

# ***Kosten-Nutzen- Analyse im Rahmen des Netz- entwicklungs- plans Gas 2013***

*Für das Speicher-  
produkt, das Kraft-  
werksprodukt und  
Flexibilitätsinstru-  
mente in nachgela-  
gerten Netzen ge-  
mäß bestätigtem  
Szenariorahmen  
zum Netzentwick-  
lungsplan (NEP)  
Gas 2013*

"PwC" bezeichnet in diesem Dokument die PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, die eine Mitgliedsgesellschaft der PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL) ist.

Jede der Mitgliedsgesellschaften der PwCIL ist eine rechtlich selbstständige Gesellschaft.

Die Inhalte dieser Analyse entsprechen dem Kenntnisstand der Autoren zum Zeitpunkt der Erstellung.

Düsseldorf im März 2013

# ***Inhaltsverzeichnis***

Inhaltsverzeichnis .....	3
Abbildungsverzeichnis .....	5
Tabellenverzeichnis .....	5
Executive Summary .....	6
1. Aufgabenstellung .....	8
2. Ausgangslage und Vorgehen.....	10
3. Simulation der Spotmarktpreiszeitreihen .....	12
4. Tenor 4 .....	16
4.1. Beschreibung TaK-Produkt .....	16
4.2. Vorgehen .....	18
4.3. Beschreibung Modell .....	21
4.3.1. Grundmodell .....	21
4.3.2. Bewertungsansätze .....	25
4.3.3. Unterbrechungsmodell .....	27
4.3.4. Weitere Einflussfaktoren .....	28
4.4. Ergebnisse .....	31
5. Tenor 5 .....	34
5.1. Beschreibung Kraftwerksproduktes (KWP) .....	34
5.2. Vorgehen .....	38
5.3. Beschreibung Modell .....	39
5.3.1. Grundmodell .....	39
5.3.2. Bewertungsansatz an Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten und Produktionsanlagen .....	41
5.3.3. Bewertungsansatz an Speichern .....	43
5.3.4. Unterbrechungsmodell .....	44
5.3.5. Weitere Einflussfaktoren .....	44
5.4. Ergebnisse .....	44
6. Tenor 2 .....	48
6.1. Priorisierung der Maßnahmen .....	48

6.2. Kostenabschätzung .....	50
6.2.1. Untergrundspeicher .....	50
6.2.2. Kugel- und Röhrenspeicher .....	52
6.2.3. Um- und Abschaltverträge.....	53
6.2.4. Betrieb einer bivalenten Anlage.....	54
6.3. Ergebnisse .....	58
Abkürzungsverzeichnis .....	60
Quellenverzeichnis.....	63
Disclaimer .....	65

## **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Spotmarktpreiszeitreihe für das Jahr 2018 als Normaljahr .....	15
Abbildung 2: TaK-Entry.....	17
Abbildung 3: TaK-Exit .....	18
Abbildung 4: Speicherallokation bei Kavernen- und Porenspeichern .....	22
Abbildung 5: Grenzpreisverhalten in Abhängigkeit des Ausspeicher-/Einspeicherverhältnisses....	23
Abbildung 6: Grenzpreisbewertungsansätze .....	27
Abbildung 7: Speicherallokationen und saisonaler Trend .....	28
Abbildung 8: Allokationen in Abhängigkeit der Temperatur.....	29
Abbildung 9: Ergebnis des entgangenen Nutzens im Jahr 2018.....	31
Abbildung 10: Ergebnis des entgangenen Nutzens im Jahr 2023.....	32
Abbildung 11: Kosten-Nutzen-Analyse nach Tenor Nr. 5 .....	34
Abbildung 12: Zuordnung von Kraftwerken zum alternativen Entry.....	36
Abbildung 13: Vorgehen Bewertung KWP .....	39
Abbildung 14: Alternative Zuordnungen der Kraftwerke .....	40
Abbildung 15: Kosten des KWP je Unterbrechungswahrscheinlichkeit im Jahr 2018 .....	45
Abbildung 16: Kosten des KWP je Unterbrechungswahrscheinlichkeit im Jahr 2023 .....	46

## **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Speicherneu- und -erweiterungsbauten gemäß Anlage 2 des NEP 2013 .....	20
Tabelle 2: Speichernutzungsgrade.....	30
Tabelle 3: Spezifische Darstellung der Ergebnisse für Tenor 4 in €/GWh/h.....	33
Tabelle 4: Übersicht der Transportkosten .....	37
Tabelle 5: Alternative Zuordnungen der Neubau-/systemrelevanten Kraftwerke.....	43
Tabelle 6: Spezifische Darstellung der Ergebnisse für Tenor 5 in €/GWh/h.....	47
Tabelle 7: Kapazitätsmindernde Instrumente .....	49
Tabelle 8: Gewährte Rabatte.....	58

## ***Executive Summary***

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) im Rahmen der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2013 verpflichtet, Kosten-Nutzen-Analysen für das Speicherprodukt (siehe Tenor Nr. 4), für das Kraftwerksprodukt (siehe Tenor Nr. 5) und eine Kostenabschätzungen für Flexibilitätsinstrumente in nachgelagerten Netzen (siehe Tenor Nr. 2) durchzuführen.

Die Kosten-Nutzen-Analyse für das Speicherprodukt berücksichtigt auf der einen Seite die eingesparten Kosten des Netzausbaus durch Einführung eines temperaturabhängigen Kapazitätsproduktes und auf der anderen Seite die Einschränkung der Vermarktung der Speicher am Handelsmarkt. In der Betrachtung wurden die vier gemäß §39 Gasnetzzugangsverordnung relevanten Speicherneu- und -erweiterungsbauten berücksichtigt.

- Die Berechnung der Netzausbaukosten wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern erstellt und kommt zu einem Ergebnis von durchschnittlich 99,5 Mio. € Mehrkosten in den ersten zehn Jahren nach Inbetriebnahme bei einem zusätzlichen Netzausbau.
- Der von PwC ermittelte entgangene Nutzen beläuft sich unter Berücksichtigung der in Kapitel 4 beschriebenen Annahmen im Jahr 2018 auf durchschnittlich 0,8 Mio. € bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit des Speicherproduktes von 1%. Der entgangene Nutzen steigt bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 3% auf durchschnittlich 2,0 Mio. €. Bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 5% beträgt der entgangene Nutzen 3,1 Mio. €.
- Im Jahr 2023 ist ein entgangener Nutzen von durchschnittlich 0,9 Mio. € bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 1% zu erwarten. Der entgangene Nutzen beträgt bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 3% auf durchschnittlich 2,2 Mio. €. Bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 5% steigt der entgangene Nutzen auf 3,4 Mio. € an.

Folglich lässt der Vergleich der beiden Analysen den Schluss zu, dass die Einführung eines temperaturabhängigen Kapazitätsproduktes bei Speicherneu- und -erweiterungsbauten gemäß § 39 GasNZV die volkswirtschaftliche sinnvollere Option ist.

Die Kosten-Nutzen-Analyse für das Kraftwerksprodukt berücksichtigt auf der einen Seite die eingesparten Kosten des Netzausbaus durch Einführung des Kraftwerksproduktes und auf der anderen Seite eine teurere Brennstoffversorgung der Kraftwerke durch eine alternative Bezugsquelle. In der Betrachtung wurden die im Netzentwicklungsplan genannten Neubau- und systemrelevanten Bestandskraftwerke berücksichtigt.

- Die Berechnung der Netzausbaukosten wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern erstellt und kommt zu einem Ergebnis von durchschnittlich 184,8 Mio. € Mehrkosten in den ersten zehn Jahren nach Inbetriebnahme bei einem zusätzlichen Netzausbau.
- Die von PwC ermittelte Verteuerung des Gasbezugs beläuft sich unter Berücksichtigung der in Kapitel 5 beschriebenen Annahmen im Jahr 2018 auf durchschnittlich 4,5 Mio. € bei ei-

ner Unterbrechungswahrscheinlichkeit des Kraftwerksproduktes von 1%. Dieser Wert steigt bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 3% auf durchschnittlich 11 Mio. €. Bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 5% betragen die zusätzlichen Bezugskosten 10,8 Mio. €.

- Im Jahr 2023 ist ein Anstieg der Bezugskosten von durchschnittlich 4,4 Mio. € bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 1% zu erwarten. Dieser Wert beträgt bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 3% auf durchschnittlich 10,7 Mio. €. Bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 5% steigen die zusätzlichen Kosten auf 16,6 Mio. € an.

Folglich lässt der Vergleich der beiden Analysen den Schluss zu, dass unter den angenommenen Prämissen die Einführung eines Kraftwerksproduktes beim Anschluss neuer Kraftwerke die volkswirtschaftlich sinnvollere Option ist.

Zur Kostenabschätzung für Flexibilitätsinstrumente in nachgelagerten Netzen wurden die Instrumente Untergrundspeicher, Kugel- und Röhrenspeicher sowie Um-/Abschaltverträge als die bedeutsamsten Instrumente identifiziert und näher analysiert. Dabei lag der Fokus auf der Abschätzung der Kosten, die bei der Nutzung der bereits vorhandenen kapazitätsmindernden Instrumente entstehen. Die Kostenabschätzung zeigt folgende Ergebnisse:

- Jährliche Kosten für einen durchschnittlichen Untergrundspeicher in Höhe von 9,5 Mio. €/GW bei einer Ausspeicherdauer von etwa 44 Tagen
- Jährliche Kosten (ohne Investitionskosten) von durchschnittlich 0,5 Mio. €/GW für Kugel- und Röhrenspeicher bei einer Ausspeicherdauer von etwa 10 Stunden
- Jährliche Kosten für Um-/Abschaltverträge (ohne Investitionskosten) von durchschnittlich 5,1 Mio €/GW bei einer angenommenen Abschaltdauer von 10 Tagen

Die Abschätzung der Kosten für Untergrundspeicher basiert auf den aktuell veröffentlichten Entgelten diverser Speicherbetreiber. Zur Abschätzung der Kosten für den Betrieb von Kugel- und Röhrenspeicher wurden die Kosten direkt bei Verteilnetzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen, die entsprechende Speicher betreiben, erhoben. Die Kosten für Um-/Abschaltverträge spiegeln die Kosten für den Betrieb einer bivalenten Anlage zur Wärmeerzeugung wider. Maßgeblich für die Höhe der entstehenden Kosten ist dabei die Dauer der Abschaltung.

Die Kostenabschätzung erfolgte in dem Wissen, dass gesetzliche und/oder regulatorische Rahmenbedingungen vielfach nicht bestehen, um die kapazitätsmindernden Instrumente im Verteilnetz effektiv nutzen zu können. Die durch den Einsatz der Flexibilitätsinstrumente vermiedenen (Netzausbau-)Kosten im Fernleitungsnetz sind derzeit nicht belastbar zu bestimmen, so dass eine volkswirtschaftliche Bewertung eines solchen Einsatzes nicht möglich ist.

## 1. Aufgabenstellung

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben von der Bundesnetzagentur (BNetzA) in der Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP Gas 2013 vom 18.10.2012 den Auftrag erhalten, Kosten-Nutzen-Analysen für

- das Speicherprodukt (siehe Tenor Nr. 4),
- das Kraftwerksprodukt (siehe Tenor Nr. 5)

und Kostenabschätzungen für

- die Flexibilitätsinstrumente in nachgelagerten Netzen (siehe Tenor Nr. 2)

durchzuführen. In diesem Zusammenhang haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber die PricewaterhouseCoopers AG WPG (PwC) mit der Erstellung eines Gutachtens beauftragt.

Entsprechend dem Tenor Nr. 4 der Bestätigung des Szenariorahmens soll eine Kosten-Nutzen-Analyse für das Speicherprodukt "Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazität an Speichern (TaK)" erstellt werden. Innerhalb dieser soll ein Vergleich zwischen den eingesparten Kosten für den Netzausbau einerseits und andererseits den Nachteilen bzw. Kosten, die aus einer Einschränkung der Vermarktung der Speicher am Handelsmarkt entstehen können, erfolgen. Die Beschreibung des Speicherproduktes und die Ermittlung der Kosten des Netzausbaus für die Netzausbauvarianten mit bzw. ohne Berücksichtigung des Speicherproduktes erfolgt dabei durch die FNB.

Entsprechend dem Tenor Nr. 5 der Bestätigung des Szenariorahmens soll überdies eine Kosten-Nutzen-Analyse für das Kraftwerksprodukt "Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall (dynamisch zuordenbare Kapazität, DZK)" erstellt werden. Dieses spezielle Kapazitätsprodukt für Kraftwerke wird nachfolgend als KWP bezeichnet. Hintergrund hierfür ist, dass ein Kapazitätsprodukt DZK bereits von verschiedenen FNB in verschiedenen Varianten angeboten wird. Innerhalb der Kosten-Nutzen-Analyse soll ein Vergleich zwischen der Einsparung der Kosten für den Netzausbau durch das KWP einerseits und andererseits den Kosten, die für die Gaskraftwerksbetreiber im Zusammenhang der mit dem KWP notwendig werdenden Absicherung der festen Gasversorgung anfallen, erfolgen. Die Beschreibung (von zwei Varianten)<sup>1</sup> des KWP, die Zurverfügungstellung der weiteren in den ersten drei Sätzen des Tenors Nr. 5 der Bestätigung des Sze-

---

<sup>1</sup> Die genannten Varianten unterscheiden sich in Bezug auf die Zuordnungsaufgabe zu einem Grenz- bzw. Marktgebietsübergangspunkt einerseits und einem Speicherübergabepunkt andererseits.



nariorahmens aufgeführten Informationen und die Ermittlung der Kosten des Netzausbaus für die Netzausbauvarianten mit bzw. ohne Berücksichtigung des Gaskraftwerksproduktes erfolgt dabei durch die FNB.

Entsprechend dem dritten Absatz des Tenors Nr. 2 der Bestätigung des Szenariorahmens soll abschließend eine Abschätzung der auf der Verteilernetzebene entstehenden Kosten kapazitätsreduzierender Maßnahmen (Leitungsnetz bei Bestelleistung, Kugelspeicher, Röhrenspeicher, Flüssiggas/Luftzumischung, LNG, Untergrundspeicher und bivalente Anlagen als Voraussetzung für Um-/Abschaltverträge) erfolgen. Die Kosten der kapazitätsreduzierenden Maßnahmen sollen getrennt ermittelt werden. Die Zusammenstellung der von den nachgelagerten Netzbetreibern gelieferten Informationen über die derzeit (und zukünftig) eingesetzten kapazitätsreduzierenden Maßnahmen in den nachgelagerten Netzen und die Ermittlung der Kosten des Netzausbaus für die Netzausbauvarianten mit bzw. ohne Berücksichtigung dieser Maßnahmen erfolgt dabei durch die FNB.

## 2. Ausgangslage und Vorgehen

Die Bundesregierung hat beschlossen, dass die Energieversorgung Deutschlands bis zum Jahr 2050 überwiegend durch erneuerbare Energien gewährleistet werden soll. Dies erfordert einen grundlegenden Umbau der Energieversorgungssysteme. Das im Juni 2011 novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG § 15a) sieht vor diesem Hintergrund und in Anbetracht des EU-weiten Netzentwicklungsplans (Verordnung (EG) Nr. 715/2009) vor, dass die Betreiber von Erdgas Fernleitungsnetzen gemeinsam jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan der BNetzA als zuständiger Regulierungsbehörde vorzulegen haben, erstmals zum 1. April 2012. Nach § 17 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber überdies verpflichtet, jährlich zum 01.04. eine marktgebietsweite Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfes durchzuführen. Der Netzentwicklungsplan Gas dient in Abstimmung mit der BNetzA der gleichzeitigen Umsetzung dieser beiden Verpflichtungen.

Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2013 ist jeweils der Szenariorahmen, der auch für das Jahr 2013 von der Prognos AG im Auftrag der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber entwickelt und von der Bundesnetzagentur gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG am 18.10.2012 bestätigt wurde. Gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG sind im Netzentwicklungsplan Gas 2013 alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die bis zum Jahr 2023 netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Neben der Wirksamkeit der Maßnahmen gilt es sicherzustellen, dass der Verbraucher, dem Grundsatz des Energiewirtschaftsgesetzes folgend, nur mit effizienten Kosten und Entgelten für den Netzausbau und -betrieb belastet wird (vgl. § 1 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 2 EnWG). Vor diesem Hintergrund sind zur Beurteilung der Angemessenheit des Netzausbaus Kosten-Nutzen-Analysen bzw. Kostenabschätzungen für andere Kapazitätsprodukte als "Feste frei zuordenbare Kapazitäten (FZK)", die für manche Nutzer ausreichend sein könnten, durchzuführen.<sup>2</sup>

Während FZK feste Transporte in den jeweiligen Marktgebieten erlauben und Zugang zum Virtuellen Handelpunkt (VHP) bieten, stehen mit dem TaK-Produkt und dem KWP zwei Kapazitätsprodukte mit Nutzungsbeschränkungen für Gasspeicheranlagen und Gaskraftwerke zur Diskussion

---

<sup>2</sup> Vgl. BNetzA (Hrsg.): Workshop Netzentwicklungsplan Gas 2012, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/VortraegeVeranstaltungenNEPGas/VortraegeWorkshopNEPGASJuni2012/VortragAuswertungKonsultationThemenbloেকেBNetzA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/VortraegeVeranstaltungenNEPGas/VortraegeWorkshopNEPGASJuni2012/VortragAuswertungKonsultationThemenbloেকেBNetzA.pdf?__blob=publicationFile) (Status 08.12.2013), S. 7.

(vgl. Tenor 4 und 5 des Szenariorahmens vom 18.10.2012). Zusätzlich wird der Einsatz möglicher Flexibilitätsinstrumente in nachgelagerten Netzen diskutiert (vgl. Tenor 2 des Szenariorahmens vom 18.10.2012).

Im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse ist die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Handlungsalternativen zur effizienten Erreichung der Ziele nach § 1 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 2 EnWG und § 15 Abs. 3 EnWG vergleichend zu bewerten. Dabei gilt diejenige Handlungsalternative volkswirtschaftlich vorteilhaft, durch welche das vorgegebene Ergebnis mit minimalem Ressourcenaufwand (Kosten) erreicht wird. Der volkswirtschaftliche Nutzen entspricht dann der Differenz aus den Kosten für feste FZK und den Kosten für die Realisierung der jeweiligen Handlungsalternative. Ist diese Differenz positiv, so ist die jeweilige Handlungsalternative volkswirtschaftlich vorteilhaft. Ist diese Differenz negativ, so sind FZK volkswirtschaftlich vorteilhaft.

Dabei bezieht sich das Speicher- bzw. TaK-Produkt (Kapitel 4) auf das Objekt neue und Erweiterungs-"Gasspeicheranlagen" und das Kraftwerksprodukt (Kapitel 5) auf das Objekt "Gaskraftwerke". Zudem stellen die Produkte an sich keine Handlungsalternativen untereinander dar. Deswegen wird der volkswirtschaftliche Nutzen jeweils in getrennten Kosten-Nutzen-Analysen ermittelt und nicht aggregiert.

Beim Einsatz kapazitätsreduzierender Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität (bzw. des Speichervolumens) können Kosten für den Netzausbau auf Ebene der FNB gespart werden. Diese Kosten sind den Kosten gegenüberzustellen, die das Vorhalten bzw. der Einsatz der verschiedenen Flexibilitätsinstrumente in nachgelagerten Netzen verursachen (Kapitel 6).

### **3. *Simulation der Spotmarktpreiszeitreihen***

Die Modellierung der Speicherfahrweise (Tenor 4) und der Kosten für den Kraftwerksbezug (Tenor 5) setzen eine Annahme der künftigen (tagesscharfen) Gaspreisentwicklung voraus. Da sich solche Day-Ahead-Spotpreise in Deutschland am Markt bzw. an der Börse am Tag vor der Lieferung aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage bilden, sind diese zum Zeitpunkt der Modellierung grundsätzlich unbekannt und müssen aufgrund dessen simuliert werden.

Zur Wahrung einer einheitlichen Datenbasis wurden bei der Simulation der Spotmarktpreiszeitreihen für die Kalenderjahre 2018 und 2023 die von der Prognos AG ermittelten jeweiligen Jahresdurchschnitte (2,7 Ct/kWh und 3,0 Ct/kWh) der nominalen Grenzübergangspreise für Erdgas zugrunde gelegt, welche aus den Energieszenarien 2011<sup>3</sup> übernommen wurden. Dabei wird unterstellt, dass diese Preise für ein Jahresband gelten bzw. einen einfachen Jahresdurchschnitt ohne Mengengewichtung darstellen.

Zur Ermittlung von Preisen für Monatsbänder für die Kalenderjahre 2018 und 2023 wurden die Spreads zwischen den Monatsfutures an der Intercontinental Exchange (ICE) für NetConnect Germany (NCG) und GASPOOL (GPL) für das Jahr 2017 herangezogen.<sup>4</sup> Diese Monatsbänder wurden jeweils mit vier tagesscharfen Auf- und Abschlägen versehen, um die Spotmarktpreiszeitreihen simulieren zu können:<sup>5</sup>

#### **1. Auf- und Abschlag für die Ist-Temperatur**

Die zugrunde gelegte Ist-Temperatur an den jeweiligen Tagen der Kalenderjahre 2018 und 2023 ist ein aus verschiedenen repräsentativen Wetterstationen in Deutschland historischer gemittelter Wert aus den Kalenderjahren 1996 (Kaltjahr), 2005 (Normaljahr) und 2000 (Warmjahr),<sup>6</sup> welcher je nach Temperaturbereich mit einem Faktor multipliziert wurde:

---

<sup>3</sup> Prognos/EWI/GWS (Hrsg.): Energieszenarien 2011, 2011, Basel/Köln/Osnabrück.

