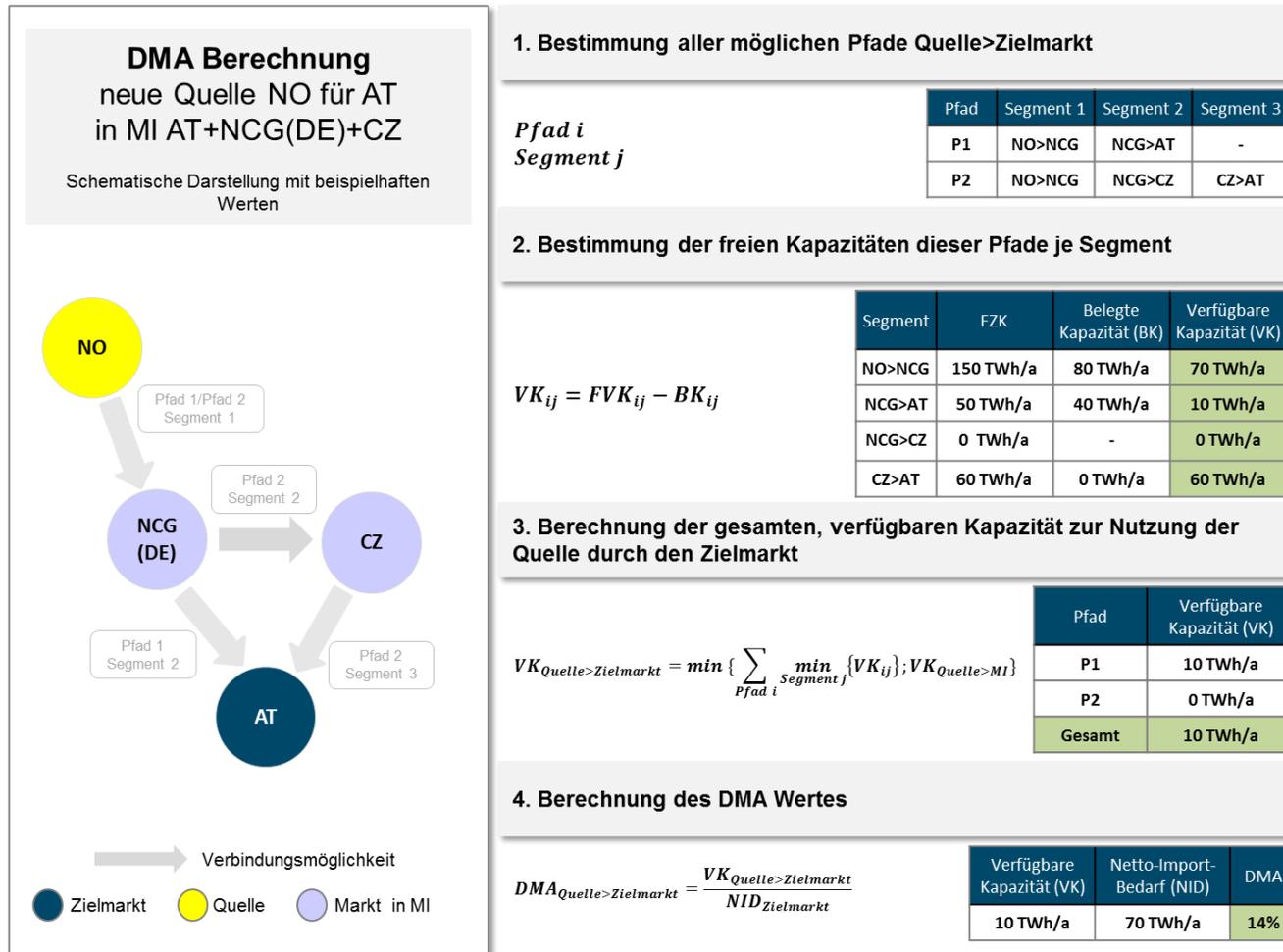
Schematische Darstellung der Berechnung anhand eines Beispiels

Anhand des nachfolgenden Beispiels wird schematisch die Berechnung eines DMA-Wertes für AT erläutert. Dabei werden zuerst alle möglichen Pfade zur Verbindung der neuen Quelle mit dem Zielmarkt eruiert und verfügbare Kapazität unter Berücksichtigung von möglicherweise blockierter Kapazität berechnet. Unter blockierter Kapazität wird Kapazität verstanden, die aufgrund der aktuellen Nutzungslage nicht zur Verfügung steht, um direkten Zugang zu neuen Quellen zu schaffen.

Die Summe der verfügbaren Kapazitäten der einzelnen Pfade, beschränkt durch die verfügbare Kapazität aller Transportwege von Quelle zu Marktintegration MI ($VK_{Quelle>MI}$), 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 $DMA_{Quelle>Zielmarkt}$.

²² 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 Marktintegration nicht mehr buchbar sind bzw. sämtliche Buchungen entfallen.

Abbildung 6: Schematische Berechnung des *Direct Market Access* anhand von beispielhaften Werten



Aggregierte Betrachtung des maximalen DMA je Zielmarkt

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. Eine zusammenfassende Darstellung kann mittels einer zusätzlichen Optimierungsrechnung erzeugt werden. Dabei wird jenes Szenario des sequentiellen Zugriffs auf neue Quellen identifiziert, das in Summe für einen betrachteten Zielmarkt das höchste Potential zur Deckung des NID aufweist.

2.1.3.2 Theoretisches Verbindungsdefizit (TVD)

Theoretisches Konzept

Das theoretische Verbindungsdefizit (TVD) ist ein Indikator, der basierend auf der Kapazitätssituation und des Inlandsverbrauchs je Markt einer betrachteten Marktkombination ausdrückt, welches Verbindungsdefizit in einer Worst-Case-Nominierungssituation aus Sicht dieses jeweiligen Marktes²³ besteht:

- Besteht kein Verbindungsdefizit für einen zu integrierenden Markt, so kann die gesamte für den eigenständigen Markt ausgewiesene Entry-FZK auch bei Umsetzung der Marktgebietsintegration aufrechterhalten bleiben.
- Sofern ein Verbindungsdefizit besteht, muss dieses durch Maßnahmen wie z.B. die Einführung von Nutzungs-/Zuordnungsaufgaben²⁴, einen dynamischen Kapazitätsausweis oder kommerzielle Maßnahmen zur Aufrechterhaltung des bestehenden Jahreskapazitätsausweises bis hin zu Netzausbau behandelt werden.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass dieser Indikator nur eine grobe Abschätzung der durchschnittlichen Auswirkungen von Worst-Case-Nominierungsszenarios auf die Kapazitätsdarstellung bieten kann. Die Berücksichtigung des Jahresdurchschnitts des Inlandsverbrauchs in den betrachteten Märkten (auch als Ergebnis einer lokalen Strukturierung durch Speicher) indiziert als Ergebnis – ausgehend vom aktuellen Entry-FZK-Jahreskapazitätsausweis – das im Jahresschnitt zu erwartende Verbindungsdefizit. Tatsächlich können sich durch unterjährige Abweichungen von den Jahresdurchschnitten zeitweise sowohl höhere, als auch geringere, Restriktionen ergeben.

²³ Entsprechend der Marktkombination wird für jeden sie konstituierenden Markt ein Indikator ermittelt – dieser Markt wird jeweils als der „Upstream-Markt“ bezeichnet.

²⁴ 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 Marktintegration technischen Verbindungsmöglichkeiten weiterhin unverändert bestehen bleiben.

Eine detaillierte Analyse auf Basis eines vollständig spezifizierten Kapazitätsmodells für einen integrierten Marktraum kann durch diesen Indikator weder vorweg genommen, noch ersetzt werden, denn in der in der Praxis der Ausgestaltung von derartigen Kapazitätsmodellen stellen sich viele Fragen, deren Komplexität nicht in diesem Indikator abgebildet werden können, wie z.B.:

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

Eine derartige Analyse ist im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse einer vordefinierten Marktgebietsintegration anzustellen.

Datenbasis bilden jeweils die folgenden Informationen:

- Entry- und Exit-FZK-Jahreskapazitätsausweis zu an die Marktkombination angrenzenden Märkten
- frei verbindbare Verbindungskapazitäten²⁵ zwischen den Märkten der betrachteten Marktkombination²⁶
- Jahresdurchschnitt des Inlandsverbrauchs je Markt der betrachteten Marktkombination.

Berechnungsmethodik

Grundsätzliche Ermittlungsmethodik bei zwei Märkten (Schematische Berechnungsdarstellung siehe Abbildung 7):

- 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

²⁵ Dabei ist zu berücksichtigen, dass ggf. mittels Zuordnungsaufgaben beschränkte Kapazitäten (DZK/BZK) ungeachtet einer potentiellen Nutzbarkeit von der TVK pauschal abgezogen werden und das resultierende Verbindungsdefizit potentiell erhöhen (konservative Betrachtung der Kapazitätssituation).

²⁶ Dabei wird hinsichtlich der Variante AT+NCG(DE)+CZ davon ausgegangen, dass im Umfang der im Jahr 2015 im Jahresdurchschnitt in Hauptflussrichtung (CZ→NCG(DE)) allokierten Mengen in Waidhaus, der Transport NCG(DE)→CZ als Reverse Flow möglich ist („Reverse Flow Potential“).

- 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.

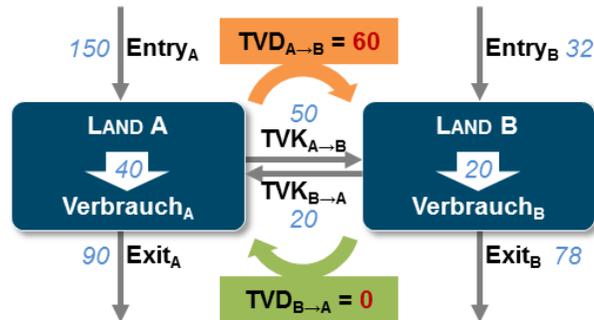
Erweiterung der Ermittlungsmethode auf mehr als zwei Märkte:

- Berechnung des theoretischen Verbindungsdefizits je Markt wie oben beschrieben für alle Permutationen an Zweier-Marktkombinationen²⁷
- Das vorläufige Gesamt-Verbindungsdefizit aus Sicht eines jeweiligen Upstream-Marktes ergibt sich als das Maximum der Einzel-Verbindungsdefizite je Permutation.²⁸
- Das Gesamt-Verbindungsdefizit 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.

²⁷ Bei einer Marktkombination von N Märkten sind $N \times (N-1)$ Zweier-Marktkombinationen zu untersuchen.

²⁸ Das vorläufige Gesamtverbindungsdefizit bezieht sich dabei auf den Einschränkungsbedarf an FZK Entry des betrachteten Marktes und wird durch das größte Einzel-Verbindungsdefizit determiniert.

Abbildung 7: Schematische Berechnung des *Theoretischen Verbindungsdefizits* anhand von beispielhaften Werten



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:

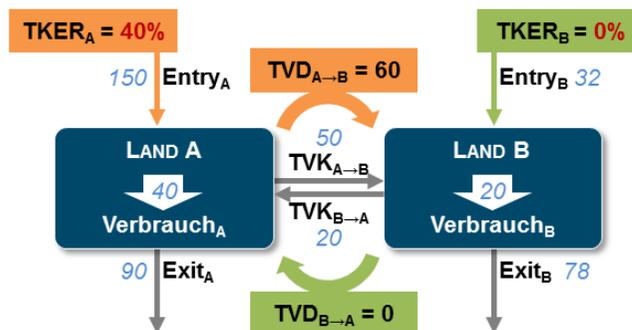
Schritt 1: $TE_{B \rightarrow A} = \text{Min}\{32-20, 90+40\} = 12$

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

2.1.3.3 Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate (TKER)

Aufbauend auf dem jeweiligen Wert des zuvor behandelten Indikators (TVD) drückt die theoretische Kapazitätseinschränkungsrate (TKER) dessen relative Auswirkung aus – d.h. den Anteil der durchschnittlich reduzierten Entry-FZK 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. Nachfolgende Grafik zeigt dazu eine beispielhafte Veranschaulichung der dafür relevanten Ermittlungsmethodik.

Abbildung 8: Schematische Berechnung der *Theoretischen Kapazitätseinschränkungsrate* anhand von beispielhaften Werten



Kapazitäts-Einschränkungsrate A:

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

Kapazitäts-Einschränkungsrate B:

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

2.1.4 Speicher-HHI

Theoretisches Konzept

Analog zum HHI, der die Konzentration der Belieferung eines zu untersuchenden Marktes durch einzelne Gasproduzenten bewertet, kann dieser Index in gleicher Weise verwendet werden, um die Konzentration des Speicherangebots in einem untersuchten Markt zu bewerten. Insbesondere für Märkte, in denen keine weitgehende Speicherregulierung vorliegt, können daraus Rückschlüsse auf die Wettbewerbssituation von Speicheranbietern gezogen werden.

Das AGTM 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 Speicher-HHI wird als die Summe der quadrierten Marktanteile der einzelnen Speicheranbieter (Unternehmen) am gesamten Angebot an Speicher-AGV in einem untersuchten Markt berechnet.

Zu berücksichtigen ist dabei, dass als „strategisch“ klassifiziertes Speicher-AGV nicht in diese Berechnung einfließt und, wie auch die tatsächliche Nachfrage-/Buchungssituation der Speicher, unberücksichtigt bleibt.

2.2 ERGEBNISSE DER QUANTITATIVEN INDIKATOREN

2.2.1 Zusammenfassung

Dieser Abschnitt widmet sich der Zusammenfassung der auf Basis der zuvor erläuterten Berechnungsmethodik (Abschnitt 2.1) ermittelten Ergebnisse und bildet somit eine Grundlage für die Abschätzung von Auswirkungen der betrachteten Marktintegrationsvarianten auf strukturelle Markteigenschaften.

Bei der nachfolgenden Zusammenfassung werden die Ergebnisse, soweit möglich, als prozentuale Erfüllungsgrade der jeweiligen Schwellenwerte dargestellt²⁹. 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. Die Er-

²⁹ 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.

gebnisse der kapazitätsbezogenen Indikatoren hingegen werden als absolute Werte dargestellt, da hier eine Anwendung von Schwellenwerten nicht zielführend ist. Für den DMA Indikator ist die differenzierte Darstellung anhand von *Anzahl der neuen Quellen* und *maximalem DMA* (maximaler Anteil des NID, der durch eine optimale Nutzung aller Quellen gedeckt werden kann) ausgewiesen (siehe dazu auch 2.1.3.1). Beim *Theoretischen Verbindungsdefizit (TVD)* und der *Theoretischen Kapazitätseinschränkungsrate (TKER)* ist zusätzlich zu den für die Einzelmärkte relevanten Ergebnissen das für die gesamte Integrationsvariante aggregierte Resultat ausgewiesen.

Tabelle 2: Gesamtüberblick der quantitativen Indikatoren für betrachtete Marktintegrationsvarianten

		Quantitative Indikatoren							
		Schwellenwert	AT	AT+NCG(DE)	AT+IT	AT+IT+SI+HR	AT+CZ	AT+GPL(DE)+CZ	AT+NCG(DE)+CZ
Market Health Metrics des AGTM									
Anzahl der Bezugsquellen	≥ 3	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
HHI	≤ 2.000	36%	70%	77%	78%	32%	50%	66%	
RSI	≥ 110% des Bedarfs	100%	89%	100%	100%	100%	100%	100%	
Versorgungssicherheit									
N-1	≥ 100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
IRDI	≤ 2.000	33%	97%	93%	95%	38%	93%	76%	
SPB	% des Bedarfs	78%	31%	31%	31%	62%	47%	33%	
SPL	% der Max-L.	131%	99%	72%	70%	98%	115%	95%	
Speicher									
Speicher-HHI	≤ 2.000	90%	100%	48%	51%	100%	100%	100%	
Kapazitätsbezogene Indikatoren									
DMA maximal (% des NID)			18%	99%	99%	13%	13%	31%	
Zusätzliche direkte Quellen			4	5	5	1	3	4	
TVD Einzelmärkte TWh/a des FZK Entry			AT: 440 NCG: 240	AT: 188 IT: 231	AT: 188 IT: 293 SI: - HR: 19	AT: 460 CZ: 102	AT: 605 GPL: 324 CZ: 34	AT: 440 NCG: 21 CZ: 102	
TKER Einzelmärkte % des FZK Entry			AT: 77% NCG: 29%	AT: 27% IT: 23%	AT: 27% IT: 29% SI: - HR: 70%	AT: 67% CZ: 31%	AT: 88% GPL: 44% CZ: 18%	AT: 77% NCG: 18% CZ: 31%	
TVD aggregiert TWh/a des FZK Entry			679	419	501	562	963	563	
TKER aggregiert % des FZK Entry			48%	25%	29%	55%	60%	37%	

2.2.2 Detailergebnisse

2.2.2.1 Market Health Metrics

Dieser Abschnitt erläutert die Ergebnisse der Market Health Metrics des AGTM für die betrachteten Marktintegrationsvarianten. In diesem Zusammenhang veranschaulicht die nachfolgende Tabelle die erhaltenen Ergebnisse und die durch das AGTM gesetzten Schwellenwerte. Dabei sind Ergebnisse, welche diese Anforderungen erfüllen, grün gekennzeichnet.

Tabelle 3: Market Health Metrics für betrachtete Marktintegrationsvarianten

	Market Health Metrics		
	BQ	HHI	RSI
Schwellenwert	≥ 3	≤ 2.000	≥ 110% des Bedarfs
AT	3	5.495	202%
AT+NCG(DE)	4	2.873	97%
AT+IT	9	2.605	121%
AT+IT+SI+HR	9	2.568	120%
AT+CZ	3	6.308	210%
AT+GPL(DE)+CZ	4	4.004	126%
AT+NCG(DE)+CZ	4	3.012	112%

In Bezug auf die Anzahl der Bezugsquellen lässt sich erkennen, dass alle Varianten (wie auch AT als Einzelmarkt) die gesetzten Anforderungen erfüllen. Bei einer Integration mit einem der deutschen Markgebiete erhält AT mit den Niederlanden nur eine zusätzliche Quelle, wohingegen ein Zusammenschluss mit IT eine weitaus höhere Diversifikation bedeuten würde. Dies geht auf vorhandene LNG-Terminals und Verbindungen von IT in Richtung Süden (DZ, LY) zurück. Bei einer Integration mit CZ ergibt sich für AT aufgrund gleicher Bezugsquellen keine Veränderung.

Die Analyseergebnisse des HHI bestätigen die Aussagen des zuvor erläuterten Indikators der Bezugsquellen. Es kann zwar in keinem der Fälle der durch das AGTM definierte Schwellenwert erreicht werden, jedoch stellt sich bei Varianten mit NCG(DE), GPL(DE) oder IT eine niedrigere Konzentration ein. Einzig bei einer Integration mit CZ, wo sich die Abhängigkeit von RU als größtem Lieferanten weiter verstärkt, verschlechtert sich das Ergebnis des HHI.

Der RSI, welcher die Fähigkeit eines Marktes, den Ausfall des größten Lieferanten zu kompensieren, misst, ist für alle Kombination außer AT+NCG(DE) erfüllt. Es zeigt sich, dass ein Großteil der Marktintegrationsvarianten einen RSI zwischen 110%-130% aufweisen. Einzig eine Integration mit CZ würde den RSI des Einzelmarktes AT, welcher bereits äußerst hoch ist, verbessern. Das schlechte Abschneiden der Variante mit NCG(DE) lässt sich durch die in NCG(DE) sinkende Produktion und den steigenden Verbrauch einerseits und den bei einem Ausfall von RU in NCG(DE) bestehenbleibenden niederländischen und norwegischen Transit (z.B.: TENP), welcher bei der Berechnung der verfügbaren Importkapazitäten in Abzug gebracht werden muss, erklären.

2.2.2.2 Ergänzende Indikatoren der Versorgungssicherheit

Zusätzlich zu den zuvor betrachteten Market Health Metrics werden vier ergänzende Indikatoren der Versorgungssicherheit vorgestellt (Berechnungsmethodik siehe Abschnitt 2.1.2). Die Ergebnisse sind in nachfolgender Tabelle zusammengefasst. Dabei sind ausschließlich für N-1 und IRDI Schwellenwerte gesetzt worden, wohingegen für die speicherbezogenen Kennziffern *SPB* (Bedarfsdeckung Speicher) und *SPL* (Leistungsdeckung Speicher) jeweils auf den Bedarf, bzw. die Maximallast, eines betrachteten Marktes (oder einer betrachteten Kombination von Märkten) Bezug genommen wird. Grün kennzeichnet für erstere die Erfüllung des geforderten Schwellenwertes.

Tabelle 4: Ergänzende Indikatoren der Versorgungssicherheit für betrachtete Marktintegrationsvarianten

	Versorgungssicherheit			
	N-1	IRDI	SPB	SPL
Schwellenwert	≥100%	≤ 2.000	% des Bedarfs	% Max-Leistung
AT	181%	5.989	78%	131%
AT+NCG(DE)	163%	2.062	31%	99%
AT+IT	116%	2.145	31%	72%
AT+IT+SI+HR	114%	2.096	31%	70%
AT+CZ	188%	5.212	62%	98%
AT+GPL(DE)+CZ	218%	2.147	47%	115%
AT+NCG(DE)+CZ	149%	2.635	33%	95%

Bei Anwendung der erläuterten Ermittlungsmethodik ergibt sich für sämtliche betrachtete Konstellationen eine Erfüllung des in der Verordnung (EU) 994/2010 festgeschriebenen Infrastrukturstandards³⁰ von mindestens 100% des Maximalbedarfs eines jeweiligen Marktes.

Die Analyseergebnisse zeigen außerdem, 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 für keine der Marktintegrationsvarianten erfüllt werden kann. In allen Fällen kann jedoch eine Verbesserung des Wertes verzeichnet werden, welcher sich sodann, mit Ausnahme von der Kombination mit CZ (IRDI=5.212), knapp über dem gesetzten Schwellenwert befindet.

