# Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt gemäß § 98 Abs. 2 GWG 2011

**31.08.2015**

# Inhalt

**1 Rechtliche Grundlage für die Erstellung des Berichts über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt ..... 1**

**2 Untergrundgasspeicher in Österreich ..... 2**

2.1.1 Eigentumsverhältnisse ..... 4

2.1.2 Ausbau von Speicherkapazitäten seit 2010 ..... 5

2.2 Rechtlicher Rahmen für die Speicherregulierung ..... 8

2.2.1 Europäischer Rechtsrahmen ..... 8

2.2.2 Nationale Gesetzgebung ..... 9

**3 Wettbewerbsanalyse für den Speichermarkt ..... 16**

3.1 Sachliche Marktabgrenzung ..... 16

3.1.1 Marktabgrenzungen in Wettbewerbsverfahren ..... 16

3.1.2 Arten der Flexibilität ..... 18

3.2 Räumliche Marktabgrenzung ..... 31

3.3 Zusammenfassung Marktabgrenzung ..... 31

3.4 Entwicklung der Wettbewerbssituation bei Speicherprodukten ..... 32

3.4.1 Entwicklung des Angebots an Speicherprodukten ..... 32

3.4.2 Entwicklung der Nachfrage nach Speicherprodukten in Österreich ..... 33

3.4.3 Preisentwicklung für Speicherkapazitäten ..... 42

**4 Fazit: Bewertung der Wettbewerbssituation im österreichischen Flexibilitätsmarkt .. 58**

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Untergrundspeicher in Österreich ..... 2

Abbildung 2: Speicherkapazitäten in Österreich – Vergleich 2010 und 2015, Entwicklung Arbeitsgasvolumen ..... 6

Abbildung 3: Speicherkapazitäten in Österreich – Vergleich 2010 und 2015, Entwicklung Entnahmeleistung ..... 6

Abbildung 4: Speicheranbindung 7Fields, das Projekt Tauerngasleitung wurde eingestellt. ..... 7

Abbildung 5: Anbindung des Speicher Haidachs an das österreichische und deutsche Transportnetz ..... 8

Abbildung 6: Abschläge für Transporttarife für Speicher ..... 14

Abbildung 7: Inlandsgasverbrauch und –produktion in 2013 bis Mai 2015 in GWh ..... 20

Abbildung 8: Monatliche Inlandsproduktion von 2012 bis 2014 in GWh ..... 20

Abbildung 9: Monatliche Gasimporte über die Slowakei 2010 bis 2015 in GWh ..... 22

Abbildung 10: Jahresverbrauch, Speicherbewegungen und Importmengen aus der Slowakei 2013-2015 in GWh ..... 23

Abbildung 11: Erdgasaufbringung und Verbrauch in Österreich für 2013 und 2014 in GWh ..... 24

Abbildung 12: Entwicklung des Handels am CEGH im OTC Markt und Börse ..... 25

Abbildung 13: Entwicklung der OTC Handelsmengen am CEGH seit 1.1.2013 in TWh ..... 26

Abbildung 14: Entwicklung der Handelsmengen an der Börse für einzelne Produkte in TWh ..... 26

Abbildung 15: ICIS Heren Score: Tradability Index ..... 27

Abbildung 16: Erfüllung des Infrastrukturstandards in Österreich, Stand 2014 ..... 30

Abbildung 17: Entwicklung des maximalen Stundenverbrauchs in MWh/h ..... 33

Abbildung 18: Entwicklung des maximalen Tagesverbrauchs in GWh/d ..... 34

Abbildung 19: Entwicklung des Monatsgasverbrauchs in GWh ..... 34

Abbildung 20: Anzahl der Heizgradtage von 2010 bis 1. Quartal 2015 ..... 35

Abbildung 21: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Gasspeichern in Österreich und Inlandsgasverbrauch in GWh ..... 36

Abbildung 22: Füllstände der an das MG Ost angeschlossenen Speicher seit 1.1.2013 ..... 37

Abbildung 23: Entwicklung der Gasimportpreise nach Österreich seit 1.1.2013 ..... 37

Abbildung 24: Entwicklung des HHI für das Speicherangebot (Arbeitsgasvolumen) in 2009 und 2015 im Vergleich ..... 39

Abbildung 25: Veröffentlichte Speicherentgelte bezogen auf Arbeitsgasvolumen für Standardbündel in Österreich, 1- Jahresvertrag, in Eur/MWh AGV/a ..... 43

Abbildung 26: Veröffentlichte Speicherentgelte bezogen auf die Entnahmeleistung pro Stunde für Standardbündel in Österreich, 1- Jahresvertrag, in Eur/MWh/h Entnahmeleistung pro a ..... 43

Abbildung 27: Sommer-Winter-Preisunterschied am NCG in Eur/MWh für 2011 bis 2015 ..... 45

Abbildung 28: Übersicht über die in Auktionen verwendet Indexklauseln ..... 50

Abbildung 29: Speicherpreise für Standardbündelprodukte in Europa im Vergleich in Eur/MWh AGV und pro Jahr, Jahresverträge, Stichtag 1.4.2015 ..... 52

Abbildung 30: Entwicklung der Speicherentgelte in Abhängigkeit von der Entnahmedauer des Standardbündels, in Eur/MWh Arbeitsgasvolumen pro Jahr ..... 52

Abbildung 31: Speicherpreise für Standardbündelprodukte in Europa im Vergleich in Eur/MW Entnahmeleistung und pro Jahr, Jahresverträge, Stichtag 1.4.2015 ..... 53

Abbildung 32: Entwicklung der Speicherpreise für Standardbündelprodukte in Europa im Vergleich in Eur/MW Entnahmeleistung und pro Jahr in Abhängigkeit von der Entnahmedauer, Jahresverträge, Stichtag 1.4.2015 ..... 53

Abbildung 33: Vergleich der Preislevels für Langfristprodukte – österreichische Speicherunternehmen ..... 56

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Speicherunternehmen und Speicherkapazitäten in Österreich, Stand 1.4.2015 ..... 4

Tabelle 2: Umsetzung des GSE Templates durch österreichische Speicherunternehmen ..... 10

Tabelle 3: Naturgasproduktion in Österreich 2014..... 19

Tabelle 4: Spezifika der angebotenen Speicherprodukte
der österreichischen Speicherunternehmen ..... 41

Tabelle 5: Entnahmedauer der angebotenen Standardbündel ..... 42

Tabelle 6: Übersicht über Auktionen in den letzten 2 Jahren (demonstrative Aufzählung) ..... 47

Tabelle 7: Informationen zu Speicherprodukten auf den Homepages der Unternehmen..... 55

## *Abkürzungsverzeichnis*

Astora: Astora GmbH & Co KG

CEER: Council of European Energy Regulators

CEGH: Central European Gas Hub

DZK: dynamisch zuordenbare Kapazitäten

EGS: Eon Gas Storage GmbH

EK: Europäische Kommission

FCFS: First Come First Served

FZK: frei zuordenbare Kapazitäten

GSA: GSA LLC

GSE: Gas Storage Europe

GWG 2011: Gaswirtschaftsgesetz 2011

MGM: Marktgebietsmanager

MinroG: Mineralrohstoffgesetz

NCG: Net Connect Germany

OGS: OMV Gas Storage GmbH

RES: RAG Energy Storage GmbH

TTF: Title Transfer Facility

VHP: Virtueller Handelspunkt

# 1 Rechtliche Grundlage für die Erstellung des Berichts über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt

Mit Inkrafttreten der RL 2009/73/EG und deren Umsetzung in nationales Recht im Zuge des GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde gem. § 98 Abs. 2 GWG 2011 die Aufgabe, einen Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt (nachfolgend: „Bericht“) zu erstellen, auf dessen Basis der Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMWFW) das Zugangsregime zu Speicheranlagen bei Bedarf von einem aktuell verhandelten mit Verordnung gem. § 98 Abs. 1 GWG 2011 in einen regulierten Zugang anpassen kann. Dieser Bericht der Regulierungsbehörde ist dabei in einem Intervall von mindestens drei Jahren zu erstellen (§ 98 Abs. 3 GWG 2011). Vor diesem Hintergrund erfolgt im vorliegenden Bericht eine erneute Beurteilung der relevanten Parameter: Nach § 98 Abs. 2 GWG 2011 ist von der Regulierungsbehörde dabei die Wettbewerbsintensität am Speichermarkt anhand von Preisvergleichen, des Produktangebots und seiner Nutzung, der Marktkonzentration (Angebot und Nachfrage) unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsquellen sowie der Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten in Verhältnis zur Nachfrage zu beurteilen.

Aufgrund von neu in Kraft getretenen Rechtsgrundlagen betreffend Monitoring- bzw. Transparenzbestimmungen kann eine detailliertere Analyse auf einer besseren Datengrundlage erfolgen. So gelten beispielsweise seit 3. März 2011 die Transparenzvorschriften nach Art 19 Verordnung (EG) Nr. 715/2009 für die Betreiber von Speicheranlagen. Auch die am 1. März 2013 in Kraft getretene Gas Monitoring-Verordnung umfasst den Speicherbereich und verpflichtet Speicherunternehmen zur Datenmeldung. Darüber hinaus sind Speicherunternehmen verpflichtet, alle abgeschlossenen Verträge über die Bereitstellung von Speicherleistung der Regulierungsbehörde unmittelbar nach Vertragsabschluss vorzulegen und bei Bedarf zu erläutern (§ 101 GWG 2011) sowie die für die Nutzung ihrer Anlagen geltenden Allgemeinen Bedinungen sowie die Speichernutzungsentgelte einmal jährlich bzw. nach jeder Änderung zu veröffentlichen (§ 105 Abs. 1 Z 3 GWG 2011).

Die betroffenen Speicherunternehmen haben das Recht, zu diesem Bericht Stellung zu nehmen. Die Konsultation der Speicherunternehmen wurde vor der Veröffentlichung im Juli 2015 durchgeführt und die Stellungnahmen bei der Bearbeitung der Veröffentlichungsfassung berücksichtigt. Der Bericht ist gem. § 98 Abs. 3 GWG 2011 zu veröffentlichen und liegt hiermit vor.

## 2 Untergrundgasspeicher in Österreich

Die österreichischen Gasspeicher befinden sich ausschließlich im Marktgebiet Ost in den Konzessionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten OMV Aktiengesellschaft (nachfolgend: „OMV AG“) und Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (nachfolgend: „RAG AG“). Es sind ausgeförderte Gasfelder (Porenspeicher), die für den Speicherbetrieb technisch umgerüstet wurden.

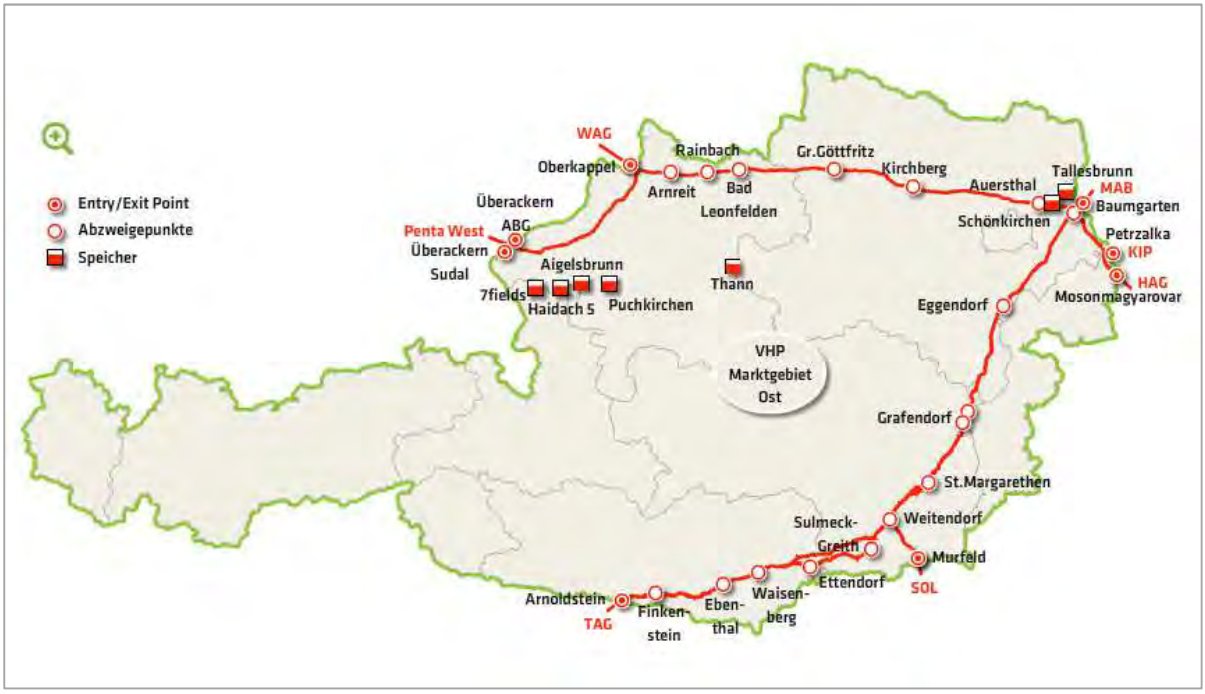


**Abbildung 1: Untergrundspeicher in Österreich**

**Quelle: Gas Connect Austria GmbH,**
**http://www.gasconnect.at/de/Marktgebietsmanager/Marktgebietsdaten**

Grundlage für die Nutzung dieser ausgeförderten Gaslagerstätten als Speicher sind Speicherlizenzen.[1] Die Rechtsgrundlage für das Speichern von Kohlenwasserstoffen ist das Mineralrohstoffgesetz (MinroG). Im Fall des Speicherns in kohlenwasserstoffführenden (Erdgas) geologischen Strukturen ist das Speicherrecht mit dem Gewinnungsrecht verbunden. Eigentümer der kohlenwasserstoffführenden geologischen Strukturen ist der Bund, der aber das Gewinnungs- und Speicherrecht nicht selbst wahrnimmt, sondern die Ausübung dieser Rechte in einem bestimmten Gebiet einem Unternehmen mit einem so genannten „Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Speichervertrag“ überlässt. Für die Überlassung zahlen die Unternehmen dem Bund Speicherzins (§ 69 MinroG).

[1] Vgl. Karin Aust, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Abt. IV/6 (Bergbau – Rechtsangelegenheiten), Vortrag auf der ÖGEW Herbsttagung in Salzburg 2007, Genehmigungsverfahren für Erdgasspeicher in Österreich am Beispiel des Erdgasspeichers Haidach, http://www.oegew.org/herbst07/15%20Aust.pdf

Erdgasproduzenten sind OMV Austria Exploration Production GmbH und RAG AG, diese besitzen daher einen Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Speichervertrag mit dem Bund. Die Entwicklung von ausgeförderten Erdgaslagerstätten zu Gasspeichern ist daher nicht ohne Kooperation von OMV Austria Exploration Production GmbH und RAG AG möglich.

Die Speicherkapazitäten in Österreich werden von fünf Speicherunternehmen vermarktet: OMV Gas Storage GmbH (nachfolgend: „OGS“), RAG Energy Storage GmbH (nachfolgend: „RES“), E.ON Gas Storage GmbH (nachfolgend: „EGS“), Astora GmbH & Co KG (nachfolgend: „Astora“) und GSA LLC (nachfolgend: „GSA“). Dabei sind nur die Speicherkapazitäten der OGS, RES und EGS an den Virtuellen Handelspunkt (nachfolgend: „VHP“) im Marktgebiet Ost (nachfolgend: „MG Ost“) direkt angebunden; für die Nutzung der Speicherkapazitäten der Astora und GSA muss der Transport aus dem Marktgebiet Net Connect Germany (nachfolgend: „NCG“) in das MG Ost organisiert und bezahlt werden.

Daneben sind auch die slowakischen Speicher Láb 4 (mit einem AGV von 6.947.000 MWh, 3.027 MWh/h Entnahmeleistung und 3.027 MWh/h Einspeicherleistung)[2] und Lab complex (mit einem AGV von 26.990.000 MWh, 16.917 MWh/h Entnahmeleistung und 14.125 MWh/h Einspeicherleistung) an das österreichische Fernleitungsnetz und den VHP angebunden.[3] Speicherunternehmen sind POZAGAS a.s., ein Tochterunternehmen der NAFTA a.s. (35%), SPP (35%) und GDF Suez (30%) bzw. NAFTA a.s.. In welchem Ausmaß diese Speicher für den österreichischen Markt genutzt werden, ist nicht bekannt. Die garantierte Designkapazität, die auf der Speicheranbindungsleitung MAB zur Verfügung steht, betrug am 1.4.2015 7.280 MWh/h, d.h. diese Leistung kann maximal aus den Speichern in der Slowakei in das Marktgebiet Ost transportiert werden.[4] Für die Berechnung der Marktkonzentrationszahlen in Kapitel 3.4. (Entwicklung der Wettbewerbssituation bei Speicherprodukten) werden die Speicher in der Slowakei berücksichtigt.

Größtes Speicherunternehmen in Österreich ist OGS mit einem Anteil von 30% an den gesamten Speicherkapazitäten (Arbeitsgasvolumen); bezogen auf das MG Ost hat OGS einen Anteil von 45% am gesamten Arbeitsgasvolumen.

---

[2] Vgl. Angabe der POZAGAS: http://www.pozagas.sk/en/ungsf-lab-4/

[3] Vgl. Angabe der NAFTA: https://isod.nafta.sk/yCapacity/#/?nav=ss.od.sc&lng=EN

[4] Vgl. Gas Connect Austria, Online Capacity Booking System, http://www.gasconnect.at/de/Fuer-Kunden/Sales-Transmission

**Tabelle 1: Speicherunternehmen und Speicherkapazitäten in Österreich, Stand 1.4.2015**

| Speicherunternehmen/ Speicher | Einspeicherrate in MWh/h | Anteil an gesamter Einspeicherrate | Entnahmerate in MWh/h | Anteil an gesamter Entnahmerate | Arbeitsgas-volumen in MWh | Anteil an gesamtem Arbeitsgas-volumen |
|---|---|---|---|---|---|---|
| OMV Gas Storage - Schönkirchen | 7.306 | | 10.790 | | 20.614.000 | |
| OMV Gas Storage - Tallesbrunn | 1.405 | | 1.798 | | 4.496.000 | |
| OMV Gas Storage - Thann | 1.293 | | 1.461 | | 2.810.000 | |
| **OMV Gas Storage Speicher gesamt** | **10.004** | **28%** | **14.049** | **32%** | **27.920.000** | **30%** |
| RAG Energy Storage - Puchkirchen | 5.800 | | 5.800 | | 12.140.000 | |
| RAG Energy Storage - Haidach 5 | 224 | | 224 | | 180.000 | |
| RAG Energy Storage - Aigelsbrunn | 560 | | 560 | | 1.460.000 | |
| RAG Energy Storage - Nussdorf/Zagling | 681 | | 681 | | 1.310.000 | |
| **RAG Energy Storage Speicher gesamt** | **7.265** | **21%** | **7.265** | **17%** | **15.090.000** | **16%** |
| Eon Gas Storage - 7fields | 6.742 | 19% | 10.112 | 23% | 19.415.000 | 21% |
| **An MG angeschlossene Speicher** | **24.011** | | **31.426** | | **62.425.000** | |
| Astora-Haidach | 3.733 | 11% | 4.133 | 9% | 9.900.000 | 11% |
| GSA LLC -Haidach | 7.467 | 21% | 8.267 | 19% | 19.800.000 | 21% |
| **Summe** | **35.211** | **100%** | **43.826** | **100%** | **92.125.000** | **100%** |

Quelle: Websites der Unternehmen: www.omv.com; www. rag-energy-storage.at; www.astora.de/speicher.html; www.eon-gas-storage.de; http://www.gsa-services.ru

### 2.1.1 Eigentumsverhältnisse

In Umsetzung des Art 15 RL 2009/73/EG in nationales Recht mussten alle Speicherunternehmen, die Teil eines vertikal integrierten Erdgasunternehmens sind, hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen (§ 107 GWG 2011). Speicherunternehmen, das sind Unternehmen, die Speicherdienstleistungen für Dritte anbieten, mussten sich also gesellschaftsrechtlich entflechten und somit eigenständige Speichergesellschaften gründen (vgl. dazu unten Entflechtung):

→ OGS ist eine 100%ige Tochter der OMV Gas & Power GmbH, die auch Anteilseigner an der EconGas GmbH (als Gashändler; nachfolgend: „EconGas“) und zu 80,9% an der Gas Connect Austria GmbH (Fernleitungsnetzbetreiber) beteiligt ist .

→ Eigentümerin der RES ist zu 100% die RAG AG. Diese steht im 100%igen Eigentum der RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft,[5] an der die EVN AG (50,025%), E.ON Exploration & Production GmbH (29,975%), Energie Steiermark Kunden GmbH (10%) und Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation (10%; nachfolgend: „Salzburg AG“) beteiligt sind.

→ Eigentümer der Astora ist zu 100% WINGAS GmbH, die wiederum im Eigentum der W & G Beteiligungs-GmbH & Co. KG steht. Deren Anteilseigner sind zu 50% OAO Gazprom und zu 50% die Wintershall Holding GmbH, ein deutscher Öl- und Gasproduzent.

→ GSA ist ein Tochterunternehmen der OOO Gazprom Export (nachfolgend: „Gazprom Export“), die eine 100%ige Tochter der OAO Gazprom ist.

[5] Siehe RAG Daten und Fakten unter http://www.rag-austria.at/uploads/tx_templavoila/rag_fakten_d_150417_web.pdf, S. 8

→ EGS ist eine 100 % Tochter der E.ON Global Commodities SE. In Österreich ist die EGS mittels ihrer Niederlassung, der Gas Storage Austria vertreten.

### 2.1.2 Ausbau von Speicherkapazitäten seit 2010

Die Arbeitsgaskapazitäten der in Österreich erbauten Gasspeicher haben sich seit 2010 um mehr als 81 % (von 50,85 TWh auf 91,59 TWh) erhöht. Die zusätzlichen Speicherkapazitäten wurden im Konzessionsgebiet der RAG AG geschaffen.