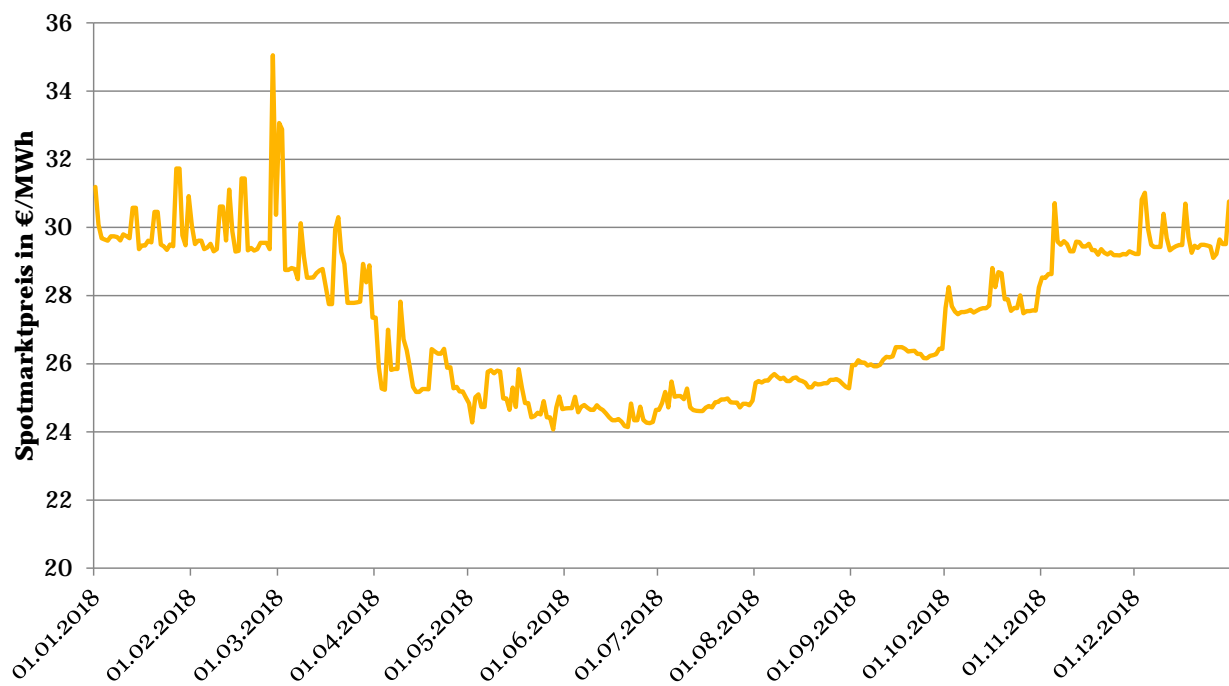
<sup>4</sup> Stichtag: 02.01.2013, erster Handelstag im Kalenderjahr 2013; Gewichtung der Spreads für NCG und GASPOOL erfolgte im Verhältnis 55% zu 45%

<sup>5</sup> Vernachlässigt wurde der Einfluss vom Wochenende oder Feiertagen. Zudem wurde zwischen den Monatsbändern nicht interpoliert.

<sup>6</sup> Wetterstationen: Karlsruhe, Leipzig, Schwerin, Düsseldorf und Frankfurt am Main; Daten vom DWD (ab 01.10.2008 Daten für die Wetterstation Karlsruhe aus der PwC Datenbank)







**Abbildung 1: Spotmarktpreiszeitreihe für das Jahr 2018 als Normaljahr**

## 4. Tenor 4

In der Entscheidung der Bundesnetzagentur zum Szenariorahmen des Verwaltungsverfahrens für die Netzentwicklungsplanung Gas gemäß § 15a EnWG wird in Tenor 4 eine Verpflichtung zur Entwicklung eines Konzeptes der Modellierung der temperaturabhängigen festen frei zuordenbaren Kapazitäten an Speichern gefordert.<sup>7</sup>

Zudem sieht die Entscheidung die Erarbeitung einer Kosten-Nutzen-Analyse vor, welche auf der einen Seite die eingesparten Kosten des Netzausbaus durch Einführung eines temperaturabhängigen Kapazitätsproduktes und auf der anderen Seite die Einschränkung der Vermarktung der Speicher am Handelsmarkt berücksichtigt.

In den folgenden Kapiteln wird zunächst das Kapazitätsprodukt "Temperaturabhängige fest frei zuordenbare Kapazität an Speichern" (TaK) beschrieben. Daraufhin wird auf das generelle Vorgehen der Kosten-Nutzen-Analyse abgestellt, um dann im Speziellen das Modell der Nutzen-Analyse und die getroffenen Annahmen zu beschreiben. Abschließend werden die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aufgezeigt.

### 4.1. Beschreibung TaK-Produkt

Ein Vorschlag für TaK ist im Konsultationsdokument der Fernleitungsnetzbetreiber beschrieben und wird für Kapazitätsanfragen gemäß den §§ 38 und 39 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) für Speicherneu- und -erweiterungsbauten in Betracht gezogen.<sup>8</sup>

Generell werden die von den Speicherbetreibern angefragten Kapazitäten in unterbrechbare Kapazitäten und TaK unterschieden. Für die dem Marktgebiet NCG angeschlossenen Speicher ist durch die FNB eine Zuordnung, ausgehend von den angefragten Kapazitäten, von 50% unterbrechbaren Kapazitäten und 50% TaK vorgesehen. Für das Marktgebiet GASPOOL ist eine Zuordnung von 20% unterbrechbaren Kapazitäten und 80% TaK von den FNB vorgesehen.

Bei der Anwendung von TaK wird eine Zuteilung von FZK und unterbrechbaren Kapazitäten anhand definierter Temperaturbereiche von den FNB vorgenommen. Im Falle eines Netzengpasses werden die unterbrechbaren Kapazitäten unterbrochen. Entry-Kapazitäten bzw. Ausspeicherungen an Speichern werden in einem Temperaturbereich von -20 °C bis +5 °C für die Region "Süd" und -

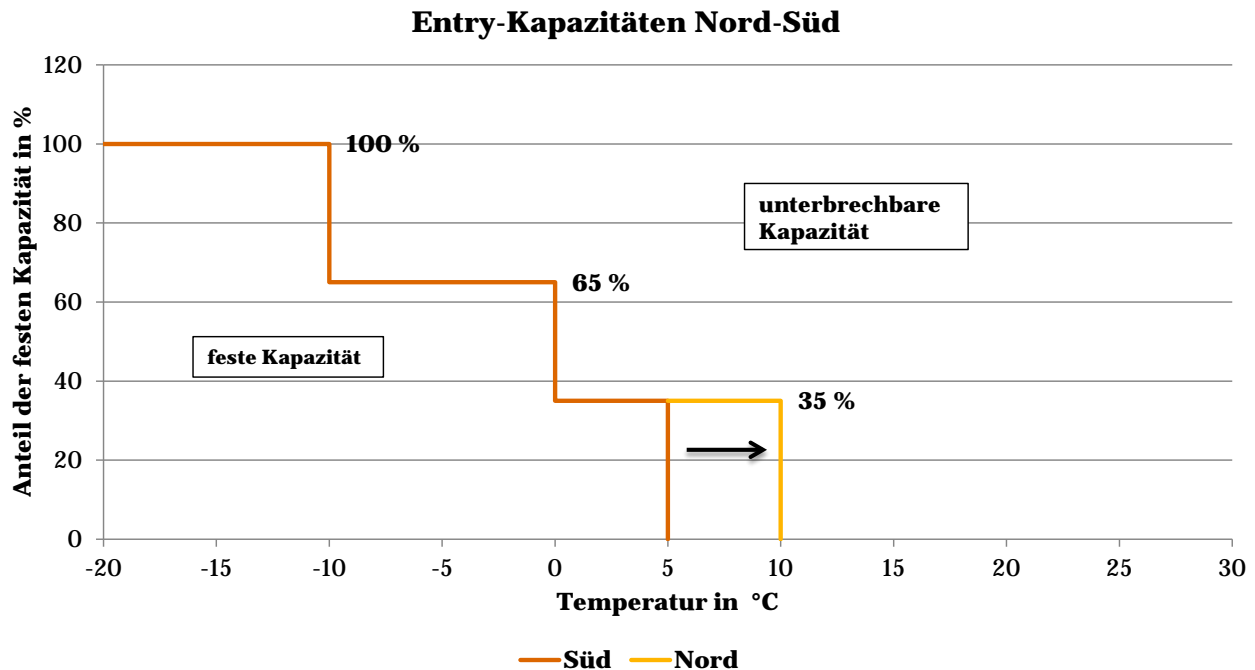
---

<sup>7</sup> Vgl. Entscheidung der BNetzA vom 18.10.2012 (Az. 8615-NEP Gas 2013 – Bestätigung Szenariorahmen).

<sup>8</sup> Vgl. FNB (Hrsg.): Netzentwicklungsplan Gas der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, [http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/20130218\\_netzentwicklungsplan\\_gas\\_2013\\_konsultationsdokument.pdf](http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/20130218_netzentwicklungsplan_gas_2013_konsultationsdokument.pdf) (18.02.2013), S. 20 f.



20 °C bis +10 °C für die Region "Nord"<sup>9</sup> von festen stufenweise zu unterbrechbaren Kapazitäten gewandelt (siehe Abbildung 2).<sup>10</sup>

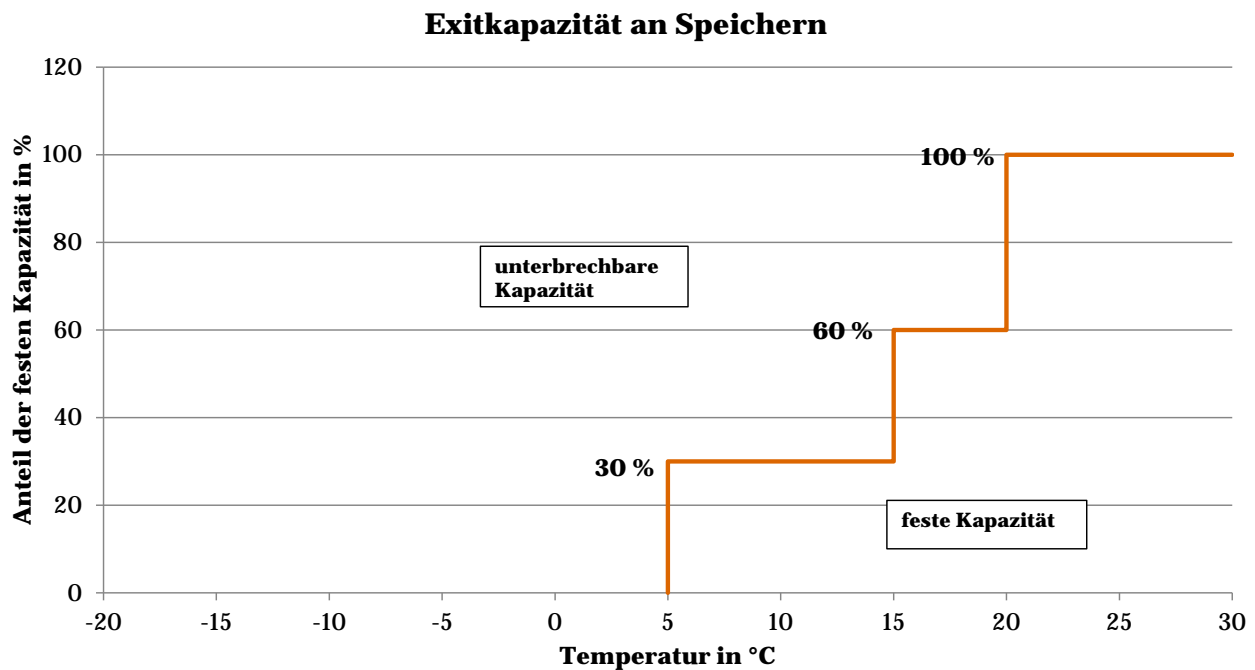


**Abbildung 2: TaK-Entry**

Exit-Kapazitäten bzw. Einspeicherungen an Speichern werden in einem Temperaturbereich von +30 °C bis +5 °C von festen Kapazitäten stufenweise zu unterbrechbaren Kapazitäten gewandelt (siehe Abbildung 3).

<sup>9</sup> Die Speicher Kiel und Rönne werden der Region Nord zugeordnet. Die Speicher Haming und Haidach werden der Region Süd zugeordnet.

<sup>10</sup> Die Herleitung des TaK-Produktes ist nicht Gegenstand der Nutzen-Analyse. Für ausführliche Informationen vgl. FNB (Hrsg.): Netzentwicklungsplan Gas der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, [http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/20130218\\_netzentwicklungsplan\\_gas\\_2013\\_konsultationsdokument.pdf](http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/20130218_netzentwicklungsplan_gas_2013_konsultationsdokument.pdf) (18.02.2013), S. 34 f.



**Abbildung 3: TaK-Exit**

Als Annahme wurde unterstellt, dass eine Unterbrechung der Kapazitäten den Kapazitätsnutzern durch den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber am Tag d-1 vor der initialen Nominierung bekannt gegeben wird.

## 4.2. Vorgehen

Im Rahmen der Bearbeitung stützt sich PwC auf die Vorgaben der Bundesnetzagentur (BNetzA). In der Bestätigung des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur wird folgendes Vorgehen gefordert:

*"Es ist eine Kosten-Nutzen-Analyse vorzulegen, die einen Vergleich anstellt zwischen den eingesparten Kosten für den Netzausbau einerseits und andererseits den Nachteilen bzw. Kosten, die aus einer Einschränkung der Vermarktung der Speicher am Handelsmarkt entstehen können."*<sup>11</sup>

Diese Forderung hat im Wesentlichen die Ermittlung zweier Größen zum Gegenstand. Zum einen sind die Netzbetreiber aufgefordert, die Kostendifferenz zwischen dem Ausbau unter Berücksichtigung von FZK und dem verminderten Kapazitätsausbau durch die Einführung des TaK zu ermit-

<sup>11</sup> Vgl. Entscheidung der BNetzA vom 18.10.2012 (Az. 8615-NEP Gas 2013 – Bestätigung Szenariorahmen).

teln. Die Fernleistungsnetzbetreiber haben in diesem Zusammenhang die Kosten des Szenarios IId mit den Kosten des Szenarios IIa verglichen und daraufhin gemäß der Gas Netzentgeltverordnung (GasNEV) die kalkulatorischen Kosten für die Jahre 2018 und 2023 bestimmt. Die zusätzlichen Kosten des Netzausbaus (Differenz der Modellierungsvarianten IId und IIa) werden gemäß der Anreizregulierung auf die Netzentgelte einwirken und somit auf die Marktteilnehmer über die Berücksichtigung dieser Kostenposition aufgeteilt. Zum anderen entstehen durch den Vergleich zwischen dem Betrieb von Erdgasspeichern unter Berücksichtigung der Einführung von temperaturabhängigen Kapazitätsprodukten und der Bewirtschaftung unter Annahme von freizuordenbaren Kapazitäten Nutzungseinschränkungen (im Folgenden als "entgangener Nutzen" beschrieben) für die Speichernutzung. In diesem Zusammenhang beschränkt sich die Analyse von PwC in der weiteren Betrachtung auf diesen entgangenen Nutzen, welcher durch die Einschränkung der Vermarktung der Speicher am Handelsmarkt in den Jahren 2018 und 2023 entsteht. Es wird darüber hinaus angenommen, dass der entgangene Nutzen durch die Speichernutzer an alle Marktteilnehmer weitergegeben wird und zu einer Anhebung des Preises für Flexibilität führt. In diesem Zusammenhang ist die volkswirtschaftliche vorteilhaftere Alternative diejenige, welche sich als kostengünstiger erweist.

Maßgeblich für die Ermittlung der kostengünstigeren Alternative sind die betrachteten Erdgasspeicher. Dem Konsultationsentwurf folgend, werden lediglich Speicherneu- und -erweiterung gemäß der § 39 GasNZV im Rahmen der Analyse betrachtet. Bestandsspeicher sind ausgenommen, da für diese kein TaK-Produkt vorgesehen ist. Unter diesen Annahmen werden in der Analyse die Speicher Kiel Rönne, Etzel, Haiming 2 7F, und Haidach (Stufe II) betrachtet. Die Speicher Peckensen und Epe wurden bei der Erstellung der Kosten-Analyse durch die Fernleistungsnetzbetreiber nicht berücksichtigt, sodass diese nicht Bestandteil der vorliegenden Nutzen-Analyse sind (siehe Tabelle 1). Des Weiteren wurde nach Rücksprache mit der Nowega GmbH der Speicher Empelde ebenfalls nicht berücksichtigt, da derzeit kein Netzausbau für diesen Speicher geplant ist, sondern für die mit dem Speicherbetreiber abgestimmte saisonale Kapazitätsanforderung im Sommerhalbjahr auf bestehende Transportkapazitäten zurückgegriffen werden soll.

Name	FNB	Entry /Exit	H-Gas/ L-Gas	Status	MWh/h 2018	MWh/h 2023
Hxxx - UGS Kiel Rönne	GUD	Entry	H-Gas	\$39 gestellt	1.800	1.800
Hxxx - UGS Kiel Rönne	GUD	Exit	H-Gas	\$39 gestellt	1.260	1.260
Empelde	Nowega	Exit	L-Gas	\$39 gestellt	1.635	1.635
Speicher Etzel	OGE	Entry	H-Gas	\$39 gestellt	3.659	3.659
Haiming 2 7 F	OGE	Entry	H-Gas	\$39 gestellt	4.804	4.804
Haiming 2 7 F	OGE	Exit	H-Gas	\$39 gestellt	3.286	3.286
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	Entry	H-Gas	\$39 gestellt	2.146	2.146
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	Entry	H-Gas	\$39 gestellt	2.585	2.585
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	Exit	H-Gas	\$39 gestellt	1.776	1.776
NEU Speicher Haidach, Stufe II	OGE	Exit	H-Gas	\$39 gestellt	2.585	2.585
UGS Peckensen	ONTRAS	Exit	H-Gas	\$38 gestellt	2.322	2.322
UGS Peckensen	ONTRAS	Exit	H-Gas	\$38 gestellt	2.119	2.119
UGS Peckensen	ONTRAS	Entry	H-Gas	\$38 gestellt	7 01	7 01
UGS Peckensen	ONTRAS	Entry	H-Gas	\$38 gestellt	7 01	7 01
CGS Epe	Thyssengas	Entry	H-Gas	\$38 gestellt	3.758	3.758
CGS Epe	Thyssengas	Exit	H-Gas	\$38 gestellt	887	887

**Tabelle 1: Speicherneu- und -erweiterungsbauten gemäß Anlage 2 des NEP 2013**

Ausgehend davon wurden mittels eines Grundmodells einerseits die unterbrechbaren täglichen Kapazitäten und andererseits die relevanten Preisszenarien ermittelt. Die unterbrechbaren Kapazitäten wurden im Wesentlichen durch die Charakteristika des TaK-Produktes bestimmt. Die Unterbrechungswahrscheinlichkeit und die Unterbrechungszeitpunkte waren weitere Faktoren, die die resultierende unterbrochene Kapazität beeinflussen.

Ausgehend von den historisch ermittelten Unterbrechungen, wird eine Abschätzung der Unterbrechungswahrscheinlichkeiten in Kapitel 4.3.3 vorgenommen.<sup>12</sup> Das Unterbrechungsmodell beinhaltet zufällige Unterbrechungszeitpunkte, ausgedrückt durch 1.000 zufällig erzeugte Unterbrechungsszenarien. Insgesamt wurde der entgangene Nutzen jeweils auf Basis eines Kalt-, Warm- und Normaljahres simuliert.

Der zweite wesentliche Einflussfaktor sind die zugrundeliegenden Preisszenarien. Ausgehend von den im 3. Kapitel beschriebenen Spotmarktpreisen wurden Grenzpreise für eine optimale Fahrweise der betrachteten Speicher ermittelt (siehe Kapitel 4.3.1). In diesem Kontext konnten eine saison- und eine handelsorientierte Speicherfahrweise identifiziert werden.

---

<sup>12</sup> Vgl. FNB (Hrsg.): Netzentwicklungsplan Gas der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, [http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/20130218\\_netzentwicklungsplan\\_gas\\_2013\\_konsultationsdokument.pdf](http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/20130218_netzentwicklungsplan_gas_2013_konsultationsdokument.pdf) (18.02.2013), S. 69 ff.

Da durch eine Unterbrechung ein geplantes Geschäft nicht realisiert werden kann, mussten für die alternative Verwendung Gegengeschäfte ermittelt und angewendet werden, um den entgangenen Nutzen zu bestimmen.

Im Fall einer unterbrochenen Ausspeisung muss ein Geschäft am Spotmarkt realisiert werden, um der Erfüllungspflicht nachzukommen. Das im Speicher verbleibende Gas wird zu einem späteren Zeitpunkt ausgespeichert. Im Falle einer unterbrochenen Einspeicherung, ist das Gas am Tag der Unterbrechung am Spotmarkt zu veräußern. Eine spätere Einspeicherung wird zu einem anderen Preis vollzogen. Diese Gegengeschäfte wurden im Modell mit vier verschiedenen Ansätzen bewertet (siehe Kapitel 4.3.2).

Ein weiterer wesentlicher Bestandteil der Bewertung des entgangenen Nutzens ist die Berücksichtigung der tatsächlichen Inanspruchnahme des Speichers. Da für die betrachteten Speicher keine Allokationsdaten vorlagen, wurden -ausgehend von den in Deutschland bestehenden Kavernen- und Porenspeichern- die Allokationswerte mit den technischen Kapazitäten in Relation gesetzt. Dieser so ermittelte Speichernutzungsgrad wurde anschließend für das Modell zugrunde gelegt.