Für AT als eigenständigen Markt ergibt sich ein Potential zur Abdeckung des Jahresbedarfs durch vorhandenes Arbeitsgasvolumen der Speicheranlagen von 78%. Die betrachteten Marktintegrationsvarianten weisen durchwegs niedrigere Ergebnisse auf, wobei einzig eine Integration mit CZ oder CZ+GPL(DE) zu einer in etwa vergleichbaren Größenordnung führen würde.

Ein ähnliches Bild zeigt sich hinsichtlich des Potentials zur Deckung der Spitzenleistung durch die im Markt maximal verfügbare Ausspeicherleistung. Ausgehend von dem Ergebnis für AT (131%) ergibt sich vor allem für Integrationen mit CZ oder den deutschen Marktgebieten ein ähnliches Potential zur Deckung der Spitzenleistung durch die im Markt maximal verfügbare Ausspeicherleistung. Dabei ist insbesondere die Variante AT+GPL(DE)+CZ mit 115% hervorzuheben. Die beiden Marktintegrationsvarianten, welche IT inkludieren, erreichen, wie auch bereits bei dem zuvor betrachteten Indikator *SPB*, weitaus niedrigere Ergebnisse, welche aber im internationalen Vergleich immer noch hoch sind. 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.

2.2.2.3 Kapazitätsbezogene Indikatoren

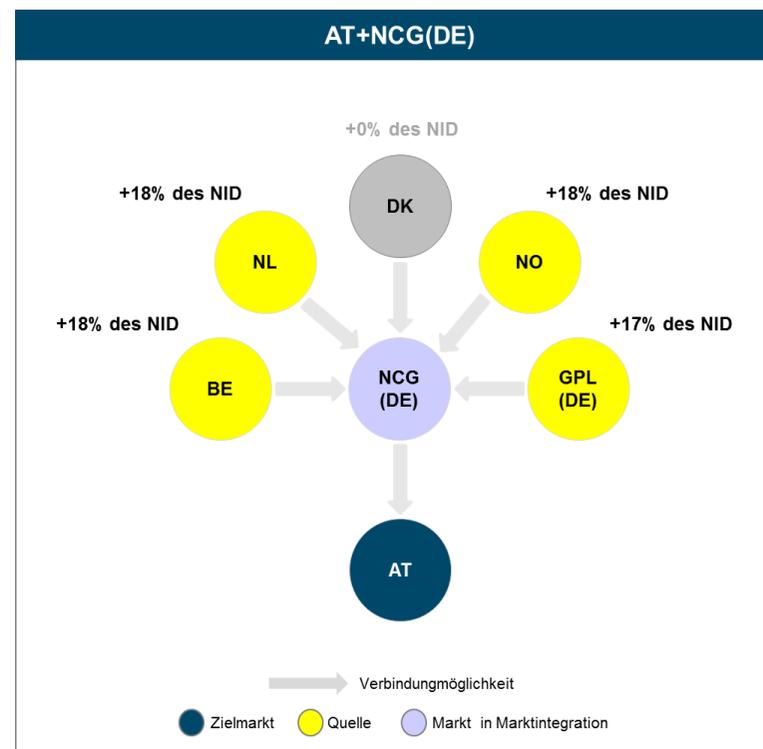
2.2.2.3.1 Direct Market Access (DMA)

Dieser Abschnitt beschreibt die Ergebnisse des Indikators *Direct Market Access* auf Basis der in Abschnitt 2.1.3.1 beschriebenen Berechnungsmethodik. Dabei ergibt sich der DMA-Wert als prozentueller Anteil des NIDs (inländischer Verbrauch abzüglich inländischer Produktion),

³⁰ 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 involvierten Mitgliedsstaaten ist.

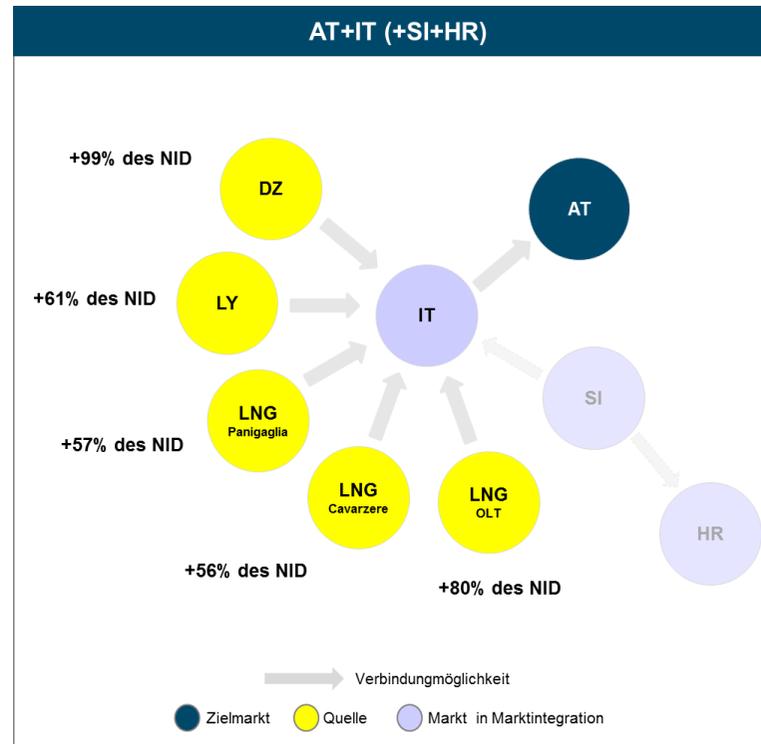
der durch die jeweils neue Quelle gedeckt werden kann. Zu berücksichtigen ist dabei, dass diese Effekte jeweils getrennt voneinander (ceteris paribus) betrachtet und hinsichtlich ihres Potentials bewertet wurden. Da unterschiedliche Quellen um verfügbare Kapazität konkurrieren, ist keine unmittelbare Aggregation dieser Ergebnisse möglich. Das entsprechende Verfahren zur Darstellung aggregierter Werte ist in Abschnitt 2.1.3.1 erläutert und entsprechende Ergebnisse sind in der Gesamtbewertung in Abschnitt 2.2.1 ausgewiesen.

Abbildung 9: Ergebnisse des Direct Market Access für AT+NCG(DE)



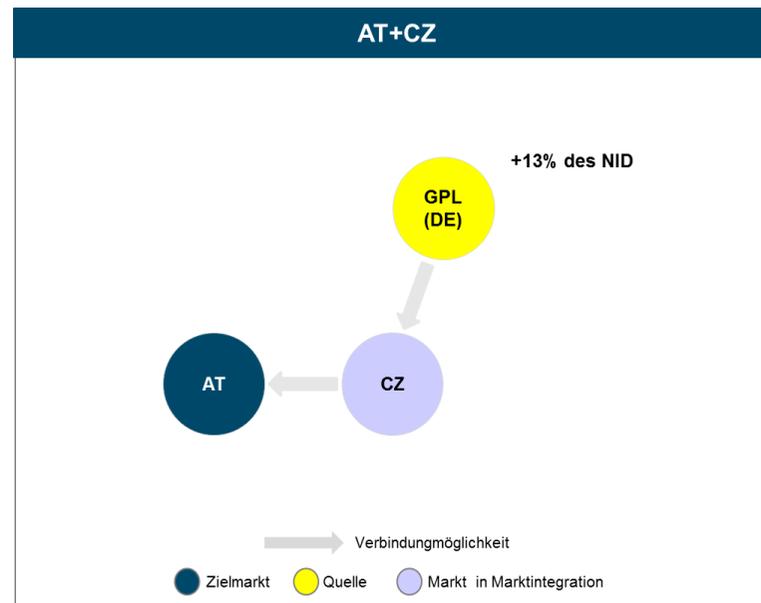
In dieser Marktintegrationsvariante eröffnen sich für AT vier neue Quellen, welche direkt zur Deckung des NID genutzt werden können. Dabei beschränkt die verfügbare FZK zwischen NCG(DE) und AT die Nutzung für alle Quellen außer GPL(DE). Diese ist wiederum durch den bestehenden Engpass zwischen den beiden deutschen Marktgebieten GPL(DE) und NCG(DE) limitiert.

Abbildung 10: Ergebnisse des Direct Market Access für AT+IT(+SI+HR)



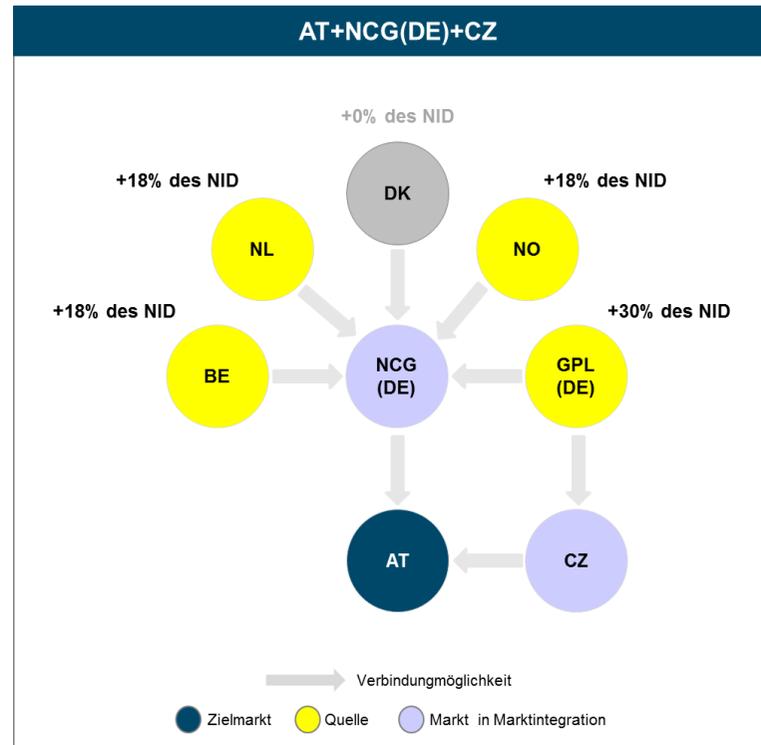
Im Rahmen dieser Kombination ergeben sich für AT fünf neue, direkte Quellen, wovon drei italienische LNG-Terminals sind und somit potentiell einen großen Beitrag zur Diversifikation der Importquellen beitragen könnten. Dabei können in allen Fällen mindestens 50% des NID gedeckt werden, wobei bereits alleine die Quelle DZ mit 99% fast den vollständigen NID des Marktes AT decken könnte.

Abbildung 11: Ergebnisse des Direct Market Access für AT+CZ



Die Variante AT+CZ eröffnet für AT die neue Quelle GPL(DE), welche zur Deckung von 13% des NID herangezogen werden könnte. Dabei ist die geringe verfügbare Kapazität zwischen GPL(DE) und CZ ausschlaggebend für dieses Ergebnis, da die zukünftig geplante BACI durchwegs ausreichend frei verbindbare Verbindungskapazität ermöglichen würde.

Abbildung 13: Ergebnisse des Direct Market Access für AT+NCG(DE)+CZ



Für diese Marktintegrationsvariante sind erhaltene Größen ähnlich jenen der an erster Stelle vorgestellten Kombination AT+NCG(DE). Wieder eröffnen sich für AT vier neue Quellen, die zur Deckung des NID herangezogen werden können. Diese sind durch den bestehenden Engpass zwischen NCG(DE) und AT mit 18% des NID beschränkt. In Bezug auf die neue Quelle GPL(DE) kann zusätzlich die Verbindung zwischen GPL(DE) und AT, über CZ (BACI), genutzt werden. Das erhöht das entsprechende Deckungspotential auf 30%.

2.2.2.3.2 Theoretisches Verbindungsdefizit (TVD) und Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate (TKER)

Die nachfolgenden Abbildungen stellen die Detailergebnisse der Prüfkriterien *Theoretisches Verbindungsdefizit (TVD)* und daraus folgend jene der *Theoretischen Kapazitätseinschränkungsrate (TKER)* auf Basis der in Abschnitt 2.1.3.2 und 2.1.3.3 beschriebenen Berechnungsmethodik dar. Zusätzlich enthalten diese die jeweiligen in die Berechnungen einfließenden Größen³¹ (in TWh/a).

Dabei kennzeichnen Pfeile FZK-Entry³², FZK-Exit bzw. frei zuordenbare Verbindungskapazitäten für das entsprechende Marktgebiet. Die Ergebnisse des TVD (und folglich der TKER) beziehen sich, wie auch in den Grafiken ersichtlich, jeweils auf die ausgewiesene Entry-FZK 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 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 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.

³¹ 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.

³² Der ausgewiesene FZK-Entry-Wert enthält zusätzlich die Produktion des Marktgebiets.

Abbildung 14: Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für AT+NCG(DE)

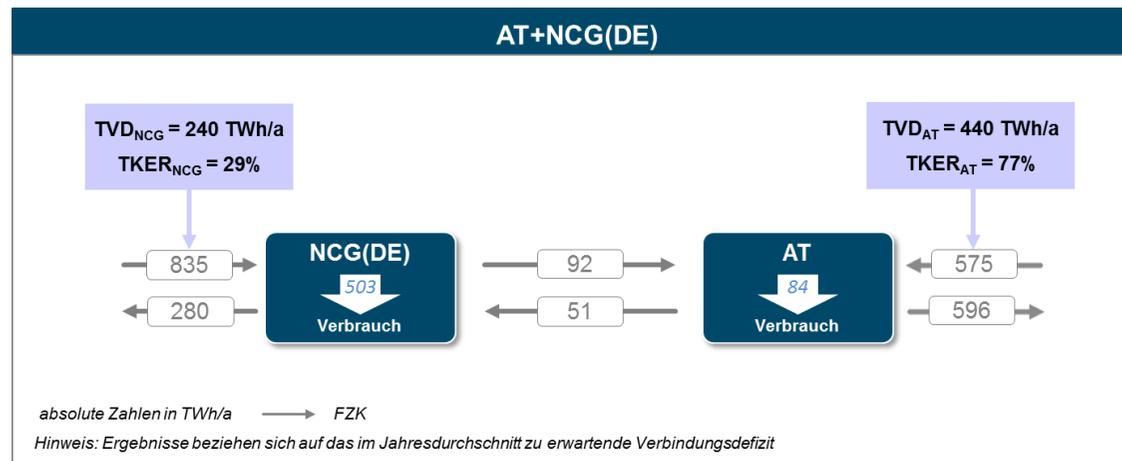


Abbildung 15: Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für AT+IT

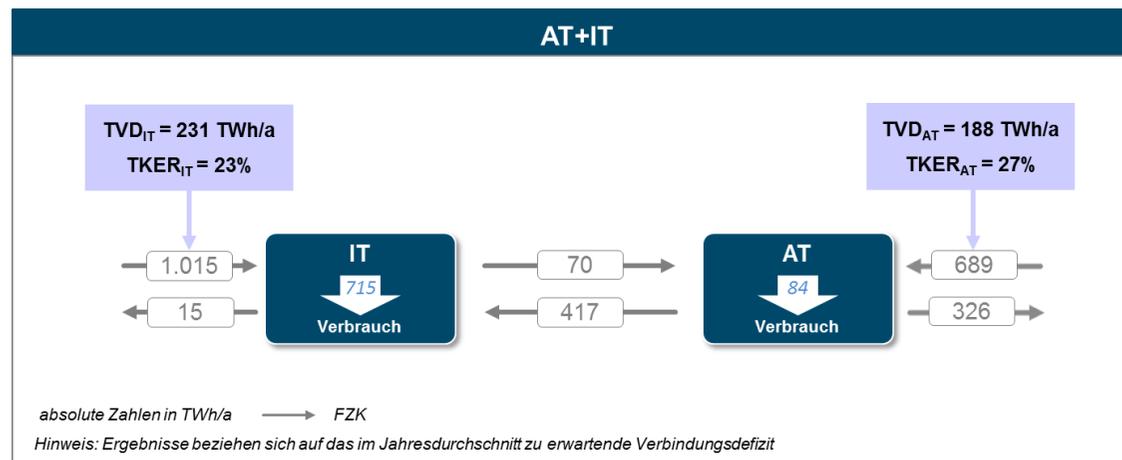
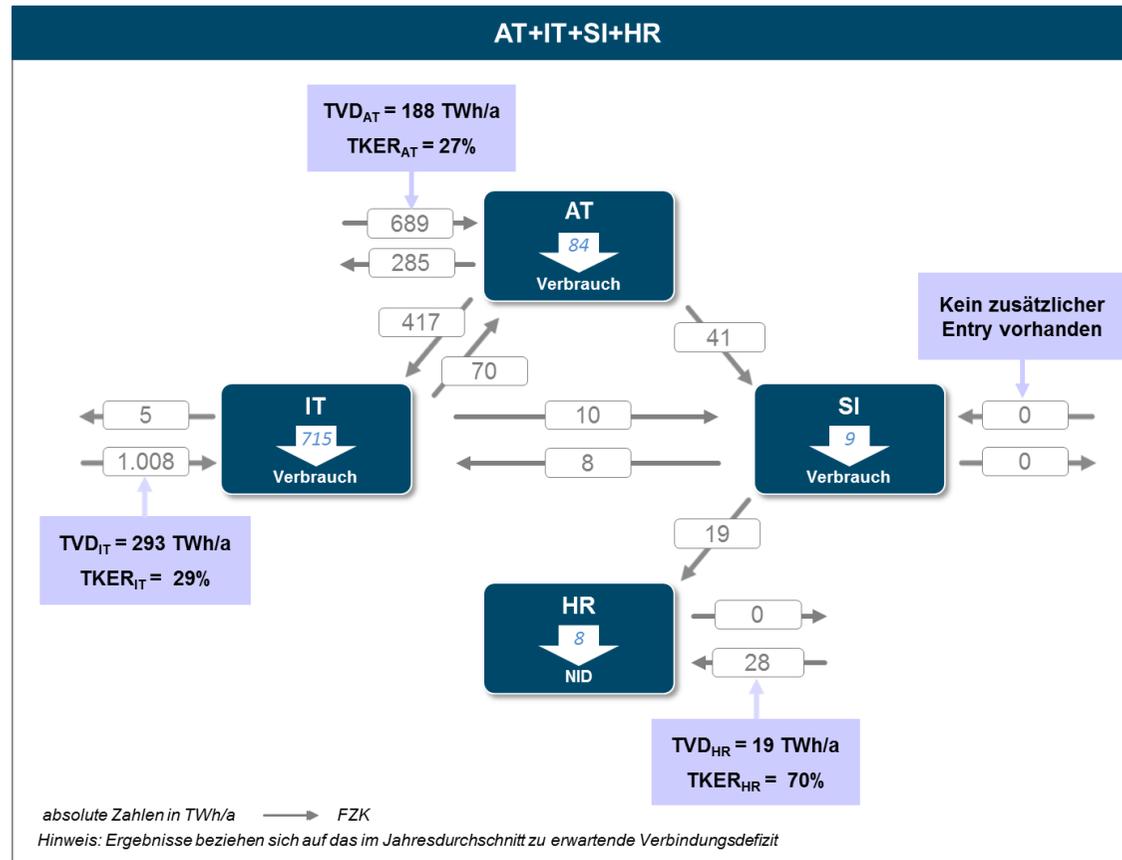


Abbildung 16: Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für AT+IT+SI+HR



Erläuterung zu Variante AT+IT-SI+HR: Angesichts des Verbrauchs und des Ableitungsbedarfs des slowenischen Marktes Richtung HR wird im Umfang der dargestellten Verbindung SI nach HR ein korrespondierender Kapazitätsanteil der Verbindung AT nach SI explizit für die Belieferung des kroatischen Marktes vorgesehen. Darüber hinaus wird angenommen, dass die kroatische Produktion ausschließlich zur Deckung des kroatischen Verbrauchs genutzt wird (resultiert in Senkung des Importbedarfs und FZK-Entry der Produktion der im Rahmen des zugrundeliegenden Worst-Case-Nominierungsszenarios nicht ins Ausland abgeleitet werden muss).