Der Bau des Erdgasspeichers **Haidach** war ein Gemeinschaftsprojekt der RAG AG mit Gazprom Export, und Wingas GmbH & Co. KG, dabei hatte die RAG AG die Rolle des Planers, Errichters und technischen Betreibers inne. Die Speicherkapazitäten werden vom entflochtenen Speicherunternehmen GSA (davor unmittelbar von Gazprom Export) und Astora vermarktet. Die Inbetriebnahme der ersten Stufe fand am 4. Juli 2007 statt. Die Umsetzung der zweiten Ausbaustufe hatte Ende 2008 begonnen und wurde am 1. April 2011 abgeschlossen.[6] Durch diese Ausbaustufen wurden die bestehenden Kapazität mehr als verdoppelt.

Mit der Inbetriebnahme des Erdgasspeichers 7Fields ist die Speicherkapazität in Österreich um knapp 30% gestiegen. Auch der Speicher 7Fields ist ein Gemeinschaftsprojekt der RAG AG, hier mit EGS. Auch im Rahmen dieses Projektes fungiert die RAG AG als Planer, Errichter und technischer Betreiber. Die Kapazitäten werden von EGS vermarktet.[7]

Auch die von RES direkt vermarkteten Speicherkapazitäten wurden in 2011 und 2014 erhöht: Am 1. April 2011 mit der Inbetriebnahme des Speicher Aigelsbrunn mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 130 Mio $m^3$ und über eine Ein- und Ausspeicherleistung von rund 50.000 $m^3$/h. Der Erdgasspeicher Nussdorf/Zagling wurde im Rahmen des Projektes 7Fields im Zeitraum 2011-2014 errichtet. Die Inbetriebnahme erfolgte im April 2014. In diesem Speicher verfügt RES über ein Arbeitsgasvolumen von 117 Mio $m^3$ Erdgas und über eine Ein- und Ausspeicherleistung von 60.600 $m^3$ Erdgas pro Stunde.[8] Damit hat sich das AGV um 33% und die Entnahmeleistung um 20% seit 2010 erhöht.

OGS hat in diesem Zeitraum vor allem das Arbeitsgasvolumen um 7% erhöht.

Insgesamt hat sich das AGV um 81% und die Entnahmeleistung um 71% erhöht. Alleine das AGV der OGS und RES hat sich in diesem Zeitraum um 15% erhöht. Um diese zusätzlichen Speicherkapazitäten an das österreichische Gasnetz anschließen zu können wurden maßgebliche Investitionsprojekte im Ausmaß von mehr als 200 Mio Euro im Verteilernetz des MG Ost in der Langfristigen Planung der AGGM Austrian Gas Grid Management AG (nachfolgend: „AGGM“) erarbeitet und mittlerweile umgesetzt. In der Winterperiode 2014/2015 ist es in einzelnen Stunden zu Engpasssituationen hinsichtlich der Ausspeicherung, insb. betreffend die in Oberösterreich situierten Speicher, gekommen, die in einigen Fällen zu Einschränkun-

[6] http://www.rag-austria.at/geschaeftsbereiche/speichern/joint-venture-speicher/haidach.html
[7] http://www.rag-austria.at/geschaeftsbereiche/speichern/joint-venture-speicher/7fields.html
[8] http://www.rag-austria.at/geschaeftsbereiche/speichern/rag-speicher.html

gen von Speicherfahrplänen geführt haben, wobei der den Speichern vertraglich zugesicherten feste Kapazitätsanteil immer zur Verfügung gestellt werden konnte. Maßnahmen, die eine verbesserte Anbindung der Speicher an den virtuelle Handelspunkt bewirken können, werden im Prozess zur Genehmigung der Langfristigen Planung 2015 evaluiert.

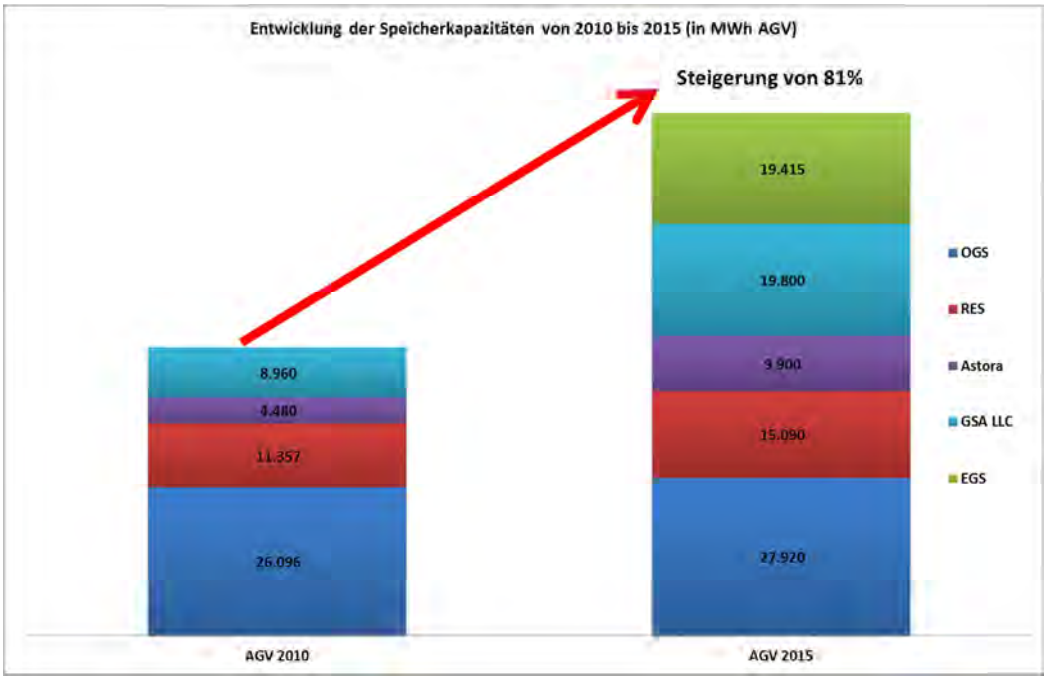


**Abbildung 2: Speicherkapazitäten in Österreich – Vergleich 2010 und 2015, Entwicklung Arbeitsgasvolumen**

**Quelle: Homepages der Unternehmen, eigene Berechnungen**

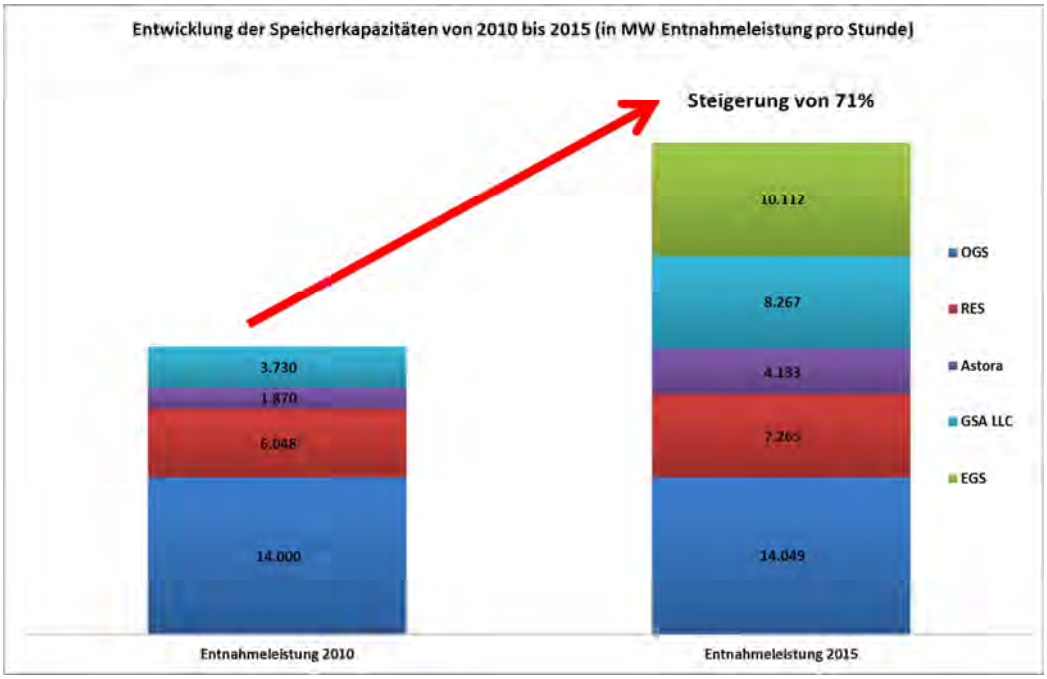


**Abbildung 3: Speicherkapazitäten in Österreich – Vergleich 2010 und 2015, Entwicklung Entnahmeleistung**

**Quelle: Homepages der Unternehmen, eigene Berechnungen**

## *Anbindung von 7Fields und die zukünftige Anbindung von Haidach an das MG Ost*

Der Speicher 7Fields, der in Oberösterreich liegt, wurde 2011 in Betrieb genommen und war vorerst nur an das deutsche Gasnetz angebunden. Im Jahr 2012 erfolgte die Anbindung an das österreichische Fernleitungsnetz (Penta West) am Punkt Überackern, und mit 1.1.2014 die Anbindung an das österreichische Verteilernetz am Punkt Zagling. Die besondere Situation des Speichers 7Fields ist, dass dessen Nutzung für Speicherkunden sowohl von deutscher als auch österreichischer Seite möglich ist. Dabei können Speicherkunden Gasmengen, die in 7Fields von Deutschland eingespeichert wurden, auch in Österreich ausspeisen und umgekehrt.

**Abbildung 4: Speicheranbindung 7Fields, das Projekt Tauerngasleitung wurde eingestellt.**

**Quelle: E.ON Gas Storage**[9]

Neben der Speicheranlage 7Fields ist eine solche grenzüberschreitende Speichernutzung auch im Fall des Speichers Láb 4 (POZAGAS) und Lab complex und künftig auch für den Speicher Haidach denkbar. Es war geplant, dass der Speicher Haidach im Marktgebiet Ost an das Verteilernetz angeschlossen wird, entsprechende Vorbereitungen wurden entsprechend der

[9] https://www.eon-gas-storage.de/cps/rde/xbcr/egs/7Fields_DE.pdf

Langfristigen Planung bereits getroffen, die Investitionsentscheidung der Speicherunternehmen GSA und Astora ist jedoch noch ausständig.[10]

**Abbildung 5: Anbindung des Speicher Haidachs an das österreichische und deutsche Transportnetz**

**Quelle: RAG[11]**

## 2.2 Rechtlicher Rahmen für die Speicherregulierung

### 2.2.1 Europäischer Rechtsrahmen

Die RL 2009/73/EG enthält Bestimmungen betreffend den Zugang zu Speicheranlagen und der Entflechtung der Speicherunternehmen. Diese Regelungen wurden mit dem GWG 2011 in nationales Recht umgesetzt. Als weiterer europäischer Rechtsrahmen gilt die VO (EG) Nr. 715/2009. Diese enthält Regelungen zu den Kapazitätsvergabe- und Engpassmanagementverfahren sowie zu den Transparenzanforderungen an Speicherunternehmen.

Daneben sind mit Guidelines of Good Practice für Speicherunternehmen (nachfolgend: „GGPSSO“) von European Regulators' Group for Electricity and Gas (nachfolgend: „ERGEG“) 2005 freiwillige Verhaltensregeln entwickelt worden, die in 2011 durch spezifische Regelungen für Kapazitätsallokationsverfahren und Engpassmanagementmechanismen ergänzt wurden.[12] Diese wurde den Speicherunternehmen durch ihren europäischen Dachverband (Gas Storage Europe, nachfolgend: „GSE“) zur Umsetzung empfohlen.

[10] http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/Erlaeuterungen-3.-GSNE-VO-2013-Novelle-2014_Beschlussfassung.pdf

[11] veröffentlicht unter http://www.rag-austria.at/uploads/tx_templavoila/haidach_kern_doppel_110428__3__01.pdf

[12] Vgl. http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Gas/2005/ERGEG_GGPSSO_Approved2005-03-02%20updated%202011_07_14%20Clean.pdf

### 2.2.2 Nationale Gesetzgebung

#### *Wahl des Regulierungssystems*

Gem. § 98 Abs. 1 GWG 2011 ist der Speicherzugang auf verhandelter Basis zu gewähren. Der BMWFW kann jedoch durch eine Verordnung den Speicherzugang auf regulierter Basis festlegen, wobei dies die Methoden zur Festsetzung der Speichernutzungsentgelte, die Allgemeinen Bedingungen der Speicherunternehmen und/oder die Methoden und Verfahren der Kapazitätsvergabe betreffen kann.

Bei der Wahl des Regulierungssystems sind neben dem Bericht gem. § 98 Abs. 2 GWG 2011 auch allfällige Verstöße gegen die Bestimmungen der §§ 101 bis 105 GWG 2011 zu berücksichtigen. Diese Bestimmungen betreffen die Vorlage von Verträgen (§ 101 GWG 2011), die Vorschriften zu den Allgemeinen Bedingungen (§ 102 GWG 2011), die Vorschriften für die Kapazitätsvergabeverfahren (§ 103 GWG 2011) und Engpassmanagement (§ 104 GWG 2011) sowie die allgemeinen Pflichten von Speicherunternehmen (§ 105 GWG 2011).

#### *Kapazitätsvergabeverfahren und Engpassmanagement*

Art 17 und Art 22 VO (EG) Nr. 715/2009 normieren die Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen (Vergabeverfahren), das Verfahren für das Engpassmanagement sowie den Handel mit Kapazitätsrechten. Das Kapazitätsvergabeverfahren und das Engpassmanagement ist überdies in den §§ 103 und 104 GWG 2011 geregelt.

Demnach ist gem. § 103 Abs. 1 GWG 2011 jener Mechanismus zu wählen, der eine diskriminierungsfreie und transparente Kapazitätsvergabe bestmöglich gewährleistet, wobei eine Auktion zwingend zu erfolgen hat, wenn die Nachfrage höher als das Angebot ist. Jedenfalls sind alle geplanten Kapazitätsvergabeverfahren der Regulierungsbehörde rechtzeitig anzuzeigen und gegebenenfalls über deren Aufforderung abzuändern oder neu zu erstellen.

Betreffend Engpassmanagement sieht § 104 GWG 2011 die Errichtung bzw. die Kooperation bei der Errichtung einer übergeordneten Handelsplattform für Sekundärmarktkapazitäten durch Speicherunternehmen vor. Um das Horten von Kapazitäten zu vermeiden, sind einerseits entsprechende Maßnahmen in den Verträgen vorzusehen, andererseits sind nicht genutzte kontrahierte Kapazitäten im Engpassfall durch den Speichernutzer über die Sekundärmarktplattform an Dritte zu verkaufen.

#### *Pflichten der Speicherunternehmen*

Gemäß § 97. (1) haben Speicherunternehmen, die Erdgasspeicher verwalten, den Speicherzugangsberechtigten den Zugang zu ihren Anlagen zu nichtdiskriminierenden und transparenten Bedingungen zu gewähren. Nach § 105 Abs. 1 GWG 2011 sind Speicherunternehmen unter anderem dazu verpflichtet, die für die Nutzung ihrer Anlagen geltenden Allgemeinen Bedingungen sowie die Speichernutzungsentgelte einmal jährlich bzw. nach jeder Änderung zu veröffentlichen und numerische Informationen über die kontrahierte und verfügbare Ein-

und Ausspeicherleistung sowie das kontrahierte und verfügbare Arbeitsgasvolumen auf täglicher Basis im Internet in einer nutzerfreundlichen, standardisierten Weise zu veröffentlichen.

## *Transparenz und Monitoring*

Art 19 VO (EG) Nr. 715/2009 sieht überdies für die Betreiber von Speicheranlagen Bestimmungen für die Veröffentlichung der Daten zur Speichernutzung vor, um die Transparenz am Speichermarkt zu erhöhen. Daten zur Speichernutzung (Stand Arbeitsgasvolumen, Ein- und Ausspeicherung) sind dabei auf täglicher Basis im Internet zu veröffentlichen (vgl dazu auch § 105 Abs. 1 Z 4 GWG 2011).

Zusätzlich zu diesen Transparenzvorschriften sind Marktteilnehmer verpflichtet, in regelmäßigen Abständen (monatlich, jährlich) Daten auf Basis der Gas-Monitoring-VO zu einer Reihe von markt- und wettbewerbsrelevanten Aspekten zu liefern. Darüber hinaus enthalten die Transparenzbestimmungen Anforderungen hinsichtlich der Veröffentlichung des Dienstleistungsangebots sowie der Preis-/Tarifbildung.

**Tabelle 2: Umsetzung des GSE Templates durch österreichische Speicherunternehmen**

| Speicherunternehmen | GSE Transparency Template umgesetzt | Fehlende Daten |
|---|---|---|
| OMV Gas Storage | Ja, großteils | Speicherentgelte nicht für alle Speicherprodukte veröffentlicht |
| Astora | Ja, teilweise | Speicherentgelte nicht für alle Speicherprodukte veröffentlicht; historische Daten der letzten 5 Jahre nur auf Anfrage, nur 1 Jahr zurück |
| GSA LLC | Nein, kein GSE Mitglied | Teilweise inkonsistente Information |
| RAG Energy Storage | Ja, teilweise | verfügbares AGV fehlt, dzt. nur verfügbare Ein-/Ausspeicherkapazität, Historische Daten der letzten 5 Jahre nur auf Anfrage; Speicherentgelte nicht für alle Speicherprodukte veröffentlicht |
| E.ON Gas Storage | Ja, großteils | Speicherentgelte nicht für alle Speicherprodukte veröffentlicht; für Indexprodukte nur Preisformeln |

Das Council of European Energy Regulators (nachfolgend: „CEER“) und GSE haben gemeinsam eine Vorlage entwickelt, welche Daten Speicherunternehmen veröffentlichen sollen (sog. „GSE Template“)[13]. Die österreichischen Speicherunternehmen haben dieses GSE Template allerdings nur zum Teil umgesetzt, wie Tabelle 2 zeigt. Auch wenn die Transparenzvorschriften oberflächlich gesehen erfüllt sind, sollten die Veröffentlichungen, insb. auf der Basis der Auslegungsgrundsätze der E-Control[14] noch verbessert werden.

Die Daten zur Nutzung der Speicher, die an das MG Ost angeschlossen sind (EGS, OGS, RES), werden vom Marktgebietsmanager (nachfolgend: „MGM“) mit einem Tag Verzögerung auf der MGM-Plattform veröffentlicht. Diese Daten umfassen das technisch maximale AGV, Entnahme- und Einspeicherleistung, den Speicherstand sowie genutzte Entnahme- und Einspeicherleistung pro Tag. GSA dagegen publiziert nur den Stand des AGV auf ihrer Homepage und die täglichen Entnahmen und Einspeicherungen und liefert die oben genannten Daten im Rahmen ihrer Meldepflichten aus der Gas-Monitoring-VO an E-Control.

Die Speichernutzungsentgelte sind je nach Zugangsregime (verhandelt oder reguliert) unterschiedlich festzulegen, wobei im Fall eines derzeit geltenden Regimes des verhandelten Zugangs gem. § 99 Abs. 2 GWG 2011 die von einem Speicherunternehmen veröffentlichten Speichernutzungsentgelte nicht mehr als 20% über dem Durchschnitt veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen innerhalb der Europäischen Union liegen dürfen. Ansonsten hat die Regulierungsbehörde zu bestimmen, welche Kostenbasis den Preisansätzen der Speicherunternehmen zu Grunde zu legen ist, wobei die Grundsätze der Kostenverursachung und Kostenorientierung gelten.

Im Fall eines regulierten Speicherzugangs bedürfen gem. § 100 Abs. 1 GWG 2011 die Methoden zur Berechnung der Speichernutzungsentgelte der Genehmigung der Regulierungsbehörde. Die Methoden können auch vorsehen, Speichernutzungsentgelte mittels marktorientierter Verfahren wie Auktion festzulegen. Jedenfalls sind die Methoden auf der Website des Speicherunternehmens zu veröffentlichen und gegebenenfalls auf Verlangen der Regulierungsbehörde nachzuweisen.

Die Transparenz zu den Speicherentgelten ist nur eingeschränkt vorhanden. Zwar werden die Preise für Standardbündel von allen Speicherunternehmen veröffentlicht, Preise für nicht gebündelte oder unterbrechbare Produkte jedoch nur eingeschränkt. In Auktionen erzielte Preise für Bündelprodukte sind ebenfalls nicht veröffentlicht.

### *Netzzugang für Speicher und Systemnutzungsentgelte*

Die gesetzliche Grundlage für den Netzzugang für Speicher findet sich in § 27 Abs. 1 GWG 2011, wonach der Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage, für die Netzzugang begehrt wird, angeschlossen ist, dem Netzzugangsberechtigten Netzzugang zu den Allge-

[13] Vgl. GSE Homepage: http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gse-transparency-template

[14] Vgl. http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher/transparenzanforderungen

meinen Bedingungen und dem mit Verordnung festgelegten Systemnutzungsentgelt zu gewähren hat.

Eine wesentliche Neuerung betrifft die Buchung der Transportkapazität für Speicher. Seit 1.1.2013 hat gem. § 16 Gas-Marktmodell-VO 2012 (GMMO-VO 2012) das Speicherunternehmen (und nicht mehr der Speicherkunde) beim Netzbetreiber einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr die für die Ein- und Ausspeicherung maximal vorzuhaltende Kapazität zu buchen. Dabei ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet, die zuletzt gebuchte Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Eine Erhöhung der Jahresbuchung kann im Wege des Netzzugangsantrags gemäß § 13 GMMO-VO 2012 erfolgen. Seit der GMMO-VO Novelle 2014 ist auch ein auf mindestens 15 Jahre befristeter Netzzugang für Speicheranlangen möglich, bislang hat jedoch kein Speicherunternehmen diese Option gewählt.

Bei den Netznutzungsentgelten wird zwischen dem Entgelt gem. § 4 Gas-Systemnutzungsentgelte-VO 2013 (GSNE-VO 2013) für die Netznutzung für die Speicher, die an das Fernleitungsnetz angebunden sind (7Fields und der slowakische Speicher Láb) und dem Entgelt gem. § 12 GSNE-VO 2013 für die Speicher, die an das Verteilnetz angebunden sind, unterschieden. Das Entgelt wird ausschließlich für die Ausspeisung aus dem Netz in die Speicheranlage verordnet, wobei das Entgelt in EUR/kWh/h pro Jahr festgelegt wird (0,36 EUR/kWh/h gem. § 4 Abs. 2 GSNE-VO 2013 und 0,49 EUR/kWh/h gem. § 12 Abs. 2 GSNE-VO 2013).