Gemäß dem im Kapitel 4.3 beschriebenen Modellansatz wurde der entgangene Nutzen einer Zuordnung von TaK zu Speicherneu- und -erweiterungsprojekten für die Jahre 2018 und 2023 untersucht.

### *4.3. Beschreibung Modell*

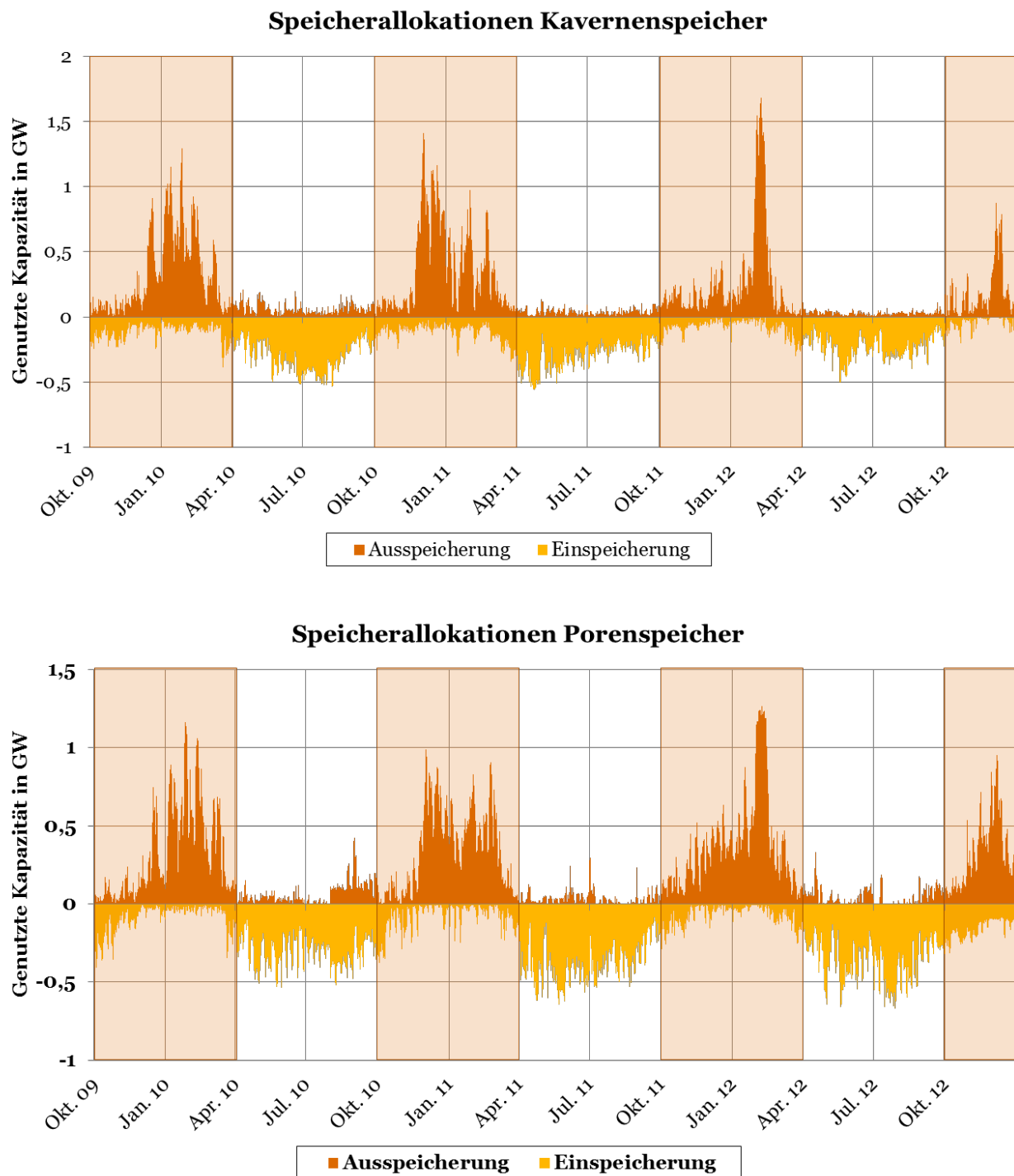
#### *4.3.1. Grundmodell*

Der entgangene Nutzen der Speichernutzer durch die Einführung von TaK wird anhand einer tagesscharfen Betrachtung der Speicher ermittelt. Die betrachteten Speicher werden aufgrund der unterschiedlichen Temperaturintervalle des TaK-Produktes bei einer Ausspeicherung (Entry-Kapazität; 5 °C Süd und 10 °C Nord) in die Regionen Nord und Süd unterteilt. Für beide Regionen werden die Tagesmitteltemperaturen aus den Temperaturzeitreihen des Deutschen Wetterdienstes berechnet (siehe Quellenverzeichnis).

Gemäß der Beschreibung des TaK-Produktes werden die täglichen unterbrechbaren Entry- und Exit-Kapazitäten der betrachteten Speicher anhand der Temperaturen bestimmt. Die nach § 39 GasNZV angefragte technische Kapazität beträgt gemäß Beschreibung des TaK-Produktes im Marktgebiet NCG 50% bzw. im Marktgebiet GASPOOL 80%. Die TaK wird anschließend mit dem Anteil für unterbrechbare Kapazitäten an dem jeweiligen Tag bewertet. Jedem Speicher werden somit eine unterbrechbare Entry- und eine unterbrechbare Exit-Kapazität pro Tag zugeordnet. Dabei wird davon ausgegangen, dass an jedem Tag jeweils nur entweder eingespeichert oder ausgespeichert werden kann und kein untertägiger Wechsel der Speicherfahrweise stattfindet.

Im Rahmen des Grundmodelles gilt es, zwei Speicherfahrweisen zu unterscheiden. Fahrweise 1 stellt eine saisonale Fahrweise dar, die sich aufgrund von Gasverbrauchsschwankungen zwischen den Sommer- und Wintermonaten ergibt. Diese Fahrweise ist durch eine kontinuierliche Einspei-

cherung in den Monaten April bis September und durch eine kontinuierliche Ausspeicherung in den Monaten Oktober bis März gekennzeichnet. Diese saisonale Fahrweise wird sowohl für Poren- als auch für Kavernenspeicher angenommen (siehe Abbildung 4).

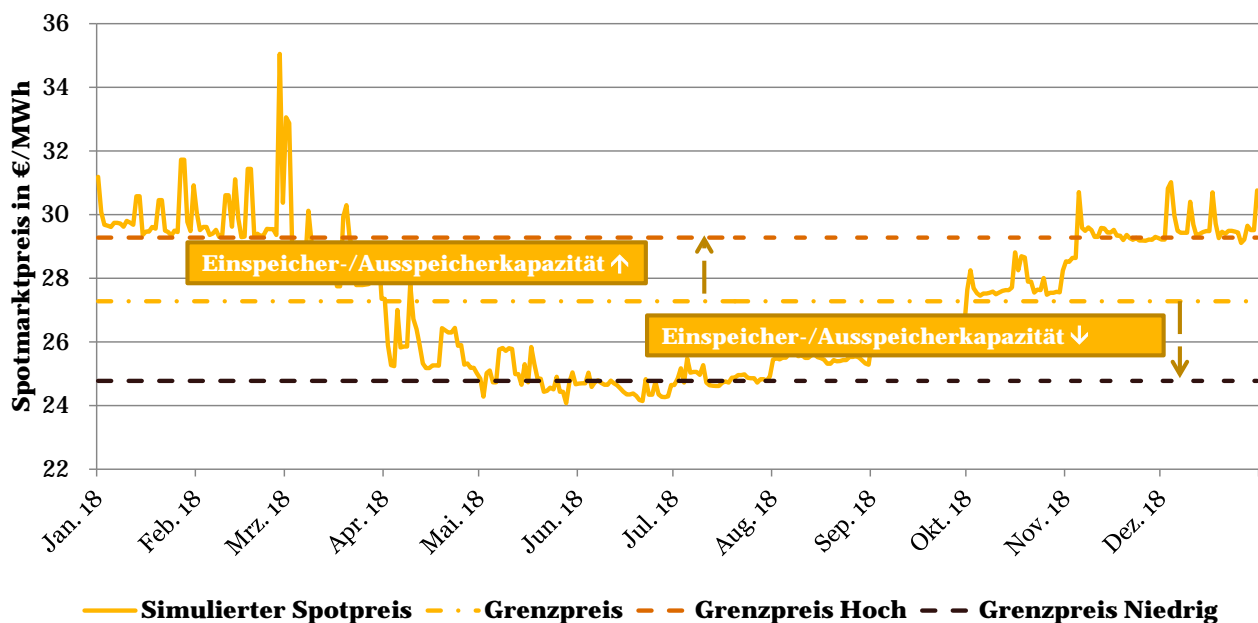


**Abbildung 4: Speicheralkation bei Kavernen- und Porenspeichern**

Die handelsorientierte Fahrweise stellt die zweite betrachtete Fahrweise der Speicher dar. Wesentliches Merkmal dieser Fahrweise ist die ganzjährige Möglichkeit von Einspeicherungen und Aus-

speicherungen. Bei dieser Fahrweise wird von einem Speichernutzer mit vollständigen Informationen ausgegangen. Der Speichernutzer kennt die Preise des gesamten Jahres und ermittelt einen Grenzpreis für den jeweiligen Speicher. Der Grenzpreis eines Speichers stellt den Preis dar, der an X-Tagen des Jahres überschritten und an 365-X Tagen unterschritten wird. An jedem Tag, an dem der Marktpreis unterhalb des Grenzpreises liegt, wird in den Speicher eingespeichert. An jedem Tag, an dem der Marktpreis oberhalb des Grenzpreises liegt, wird aus dem Speicher ausgespeichert. Dabei entspricht das Verhältnis  $X/365$  der Einspeicherkapazität zur Gesamtkapazität des jeweiligen Speichers. Analog entspricht das Verhältnis  $(365-X)/365$  der Ausspeicherkapazität zur Gesamtkapazität des Speichers. Dementsprechend wird für jeden Speicher ein Grenzpreis gebildet, der zu einer kontinuierlichen Nutzung führt. Zu jedem Ausspeicherzeitpunkt ist das eingespeicherte Gas dabei günstiger als der aktuelle Marktpreis. Diese Fahrweise führt damit zu dem optimalen Handelsergebnis für den Speichernutzer, da der Nutzungsgrad des Speichers maximiert wird und keine nachteiligen Geschäfte getätigt werden.

In Abbildung 5 sind der Grenzpreis und die Veränderung des Grenzpreises in Abhängigkeit des Exit-/Entry-Verhältnisses dargestellt. Nimmt die Exit-Leistung im Vergleich zur Entry-Leistung zu, so nimmt die Anzahl der Tage X an denen der Grenzpreis überschritten wird zu bzw. der Grenzpreis reduziert sich, da zur Befüllung des Speichers weniger Tage benötigt werden und somit an mehr Tagen ausgespeichert werden kann. Nimmt die Exit-Leistung im Vergleich zur Entry-Leistung ab, so reduziert sich die Anzahl der Tage X, an denen der Grenzpreis überschritten wird, bzw. der Grenzpreis erhöht sich, da zur Befüllung des Speichers mehr Tage benötigt werden und damit an weniger Tagen ausgespeichert werden kann.



**Abbildung 5: Grenzpreisverhalten in Abhängigkeit des Ausspeicher-/Einspeicherverhältnisses**

Bei beiden Fahrweisen werden keinerlei Restriktionen durch das Arbeitsgasvolumen des Speichers oder etwaige Kapazitätskennlinien beachtet. Dies führt zunächst zu einer systematischen Überbewertung der Kapazitäten. Die Kennlinien und das Arbeitsgasvolumen als wesentliche Bestandteile werden auf Basis des Speichernutzungsgrades von Bestandsspeichern dem Modell indirekt hinzugefügt (siehe Kapitel 4.3.4.). Durch das Grundmodell werden unterdes je Speicher zwei tagesscharfe Kapazitätsfahrpläne für jedes der drei Jahre (Kalt-, Normal-, Warmjahr) simuliert. Eine Modellprämisse stellt in diesem Zusammenhang dar, dass zunächst alle Speicherkapazitäten an jedem Tag genutzt werden und dies erst in einem späteren Schritt durch den Speichernutzungsgrad relativiert wird.

Im Falle einer geplanten Einspeicherung müssen bei einer Unterbrechung der Kapazität bereits gekaufte Gasmengen am Spotmarkt zum jeweils aktuellen Tagespreis veräußert werden. Zusätzlich muss ein Gegengeschäft für die zukünftige Verpflichtung (geplante Ausspeicherung des nicht eingespeicherten Gases in der Zukunft) abgeschlossen werden. Im Falle einer geplanten Ausspeicherung müssen bei einer Unterbrechung der Kapazität verkaufte Gasmengen am Spotmarkt zum jeweils aktuellen Tagespreis zugekauft werden, um der mit dem Geschäft einhergehenden Verpflichtung am Tag der Unterbrechung nachzukommen. Zusätzlich muss ein Gegengeschäft für die im Speicher befindlichen eingespeicherten, nun überschüssigen Mengen (Ausspeicherung des noch eingespeicherten Gases in der Zukunft) abgeschlossen werden.

Der entgangene Nutzen für den Speichernutzer stellt dabei die Differenz aus dem Spotmarktgeschäft und dem jeweiligen Gegengeschäft dar. Diese Differenz stellt zusätzliche Kosten dar, die bei der Nutzung von FZK an Stelle von TaK nicht anfallen würden. Im Falle von negativen Kosten, also von Erträgen aufgrund der Speicherunterbrechung, wird von keinen Kosten ausgegangen, da ein solches Geschäft in jedem Fall durch den Speichernutzer realisiert werden würde. Die nachstehende Formel fasst die Berechnungssystematik mathematisch zusammen:

$$C_{ges} = \sum_{i=1}^{365} Kap_i(n) * TaK_i(t_i) * X_i * \eta_k * (Spotmarktpreis_i - PreisGegengeschaeft_i)$$

$C_{ges}$ :	Entgangener Gesamtnutzen des TaK-Produktes im betrachten Szenario
$i$ :	Tag i
$Kap_i(n)$ :	Genutzte Kapazität des Speichers n am Tag i (ergibt sich aus der Fahrweise)
$TaK_i(t_i)$ :	Anteil der unterbrechbaren Kapazität in Abhängigkeit der Temperatur t am Tag i
$X_i$ :	Binäre Unterbrechungsvariable für den Tag i. Gibt an ob die Kapazität unterbrochen wird ( $X=1$ ) oder nicht unterbrochen wird ( $X=0$ ). Wird in Abhängigkeit von der Unterbrechungswahrscheinlichkeit bestimmt (siehe Kapitel 4.3.3)



$\eta_{k,p}$ :	Speichernutzungsgrad in Abhängigkeit der Unterbrechungswahrscheinlichkeit $p$ für die Speicherart $k$ (Kavernen- oder Porenspeicher) (siehe Kapitel 4.3.4)
Spotmarktpreis <sub><math>i</math></sub> :	Spotmarktpreis am Tag $i$ (entnommen aus dem Preismodell) (siehe Kapitel 3)
Preis Gegengeschäft <sub><math>i</math></sub> :	Preis des durchgeführten Gegengeschäftes am Tag $i$ der Unterbrechung (siehe Kapitel 4.3.2)

### 4.3.2. Bewertungsansätze

Die Bewertung des im Grundmodell vorgestellten Gegengeschäftes erfolgt mit vier verschiedenen Bewertungsansätzen. Diese Bewertungsansätze orientieren sich an der Speicherfahrweise und dem Spotmarktpreis. Folgende vier Bewertungsansätze werden näher betrachtet:

1. Saisonorientierter Bewertungsansatz
2. "Standard" Bewertungsansatz
3. "Folgetag"-Bewertungsansatz
4. "Best-Worst"-Bewertungsansatz

Der saisonorientierte und der "Standard"-Bewertungsansatz richten sich jeweils nach der zugehörigen Fahrweise (siehe Kapitel 4.3.1). Bei dem "Folgetag"-Bewertungsansatz wird als Preis für das Gegengeschäft der Preis des Spotmarktes am nächsten Tag herangezogen. Der "Best-Worst"-Bewertungsansatz stellt eine Maximalbetrachtung dar, bei der zur Bewertung der Gegengeschäfte jeweils die höchsten- bzw. niedrigsten Preise herangezogen werden, sodass der entgangene Nutzen maximiert wird.<sup>13</sup>

Der saisonorientierte Bewertungsansatz für das Gegengeschäft richtet sich nach der saisonalen Fahrweise. Es wird angenommen, dass in dem Halbjahr der Unterbrechung (Winter- bzw. Sommerhalbjahr) keine freien Kapazitäten an einem anderen Tag verfügbar sind, um das aufgrund von TaK nicht durchgeführte Geschäft zu kompensieren. In diesem Fall wird das nicht durchführbare Geschäft mit dem Durchschnittspotmarktpreis des entsprechenden Folgehalbjahres bewertet, das

---

<sup>13</sup> Das Glattstellen der unterbrochenen Ein- oder Ausspeicherungen erfolgt am Tag  $d-1$  aufgrund von rationalen Entscheidungen des Nutzers. Ein bewusster Ausgleich über die Ausgleichsenergie (Unterdeckung: Zweithöchster Wert der Referenzpreise\*1,2 ; Überdeckung: Zweitniedrigster Wert der Referenzpreise\*0,9) findet daher nicht statt und wird in dem vorliegenden Gutachten nicht betrachtet.

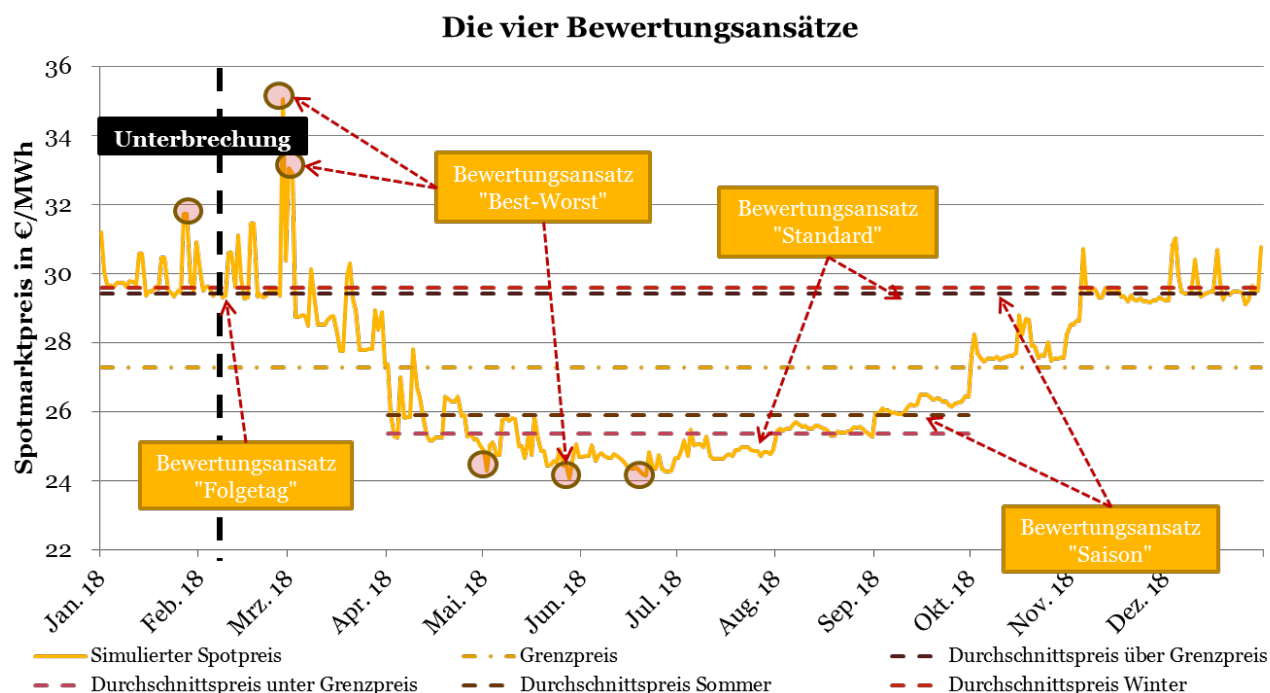
in einem Markt mit vollständigen Informationen dem Terminmarktprodukt für diesen Zeitraum entsprechen sollte.

Im Rahmen des Bewertungsansatzes "Standard" wird für das Gegengeschäft ähnlich des saisonorientierten Bewertungsansatzes impliziert, dass im Zeitraum einer Ein- bzw. Ausspeicherung keine freien Kapazitäten verfügbar sind, um das aufgrund einer Unterbrechung nicht durchgeführte Geschäft zu kompensieren. In diesem Fall wird das nicht durchführbare Geschäft mit dem Durchschnittspotmarktpreis aller Preise, die oberhalb bzw. unterhalb des Grenzpreises liegen, bewertet. Dieser Preis entspricht im Rahmen des Modelles dem Terminmarktprodukt für den Ausspeicher- bzw. Einspeicherzeitraum.

Bei dem Bewertungsansatz "Folgetag" wird das Gegengeschäft mit dem Spotmarktpreis des Folgetages nach einer Unterbrechung bewertet. Dabei wird davon ausgegangen, dass die verfügbare freie Kapazität am Folgetag ausreicht, um sowohl das regulär geplante als auch das Gegengeschäft durchzuführen.