Abbildung 17: Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für AT+CZ

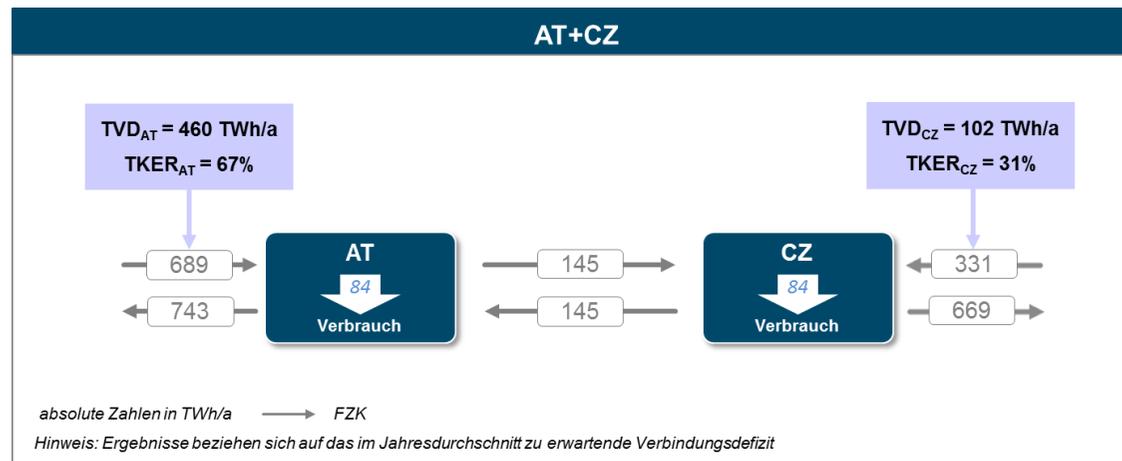


Abbildung 18: Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für AT+GPL(DE)+CZ

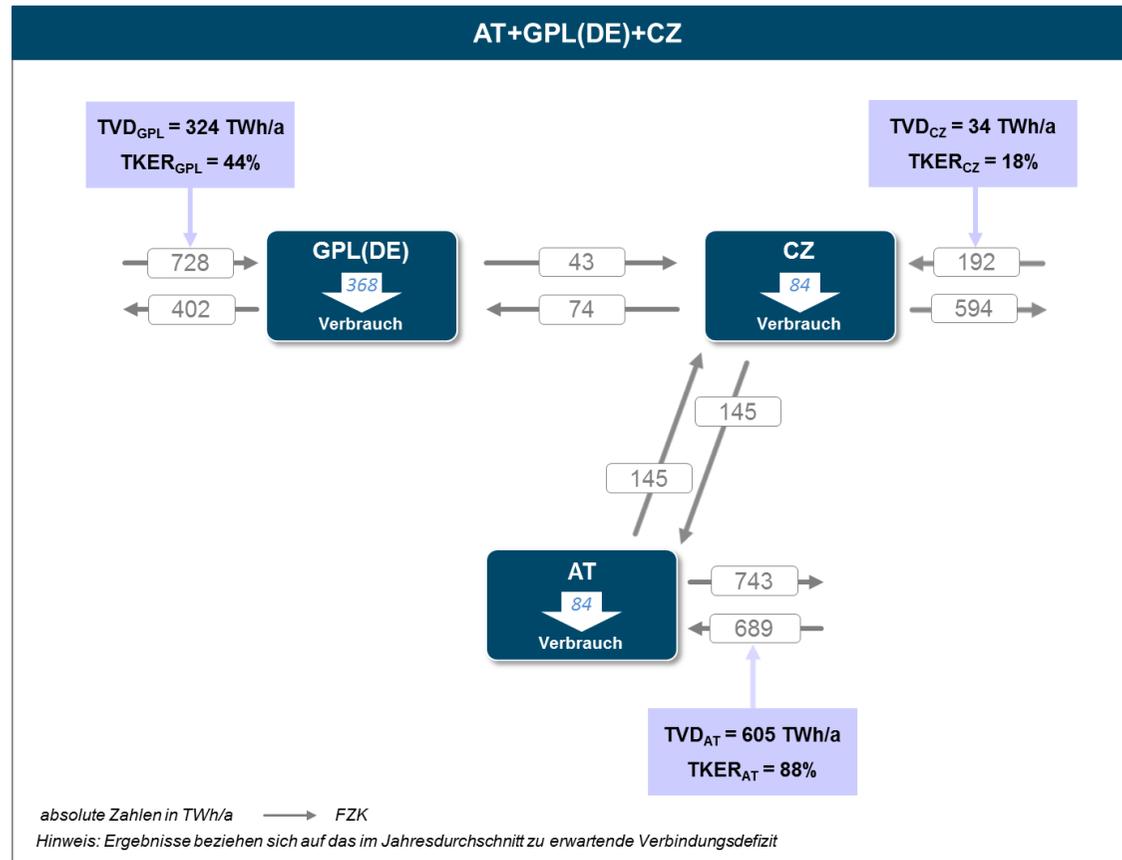
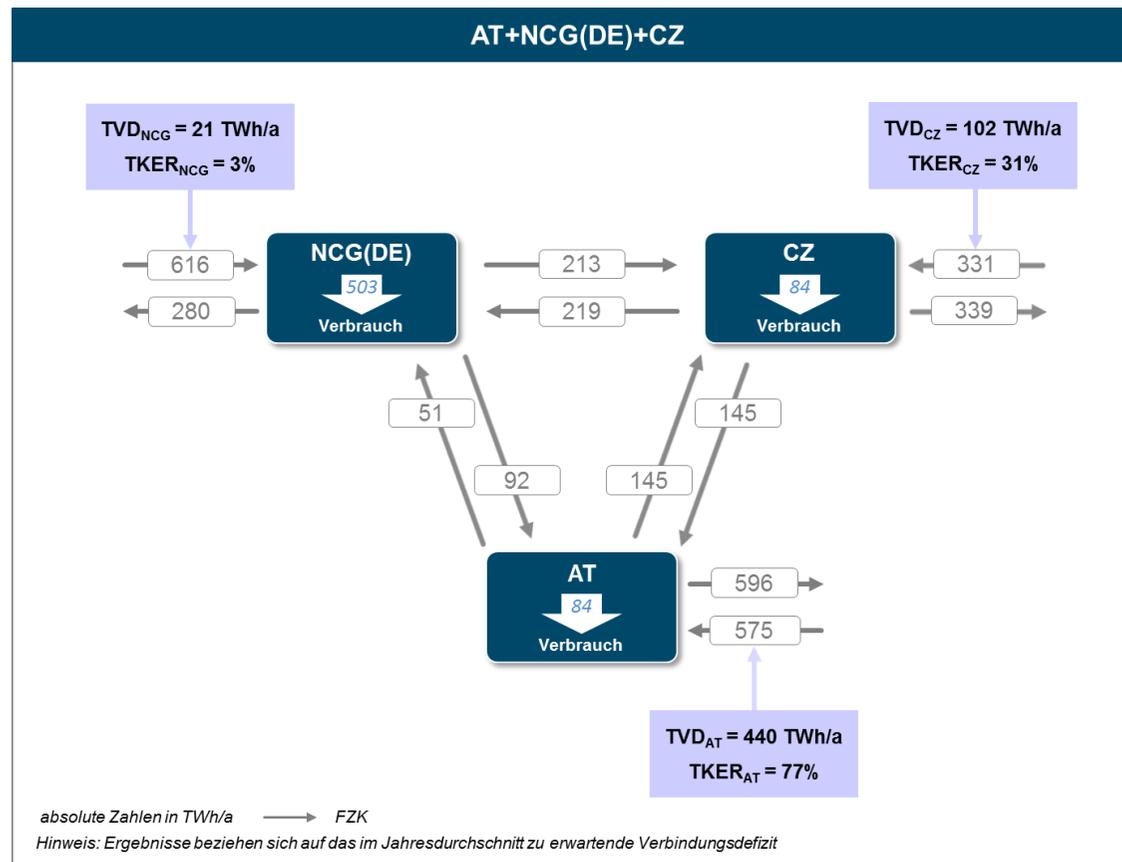


Abbildung 19: Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für AT+NCG(DE)+CZ



2.2.2.4 Speicher-HHI

Im Rahmen der quantitativen Indikatoren wird auch die Marktkonzentration der Speicheraanbieter in den relevanten Märkten untersucht. Dies erfolgt mithilfe des Herfindahl-Hirschman Index und analog zum entsprechenden Marktindikator des AGTM wird ein Schwellenwert von 2.000 für die Bewertung angesetzt. Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst, wobei Grün Ergebnisse markiert, welche den Schwellenwert erfüllen.

Tabelle 5: Ergebnisse des Speicher-HHI für betrachtete Marktintegrationsvarianten

	Schwellenwert	AT	AT+NCG(DE)	AT+IT	AT+IT+SI+HR	AT+CZ	AT+GPL(DE)+CZ	AT+NCG(DE)+CZ
Speicher-HHI	≤2.000	2.231	1.864	4.181	3.904	1.738	1.119	1.440

Bei einer Einzelbetrachtung von AT ergibt sich keine ausreichende Diversifikation der Speicheraanbieter. Mit Ausnahme jener Integrationsvarianten, die Italien miteinschließen, stellt sich aber bei sämtlichen Integrationsvarianten, eine ausreichend niedrige Marktkonzentration ein. Durch die konzentrierte Situation des italienischen Speichermarktes tritt bei Integrationsvarianten, die Italien inkludieren, eine Verschlechterung des Indikators ein.

Anmerkungen: Bei den ausgewiesenen Ergebnissen gilt es zu berücksichtigen, dass als „strategisch“ klassifiziertes Speicher-AGV nicht in die Berechnung einfließt und sich diese Werte ausschließlich auf das ausgewiesene Speichervolumen der Anbieter beziehen. Die konkrete Angebots- bzw. Buchungssituation der Speicher bleibt mangels transparenter Datengrundlage unberücksichtigt.

3 KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE

Dieses Kapitel beschreibt die Methodik der vereinfachten Kosten-Nutzen-Analyse von ausgewählten Marktintegrationsvarianten und auf dieser Basis ermittelte Ergebnisse. Dabei werden zu Beginn die Grundsätze und Annahmen erläutert, anschließend quantitative und qualitative Nutzen- und Kosten-Elemente beschrieben und die dabei berechneten Ergebnisse vorgestellt. Die Berechnungen beziehen sich wie auch bei den quantitativen Indikatoren auf das Betrachtungsjahr 2015 und die in Annex A.1 beschriebene Datengrundlage (für die Darstellung marktspezifische Eigenschaften wie Inlandsproduktion oder Verbrauch siehe auch Infrastructure Base Case Abschnitt 1).

3.1 GRUNDSÄTZE DER KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE

Die Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt grundsätzlich unter Annahme maximaler Integrationstiefe, d.h. bei der Umsetzung eines Market Mergers, und auf Basis von marktspezifischen Eigenschaften (siehe Infrastructure Base Case Abschnitt 1 und Datengrundlage in Annex A.1). Dabei wird angenommen, dass die auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen entstehenden Nutzenpotentiale in einem funktionierenden und kompetitiven Marktumfeld schlussendlich bei Endverbrauchern wirksam werden.

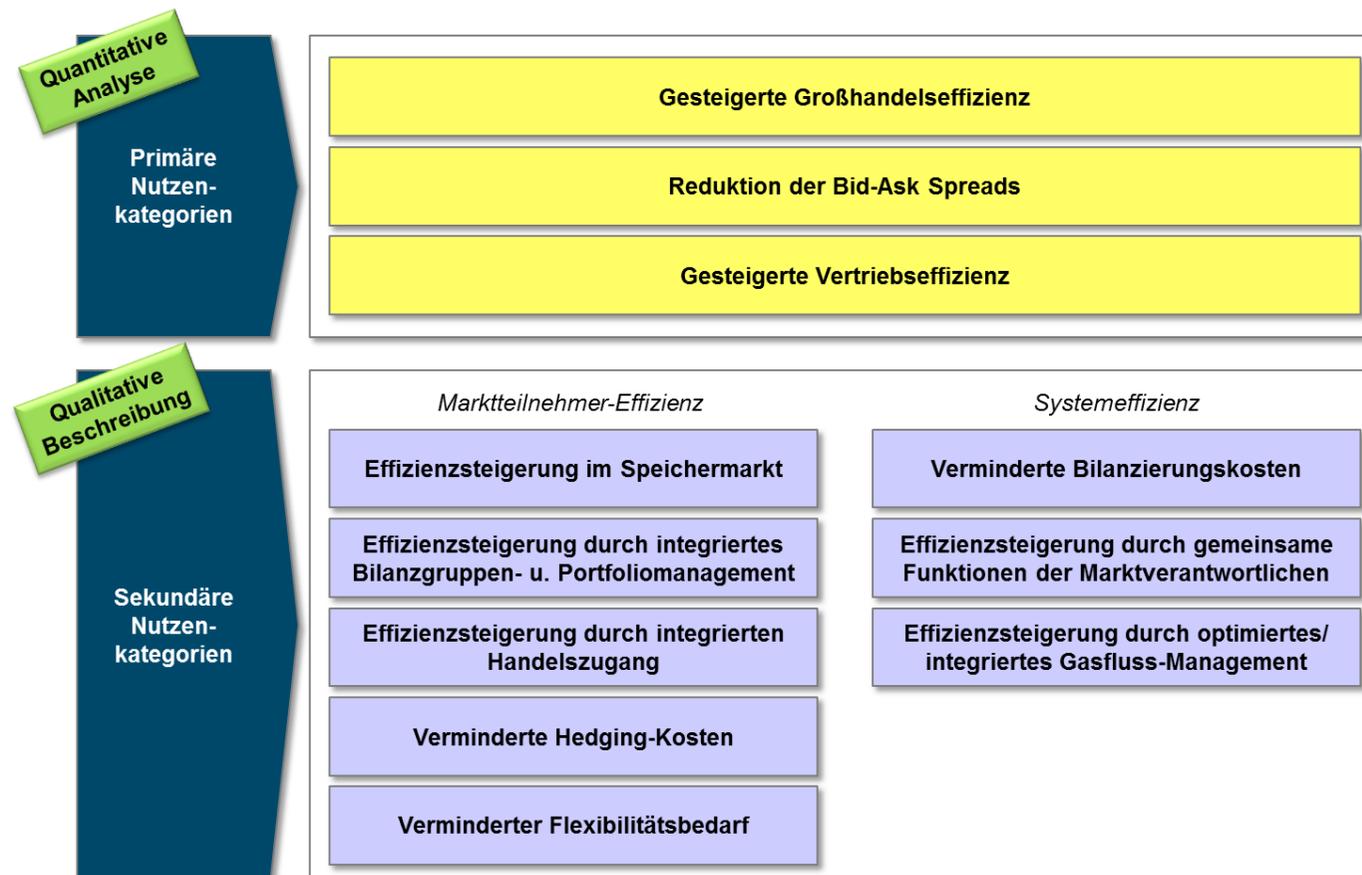
Die Erfahrung aus vorliegenden Kosten-Nutzen-Analysen zeigt, dass den Nutzenpotentialen einer Marktintegration im Wesentlichen Kosten zur Aufrechterhaltung des Kapazitätsausweises an den kommerziellen Grenzen des integrierten Marktes gegenüberstehen. Im Rahmen dieser vereinfachten Kosten-Nutzen-Analyse wird jedoch davon ausgegangen, dass ggf. entstehende Verbindungsdefizite durch Einführung von Kapazitätsrestriktionen für bestehende Kapazitäten behandelt werden. Es werden demzufolge keine Kosten der Kapazitätsdarstellung angesetzt, sondern der ermittelte, theoretische Nutzen wird, soweit sachgerecht, im Ausmaß der Einschränkung der freien Verbindbarkeit (siehe dazu Abschnitt 2.1.3.2 und 2.2.1) zwischen zu integrierenden Teilmärkten (unter Annahme eines Worst-Case-Nominierungsszenarios) reduziert.

Zusätzliche Kostenelemente, wie einmalige Implementierungskosten, werden im Rahmen dieser Studie, nicht quantifiziert, da davon ausgegangen wird, dass diese durch ebenso nicht quantifizierte Nutzenkategorien, insbesondere Synergieeffekte für Markttrollen, mindestens kompensiert werden.

3.2 NUTZENKATEGORIEN

Die nachfolgende Grafik zeigt die für die Nutzen-Betrachtung relevanten Kategorien, welche je nach ihrer Behandlung – quantitative Analyse oder qualitative Beschreibung – im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse, in *primäre* und *sekundäre* Kategorien eingeteilt werden. Die sekundären Nutzenkategorien werden zusätzlich in die zwei Hauptgruppen, *Marktteilnehmer-Effizienz* und *Systemeffizienz*, gegliedert.

Abbildung 20: Relevante Nutzenkategorien und ihre Behandlung (quantitativ/qualitativ)



3.2.1 Primäre Nutzenkategorien

In folgendem Abschnitt wird nun auf das theoretische Konzept und die grundlegende Berechnungsmethodik der primären Nutzenkategorien eingegangen. Zu berücksichtigen ist dabei, dass bei der generischen Beschreibung der Berechnungsmethodik der im Rahmen dieser Studie gewählte Ansatz zur Reduktion des Nutzens im Umfang der Einschränkung der freien Verbindbarkeit (siehe Grundsätze oberhalb) noch nicht berücksichtigt ist.

3.2.1.1 Gesteigerte Großhandelseffizienz

Theoretisches Konzept

Die Integration von einzelnen Marktgebieten führt dazu, dass buchbare Kopplungspunkte zwischen den zurzeit bestehenden Einzelmärkten als dann marktinterne Punkte für Netznutzer nicht mehr relevant sind. Damit entfallen an diesen Punkten Entgelte, Kapazitätsbuchungen und vertragliche Engpässe, was zu einer effizienteren Nutzung der bestehenden Infrastruktur beiträgt. Die Einführung eines gemeinsamen Bilanzierungssystems für das neu entstehende Marktgebiet führt außerdem zu:

- einer Vereinfachung der operativen Handhabung (Entfall von Nominierungen, etc.) und einer Reduktion der Bilanzierungsrisiken, da alle Ein- und Ausspeisungen im integrierten Marktgebiet in einem zentralen Bilanzierungsportfolio erfasst werden und
- der Konzentration der Liquidität und Handelsgeschäfte an einem integrierten VHP als zentralen Erfüllungsort.

Höhere Liquidität, reduzierte Kosten und Risiken wiederum schaffen Attraktivität für zusätzliche Versorger in dem sich neu konstituierenden Marktgebiet aktiv zu werden und u.a. Handelsgeschäfte durchzuführen. Dies ermöglicht eine weitere Erhöhung der Liquidität und schafft zusätzlichen Wettbewerb.

Der durch Marktintegration zusammengefasste Marktverbrauch steht einer größeren Diversität von Angeboten gegenüber und bei der Deckung des Bedarfs kann somit auf die insgesamt (bei integrierter Betrachtung der aktuell separierten Märkte) attraktivsten Angebote zurückgreifen, bzw. wirtschaftlich schlechtere Angebote ausschließen – versinnbildlicht werden markt-spezifische Merit Orders zu einer integrierten Merit Order für den integrierten Markt zusammengefasst.

Da Marktpreise im Allgemeinen durch Grenzpreise (d.h.: Preis des „schlechtesten“ Angebots, welches zur Deckung des Verbrauchs erforderlich ist) gebildet werden, führt das Ausschließen wenig attraktiver Angebote zu einer Reduktion des gesamthaften Marktpreises. Deshalb resultiert die Integration zweier zuvor getrennter Marktgebiete nicht in der Etablierung eines neuen, mittleren Marktpreises – welcher für einen Markt eine

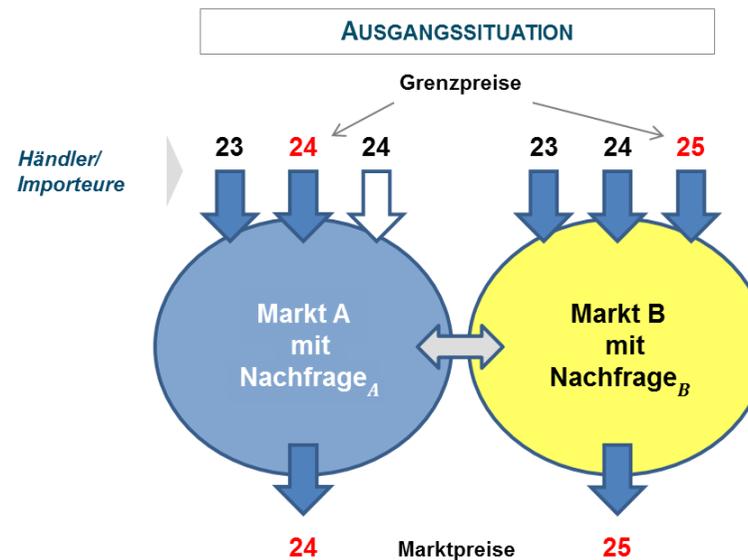
Reduktion und für den anderen ggf. eine Steigerung bedeutet und somit Nutzen des einen Marktes auf Kosten des anderen generiert - sondern in einer gesteigerten Großhandelseffizienz, welche gesamthaften Nutzen herbeiführen kann.

Die nachfolgenden Grafiken illustrieren dieses theoretische Konzept mittels eines schematischen Beispiels für zwei Märkte A und B. In Abbildung 21 ist die Ausgangssituation der getrennten Märkte dargestellt:

- Beide Märkte haben eine interne Nachfrage und eine Anzahl an Angeboten am Großhandelsmarkt mit unterschiedlichen Grenzpreisen.
- Basierend auf dem Konzept der Grenzpreise führt dies zu unterschiedlichen Marktpreisen für die beiden betrachteten Märkte A und B.

Anmerkung: Blaue Pfeile kennzeichnen Angebote, welche im Moment zur Deckung der Nachfrage genutzt werden, während weiße Pfeile nicht genutzte Angebote darstellen.

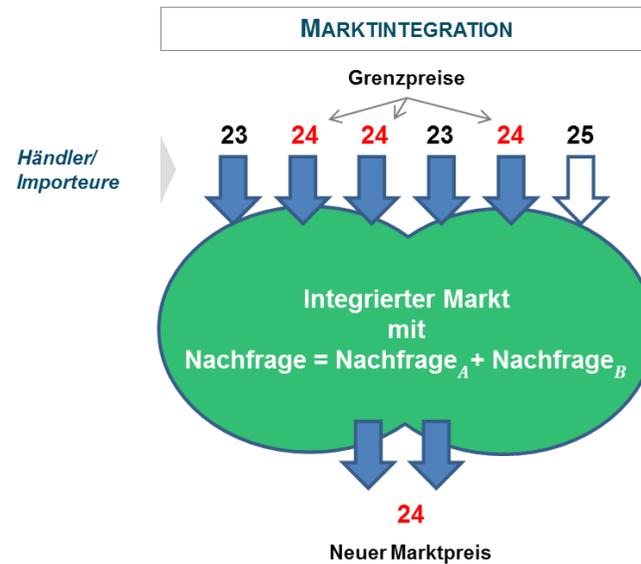
Abbildung 21: Ausgangssituation - Steigerung der Großhandelseffizienz



Marktintegration aggregiert den Verbrauch der beiden zuvor getrennten Märkte und konzentriert alle Angebote an einem zentralen VHP. Die effizienteste Nutzung dieser Angebote führt sodann zur Exklusion jener höher bepreisten Angebote, die nicht mehr zur Deckung des aggregierten Verbrauchs erforderlich sind.