Für Speicher, die auch grenzüberschreitend genutzt werden können (7Fields, Láb), wurden mit der 3. GSNE-VO 2013-Novelle 2014, um auch für die grenzüberschreitende Speichernutzung eine kostenverursachungsgerechte Behandlung zu gewährleisten, entsprechende Entgelte verordnet. Für Speicheranlagen, die neu an das Netz angeschlossen werden, und für Leistungserhöhungen ist darüber hinaus für den bereits erfolgten bzw. den notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses (hier ist insb. für die Investitionen, die im Rahmen der Umsetzung der relevante Projekte der Langfristigen Planung entstanden sind, hinzuweisen) das Netzbereitstellungsentgelt gem. § 76 GWG 2011 zu entrichten.

Festgelegt werden ebenso Entgelte für feste, frei zuordenbare (FZK) sowie für dynamisch zuordenbare (DZK) Kapazitäten. Um etwa Gas in eine Speicheranlage einzuspeisen, muss zuerst Gas in das Marktgebiet über einen Einspeisepunkt des Marktgebiets gebracht werden, wofür das entsprechende Einspeiseentgelt zu entrichten ist. In der Folge kann das Gas in den Speicher verbracht werden, wofür dann das Entgelt gem § 4 GMMO-VO 2012 zu entrichten ist. Für die Rückführung des Gases in das Fernleitungsnetz ist entsprechend den gesetzlichen Vorgaben kein gesondertes Entgelt zu bezahlen, wobei das Recht zur Ausspeicherung dem Speicherunternehmen als Netzbenutzer natürlich ebenso entsprechend den im Netzzugangsvertrag vereinbarten Kapazitäten zusteht. Erst wenn das Erdgas aus dem Fernleitungsnetz wieder ausgespeist wird, fällt das entsprechende Entgelt des Ausspeisepunktes an.

Der Speicher 7Fields kann für die Ein- und Ausspeicherung am NCG und VTP genutzt werden (grenzüberschreitende Speichernutzung). Speicherkunden, die eine grenzüberschreitende

Speichernutzung in Anspruch nehmen, müssen gleich wie jene Netzbenutzer gestellt werden, die grenzüberschreitende Transporte über Grenzkopplungspunkte durchführen und dafür die jeweiligen Entgelte an den Grenzkopplungspunkten zu entrichten haben. Daher wurde eine zusätzliche Regelung für diesen Fall der Netznutzung eingeführt.

Netznutzungsentgelte gemäß § 4 Abs. 6 GSNE-VO 2013 (Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz für dynamisch zuordenbare Kapazitäten) und Abs. 7 (Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten) bzw. § 12 Abs. 4 GSNE-VO 2013 (Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage im Verteilernetz für einen negativen Kontosaldo) und § 12 Abs. 5 GSNE-VO 2013 (Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage im Verteilernetz für einen positiven Kontosaldo) sind also nur im Fall einer grenzüberschreitenden Nutzung der Speicheranlage vom Netzbetreiber an das Speicherunternehmen zu verrechnen.[15]

Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Verteiler- oder Fernleitungsnetz in Speicheranlagen ist in den angeführten Speicherpreisen nicht enthalten und kann den Speicherkunden zusätzlich verrechnet werden.

- Die an das Verteilergebiet angeschlossenen Speicher (RES, OGS, EGS) zahlen einen Speichertarif von 0,49 Eur/kWh/h, bezieht man dieses Entgelt auf die veröffentlichten Speicherentgelte, macht dies ca. 2-3% des gesamten Speicherentgelts aus. Je nach Höhe des zu leistenden Speicherentgelts kann dieser Anteil höher sein.[16]
- Die an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Speicher (EGS, Speicher LAB) zahlen einen Netznutzungsentgelt von 0,36 EUR/kWh/h pro Jahr für FZK und 0,14 EUR/kWh/h pro Jahr für DZK.
- Für eine Grenzüberschreitende Nutzung der Speicher ist für den Speicher 7-fields 1,05 Eur/kWh/h (für Nutzung in Deutschland) und 0,42 Eur/kWh/h (für Nutzung in Österreich) und den Speicher LAB (über MAB) von 0,22 Eur/kWh/h (für Nutzung in Slowakei) und 0,19 Eur/kWh/h (für Nutzung in Österreich) vorgesehen.

Die Transportkosten werden im Vergleich zu einem Großteil anderer Länder in Europa für die Einspeisung in das Transportnetz nicht verrechnet und sind für die Ausspeicherung aus dem Transportnetz zudem diskontiert (Abbildung 6).

[15] http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/Erlaeuterungen-3.-GSNE-VO-2013-Novelle-2014_Beschlussfassung.pdf

[16] Auf Basis aktueller Entgeltniveaus für indexierte Speicherprodukte ist der Transportkostenanteil deutlich höher.

**Storage discount varies across MSs, potentially leading to discrimination**

| Country | Storage Discount (Storage E/E= Discount * E/E tariff) | |
|---|---|---|
| | From Storage to Network | From Network to Storage |
| Austria | Free of charge | Highly discounted |
| Belgium | No discount | Free of charge |
| Bulgaria | 70% | 70% |
| Croatia | No discount | 90% |
| Czech Republic | No discount | No discount |
| Denmark | Free of charge | Free of charge |
| France | 85% | 85% |
| Germany | No discount applied by most of TSOs | No discount applied by most of TSOs |
| Hungary | - | - |
| Ireland | No discount on capacity change | No discount on capacity change |
| Italy | Applied when costs are allocated to each pipeline (14%) | Applied when costs are allocated to each pipeline (14%) |
| Latvia | - | - |
| Netherlands | 25% | 25% |
| Poland | 80% | 80% |
| Portugal | No discount | Free of charge |
| Romania | No discount | No discount |
| Slovakia | No discount | No discount |
| Spain | Free of charge | Free of charge |
| Sweden | Free of charge | Free of charge |
| UK | No discount on capacity charge, free of charge from commodity charge | No discount on capacity charge, free of charge from commodity charge |
| Estonia | *No storage facility* | |
| Finland | | |
| Greece | | |
| Lithuania | | |
| Luxembourg | | |
| Slovenia | | |

PwC and Strategy& Prepared for European Commission 8

*1) GasTransportNord 60% from storage to Network - 80% from network to storage, Ontras 25% until 2016, Terranets and Thyssengas (no information provided)*

*Source: NRAs and TSOs questionnaires, PwC and Strategy& analysis*

**Abbildung 6: Abschläge für Transporttarife für Speicher**

**Quelle: Präsentation von PwC and Strategy& auf dem Madrid Forum, 20. und 21. April 2015, „Harmonized Transmission Tariff Structures for Gas", veröffentlicht auf http://ec.europa.eu/energy/en/events/madrid-forum unter presentations, Präsentation 03.4.80**

## *Entflechtung*

In Umsetzung des Art 15 RL 2009/73/EG in nationales Recht mussten alle Speicherunternehmen, die Teil eines vertikal integrierten Erdgasunternehmens sind, hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen (§ 107 GWG 2011). Speicherunternehmen hatten somit eine gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtung vorzunehmen. Die Unabhängigkeit des Speicherunternehmens muss u.a. durch eine gesellschaftsrechtliche Ausgliederung aus dem vertikal integrierten Erdgasunternehmen, durch Ressourcenausstattung, Handlungsunabhängigkeit des Leitungspersonals, Aufstellung eines Gleichbehandlungsprogramms und -beauftragten (§ 107 Abs. 1 und 2 GWG 2011) sowie der vertraulichen Behandlung von wirtschaftlich sensiblen Informationen (§ 11 GWG 2011) sichergestellt werden. Darüber hinaus gilt auch für Speicherunternehmen das allgemeine Diskriminierungsverbot gem § 9 GWG 2011 (Art 13 Abs 1 lit b RL2009/73/EG; vgl dazu auch die besonderen Nichtdiskriminierungsverpflichtungen nach §

97 Abs, 1, § 99 Abs. 1, § 103 Abs. 1 GWG, Art 15 Abs. 1 lit a, Abs. 4, Art 17 Abs. 2, Art 19 Abs. 3 VO (EG) Nr. 715/2009).

Sämtliche in Österreich tätige Speicherunternehmen sind zum Zeitpunkt der Erstellung der Speicherstudie bereits entflochten (vgl. dazu bereits Kapitel „Eigentumsverhältnisse“ und „Entflechtung“ ). Diesbezügliche Verbesserungsmaßnahmen werden seitens E-Control laufend im Rahmen der Beurteilung des jeweiligen Gleichbehandlungsberichtes vorgenommen, der von den Speicherunternehmen jährlich der Regulierungsbehörde vorzulegen ist.

# 3 Wettbewerbsanalyse für den Speichermarkt

Zum Ausgleich zwischen dem Gasangebot und der saisonalen und täglichen Unterschiede in der Gasnachfrage muss in der Wertschöpfungskette der Gasindustrie die Möglichkeit der Zwischenspeicherung und Anpassung an das Nachfrageverhalten (Strukturierung) angeboten werden. Zugang zu dieser Flexibilität erhalten Gashändler zum einen durch den Abschluss von Speicherverträgen, den Abschluss von Bezugsverträgen mit Abnahmeflexibilitäten, aber auch – im Zuge der Entwicklung von kurzfristigen Handelsplätzen – über den Handel von Spot- und Terminmarktprodukten. Dabei bieten Produktion und Speicher physische Flexibilität aus „erster Hand", Gashandelsprodukte beinhalten bereits diese Flexibilität und sind daher sekundäre Flexibilitätsprodukte.

## 3.1 Sachliche Marktabgrenzung

Das Thema der Marktabgrenzung wurde zum einen von der EU Kommission (nachfolgend: „EK") bereits behandelt, zum anderen aber auch von nationalen Wettbewerbsbehörden untersucht.

### 3.1.1 Marktabgrenzungen in Wettbewerbsverfahren

#### *Marktabgrenzungen der Europäischen Kommission*

In früheren Entscheidungen hat die EK eine Unterscheidung in einen eigenen Speichermarkt vorgenommen.[17] Eine weitere Unterscheidung zwischen Poren- und Kavernenspeicher wurde auch diskutiert. Die in Österreich betriebenen Untergrundspeicher sind alle ehemalige Gasfelder (Porenspeicher), Kavernenspeicher sind keine vorhanden.

In der Entscheidung DONG/Elsam/Energi E2 von 14.3.2006 unterscheidet die EK zwischen saisonaler Flexibilität, kurzfristiger Flexibilität und Notversorgungsflexibilität.[18] Dabei unterteilt die EK die Flexibilitätsinstrumente (oder Flexibilitätsprodukte) in 5 Gruppen:

- Speicherung in besonderen Speicheranlagen,
- Unterbrechbare oder anders modulierbare Nachfrage der Kunden, z. B. der zentralen KWK-Anlagen,
- Flexible Lieferverträge (auf der Grundlage von Importen, inländischer Förderung oder Lieferverträgen auf dem inländischen Sekundärmarkt),
- Flexibler Handel mit Gas über Gashandelsplätze (Hubs) oder bilateral (Termingeschäfte oder Ad-hoc-Geschäfte),
- Line Pack, d. h. Lagerung in den Übertragungsleitungen durch Erhöhung oder Senkung des Gasdrucks in diesen Rohrleitungen.

[17] Vgl. zB. EK, Entscheidung COMP/M.4890, Arcelor/Ferngas, 22.11.2007, S. 3, http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m4890_20071122_20310_en.pdf

[18] Vgl. EK, Merger Case M.3868, DONG/Elsam/Energi E2, Entscheidung vom 14.3.2006, S. 16

Inwieweit die Flexibilitätsleistungen im jeweiligen Markt zur Verfügung stehen, muss jeweils analysiert werden. Für den dänischen Markt hat die EK festgestellt, dass „eindeutig Unterschiede hinsichtlich des angemessenen Substituierungsgrades der verschiedenen Möglichkeiten zur Erreichung dieser Flexibilität bestehen.“[19] Die sachliche Marktabgrenzung wurde jedoch offen gelassen.

In der Entscheidung zum Zusammenschluss Gazprom/Wintershall vom 3.12.2013 hat die EK darauf hingewiesen, dass die Antragsteller auch einen weiteren Markt sehen, der alle Flexibilitätsinstrumente enthält. Dieser Sachverhalt ist aber nicht weiter untersucht worden. [20] In dieser Entscheidung wurden von der EK auch Speicherkunden in Österreich befragt, die angegeben haben, dass sie grundsätzlich von mehreren Speicherunternehmen beziehen und ein Wechsel möglich ist.[21]

Zusammenfassend ist daher festzuhalten, dass eine belastbare Marktabgrenzung für den Flexibilitäts- oder Speichermarkt von Seiten der EK noch nicht vorliegt.

### *Marktabgrenzung des deutschen Bundeskartellamtes*

Das deutsche Bundeskartellamt diskutiert in dem Zusammenschlussverfahren Gazprom/-VNG[22] die Marktabgrenzung für den Speichermarkt.

Dabei kommt es zu dem Schluss, dass zumindest unterschiedliche Speichertypen (Poren- und Kavernenspeicher) einem Markt zuzuordnen sind.[23] Ob aber der Speichermarkt ein eigenständiger Produktmarkt oder Teil eines Flexibilitätsmarktes ist, wird offen gelassen, da aufgrund zeitlicher Restriktionen nicht zu ermitteln war, ob nachfrageseitig Speicherprodukte durch andere gaswirtschaftliche Produkte substituierbar sind (z.B. strukturierte Beschaffung am Hub).

### *Einschätzung von Marktteilnehmern: Ergebnisse der Public Consultation von CEER zu Storage Vision*

Im Mai 2015 hat die Vereinigung der europäischen Regulatoren CEER sein Papier “CEER Vision on the Regulatory Arrangements for the Gas Storage Market“ [24] veröffentlicht. Inhalt dieses Dokuments ist die Darstellung der Rolle der Gassspeicher im europäische Gasmarkt, die

---

[19] Vgl. EK, Merger Case M.3868, DONG/Elsam/Energi E2, Entscheidung vom 14.3.2006, S. 20

[20] Vgl. EK, Merger Case M.6910, Gazprom/Wintershall/Target Companies, Entscheidung vom 3.12.2013, S. 7

[21] Vgl. EK, Merger Case M.6910, Gazprom/Wintershall/Target Companies, Entscheidung vom 3.12.2013, S. 8 f.

[22] Vgl. Bundeskartellamt in 2012:
http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Entscheidung/DE/Entscheidungen/Fusionskontrolle/2012/B8-116-11.pdf?__blob=publicationFile&v=4

[23] Vgl. Bundeskartellamt in 2012:
http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Entscheidung/DE/Entscheidungen/Fusionskontrolle/2012/B8-116-11.pdf?__blob=publicationFile&v=4 , S. 62 ff.

[24] Vgl. http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Gas/2015/C15-GWG-119-03_CEER%20_Vision%20gas%20storage%20market_25_May_2015.pdf

Diskussion der Sicherstellung fairer und gleicher Rahmenbedingungen für Flexibilitätquellen und -instrumente und die Analyse der Frage, wie sichergestellt werden kann, dass der Wert von Versorgungssicherheit vom Markt eingeschätzt werden kann. Der Erstellung des Dokuments war ein Diskussionsprozess mit Interessenvertretern vorausgegangen, bei dem diese über einen Fragebogen zu den verschiedenen Aspekten der oben genannten Fragestellungen befragt wurden.

Dort wurde unter anderem folgende Frage gestellt: „Do you agree with CEER's observation that storage competes within a wider flexibility market (e.g. with LNG, interconnection and virtual products)?" Die Antworten dazu zeigen, dass die Marktteilnehmer Speicherung im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsinstrumenten sehen[25] und dass eine enge Marktsicht auf einen reinen Speichermarkt die Wettbewerbsbedingungen und den Grad des Wettbewerbsdrucks auf die Speicherunternehmen nicht korrekt widerspiegeln würde.

### 3.1.2 Arten der Flexibilität

Grundsätzlich kann zwischen verschiedenen Flexibilitätsquellen unterschieden werden:[26]

(1) saisonale Flexibilität:
Ausgleich von saisonalen Mengenschwankungen und Arbitrage bei saisonalen Preisunterschieden zwischen Sommer und Winter. Diese Mengenschwankungen sind zum Großteil vorhersehbar, da sie alternierend vorkommen.

(2) kurzfristige Flexibilität: Ausgleich kurzfristiger Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage, zum Großteil nicht vorhersehbar.

(3) Notversorgungsflexibilität: Überbrückung von Lieferausfällen, zum Großteil nicht vorhersehbar.

Um diese Flexibilität bereitzustellen, können die oben aufgezählten Flexibilitätsinstrumente eingesetzt werden. Die Bereitstellung von Flexibilität über LNG-Verträge und unterbrechbare Verträge mit Endkunden ist dabei im österreichischen Markt nicht gegeben. Die Linepacknutzung steht den Gasversorgern und -händlern über den Ausgleichsenergiemarkt zur Verfügung.

#### *Saisonale Flexibilität im österreichischen Gasmarkt*

**Produktionsflexibilität**

Mit der OMV Austria Exploration & Production GmbH und der RAG AG sind zwei Unternehmen in der Gasproduktion in Österreich tätig. Im Jahr 2014 wurden in Österreich insgesamt

[25] Vgl. Antworten zur Public Consultation, Question 4, " Do you agree with CEER's observation that storage competes within a wider flexibility market (e.g. with LNG, interconnection and virtual products)?" veröffentlicht unter http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/GAS/CEER_Vision_Gas_Storage/RR

[26] Vgl. auch Frontier Economics; Research into gas flexibility services; 2008, REPORT PREPARED FOR DTE, https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=8674

rd. 1,235 Mrd. Nm³ Naturgas[27] gefördert, was rd. 20% des Inlandsgasverbrauchs entspricht. Der Hauptanteil, rd. 81%, wurde von der OMV Austria Exploration & Production gefördert (Tabelle 3).

**Tabelle 3: Naturgasproduktion in Österreich 2014**

| | in Mio. $Nm^3$ | in % | % gg. 2013 |
|---|---|---|---|
| OMV Austria Exploration & Production | 998,315 | 81 % | - 10,94 % |
| RAG AG | 236,515 | 19 % | - 0,58 % |
| Gesamt | 1.234,830 | 100 % | - 9,13 % |

**Quelle: Geologische Bundesanstalt, https://www.geologie.ac.at/fileadmin/user_upload/dokumente/pdf/erdoel_erdgasdaten/erdoelref_2014.pdf**

Konkrete Details über die Flexibilitätsmöglichkeiten der heimischen Produktion sind nicht bekannt, ebenso wenig wie die Vertragsbedingungen zwischen inländischen Gasproduzenten und Gasunternehmen. Die monatlichen Liefermengen aus der inländischen Produktion zeigen eine nur geringe Schwankungsbreite auf (als Beispiel dafür der Zeitraum 2013 bis Mai 2015 in Abbildung 7 und Abbildung 8).

Auch die täglichen Lieferungen aus der Produktion weisen keine deutlichen Schwankungen auf[28]. Eine deutliche Steigerung der Stundenleistung ist nicht möglich, darauf haben die inländischen Produzenten auch im Rahmen der Erstellung des Stress Tests der EK im August 2014 hingewiesen, auch Daten aus der Energielenkung, die E-Control vorliegen, lassen diesen Schluss zu. Zudem ist die inländische Produktion in den letzten Jahren (auch aufgrund des ungünstigen wirtschaftlichen Umfelds durch die Erhöhung des Förderzinses) zurückgegangen, dies dürfte zumindest Einfluss auf die Höhe der Bereitstellung von saisonaler Flexibilität haben.

[27] Unter Naturgas wird sowohl Erdgas als auch Erdölgas verstanden.