Der "Best-Worst"-Bewertungsansatz zieht zur Bewertung des Gegengeschäftes die jeweils höchsten bzw. niedrigsten Preise des Betrachtungszeitraumes heran. Im Falle einer nicht durchgeführten Einspeicherung wird das durchzuführende Gegengeschäft (Zukauf von Gas zu einem späteren Zeitpunkt) mit dem höchsten Spotmarktpreis des Zeitraumes bewertet. Im Falle einer nicht durchgeführten Ausspeicherung wird das durchzuführende Gegengeschäft (Verkauf von Gas zu einem späteren Zeitpunkt) mit dem niedrigsten Spotmarktpreis des Zeitraumes bewertet. Tritt mehr als ein Gegengeschäft auf, so werden die Gegengeschäfte gemäß ihrem Auftreten mit den 1. höchsten/1. niedrigsten, 2. höchsten/2. niedrigsten, 3. höchsten/3. niedrigsten usw. Spotmarktpreisen bewertet.

In Abbildung 6 sind die verschiedenen Bewertungsansätze unterdes zusammenfassend dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Bewertungsansatz "Best-Worst" zu dem höchsten entgangenen Nutzen führt, wohingegen der Bewertungsansatz "Folgetag" zu einem vergleichsweise niedrigen entgangenen Nutzen führt, da die Preisbewegungen zwischen zwei aufeinanderfolgenden Tagen regelmäßig verhältnismäßig klein sind.



**Abbildung 6: Grenzpreisbewertungsansätze**

### 4.3.3. Unterbrechungsmodell

Ein wesentlicher Faktor für den entgangenen Nutzen bei der Speichernutzung durch das TaK-Produkt sind die angenommenen Unterbrechungen im Rahmen des TaK-Produktes. Im Bewertungsmodell werden dazu folgende Annahmen zugrunde gelegt:

- Unterbrechungen treten im Bewertungsmodell immer ganztägig auf. Das heißt, dass die in Abhängigkeit von den Temperaturintervallen geltende unterbrechbare Kapazität für einen gesamten Tag unterbrochen wird.
- Die ganztägigen Unterbrechungen treten in der vorgenommenen Simulation im 1%-Unterbrechungsszenario an 4 Tagen im Jahr, im 3%-Unterbrechungsszenario an 11 Tagen im Jahr und im 5%-Unterbrechungsszenario an 18 Tagen im Jahr auf.<sup>14</sup>

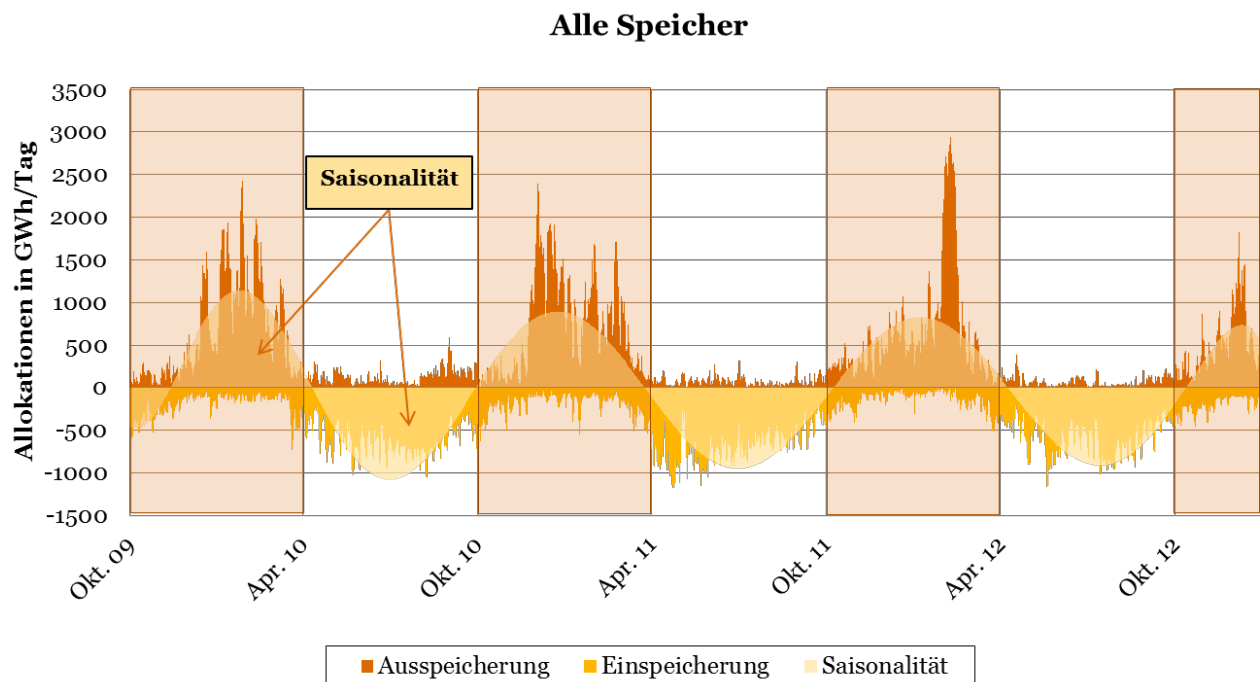
<sup>14</sup> Diese Annahme wurde auf Grundlage der Analyse der historischen Unterbrechungen von unterbrechbaren Kapazitäten des Konsultationsdokuments der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zum NEP 2013 getroffen. Vgl. FNB (Hrsg.): Netzentwicklungsplan Gas der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, [http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/20130218\\_netzentwicklungsplan\\_gas\\_2013\\_konsultationsdokument.pdf](http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/20130218_netzentwicklungsplan_gas_2013_konsultationsdokument.pdf) (18.02.2013), S. 69 ff.

- Die Verteilung der Unterbrechungen innerhalb des Jahres erfolgt zufällig und unabhängig. Im Bewertungsmodell werden je Unterbrechungsszenario (1%, 3% und 5%) 1.000 unterschiedliche Ausprägungen der Verteilung von Unterbrechungen der drei betrachteten Jahre (Kalt-, Normal-, Warmjahr) erzeugt. Diese 3.000 Ausprägungen sind Grundlage für die Bewertung.

#### 4.3.4. Weitere Einflussfaktoren

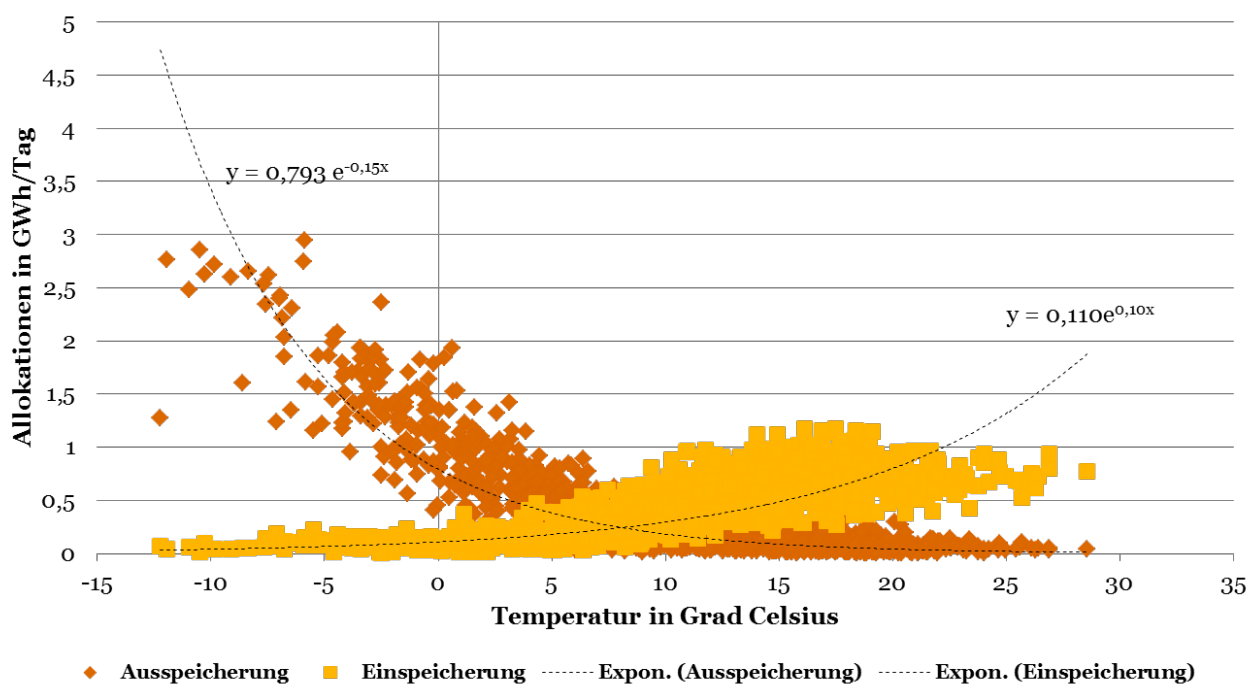
##### Aufteilung Saison vs. Handel

Die in Kapitel 4.3.2. angeführten Bewertungsansätze unterscheiden eine saisonorientierte und eine handelsorientierte Fahrweise der Speicher. Im Bewertungsmodell werden für die unterschiedlichen Fahrweisen jeweils entgangene Nutzen ermittelt. Diese ermittelten entgangenen Nutzen werden, wie in Abbildung 7 dargestellt, zu einem Wert des entgangenen Nutzens verdichtet. Dazu werden die Allokationen von Gasspeichern in Deutschland im Zeitraum von 01.10.2009 bis 31.12.2012 aggregiert.



**Abbildung 7: Speicheralkationen und saisonaler Trend**

Die Allokationen weisen einen saisonalen Trend auf. Es werden jedoch sowohl dem saisonalen Trend entgegengesetzte Allokationen als auch Allokationshöhen beobachtet, welche vom saisonalen Trend abweichen. Abweichungen von dem dargestellten Trend können jedoch auch in Temperaturschwankungen resultieren und sind daher mithilfe dieser Analyse noch nicht eindeutig handelsgetriebenen Aktivitäten zuzuordnen. Dementsprechend wird die Allokation in Abhängigkeit der Temperatur mittels einer Regression analysiert. Im Ergebnis kann dieser Zusammenhang durch eine Exponentialfunktion beschrieben werden (siehe Abbildung 8).



**Abbildung 8: Allokationen in Abhängigkeit der Temperatur**

Erkennbar ist dabei ein klarer Zusammenhang zwischen Temperatur und Exit-/Entry-Allokationen. Zur Abschätzung des handelsorientierten bzw. saisonalen Anteils der Allokationen wurden folgende Annahmen getroffen. Eine Abweichung der Allokation von mehr als  $\pm 5\%$  von der Regression wird als handelsorientiert definiert. Allokationswerte, die innerhalb des  $\pm 5\%$  Bandes um die Regressionen liegen, werden als saisonal definiert. Die Höhe der handelsorientierten Allokation ist dabei definiert als Mengendifferenz zwischen Allokation und die durch die Regression erwartete Allokation. Demnach ergibt sich ein Anteil von 32,1% der handelsorientierten Allokationsmengen an den gesamten Allokationsmengen. Die für die jeweiligen Fahrweisen ermittelten entgangenen Nutzen werden entsprechend der ermittelten Allokationsanteile (67,9% Saison, 32,1% Handel) gewichtet.

### Speichernutzungsgrad

Der im Modell ermittelte entgangene Nutzen ist direkt abhängig von der absoluten tatsächlich unterbrochenen Kapazität. Technische Restriktionen und Entscheidungen der Speichernutzer führen dazu, dass die Allokationen unterhalb der maximalen Entry und Exit Kapazität liegen. Im Folgenden wird der Einfluss dieses Effektes auf das Bewertungsmodell gezeigt.

Die Analyse der von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Allokationswerte der Bestandsspeicher im Zeitraum von 01.10.2009 bis 31.12.2012 zeigt, dass die tatsächliche Höhe der Allokationen in der Regel deutlich unterhalb der maximalen Entry- oder Exit-Kapazität liegt. In Tabelle 2 sind die für die höchsten Tagesallokationen der 1%/3%/5%-Szenarien

ermittelten durchschnittlichen Nutzungsgrade dargestellt. Die Nutzungsgrade sind dabei definiert als rechnerisches Verhältnis der Allokationen zur Entry- bzw. Exit-Kapazität. Die Entry- und Exit-Allokationswerte werden für diese Berechnung jeweils der Höhe nach für jeden Speicher geordnet. Anschließend werden die arithmetischen Mittelwerte der 4 bzw. 11 bzw. 18 höchsten Tagesallokationen ermittelt. Je Speicher werden dann die jeweils für Entry und Exit ermittelten Nutzungsgrade mithilfe des Verhältnisses zwischen der Häufigkeit von Entry- und Exit-Allokationen innerhalb des betrachteten Zeitraumes zu einem Wert verdichtet.

Nutzungsgrade	1%	3%	5%
Kavernenspeicher	57,6%	52,9%	47,8%
Porenspeicher	70,6%	67,5%	65,0%

**Tabelle 2: Speichernutzungsgrade**

Dabei finden nur solche Allokationsdaten von Speichern Eingang in die Durchschnittswertermittlung, für die plausible und eindeutig zuordenbare Allokationsdaten vorliegen. So werden Speicher mit Nutzungsgraden von unter 12,5% im 1%-Szenario und Speicher mit Nutzungsgraden über 100% nicht miteinbezogen. Abschließend werden die für die Berechnung der Nutzungsgrade verwendeten Entry- und Exit-Kapazitäten anhand von Daten von Gas Storage Europe (GSE), des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) sowie Daten von den Homepages der Speicherbetreiber plausibilisiert.<sup>15</sup> Die innerhalb der einzelnen Szenarien für die einzelnen Speicher errechneten entgangenen Nutzen werden dann entsprechend der ermittelten und oben dargestellten Nutzungsgrade verringert.

---

<sup>15</sup> Vgl. GIE (Hrsg.): Storage Map, <http://www.gie.eu.com/index.php/maps-data/gse-storage-map> (Status 08.02.2013).

Vgl. LBEG (Hrsg.): [http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation\\_id=551&\\_psmand=4](http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=551&_psmand=4) (Status 08.02.2013).

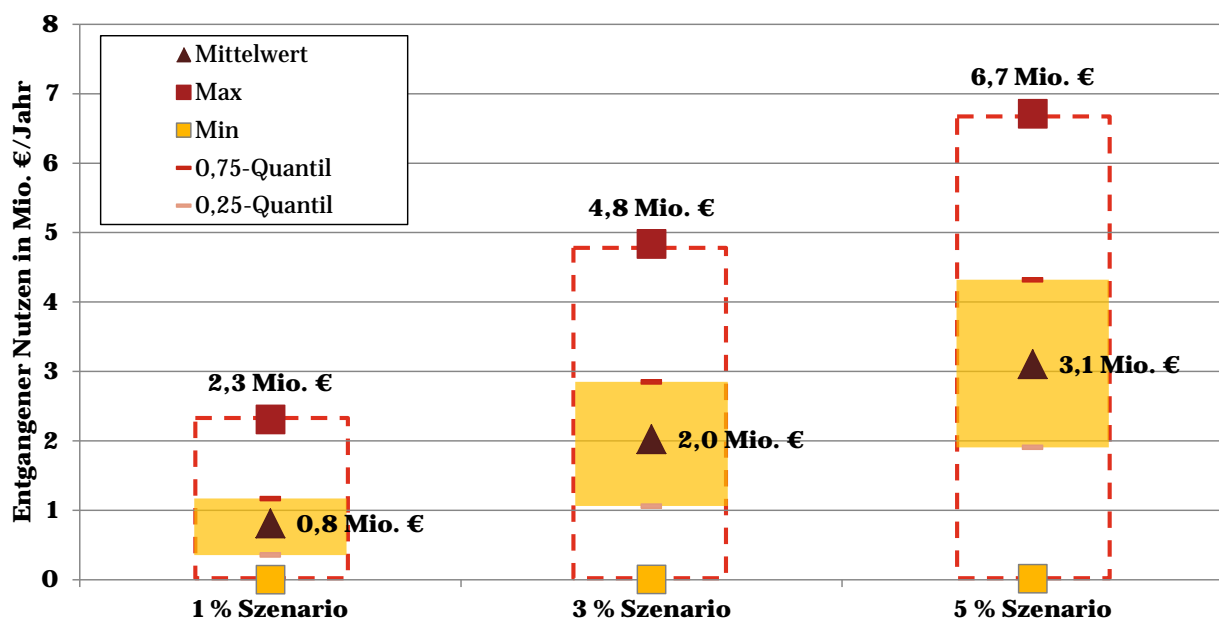
## 4.4. Ergebnisse

Aufgrund der im Konsultationsdokument dargestellten tatsächlichen Unterbrechungen von unterbrechbaren Kapazitäten ist eine Ergebnisdarstellung des entgangenen Nutzens anhand der Unterbrechungswahrscheinlichkeit zielführend, um eine Bandbreite von realistischen Ergebnissen zu erhalten.

So ist im **Jahr 2018 ein entgangener Nutzen unter Berücksichtigung der Prämissen von durchschnittlich**

- **0,8 Mio. € im 1%-Unterbrechungsszenario**
- **2,0 Mio. € im 3%-Unterbrechungsszenario**
- **3,1 Mio. € im 5%-Unterbrechungsszenario**

**zu erwarten.** Dabei liegen die **Maxima der drei Szenarien im Jahr 2018 zwischen 2,3 Mio. € und 6,7 Mio. €** (siehe Abbildung 9).



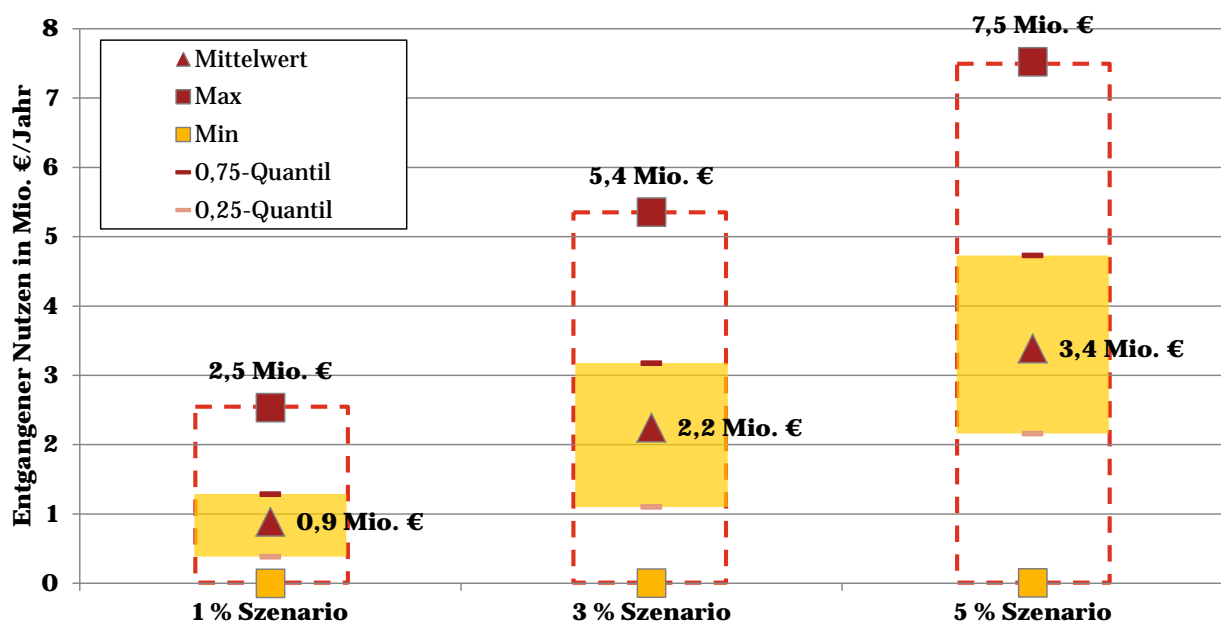
**Abbildung 9: Ergebnis des entgangenen Nutzens im Jahr 2018**

**Vergleicht man den entgangenen Nutzen mit den von den FNB ermittelten eingesparten Kosten** des Netzausbaus (Szenario IId im Vergleich zu Szenario IIa des Netzentwicklungsplans) bei Anwendung von TaK i.H.v. 99,5 Mio. €, **führt die Analyse zu dem Ergebnis, dass eine Einführung von TaK mit Referenz auf das Jahr 2018 volkswirtschaftlich vorteilhaft ist.**

Im Jahr 2023 ist ein entgangener Nutzen unter Berücksichtigung der Prämissen von durchschnittlich:

- 0,9 Mio. € im 1%-Unterbrechungsszenario
- 2,2 Mio. € im 3% Unterbrechungsszenario
- 3,4 Mio. € im 5%-Unterbrechungsszenario

zu erwarten. Im Maximum erreicht der entgangene Nutzen einen Wert von 7,6 Mio. € im Jahr 2023 bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 5% (siehe Abbildung 10).



**Abbildung 10: Ergebnis des entgangenen Nutzens im Jahr 2023**

Aufgrund der durchschnittlichen Betrachtung der kalkulatorischen Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber, bezogen auf die Differenz der Modellierungsvarianten IIa und IIc, sind im Jahr 2023 ebenfalls anzunehmende Investitionskosten in Höhe von 99,5 Mio. € dem entgangenen Nutzen gegenüber zu stellen.

Folglich ist auch mit Referenz auf das **Jahr 2023 eine Einführung von TaK aufgrund des geringeren entgangenen Nutzens im Vergleich zu den zusätzlichen Ausbaukosten**, welche durch FZK entstehen würden, unter Berücksichtigung des Modells und seiner Prämissen **volkswirtschaftlich vorteilhaft**.