Anmerkung: Der zusätzliche Eintritt potentieller, neuer Versorger in den integrierten Markt wird in dieser Darstellung nicht berücksichtigt.

Abbildung 22: Marktintegration - Steigerung der Großhandelseffizienz



Der resultierende, neue Marktpreis des integrierten Marktes ist somit niedriger als der Marktpreis des Marktes B in der Ausgangssituation, während er sich für den Markt A nicht verändert. Dieser Preisunterschied entspricht einer Effizienzsteigerung für Markt B und führt somit zu einem gesamthaft gesteigerten Nutzen.

Berechnungsmethodik

Für eine direkte Auswertung des Nutzens der gesteigerten Großhandelseffizienz wäre die Kenntnis von Angebots- und Nachfrage-Kurven, also allen Bid- und Offer Quotierungen am Großhandelsmarkt, der betrachteten Märkte notwendig. Da diese Daten nicht verfügbar sind, kommt zur Berechnung eine Approximation anhand von Großhandelspreisdifferenzen zur Anwendung.

Die zentrale Annahme dieser Methodik ist, dass es bei einer Marktintegration zu einer Anpassung des Großhandelspreises auf das Preisniveau des niedrigeren der zurzeit getrennten Märkte kommt („Preiseffekt“)³³. Dieser Preiseffekt wird sodann mit den betroffenen Marktvolumina, also den Volumina des zuvor höher bepreisten Marktes, multipliziert („Volumeneffekt“), um so den maximal entstehenden Nutzen im Rahmen der entsprechenden Marktintegration abzubilden.

Basierend auf der grundsätzlichen Annahme, dass in einem funktionierenden Markt die Großhandelspreise das grundsätzliche Preisniveau für die Berechnung von Endverbraucherpreisen bestimmen, wird die korrespondierende Abnahme der Endverbraucher als o.g. Marktvolumen herangezogen.

In Abhängigkeit von den tatsächlichen (jedoch nicht bekannten) Angebots- und Nachfragekurven stellt sich der potentielle Nutzen für die betrachteten Märkte auf täglicher Basis in unterschiedlicher Höhe – von Situationen ohne Nutzen bis hin zum maximalen theoretischen Nutzen – dar. Da die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser jeweiligen Situationen nicht absehbar ist, wird eine Gleichverteilung unterstellt und gemäß Laplace Regel der insgesamt ermittelte, theoretisch maximale Nutzen daher mit dem Faktor 0.5 multipliziert:

$$N = \left(\sum_{t \in T} \left(\sum_{m \in M} (P_{m,t} - \min_{m^* \in M} [P_{m^*,t}]) * A_{m,t} \right) \right) * 0,5$$

Dabei gelten folgende Bezeichnungen:

- N ... maximaler theoretischer Nutzen,
- M ... Menge der Marktgebiete, welche für diese Integrationsvariante betrachtet wird,
- T ... Menge der betrachteten Gastage,
- $P_{m,t}$... Großhandelspreis (Spot) des Marktes m an Tag t und
- $A_{m,t}$... Endverbraucherabnahme des Marktes m an Tag t .

³³ Zur Plausibilisierung dieser Annahme wurde eine Analyse auf Basis vorliegender Orderbuch- und Handelsdaten durchgeführt. Die Details dieser Plausibilisierung sind im Annex A.2 erläutert.

3.2.1.2 Reduktion der Bid-Ask Spreads

Theoretisches Konzept

Marktintegration und die damit verbundene Einführung eines zentralen VHPs samt integriertem Bilanzierungssystem für das neu entstehende Marktgebiet, führt zur Konzentration aller Großhandelstransaktionen und Händler der bis jetzt getrennten Märkte an einem VHP als zentralem Erfüllungsort und generiert höhere Liquidität bzw. gesteigerten Wettbewerb. Als Folge dessen sinken für an diesem VHP aktive Marktteilnehmer entsprechende Liquiditäts-Risiken, d.h. Risiken, offene Positionen nicht in angemessener Zeit und zu annehmbaren Preisen schließen zu können.

In diesem Zusammenhang stellt vor allem der Bid-Ask Spread eine wichtige Größe dar. Denn die dadurch ausgedrückte preisliche Dimension der Liquidität eines Handelsplatzes, als Differenz zwischen höchstem Bid- und niedrigstem Ask-Preis, ist eine wichtige Komponente in der Abschätzung des zu erwartenden Liquiditätsrisikos für Marktteilnehmer. Je liquider ein Markt, also je besser Angebot und Nachfrage auf einander abgestimmt sind, desto geringer ist im Normalfall der Bid-Ask Spread und folglich auch zu berücksichtigende Transaktionskosten für Marktteilnehmer. An einem integrierten VHP, der alle Großhandelstransaktionen konzentriert und somit Liquidität und Wettbewerb schafft, ist als Folge der gesteigerten Markteffizienz auch eine Reduktion des Bid-Ask Spreads zu erwarten.

Als konservativer Ansatz kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich zumindest für den Markt, dessen Bid-Ask Spreads vor einer Marktintegration höher waren, eine Reduktion auf das Niveau des jeweiligen Marktes mit den geringeren Bid-Ask Spreads einstellt. Diese Verringerung des Bid-Ask Spreads, welcher die impliziten Transaktionskosten, also Kosten aus Folge der Differenz zwischen dem theoretischen Gleichgewichtspreis und dem echten Marktpreis, bestimmt, generiert somit Nutzen für Marktteilnehmer des zuvor schlechter gestellten Marktes.

Berechnungsmethodik

Zur Quantifizierung der oberhalb beschriebenen Nutzenkategorie müssten, mit täglicher Granularität, Bid-Ask Spreads der relevanten Märkte und entsprechenden Handelsvolumina, beides getrennt für die Segmente Spot, Prompt und Forward, zur Verfügung stehen. Aufgrund der fehlenden Verfügbarkeit dieser detaillierten Datengrundlage wird der Nutzen durch Approximation bestimmt.

Die verfügbaren Ergebnisse des Bid-Ask Spreads, welche im Rahmen der AGTM Market Participants' Needs Metrics als Jahresdurchschnittswerte ausgewiesen sind, werden mithilfe von über den entsprechenden Jahresverlauf gemittelten Marktpreisen der Teilmärkte in absolute Größen transformiert.

Unter der zentralen Annahme, dass sich im Rahmen einer Marktintegration der niedrigste Bid-Ask Spread einstellt, wird sodann der Markt mit dem niedrigsten Bid-Ask Spread bestimmt und die Differenz zu den Spreads der anderen Märkte berechnet („Preiseffekt“). Da der Spot-Bereich

durchwegs den niedrigsten Spread (und auch die niedrigsten Differenzen zwischen den einzelnen Märkten) aufweist und als Bereich mit der größten Liquidität auch für die meisten Märkte durchwegs verfügbar ist, wird dieser als konservativer Ansatz zur weiteren Analyse herangezogen.

Die bestimmten Differenzen im Spot-Bereich werden sodann mit den entsprechenden jährlichen, kumulierten Handelsvolumina der Märkte multipliziert („Volumeneffekt“) und die Ergebnisse der einzelnen Teilmärkte aufsummiert, um den gesamthaften Nutzen zu bestimmen.

$$N = \sum_{m \in M} (S_m - \min_{m^* \in M} [S_{m^*}]) * V_m$$

Dabei erklären sich die verwendeten Variablen mit:

- N ... theoretisch plausibler Nutzen,
- M ... Menge der Marktgebiete, welche für diese Integrationsvariante betrachtet wird,
- S_m ... Bid-Ask Spread (Spot) des Marktgebiets m und
- V_m ... jährliches Handelsvolumen des Marktgebiets m .

3.2.1.3 Gesteigerte Vertriebseffizienz

Theoretisches Konzept

Die jetzige Situation getrennter Marktgebiete ist durch unterschiedliche Bilanzierungssysteme, Registrierungs-/Lizenzierungs-Anforderungen und regulatorische Vorgaben charakterisiert. Für den grenz- bzw. marktübergreifenden Vertrieb stellen diese Aspekte Barrieren dar, da Vertriebsaktivitäten von Versorgern in mehreren eigenständigen Märkten den Aufbau marktspezifischer Portfolios einschließlich jeweils lokaler Gasbeschaffung, Speicher- bzw. Flexibilitätsinstrumente, Prognosemodellen für die Entwicklung der Nachfrage über den Zeitverlauf, etc. verlangen.

Durch die Schaffung einer gemeinsamen Bilanzierungszone und harmonisierten regulatorischen Voraussetzungen als Ergebnis von Marktintegration, werden diese Barrieren reduziert. Existierende Quellen und Portfolien von Versorgern können dann direkt und unmittelbar dazu verwendet werden, Kunden in den zuvor benachbarten Märkten zu versorgen. Versorger profitieren von übergreifenden Portfolio- und Hedging-Effekten im integrierten Marktgebiet und können Bilanzierungsrisiken und -kosten potentiell reduzieren.

Folglich ist zu erwarten, dass Versorger beginnen, ihren Vertrieb auszuweiten und Endverbraucher im gesamten, integrierten Markt zu versorgen. Dies stimuliert den bestehenden Wettbewerb und führt zu einer gesteigerten Vertriebseffizienz, welche sich schlussendlich durch die An-

gleichung Differenzen zwischen Großhandels- und Endverbraucherpreisen („Versorger-Margen“) auf das jeweils niedrigere Niveau der zu integrierenden Märkte materialisiert.

Berechnungsmethodik

Zur Berechnung des durch die gesteigerte Vertriebseffizienz entstehenden Nutzens werden Endverbraucher-Preise (repräsentative Bestpreis-Angebote bezogen auf die Hauptstädte der betrachteten Märkte/Länder (siehe auch Datengrundlage in Annex A.1) von Versorgern und ihre Zusammensetzung in den zu integrierenden Märkten herangezogen (siehe Abbildung unterhalb).

Abbildung 23: Zusammensetzung von Einzelhandelspreisen



Durch den Abzug von Steuern/Abgaben und Netzkomponenten (Netznutzungsgebühren, Konzessionsgebühren, etc.) ergeben sich dabei in einem ersten Schritt die reinen Energiepreise („energy-only prices“) für Endverbraucher. Diese wiederum setzen sich zusammen aus dem Großhandelspreis, der die Beschaffungskosten des Versorgers darstellt, sowie der „Versorger-Marge“. Diese stellt das zentrale Element zur tatsächlichen Ermittlung des Nutzens der gesteigerten Vertriebseffizienz dar.

Die Versorger-Marge wird dabei vereinfachend als Differenz zwischen den Endverbraucher-Energiepreisen und dem durchschnittlichen Spotmarkt-Preis, als Indikator der Beschaffungskosten³⁴ ermittelt.

Es wird davon ausgegangen, dass sich die so ermittelten Versorger-Margen im Bereich der Bestpreis-Angebote angleichen, d.h., dass die effizientesten Wettbewerber entsprechend attraktive Angebote im Gesamtmarkt platzieren („Preiseffekt“). Der Umfang in dem diese den Endverbrauchern zu Gute kommen („Volumen-Effekt“), wird durch das Wechselverhalten bestimmt. Der Volumen-Effekt wird dabei als das Volumen

³⁴ Ungeachtet dessen, dass sich die tatsächlichen Beschaffungskosten ggf. aus einer strukturierten Beschaffung im Termin- und Spotmarkt ergeben.

jener Endverbraucher, die bereits einen Vertrags- oder Lieferantenwechsel durchgeführt haben und dadurch Preisaffinität signalisiert haben, bestimmt³⁵.

Durch Multiplikation beider Terme ergibt sich der Nutzen einer gesteigerten Vertriebseffizienz.

Die Berechnung, beginnend mit der Analyse repräsentativer Bestpreis-Angebote und entsprechenden Versorger-Margen bis hin zur konkreten Nutzenbestimmung, erfolgt getrennt, sowohl für Haushalte (durchschnittliche Abnahme von 15.000 kWh/a), als auch Gewerbekunden (durchschnittliche Abnahme von 100.00 kWh/a), um den Unterschieden bei der Bepreisung dieser Kundengruppen gerecht zu werden³⁶. Der gesamt-hafte Nutzen der gesteigerten Vertriebseffizienz ergibt sich folglich als Summe der zuvor getrennt errechneten Nutzenkomponenten für Haushalte und Gewerbekunden und kann daher anhand nachfolgender Formel bestimmt werden:

$$N = \sum_{m \in M} (M_{m,H} - \min_{m^* \in M} [M_{m^*,H}]) * A_{m,H} * S_H + \sum_{m \in M} (M_{m,G} - \min_{m^* \in M} [M_{m^*,G}]) * A_{m,G} * S_G$$

Dabei erklären sich die verwendeten Variablen mit:

- N ... theoretischer Nutzen,
- M ... Menge der Marktgebiete, welche für diese Integrationsvariante betrachtet wird,
- $M_{m,H}$... Versorger-Marge im Marktgebiet m für das Segment Haushalt,
- $M_{m,G}$... Versorger-Marge im Marktgebiet m für das Segment Gewerbe,
- $A_{m,H}$... jährliche Endverbraucherabnahme des Marktes m für das Segment Haushalt,
- $A_{m,G}$... jährliche Endverbraucherabnahme des Marktes m für das Segment Gewerbe,
- S_H ... Anteil der Endverbraucher des Haushaltssegment, die bereits Vertrags- oder Lieferantenwechsel durchgeführt haben und
- S_G ... Anteil der Endverbraucher des Gewerbesegments, die bereits Vertrags- oder Lieferantenwechsel durchgeführt haben.

³⁵ Mangels verfügbarer Anteile in den relevanten Märkten wird für die vereinfachte Kosten-Nutzen-Analyse von einer kumulierten Wechselquote (Lieferanten- oder Vertragswechsel) von 30% sowohl für das Haushalts- als auch Gewerbesegment ausgegangen (im Monitoringbericht 2015 der Bundesnetzagentur wird im Vergleich dazu für den deutschen Markt ein Wert von 76% ausgewiesen).

³⁶ Für die weitere Gruppe der Industriekunden wird davon ausgegangen, dass diese bereits weitgehend über eine aktive Beschaffung am Großhandelsmarkt bzw. Lieferverträge mit Spotmarkt-Indizierung verfügen. D.h. der Nutzen für dieses Kundensegment ist bereits in der gesteigerten Großhandelseffizienz enthalten.

3.2.2 Sekundäre Nutzenkategorien

Zusätzlich zu den vorab erläuterten primären Nutzenkategorien tragen auch weitere Effekte zum Gesamt-Nutzen bei der Umsetzung einer Marktintegration bei. Aufgrund fehlender Daten bzw. Möglichkeit zur Quantifizierung solcher zusätzlicher Kategorien, werden diese jedoch ausschließlich qualitativ erläutert. Nichtsdestotrotz sollte diesen Effekten eine angemessene Bedeutung zukommen, da sie durch ihren Beitrag am Gesamt-Nutzen die quantitativen Ergebnisse der Primär-Kategorien verstärken und Kostenelemente wie einmalige Implementierungskosten (siehe Abschnitt 3.3.2), etc. voraussichtlich zumindest kompensieren.

3.2.2.1 Qualitative Beschreibung sekundärer Nutzenkategorien: Marktteilnehmer-Effizienz

Effizienzsteigerung im Speichermarkt

Marktintegration konzentriert alle Speicher, die vorab in getrennten Marktgebieten situiert waren, in dem neu geschaffenen, integrierten Markt und macht diese grundsätzlich für alle Marktteilnehmer direkt zugänglich. Dieser direkte Zugang zu einem erhöhten Angebot an Speicherprodukten fördert den Wettbewerb zwischen Speichereinrichtungen (und deren Operatoren) und schafft ein Level Playing Field für entsprechende Produkte. Daneben kann aufgrund der gesteigerten Wettbewerbs-Situation von einer stärkeren Kundenorientierung der Speicherbetreiber, welche sich u.a. in einem ausgeweiteten und bedarfsorientierten Angebot von Speicherprodukten (z.B. diverse ungebündelte Produkte, diverse Laufzeiten, Bepreisung mit Hub-Indexierung, etc.) ausdrückt, ausgegangen werden. Marktintegration führt daher langfristig zu einem effizienteren Speichermarkt, dessen Preise durch die neu entstandene Wettbewerbssituation tendenziell sinken.

Effizienzsteigerung durch integriertes Bilanzgruppen- und Portfoliomanagement

Durch die Integration von Märkten zu einem gemeinsamen Marktraum mit einem einheitlichen Bilanzierungssystem ergeben sich wesentliche Effizienzpotentiale. Marktteilnehmer, welche Bilanzierungskonten in mehr als einem der zu integrierenden Märkte führen, benötigen sodann nur mehr ein einheitliches Bilanzgruppen- und Portfoliomanagement und können dadurch operative Kosten senken sowie assoziierte Risiken reduzieren. Entfallende Doppeltätigkeiten in vormals getrennten Märkten sind z.B.:

- Kontinuierliches Monitoring von Allokationsdaten, daraus resultierenden Bilanzierungspositionen und deren Ausgleich
- Betrieb und Wartung der Bilanzgruppenmanagement- und Portfoliomanagement-Systeme
- Überprüfung von Rechnungen in Bezug auf Bilanzierung und VHP-Nutzung
- Monitoring von nationalen, regulatorischen Entwicklungen, Analyse der daraus resultierenden Auswirkungen auf das Bilanzierungs- und Portfoliomanagement und Koordination von internen Systemänderungen, um z.B. Änderungen der Marktregeln gerecht zu werden

- Administrierung der Vertragsverhältnisse mit Bilanzierungsstelle, VHP-Operator, etc.

Effizienzsteigerung durch integrierten Handelszugang

Wie auch bei der oberhalb beschriebenen Nutzenkategorie, welche sich auf die Einführung eines gemeinsamen Bilanzgruppenmanagement- und Portfoliomanagement-Systems bezieht, ergeben sich durch die Integration von Einzelmärkten auch hinsichtlich des Handelszugangs potentielle Effizienzgewinne für Marktteilnehmer, die an mehreren Märkten tätig sind.

Da sich der Großhandel in einem integrierten Markt auf den zentralen VHP konzentriert, entfällt der Bedarf für mehrere Zugänge zu unterschiedlichen Handelsplätzen. Daraus ergibt sich eine Senkung direkter Kosten für den Marktzugang (Mitgliedsgebühren bei Börsen bzw. Brokern, Kosten der technischen Anbindung zu deren Systemen, Kosten für unterschiedliche Handelssysteme, etc.) und eine operative Vereinfachung, die zu einer Senkung indirekter Kosten für entfallende Aktivitäten und Aufgaben bei den Marktteilnehmern führt.

Verminderte Hedging-Kosten

Im Zusammenhang mit langfristigen Lieferverträgen tendieren Verkäufer von Gasmengen dazu, für die Indizierung von Vertragspreisen auf funktionierende Handelsplätze mit einem ausreichend hohen Grad an Diversifikation und Wettbewerb zurückzugreifen, um die Möglichkeiten der Einflussnahme des Käufers auf die Preisbildung möglichst zu minimieren.

Im Gegensatz dazu, bevorzugen Käufer die Indizierung am „lokalen“ Handelsplatz, da dadurch das durch potentielle Spreads zwischen dem Preis am lokalen Handelspunkt und dem für die indizierten Handelspunkt entstehenden Markt-to-Market Risiko vermieden werden kann.

Falls sich durch Marktintegration also ein ausreichend diversifizierter Markt entwickelt, welcher zukünftig von Verkäufern als Referenzpunkt der Preisbildung für langfristige Verträge akzeptiert wird, können Importeure folglich ihre Kosten reduzieren, da ein notwendiges Hedging aufgrund des Markt-to-Market Risikos entfällt. Hierbei kann es sich durchaus um wesentliche Kostenkomponenten handeln, da die davon betroffenen Volumina potentiell alle Importmengen umfassen.

Verminderter Flexibilitätsbedarf

Die Integration zuvor getrennter Marktgebiete bietet die Möglichkeit, dass gegenwärtig unterschiedliche, in getrennten Märkten relevante, Endverbraucher-Portfolios kombiniert werden können oder der Bedarf an Flexibilität, welche zur Strukturierung dieser benötigt wird, an dem sich situierenden gemeinsamem VHP auf maximal effiziente Weise ausgetauscht werden kann.

Dies hat zur Folge, dass die gesamthaften Flexibilitätsbedarfe, also Bedarfe um die Differenz zwischen strukturierter Endverbraucherabnahme und typischerweise bandförmiger Beschaffung auszugleichen, zurückgehen. Solche Bedarfe, die zumeist mithilfe von Flexibilitätsinstrumenten wie Speicher oder flexiblen Vertragsbedingungen abgebildet werden, sind im integrierten Markt geringer, als die Summe der Bedarfe der ge-

genwärtig getrennten Marktgebiete, da sich entgegengesetzte Lastabweichungen aufheben und der Portfolioeffekt den Flexibilitätsbedarf insgesamt reduziert.

Dieser verminderte Flexibilitätsbedarf, als Folge einer Marktintegration, führt zu Einsparungen der entsprechenden Kosten von Netzbenutzern und/oder dem Bilanzierungssystem, welche von den Netzbenutzern getragen werden müssten, und somit zu Generierung eines wirtschaftlichen Nutzens.

3.2.2.2 Qualitative Beschreibung sekundärer Nutzenkategorien: Systemeffizienz

Verminderte Bilanzierungskosten

Die Integration gegenwärtig getrennter Marktgebiete ermöglicht den effizienteren Einsatz von Maßnahmen der physischen Bilanzierung (Regelenergie).

Dies beruht auf der Annahme, dass potentiell entgegengesetzte Linepack-Situationen in den zuvor getrennten Märkten durch eine koordinierte Netzsteuerung der involvierten FNB ausgeglichen werden können und somit den Bedarf für Einsatz von Regelenergie reduzieren. Die damit vermiedenen Kosten müssen für Netzbenutzer entfallen und stellen einen weiteren potentiellen Nutzen von Marktintegration dar.