[28] Vgl. AGGM, Daten zur Netzauslastung, www.aggm.at

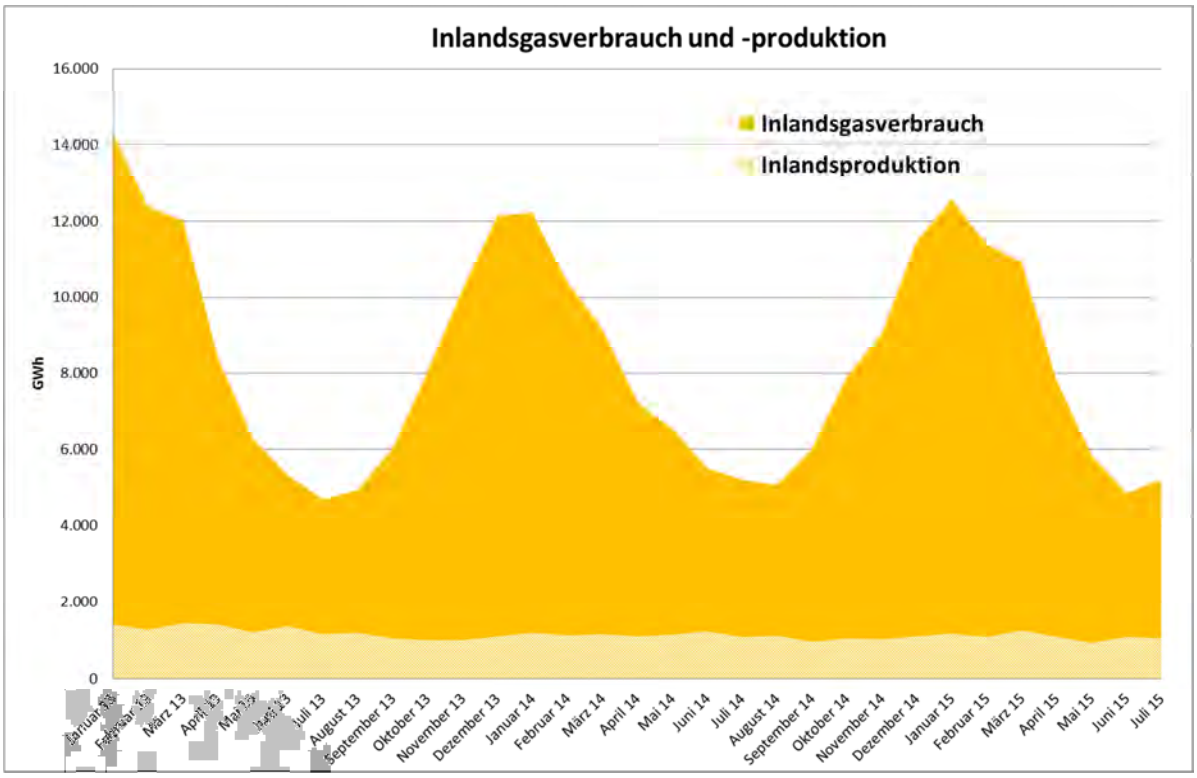


**Abbildung 7: Inlandsgasverbrauch und –produktion in 2013 bis Mai 2015 in GWh**

**Quelle: E-Control**

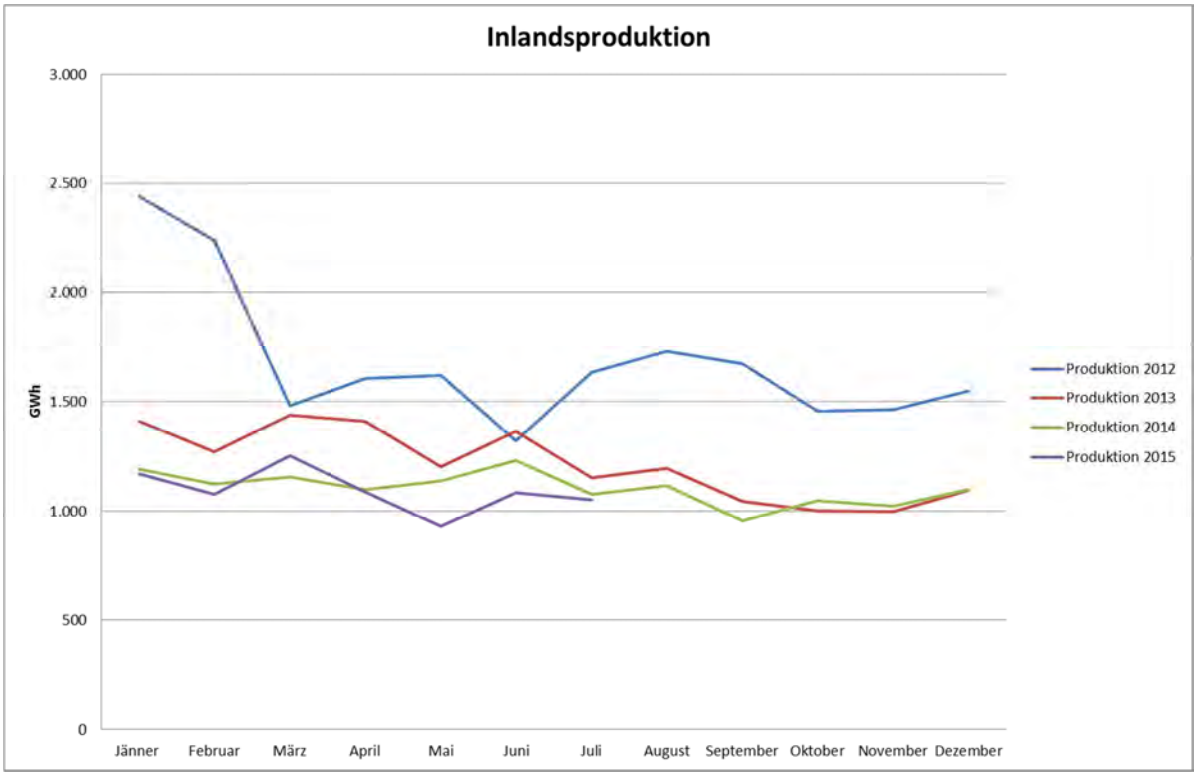


**Abbildung 8: Monatliche Inlandsproduktion von 2012 bis 2014 in GWh**

**Quelle: E-Control**

**Flexibilität aus Verträgen mit ausländischen Produzenten**

Österreichische Gashändler importieren aus Russland, Norwegen und Deutschland Gas nach Österreich. Dieser Import erfolgt zu einem Großteil noch auf der Basis langfristiger Verträge, die Mindestabnahmeverpflichtungen enthalten. Auch Abnahmeflexibilitäten (täglich, saisonal) sind in den Verträgen zum Teil enthalten. Es ist bekannt, dass zumindest neben Econgas nur wenige Gasgroßhändler langfristige Verträge mit russischen und norwegischen Produzenten halten und damit Zugang zu Flexibilitäten aus diesen Verträgen haben.[29]

Wesentlichen Anteil an den Importmengen über langfristige Verträge haben die Importe aus Russland über Baumgarten. Genaue Daten, wie sich diese Importmengen für Österreich entwickelt haben, liegen nicht veröffentlicht vor. Die Statistiken der E-Control enthalten die gesamten Importe über Baumgarten aus der Slowakei, also sind auch Exportmengen nach Italien und Deutschland inkludiert. Die jährlichen Gesamtmengen schwanken zwischen 350.000 GWh und 440.000 GWh, ein eindeutiger Trend ist in den letzten Jahren nicht zu erkennen. Ein saisonaler Trend ist in den Jahren 2010 bis 2013 festzustellen: Die Importmengen sind im Sommer geringer als in den Wintermonaten, sodass über die Importverträge wohl saisonale Flexibilität angeboten wird.

Dies gilt jedoch nicht für 2014: Ab September 2014 waren rückläufige Importe zu beobachten (Abbildung 9), da die Nominierungen der Kunden von Gazprom Export bzw Gazprom Austria GmbH eingekürzt wurden. Dieses Vorgehen beschränkte die Flexibilitätsmöglichkeiten der Kunden der Gazprom Export bzw. Gazprom Austria und damit die Substitutionsmöglichkeiten von Flexibilität aus Speichern durch Importmengen. Im Gegenteil: für diesen Fall müssten im Winter Speicherkapazitäten vorgehalten werden, um die Nachfrage zu befriedigen. Die Speicherbewegungen seit September 2014[30] (Abbildung 10) zeigen auch, dass die fehlenden Mengen vor allem durch Speicherentnahmen ausgeglichen wurden.

[29] Vgl. Pressemeldungen, http://www.gazpromexport.ru/en/partners/; http://www.econgas.com/austria/eng/unternehmen/08/econgas_news_22112013.htm

[30] Vgl. E-Control, Betriebsstatistik auf www.e-control.at

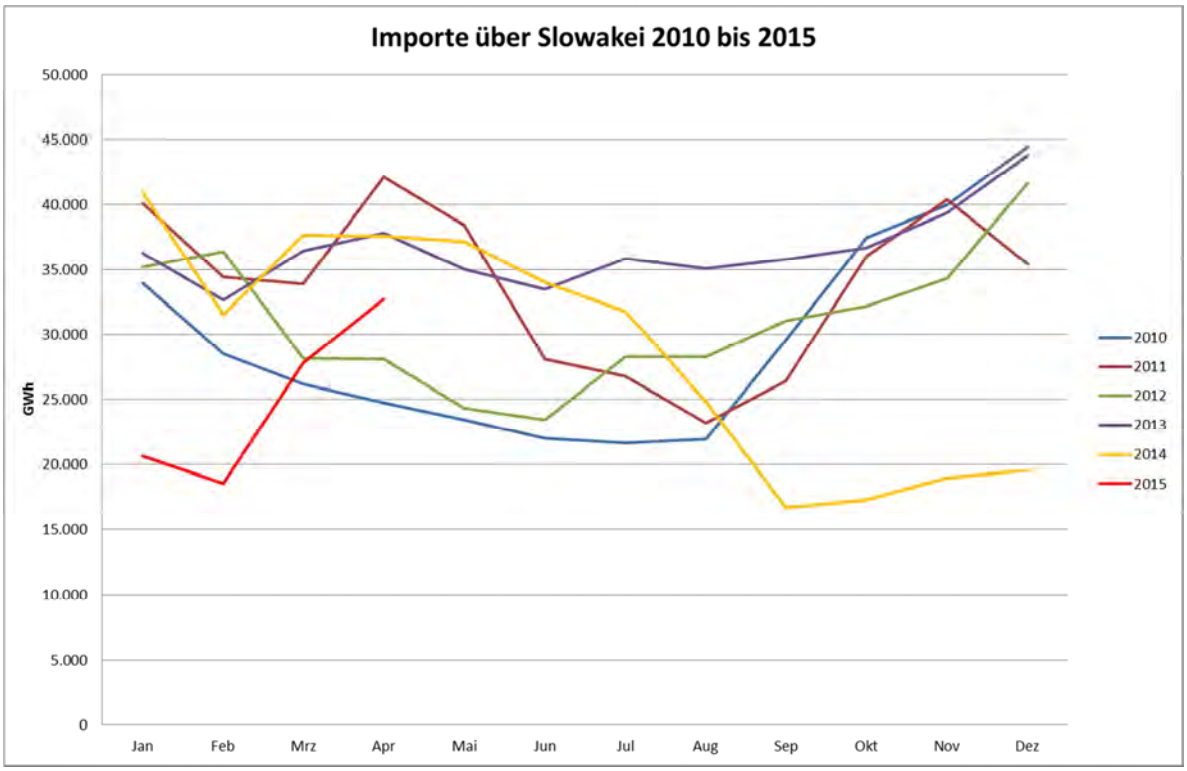


**Abbildung 9: Monatliche Gasimporte über die Slowakei 2010 bis 2015 in GWh**

**Quelle: E-Control**

Zumindest für 2014 ist daher ein Rückgang der Flexibilität aus Importverträgen festzustellen. Gazprom Export hat auch im Juni 2015 angekündigt, die Flexibilitäten in den Importverträgen anzupassen, da ihre Kunden eher an Preisanpassungen und Hubindexierung interessiert sind, da auch genug Flexibilität in Westeuropa zur Verfügung steht.[31] Es ist also davon auszugehen, dass diese Flexibilitäten aus Importverträgen auch mittelfristig zurückgehen werden.

[31] Vgl. Argus Gas Connections vom 17.6.2015, „Gazprom to revise contractual flexibility“, S. 1; in diesem Artikel wurde auch ein Preis für die vertragliche Flexibilität mit 70 $/1000 m3 genannt, das sind 0,65 Eur/MWh.

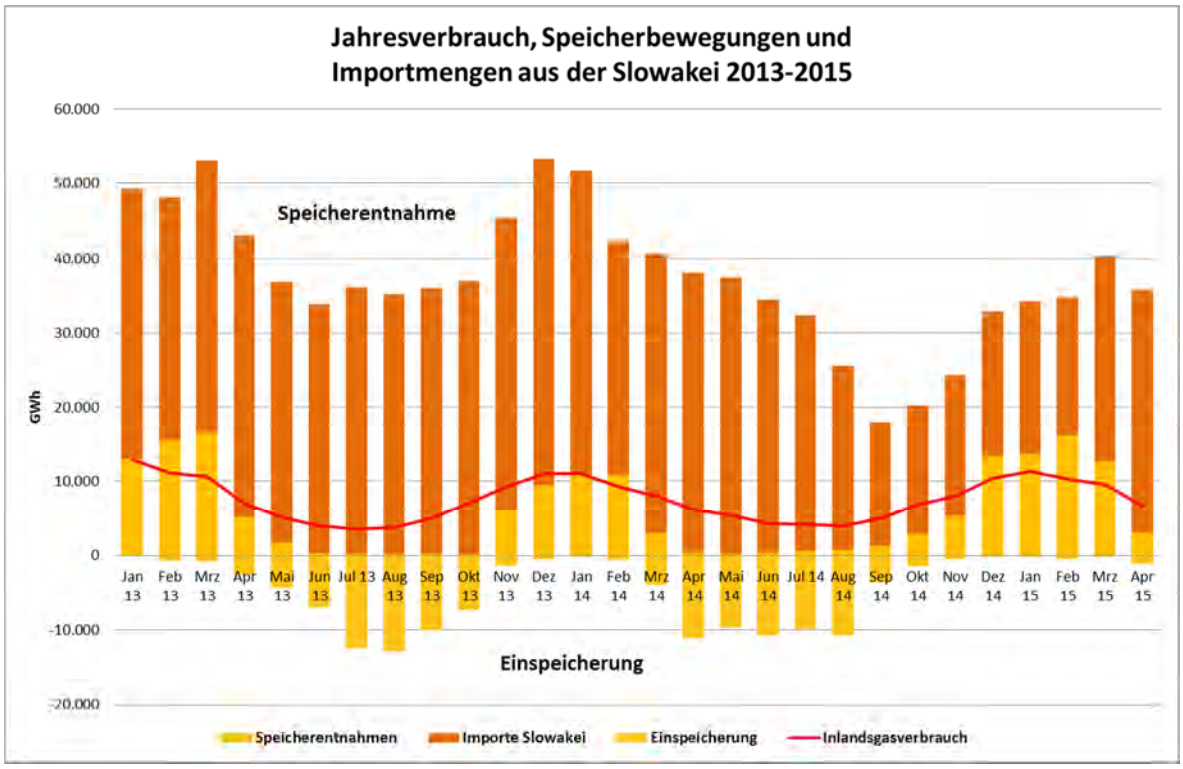


**Abbildung 10: Jahresverbrauch, Speicherbewegungen und Importmengen aus der Slowakei 2013-2015 in GWh**

**Quelle: E-Control**

***Flexibilität durch Speicherung***

Die Daten der Speichernutzung in den letzten Jahren[32] zeigen die Bedeutung der Speicher für die saisonale Flexibilität in Österreich: Saisonale Unterschiede zwischen dem Gasbezug von Gasproduzenten und Nachfrage werden im österreichischen Gasmarkt im Wesentlichen durch Speicherbewegungen abgedeckt (Abbildung 10 und Abbildung 11). Weder Produktionsvariationen noch Importe können diese Flexibilität in gleichem Maß erreichen, wie Abbildung 11 zeigt.

Das Angebot an Speicherkapazitäten und damit das Angebot an Flexibilität hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen (Vgl. Abbildung 2 und Abbildung 3 auf S. 8).

[32] Vgl. E-Control Homepage, Betriebsstatistik

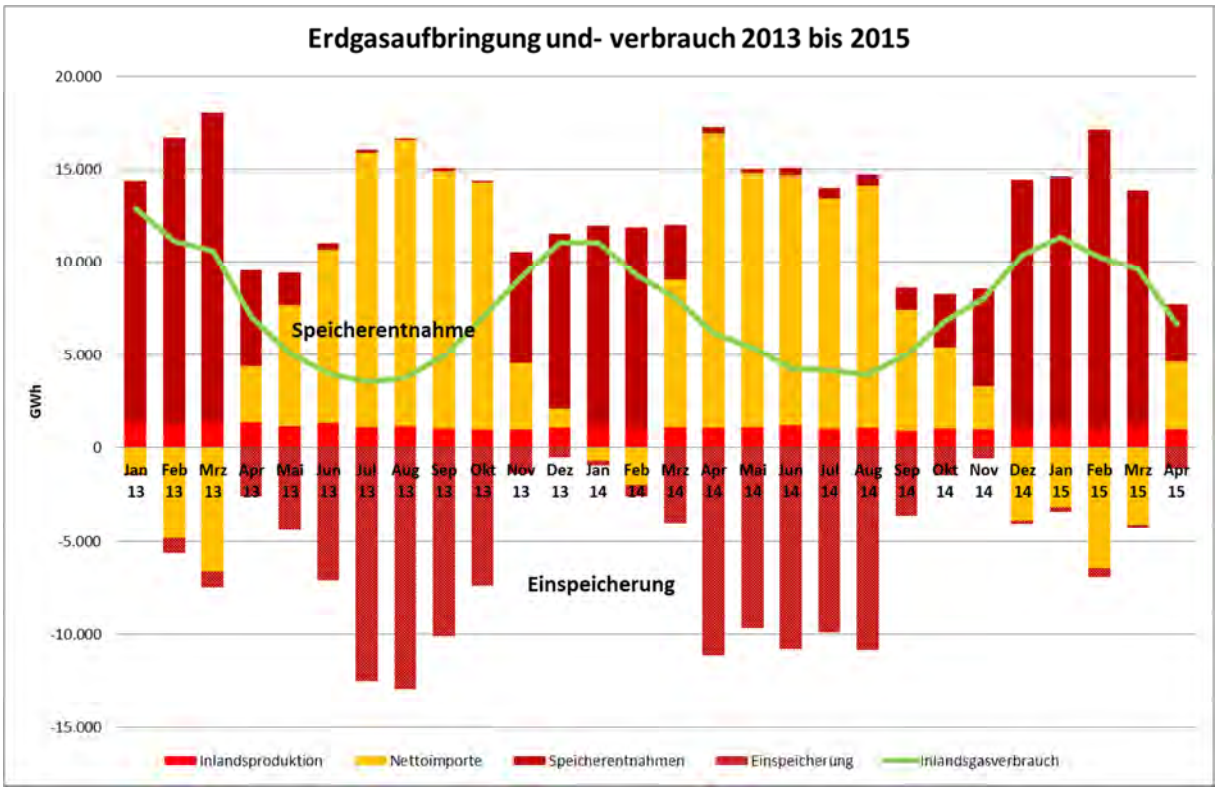


**Abbildung 11: Erdgasaufbringung und Verbrauch in Österreich für 2013 und 2014 in GWh**

**Quelle: E-Control**

## *„Sekundäre" Flexibilität: Handelsprodukte und Ausgleichsenergie*

- **Flexibilität über den Hub**

Unternehmen, die Importverträge, Verträge mit Produzenten und Speicher- und Transportverträge halten, können die ihnen zur Verfügung stehende Flexibilität auch Dritten anbieten. Dies kann über den Handel an den Hubs erfolgen. Seit 2008 ist die Bedeutung dieser Handelsplätze in Westeuropa deutlich angestiegen.

Mit 1.1.2013 wurde ein „virtueller Handelspunkt" im Marktgebiet Ost eingeführt. Der Betreiber des virtuellen Handelspunktes ist die Central European Gas Hub AG (nachfolgend: „CEGH"). Bis zum 1.1.2013 wurden über den CEGH Handelsgeschäfte an unterschiedlichen physischen Übergabepunkten im Fernleitungsnetz abgewickelt. Im Dezember 2009 wurde die Börse eröffnet, zunächst mit dem Handel von Spotprodukten. Im November 2010 wurde die Terminbörse eröffnet. Im Januar 2013 – mit der Einführung des neuen Marktmodells – wurde der CEGH zum Betreiber des VHP und der Handel mit Within-Day Produkten wurde gestartet, auch zur Abwicklung der Ausgleichsenergiebewirtschaftung.

Am CEGH werden verschiedene Produkte gehandelt, zum einen als Over the Counter-Handelsgeschäfte (OTC), zum anderen an der Börse. Dabei wird zwischen Spotprodukten (Day Ahead, Within Day) und Terminprodukten (Month Ahead, Winter, Sommer, Quartale,

Jahre) unterschieden. Die Handelsprodukte an sich enthalten keine Flexibilität in der Abnahme, d.h. die Mindestabnahmeverpflichtung liegen bei 100%. Über ein Portfolio von unterschiedlichen Handelsprodukten kann jedoch auch saisonale Flexibilität und durch den Kauf von Spotprodukten tägliche Flexibilität erzeugt werden. Anbieter von Flexibilitätsprodukten an Hubs sind Gashändler, die zum Teil auch Speicherkunden sind.

Mit der Einführung des VHP Anfang 2013 ist die Anzahl der registrierten Händler am CEGH stark angestiegen und liegt bei mehr als 180, auch die Handelsmengen sind in den letzten Jahren deutlich angestiegen sowohl OTC als auch an der Börse (Abbildung 12 und Abbildung 13). Auch das Produktangebot und damit die Liquidität entlang der Zeitachse hat in den letzten Jahren zugenommen (Abbildung 14).

Insgesamt hat der CEGH damit an Bedeutung als Handelsplatz und Beschaffungsmarkt für Österreich, aber auch andere angrenzende Länder wie Italien, Slowakei, Slowenien und Ungarn gewonnen. Im Vergleich zum virtuellen Handelspunkt in den Niederlanden, dem Title Transfer Facility (nachfolgend: „TTF“) und NCG ist der CEGH allerdings noch vor allem bei dem Gashandel von längerfristigen Produkten geringer entwickelt (Abbildung 15), daher ist auch die Möglichkeit des Bezugs von anderen Handelspunkten eine wichtige Option für österreichische Gashändler.