Um eine Vergleichbarkeit zwischen Tenor 4, 5 und 2 zu ermöglichen, sind die Ergebnisse zusätzlich in Tabelle 3 bezogen auf die Entry- und Exit-Kapazitäten dargestellt. **Die Entry- und Exit-Kapazität bezogen auf die TaK der vier berücksichtigten Speicher beträgt dabei in Summe 12,87 GWh/h.**



Unterbrechungs- wahrscheinlichkeit	Entgangener Nutzen 2018 in Mio. €/GWh/h	Entgangener Nutzen 2023 in €/GWh/h	Zusätzlicher Netzausbau FZK, kalkulatorische Kosten gemäß GasNEV in €/GWh/h
<b>1%</b>	0,06	0,07	<b>7,7</b>
<b>3%</b>	0,16	0,17	<b>7,7</b>
<b>5%</b>	0,24	0,26	<b>7,7</b>

***Tabelle 3: Spezifische Darstellung der Ergebnisse für Tenor 4 in €/GWh/h***

## 5. Tenor 5

Im folgenden 5. Kapitel wird die von PwC durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse gemäß Tenor 5 der Bestätigung des Szenariorahmens 2013 dargestellt. Ziel dieser Analyse ist es, die Mehrkosten durch den Anschluss der Gaskraftwerke mit dem neuen Kraftwerksprodukt den dadurch zu vermeidenden Netzausbaukosten gegenüberzustellen. Es wird dabei eine volkswirtschaftliche Betrachtung des Kraftwerksproduktes unter der Annahme, dass andere relevante Einflussfaktoren auf den Kraftwerksbetrieb konstant bleiben, durchgeführt (siehe Abbildung 11). Im Ergebnis erfolgt dadurch eine rein monetäre Bewertung des diskutierten Kraftwerksproduktes (KWP)<sup>16</sup>.



**Abbildung 11: Kosten-Nutzen-Analyse nach Tenor Nr. 5**

### 5.1. Beschreibung Kraftwerksproduktes (KWP)

Die vorliegende Analyse ist in hohem Maße abhängig von der Ausgestaltung des Kraftwerksproduktes "Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall" (KWP). Dabei enthält der zum Zeitpunkt der Bearbeitung zur Konsultation stehende Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 auf den Seiten 14-19 eine ausführliche Beschreibung der diskutierten Ausgestaltung des Kraftwerksproduktes. An dieser Stelle sei auf diese Beschreibung verwiesen. Im Folgenden werden darauf aufbauend die zentralen Annahmen, die in die Modellierung der Kosten miteingeflossen sind, dargestellt:

---

<sup>16</sup> An dieser Stelle sei nochmals vermerkt, dass die frühere Definition "DZK" durch "KWP" ersetzt wurde, damit keine Verwechslung des noch einzuführenden und hier analysierten Kraftwerksprodukts mit bereits am Markt etablierten Produkten von Fernleitungsnetzbetreibern entsteht.

- Mit dem KWP sollen Neubauprojekte sowie systemrelevante Bestandskraftwerke ausgestattet werden, für die durch den Anschluss mit dem KWP Netzausbaumaßnahmen verhindert oder im Vergleich zum FZK-Fall verringert werden können. Entsprechend wurden nur Neubauprojekte sowie systemrelevante Bestandskraftwerke von PwC in die Kosten-Nutzen-Analyse miteinbezogen. Es handelt sich dabei um 16 Neubauprojekte und 4 systemrelevante Bestandskraftwerke.<sup>17</sup>
- An mit dem KWP angeschlossenen Kraftwerken kann eine unterbrechungsfreie Weiterversorgung mittels alternativer Zuordnung sichergestellt werden, wenn in einer Engpasssituation der Zugang zum Virtuellen Handelspunkt unterbrochen wird.
- Eine alternative Zuordnung umfasst entweder einen alternativen Entry-Punkt oder eine alternative Entry-Zone, die nicht den angestammten VHP umfasst. Da die alternative Zuordnung eine komplexere Beschaffungsstrategie erforderlich macht und gegebenenfalls zusätzliche Transportkosten anfallen, verteuert sich tendenziell der Bezug durch die alternative Zuordnung im Vergleich zum Bezug vom angestammten VHP.
- Die genaue Ausgestaltung von Regeln in Entry-Zonen ist noch von den Marktteilnehmern zu diskutieren. Aufgrund dessen hat PwC die verschiedenen Möglichkeiten bei Entry-Zonen monetär bewertet und die für den Kraftwerksbetreiber jeweils günstigere in den Gesamtkosten angesetzt. Dabei liegt die Annahme zugrunde, dass der betroffene Kraftwerksbetreiber sich für die für ihn günstigsten Gasbezugsquelle entscheidet. Zur besseren Einordnung werden zusätzlich auch die monetären Ergebnisse für die in Summe teuersten Gasbezugsquellen angegeben.
- Mit dem KWP sollen Neubauprojekte sowie systemrelevante Bestandskraftwerke langfristig angeschlossen werden. In Anlehnung an die Betrachtungszeiträume im Netzentwicklungsplan 2013 wurden exemplarisch die Kalenderjahre 2018 und 2023 bewertet. Im Jahr 2018 sind alle betrachteten Kraftwerke laut der Inputparameter zum Netzentwicklungsplan 2013 schon angeschlossen und werden daher vollständig in die Analysen miteinbezogen.
- Konkretisierungen zu Fristigkeiten und Vorlaufzeiten des KWP sind zum Zeitpunkt der Bearbeitung noch ausstehend. In diesem Zusammenhang wird von Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber für die folgenden Analysen als Annahme definiert, dass alle relevanten Fristen (z.B. (Re-)Nominierung an den zugeordneten Gasmärkten, Grenzübergangspunkten oder Speichern) im Falle der alternativen Zuordnung eingehalten werden können.

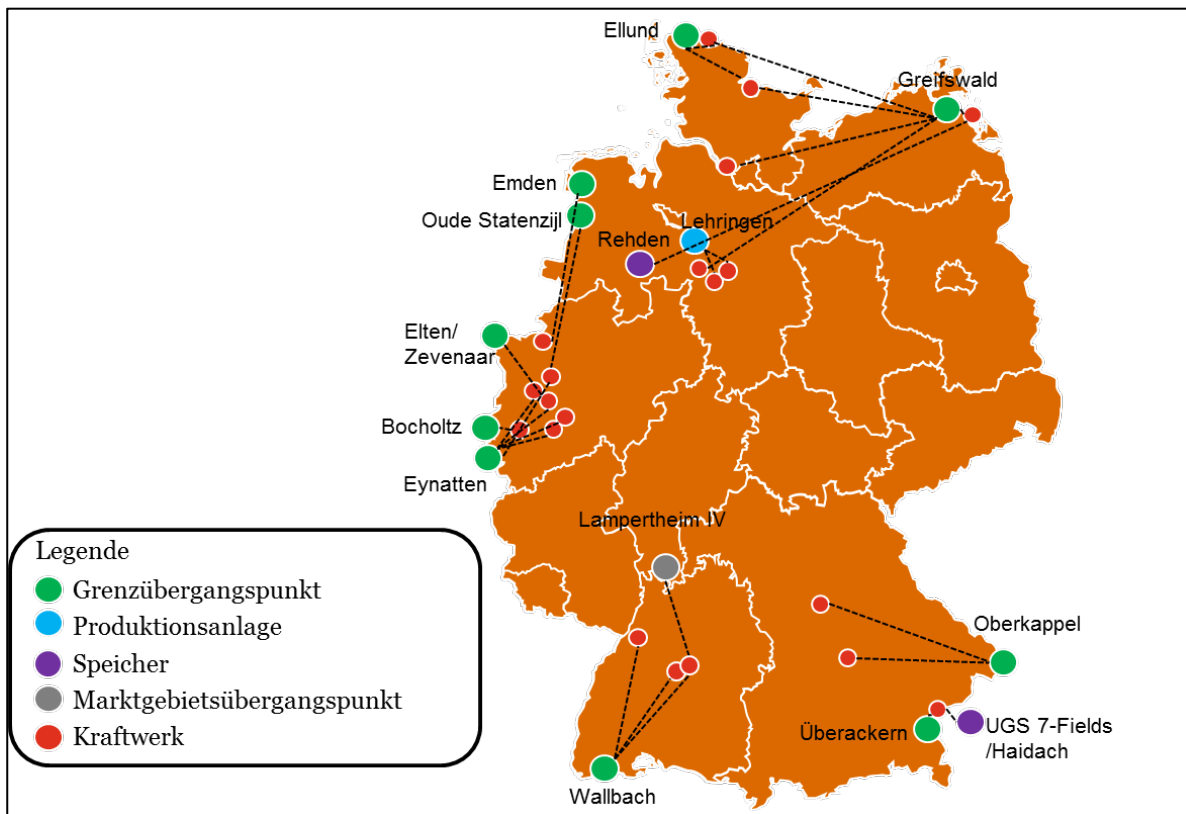
---

<sup>17</sup> Eine ausführliche Auflistung der Kraftwerke, die mit dem KWP angeschlossen werden sollen, findet sich im Anhang zu diesem Dokument sowie in Tabelle 9 im Konsultationsentwurf zum Szenariorahmen 2013.

Für die nach derzeitigem Planungsstand zu bewertenden 20 Gaskraftwerke sind verschiedene Klassen von alternativen Entries geplant:

- Zuordnung zu einem ausländischen Gasmarkt (Grenzübergangspunkt)
- Zuordnung zum Virtuellen Handelspunkt des jeweils anderen deutschen Marktgebietes (Marktgebietsübergangspunkt)
- Zuordnung zu einer Produktionsanlage
- Zuordnung zu einem Speicher
- Zuordnung zu einer Entry-Zone (diese Alternative gliedert sich wiederum in zwei weitere Alternativen: Grenzübergangspunkte und Speicher)

Eine geographische Einordnung der Kraftwerke zu den diskutierten alternativen Entries ist schematisch in Abbildung 12 dargestellt.



**Abbildung 12: Zuordnung von Kraftwerken zum alternativen Entry**

Die genaue Entgeltbildung am Kraftwerksflansch war zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Analyse durch die Fernleitungsnetzbetreiber noch nicht abschließend geklärt. Im Konsultationsentwurf zum Netzentwicklungsplan wird unterdes dazu angeführt, dass sich das Entgelt in einer Spanne zwischen den Entgelten unterbrechbarer und fester Kapazitäten befinden soll. Die Entgelthöhe soll unabhängig vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber erfolgen. Eine Berücksich-

tigung der Entgeltbildung in der Kosten-Nutzen-Analyse findet dementsprechend aufgrund der geringen Bedeutung für das monetäre Ergebnis nicht statt.

Eine finale Einordnung des Transportkostenniveaus im Zusammenhang mit dem KWP ist derzeit noch nicht möglich. Das Transportkostenniveau könnte dadurch gesenkt werden, dass der Gashändler am alternativen Entry nur Kapazitätsprodukte auf unterbrechbarer Basis halten muss. Das höchste Transportkostenniveau muss wiederum dann erwartet werden, wenn der Gashändler für Transporte im Zusammenhang mit dem KWP am alternativen Entry feste Kapazitätsprodukte vorhalten muss. Im Konsultationsentwurf zum Netzentwicklungsplan 2013 wird ein Beispiel skizziert, in dem die Vorhaltung von Transportkapazitäten auf unterbrechbarer Basis ausreichend ist. Da die Diskussion zu diesem Aspekt noch nicht beendet ist, wird innerhalb der vorliegenden Analyse ein konservativer Ansatz gewählt. Es wird auf die Berücksichtigung möglicher günstiger Kapazitätsprodukte verzichtet. Stattdessen werden alle Gastransporte auf Basis fester Kapazitätsrechte durchgeführt. In Tabelle 4 findet sich ein Überblick über die verwendeten Preisniveaus.

<b>Anschluss</b>	<b>Art</b>	<b>Aggr. Transportkosten 2018 (€/kWh/h/d)</b>	<b>Aggr. Transportkosten 2018 (€/kWh/h/d)</b>
<b>Bochholtz</b>	GÜP	0,020	0,023
<b>Ellund</b>	GÜP	0,013	0,015
<b>Elten (2018)</b>	GÜP	0,019	-
<b>Emden</b>	GÜP	0,008	0,010
<b>Eynatten (GASCADE)</b>	GÜP	0,019	0,022
<b>Eynatten (OGE)</b>	GÜP	0,020	0,023
<b>Greifswald</b>	GÜP	0,006	0,007
<b>Haidach</b>	Speicher	0,007	0,009
<b>Lampertheim IV</b>	MÜP	0,016	0,019
<b>Lehringen</b>	Produktion	0,009	0,011
<b>Oberkappel</b>	GÜP	0,024	0,029
<b>Oude</b>	GÜP	0,012	0,014
<b>Rehden</b>	Speicher	0,009	0,010
<b>Überackern (bayernets)</b>	GÜP	0,021	0,025
<b>Überackern (OGE)</b>	GÜP	0,025	0,029
<b>Wallbach</b>	GÜP	0,003	0,003
<b>Zevenaer (2018)</b>	GÜP	0,012	-
<b>Bochholtz</b>	GÜP	0,020	0,023

**Tabelle 4: Übersicht der Transportkosten**

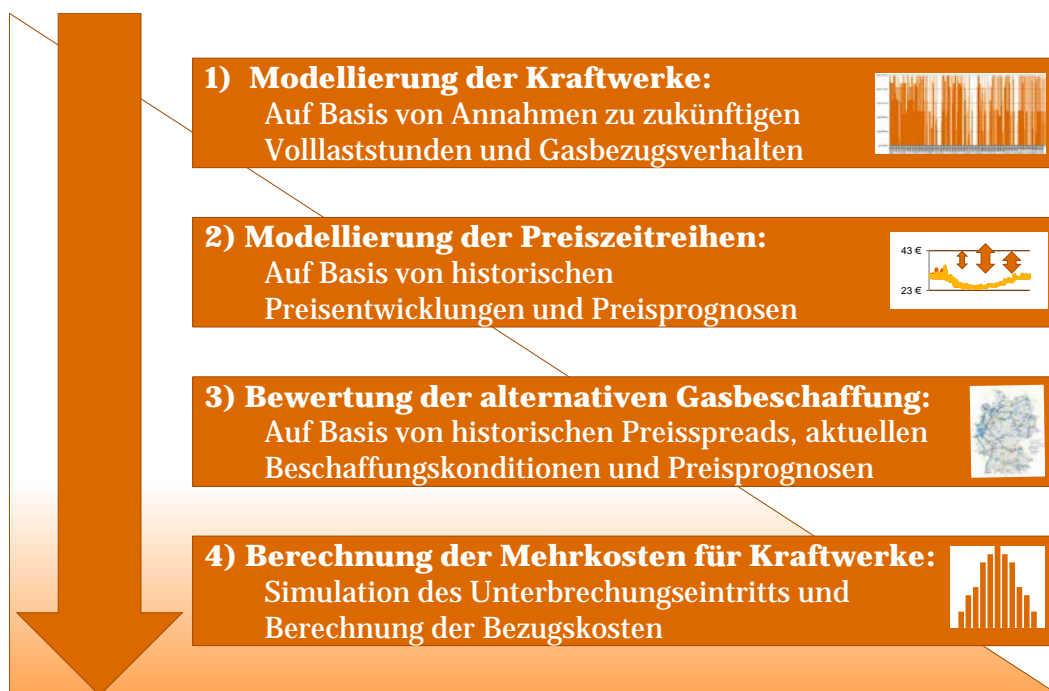
## 5.2. Vorgehen

Für die vorliegende Analyse wurde ein Ansatz modelliert, der den derzeitigen Diskussionsstand zur Ausgestaltung und Anwendung des KWP berücksichtigt und sich bei den Prämissen am Netzentwicklungsplan Gas orientiert. Dafür wird die Bezugssituation der betrachteten Kraftwerke im Falle einer alternativen Zuordnung in den Kalenderjahren 2018 und 2023 monetär bewertet. Da die Entscheidung für die Stromproduktion als externer Faktor vorgegeben ist, fokussiert sich der durch PwC gewählte Ansatz insbesondere auf das erhöhte Brennstoffkostenniveau im Falle einer alternativen Zuordnung.

Für Neubauprojekte sowie systemrelevante Bestandskraftwerke wurde in einem ersten Schritt das Gasbezugsverhalten für die Jahre 2018 und 2023 simuliert. Neben dem Gasbezugsverhalten wird das jeweilige Preisniveau in den verschiedenen Fällen benötigt. Als Grundlage für die Bewertung wurden Spotmarktpreiszeitreihen auf Tagesbasis erstellt (siehe 3. Kapitel). Anschließend wurden prozentuale Bezugskostenaufschläge entwickelt, die das erhöhte Bezugspreisniveau der Gaskraftwerke beim Beziehen über den zugeordneten Entry gegenüber dem angestammten VHP abbilden. Zum einem -insbesondere im Fall von Grenzübergangspunkten oder Marktgebietsübergangspunkten- wird für die Simulation der Aufschläge auf beobachtete Spreads zwischen alternativem Gasmarkt und angestammtem VHP abgestellt. Zum anderen wurde -insbesondere bei der Zuordnung zu Speichern- auf ein Modell zurückgegriffen, das eine Bewertung der entgangenen Nutzungsmöglichkeiten der Speicherdienstleistungen im Fall des KWP ermöglicht. Zusätzlich fallen im Vergleich zum Bezug am angestammten VHP Kosten für die Entry- und Exit-Kapazitäten am alternativen Zuordnungspunkt des Kraftwerkes an. Mithilfe der für jedes Gaskraftwerk ermittelten Gasbezugsmenge und Annahmen zu den Preisniveaus an den relevanten Gasmärkten erfolgte eine Bewertung der alternativen Bezugsmöglichkeiten.

Im nächsten Schritt wurden mit einer angenommenen 1%/3%/5%-Wahrscheinlichkeit zufällig verteilte Tage für die Jahre 2018 und 2023 ausgewählt, an denen der Zugang zum eigentlichen VHP unterbrochen wird und eine alternative Zuordnung bewertet wird. Die Kalkulation der erhöhten Gasbezugskosten, die aus der Summe der Bezugskostenaufschläge und der Kosten für die Entry- und Exit-Kapazitäten am alternativen Zuordnungspunkt bestehen, wurde mit Hilfe einer Monte-Carlo Simulation für unterschiedliche Temperaturszenarien an den Unterbrechungstagen durchgeführt.

Abschließend wurden die aus der Monte-Carlo Simulation ermittelten Werte für das Kalt-, Mittel- und Warmjahr zusammengeführt und die Ergebnisse ausgewertet. Das zusammengefasste Vorgehen ist schematisch in Abbildung 13 dargestellt.



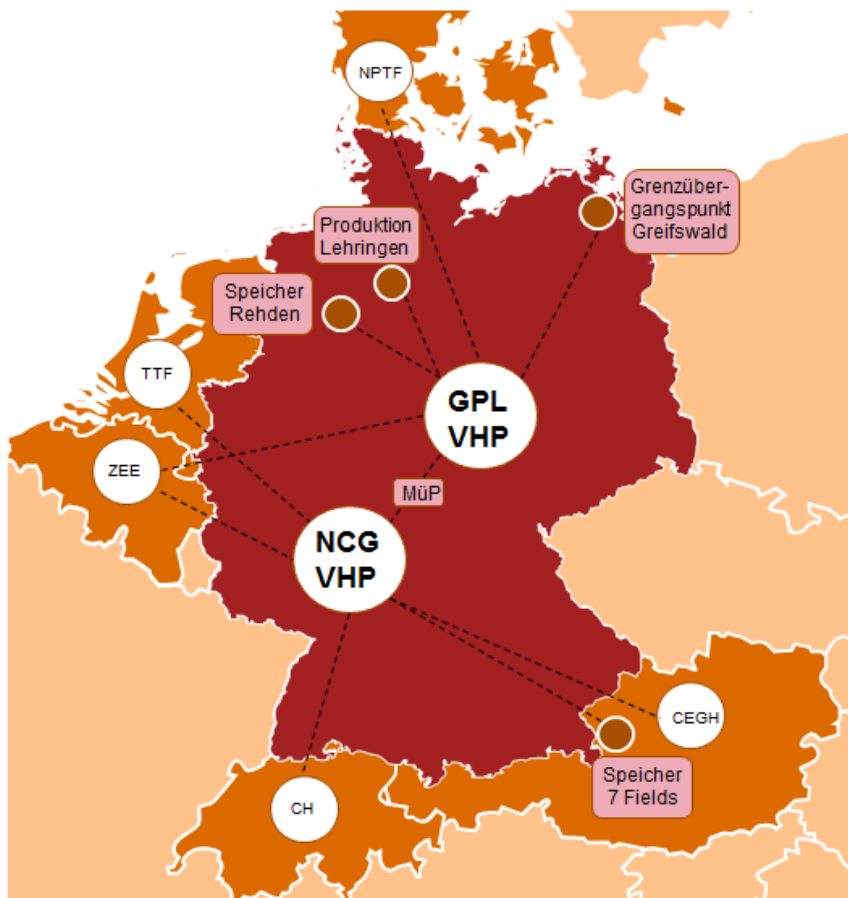
**Abbildung 13: Vorgehen Bewertung KWP**

### 5.3. Beschreibung Modell

#### 5.3.1. Grundmodell

Das Gasbezugsverhalten der Gaskraftwerke für die Jahre 2018 und 2023 wird mithilfe der Annahme zur Anzahl der Volllaststunden sowie der im Netzentwicklungsplan hinterlegten Gasanschlusskapazitäten<sup>18</sup> der betrachteten Kraftwerke simuliert. Die im Rahmen dessen angenommene Volllaststundenanzahl wird auf Basis der Jahreszahlen 2015, 2020 und 2025 aus den Energieszenarien 2011 für die Jahre 2018 und 2023 interpoliert. Anschließend wird der stundenscharfe Jahreslastgang auf Tagesbasis umgerechnet. Daraus resultiert für jedes Kraftwerk ein individueller Jahreslastgang auf Tagesbasis für die Jahre 2018 und 2023 in Abhängigkeit der jeweiligen Anschlusskapazität des Kraftwerkes. Im nächsten Schritt wird auf die Bezugssituation für das Kraftwerk im Falle einer alternativen Zuordnung abgestellt, wobei ein zweiteiliger Ansatz verfolgt wird. Entweder es wird dabei auf die Bezugssituation an Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten und Produktionsanlagen oder an Speichern abgestellt (siehe Abbildung 14).