Effizienzsteigerung durch gemeinsame Funktionen der Marktverantwortlichen

Durch die Schaffung eines gemeinsamen VHPs und einer gemeinsamen Bilanzierungszone eröffnet eine Marktintegration das Potential, dass die Aufgaben hinsichtlich kommerzieller und physischer Bilanzierung sowie Betrieb des VHP von vormals getrennten Stellen bei einer zentralen Instanz zusammengefasst werden, die diese Aufgaben für das gesamte, integrierte Marktgebiet erbringt. Die damit verbundenen Synergieeffekte (Kosteneinsparungen) sind als potentieller Nutzen anzusetzen.

Effizienzsteigerung durch optimiertes/integriertes Gasfluss-Management

Die Schaffung eines integrierten Marktes führt zum Entfall von für Netzbenutzer relevanten Netzpunkten an der Kopplung der zu integrierenden Märkte. Diese Punkte werden zu netzinternen Punkten, an welchen Gasflüsse durch die verantwortlichen FNBS koordiniert gesteuert werden. Das eröffnet diesen neue bzw. zusätzliche Flexibilität in Verbindung mit Gasbewegungen innerhalb des Marktgebiets und erlaubt somit eine Optimierung bzw. Effizienzsteigerung. Aus diesem Grund können Kosteneinsparungen bei Treibgas, insbesondere wenn die effizienteste Leitung von Gasflüssen im Moment aktuell durch vertragliche Lieferverpflichtungen an später marktinternen Punkten verhindert wird, erwartet werden. Der daraus resultierende Nutzen steigt mit der entstehenden Flexibilität für FNBS, also der Anzahl der verschwindenden, buchbaren Punkte und folglich mit der Größe bzw. Anzahl der zu integrierenden Märkte.

3.3 KOSTENKATEGORIEN

Im Rahmen dieser vereinfachten Kosten-Nutzen-Analyse von ausgewählten Integrationsvarianten werden die zentralen, potentiellen Kostenelemente von Marktintegration adressiert. Nachfolgend werden diese theoretisch beschrieben und deren Behandlung im Rahmen dieser Analyse erläutert.

3.3.1 Kosten der Kapazitätsdarstellung

Kosten der Kapazitätsdarstellung sind das zentrale Kostenelement im Kontext von Marktintegration. Darunter fallen u.a. Kosten für Investitionen in die Transportinfrastruktur, Kosten für kommerzielle Instrumente wie Lastflusszusagen oder gegenläufigen Einsatz lokaler Regelenergie (ggf. inkl. Leistungspreise für langfristige Absicherung von Abrufvolumina), etc. zur Aufrechterhaltung des bestehenden Kapazitätsausweises (quantitativ als auch insbesondere qualitativ) an den kommerziellen Rändern eines integrierten Marktraums.

Die quantitative Abschätzung derartiger Kosteneffekte der Kapazitätsdarstellung erfolgt im Rahmen dieser Studie unter der Annahme von Einschränkungen der freien Verbindbarkeit von Kapazitäten an verbleibenden, kommerziellen Netzpunkten. Dadurch wird das für die Integrationsvarianten auf Basis des Infrastructure Base Case (siehe Abschnitt 1) ermittelte, theoretische Verbindungsdefizit bzw. die davon abgeleitete, theoretische Kapazitätseinschränkungsrate (siehe dazu Abschnitte 2.1.3.2 und 2.1.3.3) und ein in sich konsistentes Kapazitätsmodell abgebildet.

Durch diese Einschränkung der freien Verbindbarkeit innerhalb der betrachteten Integrationsvarianten wird, soweit sachgerecht, der quantifizierte Nutzen im Ausmaß dieser Kapazitätseinschränkung (unter Annahme eines Worst-Case-Nominierungsszenarios) reduziert und der o.g. Kosteneffekt dadurch abgebildet.

Die konkreten Implikationen dieser Vorgehensweise auf den ermittelten Nutzen werden nachfolgend erläutert:

Gesteigerte Großhandelseffizienz

So wie im Rahmen des theoretischen Konzepts dieser Nutzenkategorie beschrieben (siehe Abschnitt 3.2.1.1) führt Marktintegration grundsätzlich zu einer integrierten Merit Order von Angeboten zur Deckung des aggregierten Bedarfs des Markts. Durch bestehende Verbindungsdefizite und daraus resultierende Einschränkung der freien Verbindbarkeit von Einspeisungen in den integrierten Markt mit sämtlichen Exit-Punkten, ist diese integrierte Merit Order jedoch kapazitatativ nicht für die Deckung sämtlicher Bedarfe einsetzbar. Aus diesem Grund bedarf es einer Reduktion des ungeachtet davon ermittelten Nutzens. Dies wird durch Multiplikation dieses theoretischen Nutzens mit der aggregierten theoretischen Kapazitätseinschränkungsrate einer betrachteten Integrationsvariante gemäß folgender Formel umgesetzt:

$$N = \left(\sum_{t \in T} \left(\sum_{m \in M} (P_{m,t} - \min_{m^* \in M} [P_{m^*,t}]) * A_{m,t} \right) \right) * 0,5 * (1 - TKER)$$

Dabei gelten folgende Bezeichnungen:

- N ... maximaler theoretischer Nutzen,
- M ... Menge der Marktgebiete, welche für diese Integrationsvariante betrachtet wird,
- T ... Menge der betrachtete Gastage,
- $P_{m,t}$... Großhandelspreis (Spot) des Marktes m an Tag t ,
- $A_{m,t}$... Endverbraucherabnahme des Marktes m an Tag t und
- $TKER$... aggregierte theoretische Kapazitätseinschränkungsrate TKER der betrachteten Integrationsvariante.

Reduktion der Bid-Ask Spreads

Analog zur Reduktion der Großhandelseffizienz wird auch in diesem Fall der theoretische Nutzen auf Basis der theoretischen Kapazitätseinschränkungsrate reduziert und die gesamthafte Berechnung mittels folgender Formel umgesetzt:

$$N = \left(\sum_{m \in M} (S_m - \min_{m^* \in M} [S_{m^*}]) * V_m \right) * (1 - TKER)$$

Dabei erklären sich die verwendeten Variablen mit:

- N ... theoretisch plausibler Nutzen,
- M ... Menge der Marktgebiete, welche für diese Integrationsvariante betrachtet wird,
- S_m ... Bid-Ask Spread (Spot) des Marktgebiets m ,
- V_m ... Handelsvolumen des Marktgebiets m und
- $TKER$... aggregierte theoretische Kapazitätseinschränkungsrate TKER der betrachteten Integrationsvariante.

Gesteigerte Vertriebseffizienz

Zentral in der Berechnung dieser Nutzenkategorie zu berücksichtigende „Versorger-Margen“, welche diese Nutzen-Komponente bestimmen, sind unabhängig von Kapazitätsrestriktionen, da alle Endverbraucher Zugang zum gemeinsamen VHP haben und die originäre Rolle des Ver-

sorgers in einem Entry-Exit-System vorsieht, dass die für die Versorgung von Endverbrauchern benötigten Mengen vom VHP bezogen werden. Daher ist keine Verminderung des im Rahmen dieser Kategorie berechneten Nutzens erforderlich.

3.3.2 Einmalige Implementierungskosten

Zusätzliche Kostenelemente, welche im Rahmen der Implementierung eines Marktintegrationsvorhabens entstehen, sind im Verhältnis zu diesen vergleichsweise gering bzw. vernachlässigbar oder werden durch nicht quantifizierbare Nutzelemente (siehe *sekundäre Nutzenkategorien* in Abschnitt 3.2.2) und dadurch entstehende Synergien kompensiert. Solche zusätzlichen Implementierungskosten ergeben sich beispielsweise durch die Umsetzung notwendiger Implementierungsschritte, der Anpassung entsprechender Regulierungsvorgaben und deren anschließende Realisierung und den damit verbundenen organisatorischen und koordinativen Aufgabenstellungen der Implementierung.

3.4 ERGEBNISSE DER KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE

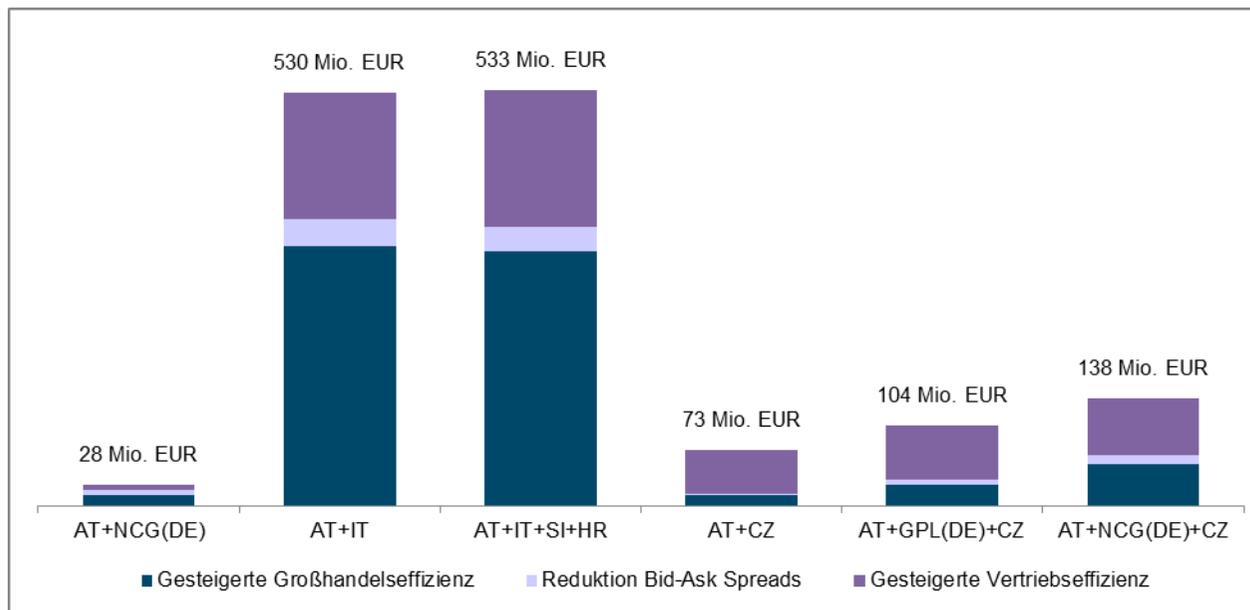
3.4.1 Zusammenfassung

Die nachfolgende Grafik fasst den potentiellen volkswirtschaftlichen Nutzen der betrachteten Integrationsvarianten zusammen.

In Anbetracht der Festlegung, dass entstehenden Verbindungsdefizite, etc. durch Einführung von Kapazitätsrestriktionen für bestehende Kapazitäten behandelt werden, werden keine Kosten der Kapazitätsdarstellung angesetzt und der ermittelte, theoretische Nutzen wird, soweit sachgerecht, bereits im Ausmaß der Einschränkung der freien Verbindbarkeit (siehe dazu Abschnitt 2.1.3.2 und 2.2.1) zwischen zu integrierenden Teilmärkten (unter Annahme eines Worst-Case-Nominierungsszenarios) reduziert (siehe dazu Abschnitt 3.3).

Der so berechnete Nutzen wird in der folgenden Grafik zusammenfassend für die drei primären Nutzenkategorien auf jährlicher Basis ausgewiesen und die entsprechenden Detailbetrachtungen der einzelnen Nutzenkategorien werden im nachfolgenden Abschnitt 3.4.2 erläutert.

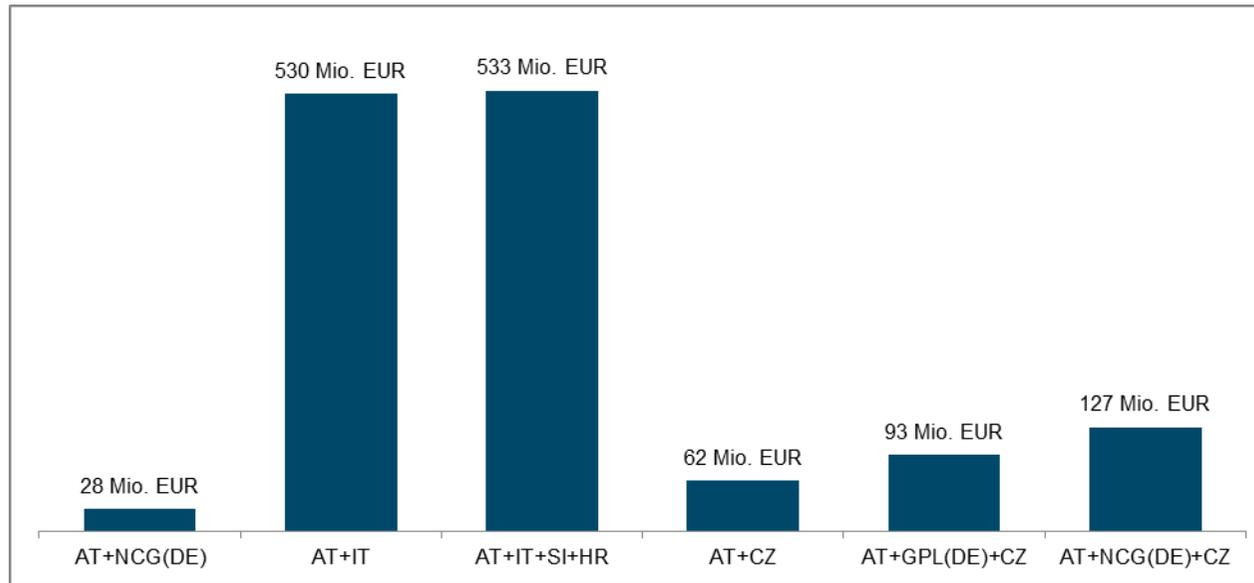
Abbildung 24: Potentieller Gesamtnutzen für betrachtete Marktintegrationsvarianten in Mio. EUR/Jahr vor Abzug notwendiger Investitionskosten



Speziell hinsichtlich der drei Varianten unter Einschluss von CZ ist jedoch zu berücksichtigen, dass der Betrachtung dieser Varianten die Annahme einer realisierten Direkt-Verbindung durch die BACI (16.561 MWh/h (DN1200)) zugrunde liegt, ohne dass deren Kosten (CAPEX und OPEX) im Rahmen der Nutzenberechnung unmittelbar berücksichtigt wären. Auf Basis einer bereitgestellten Indikation können dafür jährliche CAPEX und OPEX dieses Projekts (AT und CZ insgesamt) von 11 Mio. EUR³⁷ angenommen werden. Im Zuge einer volkswirtschaftlichen Gesamtbetrachtung müssen diese zusätzlich angesetzt werden und vermindern so den ausgewiesenen Nutzen (siehe nachfolgende Grafik).

³⁷ Unter Annahme einer Abschreibungsdauer von 25 Jahren lt. Tarifmethode gemäß §82 GWG 2011 und einer Abschätzung jährlicher OPEX von 0,8% der Investitionssumme (lt. BNetzA Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen).

Abbildung 25: Potentieller Gesamtnutzen für betrachtete Marktintegrationsvarianten in Mio. EUR/Jahr nach Abzug indikativer BACI-Kosten



Die zusätzliche Berücksichtigung dieser indikativen BACI-Kosten belässt die grundsätzlichen Erkenntnisse der Kosten-Nutzen-Betrachtung unverändert, die Varianten unter Einbezug von CZ fallen im Vergleich zu den Varianten mit bspw. IT jedoch zusätzlich zurück.

Exkurs: Kapazitätserhöhende Maßnahmen in Überackern

Zusätzlich zur oberhalb zusammengefassten Nutzen-Betrachtung auf Basis des Infrastructure Base Case (siehe Abbildung 4), wurde als Exkurs die potentielle Auswirkung einer möglichen Kapazitätserhöhung in Überackern untersucht. Dabei wurde an diesen Punkten auf Basis von KNEP-Projekten ein signifikanter Kapazitätsausbau zur Erhöhung der FZK-Verbindungskapazität zwischen MG Ost und NCG unterstellt und für die Varianten AT+NCG(DE) und AT+NCG(DE)+CZ zusätzlich berücksichtigt. Da der potentielle Nutzen einer Integration des MG Ost mit u.a. NCG durch das Verbindungsdefizit beschränkt wird (siehe Abschnitt 3.3.1 zur Erläuterung der Methodik), würde ein derartiger Ausbau zu einer potentiellen Erhöhung des Nutzens dieser Varianten führen, jedoch in einem vergleichsweise geringen Umfang und ohne Auswirkung auf das grundsätzliche Gesamtergebnis der Kosten-Nutzen-Betrachtung. Im Umkehrschluss müssten analog zur getroffenen Annahme für BACI jedoch die (nicht verfügbaren) Kosten der Kapazitätserweiterung zusätzlich als Nutzenreduktion angesetzt werden.

3.4.2 Detailergebnisse

3.4.2.1 Gesteigerte Großhandelseffizienz

Dieser Abschnitt widmet sich der primären Nutzenkategorie *Gesteigerte Großhandelseffizienz*, im Rahmen derer theoretischer Nutzen durch die zentrale Annahme entsteht, dass bei einer Marktintegration ungenutzte Angebote des jeweils günstigeren Großhandelsmarktes für eine Preisreduktion im kombinierten Markt genutzt werden können. Im theoretischen Maximalfall kommt es dabei zu einer Anpassung des Großhandelspreises auf das Preisniveau des niedrigeren der zurzeit getrennten Märkte (Details siehe Abschnitt 3.2.1.1). Durch bestehende Verbindungsdefizite und daraus resultierende Einschränkung der freien Verbindbarkeit von Einspeisungen in den integrierten Markt, bedarf es einer Reduktion des ungeachtet davon ermittelten Nutzens. Diese erforderliche Reduktion des theoretischen Nutzens wird auf Basis der theoretischen Kapazitätseinschränkungsrates (TKER) einer betrachteten Marktintegrationsvariante umgesetzt (siehe dazu Abschnitt 3.3). Die Ergebnisse dazu folgen in Abbildung 26.

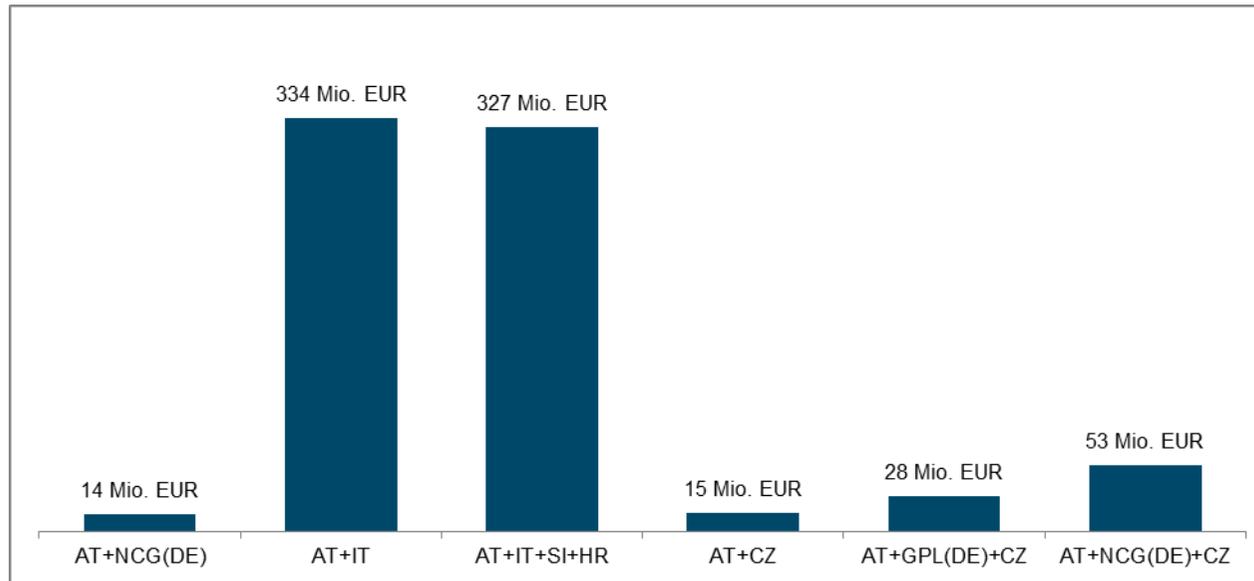
Zusätzliche Reduktion des Nutzens für Varianten inkl. IT durch gesonderte Berücksichtigung der Transportkosten AT→IT

Bei Nutzenkalkulation im Bereich der Großhandelseffizienz werden für Integrationsvarianten, welche AT und IT beinhalten, Grenzkosten des Gastransports (ausgedrückt durch „Commodity Charge“ der Snam Rete Gas für tatsächliche Einspeisungen nach Italien) in Arnoldstein gesondert als Reduktion des Nutzens berücksichtigt, da im Gegensatz zu anderen Marktintegrationsvarianten folgende Punkte zutreffen:

- Der Marktpreis des Downstream-Marktes IT ist signifikant höher als der in AT (anders als bei den restlichen betrachteten Märkten, welche durchwegs geringere Differenzen aufweisen) und
- die Entry-Allokationen in Arnoldstein machen rund 50% aller italienischen Entry-Allokationen aus, stellen somit einen wesentlichen Teil des Angebots und haben entsprechende Bedeutung für die Preisbildung in IT.

Der ausgewiesene Nutzen einer gesteigerten Großhandelseffizienz für die Varianten AT+IT und AT+IT+SI+HR berücksichtigt deshalb bereits den Abzug dieser von Snam Rete Gas eingehobenen, nutzungsabhängigen „Commodity Charge“ (ermittelt durch Entry-Allokationen am Punkt Tarvisio im Jahr 2015 und das im Preisblatt ausgewiesene Entgelt, siehe auch Annex A.1).