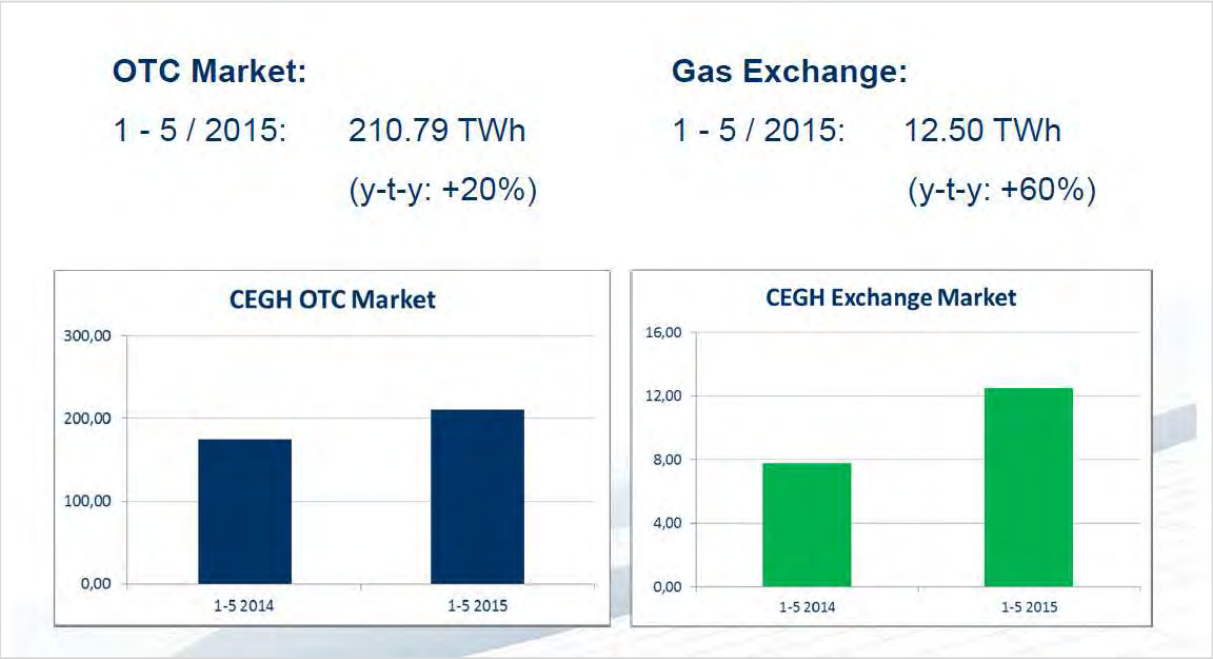


**Abbildung 12: Entwicklung des Handels am CEGH im OTC Markt und Börse**

**Quelle: CEGH, www.cegh.at unter Präsentationen**

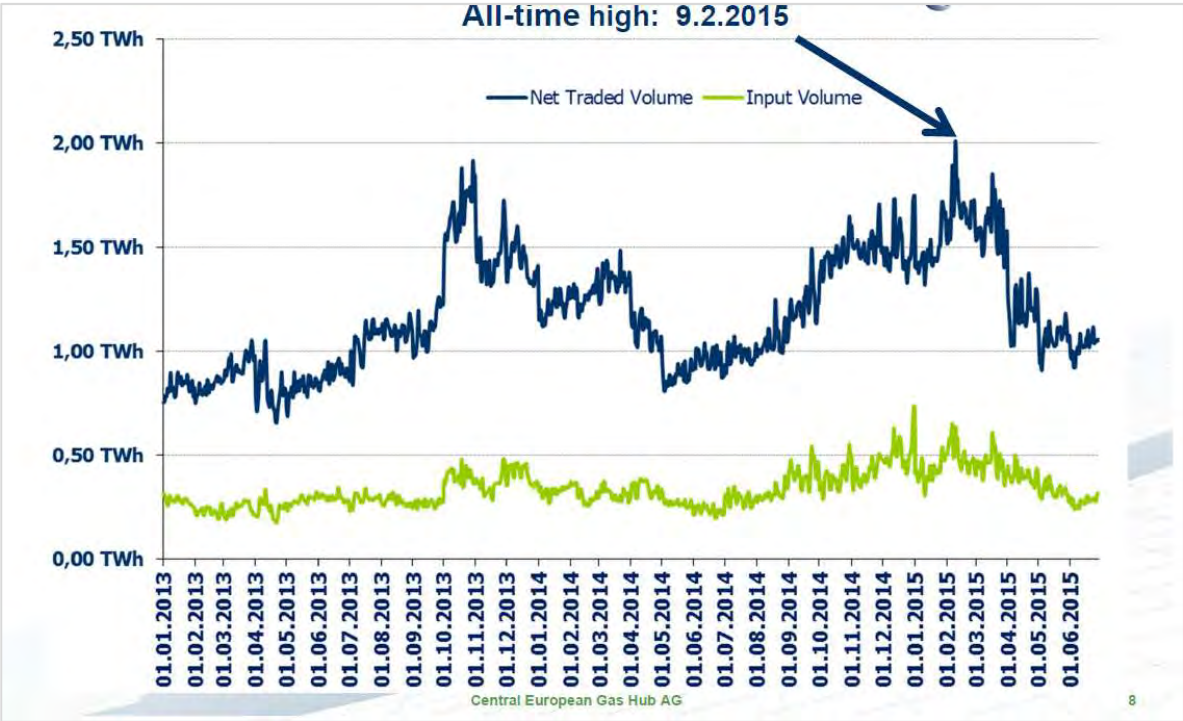


**Abbildung 13: Entwicklung der OTC Handelsmengen am CEGH seit 1.1.2013 in TWh**

**Quelle: CEGH, www.cegh.at unter Präsentationen**

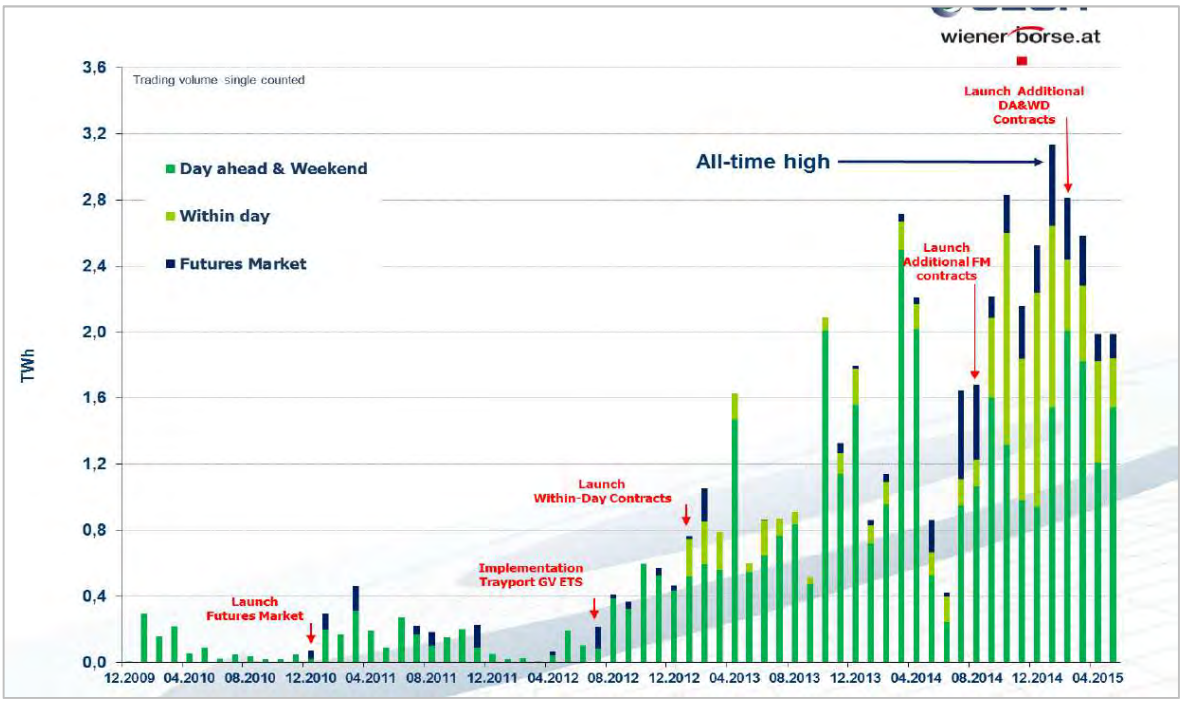


**Abbildung 14: Entwicklung der Handelsmengen an der Börse für einzelne Produkte in TWh**

**Quelle: CEGH, www.cegh.at unter Präsentationen**

Neben dem Bezug über den CEGH hat auch die Beschaffung von Handelsprodukten über den NCG an Bedeutung gewonnen. Die mit der Umsetzung des 3. Energiemarktliberalisierungspakets getroffenen Maßnahmen haben den Zugang zu Transportkapazitäten am Entrypunkt

Oberkappel verbessert. Dies hat es den österreichischen Gashändlern erleichtert, ihr Bezugsportfolio zu diversifizieren.

Seit 1. April 2013 werden alle Primärkapazitäten auf Fernleitungsebene über die zentrale europäische Plattform PRISMA vermarktet, was zu mehr Transparenz und Effizienz im Kapazitätsmanagement geführt und damit den Zugang zu Transportkapazitäten verbessert hat. Den Fernleitungsnetzbetreibern wird es über eine gemeinsame Vermarktungsplattform auch wesentlich erleichtert, gebündelte Kapazitätsprodukte an den Grenzkopplungspunkten anzubieten. Zudem wurde am 1. Oktober 2013 das kurzfristige "use it or lose it" gemäß § 11 GMMO-VO 2012 umgesetzt und damit an allen buchbaren Punkten mit vertraglichen Engpässen die angebotene feste Day-Ahead Kapazität merkbar gesteigert, was eine positive Auswirkung auf den kurzfristigen Gashandel hat.

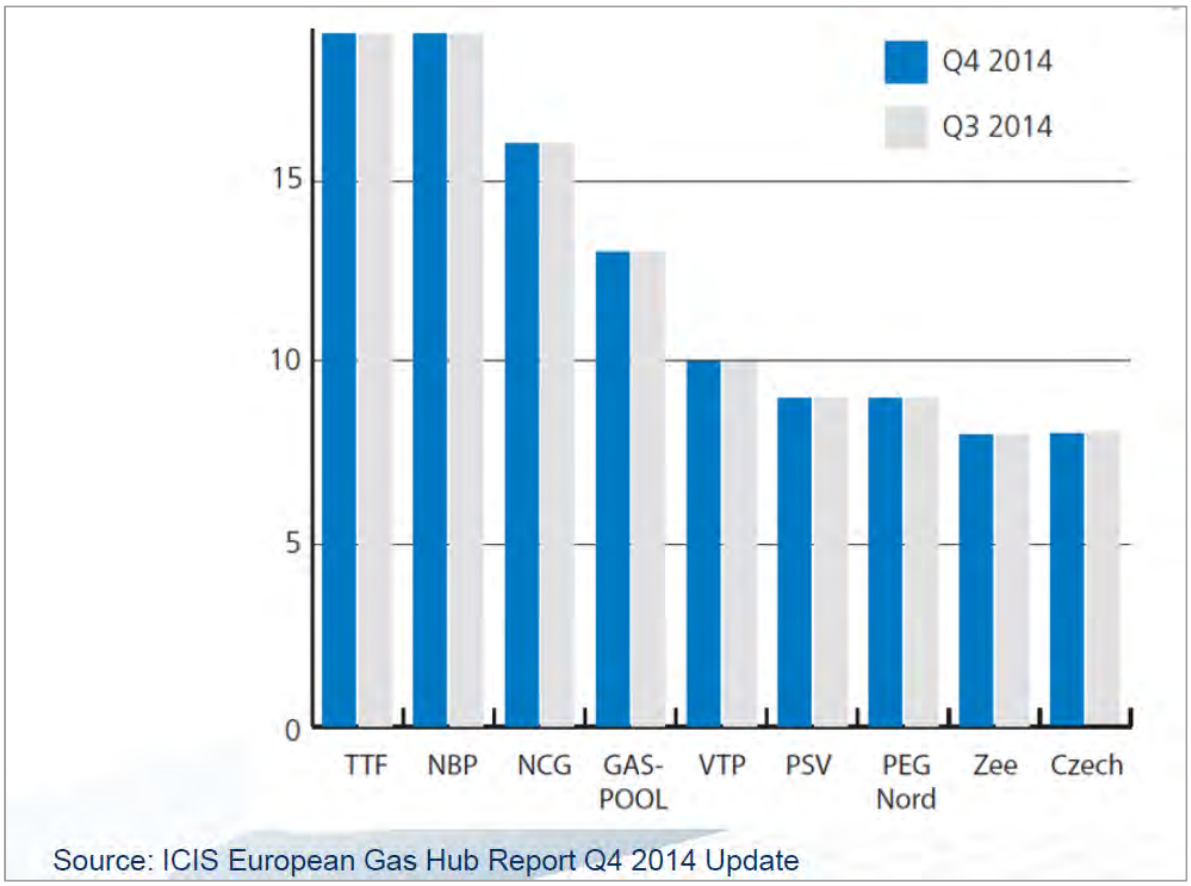


**Abbildung 15: ICIS Heren Score: Tradability Index**

**Quelle: CEGH, www.cegh.at unter Präsentationen**

Im europäischen Vergleich ist der österreichische VHP nach dem niederländischen TTF, dem britischen NBP und den deutschen Hubs NCG und Gaspool am weitesten entwickelten, wie Abbildung 15 zeigt. Dabei ist der „Heren Tradability Index"[33] ein Messwert für die Handelsqualität an den Hubs und ein Punkteindex. Er basiert auf den Preiseinschätzungen der Händ-

[33] Für die genaue Beschreibung der Methodik siehe: https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/rbi-icis/wp-content/uploads/2013/10/European-Gas-Hub-Report-Methodology-September-2013.pdf

ler, die von ICIS Heren erhoben werden. Es werden die Preisunterschiede zwischen dem niedrigsten Angebotspreis des Verkäufers und dem höchsten Angebotspreis des Verkäufers (Bid-Offer-Spreads) an einem Handelstag an den Hubs für alle gehandelten Produkte erhoben und bewertet[34]; je geringer der Bid-Offer-Spread ist (weniger als 0,3 Eur/MWh), desto höher ist die erreichte Punktzahl. Dabei müssen diese geringen Preisunterschiede (Spreads) bei mehr als 10 Vertragsangeboten während des gesamten Handelstages vorgelegen haben, und nicht nur bei einzelnen Angeboten.

Die Entwicklung des VHP ermöglicht auch anderen Gasunternehmen, die nicht Speicherkunden sind, den Zugang zu Flexibilität. Inwieweit die Handelsprodukte und Speicherprodukte als Substitute angesehen werden können, ist nicht eindeutig festzustellen. Händler am CEGH sind zum Teil auch Speicherkunden, sodass Handelsprodukte, die sie anbieten, vermutlich auch Speicherprodukte als Vorprodukte enthalten.

## *Kurzfristige Flexibilität*

Stündliche oder tägliche Schwankungen im Verbrauch können zum einen durch Speicherentnahmen, aber auch durch Ausgleichsenergiebezug ausgeglichen werden. In welcher Höhe Import- oder Produktionsverträge stündliche oder tägliche Flexibilitäten enthalten, ist – wie bereits gesagt - nicht veröffentlicht.

- ***Flexibilität über den Ausgleichsenergiemarkt: Zugang zum Linepack***

Mit der Einführung des neuen Marktmodells am 01.01.2013 ergab sich eine Änderung durch die Einführung der Tagesbilanzierung auf Marktgebietsebene, als auch auf Verteilergebietsebene, in jeweils unterschiedlicher Ausprägung. Für Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Leistung von bis zu 10.000 kWh/h[35], worin unter anderem Haushaltskunden enthalten sind, ist eine Tagesbilanzierung eingeführt worden. Damit kann die Gaslieferung an diese Kundengruppen über den Tag verteilt gleichmäßig (d.h. bandförmig) erfolgen. Am Ende des Tages muss die Liefermenge insgesamt ausreichend sein, um den Verbrauch abzudecken. Die Auswirkung für den Gasversorger ist, dass er für jene Kunden, die unter die Tagesbilanzierung fallen, gleichmäßig einliefern kann, Bedarfsspitzen aber während des Tages nicht ausgleichen muss und daher keine untertägige und stündliche Flexibilität benötigt. Zur Abdeckung der Tagesverbrauchsstruktur wird nunmehr primär das vorhandene Line-Pack (Speichermöglichkeit des Transportnetzes) im Verteilergebiet, und auch im Fernleitungsnetz genutzt. Für den täglichen Ausgleich muss der Versorger jedoch Flexibilitätsprodukte wie Speicher oder Handelsprodukte nutzen.

[34] Für die genaue Beschreibung der Methodik siehe: https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/rbi-icis/wp-content/uploads/2013/10/European-Gas-Hub-Report-Methodology-September-2013.pdf

[35] Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Leistung zwischen 10.000 kWh/h und 50.000 kWh/h sind grundsätzlich in der Stundenbilanzierung, können aber in die Tagesbilanzierung optieren; Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Leistung von über 50.000 kWh/h sind in der Stundenbilanzierung.

Das Line-Pack (Speicherfunktion des Transportnetzes) wird zwar stärker genutzt, aber dennoch muss weiterhin physikalische Ausgleichsenergie genutzt werden, wenn das Line-Pack nicht ausreichend ist. Für die Beschaffung der physikalischen Ausgleichsenergie ist (nach wie vor) der Verteilergebietsmanager AGGM zuständig. Dieser kauft Ausgleichsenergieprodukte im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators an der Börse am VHP. Nur wenn es am VHP kein Angebot gibt oder lokationsabhängige Ausgleichsenergieabrufe notwendig sind, kann er die Angebote der beim Bilanzgruppenkoordinator angesiedelten merit-order-list nutzen, dort werden die Ausgleichsenergieangebote preislich gereiht und können vom Verteilergebietsmanager in anonymisierter Form gezogen werden.

Eine erste Analyse für 2013 zeigte, dass der Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie in den ersten Monaten mit dem neuen Marktmodell (aufgrund der asymmetrischen Ausgleichsenergiebepreisung) tendenziell gestiegen ist, sich dieser aber anschließend wieder auf einem normalen Niveau eingependelt hat. Da die österreichischen Speicher eher als saisonale Speicher (hohe Entnahmedauern der Speicherprodukte) einzustufen sind, ist bisher nicht festzustellen, dass ihre Nutzung durch das neue tägliche Ausgleichsenergiesystem grundsätzlich eingeschränkt worden.

### *„Notversorgungs“-flexibilität*

Der Bedarf an saisonaler oder täglicher Flexibilität ist aufgrund der bekannten Lastprofile von Erdgasverbrauchern zum Großteil vorhersehbar. Lieferausfälle oder extreme Temperaturen sind dagegen nur zum Teil vorherzusagen.

Gemäß VO (EG) Nr. 994/2010 (SoS-VO) müssen Mitgliedstaaten für den Fall des Ausfalls der größten Infrastruktur ausreichend Infrastruktur vorhalten. Der Infrastrukturstandard für Österreich zeigt, welche Option bei einem Lieferausfall der größten Infrastruktur, in Österreich für Baumgarten, bestehen.

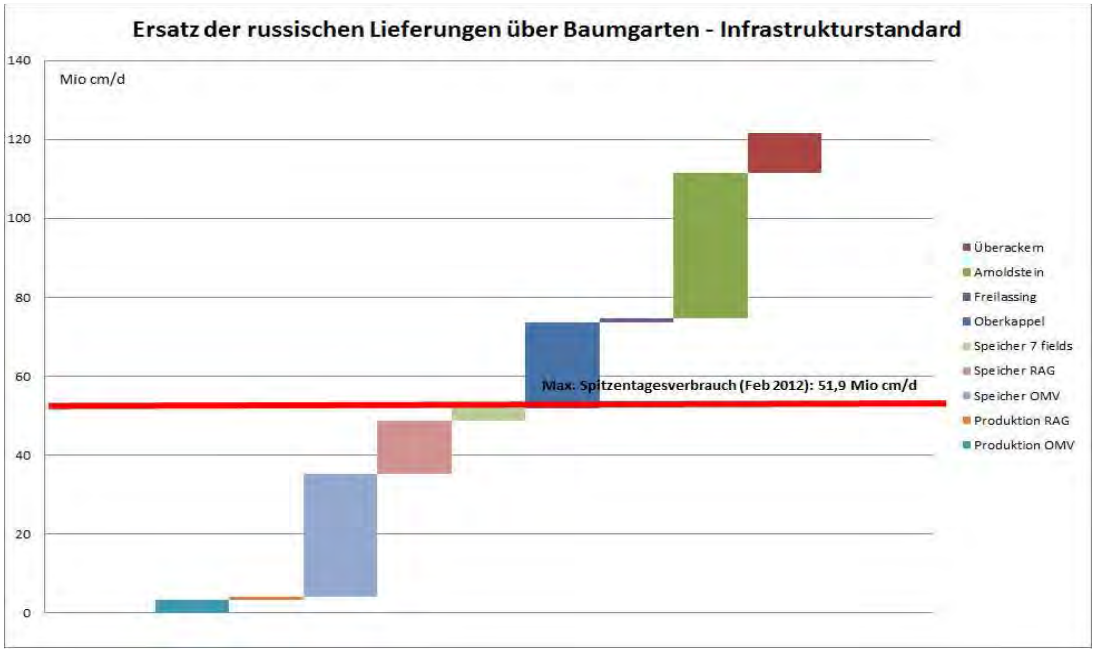


**Abbildung 16: Erfüllung des Infrastrukturstandards in Österreich, Stand 2014**

**Quelle: Daten AGGM, Langfristplanung**

Über die Inlandsproduktion und die verfügbare Speicherleistung kann dabei der Spitzenverbrauch und damit ein Importausfall gedeckt werden (Abbildung 16). Voraussetzung dafür ist, dass die Speicher ausreichend gefüllt sind, um die maximale Entnahmeleistung tatsächlich nutzen zu können. Auch in diesem Fall einer Versorgungsunterbrechung ist festzustellen, dass Speicher eine wesentliche Bedeutung für die Bereitstellung der benötigten Kapazitäten haben.

## *Fazit sachliche Marktabgrenzung*

Die Flexibilität, die die Nutzung von Speichern bietet, steht grundsätzlich im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsinstrumenten. Saisonale Flexibilität wird vor allem aus Importverträgen und Speicherprodukten zur Verfügung gestellt, diese stehen auch in einem direkten Substitutionsverhältnis, dies zeigt die Situation seit September 2014, in der der Großteil der Lieferausfälle über Speicherentnahmen kompensiert wurden. Andere saisonale Flexibilitätsquellen stehen in Österreich nur begrenzt zur Verfügung (LNG, Flexibilität aus der Produktion). Flexibilitätsprodukte wie Gashandelsprodukte am Hub oder Ausgleichsenergie bauen auf Flexibilitätsquellen wie Speicher und Importverträgen auf. Ein Rückgang des Angebots von Speicherkapazitäten sowie der Flexibilität in Importverträgen dürfte auch Auswirkungen auf das Angebot von Handelsflexibilitäten haben.

Es ist daher davon auszugehen, dass Speicherprodukte im österreichischen Flexibilitätsmarkt trotz der Konkurrenzsituation anderer Flexibilitätsprodukte einen hohen Anteil an der Nachfragedeckung haben.

## 3.2 Räumliche Marktabgrenzung

Bisher gibt es keine eindeutige räumliche Marktabgrenzung für den Speichermarkt von Seiten der EK. In einigen Entscheidungen in den letzten Jahren zu Unternehmenszusammenschlüssen wurden die nationalen Märkte als relevante Märkte definiert.[36]

In der Entscheidung zum Zusammenschluss Gazprom/Wintershall vom 3.12.2013 hat etwa die EK den für den Zusammenschluss relevanten räumlichen Speichermarkt national (auf Deutschland bezogen)[37] abgegrenzt, einschließlich des Speicher Haidachs, da dieser bisher nur direkt an das Marktgebiet NCG angeschlossen ist. Es wurde noch eine engere Marktabgrenzung untersucht, da in früheren Entscheidungen von einem Radius von 200 km ausgegangen wurde. Dies erscheint jedoch eine willkürliche (und veraltete) Abgrenzung, da die Transportverbindung und –kosten außer Acht gelassen werden.