<sup>18</sup> Die entsprechenden Informationen wurden durch die Fernleitungsnetzbetreiber bereitgestellt. Auf der Homepage zum Netzentwicklungsplan sind die Anschlusskapazitäten (el.) veröffentlicht.



**Abbildung 14: Alternative Zuordnungen der Kraftwerke**

Mit einer angenommenen 1%/3%/5%-Wahrscheinlichkeit werden Tage ausgewählt, an denen der Zugang zum eigentlichen VHP unterbrochen wird. An diesen Tagen müssen die Mehrkosten durch das Beziehen am alternativen (potentiell teureren) Handelsplatz sowie die Transportkosten bezahlt werden. Die Unterbrechungswahrscheinlichkeit bezieht sich jeweils auf die Gesamtzahl der Tage im Jahr, unabhängig davon, ob das Kraftwerk am zufällig ermittelten Tag läuft oder stillsteht. Um die Anzahl an Ausreißern bzw. Extrema so gering wie möglich zu halten, wird das zugrunde liegende Unterbrechungsmodell (siehe Kapitel 4.3.3 und 5.3.4.) mithilfe einer Monte-Carlo Simulation für das Kalt-, Mittel- und Warmjahr jeweils 1.000mal durchlaufen und die Ergebnisse erst anschließend zusammengeführt.

Im Ergebnis werden die zusätzlichen Kosten beim Eintreten des KWP und dem damit verbundenen Bezug am alternativen Entry im Vergleich zu den Bezugskosten am angestammten VHP ermittelt. Ist ein Kraftwerk mehreren Entries zugeordnet, wird nur auf die kostengünstigere Alternative abgestellt. Aus diesen für die 20 Kraftwerke günstigsten Alternativen wird abschließend die Summe über die Minima, die 25%-Quantile, die Mittelwerte, die 75%-Quantile und die Maxima gebildet und grafisch aufbereitet. Das Ergebnis stellt die zusätzlichen Kosten des KWP für alle systemrelevanten und neugebauten Kraftwerke für die Jahre 2018 und 2023 dar.



### *5.3.2. Bewertungsansatz an Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten und Produktionsanlagen*

Für die Bewertung an Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten und Produktionsanlagen wurde ein Verfahren entwickelt, mit dessen Hilfe die zu erwartenden höheren Gasbezugskosten im Falle einer alternativen Zuordnung analysiert werden. Ausgangspunkt dafür sind die auf Tagesbasis modellierten Spotmarktpreiszeitreihen (siehe 3. Kapitel), die das Preisniveau auf dem angestammten VHP abbilden. Auf dieser Basis wurden prozentuale Bezugskostenaufschläge errechnet, die den Brennstoffbezug der Kraftwerke beim Beziehen über den zugeordneten Entry gegenüber dem angestammten VHP verteuern. Die prozentuale Verteuerung variiert in Abhängigkeit des Zuordnungspunktes und des damit zugeordneten Großhandelsmarktes. Die prozentualen Bezugskostenaufschläge selbst setzen sich wiederum aus zwei Teilen zusammen. Einerseits werden diejenigen Preiszeitreihen zugrunde gelegt, bei denen eine direkte Verbindung zur NCG- bzw. GPL-Preiszeitreihe besteht. Andererseits werden die kurzfristige Bereitstellung des Gases und die vom Händler zur Verfügung gestellte hohe Flexibilität gesondert vergütet.

Auf Basis der Marktsituation des Jahres 2012 werden die Preisspreads zwischen verschiedenen Märkten ermittelt, welche zwischen 3% und 33% liegen. Dabei werden nur diejenigen Tage betrachtet, an denen der alternative Handelsplatz teurer als der angestammte VHP ist. Ein solches Szenario wird im Konsultationsentwurf zum Netzentwicklungsplan 2013 exemplarisch angeführt. Im dargestellten Beispiel reicht der Lastfluss an dem für die Netzstabilität wichtigen Grenzübergangspunkt nicht aus, um in dieser Situation eine zusätzliche strömungstechnisch ungünstige Belieferung des Kraftwerkes sicherzustellen. In einem solchen Fall wird das Kraftwerk dem Grenzübergangspunkt zugeordnet, da dieser Zugang sichergestellt werden kann. Aus einer Analyse der strömungstechnischen Gegebenheiten lassen sich allgemeine Rückschlüsse auf mögliche Marktsituationen ziehen. So können derartige Gegebenheiten beispielsweise dann auftreten, wenn aufgrund niedrigerer Spotmarktpreise auf den ausländischen Gasmärkten ein strömungstechnisch ungünstiges Gasflussszenario eintritt. Zusätzlich zu den historischen Spreads wird ein Aufschlag für die kurzfristige Bereitstellung des Gases und die vom Händler zur Verfügung gestellte hohe Flexibilität hinzugefügt. Dieser orientiert sich dabei unter anderem an der derzeit beobachtbaren Liquidität der Märkte. Zwar sind generell auch Situationen denkbar, in denen im Falle einer alternativen Zuordnung der Spotmarkt im ausländischen Gasmarkt niedrigere Preisnotierungen aufweist. Eine Berücksichtigung solcher Situationen würde aber tendenziell zu einer Unterbewertung der Kosten führen und wurde deswegen im verfolgten Bewertungsansatz nicht berücksichtigt.

Da mehrere Kraftwerke dem gleichen alternativen Entry zugeordnet sein können, ist die Bildung von Clustern möglich, in denen der Gasbezug zu einem alternativen Gasmarkt zusammengefasst wird (siehe Tabelle 5). Für dieses Cluster ergibt sich der gesamte tägliche Gasbezug aus den individuellen Gasbezügen der zugeordneten Kraftwerke. Dieser aggregierte Gasbezug wird mithilfe der zufällig ausgewählten Tage im 1%/3%/5%-Szenario mit den erhöhten Gasbezugskosten bewertet. Dieser Wert stellt den ersten Teil der zusätzlichen Kosten beim Eintreten des KWP dar. Zusätzlich fallen -im Vergleich zum Bezug am angestammten VHP- Kosten für die Entry- und Exit-Kapazitäten am alternativen Zuordnungspunkt des Gaskraftwerkes an. Zur Ermittlung der zusätz-

lichen Kosten für Entry- und Exit-Kapazitäten am alternativen Zuordnungspunkt eines Kraftwerkes wurden die aktuellen tagesscharfen Kosten für Entry- und Exit-Kapazitäten an Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten und Produktionsanlagen ermittelt, die vom heutigen Preisniveau für feste Kapazitätsprodukte mithilfe der für die Energieszenarien 2011 zugrunde gelegten Zinsniveaus abgeleitet wurden. Anschließend wird die Summe der Transportkosten für das jeweilige Cluster gebildet. Zur Bestimmung der Kosten beim Eintreten des KWP-Falles wird die Höhe des aggregierten Gasbezuges multipliziert mit der Summe der Kosten für Entry- und Exit-Kapazitäten. Das Ergebnis dessen kann, da das Kraftwerk aufgrund der modellierten Lastgänge beim Eintreten des KWP-Falles nicht laufen muss, gleich null sein. Anschließend wird die Summe über die Tage an denen der KWP-Fall eingetreten ist in Abhängigkeit der 1%/3%/5%-Szenarien ermittelt. Dieser Wert stellt den zweiten Teil der zusätzlichen Kosten beim Eintritt des KWP-Falles dar. Zusammenfassend stellt sich folgendes Bild dar: Im Fall der alternativen Zuordnung treffen den Kraftwerksbetreiber erhöhte Kosten durch den verteuerten Gasbezug und durch die notwendige Buchung von festen Kapazitäten am alternativen Entry. Kostensenkend könnten die im Vergleich zum Status Quo geringeren Kosten am Kraftwerksflansch für den Anschluss mit dem KWP wirken. Aufgrund des konservativen Ansatzes werden die möglichen kostensenkenden Punkte nicht berücksichtigt.

<b>Neubaukraftwerke</b>	<b>Alternative Zuordnung</b>
Knapsack II	Eynatten
KW Braunschweig	Lehringen
CCPP Haiming OMV	Überackern, Speicher 7-Fields/ Haidach
Düsseldorf Lausward GuDF	Eynatten (2023)
Düsseldorf Lausward GuDF	Elten/ Zevenaar (2018)
HKW Flensburg	Greifswald/ Ellund
GuD Duisburg-Wanheim	Oude Statenzijl/ Eynatten
Leverkusen	Eynatten
Bocholt Power 1	Entries im TG Netz
Gas HKW Hasselfelde Phasen 1/2	Greifswald/ Ellund
Trianel Kraftwerk Krefeld	Eynatten
GuD Kraftwerk Lubmin	Speicher Rehden/ Greifswald
Stuttgart	Wallbach/ Lampertheim IV
Wedel	Greifswald
GuD Weisweiler GT, DT	Bocholtz/ TG
Sindelfingen	Wallbach
KW VW	Lehringen
<b>Systemrelevante Bestandskraftwerke</b>	
Karlsruhe DKW RDK 4S	Wallbach

Landesbergen (nach Umstellung auf H-Gas)	Greifswald
Franken I1 , Franken I2	Oberkappel
Irsching IV	Burghausen/ Oberkappel

**Tabelle 5: Alternative Zuordnungen der Neubau-/systemrelevanten Kraftwerke**

### 5.3.3. Bewertungsansatz an Speichern

Für die Bewertung an Speichern wird als Basis ein Speichermodell eingesetzt, das auf dem Bewertungsansatz beim TaK-Produkt aufbaut. Die zusätzlichen Kosten im Vergleich zum Bezug vom angestammten VHP bestehen wiederum aus zwei Teilen. Jedoch unterscheidet sich das Vorgehen deutlich von dem Bewertungsansatz an Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten und Produktionsanlagen. Grundsätzlich wird aufgrund der technischen Parameter der Speicher und der Gasanschlusskapazitäten der Kraftwerke keine Änderung des Geschäftsmodelles der Speicherbetreiber erwartet. Die durch das KWP hervorgerufene erhöhte Nachfrage nach Gasmengen aus dem Speicher wird durch die am Speicher tätigen Händler risikoneutral bewertet. Zusätzlich zur Verfügungstellung der Gasmengen werden die Netzentgelte am Speicher-Entry/-Exit im vorliegenden Modell vollständig an die Kraftwerksbetreiber weitergereicht, da aufgrund der Modellannahmen von einem Verkäufermarkt auszugehen ist. Da er einer Entry-Zone zugeordnet ist, kann der Kraftwerksbetreiber im Falle einer Zuordnung zu Speichern zwischen verschiedenen Beschaffungsmöglichkeiten im Falle der alternativen Zuordnung wählen. Jedoch ist die Zuordnung zu Speichern in beiden Fällen die günstigere Alternative.

Im eingesetzten Speichermodell werden analog zum Bewertungsansatz beim TaK-Produkt die saisonal- und handelsorientierte Fahrweise aus Tenor 4, die zu 67,9% bzw. 32,1% einfließen, unterstellt. Die Bewertung erfolgt an Unterbrechungstagen, die ebenfalls zufällig generiert werden. Im Falle einer Unterbrechung wird der Gasbezug des Kraftwerkes durch Ausspeicherungen am jeweiligen Speicher gesichert. In Höhe dieses Gasbezuges werden entgangene Geschäfte des Gashändlers am Speicher bewertet. Die Bewertung erfolgt dabei durch die Bildung eines gleichgewichteten Mittelwertes verschiedener Szenarien bei unterschiedlichem Speichernutzungsverhalten. Anschließend werden wiederum Kalt-, Mittel- und Warmjahr zusammengefügt und aggregiert bei der Bewertung betrachtet. Dieser Wert stellt den ersten Teil der zusätzlichen Kosten dar. Es ist dabei möglich, dass der Bezug des Gaskraftwerkes am Tag einer alternativen Zuordnung gleich null ist und damit keine zusätzlichen Kosten anfallen.

Der zweite Teil der zusätzlich anfallenden Kosten im KWP-Fall ergibt sich aus den aufsummierten Netzentgelten am Speicherflansch. Diese werden vom heutigen Preisniveau mithilfe des Zinsniveaus aus den Energieszenarien 2011 in die Jahre 2018 und 2023 übertragen und dort mit den Gasmengen multipliziert, die in den verschiedenen Szenarien am Speicher durch die Kraftwerksbetreiber abgenommen werden.

#### 5.3.4. Unterbrechungsmodell

Das eingesetzte Unterbrechungsmodell folgt demjenigen aus Kapitel 4.3.3. Deswegen sei an dieser Stelle auf die bereits dort erfolgten Ausführungen verwiesen.

#### 5.3.5. Weitere Einflussfaktoren

Um die Konsistenz zum Netzentwicklungsplan zu gewährleisten, wird bei zentralen Annahmen auf den Szenariorahmen 2013 und teilweise auf die Energieszenarien 2011 zurückgegriffen, da diese ebenfalls Grundlagendokumente für den Netzentwicklungsplan bilden. Insbesondere wird bei der Modellierung des Großhandelspreisniveaus in den Betrachtungsjahren sowie bei der Quantifizierung des Gasbezuges auf die genannten Quellen zurückgegriffen.

Die Annahmen bezüglich der Volllaststunden der betroffenen Gaskraftwerke entsprechen in der Größenordnung den Angaben der Energieszenarien, wobei eine Interpolation der den Jahren 2015, 2020 und 2025 zugeordneten Volllaststunden vorgenommen wurde. Auf Basis der interpolierten Volllaststunden (Annahme von 3314 Volllaststunden im Jahr 2018, 2913 Volllaststunden im Jahr 2023) wurden exemplarische Lastgänge von GuD-Kraftwerken auf die entsprechende Volllaststundenanzahl skaliert. Auf eine explizite Modellierung der Umstellung einzelner Gaskraftwerke von derzeit L- auf zukünftig H-Gas wurde unterdes verzichtet. Dieser Entscheidung liegt die Annahme zugrunde, dass in den betrachteten Zeiträumen das Konvertierungsentgelt vollständig abgeschmolzen wurde.

Ferner werden aufgrund der konservativen Bewertungslogik keine Veränderungen des Gesetzesrahmens angenommen. Dies gilt gleichermaßen für die Weiterentwicklung des Gesetzesrahmens auf internationaler und europäischer Ebene.

Kosten im Zusammenhang mit dem erhöhten administrativen und personellen Aufwand für ein KWP wurden aufgrund der hohen Unsicherheit den Zeitraum von 5 bzw. 10 Jahren betreffend und dem als gering eingeschätzten Anteil vernachlässigt.

### 5.4. Ergebnisse

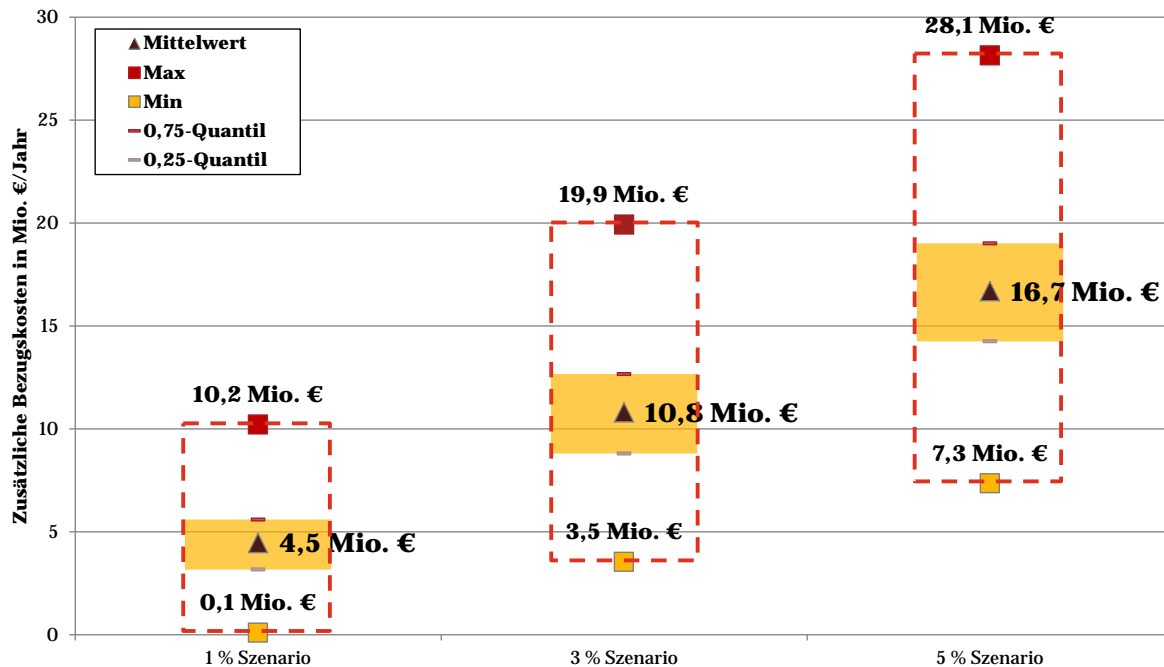
Aufgrund der im Konsultationsdokument dargestellten tatsächlichen Unterbrechungen von unterbrechbaren Kapazitäten ist eine Ergebnisdarstellung des Anstiegs der Bezugskosten anhand der Unterbrechungswahrscheinlichkeit zielführend, um eine Bandbreite von realistischen Ergebnissen zu erhalten.

So sind im **Jahr 2018 zusätzliche Bezugskosten unter Berücksichtigung der Prämissen von durchschnittlich**

- **4,5 Mio. € im 1%-Unterbrechungsszenario**
- **10,8 Mio. € im 3%-Unterbrechungsszenario**
- **16,7 Mio. € im 5%-Unterbrechungsszenario**

zu erwarten.

Dabei liegen die Maxima der drei Szenarien im Jahr 2018 zwischen 10,2 und 28,1 Mio. € (siehe Abbildung 15).



**Abbildung 15: Kosten des KWP je Unterbrechungswahrscheinlichkeit im Jahr 2018**

Würde der Kraftwerksbetreiber im Jahr 2018 jeweils vom teureren alternativen Entry beziehen, betrüge der entgangene Nutzen 5,2 Mio. € bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 1% im Mittel (im 3 %-Fall 12,7 Mio. € und im 5 %-Fall 19,8 Mio. €).

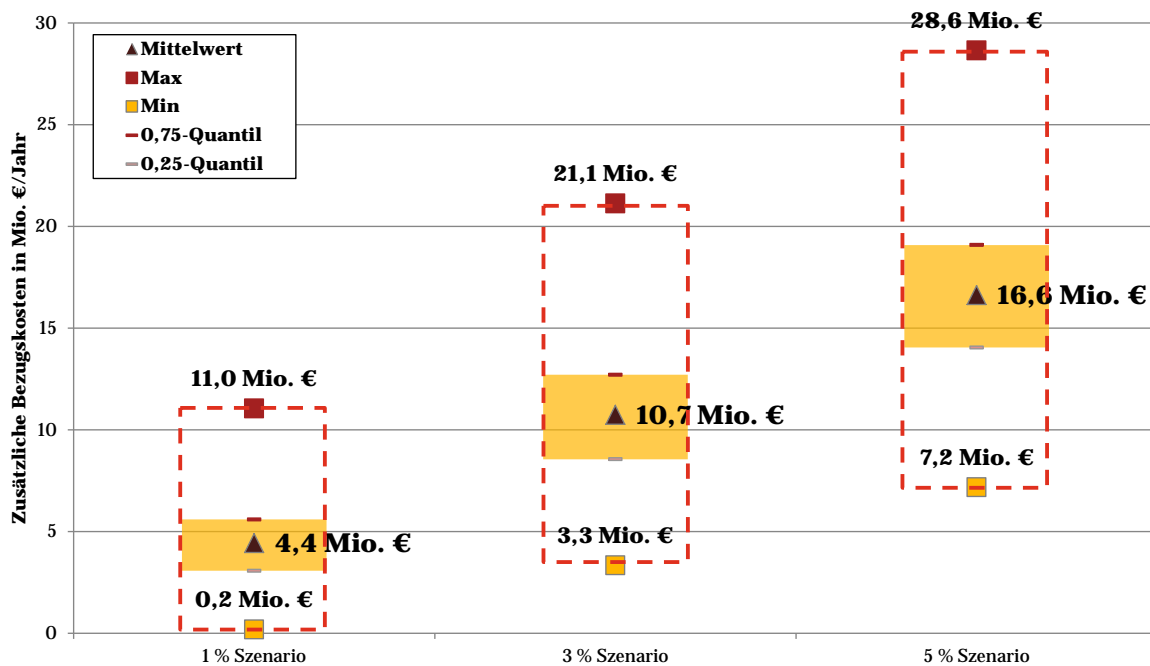
Vergleicht man den verteuerten Bezug mit den von den FNB ermittelten eingesparten Kosten des Netzausbaus (Szenario IIc im Vergleich zu Szenario IIa des Netzentwicklungsplans) bei Anwendung des KWP i.H.v. 184,8 Mio. €/Jahr, führt die Analyse zu dem Ergebnis, dass eine Einführung des KWP mit Referenz auf das Jahr 2018 volkswirtschaftlich vorteilhaft ist.