Abbildung 26: Ergebnisse der Nutzenkategorie *Gesteigerte Großhandelseffizienz* für betrachtete Marktintegrationsvarianten in Mio. EUR/Jahr



Anmerkung: Der entstehende Nutzen durch gesteigerte Großhandelseffizienz kann aufgrund fehlender Großhandelsmärkte für SI und HR nicht direkt bestimmt werden. Im Rahmen dieser Berechnung wird deshalb der Nutzen, der bei einer Integration von AT und IT entsteht, im Verhältnis des Marktvolumens auf SI und HR umgelegt und somit näherungsweise abgeschätzt (erneut unter Berücksichtigung der Auswirkungen der erforderlichen Kapazitätseinschränkung).

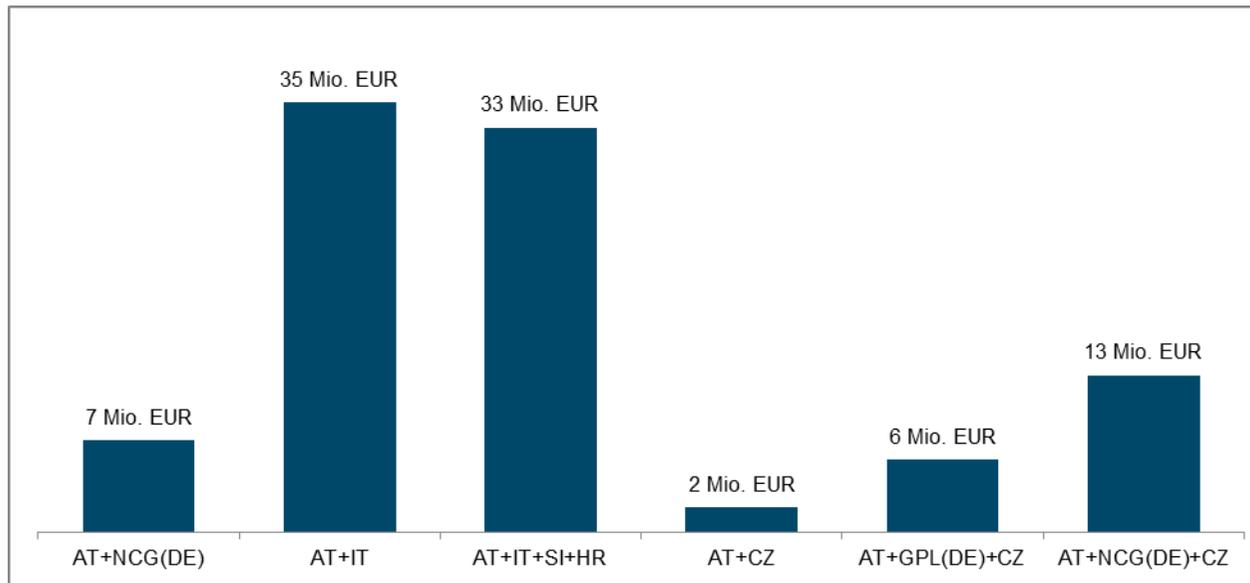
Die Ergebnisse sind aufgrund der angewandten Berechnungsmethodik abhängig von den sich auf täglicher Basis einstellenden Spreads zwischen den betrachteten Märkten, den davon betroffenen Marktvolumina und der zur Reduktion des theoretischen Nutzens verwendeten theoretischen Kapazitätseinschränkungsrate. Aufgrund der durchwegs hohen Spreads (IT zumeist signifikant höherer Marktpreis als AT), einem hohen italienischen Verbrauch und der vergleichsweise niedrigen Einschränkungsraten bei Varianten, welche AT und IT inkludieren, ergeben sich entsprechend hohe Nutzenpotentiale, welche sich vor allem für IT manifestieren würden. Durchwegs niedriger fällt der zu erwartende Nutzen für die restlichen Marktintegrationsvarianten aus, welche niedrigere Spreads aufweisen und bei welchen höhere Einschränkungsraten zu tragen kommen. Bei den Varianten AT+NCG(DE) und AT+CZ liegt der generierte Nutzen zumeist auf österreichischer Seite, da AT an der Mehrheit der Tage einen höheren Preis aufweist. Bei den restlichen Marktintegrationsvarianten, welche AT+CZ und eines der deutschen Marktgebiete

beinhalten, kann der Nutzen nicht eindeutig einem profitierenden Markt zugeschrieben werden, da die Marktpreise in CZ und in den deutschen Märkte auf täglicher Basis zu einem sich stetig verändernden günstigeren Marktgebiet führen.

3.4.2.2 Reduktion Bid-Ask Spreads

Unter der zentralen Annahme, dass sich im Rahmen einer Marktintegration der niedrigste Bid-Ask Spread einstellt, werden die sich dadurch einstellenden Nutzenpotentiale der betrachteten Marktintegrationsvarianten anhand der in Abschnitt 3.2.1.2 erläuterten Berechnungsmethodik berechnet. Analog zu den Ergebnissen der Großhandelseffizienz (siehe Abschnitt 3.4.2) wird auch in diesem Fall der theoretische Nutzen auf Basis der theoretischen Kapazitätseinschränkungsrate der einzelnen Marktintegrationsvarianten reduziert. Die dadurch erhaltenen Ergebnisse sind in der nachfolgenden Grafik dargestellt.

Abbildung 27: Ergebnisse der Nutzenkategorie *Reduktion der Bid-Ask Spreads* für betrachtete Marktintegrationsvarianten in Mio. EUR/Jahr



Anmerkung: Der entstehende Nutzen durch Reduktion der Bid-Ask Spreads kann aufgrund fehlender Großhandelsmärkte für SI und HR weder bestimmt noch sachgemäß abgeschätzt werden. Das geringe Marktvolumen dieser Märkte lässt jedoch annehmen, dass dieser Nutzen von

vernachlässigbarer Größenordnung ist. Das ausgewiesene Ergebnis dieser Variante wird somit ausschließlich durch den entstehenden Nutzen der beiden Märkte AT+IT bestimmt (erneut unter Berücksichtigung der Auswirkungen der erforderlichen Kapazitätseinschränkung).

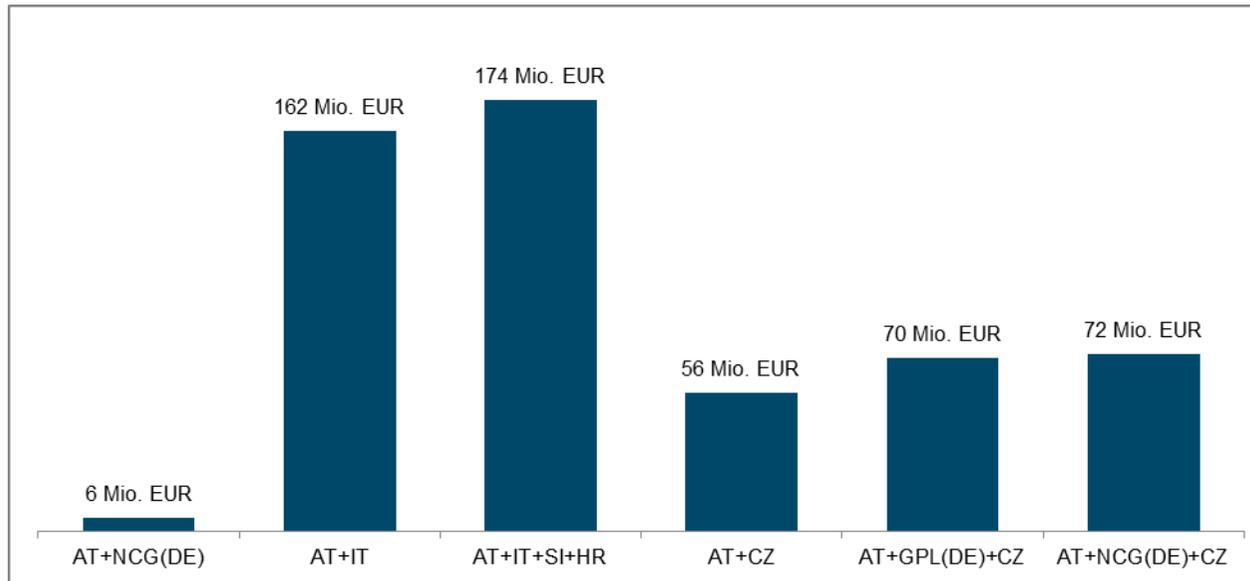
Wie auch bei der Nutzenkategorie der gesteigerten Großhandelseffizienz, sind die Ergebnisse von mehreren Faktoren abhängig. Diese sind einerseits die in den einzelnen Marktgebieten lt. AGTM identifizierten Bid-Ask Spreads, die betroffenen Handelsvolumina und die sich für die Marktintegrationsvarianten ergebende theoretische Kapazitätseinschränkungsrate. Dadurch ergibt sich ein der Nutzenkategorie der gesteigerten Großhandelseffizienz ähnliches Bild. Varianten mit IT weisen aufgrund der hohen Bid-Ask Spreads und mengenmäßig hohem Handelsvolumen auf italienischer Seite und einer niedrigen Einschränkungsrates hohe Ergebnisse auf, welche sich jedoch in IT manifestieren würden. Auch die Spreads des tschechischen Marktes sind signifikant höher als die in AT, jedoch ist das tschechische Handelsvolumen äußerst niedrig und auch die Einschränkungsrates vergleichsweise höher, wodurch der für CZ tragend werdende Nutzen deutlich geringer ausfällt. Bei Integrationen mit den deutschen Marktgebieten sind diese durch den niedrigsten Spread charakterisiert und auf österreichischer bzw. auch tschechischer Seite stellt sich das resultierende Nutzenpotential ein, welches im Vergleich zu Varianten mit IT signifikant niedriger ist.

3.4.2.3 Gesteigerte Vertriebseffizienz

Die Ermittlung dieses Nutzenpotentials unterstellt, dass in Folge des Wegfalls von nationalen Marktbarrieren ein erhöhter Wettbewerb zu einer gesteigerten Vertriebseffizienz im integrierten Markt führt. Für die Berechnung dieses Nutzenpotentials wird daher angenommen, dass sich bestehende nationale Differenzen zwischen Großhandels- und Endverbraucherpreisen für Haushalte und Gewerbe im Bereich der Bestpreis-Angebote angleichen, d.h., dass die effizientesten Wettbewerber entsprechend attraktive Angebote im Gesamtmarkt platzieren. Diese kommen allen grundsätzlich wechselwilligen/-affinen Endverbrauchern (d.h. jenen Endverbrauchern, die bereits einen Vertrags- oder Lieferantenwechsel durchgeführt haben) in den Segmenten Haushalt (durchschnittliche Abnahme von 15.000 kWh/a) und Gewerbe (durchschnittliche Abnahme von 100.000 kWh/a) zugute. Die Verminderung des Nutzens auf Basis einer potentiellen Kapazitätseinschränkung ist in diesem Fall nicht erforderlich, da für Endverbraucher grundsätzlich eine engpassfreie Anbindung an den VHP unterstellt wird.

Die anhand dieses Rationales und der daraus folgenden Berechnungsmethodik (Details siehe Abschnitt 3.2.1.3) resultierenden Ergebnisse sind in der nachstehenden Grafik dargestellt. Details zu den dabei tragend werdenden Preis- und Volumeneffekten sind in Annex A.2 zusammengefasst.

Abbildung 28: Ergebnisse der Nutzenkategorie *Gesteigerte Vertriebseffizienz* für betrachtete Marktintegrationsvarianten in Mio. EUR/Jahr



Anmerkung: Der entstehende Nutzen durch gesteigerte Vertriebseffizienz kann aufgrund fehlender Großhandelsmärkte für SI und HR nicht bestimmt werden. Zur Abschätzung wird daher für HR auf regulierte Versorger-Margen zurückgegriffen, während der Beschaffungspreis für SI als Marktpreis AT zzgl. Kosten für den Transport über Murfeld angesetzt wird.

Auch bei dieser Nutzenkategorie ergibt sich ein hohes Nutzenpotential für Marktintegrationsvarianten, welche AT und IT beinhalten, da das italienische Bestpreisniveau signifikant höher liegt, Italien jedoch einen beträchtlichen Endverbraucher-Absatz aufweist (Nutzenpotential insbesondere für italienische Endverbraucher). Auch tschechische Versorger-Margen sind deutlich über den österreichischen zu finden, weshalb sich auch im Falle der Variante AT+CZ ein hohes Nutzenpotential für die tschechischen Endverbraucher ergibt. In den restlichen Fällen weisen die deutschen Marktgebiete die jeweils besten Angebote auf und Nutzen manifestiert sich auf österreichischer bzw. auch tschechischer Seite.

4 ANALYSE ALTERNATIVER MARKTINTEGRATIONSMODELLE – ANWENDUNG, IMPLIKATIONEN UND HARMONISIERUNGSBEDARFE

Dieses Kapitel befasst sich mit der Analyse der durch das AGTM vorgestellten Marktintegrationsmodelle. Durch deren grundsätzliche Charakteristika ergeben sich unterschiedliche Voraussetzungen für die Anwendung, welche im Folgenden überprüft werden und zu einer Auswahl an für AT relevanten Modellen führen. Anschließend werden die Implikationen dieser Modelle auf die in den vorherigen Abschnitten berechneten Ergebnisse der quantitativen Indikatoren (Abschnitt 2.2) und der Kosten-Nutzen-Analyse (Abschnitt 3.4), welche auf Basis maximaler Integrationstiefe, also der Umsetzung eines Market Mergers, erfolgt sind, identifiziert. Außerdem wird abschließend der Harmonisierungsbedarf der unterschiedlichen Marktintegrationsmodelle analysiert und erläutert.

4.1 ÜBERBLICK: IDEALTYPISCHE MARKTINTEGRATIONSMODELLE DES AGTM

Als Grundlage für folgende Analysen liefert dieser Abschnitt einen Überblick über die durch das AGTM vorgestellten Marktgebietsintegrationsmodelle und ihre Charakteristika. Dabei handelt es sich um Vorschläge mit flexiblen Ausgestaltungsmöglichkeiten und fließenden Übergängen zwischen diesen Modellen. 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 dem Market Merger (maximale Integrationstiefe), lässt die Möglichkeit offen, dieses zu einem späteren Zeitpunkt zu realisieren.

4.1.1 Market Merger

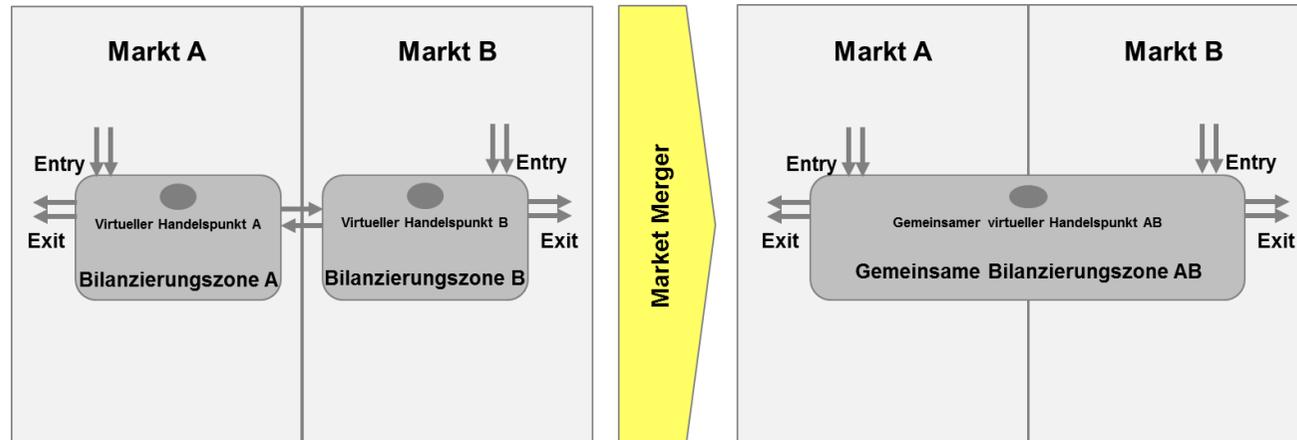
Bei einem Market Merger fusionieren angrenzende und mittels Transportinfrastruktur verbundene Gasmärkte ihre Bilanzierungszonen und schaffen damit einen integrierten Gasmarkt mit einem zentralen, virtuellen Handelspunkt. Dieser ist eingebettet in ein, das gesamte integrierte Marktgebiet umfassendes, 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 FNB und VNBs von VNB 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 29: Schematische Darstellung Market Merger



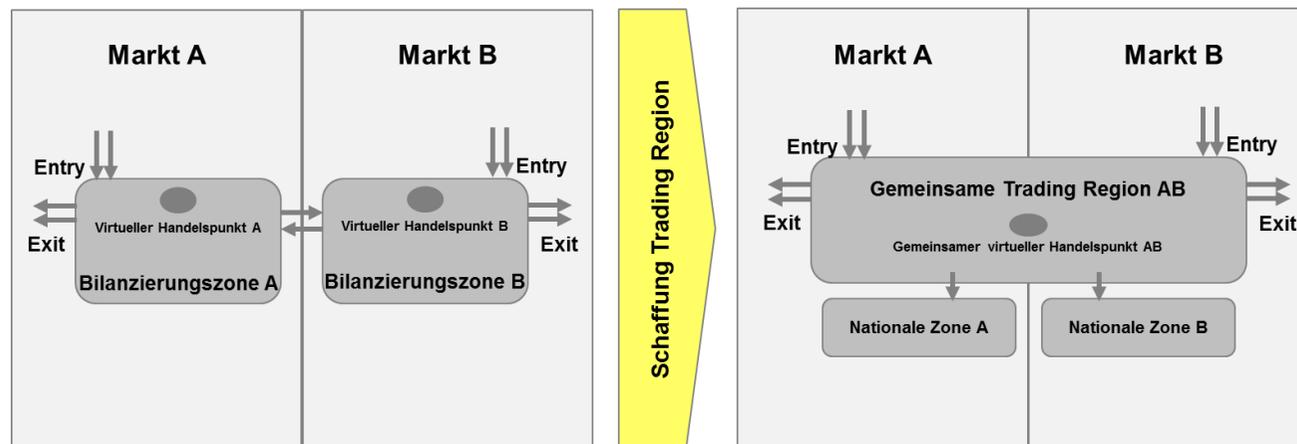
4.1.2 Trading Region

Eine Trading Region besteht aus zwei oder mehreren vormals eigenständigen Gasmärkten, die eine grenzübergreifende Bilanzierungszone mit einem einzigen virtuellen Handelspunkt begründen. Diese Zone umfasst für die idealtypische Ausgestaltung des AGTM 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 Trading Region 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 30: Schematische Darstellung Trading Region



Neben dem beispielhaften, idealtypischen Modell des AGTM bestehen für die Ausgestaltung der Trading Region ganz grundsätzliche Freiheitsgrade. In Bezug auf die Abgrenzung zwischen gemeinsamer Trading Region und nationalen Zonen sind daher auch Integrationsmodelle vorstellbar, die einen deutlich reduzierten Umsetzungs- bzw. Harmonisierungsbedarf nach sich ziehen würden.

Beispielsweise könnten durch eine Beschränkung der gemeinsamen Zonen auf einen integrierten VHP („Hub Trading Region“) der auf Basis eines integrierten Kapazitätsmodells einen engpassfreien Austausch mit den nationalen Zonen erlaubt, die nationalen Zonen weitgehend unverändert bestehen bleiben und der Harmonisierungsaufwand reduziert werden.

4.1.3 Satellitenmarkt

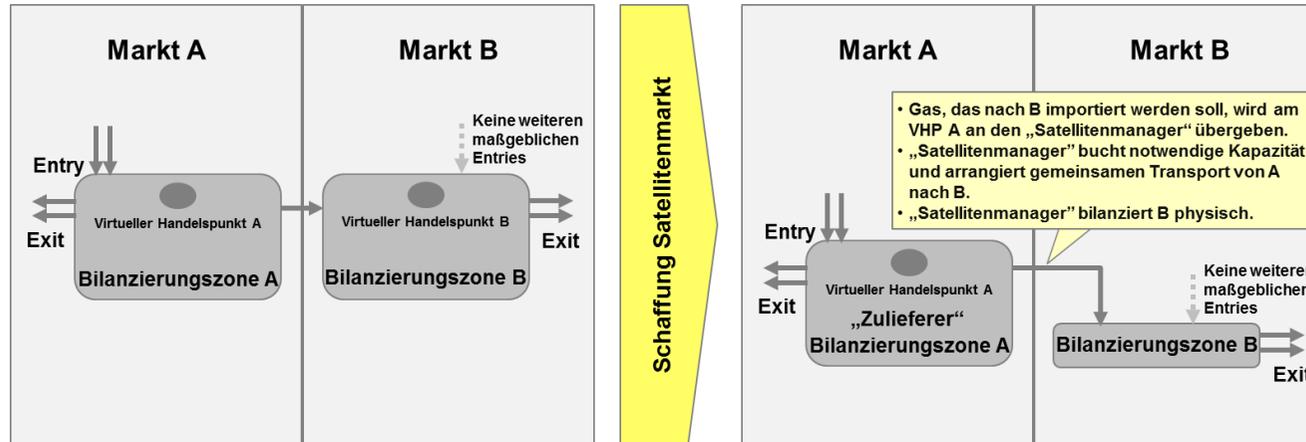
Ein Gasmarkt („Satellit“) begründet nicht einen eigenen virtuellen Handelspunkt, sondern nutzt jenen eines Nachbarlandes („Zulieferer“) mit und verschafft sich dadurch Zugang zu einem integrierten Großhandelsmarkt.

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 Handelspunkt des Zulieferer-Marktes in den Satellitenmarkt.