Die Frage der geographischen Größe von Speichermärkten wurde aber bisher von Seiten der EK noch nicht eindeutig beantwortet.

Das Bundeskartellamt grenzt räumlich den Markt deutschlandweit ab.

In der Branchenuntersuchung Gas 2005 (Zwischenbericht) wurde die Regelzone Ost[38] als räumlich relevanter Markt angesehen, dies aufgrund bestehender Transportengpässe zu den angrenzenden Gasmärkten Deutschland und Slowakei.[39] Diese Engpässe konnten durch die Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen teilweise beseitigt werden.

Es spricht daher vieles dafür, den räumlich relevanten Markt auf alle an das MG Ost (oder den VHP) angeschlossenen Speicher inklusive der Speicher in der Slowakei zu begrenzen. Die Nutzung des Speicher Haidachs ist mit zusätzlichen Transportkosten verbunden ist, die die anderen Speicher nicht zu tragen haben.

## 3.3 Zusammenfassung Marktabgrenzung

Eine eindeutige Marktabgrenzung ist aufgrund fehlender Daten zu den anderen Flexibilitätsinstrumenten nicht möglich. Für diesen Bericht wird daher eine sehr enge Marktabgrenzung verwendet, die nur dem Zweck dient, die Entwicklung der Wettbewerbsintensität am Speichermarkt als Teil des Flexibilitätsmarktes darzustellen. Wenn bei dieser engen Marktabgrenzung eine Verbesserung festzustellen ist, dürfte dies auch für den gesamten Flexibilitätsmarkt gelten.

---

[36] Vgl. Merger E.ON/Endesa, Comp/M. 4110, 2004, S6 und Merger E.ON/Mol, Comp/M. 3696, Regulation (EC) No 139/2004, S. 30

[37] Vgl. EK, Merger Case M.6910, Gazprom/Wintershall/Target Companies, Entscheidung vom 3.12.2013, S. 7

[38] In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg befinden sich keine Speicheranlagen.

[39] Vgl. BU Gas, Zwischenbericht 2005, S. 47 und 48

## 3.4 Entwicklung der Wettbewerbssituation bei Speicherprodukten

### 3.4.1 Entwicklung des Angebots an Speicherprodukten

Grundsätzlich ist die Speicherkapazität in Österreich seit 2010 durch den Markteintritt der EGS und den Ausbau von Speichern um 81 % (AGV) bzw. 63 % (Entnahmeleistung) gestiegen (Abbildung 2 und Abbildung 3). Die jeweils zum Beginn des Speicherjahres verfügbaren Speicherkapazitäten sind auch gestiegen.

Österreichische Speicherunternehmen vergeben Speicherkapazitäten zum einen nach dem First Come First Served Prinzip auf der Basis veröffentlichter Speicherentgelte und zum andern über Auktionen. In den letzten 2 Jahren wurden verfügbare Speicherkapazitäten in Österreich (und auch in anderen Ländern Europas) zum Großteil über Auktionen vergeben.

Zudem haben die Speicherunternehmen zusätzliche Produkte angeboten: Zusätzlich zu dem Angebot von Standardbündel hat OGS auch weitere Speicherprodukte über Auktionen angeboten, insgesamt 10% ihres AGV, mit einer geringeren Entnahmedauer. Neben den Standardprodukten bietet EGS auch Indexprodukte an, deren Preisentwicklung an den Sommer-Winter-Spread gekoppelt ist und die ebenfalls in Auktionen vergeben werden. Auch Astora hat Auktionen als Vergabeverfahren eingeführt. Festzustellen ist, dass diese Auktionen zumindest jährlich durchgeführt werden.

Im Vergleich zu 2010 ist somit die Verfügbarkeit von Speicherprodukten für Speicherkunden auf dem Primärmarkt gestiegen.

#### *Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten über den Sekundärmarkt*

Speicherkunden können Speicherkapazitäten auch über den Sekundärmarkt weiterverkaufen. Diese Möglichkeit soll gemäß der ERGEG GGPSSO for CAM and CMP von den Speicherunternehmen unterstützt werden.[40] Dabei müssen nicht immer vertraglichen Änderungen zwischen Speicherkunde und SSO vorgenommen werden. Daher liegen über den Sekundärmarkthandel E-Control keine Detaildaten vor.

Bekannt ist, dass europäische Speicherkunden aus ihrem Handelsportfolio virtuelle Speicherprodukte zumeist an den Handelspunkten (Hubs) anbieten. Beispiele dafür sind Axpo Trading[41], Shell, Gazprom Marketing and Trading[42], Statoil[43] und Castleton Commodities[44]. Am österreichischen VHP hat Dufenergy virtuellen Speicher im April 2015 angeboten.[45]

---

[40] Vgl. Amendment of the Guidelines of Good Practice for Third Party Access (TPA) for Storage System Operators (GGPSSO); Guidelines for CAM and CMP; http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Gas/Tab/E10-GST-14-04_GGPSSO-CAM-CMP_2-Febr-2011.pdf, S. 12

[41] Vgl. Energate vom 28.2.2014, Neue Vermarktungsverfahren auf Store-X

[42] Vgl. Energate vom 8.2.2013, Auktionsgeschäft für Speicher boomt. Energate vom 26.11.2014, Gazprom Marketing & Trading bietet virtuellen Speicher an

[43] Vgl. Energate vom 17.10.2014, Statoil vermarktet Kapazitäten auf Store-X

### 3.4.2 Entwicklung der Nachfrage nach Speicherprodukten in Österreich

#### *Entwicklung des Gasverbrauchs als Einflussfaktor der Flexibilitätsnachfrage*

Die Nachfrage nach Flexibilität wird durch den Gasverbrauch beeinflusst, zum einen durch den gesamten durchschnittlichen Verbrauch (pro Monat) (für saisonale Flexibilität) und zum anderen durch den stündlichen oder täglichen Spitzenverbrauch (für kurzfristige Flexibilität).

Der Jahresverbrauch in Österreich ist seit 2010 um ca. 23% (bis 2014) gesunken, auch die maximale Stundenlast war in den letzten 2 Jahren auf einem niedrigeren Wert als in den Vorjahren.[46] Auffallend ist vor allem der Rückgang des Gaseinsatzes in Kraftwerken. Im Zeitraum 2008 bis 2013 ist der Gaseinsatz in der Stromerzeugung um ca. 27% zurückgegangen,[47] ein weiterer deutlicher Rückgang ist in 2014 zu verzeichnen.

Abbildung 17, Abbildung 18 und Abbildung 19 zeigen, dass der maximale Stundenverbrauch, der maximale Tagesverbrauch, der monatliche Gasverbrauch sowie die Anzahl der Heizgradtage in den Wintermonaten in den letzten 5 Jahren gesunken sind.

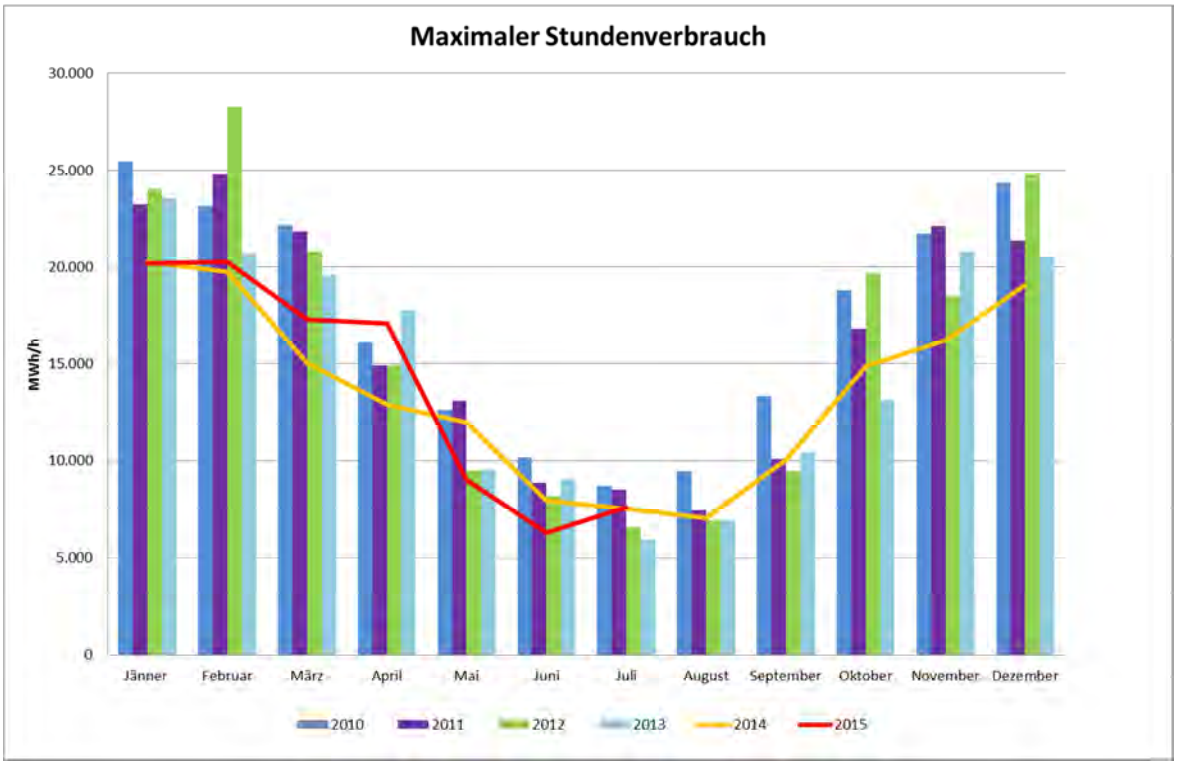


**Abbildung 17: Entwicklung des maximalen Stundenverbrauchs in MWh/h**

**Quelle: E-Control**

---

[44] Vgl. Energate vom 6.2.2015, Speichervermarktungen auf Store-X und VNG „easystore“

[45] Vgl. energate, 16.4.2015, Dufenergy bietet erneut virtuellen Speicher auf Store-X an.

[46] Vgl. AGGM Geschäftsbericht 2014, http://www.aggm.at/unternehmen/geschaeftsberichte

[47] Vgl. Daten aus Energiebilanz der Statistik Austria, http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/

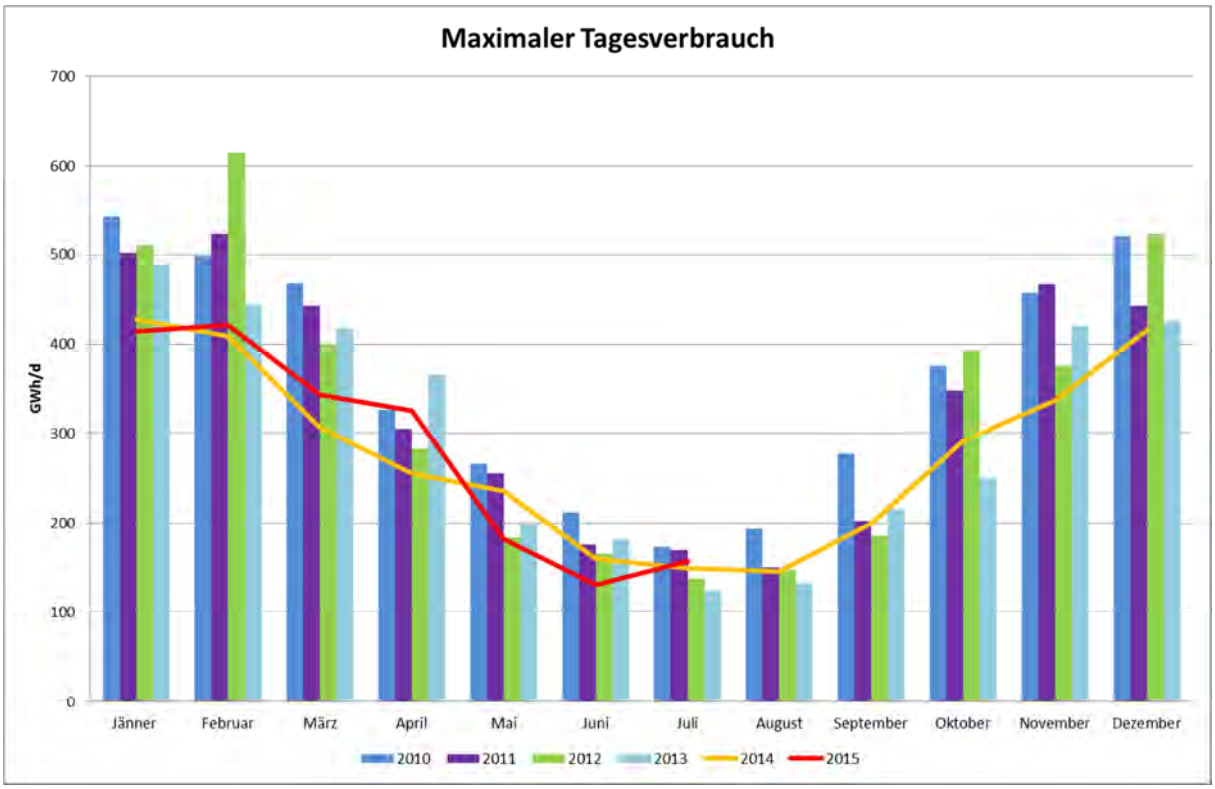


**Abbildung 18: Entwicklung des maximalen Tagesverbrauchs in GWh/d**

**Quelle: E-Control**

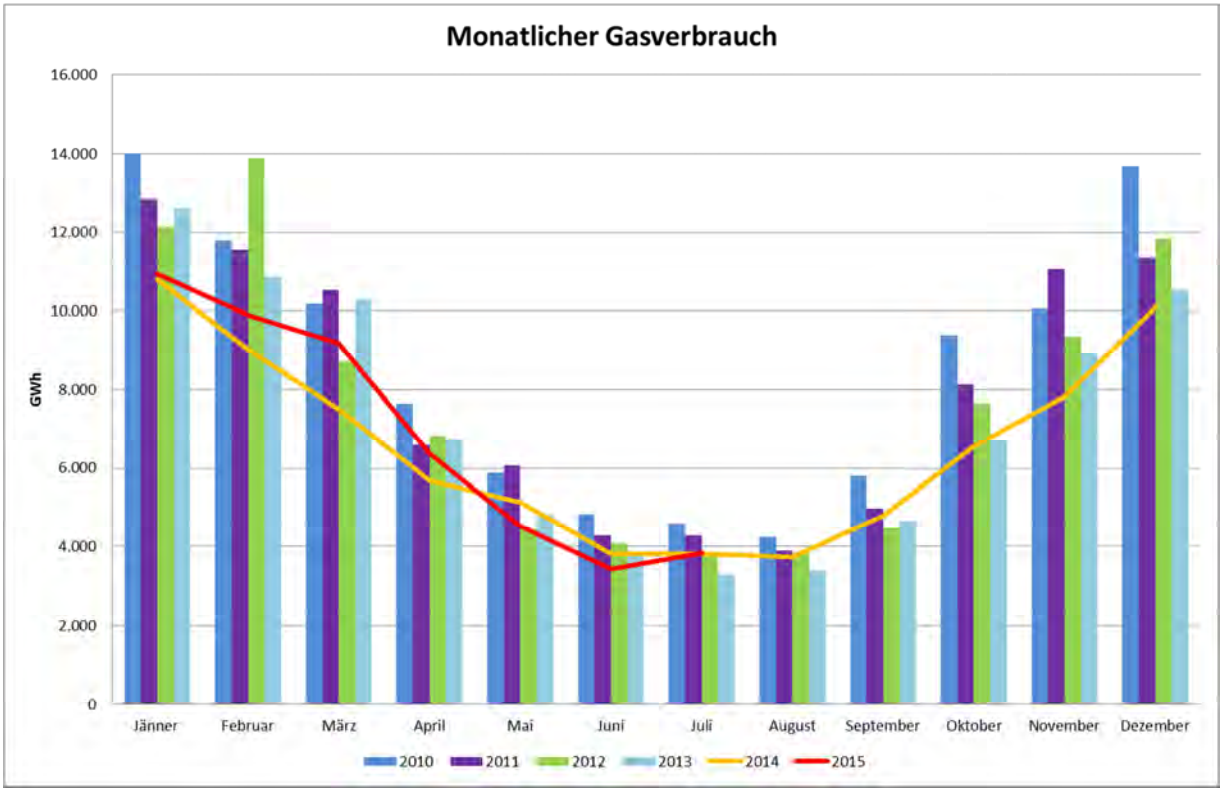


**Abbildung 19: Entwicklung des Monatsgasverbrauchs in GWh**

**Quelle: E-Control**

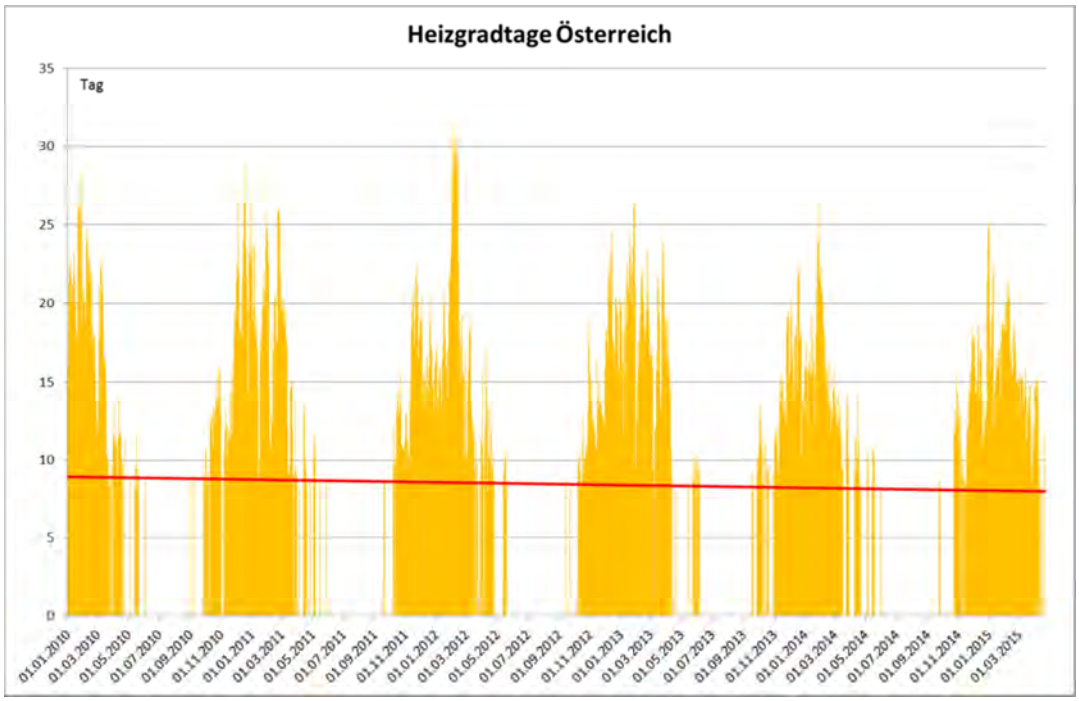


**Abbildung 20: Anzahl der Heizgradtage von 2010 bis 1. Quartal 2015, rote Linie: linearer Trend**

**Quelle: E-Control, ZAMG**

Im Vergleich zu den gesunkenen Verbrauchsmengen ist das Angebot von Speicherkapaziäten und Speicherprodukten gestiegen (Abbildung 21), sodass in die Speicher, die an das Marktgebiet angebunden sind, ca 75% des Jahreverbrauchs eingespeichert werden können (2014).

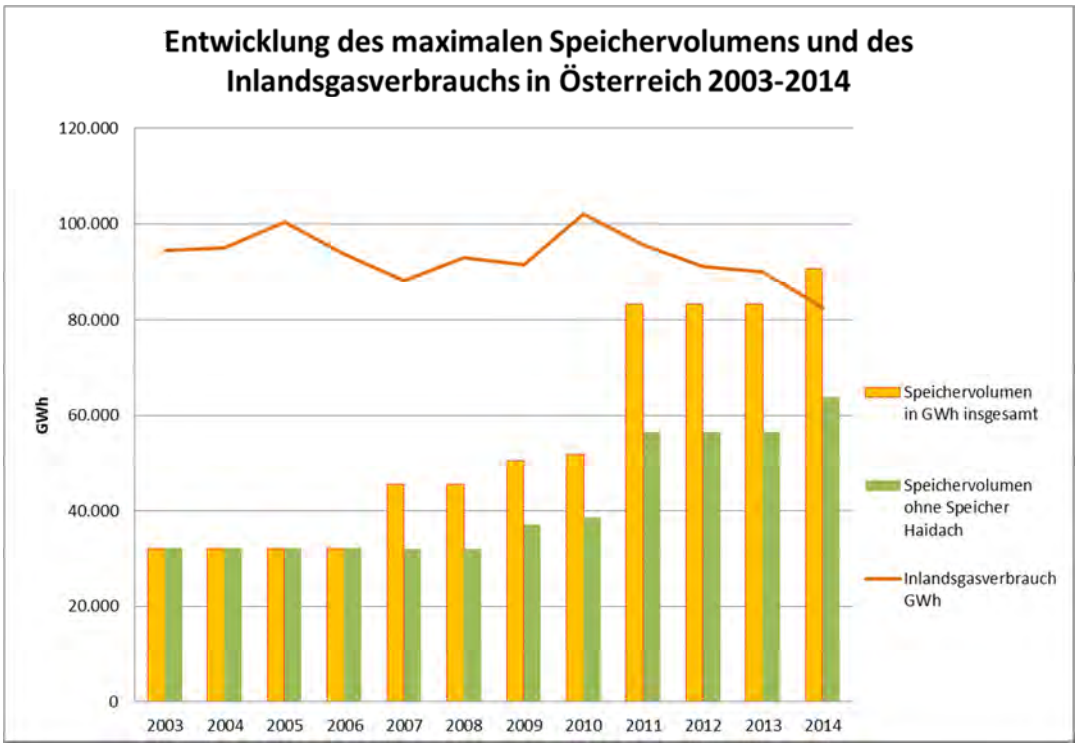


**Abbildung 21: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Gasspeichern in Österreich und Inlandsgasverbrauch in GWh**

**Quelle: E-Control**

Die gebuchten Speicherkapazitäten haben sich seit 2010 erhöht. Die österreichischen Speicher waren im Zeitraum von 2010 bis 2014 noch bis zu 95% bis 100% ausgebucht.[48] Freie Speicherkapazitäten für 2015 haben noch RES, EGS und Astora.[49] Auch die slowakischen Speicherunternehmen NAFTA und POZAGAS weisen noch freie Speicherkapazitäten aus (7% bzw. 17,5% bezogen auf das AGV).