**Im Jahr 2023 sind zusätzliche Bezugskosten unter Berücksichtigung der Prämissen von durchschnittlich**

- **4,4 Mio. € im 1%-Unterbrechungsszenario**
- **10,7 Mio. € im 3%-Unterbrechungsszenario**
- **16,6 Mio. € im 5%-Unterbrechungsszenario**

zu erwarten.

Im **Maximum** erreicht der entgangene Nutzen einen Wert von **28,6 Mio. € im Jahr 2023 bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 5%** (siehe Abbildung 10).



**Abbildung 16: Kosten des KWP je Unterbrechungswahrscheinlichkeit im Jahr 2023**

Würde der Kraftwerksbetreiber im Jahr 2023 jeweils vom teureren alternativen Entry beziehen, betrüge der entgangene Nutzen 5,1 Mio. € bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 1% im Mittel (im 3 %-Fall 12,6 Mio. € und im 5 %-Fall 19,7 Mio. €).

Aufgrund der durchschnittlichen Betrachtung der kalkulatorischen Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber, bezogen auf die Differenz der Modellierungsvarianten IIa und IIc, sind im Jahr 2023 ebenfalls anzunehmende Investitionskosten in Höhe von 184,8 Mio. € den teureren Bezugskosten gegenüber zu stellen.

Folglich ist auch mit Referenz auf das **Jahr 2023 eine Einführung des KWP aufgrund des geringeren entgangenen Anstiegs der Bezugskosten im Vergleich zu den zusätzlichen Ausbaurkosten**, welche durch FZK entstehen würden, unter Berücksichtigung des Modells und seiner Prämissen **volkswirtschaftlich vorteilhaft**.

Um eine Vergleichbarkeit zwischen Tenor 4, 5 und 2 zu ermöglichen, sind die Ergebnisse zusätzlich in Tabelle 6 bezogen auf die Anschlussleistung in Höhe von 24,5 GW dargestellt.

<b>Unterbrechungs- wahrscheinlichkeit</b>	<b>Zusätzliche Be- zugskosten 2018 in Mio. €/GWh/h</b>	<b>Zusätzliche Bezugs- kosten 2023 in Mio. €/GWh/h</b>	<b>Zusätzliche Anschluss- leistung</b>
1%	0,18	0,18	24,5 GW
3%	0,44	0,44	
5%	0,68	0,68	

***Tabelle 6: Spezifische Darstellung der Ergebnisse für Tenor 5 in €/GWh/h***

## 6. Tenor 2

Die nachfolgenden Ausführungen betrachten entsprechend der Anforderung der BNetzA die Kosten verschiedener kapazitätsreduzierender Maßnahmen im Verteilnetz. Dies erfolgt in dem Wissen, dass gesetzliche und/oder regulatorische Rahmenbedingungen vielfach nicht bestehen, um die kapazitätsmindernden Instrumente im Verteilnetz effektiv nutzen zu können.

### 6.1. Priorisierung der Maßnahmen

Im Verteilnetz stehen verschiedene Instrumente zur Verfügung, um den Kapazitätsbedarf beim vorgelagerten (Fernleitung-)Netzbetreiber zu reduzieren. Zur Erhebung des vorhandenen Potentials haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Datenerhebung bei ihren nachgelagerten Verteilnetzbetreibern durchgeführt, die nach insgesamt zehn Instrumenten differenziert:

- Untergrundspeicher
- Leitungsnetz
- Um-/Abschaltverträge
- Kugelspeicher
- Röhrenspeicher
- Flüssiggas / Luftzumischung
- Scheibengasbehälter
- Biogaseinspeisung
- BHKW
- LNG

Die aggregierten Ergebnisse der Datenerhebung werden in Tabelle 32 auf Seite 91 der Konsultationsfassung des Netzentwicklungsplans Gas 2013 dargestellt. Obwohl eine signifikante Anzahl der nachgelagerten Netzbetreiber nicht auf die Marktabfrage reagiert hat, stellt diese Erhebung gegenwärtig den aktuellen Überblick über die vorhandenen kapazitätsreduzierenden Maßnahmen dar. Dabei zeigt sich, dass vom ursprünglich vorhandenen Potential gemessen an der Kapazität im Sinne einer maximalen Ausspeicherleistung im Jahr 2013 nur 26,3% in der internen Bestellung für das Jahr 2013 berücksichtigt wurden. Das sind 15,5% weniger als im Jahr 2012, in dem vom ursprünglich vorhandenen Potential immerhin noch 31,1% genutzt worden sind (siehe Tabelle 7).



Kapazitätsminderndes Instrument	Ursprünglich vorhandenes Potenzial (MWh/h)	davon 2012 in der internen Bestellung kapazitätsvermeidend angesetzt (MWh/h)	davon 2013 in der internen Bestellung kapazitätsvermeidend angesetzt (MWh/h)	Änderung 2012 auf 2013	Änderung ursprünglich auf 2013
<b>Untergrundspeicher</b>	14.371	3.311	2.711	<b>-18,1%</b>	-81,1%
Leitungsnetz	3.462	2.045	2.047	0,1%	-40,9%
<b>Um-/Abschaltverträge</b>	2.095	290	260	<b>-10,3%</b>	-87,6%
<b>Kugelspeicher</b>	872	588	498	<b>-15,3%</b>	-42,9%
<b>Röhrenspeicher</b>	736	432	232	<b>-46,3%</b>	-68,5%
...	...	...	...		
Summe	<b>21.916</b>	<b>6.820</b>	<b>5.764</b>	<b>-15,5%</b>	<b>-73,7%</b>

**Tabelle 7: Kapazitätsmindernde Instrumente**

Zur Abschätzung der mit den verschiedenen Instrumenten verbundenen Kosten sind zunächst diejenigen zu identifizieren, die eine besonders hohe Relevanz für eine Kapazitätsminderung bzw. -vermeidung haben. Beim ursprünglich vorhandenen Potential gemessen an der Kapazität im Sinne einer maximalen Ausspeicherleistung sind Untergrundspeicher, das Leitungsnetz sowie Um-/Abschaltverträge die bedeutsamsten Instrumente. Mit Abstand folgen Kugel- und Röhrenspeicher. Bei Untergrund-, Kugel- und Röhrenspeichern sowie bei Um-/Abschaltverträgen zeigt sich, dass diese im Rahmen der internen Bestellung für das Jahr 2013 erheblich weniger kapazitätsmindernd eingesetzt werden als noch im Jahr 2012, sodass für diese im Sinne der Anforderung der BNetzA eine Kostenabschätzung durchgeführt wird.

Marginal stärker als im Vorjahr findet nach der Datenerhebung das Leitungsnetz bei der internen Bestellung für das Jahr 2013 Berücksichtigung. Im Sinne der Anforderungen der BNetzA handelt es sich damit nicht um ein kapazitätsminderndes Instrument, das näher zu betrachten ist. Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass das Leitungsnetz bzw. der über das Leitungsnetz zur Verfügung stehende Netzpuffer von Verteilnetzbetreibern grundsätzlich zur Minimierung der stündlichen Einspeiseleistung einzusetzen ist (vgl. § 14 Ziffer 1 KoV V). Die für den Netzpuffer anfallenden Kosten des Netzbetreibers werden über die Erlösobergrenze refinanziert; inwieweit hierbei eine vollständige Kostendeckung möglich ist, insbesondere ob eine ausreichende Berücksichtigung der gaswirtschaftlichen Leistung im Rahmen des Effizienzvergleichs erfolgt, ist jedoch umstritten.

Nachfolgend erfolgt für die als besonders bedeutsam identifizierten kapazitätsmindernden Instrumente eine Abschätzung der Kosten, zunächst für Untergrundspeicher, gefolgt von Kugel- und Röhrenspeichern und abschließend für Um-/Abschaltverträge. Dabei liegt der Fokus auf den Kosten, die bei der Nutzung der bereits vorhandenen kapazitätsmindernden Instrumente entstehen.

## 6.2. Kostenabschätzung

### 6.2.1. Untergrundspeicher

Untergrundspeicher können sich grundsätzlich entweder im Fernleitungs- oder im Verteilnetz befinden. Die Zahl der Untergrundspeicher im Verteilnetz ist jedoch gering und bietet daher keine ausreichende Datenbasis für eine solide Kostenabschätzung. Aus diesem Grund sind bei der Kostenabschätzung für Untergrundspeicher auch solche Speicher berücksichtigt worden, die ausschließlich an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind. Dieses Vorgehen unterliegt der Annahme, dass Untergrundspeicher im Fernleitungsnetz in der Regel die gleichen Kosten aufweisen wie Untergrundspeicher im Verteilnetz.

Die von den Speicherbetreibern aktuell veröffentlichten Entgelte für Speicherprodukte bilden den Ausgangspunkt für die Abschätzung der Kosten der zugrunde liegenden Speicher. Diese veröffentlichten Entgelte sind nach Informationen von PwC bisher überwiegend kostenorientiert nach einem "Cost-Plus"-Ansatz von den Speicherbetreibern hergeleitet worden. D.h. die Kosten für den Bau und Betrieb des Speichers wurden zzgl. einer intern definierten Gewinnerwartung auf das verfügbare Arbeitsgasvolumen umgelegt. Aktuelle Ergebnisse aus Auktionen für Speicherkapazitäten wurden hingegen nicht berücksichtigt, da sich diese Preise unmittelbar am Markt bilden und somit nicht einem "Cost-Plus"-ähnlichen Ansatz folgen. Daher würden diese Preise wahrscheinlich nicht die Kosten für den Bau und Betrieb eines Speichers widerspiegeln, sondern den aktuell niedrigeren Marktwert aufzeigen.

Bei der Berechnung der Speicherentgelte wurden auch zusätzliche Kostenkomponenten wie etwa Systemdienstleistungen (fixe Kosten bei Speicherbuchung unabhängig von der gebuchten Menge) und variable Kosten (bei der Ein- und Ausspeicherung entstehende Energiekosten) berücksichtigt.

Zur Berechnung des Einflusses der Systemdienstleistungen auf das spezifische Entgelt wurde ein Buchungsumfang von 10.000.000 m<sup>3</sup> angenommen. Die variablen Kosten wurden unter der Annahme berücksichtigt, dass der Speicher im Laufe eines Speicherjahres einmal vollständig befüllt und anschließend vollständig geleert wird. Netzentgelte fanden keine Berücksichtigung.

Neben den Investitions- und Betriebskosten entstehen Kosten durch die Vorhaltung des Gases. Die Vorhaltungskosten ergeben sich aus dem Einkaufspreis des Gases und der Verzinsung des durch den Gaseinkauf gebundenen Kapitals. Gegenzurechnen sind die Erlöse aus dem Verkauf des eingespeicherten Gases. Dabei zeigt sich, dass der Spread zwischen dem Sommer(einkaufs)preis und dem Winter(verkaufs)preis die Vorhaltungskosten nebst Verzinsung zumindest kompensiert. Daher wurden diese Kosten nicht weiter betrachtet.

Die von den Speicherbetreibern angebotenen Speicherprodukte unterscheiden sich deutlich in ihrer Größe und ihren technischen Parametern (z.B. im Verhältnis von Ausspeicherleistung zu Arbeitsgasvolumen), welche auch einen wesentlichen Einfluss auf den Preis des Produktes bzw. die Kosten des Speichers haben.

Um den technischen Unterschieden der Speicher gerecht zu werden, wurden in einer ersten Berechnung die Kosten in Relation zur Ausspeicherdauer des jeweiligen Speichers gestellt. Die Ausspeicherdauer dient im Wesentlichen als Kennzahl für die Flexibilität des Speichers. Je geringer die Ausspeicherdauer ist, desto schneller und flexibler kann die Ausspeicherung des Gases pro Kubikmeter Arbeitsgasvolumen erfolgen.

Die Ausspeicherdauer ergibt sich aus der Zeit, die benötigt wird, um einen vollen Speicher bei durchgehender Nutzung der maximalen Ausspeicherleistung vollständig zu leeren. Hierbei ist zu beachten, dass einige Speicher aufgrund ihrer Kennlinien, d.h. zusätzlicher technischer Restriktionen, nicht durchgängig mit ihrer Maximalleistung genutzt werden können. Um die unterschiedlichen Größen der von den Speicherbetreibern angebotenen Produkte (Speicherbündel) zu berücksichtigen und auf eine vergleichbare Basis zu bringen, wurden die jährlichen spezifischen Kosten in €/MWh/h (Entgelt pro Einheit Ausspeicherleistung) verwendet. In einer zweiten Berechnung wurden die so ermittelten jährlichen spezifischen Kosten in €/MWh/h dem Arbeitsgasvolumen des jeweiligen Speicherstandortes gegenübergestellt.

In beiden Fällen wurden damit die spezifischen Kosten einer technischen Kenngröße des Speichers (Ausspeicherdauer bzw. Arbeitsgasvolumen) gegenübergestellt. Diese Daten wurden anschließend im Rahmen einer Regressionsanalyse genutzt, um die durchschnittlichen Kosten für die von den Verteilnetzbetreibern gemeldeten Speicher (d.h. verschiedene Ausspeicherdauern und verschiedene Arbeitsgasvolumina) abzuschätzen. Die Kombination dieser beiden Ansätze soll der Plausibilisierung der Ergebnisse dienen und vermeiden, dass Kosteneffekte, die durch die Größe des Speichers begründet sein könnten, Berücksichtigung finden.

Die Regressionsgleichungen folgen einer logarithmischen Funktion. Diese Art der Funktion wurde ausgewählt, da sie unter den relevanten zur Auswahl stehenden Funktionen die beste statistische Robustheit und den höchsten Erklärungsgehalt für die beiden betrachteten Auswertungen bot.

Die ermittelten Regressionen wurden anschließend zur Abschätzung der Kosten für die aus der Umfrage der Fernleitungsnetzbetreiber bekannten Speicher verwendet. Zu diesem Zweck wurden die jeweiligen technischen Parameter der Speicher (Ausspeicherdauer bzw. Arbeitsgasvolumen) in die ermittelten Regressionsgleichungen eingesetzt.

Der durchschnittliche Speicher verfügt über ein Arbeitsgasvolumen von 162 Mio. nm<sup>3</sup> und weist eine Ausspeicherdauer von 44 Tagen auf. Dabei ergeben sich jährliche Kosten für den durchschnittlichen Untergrundspeicher von 9,50 €/kWh/h/a oder 9,5 Mio. €/GW.

Durch die Anwendung der Regression auf die aus Umfrage der Fernleitungsnetzbetreiber bekannten Speicher ergeben sich Kosten in Höhe von 7,60 €/kWh/h/a oder 7,60 Mio. €/GW für den günstigsten Untergrundspeicher und Kosten in Höhe von 11,30 €/kWh/h/a oder 11,3 Mio. €/GW für den teuersten Untergrundspeicher der Stichprobe. Der günstigste Speicher verfügt über ein Arbeitsgasvolumen von 27 Mio. nm<sup>3</sup>, der teuerste über ein Arbeitsgasvolumen von 385 Mio. nm<sup>3</sup>. Die Ausspeicherdauer des günstigsten bzw. des teuersten Untergrundspeichers der Stichprobe beträgt 21 bzw. 112 Tage.

### 6.2.2. Kugel- und Röhrenspeicher

Zur Abschätzung der Kosten für den Betrieb von Kugel- und Röhrenspeichern<sup>19</sup> wurden die dazu notwendigen Daten direkt bei Netzbetreibern oder Energieversorgungsunternehmen, die einen Kugel- und/oder Röhrenspeicher betreiben, erhoben.

Im Mittelpunkt der Datenerhebung standen die technischen Charakteristika der Speicher sowie die Investitions- und Betriebskosten. Erhoben wurde dabei insbesondere das Arbeitsgasvolumen sowie die Ein- und Ausspeicherkapazität der vorhandenen Kugel- und Röhrenspeicher. Kostenseitig wurden die Investitionskosten und die operativen Kosten erfragt. Zu den erhobenen operativen Kosten zählen die Betriebskosten sowie die Reparatur- und Prüfkosten. Zur Erfassung der Investitionskosten wurden neben der Höhe der Investition auch das Anschaffungsjahr und die angesetzte Nutzungsdauer zur Ermittlung der Abschreibung erfragt.

Neben den technischen und kostenseitigen Aspekten des Speicherbetriebes wurden auch Fragen zur aktuellen Nutzung der vorhandenen Speicher und Fragen zur Zuordnung der Speicher innerhalb des jeweiligen Unternehmens gestellt. In Bezug auf die Zuordnung der Speicher ergab sich aus den Antworten kein einheitliches Bild. Die Speicher sind gleichverteilt dem Vertrieb oder dem Netzbereich zugeordnet. Ein einheitlicheres Bild ergab sich dagegen bei der Betrachtung der aktuellen Speichernutzung. Die meisten der befragten Unternehmen gaben an, dass die vorhandenen Speicher kaum, wenn dann lediglich zur Kappung extremer Verbrauchsspitzen, oder überhaupt nicht mehr genutzt werden.

Bei der Auswertung der technischen Charakteristika zeigt sich, dass es sich bei den durch diese Stichprobe erfassten Speichern in der Regel um kleinere Speicher handelt, die lediglich zur Kappung kurzfristig auftretender Spitzen eingesetzt werden können. Unter der Voraussetzung, dass die Speicher vollständig gefüllt sind und konstant die maximale Ausspeicherleistung erbringen, beträgt die durchschnittliche Ausspeicherdauer der erfassten Speicher in etwa 10 Stunden. Bei einem in der Stichprobe enthaltenen Speicher handelt es sich um einen Speicherverbund aus parallel geschalteten Kugelspeichern. Nimmt man diesen Speicher aus der Betrachtung heraus, reduziert sich die durchschnittliche Ausspeicherdauer um eine Stunde.

Errichtet wurden die Speicher i.d.R. in den 1960er Jahren. Das bedeutet, dass die in der Stichprobe erfassten Speicher inzwischen abgeschrieben sind. Daher erübrigt sich die Einbeziehung der Investitionskosten in die Abschätzung der Kosten, die durch den Betrieb der vorhandenen Speicher ent-

---

<sup>19</sup> Ein vor kurzem erschienener Artikel von Langer et. al. (2013) beschäftigt sich ebenfalls mit der Ermittlung von Kosten für den Betrieb von Kugel- und Röhrenspeichern. Die Kosten werden dort mit Hilfe einer Regressionsfunktion ermittelt.

stehen. Es verbleiben Kosten für den Betrieb sowie die anfallenden Reparaturen und Überprüfungen. Bei Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen, die die vorhandenen Speicher aktuell nicht nutzen, wurden die Kosten erhoben, die bei Nutzung des Speichers anfallen würden. Sind für den Betrieb des Speichers Regeleinrichtungen erforderlich, sind die dabei entstehenden Kosten ebenfalls in die Betrachtung mit eingeflossen. Dies war jedoch nicht bei allen erfassten Speichern der Fall. Die Prüfkosten entstehen in unterschiedlichen Intervallen, z.B. alle zwei Jahre für die Ultraschallprüfung und alle zwölf Jahre für die Gasdruckprüfung. Daher wurden die Prüfkosten anteilig auf ein Jahr umgerechnet. Netzentgelte wurden bei der Kostenabschätzung nicht berücksichtigt.

Durch die Aufsummierung der einzelnen Positionen ergeben sich die jährlichen Kosten, die für den Betrieb der Speicher entstehen. Das durch den Speicherbetrieb gebundene Kapital ist entsprechend der Vorgaben der GasNEV bzw. der BNetzA zu verzinsen. Die jährlich anfallenden Kosten nebst Verzinsung ergeben die Gesamtkosten für den Betrieb des vorhandenen Speichers.

Kapitalkosten für die Vorhaltung des Gases wurden entsprechend der Ausführungen bei Unterspeichern nicht betrachtet.

Um die Speicherkosten im Sinne dieser Abschätzung vergleichbar zu machen, wurden die ermittelten Gesamtkosten in Bezug zur jeweiligen Ausspeicherleistung des Speichers gesetzt (€/kWh/h/a). Dabei ergaben sich für diese Stichprobe insgesamt vergleichbare Kosten für den Betrieb von Kugel- und Röhrenspeichern, sodass die Kosten im Rahmen dieser Abschätzung für beide Speichertypen gemeinsam betrachtet werden können. Diese liegen aktuell bei durchschnittlich 0,55 €/kWh/h im Jahr bzw. 0,5 Mio. €/GW. Die Bandbreite liegt bei Kosten von 0,13 €/kWh/h bzw. 0,13 Mio. €/GW bis 1,03 €/kWh/h bzw. 1,03 Mio. €/GW. Der günstigste Speicher der Stichprobe ist einer der kleinsten Speicher in Bezug auf die Ausspeicherdauer, der teuerste ist einer der größten Speicher der Stichprobe.

Würden die Kapitalkosten für (noch nicht abgeschriebene) Speicher berücksichtigt, hätte dies einen kostentreibenden Effekt. Zur Berücksichtigung der Kapitalkosten wäre dann allerdings eine Unterscheidung zwischen Kugel- und Röhrenspeichern notwendig. Die Investitionen für die Errichtung eines Röhrenspeichers sind signifikant höher als die notwendige Investition für die Errichtung eines Kugelspeichers.

### ***6.2.3. Um- und Abschaltverträge***

Gasnetzkunden, die bereit sind, abschaltbare Netzanschlussverträge einzugehen, verfügen typischerweise über bivalente Anlagen zur Wärmeerzeugung. Dies geht mit Mehrkosten im Vergleich zu einer monovalenten Anlage einher. Diese Mehrkosten sind Gegenstand der angestellten Kostenabschätzung.