Abbildung 31: Schematische Darstellung Satellitenmarkt



4.2 ANWENDBARKEIT UND KONKRETE BERÜCKSICHTIGUNG DER UNTERSCHIEDLICHEN MARKTINTEGRATIONSMODELLE

Aufbauend auf der im vorherigen Abschnitt 4.1 erläuterten grundsätzlichen Ausgestaltung der unterschiedlichen Marktintegrationsmodelle des AGTM können entsprechende Voraussetzungen für eine Umsetzung dieser formuliert werden. Diese sind nachfolgend zusammengefasst.

Tabelle 6: Voraussetzungen der idealtypischen Marktintegrationsmodelle des AGTM

MARKET MERGER	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die zu integrierenden Märkte sind direkt miteinander verbunden oder planen, eine solche Verbindung zu schaffen.
TRADING REGION	<ul style="list-style-type: none"> ■ Alle betroffenen Gasmärkte haben mindestens einen anderen relevanten Entry-Punkt von einer anderen Quelle³⁸.
SATELLITENMARKT	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ein Gasmarkt ist einem besser entwickelten Gasmarkt benachbart und ■ wird fast ausschließlich von diesem besser funktionierenden Markt versorgt.

³⁸ Unter dem Begriff der Quelle wird in diesem Zusammenhang verstanden: Netto-Produzent, LNG, funktionierender Handelsmarkt.

Anmerkung: Falls die Bedingungen für die Anwendung des Satellitenmarktes erfüllt sind, so sind auch die Voraussetzungen für ein Market Merger oder eine Trading Region erfüllt (dies gilt nicht vice versa). Im Vergleich zu diesen Modellen ist für den Satellitenmarkt ein wesentlich geringerer Umsetzungs- und Harmonisierungsaufwand zu erwarten, bei einer jedoch ebenso reduzierten Nutzen-Erwartung.

Anhand dieser Voraussetzungen kann für jede der betrachteten Marktintegrationsvarianten – auf Basis einer Analyse der strukturellen Eigenschaften der involvierten Marktgebiete (siehe dazu auch Infrastructure Base Case in Abschnitt 1) - die Anwendbarkeit der einzelnen Modelle überprüft werden. Dabei ergibt sich für alle Marktintegrationsvarianten ohne SI und HR, dass:

- bei der Umsetzung einer Marktintegration direkte (zumeist auch bidirektionale) Verbindungen zwischen den einzelnen involvierten Marktgebieten vorhanden oder geplant (Verbindung AT und CZ durch geplantes BACI-Projekt) sind und
- alle betroffenen Märkte verbleibende relevante Entry-Punkte von anderen Quellen aufweisen.

Folglich kann für diese Konstellationen sowohl die Anwendung von Market Merger als auch Trading Region erfolgen.

Im Gegensatz dazu ergibt sich für HR und SI im Rahmen der Analyse eine eindeutige Upstream/Downstream-Struktur³⁹, welche durch eine Versorgung durch AT bzw. IT (im Falle HR über SI) gekennzeichnet ist. Dabei verbleiben für diese Märkte bei einer Integration keine weiteren relevanten Entry-Punkte⁴⁰. Zusätzlich weisen sowohl HR als auch SI keinen entwickelten Großhandelsmarkt auf. Folglich können sowohl SI als auch HR als Erweiterung zu einer Marktintegration von AT und IT im Rahmen des dafür gewählten Modells integriert werden, erfüllen jedoch auch die notwendigen Voraussetzungen für die Umsetzung als an das integrierte Gebiet AT/IT angehängte Satellitenmärkte. Dies wäre insofern von Vorteil, als sich durch die Anwendung des Satellitenmodells bei wesentlich geringerem Umsetzungs- bzw. Harmonisierungsaufwand annähernd gleicher Nutzen wie bei der Umsetzung einer Trading Region einstellt.

Konkrete Berücksichtigung der Marktgebietsintegrationsmodelle im Rahmen der Studie

Für AT ergeben sich im Rahmen der obigen Auswertung ausschließlich Marktintegrationsvarianten, bei denen AT entweder Teil eines Market Mergers oder einer Trading Region wäre. Demzufolge wäre die Anwendung des Satellitenmarktmodells für AT konkret darauf beschränkt, dass AT (ggf. in Kombination mit einem weiteren Markt) als potentieller Zulieferer-Markt für nachgelagerte Märkte agieren würde. Die praktischen Erfahrungen mit der Anwendung dieses Modells zeigen, dass die Initiative bei der Umsetzung üblicherweise vom Satellitenmarkt ausgeht und

³⁹ Im Falle von HR existiert zwar eine beträchtliche Produktion, diese wird aber vom kroatischen Verbrauch deutlich überstiegen und ist aufgrund fehlender fester Exit-Kapazitäten auch nicht für den Export gedacht.

⁴⁰ Am Entry-Punkt mit HU wurden im Betrachtungsjahr 2015 weniger als 3% der gesamten Entry-Allokationen nach HR verzeichnet und damit wird dieser im Rahmen dieser Untersuchung als nicht relevant betrachtet.

sich der Implementierungsaufwand insbesondere für den Satellitenmarkt ergibt und somit kein konkreter Handlungsbedarf für AT bestehen würde. In weiterer Folge werden daher die für AT relevanten Modelle, Market Merger und Trading Region, detailliert behandelt.

4.3 IMPLIKATIONEN DER BETRACHTETEN MARKTINTEGRATIONSMODELLE AUF DIE ERGEBNISSE DER QUANTITATIVEN INDIKATOREN UND DER KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE

Die im Rahmen der Studie berechneten Ergebnisse der quantitativen Indikatoren (Abschnitt 2.2) und der Kosten-Nutzen-Analyse (Abschnitt 3.4) beziehen sich auf maximale Integrationstiefe, also auf die Umsetzung eines Market Mergers. Folgende Tabelle erläutert das potentiell verminderte Nutzenpotential der betrachteten Kategorien in Zusammenhang mit der Implementierung einer Trading Region. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Bewertung vor dem Hintergrund der idealtypischen Integrationsmodelle des AGTM erstellt wurde und die Bewertung für alternative Ausgestaltungsformen davon abweichen kann.

Tabelle 7: Implikationen einer Trading Region auf die Ergebnisse der quantitativen Indikatoren und der Kosten-Nutzen-Analyse

	MARKET MERGER	TRADING REGION	ERKLÄRUNG/BESCHREIBUNG
Market Health Metrics			
ANZAHL BEZUGSQUELLEN	Maximaler Nutzen	Maximaler Nutzen	Da Market Health Metrics auf die Großhandels- bzw. Importebene fokussiert sind, entsteht durch die Umsetzung eines integrierten Entry-/Exit Systems maximaler Nutzen sowohl für Market Merger als auch Trading Region.
HHI	Maximaler Nutzen	Maximaler Nutzen	
RSI	Maximaler Nutzen	Maximaler Nutzen	
Versorgungssicherheit/Speicher			
N-1	Maximaler Nutzen	Maximaler Nutzen	Der durch die EU-VO definierte N-1 stellt bei der Berechnung auf die verfügbaren Kapazitäten eines Entry-Exit System ab und somit entsteht maximaler Nutzen sowohl bei der Umsetzung eines Market Mergers als auch einer Trading Region, welche beide ein integriertes Entry-Exit-System vorsehen.

	MARKET MERGER	TRADING REGION	ERKLÄRUNG/BESCHREIBUNG
IRDI	Maximaler Nutzen	Maximaler Nutzen	Durch die Schaffung eines gemeinsamen Entry-/Exit Systems entsteht maximaler Nutzen, sowohl für Market Merger als auch Trading Region, da der IRDI die Diversifikation der vorhandenen Entry-Kapazitäten (Importrouten) dieses entstehenden Systems bewertet.
SPB	Maximaler Nutzen	Maximaler Nutzen	Potentiell ergibt sich für beide Integrationsmodelle gleicher Nutzen. Die faktische Realisierbarkeit hängt jedoch für beide Integrationsmodelle von der grundsätzlichen technischen Anbindungssituation der Speicher an den VHPs (engpassfreier, frei verbindbarer Zugang) ab.
SPL	Maximaler Nutzen	Maximaler Nutzen	
SPEICHER-HHI	Maximaler Nutzen	Maximaler Nutzen	
Kosten-Nutzen-Analyse			
GESTEIGERTE GROSßHANDELS-EFFIZIENZ	Maximaler Nutzen	Maximaler Nutzen	Durch Konzentration von Angebot/Nachfrage an einem gemeinsamen VHP innerhalb eines integrierten Entry-/Exit Systems entsteht maximaler Nutzen, sowohl bei Market Merger als auch Trading Region.
REDUKTION BID-ASK SPREADS	Maximaler Nutzen	Maximaler Nutzen	Durch Konzentration von Angebot/Nachfrage an einem gemeinsamen VHP innerhalb eines integrierten Entry-/Exit Systems entsteht maximaler Nutzen, sowohl bei Market Merger als auch Trading Region.
GESTEIGERTE VERTRIEBSEFFIZIENZ	Maximaler Nutzen	Reduzierter Nutzen	Trading Region erlaubt integrierte Beschaffung (für ein integriertes Großhandels-Portfolio) und führt somit zu einer operativen Vereinfachung. Minderung des maximalen Nutzens bei Umsetzung einer Trading Region beispielsweise durch: <ul style="list-style-type: none"> ■ verbleibende Barrieren wie unterschiedliche Regulierungen/Registrierungen, ■ getrennte Bilanzierung in den Endverbraucherzonen oder ■ möglicherweise verbleibende Kapazitätsbuchungen an der Schnittstelle FNB/VNB.

Anmerkung: Auch bei den im Rahmen der Studie nicht betrachteten Market Participants' Needs Metrics stellt sich, sowohl bei Market Merger als auch Trading Region, maximaler Nutzen ein, da Angebot und Nachfrage durch das Schaffen eines gemeinsamen VHPs konzentriert wird.

Zusammenfassend bedeutet dies also, dass sich verminderter Nutzen bei der Umsetzung einer Trading Region potentiell in Bezug auf erzielbare Effekte im Bereich der Vertriebseffizienz reduziert. Die potentielle Nutzenreduktion ist jedoch, wie auch in der obigen Tabelle erläutert, ausschließlich von den konkreten Ausgestaltungsvarianten der Trading Region abhängig und kann daher erst im Zusammenhang mit einer Detailkonzeption bei einer Umsetzung einer angedachten Marktintegrationsvarianten detailliert bestimmt werden.

4.4 HARMONISIERUNGSBEDARF UNTERSCHIEDLICHER MARKTINTEGRATIONSMODELLE

Die Bewertung des bei der konkreten Umsetzung einer Marktintegrationsvariante bestehenden Harmonisierungsbedarfs erfordert eine grundsätzliche Konzeption des zur Anwendung kommenden Marktintegrationsmodells. Die im Rahmen dieser Studie nachfolgend durchgeführte Analyse basiert hierfür auf den durch das AGTM definierten, idealtypischen Modellen des Market Mergers und der Trading Region (siehe dazu Abschnitt 4.1) und gibt somit eine erste Indikation für den daraus resultierenden Harmonisierungsbedarf und stellt einen grundsätzlichen Vergleich dieser idealtypischen Integrationsmodelle an.

Der Fokus dieser Betrachtung von Harmonisierungsbedarfen liegt auf Themen, deren Harmonisierung für das Funktionieren der jeweiligen Integrationsmodelle rechtlich und/oder operativ zwingend erforderlich ist und die demzufolge jedenfalls behandelt werden müssen. Ungeachtet dessen ist eine darüber hinaus gehende Harmonisierung von dabei nicht angeführten Aspekten, welche zusätzlich die Chancen- und Wettbewerbsgleichheit („Level Playing Field“) bzw. die Gesamteffizienz des sich konstituierenden Marktgebiets fördern, als sinnvoll zu betrachten. Diese sind auszugsweise:

- Kapazitätsprodukte und deren Eigenschaften (Ausgestaltung, Zuweisung, Kürzung)
- Grundsätze des Speicherzugangs (reguliert vs. verhandelt, Kapazitätsallokation, Entgelte)
- Maßnahmen des Engpassmanagements
- Krisenmanagement (gemeinsame Erstellung von Präventions-bzw. Notfallplänen, Festlegungen zu notfallbezogenen Sicherungsinstrumenten, etc.)
- Kapazitätstarifizierung (unterjährige Multiplikatoren, Regelungen an Anschlusspunkte wie Speicher oder Produktion, etc.)

Nachfolgend wird jedoch insbesondere auf jene Aspekte und Themenbereiche eingegangen, die einer zwingenden Behandlung bzw. Harmonisierung bedürfen und wesentliche Voraussetzung für das Funktionieren von Integrationsmodellen sind. Ausgehend von der Bewertung wesent-

licher Harmonisierungsbedarfe im Zusammenhang mit einem Market Merger, wird in einem nächsten Schritt der potentiell reduzierte Harmonisierungsbedarf bei Umsetzung einer Trading Region vergleichend gegenübergestellt.

Tabelle 8: Auszug - zwingend erforderliche Harmonisierungsbedarfe und -aufgaben für Market Merger und Trading Region (Vergleich)

NR.	THEMENBEREICH	MARKET MERGER: HARMONISIERUNGSBEDARFE UND -AUFGABEN	TRADING REGION: UNTERSCHIEDE ZUM MARKET MERGER
Netzzugang			
1.	Entry-/Exit System	<ul style="list-style-type: none"> ■ Einbindung aller Entry-/Exit-Punkte in Fernleitungs- und Verteilernetzen in ein gemeinsames Entry-/Exit System ■ Gemeinsame bzw. koordinierte Netzentwicklungsplanung für das integrierte Entry-/Exit-System 	Grundsätzlich gleich wie Market Merger, jedoch reduziert auf Umfang der Trading Region (z.B. nur nominierbare Punkte, keine Ausspeisepunkte zu Endverbrauchern, etc.)
2.	Kapazitätsallokation	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierte Verfahren und Verpflichtungen von Kapazitätsbuchungen an der Netzkopplung FNB-VNB 	Keine zwingende Harmonisierung der Kapazitätsbuchung/-allokation an der Netzkopplung FNB-VNB (für Ausspeisung an die verbleibenden nationalen Zonen) erforderlich
3.	VHP	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierung hinsichtlich Handelsmittelungen und Mengenzuweisungen (Zeitpunkte, Fristen, inhaltliche Anforderungen und Matching-Regel) ■ Institutionelle Verantwortung für den VHP-Betrieb („VHP-Betreiber“) 	—

NR.	THEMENBEREICH	MARKET MERGER: HARMONISIERUNGSBEDARFE UND -AUFGABEN	TRADING REGION: UNTERSCHIEDE ZUM MARKET MERGER
4.	Regelenergie	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gemeinsame und harmonisierte Ermittlung des Regelenergiebedarfs ■ Harmonisierte Ausgestaltung von kurzfristig standardisierten Regelenergieprodukten ■ Harmonisierte Bedarfsermittlung und Beschaffung von zusätzlichen Regelenergieflexibilitätsdienstleistungen ■ Vorgaben für eine Harmonisierung der Kriterien und Einsatzreihenfolge der unterschiedlichen Regelenergie-Produkte (Merit Order) ■ Harmonisierte Vorschriften zu interner Regelenergie u.a.: <ul style="list-style-type: none"> ■ Ermittlung des Bedarfs und Austauschpotentials an interner Regelenergie ■ Kommerzielle Grundsätze (u.a. Kostenermittlung und -allokation) 	<p>Alle im Rahmen des Market Mergers erforderlichen Harmonisierungen beschränken sich auf die gemeinsame Trading Region.</p>
5.	Nominierungen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierte Vorgabe zur zeitlichen Granularität der Nominierungen ■ Harmonisierte Nominierungsregeln bzgl.: <ul style="list-style-type: none"> ■ Inhaltlichen Anforderungen ■ Durchführung eines Vornominierungszyklus ■ Ersatzregel, falls keine Nominierung vorliegt ■ Zeitpunkte und Fristen ■ Nominierungsregeln für Punkte, die keine GÜP/MÜP sind 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die Harmonisierung der zeitlichen Granularität der Nominierungen ist auch bei der Umsetzung der Trading Region zwingend. ■ Nominierungsregeln müssen jedoch ausschließlich für die gemeinsame Trading Region vereinheitlicht werden und können für nachgelagerte nationale Zonen unverändert (ggf. unterschiedlich) bleiben.

NR.	THEMENBEREICH	MARKET MERGER: HARMONISIERUNGSBEDARFE UND -AUFGABEN	TRADING REGION: UNTERSCHIEDE ZUM MARKET MERGER
6.	Bilanzierung	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierte Vorgabe zur Ermittlung der Ausgleichsenergie- menge und den entsprechenden Entgelten ■ Festlegung der grundsätzlichen Anwendung/Nicht-Anwendung von untertägigen Verpflichtungen und (bei Anwendung) der ge- wählten Ausgestaltung gemäß Varianten im NC BAL ■ Harmonisierung der (Zeitreihen-)Typen für die Allokation von Ein- bzw. Ausspeisungen und der damit verbundenen Informati- onsbereitstellung-Variante lt. NC BAL ■ Harmonisierte Vorschriften für die Umlagen-Methodik (Verteilung auf Netzbenutzer, Umgang mit Zahlungsausfall, etc.) ■ Festlegung der grundsätzlichen Anwendung/Nicht-Anwendung von Netzpufferflexibilitätsdienstleistungen und (bei Anwendung) der entsprechenden Ausgestaltung ■ Harmonisierte Vorgaben für die Ausgestaltung der Auflösung von Differenzen zwischen vorläufigen und endgültigen Allokationen ■ Einführung eines zentralen Bilanzierungsmanagers 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Alle im Rahmen des Market Mergers erforderli- chen Harmonisierungen beschränken auf die ge- meinsame Trading Region. ■ Da nachgelagerte nationale Zonen getrennt ver- bleiben, können Bestimmungen in diesen unange- tastet verbleiben und der Harmonisierungsauf- wand kann vermindert werden. ■ Ein gemeinsamer Bilanzierungsmanager ist für die Umsetzung einer Trading Region nicht zwin- gend erforderlich.
Versorgungssicherheit			
7.	Marktbasierte Siche- rungsinstrumente	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisierte Festlegung von marktbasieren Sicherungsinstru- menten (z.B. marktbezogenen Speicherverpflichtungen, etc.) ■ Definition von Regelungen hinsichtlich des marktbasieren Ein- satzes dieser Maßnahmen und der Zuordnung entstehender Kosten auf Profiteure 	<i>(kein Unterschied zum Market Merger sofern markt- basierte Sicherungsinstrumente der Trading Region zugeordnet sind)</i>

NR.	THEMENBEREICH	MARKET MERGER: HARMONISIERUNGSBEDARFE UND -AUFGABEN	TRADING REGION: UNTERSCHIEDE ZUM MARKET MERGER
Entgelte			
8.	VHP-Entgelt	<ul style="list-style-type: none"> ■ Grundsatzfestlegung hinsichtlich Anwendung eines VHP-Entgelts ■ Im Fall der Anwendung harmonisierte Vorgaben hinsichtlich: <ul style="list-style-type: none"> ■ Ausgestaltung der Entgeltmethode ■ Abrechnungsprozess ■ Regulatorische Zuständigkeit 	—
9.	Inter-FNB-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 	—

Eine vergleichende Bewertung der Harmonisierungsthemen im Zusammenhang mit den Integrationsmodellen Market Merger bzw. Trading Region verdeutlicht, dass bei der Trading Region einerseits eine geringe Anzahl an zwingenden Themen vorliegt, diese darüber hinaus jedoch insbesondere auf die gemeinsame (integrierte) Trading Region konzentriert sind und nationale Spezifika der Belieferung, Bilanzierung, etc. von Endverbrauchern nicht betroffen sind. Wie einleitend ausgeführt, könnten durch eine Adaptierung des Trading Region Konzepts (siehe dazu Abschnitt 4.1.2) potentielle Harmonisierungsaufwände weiter reduziert werden ohne die Nutzenpotentiale wesentlich zu verändern.