Die jährlich verfügbaren Speicherkapazitäten haben sich durch den Markteintritt der EGS erhöht, aber auch bei den etablierten Speicherunternehmen; z.B. hat OGS seit 2013 ca. 10% ihres AGV über Auktionen kurzfristig vermarktet, dies ist deutlich mehr als in 2010.

## *Einflussfaktoren der Nutzung der Speicherkapazitäten*

Die Nutzung der Speicherkapazitäten (vor allem die Nutzung der Entnahmeleistung) ist zu einem großen Teil temperaturabhängig. So war eine starke Nutzung zB. im Februar 2012 festzustellen, sodass der Speicherstand Anfang März auf einem sehr niedrigen Niveau war und auch bis zum Anfang der Heizperiode im Oktober 2014 die Speicher nicht vollständig gefüllt waren (Abbildung 22). Nach dem milden Winter in 2014 war der Speicherstand deutlich höher als 2013.

[48] Vgl. E-Control, Bestandstatistik, www.e-control.at

[49] Vgl. Angaben im GSE Transparency Template: http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gse-transparency-template

Weiteren Einfluss hat die Entwicklung der Großhandelspreise für Gas. Bis September 2014 sind die Spotpreise deutlich gesunken und haben somit die Speicherbefüllung auf ein hohes Niveau unterstützt. Auch die Preise aus langfristigen Verträgen sind in den ersten neun Monaten in 2014 deutlich gesunken (Abbildung 23).

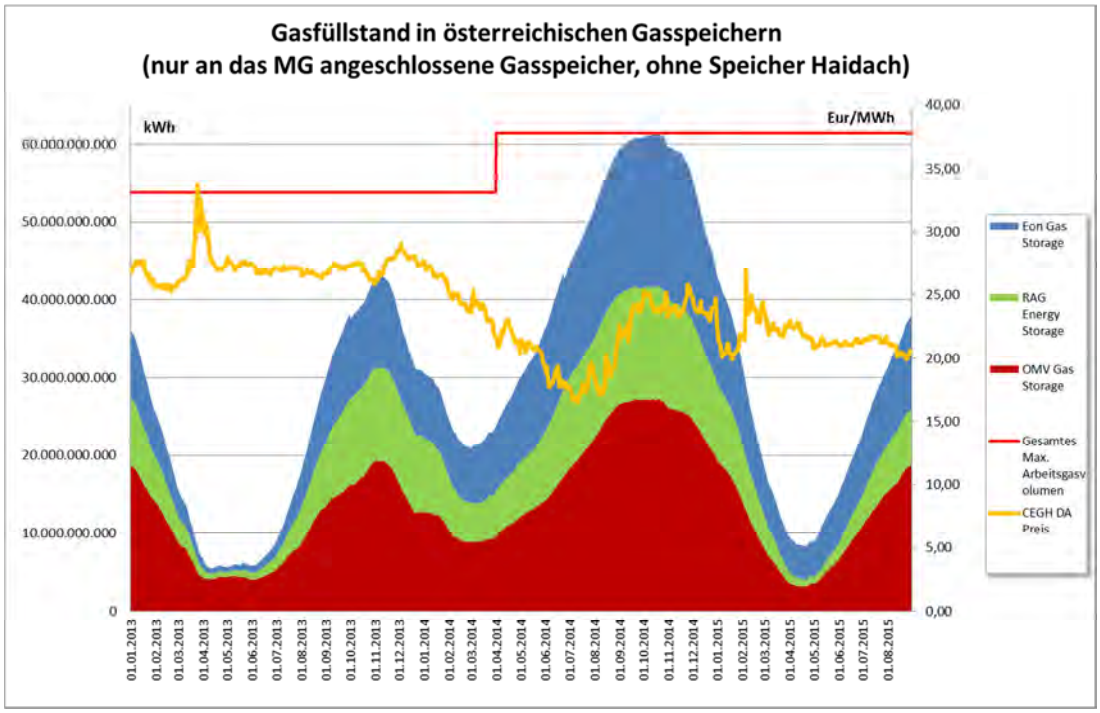


**Abbildung 22: Füllstände der an das MG Ost angeschlossenen Speicher seit 1.1.2013**

**Quelle: Daten des MGM, www.gasconnect.at**

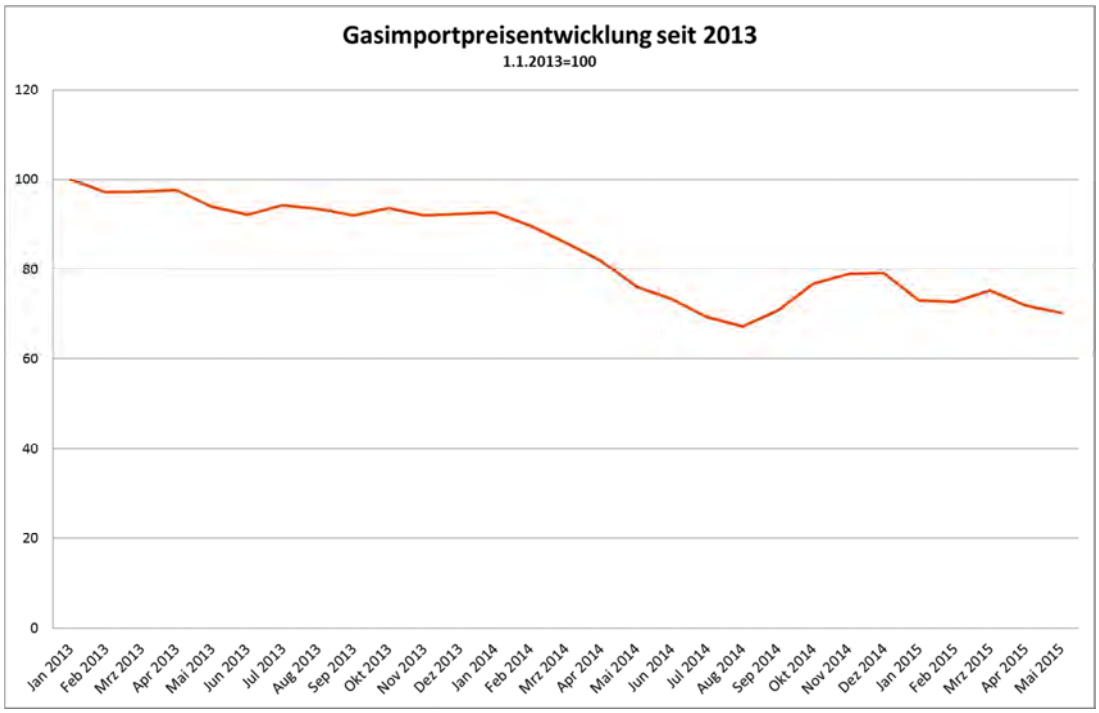


**Abbildung 23: Entwicklung der Gasimportpreise nach Österreich seit 1.1.2013**

**Quelle: Statistik Austria, eigene Berechnungen E-Control**

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Nutzung bestehender Speicherverträge ist die Verfügbarkeit anderer Flexibilitätsprodukte. Im Winter 2014/2015 hat die Flexibilität aus den Importverträgen aufgrund der Einkürzungen der Gazprom Export in geringerem Ausmaß zur Verfügung gestanden (wie Abbildung 9 zeigt). Dieser Ausfall wurde vor allem durch Speicherentnahmen kompensiert. Dies hatte zur Folge, dass der Speicherstand nach dem (milden) Winter auf einem geringen Niveau lag (Abbildung 22).

## *Entwicklung der Marktkonzentration*

- Angebotsseite

Anbieter von Flexibilität in Lieferverträgen sind OMV Exploration & Production GmbH und RAG AG, sowie Gazprom Export, Gazprom Austria GmbH und Statoil. Flexibilität dürfte aber nur in den Verträgen mit Gazprom Export bzw Gazprom Austria GmbH vorhanden sein, sie ist jedoch nicht in dem Ausmaß vorhanden wie in Speicherverträgen.

Anbieter von Flexibilität aus Speichern sind OGS, RES, EGS, Astora und GSA. Daneben können auch die Speicherkunden Sekundärmarktprodukte anbieten.

Für die Berechnung von Konzentrationszahlen können nur die Daten der Speicherkapazitäten herangezogen werden, da die Vertragsdaten aus den Import- und Produktionsverträgen nicht öffentlich zugänglich sind.

Geht man von **Österreich als Marktgebiet** aus, ist der gegenwärtige HHI[50] für die Angebotsseite bezogen auf das vermarktete Arbeitsgasvolumen im Vergleich zu 2009 (0,337) gesunken und liegt bei 0,22. Betrachtet man lediglich das **MG Ost als Marktgebiet** (ohne Speicher Haidach) ist die Marktkonzentration auf der Angebotsseite (AGV) auf 0,3549 gesunken (2009 0,544). Auch bezogen auf die Entnahmerate ist dies zu beobachten. Dies erklärt sich durch den Markteintritt der EGS. Bezieht man in die Betrachtung noch die slowakischen Speicher ein (NAFTA, POZAGAS), so liegt die Marktkonzentration bei dem angebotenen Arbeitsgasvolumen auch niedriger als im Vergleichsjahr 2009.

[50] Der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) misst die Marktkonzentration auf einer Skala von 0 bis 1. Ein voll wettbewerbsfähiger Markt hätte einen HHI nahe Null, wogegen ein Monopol einen HHI von 1 aufweist. Der Index erhöht sich mit einer immer geringeren Anzahl an Marktteilnehmern oder im Falle einer geringen Anzahl von Akteuren mit einem beträchtlichen Marktanteil. Einige Studien gehen von einer Daumenregel aus, wonach eine Zahl zwischen 0,1 und 0,18 auf einen mäßig konzentrierten Markt schließen lässt, während ein HHI von über 0,18 auf einen hochkonzentrierten Markt hinweist.

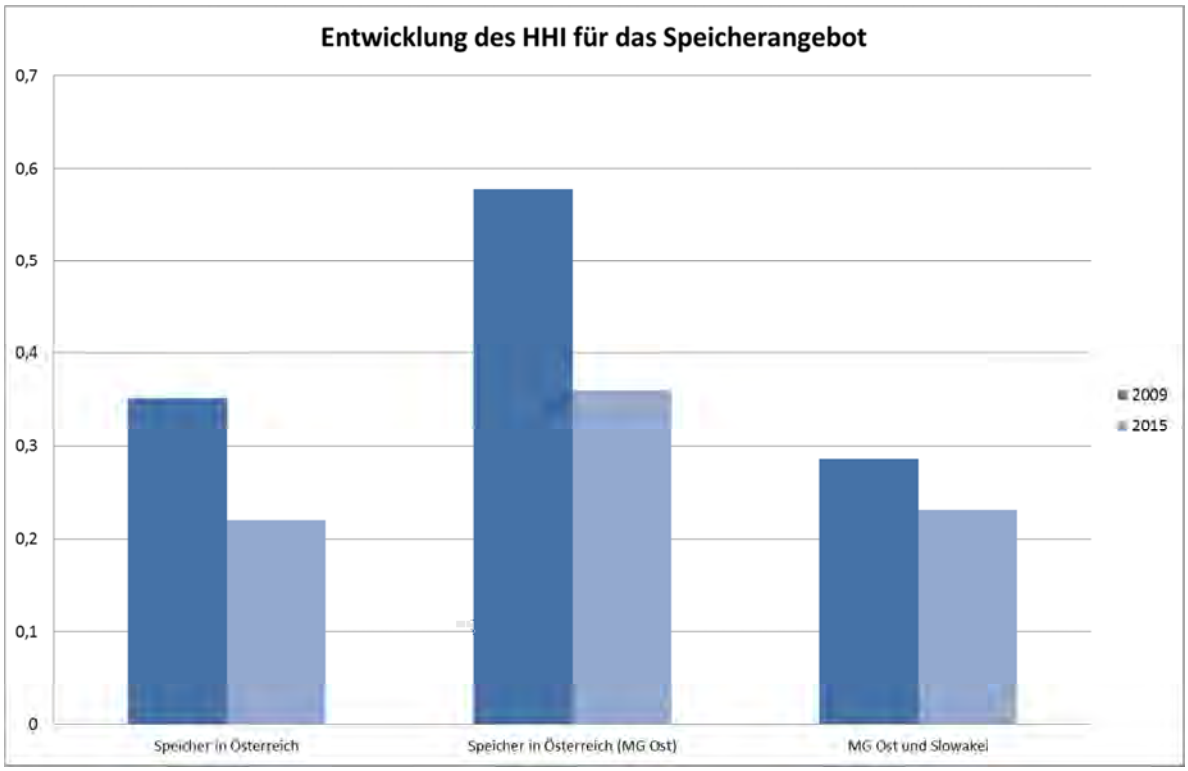


**Abbildung 24: Entwicklung des HHI für das Speicherangebot (Arbeitsgasvolumen) in 2009 und 2015 im Vergleich**

**Quelle: Daten der Speicherunternehmen auf Homepages, eigene Berechnungen**

Damit ist das Konzentrationsmaß HHI sowohl bei einer weiteren Marktabgrenzungsannahme mit Österreich als Marktgebiet als auch bei einer engeren Marktabgrenzungsannahme mit MG Ost als Marktgebiet zwar über dem kritischen Wert, der einen hoch konzentrierten Markt beschreibt, aber im Vergleich zu 2009 in 2015 deutlich gesunken (Abbildung 24). Auch die Konzentrationsmaße CR1 und CR3 sind gesunken (in %).[51] Diese Werte werden bei Einbeziehung von weiteren Flexibilitätsprodukten (Handelsverträge) weiter sinken, da auch die Anbieter dieser Flexibilitätsprodukte keine Speicherunternehmen sind. Die Verringerung der Marktkonzentration kann als ein Anzeichen für eine Intensivierung des Wettbewerbs gesehen werden.

- Nachfrageseite

Die Anzahl der Speicherkunden ist in den letzten 4 Jahren angestiegen - zum einen durch die Inbetriebnahme von 7fields, aber auch durch die Vergabe von Speicherkapazitäten über Auktionen. Die Speicherkapazitäten sind nicht mehr großteils nur von einem großen Unternehmen gebucht wie in 2009. Nachfrager von Speicherkapazitäten sind in Österreich die Versorger von Endkunden und internationale Gasgroßhändler/Trader, die am CEGH registriert sind, wobei deren Nachfrage nach (kurzfristigen) Speicherprodukten seit 2013 gestiegen ist. Der Nachfrageanteil des größten Nachfragers ist seit 2010 rückläufig. Auch der HHI

[51] Der Marktanteil des größtes Anbieters, OGS, ist gesunken, der Marktanteil der 3 größten Anbieter in Österreich ist ebenfalls im Vergleich zu 2010 gesunken.

und die Konzentrationsmaße CR1 und CR3 sind im Vergleich zu 2010 gesunken. Somit ist die Marktkonzentration auch auf der Nachfrageseite des Speichermarktes (als Teil des Flexibilitätsmarktes) gesunken. Anders als auf der Angebotsseite erhöht sich die Nachfrageranzahl bei einer weiteren Marktabgrenzung nicht unbedingt (Nachfrager nach Handelsprodukten sind ebenfalls Versorger von Endkunden und internationale Gasgroßhändler/Trader, die am CEGH registriert sind, es ist also nicht automatisch davon auszugehen, dass sich die Wettbewerbsintensität auf der Nachfrageseite deutlich erhöht hat.

Nach wie vor ist ein Großteil der Speicherkapazitäten langfristig gebunden, dieser Anteil ist jedoch seit 2013 gesunken.

*Zusammenfassung Marktkonzentration*

Die Berechnung des HHI zeigt, dass dieses Konzentrationsmaß in den letzten Jahren gesunken ist. Dies und die Zunahme der Anzahl der Speicherkunden sowie die Veränderung der Nachfragerstruktur bedeutet eine Verbesserung der Wettbewerbsituation auf der Nachfrageseite.

## *Entwicklung der Speicherprodukte*

Die Speicherunternehmen bieten unterschiedliche Standardbündel an, wie Tabelle 4 zeigt. Unter Standardprodukten (SBU) versteht man sog. „Bündelprodukte“, die ein von den Speicherunternehmen festgelegtes Verhältnis von Arbeitsgasvolumen, Entnahmeleistung und/oder Einspeicherleistung aufweisen. Die Bündelprodukte geben unterschiedliche Entnahmedauern an.

OGS hat das Standardbündel (SBU) im letzten Jahr verändert: das AGV wurde verkleinert und die Entnahmedauer von 83 auf 94 Tage erhöht. Die anderen Speicherunternehmen haben die Bündel unverändert belassen, EGS hat bei ihrem Markteintritt zwei neue SBU angeboten.

Ungebündelte Produkte sind das getrennte Angebot von AGV, Entnahme- oder Einspeicherleistung. Durch die Zusammensetzung von Standardbündel mit ungebündelten Produkten kann sich der Speicherkunde ein Speicherprofil zusammensetzen, das für sein Kundenportfolio am sinnvollsten ist. Ungebündelte Serviceleistungen werden von mehreren Speicherunternehmen angeboten, die Preise werden jedoch häufig auf dem Verhandlungsweg festgelegt und stehen der Öffentlichkeit daher nicht zur Verfügung. Nur OGS, Astora und EGS veröffentlichen für ungebündelte Leistungen fixe Preise.

## Tabelle 4: Spezifika der angebotenen Speicherprodukte der österreichischen Speicherunternehmen

| Speicher-unternehmen | Gebündelte /Standard-Produkte | Vertragsdauer | ungebündelte Produkte | Vertrags-dauer | unter-brechbare Produkte |
|---|---|---|---|---|---|
| OMV Gas Storage GmbH | „Classic“:<br>AGV:<br>20,16 GWh<br>Einspeicherrate:<br>6,72 MWh/h<br>Entnahmerate:<br>8,96 MWh/h<br>(fix/flexibel) | Ab 1 Jahr Jahresverträge: Rabatte für längerfristige Verträge (bis 5 Jahre), minimale Vertragslaufzeit 1 Monat | AGV, Entnahme- und Einpressleistung; Minimal buchbare Einpress-/Entnahmeleistung 10 MWh/h, AGV 10 GWh, | täglich, monatlich oder jährlich | täglich, monatlich oder jährlich |
| RAG Energy Storage GmbH | Berechnung des max. Arbeitsgasvolumens wie folgt:<br>Einspeicherrate x 24 h x 70<br>Einspeicherrate/ Entnahmerate:<br>mind. 894 m³/h | Mindestvertragsdauer: 3 Jahre | Ungebündelte Leistungen sind verfügbar, genauere Informationen sind jedoch nicht öffentlich zugänglich. | keine Information | keine Information |
| GSA LLC | AGV:<br>1.000 m³<br>Einspeicherrate:<br>0,43 m³/h<br>Entnahmerate:<br>0,43 m³/h<br>Mindestbuchung<br>30.000 für Long Gazprompack<br>5.000 für Mid Gazprompack und Short Gazprompack | Short Gazprompack:<br>1 Jahr<br>Mid Gazprompack 5 Jahre<br>Long Gazprompack 13 Jahre | Gazprompack Add: ca 12% der gesamten Kapazitäten (Bezogen auf AGV); nur zusätzlich+ zu gebündelten Produkten buchbar | 1 Jahr, 5 Jahre, 13 Jahre | keine Information |
| Astora GmbH & Co KG | Astora Pack:<br>AGV:<br>22.000 kWh<br>Einspeicherrate:<br>10 kWh/h<br>Entnahme-rate:<br>10 kWh/h<br>Mindestbuchung:<br>2.000 Bündel | Mindestdauer 1 Jahr. Rabatte bei mehrjährigen Verträgen möglich. | 1.Astora Add:<br>AGV: bis zu 8 Prozent zusätzlich zum Standard-AGV<br><br>Einspeicherrate/Entnahmerate: bis zu 2 Prozent zusätzlich zu standardmäßiger Rate<br><br>2. Astora Part: unterbrechbares Angebot<br>AGV:<br>4.000 KWh<br><br>Einspeicherrate/ Entnahmerate:<br>10kWh<br>Mindestbuchung: 1.000 Bündel | Astora add muss zusätzlich zum Standard-angebot gebucht werden.Das Astora Part-Angebot muss eine Mindest-dauer von 1 Monat aufweisen. | monatlich |
| Eon Gas Storage | Typ D:<br>AGV 15.000 MWh, Entnahmeleistung 10 MWh/h, Einspeicherleistung 4,55 MWh/h<br>Typ E:<br>AGV 20.000 MWh, Entnahmeleistung 10 MWh/h, Einspeicherleistung 5,56 MWh/h | Rabatte bei mehrjährigen Verträgen möglich | AGV, Entnahme- und Einpressleistung; | jährlich | jährlich |

Quelle: Homepages der Speicherunternehmen

**Tabelle 5: Entnahmedauer der angebotenen Standardbündel**

| Speicherunternehmen | Entnahmedauer SBU in Tagen |
|---|---|
| OMV Gas Storage | 94 |
| RAG Energy Storage | 70 |
| GSA LLC | 97 |
| Astora GmbH & Co KG | 92 |
| Eon Gas Storage Typ D | 63 |
| Eon Gas Storage Typ E | 83 |

Entnahmedauer wird berechnet durch die Division des AGV durch die Entnahmeleistung pro Tag

Zusätzlich zu diesen Standardprodukten und ungebündelten Produkten bieten EGS, OGS, Astora sowie GSA LLC. Speicherkapazitäten über Auktionen im Rahmen von ca 10% ihrer Speicherkapazitäten an.

### 3.4.3 Preisentwicklung für Speicherkapazitäten

Bei der Preisbildung für Speicherkapazitäten hat sich ein hybrides Preissystem auf der Basis unterschiedlicher Allokationsverfahren entwickelt: Zum einen werden Speicherentgelte von den Speicherunternehmen für SBU veröffentlicht, die bei der Vergabe der Speicherkapazitäten über die Reihenfolge des zeitlichen Einlangens (First come first served) angewandt werden. Zum anderen werden bei der Vergabe über Auktionen die Speicherentgelte als Ergebnis des Vergabeprozesses bestimmt, die veröffentlichten Speicherentgelte spielen dabei keine Rolle, da der aktuelle Marktwert des Speichers als Flexibilitätsinstrument und die Zahlungsbereitschaft der Speicherkunden wesentlichen Einfluss auf die Preisfindung hat.