#### 6.2.4. Betrieb einer bivalenten Anlage

Für die Abschätzung der (Mehr-)Kosten, die durch den Betrieb einer bivalenten Anlage entstehen, sind insbesondere die Kosten für die Vorhaltung eines Alternativbrennstoffs, die höhere Investition und die erhöhten Wartungs- und Instandhaltungskosten heranzuziehen.

Die Datenerhebung bei Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen ergab, dass bivalente Anlagen typischerweise mit Heizöl betrieben werden.

Da der Fokus dieser Betrachtung auf der Nutzung der bereits vorhandenen kapazitätsmindernden Instrumente liegt, wird unterstellt, dass potentiell (wieder)nutzbare bivalente Anlagen bereits in der Vergangenheit errichtet wurden und daher keine Investitionen zu tätigen sind. Weiter wird unterstellt, dass die Anlagen bereits abgeschrieben sind. Die abzuschätzenden Kosten resultieren dann in erster Linie aus der Beschaffung und Vorhaltung des Alternativbrennstoffes.

Unter der Annahme, dass die im Vertrag vereinbarte abschaltbare Leistung pro Jahr in vollem Umfang vom Netzbetreiber abgerufen wird, erfolgt die Abschätzung der Kosten für den Betrieb einer bivalenten Anlage. Ganz entscheidend für die Kostenhöhe ist dabei die Annahme über die vereinbarte Abschaltdauer. Im Folgenden wird eine vereinbarte abschaltbare Leistung von 4000 kW und eine Abschaltdauer von 10 Tagen pro Jahr unterstellt. Diese Annahmen wurden auf der Grundlage der von der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg veröffentlichten abschaltbaren Verträge getroffen (siehe folgender Abschnitt).

Die Kosten ergeben sich im Wesentlichen aus der Beschaffung und Vorhaltung des zur Überbrückung der Abschaltung benötigten Heizöls. Die während der Abschaltung nicht entstehenden Gasbezugskosten sind kostenmindernd anzusetzen. Bei einem Heizwert von etwa 10 kWh/l und einem Verbraucherpreis für Industriekunden für leichtes Heizöl von 0,72 €/l<sup>20</sup>, dem ein Verbraucherpreis für Industriekunden für Erdgas von 3,6 Ct/kWh<sup>21</sup> gegenübersteht, ergeben sich Kosten in Höhe von 5,10 €/kW. In diesen Kosten ist die Verzinsung des durch die Vorhaltung des Heizöls gebundenen Kapitals entsprechend der Vorgaben der GasNEV bzw. der BNetzA bereits enthalten.<sup>22</sup>

Wie bereits erwähnt, hängen die durch die Abschaltung entstehenden Kosten maßgeblich von der angenommenen Abschaltdauer ab. Dies sollte bei der Interpretation der abgeschätzten Kosten be-

---

<sup>20</sup> Preis wurde den Energieszenarien 2011 entnommen. Vgl. Prognos/EWI/GWS (Hrsg.): Energieszenarien 2011, 2011, Basel/Köln/Osnabrück.

<sup>21</sup> Preis wurde den Energieszenarien 2011 entnommen. Vgl. Prognos/EWI/GWS (Hrsg.): Energieszenarien 2011, 2011, Basel/Köln/Osnabrück.

<sup>22</sup> Dabei wurde ein Mischzinssatz aus dem festgelegten Eigenkapitalzinssatz von 9,05% bei einer Eigenkapitalquote von 40% und einem Fremdkapitalzinssatz von 3,8% verwendet.

dacht werden. Erhöht sich die vereinbarte Abschaltdauer, erhöhen sich auch die Kosten signifikant. Wird in dem für die Berechnung zugrunde gelegten Szenario die Abschaltdauer auf 2 Wochen im Jahr erhöht, steigen die Kosten auf etwa 7,10 €/kW. Bei einer vereinbarten Abschaltdauer von 3 Wochen erhöhen sich die Kosten weiter auf 10,65 €/kW.

Weiter ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten, dass Investitionskosten bei der Kostenabschätzung nicht berücksichtigt wurden. Sind vor dem Abschluss eines abschaltbaren Vertrages Investitionen zur Errichtung oder Wiederinbetriebnahme zu tätigen, erhöht dies die Kosten je kW ebenfalls.

### *Vorgehen in Baden-Württemberg*

Die Landesregulierungsbehörde in Baden-Württemberg hat im Oktober 2012 nach vorangegangener Konsultation mit Rundschreiben 2012-09 Vorgaben für die Ausgestaltung von abschaltbaren Verträgen und der zu gewährenden Netzentgeltreduzierung erlassen.

Gasnetzbetreiber werden gebeten, aktiv zu sondieren, welche an ihre Netze angeschlossenen Kunden bereit sind, einen abschaltbaren Vertrag abzuschließen. Im Gegenzug für die Bereitschaft, einen abschaltbaren Vertrag einzugehen, gewährt der Netzbetreiber dem Kunden einen Nachlass auf den Leistungspreis. Die Höhe des Nachlasses richtet sich nach der vereinbarten Dauer der Abschaltung. Dazu gibt die Regulierungsbehörde eine Staffelung des Nachlasses von 40 % bei einer vereinbarten Abschaltdauer von bis zu 24 h/a bis zu einer Reduktion des Leistungspreises von 80 % bei einer vereinbarten Abschaltdauer von 240h/a oder mehr. Dabei muss der Kunde einen abschaltbaren Leistungsumfang von mindestens 250 kW bereitstellen.

Die Verträge sind der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen und werden nach Genehmigung auf der Internetseite der Behörde veröffentlicht.<sup>23</sup> Die Veröffentlichung umfasst dabei unter anderem den beantragenden Netzbetreiber, den vereinbarten abschaltbaren Leistungsumfang sowie den gewährten Rabatt auf den Leistungspreis.

Mit Hilfe dieser öffentlich zugänglichen Informationen und den veröffentlichten Preisblättern der beantragenden Netzbetreiber können die gewährten Nachlässe je kW abgeschätzt werden. Für die erste Variante der Abschätzung wird angenommen, dass der Kunden die vereinbarte abschaltbare Leistung der Jahreshöchstleistung des Kunden entspricht. Für die zweite Variante wird unterstellt, dass die vereinbarte abschaltbare Leistung 50% der Jahreshöchstleistung des Kunden entspricht.

---

<sup>23</sup> Zum Stand 12. März 2013 waren 24 Verträge veröffentlicht.

Diese Annahmen sind notwendig, da die Jahreshöchstleistung der jeweiligen Kunden nicht durch die Veröffentlichung bekannt ist.

Damit lässt sich der gewährte Rabatt für den jeweiligen Kunden berechnen. Der gewährte Rabatt wird in Bezug zur abschaltbaren Leistung gesetzt, um den gewährten Nachlass je kW zu erhalten. Dabei erhält man (unter Berücksichtigung beider angenommen Szenarien) eine Rabatt-Bandbreite von 2,67 €/kW bis 11 €/kW bzw. 2,67 Mio. €/GW bis 11 Mio. €/GW. Die Bandbreite wird aus der nachfolgenden Tabelle ersichtlich. Demzufolge bieten aus Kundensicht Nachlässe zwischen 2,67 €/kW und 11 €/kW einen ausreichenden Anreiz, um einen abschaltbaren Vertrag einzugehen. Der durchschnittlich gewährte Rabatt aus beiden Berechnungsszenarien beträgt 7,30 €/kW bzw. 7,3 Mio. €/GW.



Vertragsdaten		Szenario 1				Szenario 2			
Rabat- tierter Leis- tungs- umfang in [kW]	Re- dukti- on Leis- tungs- ent- gelt in [%]	Netz- ent- gelt in [€]	Redu- zie- rung in [€]	Zu zah- lendes Entgelt in [€]	Nach- lass je rabat- tierte kW in [€]	Netz- entgelt in [€]	Redu- zie- rung in [€]	Zu zah- lendes Ent- gelt in [€]	Nach- lass je rabat- tierte kW in [€]
<b>925</b>	80	12.081	9.664	2.416	<b>10,45</b>	24.161	9.664	14.497	<b>10,45</b>
<b>1.100</b>	80	14.366	11.493	2.873	<b>10,45</b>	28.732	11.493	17.239	<b>10,45</b>
<b>21.283</b>	80	115.161	92.129	23.032	<b>4,33</b>	207.423	82.969	124.454	<b>3,90</b>
<b>14.480</b>	80	85.110	68.088	17.022	<b>4,70</b>	148.591	59.437	89.155	<b>4,10</b>
<b>1.070</b>	80	13.072	10.458	2.614	<b>9,77</b>	22.197	8.879	13.318	<b>8,30</b>
<b>790</b>	80	10.180	8.144	2.036	<b>10,31</b>	17.731	7.092	10.638	<b>8,98</b>
<b>680</b>	80	8.961	7.168	1.792	<b>10,54</b>	15.804	6.322	9.482	<b>9,30</b>
<b>5.710</b>	80	43.772	35.017	8.754	<b>6,13</b>	71.272	28.509	42.763	<b>4,99</b>
<b>3.600</b>	80	31.975	25.580	6.395	<b>7,11</b>	51.329	20.532	30.797	<b>5,70</b>
<b>5.965</b>	80	45.097	36.078	9.019	<b>6,05</b>	73.602	29.441	44.161	<b>4,94</b>
<b>19.225</b>	80	106.134	84.907	21.227	<b>4,42</b>	189.655	75.862	113.793	<b>3,95</b>
<b>1.552</b>	80	17.492	13.993	3.498	<b>9,02</b>	28.873	11.549	17.324	<b>7,44</b>
<b>1.250</b>	80	14.796	11.837	2.959	<b>9,47</b>	24.812	9.925	14.887	<b>7,94</b>
<b>502</b>	80	6.872	5.498	1.374	<b>10,95</b>	12.415	4.966	7.449	<b>9,89</b>
<b>960</b>	80	11.969	9.575	2.394	<b>9,97</b>	20.508	8.203	12.305	<b>8,54</b>

<b>1.580</b>	80	17.731	14.185	3.546	<b>8,98</b>	29.232	11.693	17.539	<b>7,40</b>
<b>2.010</b>	40	21.682	8.673	13.009	<b>4,31</b>	38.986	7.797	31.189	<b>3,88</b>
<b>2.915</b>	80	28.270	22.616	5.654	<b>7,76</b>	44.263	17.705	26.558	<b>6,07</b>
<b>1.650</b>	80	18.585	14.868	3.717	<b>9,01</b>	32.003	12.801	19.202	<b>7,76</b>
<b>640</b>	80	8.801	7.041	1.760	<b>11,00</b>	15.303	6.121	9.182	<b>9,56</b>
<b>610</b>	80	6.990	5.592	1.398	<b>9,17</b>	12.393	4.957	7.436	<b>8,13</b>
<b>5.090</b>	50	34.433	17.216	1.398	<b>3,38</b>	54.445	13.611	40.834	<b>2,67</b>
<b>3.300</b>	50	25.728	12.864	12.864	<b>3,90</b>	40.868	10.217	30.651	<b>3,10</b>
<b>1.630</b>	50	20.845	10.422	10.422	<b>6,39</b>	36.092	9.023	27.069	<b>5,54</b>

**Tabelle 8: Gewährte Rabatte**

Die hier abgeleiteten Rabatte sind nicht mit den entstehenden Kosten des Anlagenbetreibers gleichzusetzen. Welche Kosten durch eine mögliche Abschaltung entstehen, wurde bei diesen Verträgen nicht erhoben. Es kann lediglich die Aussage getroffen werden, dass der Anreiz, der von den Rabatten ausgeht, für den jeweiligen Kunden ausreichend ist, um einen abschaltbaren Vertrag abzuschließen.

### 6.3. Ergebnisse

Auf der Grundlage von öffentlich zugänglichen Informationen, insbesondere der veröffentlichten Entgelte der Untergrundspeicherbetreiber in Deutschland und der in Baden-Württemberg zur Genehmigung stehenden abschaltbaren Verträge, und den durch die Datenerhebung bei Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen gewonnenen Informationen wurde eine Abschätzung der Kosten für ausgewählte kapazitätsmindernde Instrumente im Verteilnetz durchgeführt. Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen.

Die durchschnittlichen Kosten für den Betrieb eines aktuell vorhandenen Untergrundspeichers liegen bei 9,5 Mio. €/GW. Der Betrieb eines Kugel- oder Röhrenspeichers verursacht durchschnittlich Kosten von 0,5 Mio. €/GW. Die Nutzung des kapazitätsreduzierenden Instruments der abschaltbaren Verträge verursacht (in Abhängigkeit von der vereinbarten Abschaltdauer, hier 240 Stunden) Kosten von etwa 5 Mio. €/GW.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass die hier betrachteten Maßnahmen in ihrer kapazitätsreduzierenden Wirkungsmöglichkeit höchst unterschiedlich sind. Ein durchschnittlicher Untergrundspeicher der gezogenen Stichprobe verfügt über eine Ausspeicherdauer von 44 Tagen. Ein durchschnittlicher Kugel- und Röhrenspeicher ist dagegen innerhalb von 10 Stunden vollständig entleert.

Ziel dieser Betrachtung ist die Kostenabschätzung der kapazitätsreduzierenden Maßnahmen im Verteilnetz. Die dieser Kostengröße gegenüberstehenden vermiedenen (Netzausbau-)Kosten im Fernleitungsnetz sind nach Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber nicht belastbar zu bestimmen, da hierzu die Anzahl und Qualität der Rückmeldungen zu den kapazitätsreduzierenden Instrumenten durch die Verteilnetzbetreiber nicht ausreichend ist. Ein Vergleich der Netzausbaukosten gemäß Variante IIb mit anderen Varianten (insbesondere IIc) ist nicht möglich, da diese sich neben den kapazitätsreduzierenden Instrumenten noch in anderen Aspekten unterscheiden. Im Ergebnis ist damit zum gegenwärtigen Zeitpunkt eine allgemeine Aussage über die volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit des Einsatzes der kapazitätsmindernden Instrumente gegenüber einem Netzausbau nicht möglich.

## ***Abkürzungsverzeichnis***

°C	Grad Celsius
a	Jahr
AG	Aktiengesellschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur)
bzw.	beziehungsweise
CCPP	Combined Cycle Power Plant
CEGH	Central European Gas Hub
CH	Schweiz
Ct	Cent
d.h.	das heißt
DWD	Deutscher Wetterdienst
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität(en)
EG	Europäische Gemeinschaft
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
f./ff.	folgende/ fortfolgende
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Feste frei zuordenbare Kapazitäten
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GIE	Gas Infrastructure Europe
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung

GPL	GASPOOL
GuD	Gas und Dampf
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde(n)
h	Stunde(n)
H-Gas	high (calorific) gas
HKW	Heizkraftwerk
Hrsg.	Herausgeber
i.d.R.	in der Regel
i.H.v.	in Höhe von
i.V.m.	in Verbindung mit
ICE	Intercontinental Exchange
KoV	Kooperationsvereinbarung
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde(n)
KWP	Kraftwerksprodukt
l	Liter
L-Gas	low (calorific) gas
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssiggas)
Max	Maximum
Min	Minimum
Mio.	Millionen
MüP	Marktgebietsübergangspunkt
MWh	Megawattstunde(n)
NCG	NetConnect Germany

NEP	Netzentwicklungsplan
NPTF	Nord Pool Transfer Facility
Nr.	Nummer
PwC	PricewaterhouseCoopers AG WPG
S.	Seite(n)
T	Temperatur
TaK	Temperaturabhängige feste frei zuordenbaren Kapazität an Speichern
TTF	Title Transfer Facility
Vgl./vgl.	vergleiche
VHP	Virtueller Handelspunkt
z.B.	zum Beispiel
ZEE	Zeebrügge

# Quellenverzeichnis

## 1. Literatur

Langner, Theodor; Küster, Michael; Müller-Kirchenbauer, Joachim (2013): Lokale Erdgasspeichieranlagen in Deutschland - Teil 1, in: energie | wasser-praxis, Heft 2/2013, S. 54-58.

Prognos/EWI/GWS (Hrsg.): Energieszenarien 2011, 2011, Basel/Köln/Osnabrück.

## 2. Internetquellen

BNetzA (Hrsg.): Workshop Netzentwicklungsplan Gas 2012, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/VortraegeVeranstaltungenNEPGas/VortraegeWorkshopNEPGASJuni2012/VortragAuswertungKonsultationThemenbloeckeBNetzA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/VortraegeVeranstaltungenNEPGas/VortraegeWorkshopNEPGASJuni2012/VortragAuswertungKonsultationThemenbloeckeBNetzA.pdf?__blob=publicationFile) (Status 08.12.2013).

BNetzA (Hrsg.): Bestätigung des Szenariorahmens, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Gasnetzentwicklung/NEP\\_2013/Szenariorahmen/Entscheidg\\_SzenariorahmenNEPGas2013.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Gasnetzentwicklung/NEP_2013/Szenariorahmen/Entscheidg_SzenariorahmenNEPGas2013.pdf?__blob=publicationFile) (Status 08.12.2013).

FNB (Hrsg.): Netzentwicklungsplan Gas der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, [http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/20130218\\_netzentwicklungsplan\\_gas\\_2013\\_konsultationsdokument.pdf](http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/20130218_netzentwicklungsplan_gas_2013_konsultationsdokument.pdf) (18.02.2013).

GIE (Hrsg.): Storage Map, <http://www.gie.eu.com/index.php/maps-data/gse-storage-map> (Status 08.03.2013).

### **3. Datensätze**

Folgende Datensätze wurden im Rahmen des Gutachtens verwendet:

#### **Daten der Fernleitungsnetzbetreiber:**

Es wurden im Laufe der Erstellung des vorliegenden Gutachtens mehrere Abfragen an die in Deutschland tätigen Fernleitungsnetzbetreiber versandt. Darin wurden unter anderem die Allokations- und Lastflussdaten an Speicheranschlusspunkten sowie Allokationsdaten an Grenzübergangspunkten abgefragt. Zudem wurden weitere Informationen zu kapazitätsreduzierenden Maßnahmen in nachgelagerten Netzen zur Verfügung gestellt. Sämtliche Daten wurden in anonymisierter Form zur Verfügung gestellt und ausschließlich für Berechnungen im Rahmen dieses Gutachtens genutzt.

#### **Bloomberg Datenservice**

Bloomberg ([www.bloomberg.com](http://www.bloomberg.com)) ist ein internationaler Datenservice, der Preisdaten von verschiedenen Brokern nutzt. Es wurde auf die Preisdaten zu verschiedenen europäischen Gasmärkten zurückgegriffen.

#### **PwC Speicherdatenbank**

Die Speicherdatenbank ist eine von PwC geführte Datenbank, in der veröffentlichte Speicherentgelte über mehrere Jahre aufgenommen wurden. Im Wesentlichen werden in diesem Rahmen die verschiedenen Speicherdaten wie Arbeitsgasvolumen, Entry- und Exit-Kapazität sowie die einzelnen Speicherentgelte der verschiedenen Speicher in Deutschland aufgenommen.

#### **DWD Wetterstationen**

##### Region Nord: 22 Wetterstationen

Aachen, Berlin-Tempelhof, Bremen, Dresden-Klotzsche, Düsseldorf, Erfurt-Bindersleben, Fehmarn-Westermake Isdorf, Görlitz, Greifswald, Hamburg-Fuhlsbüttel, Hannover-Langenhagen, Helgoland, Kahler Asten, Leipzig-Schkeuditz, List auf Sylt, Magdeburg, Münster-Osnabrück, Neuruppin, Potsdam, Rostock-Warnemünde, Schleswig, Schwerin

##### Region Süd: 21 Wetterstationen

Augsburg, Bad Dürkheim, Bamberg, Fichtelberg, Frankfurt Main-Flughafen, Hof, Hohenpeißenberg, Karlsruhe, Kempten, Konstanz, Lindenberg, Meiningen, München-Flughafen, Nürburg-Barweiler, Nürnberg, Saarbrücken-Ensheim, Straubing, Stuttgart-Echterdingen, Trier-Petrisberg, Würzburg, Zugspitze



## ***Disclaimer***

### **Wichtige Mitteilung an jeden nicht berechtigten Empfänger dieses Berichtes**

Jeder Empfänger, der nicht Adressat dieses Berichtes ist oder sich nicht mit den Bedingungen eines Release Letters von PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft ("PwC") schriftlich einverstanden erklärt hat, ist nicht berechtigt, sich von diesem Bericht und dessen Inhalt Kenntnis zu verschaffen.

Jeden dieser nicht berechtigten Empfänger möchten wir auf Folgendes hinweisen:

PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft ist einem nicht berechtigten Empfänger in Bezug auf den Bericht in keinerlei Weise verpflichtet oder verantwortlich. Wir übernehmen keine Haftung für Schäden, die ein nicht berechtigter Empfänger im Vertrauen auf unseren Bericht erleidet, es sei denn, der nicht berechtigte Empfänger akzeptiert die Bedingungen, unter denen wir uns für den Bericht verantwortlich zeigen, indem er uns einen unterzeichneten Release Letter zusendet.

### **Important Message to Any Person Not Authorized to Have Access to This Report**

Any person who is not an addressee of this report or who has not signed and returned to PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft a Release Letter is not authorized to have access to this report.

With regard to any unauthorized recipient as defined above we would like to point out the following:

PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft neither owes nor accepts any duty or responsibility to the unauthorized recipient. We shall not be liable in respect of any loss, damage or expense of whatsoever nature which is caused by any use the unauthorized recipient may choose to make of this report, or which is otherwise a result of gaining access to the report by the unauthorized reader unless the reader accepts our terms and conditions by signing and returning to us a Release Letter.