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Zusammenfassung der Ergebnisse bzgl. der quantitativen Indikatoren (ausgedrückt als Erfüllungsgrad)	6
Tabelle 2: Gesamtüberblick der quantitativen Indikatoren für betrachtete Marktintegrationsvarianten	36
Tabelle 3: Market Health Metrics für betrachtete Marktintegrationsvarianten	37
Tabelle 4: Ergänzende Indikatoren der Versorgungssicherheit für betrachtete Marktintegrationsvarianten	38
Tabelle 5: Ergebnisse des Speicher-HHI für betrachtete Marktintegrationsvarianten	51
Tabelle 6: Voraussetzungen der idealtypischen Marktintegrationsmodelle des AGTM	78
Tabelle 7: Implikationen einer Trading Region auf die Ergebnisse der quantitativen Indikatoren und der Kosten-Nutzen-Analyse	80
Tabelle 8: Auszug - zwingend erforderliche Harmonisierungsbedarfe und -aufgaben für Market Merger und Trading Region (Vergleich)	83
Tabelle 9: Ergebnisse der Plausibilisierung des Preiseffekts der Nutzenkategorie <i>Gesteigerte Großhandelseffizienz</i> auf Jahresbasis (2014)	99
Tabelle 10: Preis- und Volumeneffekt der Nutzenkategorie <i>Gesteigerte Vertriebseffizienz</i> für betrachtete Marktintegrationsvarianten	100

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Geografische Ausdehnung der betrachteten Marktintegrationsvarianten	3
Abbildung 2: Potentieller Gesamtnutzen für betrachtete Marktintegrationsvarianten in Mio. EUR/Jahr auf Basis quantifizierter Nutzenkategorien	9
Abbildung 3: Geografische Ausdehnung der betrachteten Marktintegrationsvarianten	14
Abbildung 4: Infrastructure Base Case	16
Abbildung 5: Theoretisches Konzept des <i>Direct Market Access</i>	28
Abbildung 6: Schematische Berechnung des <i>Direct Market Access</i> anhand von beispielhaften Werten.....	30
Abbildung 7: Schematische Berechnung des <i>Theoretischen Verbindungsdefizits</i> anhand von beispielhaften Werten.....	34
Abbildung 8: Schematische Berechnung der <i>Theoretischen Kapazitätseinschränkungsrate</i> anhand von beispielhaften Werten	34
Abbildung 9: Ergebnisse des Direct Market Access für AT+NCG(DE)	40
Abbildung 10: Ergebnisse des Direct Market Access für AT+IT(+SI+HR)	41
Abbildung 11: Ergebnisse des Direct Market Access für AT+CZ	42
Abbildung 12: Ergebnisse des Direct Market Access für AT+GPL(DE)+CZ	43
Abbildung 13: Ergebnisse des Direct Market Access für AT+NCG(DE)+CZ	44
Abbildung 14: Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für AT+NCG(DE).....	46
Abbildung 15: Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für AT+IT.....	46
Abbildung 16: Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für AT+IT+SI+HR	47
Abbildung 17: Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für AT+CZ	48
Abbildung 18: Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für AT+GPL(DE)+CZ.....	49
Abbildung 19: Theoretisches Verbindungsdefizit und resultierende Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate für AT+NCG(DE)+CZ.....	50

Abbildung 20: Relevante Nutzenkategorien und ihre Behandlung (quantitativ/qualitativ)	53
Abbildung 21: Ausgangssituation - Steigerung der Großhandelseffizienz	55
Abbildung 22: Marktintegration - Steigerung der Großhandelseffizienz	56
Abbildung 23: Zusammensetzung von Einzelhandelspreisen	60
Abbildung 24: Potentieller Gesamtnutzen für betrachtete Marktintegrationsvarianten in Mio. EUR/Jahr vor Abzug notwendiger Investitionskosten	68
Abbildung 25: Potentieller Gesamtnutzen für betrachtete Marktintegrationsvarianten in Mio. EUR/Jahr nach Abzug indikativer BACI-Kosten	69
Abbildung 26: Ergebnisse der Nutzenkategorie <i>Gesteigerte Großhandelseffizienz</i> für betrachtete Marktintegrationsvarianten in Mio. EUR/Jahr	71
Abbildung 27: Ergebnisse der Nutzenkategorie <i>Reduktion der Bid-Ask Spreads</i> für betrachtete Marktintegrationsvarianten in Mio. EUR/Jahr	72
Abbildung 28: Ergebnisse der Nutzenkategorie <i>Gesteigerte Vertriebseffizienz</i> für betrachtete Marktintegrationsvarianten in Mio. EUR/Jahr	74
Abbildung 29: Schematische Darstellung Market Merger	76
Abbildung 30: Schematische Darstellung Trading Region	77
Abbildung 31: Schematische Darstellung Satellitenmarkt	78
Abbildung 32: Theoretisches Konzept der Plausibilisierung des Preiseffekts der Nutzenkategorie <i>Gesteigerte Großhandelseffizienz</i>	99

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AGTM	ACER Gas Target Model II
AGV	Arbeitsgasvolumen
BACI	Bidirectional Austrian-Czech Interconnector
BNetzA	Bundesnetzagentur
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität
CAPEX	Investitionskosten („Capital Expenditure“)
DMA	Direct Market Access
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
ECA	E-Control Austria GmbH
ENI	ENI S.p.A.
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EU	Europäische Union
EUROSTAT	Statistisches Amt der Europäischen Union
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Feste frei zuordenbare Kapazität
GPL(DE)	Marktgebiet GASPOOL
GSE	Gas Storage Europe
GÜP	Grenzübergangspunkt
HHI	Herfindahl-Hirschman Index
IRDI	Importrouten-Diversifikations-Index

LNG	Liquefied Natural Gas – Flüssiggas
MI	Marktintegration
MG	Marktgebiet
MGM	Marktgebietsmanager
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
N-1	Infrastrukturstandard
NAM	Nederlandse Aardolie Maatschappij BV
NC BAL	Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen
NC TAR	TAR NC for Re-Submission to ACER (TAR0500-15), 31.Juli 2015 (Entwurfsversion)
NCG(DE)	Marktgebiet NetConnect Germany
NEP	Netzentwicklungsplan Gas (DE)
NID	Netto-Import-Bedarf
NOC	National Oil Corporation
OMV	OMV AG
OPEX	Betriebskosten („Operational Expenditure“)
OTE	tschechischer Elektrizitäts-und Gasmartoperator
RAG	Rohöl-Aufsuchungs AG
RSI	Residual Supply Index
SoS-VO	Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung
SPB	Bedarfsdeckung Speicher
SPL	Leistungsdeckung Speicher

TE	Transporterfordernis
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TKER	Theoretische Kapazitätseinschränkungsrate
TVD	Theoretisches Verbindungsdefizit
TVK	Technisch verfügbare Kapazität (Summe fester Kapazitäten)
VO	Verordnung
VHP	Virtueller Handelspunkt
VNB	Verteilernetzbetreiber

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

DISCLAIMER

Dieses Dokument wurde von Wagner & Elbling GmbH im Auftrag der E-Control Austria GmbH („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 DATENGRUNDLAGE

Anmerkung: Im Rahmen der gesamten Studie bezeichnet die Abkürzung AT das MG Ost (Marktgebiete Tirol und Vorarlberg bleiben unberücksichtigt).

NR.	EINGANGSDATEN	BESCHREIBUNG/ANMERKUNGEN
1.	Inlandsproduktion	<ul style="list-style-type: none"> ■ EUROSTAT (Betrachtungszeitraum 2015) ■ Zuordnung der österreichischen Inlandsproduktion zu AT ■ Abgrenzung der deutschen Inlandsproduktion auf die Marktgebiete NCG(DE) und GPL(DE): <ul style="list-style-type: none"> ■ Dabei wird die Produktion von NCG(DE) ausschließlich auf Basis der von OGE bereit gestellten Werte (ENTSOG Transparency Platform⁴¹) festgelegt und die verbleibenden Produktionsmengen GPL(DE) zugeordnet.
2.	Inlandsverbrauch	<ul style="list-style-type: none"> ■ EUROSTAT (Betrachtungszeitraum 2015) ■ Veröffentlichungen des Bilanzgruppenkoordinators zur Abgrenzung des Verbrauchs der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg ■ Aufteilung des deutschen Inlandsverbrauchs auf die Marktgebiete NCG(DE) und GPL(DE) gemäß ENTSO-G Publikation⁴² <ul style="list-style-type: none"> ■ NCG(DE): 58% des nationalen Gesamtverbrauchs ■ GPL(DE): 42% des nationalen Gesamtverbrauchs
3.	Importdaten	<ul style="list-style-type: none"> ■ EUROSTAT (Betrachtungszeitraum 2014)⁴³ (Angabe von Importen in Bestimmungsländer bezogen auf den tatsächlichen Ursprungsländer) ■ Abgrenzung der Importdaten für MG Ost auf Basis des Anteils am Gesamtverbrauchs (95,7%)

⁴¹ <https://transparency.entsog.eu/>

⁴² http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/GRIPs/2014/entsog_grip_snc_low.pdf

⁴³ Für AT werden die Importe je Bezugsquelle anhand der für 2013 ausgewiesenen Aufteilung bestimmt, da entsprechende Daten für 2014 nicht vorhanden sind.

NR.	EINGANGSDATEN	BESCHREIBUNG/ANMERKUNGEN
4.	Ausweis technisch verfügbarer Kapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> ■ ENTSOG Capacity Map 2015 mit Ausnahme/Abwandlung entsprechend folgender Punkten: <ul style="list-style-type: none"> ■ Kapazitäten für Emden für NCG(DE) und GPL(DE) aus NEP Inputliste 2015 mit Kapazitätsausweis für 2015 ■ Abgrenzung der durch ENTSOG gegebenen Kapazitäten auf NCG(DE) und GPL(DE) für Dornum und Ellund anhand der Verhältnisse aus NEP Inputliste 2015 mit Kapazitätsausweis für 2015 ■ LNG Kapazitäten: Minimum aus ausgewiesener Kapazität von GLE LNG Map 2015 und angrenzendem TSO (Snam Rete TYNDP 2015-2024⁴⁴) ■ Von der Regulierung ausgenommene Kapazitäten der OPAL (Entry-Punkt Greifswald und Exit-Punkt Brandov) werden nicht berücksichtigt ■ Zusätzlich berücksichtigte, zukünftig geplante technisch verfügbare Kapazitäten: <ul style="list-style-type: none"> ■ Für Marktintegrationsvarianten, welche sowohl AT und CZ umfassen, wird das BACI Projekt DN1200 mit bidirektionaler Kapazität (FZK) von 16.561 MWh/h angesetzt.
5.	FZK-Ausweis	<ul style="list-style-type: none"> ■ Deutschland: NEP Inputliste 2015 mit Kapazitätsausweis für 2015 ■ Österreich: <ul style="list-style-type: none"> ■ Grundsätzlich Strukturdaten des MGM ■ Für den Entry Arnoldstein (IT→AT) wird bei Marktintegrationsvarianten, die AT und IT enthalten, die verfügbare TVK (ENTSOG) als FZK angesetzt. ■ In allen anderen Märkten wird die ausgewiesene technische Kapazität als FZK betrachtet.
6.	Entry-/Exit-Allokationen ⁴⁵	<ul style="list-style-type: none"> ■ ENTSOG Transparency Platform (Betrachtungszeitraum 2015)
7.	Entry-/Exit-Buchungen (FNBs)	<ul style="list-style-type: none"> ■ ENTSOG Transparency Platform (Betrachtungszeitraum 2015)

⁴⁴ http://pianodecennale.snamretegas.it/static/upload/201/2015-decennale-eng_web.pdf

⁴⁵ Wenn keine Allokationen vorhanden sind werden die gemeldeten Renominierungen verwendet. Falls auch diese nicht vorhanden sind, werden Daten der einzelnen FNBs benutzt.

NR.	EINGANGSDATEN	BESCHREIBUNG/ANMERKUNGEN
8.	Speicherdaten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Grundsätzlich GSE Storage Map 2015 ■ Als Ergänzung/Detaillierung werden durch ECA bereitgestellte Informationen zur Zuordnung von Speicher-AGV und Ausspeicherleistung auf betrachtete Märkte berücksichtigt. ■ Ausnahme: Die für die Berechnung des Infrastrukturstandards anzusetzende Ausspeicherleistung wird den nationalen Präventionsplänen entnommen.
9.	Endverbraucher-Lastgänge	<ul style="list-style-type: none"> ■ Endverbraucher-Lastgänge mit täglicher Granularität nur für AT verfügbar ■ Verwendung von monatlichen Abnahmedaten (EUROSTAT) mit entsprechender Aufteilung auf Tage anhand Tagesstruktur AT für alle weiteren Märkte
10.	Handelsvolumina	<ul style="list-style-type: none"> ■ Handelsvolumina für das Jahr 2014 lt. Tabelle 6 in „The evolution of European traded gas hubs“ (The Oxford Institute for Energy Studies“), als aggregierte Quelle die sowohl Broker- als auch Börsenvolumina beinhaltet.
11.	Großhandelspreise	<ul style="list-style-type: none"> ■ Großhandelspreise für NCG(DE), GPL(DE), AT und CZ öffentlich verfügbar: <ul style="list-style-type: none"> ■ AT: MGM Marktreferenzpreis ■ NCG(DE) /GPL(DE): MGV Tagesreferenzpreise ■ CZ: OTE Intraday Market Index <ul style="list-style-type: none"> ■ Großhandelspreis für CZ nur bis einschließlich November 2015 verfügbar → Dezembervorlauf wird anhand durchschnittlicher Veränderungen der weiteren betrachteten Märkten ersatzweise konstruiert ■ Großhandelspreis IT – Bereitstellung durch ECA ■ Keine Großhandelsmärkte in SI und HR (keine Spot-Referenzpreise und Spreads)

NR.	EINGANGSDATEN	BESCHREIBUNG/ANMERKUNGEN
12.	Einzelhandelspreise	<ul style="list-style-type: none"> ■ Den Anforderungen entsprechende, historische Information für 2015 nicht verfügbar → Erhebung und Verwendung aktueller Bestpreise für Jahresabnahme 15.000 kWh (Haushalt) und 100.000 kWh (Gewerbe) über nationale Preisvergleichsportale (Durchschnitt der 5 besten Angebote) bezogen auf die Hauptstädte der betrachteten Märkte ■ Erhebung an zwei Zeitpunkten (Anfang und Ende Mai) und Steigerung der Aussagekraft durch Mittelung dieser Ergebnisse ■ Verwendete Preisvergleichsportale: <ul style="list-style-type: none"> ■ AT: ECA Tarifikalkulator (http://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifikalkulator) ■ DE: Verivox (http://www.verivox.de/gas/) ■ IT: AEEG Tarifikalkulator (http://trovaofferte.autorita.energia.it/trovaofferte/TKStart.do) ■ CZ: CZ Tarifikalkulatoren (http://kalkulator.tzb-info.cz/cz/dodavka-zemniho-plynu-vyber-kraje) ■ SI: AGEN Tarifikalkulator (http://www.agen-rs.si/primerjalnik) ■ HR: Veröffentlichung der regulierten Preise (https://www.hera.hr/hrvatski/html/cijene_plin.html) und der regulierte Versorger-Margen für HR (http://www.gpz-opskrba.hr/default.aspx?id=27) ■ Es werden Bestpreisangebote ohne Abzug von allfälligen Rabatten berücksichtigt
13.	Netzkomponenten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Netzkomponenten werden im Rahmen der Bestpreis-Erhebung direkt in Abzug gebracht (entweder aus Preisvergleichsportalen entnommen oder aus DSO Preisblättern, etc. ermittelt)
14.	Verbrauchsmengen für Segmente Haushalt und Gewerbe	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verwendung der jährlich ausgewiesenen und für 2014 verfügbaren EUROSTAT Werte („Energetischer Endverbrauch: Haushalte“ und „Energetischer Endverbrauch: Gewerbliche und öffentliche Dienstleistungen“), um den Anteil dieser Segmente am Gesamtverbrauch zu bestimmen → Anwendung dieser Anteile auf Verbrauch des Betrachtungszeitraums 2015

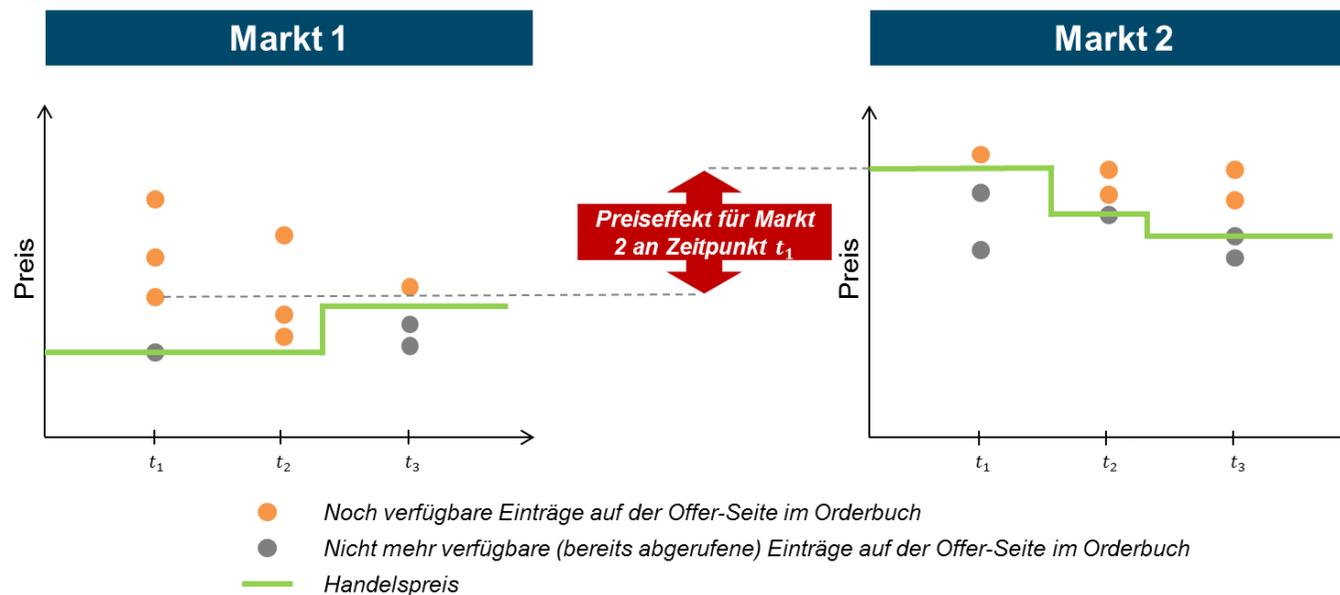
NR.	EINGANGSDATEN	BESCHREIBUNG/ANMERKUNGEN
15.	Transporttarife	<ul style="list-style-type: none"> ■ AT: Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (2015) - https://www.e-control.at/documents/20903/415340/GSNE-VO-2013-konsolidierte-Fassung-1.2.2015/a8ef39b3-dc0c-42a4-b37c-5aa5420715ef ■ IT: Snam Rete Tarifblatt (2015) - http://www.snamretegas.it/export/sites/snamretegas/repository/file/ENG/Thermal_Year_20142015/Gas_transmission_tariffs/Tariffe_di_Trasporto_Anno_2015_Inglese.pdf ■ SI: Plinovodi Tarifblatt (aktuell) - http://www.plinovodi.si/en/access/transmission-charges/
16.	Brennwert	<ul style="list-style-type: none"> ■ Annahme: 11kWh/m³

A.2 PLAUSIBILISIERUNG DES PREISEFFEKTS DER NUTZENKATEGORIE „GESTEIGERTE GROßHANDELSEFFIZIENZ“

Zur Plausibilisierung des zur Berechnung der gesteigerten Großhandelseffizienz angesetzten Preiseffektes wurden vorliegende Orders und Handelsdaten für Day-Ahead Produkte wie folgt analysiert (siehe auch Abbildung unterhalb):

- Für Orderbuch-Snapshots, welche Einträge für beide zu vergleichende Märkte ausweisen (bis zu rund 5.800 Zeitpunkte), wird ein gültiger Handelspreis (Buy-Seite) als letztgültiger mengengewichteter Abschlusspreis getrennt für die zu vergleichenden Märkte berechnet, woraus sich ein an diesem Zeitpunkt „günstigerer“ Markt ergibt.
- Offer-Einträge (=Angebote) des günstigeren Marktes, welche über dem dort gültigen Marktpreis liegen, also nicht zur Preisbildung bzw. Deckung des dortigen Verbrauchs genutzt wurden, werden als grundsätzlich für den teureren Markt verfügbar betrachtet.
- Daraus ergibt sich ein Preiseffekt als Differenz zwischen:
 - dem berechneten Marktpreis des teureren Marktes und
 - dem attraktivsten, noch verfügbaren, Angebot des günstigeren Marktes.
- Der Median (als gegenüber Ausreißern robustes Maß) über alle im Betrachtungszeitraum (2014) berechneten Preiseffekte der Märkte ergibt sodann einen durchschnittlich zu erwartenden Preiseffekt.
- In Anlehnung an das AGTM werden nur Ergebnisse ausgewiesen, welche durch mögliche Berechnung an mind. 80 % aller Handeltage zustande kommen (und somit statistisch ausreichend signifikant/aussagekräftig sind).

Abbildung 32: Theoretisches Konzept der Plausibilisierung des Preiseffekts der Nutzenkategorie *Gesteigerte Großhandelseffizienz*



Die Berechnungen liefern folgende Ergebnisse, welche den grundsätzlichen Berechnungsansatz für den Nutzen der Großhandelseffizienz rechtfertigen:

Tabelle 9: Ergebnisse der Plausibilisierung des Preiseffekts der Nutzenkategorie *Gesteigerte Großhandelseffizienz* auf Jahresbasis (2014)

EUR/MWh	"Günstigerer" Markt	Maximaler theoretischer Preiseffekt (abs. Spreads)	Maximaler Preiseffekt aus Plausibilisierung	Preiseffekt (50%) für Nutzen-Berechnung
AT/IT	AT	1,01	0,97	0,51
AT/NCG	NCG	1,00	0,96	0,50
AT/GPL	GPL	1,13	1,04	0,56

Demzufolge stellt der für die Berechnung angesetzte Preiseffekt eine plausible Größe dar, welche angesichts einer nicht transparenten Volumens-Situation jedoch konservativ angesetzt wurde.

A.3 PREIS-UND VOLUMENEFFEKTE DER NUTZENKATEGORIE GESTEIGERTE VERTRIEBSEFFIZIENZ

Tabelle 10: Preis- und Volumeneffekt der Nutzenkategorie *Gesteigerte Vertriebseffizienz* für betrachtete Marktintegrationsvarianten

		Haushalt		Gewerbe	
		Preiseffekt €/MWh	Volumeneffekt MWh/a	Preiseffekt €/MWh	Volumeneffekt MWh/a
Variante 1	AT	1,31	3.915.263	0,31	2.059.736
	NCG(DE)	-	43.153.589	-	23.502.620
Variante 2	AT	-	3.915.263	-	2.059.736
	IT	2,14	64.059.971	0,97	25.426.749
Variante 3	AT	-	3.915.263	-	2.059.736
	IT	2,14	64.059.971	0,97	25.426.749
	SI	4,59	364.094	9,23	150.784
	HR	3,65	1.770.953	5,76	541.102
Variante 4	AT	-	3.915.263	-	2.059.736
	CZ	4,85	6.686.561	5,84	4.015.454
Variante 5	AT	1,21	3.915.263	0,21	2.059.736
	GPL(DE)	-	31.546.447	-	17.181.054
	CZ	6,06	6.686.561	6,05	4.015.454
Variante 6	AT	1,31	3.915.263	0,31	2.059.736
	NCG(DE)	-	43.153.589	-	23.502.620
	CZ	6,16	6.686.561	6,15	4.015.454