#### *Entwicklung der veröffentlichten Speicherentgelte in Österreich*

Die österreichischen Speicherunternehmen veröffentlichen Preise für die in Tabelle 4 dargestellten Standardprodukte. Die Leistungsdaten der Standardprodukte sind dabei unterschiedlich, damit ist die Vergleichbarkeit der Absolutwerte nur eingeschränkt möglich. Abbildung 25 und Abbildung 26 zeigen, dass die Speicherentgelte für die Standardbündel variieren, je nachdem wie hoch die Entnahmedauer in Tagen ist, d.h. der Zeitraum, indem man das vertraglich festgelegt Arbeitsgasvolumen wieder vollständig entnehmen kann. Das Standardbündel der OGS bietet dabei das günstigste Speicherentgelt, aber auch eine im Vergleich lange Entnahmedauer von 93 Tagen (Tabelle 5).

Die veröffentlichten Speicherentgelte der Speicherunternehmen sind im Vergleich zu 2010 gesunken, bis auf die Speicherentgelte der RES, die um ca 4% erhöht worden sind. OGS hat die Entnahmedauer des Standardbündels verändert und auch eine Reduzierung der Speichentgelte für das SBU vorgenommen.

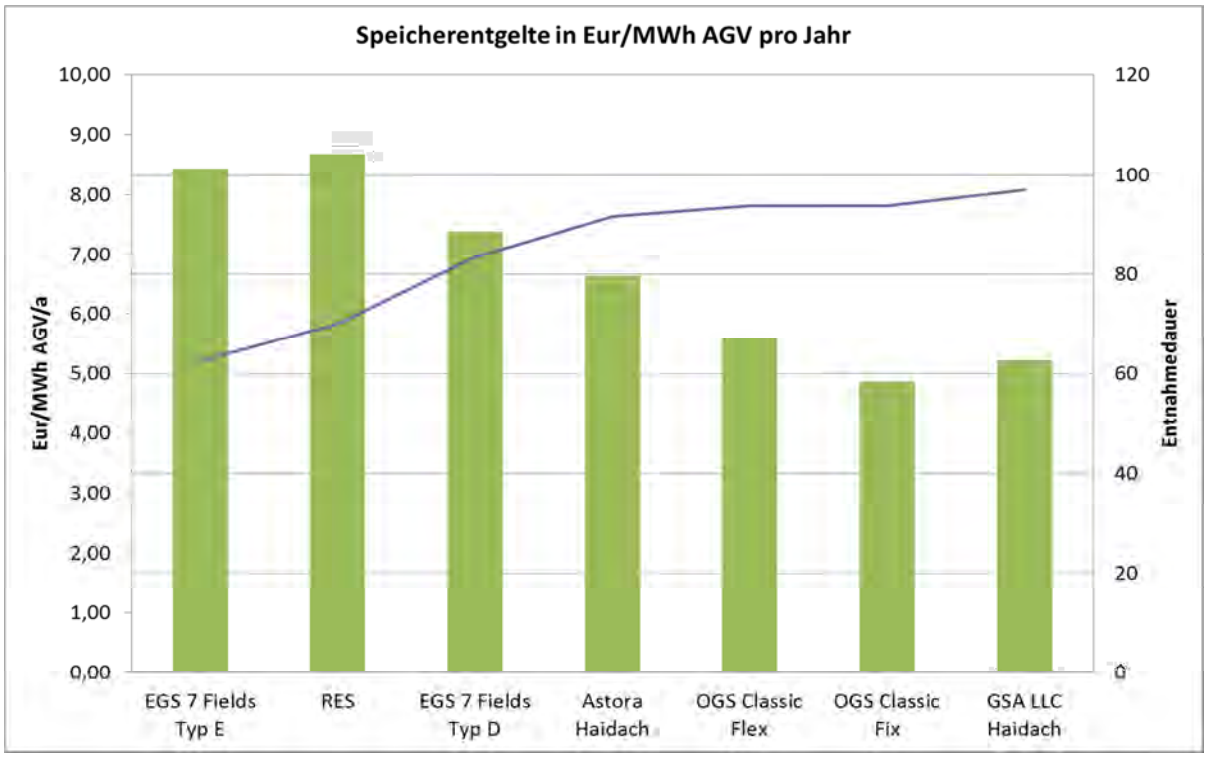


**Abbildung 25: Veröffentlichte Speicherentgelte bezogen auf Arbeitsgasvolumen für Standardbündel in Österreich, 1- Jahresvertrag, in Eur/MWh AGV/a**

**Quelle: Homepages der Speicherunternehmen, eigene Berechnungen**

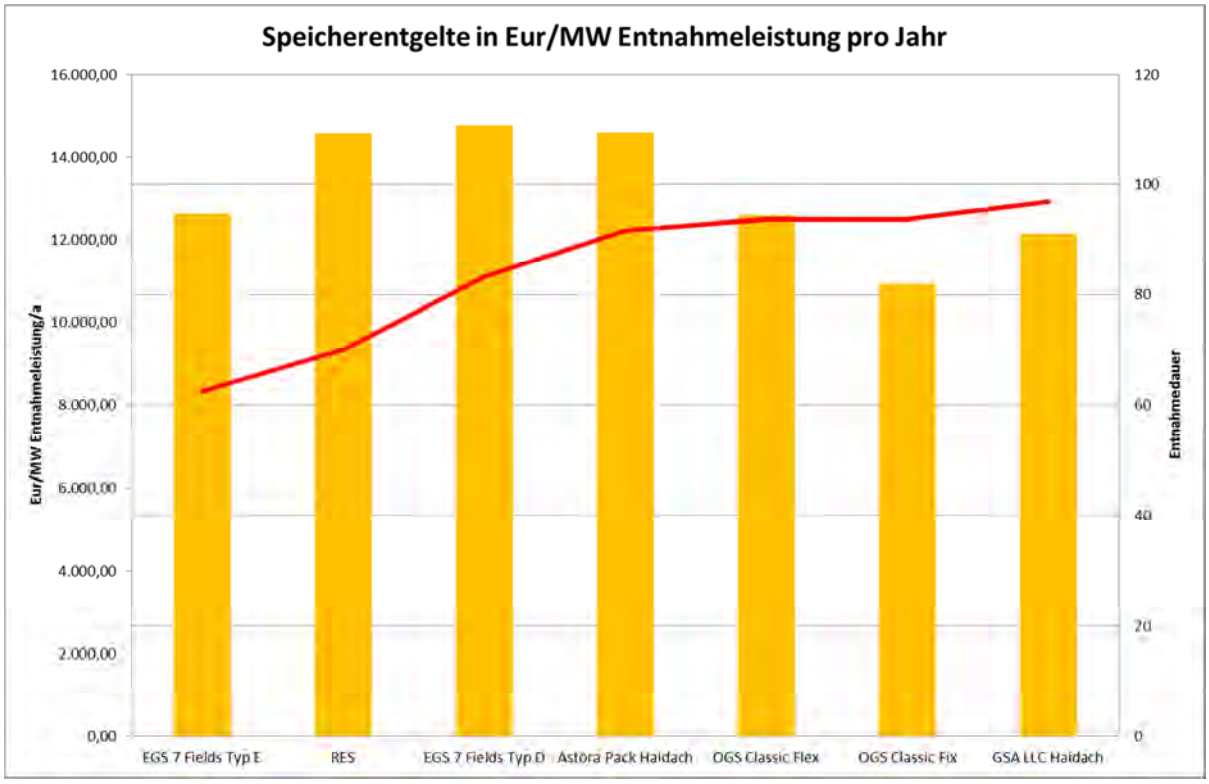


**Abbildung 26: Veröffentlichte Speicherentgelte bezogen auf die Entnahmeleistung pro Stunde für Standardbündel in Österreich, 1-Jahresvertrag, in Eur/MWh/h Entnahmeleistung/a**

**Quelle: Homepages der Speicherunternehmen, eigene Berechnungen**

### *Speicherpreise in bestehenden Speicherverträgen*

OGS hat 2013 eine Reduktion der Speicherentgelte für bestehende Speicherverträge durchgeführt.[52]

### *Speicherpreise in Auktionen*

In den letzten Jahren ist zu beobachten, dass sowohl in Österreich als auch in anderen Ländern der EU wie Deutschland, Tschechische Republik, Frankreich, Großbritannien etc. Speicherkapazitäten vermehrt über Auktionen vergeben werden und damit der aktuelle Marktwert der Speicher bestimmt wird.[53] Die Preise der Auktionen sind nur zum Teil veröffentlicht.

### Auktionen in Österreich

Auktionen wurden in Österreich bisher von OGS, EGS, Astora und GSA durchgeführt. OGS, EGS und Astora verwenden dafür die Versteigerungsplattform Store-X.[54]

- *Auktionen Eon Gas Storage*

EGS hat in 2013, 2014 und 2015 über die Plattform Store-X Speicherkapazitäten versteigert. Die Versteigerungen auf Store-X wurden über ein Chiffreverfahren abgewickelt. Die angebotenen Vertragslaufzeiten betrugen dabei zwischen 2 und 5 Jahre.[55] Die Arbeitsgaskapazität von 1 TWh wurde in Bündeln angeboten, wobei ein Bündel aus 20 GWh Arbeitsgas, 10 MWh/h Ausspeicherleistung und 5,56 MWh/h Einspeicherleistung bestand.[56]

Der Preis der versteigerten Kapazitäten wurde über eine Formel bestimmt, in die der Sommer-Winter-Spread (Preisunterschied) am NCG eingeht. Der Bieter musste für einen Aufschlag auf den Sommer-Winter-Spread zzgl 0,1 Eur/MWh bieten; der jeweilige Vertragspreis wurde durch das Gebot bestimmt (pay as bid).[57] Die Gebote wurden absteigend gereiht, solange bis die angebotenen Menge verteilt worden ist. Dazu musste der Bieter auch ein Gebot für einen Mindestpreis abgeben.

Der für die Formel relevante Sommer-Winter-Spread wird jedes Vertragsjahr in der Indexperiode vor dem Speicherjahr neu ermittelt, indem die durchschnittlichen Sommer-Winter-Spreads aus dem 1. Jahresquartal (Januar-März als Indexperiode) in die Formel eingesetzt

---

[52] Vgl. OMV AG, Geschäftsbericht 2014, S. 49

[53] Vgl. zu der Diskussion zum Wert eines Speichers GSE, the Value of Gas Storage, Juni 2014, und GSE, Challenges and Outlook for Gas Storage in Europe - GSE presentation at the Energy Community workshop 28 May in Vienna veröffentlicht unter GSE: http://www.gie.eu/index.php/publications/gse; CEER: CEER vision on the regulatory arrangements for the gas storage market, April 2015,
Zur aktuellen Preisbildung in Auktionen: Zbyněk Pokorný, s, RWE Gas Storage, s.r.o.Appetite for storage capacity: Recent Prices and Contract Duration, European Gas Transport & Storage Summit, 23 – 24 March 2015, Munich, veröffentlicht unter: https://dpm11uzz3cg60.cloudfront.net/gtsevent.com/uploads/2015/03/26142526/Zbynek_Pokorny_2015.pdf

[54] Siehe registrierte Speicherunternehmen auf http://www.store-x.net

[55] http://www.eon-gas-storage.de/cps/rde/xchg/egs/hs.xsl/3041.htm

[56] http://www.eon-gas-storage.de/cps/rde/xchg/egs/hs.xsl/2679_3132353731353038313235.htm

[57] http://www.zfk.de/gas/speicher/artikel/eon-nimmt-neuen-anlauf-mit-gasspeicher-7fields.html

werden. Abbildung 27 zeigt die Entwicklung des Sommer-Winter-Spreads am NCG in den letzten 5 Jahren.

Das zu zahlende Speicherentgelt setzt sich aus dem Preis für die Vorhaltung der Speicherkapazität (Leistungsentgelt), dem Systemdienstleistungsentgelt und dem Entgelt für variable Kosten zusammen. Zusätzlich fallen Transportentgelte direkt beim jeweiligen Netzbetreiber an.

Die Ergebnisse der Auktionen sind nicht veröffentlicht, sollen jedoch nach Angaben von EGS[58] zumindest in 2013 wesentlich günstiger als die veröffentlichten Entgelte gewesen sein.

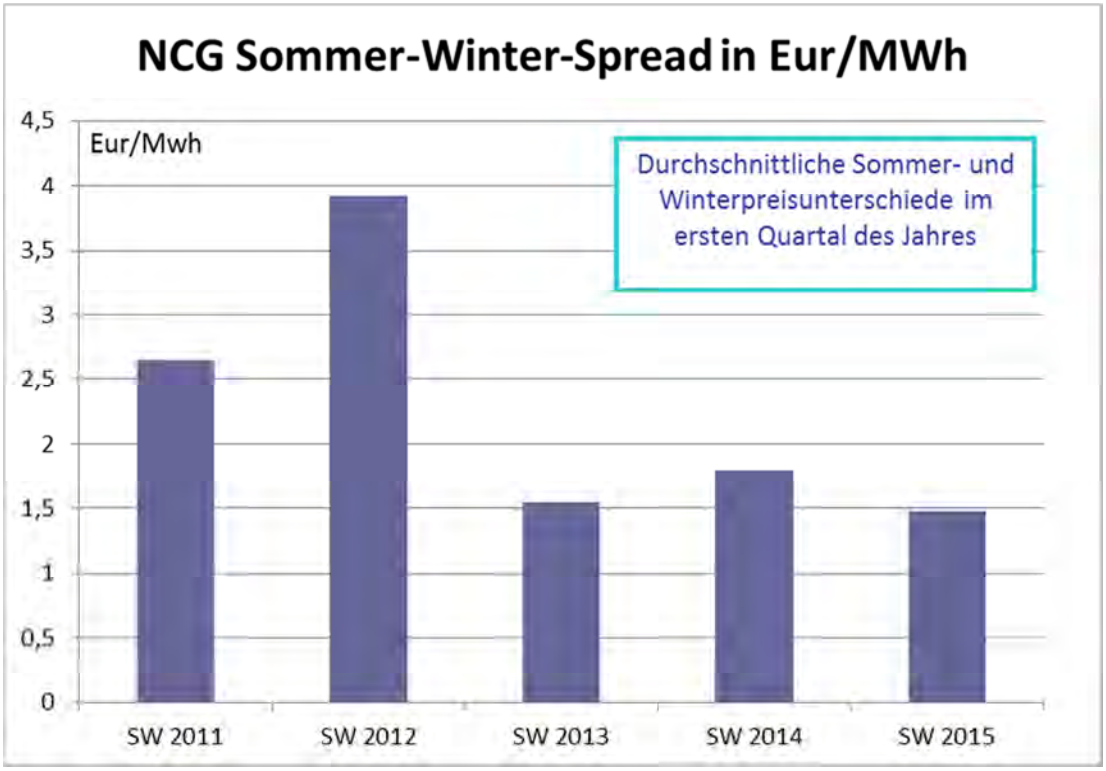


**Abbildung 27: Sommer-Winter-Preisunterschied am NCG in Eur/MWh für 2011 bis 2015**

**Quelle: Energate, Marktdaten und eigene Berechnungen**

- *Auktionen OGS*

OGS hat bisher 5 Auktionen von Speicherkapazitäten durchgeführt.

Im Juni 2013 hat OGS auf Store-X mittels Chiffreverfahren insgesamt 3.000.000 MWh Arbeitsgasvolumen (ca. 10% der gesamten Speicherkapazität der OGS) versteigert[59]. Die versteigerten Bündel enthielten 30.000 MWh Arbeitsgasvolumen und jeweils 14 MWh/h Entnahme- und Einspeicherleistung. Die Entnahmedauer lag bei 90 Tagen. Die Vertragsdauer

[58] Vgl. Wirtschaftsblatt vom 24.3.2013: Eon mischt Markt für Gasspeicher auf

[59] Vgl. ESGM vom 20.6.2013, Austrian OMV storage sells 3 TWh of capacity, S. 10

war vom 1.7.2013 bis 1.4.2014. Es wurde ein Fixpreis über die Vertragszeit geboten.[60] Die Versteigerung war deutlich überzeichnet.

Für das Speicherjahr 2014 hat OGS im Oktober 2013 und Januar 2014 zwei Versteigerungen durchgeführt. Das angebotene Bündel wurde im Vergleich zu der Versteigerung im Juni 2013 geändert auf 17.000 MWh Arbeitsgasvolumen und 8 MWh/h Einpressleistung und 12 MWh/h Entnahmeleistung und damit die Entnahmedauer um 30 Tage auf 60 Tage verringert. Insgesamt wurden in diesen beiden Auktionen knapp 3,5 TWh AGV vergeben, das sind 12,5 % des gesamten AGV des OGS Speicherpools.

Für das Speicherjahr 2015 (1.4.2015 bis 31.3.2016) hat OGS im November 2014 und Januar 2015 Speicherkapazitäten für ein Jahr ab 1. April 2015 angeboten. Es wurden 90 Bündel versteigert, wobei ein Bündel 17.000 MWh Arbeitsgasvolumen, 8 MWh/h Einpressleistung und 12 MWh/h Entnahmeleistung umfasste.[61] Die Entnahmedauer beträgt daher 60 Tage, also deutlich schneller als das SBU mit 90 Tagen. Die Nachfrage ist 10mal höher als das Angebot gewesen.[62] Insgesamt wurden 3.060.000 MWh versteigert, das sind insgesamt ca. 11% des AGV der OGS für das Speicherjahr 2015/2016 . Die Auktionspreise wurden nicht veröffentlicht.

- *Auktionen der Astora für Speicher Haidach*

Auktionen für den Speicher Haidach wurden von Astora im Februar 2014 und Februar 2015 über Store-X durchgeführt.

Dabei wurden insgesamt 400 Bündel mit je 6.000 MWh Arbeitsgasvolumen, 3 MW Ausspeicherleistung und 2 MW Einspeicherleistung wurden in einem Chiffreverfahren verkauft. Die Entnahmedauer betrug 83 Tage und war damit geringer als im Standardbündel. Die nachgefragte Kapazität überstieg das Angebot um das Fünffache. In einer 2. Auktion im Februar 2015 konnten bestehende und in der 1. Auktion erfolgreiche Bieter ihr gebündeltes Speicherprodukt durch den Zukauf von ungebündelten Produkte anpassen: Dabei wurden 750.000 MWh Arbeitsgasvolumen zu jeweils 10.000 MWh, 70 MW Einspeicherleistung zu je 10 MW sowie 40 MW Ausspeicherleistung zu je 10 MW angeboten. Diese Auktion war nur teilweise erfolgreich.

- *Auktionen der GSA LLC*

GSA LLC (und vorher Gazprom Export als Speicherunternehmen) hat in den Jahren 2010 bis 2015 jeweils im 1. Quartal Auktionen für die kurzfristigen Speicherprodukte durchgeführt,

---

[60] Nach Angaben eines Händlers im European Spot Gas Market (ESGM) soll der Preis zwischen 0,6 bis 1 Eur/MWh pro Bündel und Vertrag gelegen haben; Vgl. ESGM vom 20.6.2013, Austrian OMV storage sells 3 TWh of capacity, S. 10

[61] http://www.store-x.net/storexAction.do?param=%2FDcT%2FaKcz4dyVwSSHuRr%2BSLUlf3%2BjGEbKjc0lfYpur%2FCVW6YnwY%2Fl2n%2BNvb6Xl9OsYZyZeIR5xZH4hGNhAic1eRgZIoBpCYqhrtqvyEcsYNpTmMNFMKOLJKOGVjj1Y%2B%2B%2Bj20bnTpGyvW8QvDDV%2BsIA%3D%3D&pparam=6c1109e98ed658b048140215b5e4f0ba

[62] Vgl. energate vom 1.12.2014, OMV mit Speicherauktion auf Store-x erfolgreich. www.energate.de

die jedoch nur auf geringes Interesse gestoßen sind. In 2015 konnten die Speicherkapazitäten versteigert werden, das erzielte Speicherentgelt entspricht dem veröffentlichen Speicherentgelt.

Wie die der E-Control vorliegenden Verträge der Speicherunternehmen zu den Auktionsergebnissen zeigen, stellen die veröffentlichten Speicherentgelte nicht das aktuell erzielbare Marktpreisniveau dar und haben daher für die aktuellen Kosten der Flexibilität aus Speichern und auch für die Einschätzung der Erlössituation der Speicherunternehmen nur bedingt Relevanz.

## *Auktionen in der EU*

Wie Tabelle 6 zeigt, hat die Allokation freier Speicherkapazitäten über Auktionen in den letzten 2 Jahren an Bedeutung gewonnen.

**Tabelle 6: Übersicht über Auktionen in den letzten 2 Jahren (demonstrative Aufzählung)** [63]

| Zeitpunkt | Speicherunternehmen (und Speicheranlage) | Versteigertes Arbeitsgasvolumen | Bündel | Preisformel |
|---|---|---|---|---|
| **Dezember 2012** | SWM Infrastruktur (Schmidhausen) | 3 TWh | Nicht bekannt | Festpreis |
| **Dezember 2012** | TAQA (Bergermeer) | 3 TWh | Nicht bekannt | Auktionspreis auf der Basis des Sommer-Winter-Preisunterschieds |
| **Januar 2013** | Storenergy (Harsefeld) | 0,276 TWh | 1,152 GWh AGV, 0,3 MW Ausspeicherleistung | Festpreis |
| **Januar 2013** | Storenergy (Uelsen) | 2,5 TWh | 1,296 GWh AGV, 0,6 MW Ausspeicherleistung | Festpreis |
| **März 2013** | RWE DEA (Inzenham-West) | 120 GWh | Nicht bekannt | Nicht bekannt |
| **März 2013** | Eon Gas Storage (7Fields) | 2,5 TWh | 20 GWh AGV, 10 MW Ausspeicherleistung | Indexiert an Sommer-Winter-Preisunterschied |
| **April 2013** | Eon Gas Storage (Reitbrook) | | 8,56 GWh AGV, 10,05 MW Ausspeicherleistung (zus. unterbrechbare AGV 2,32 GWh) | Indexiert an Sommer-Winter-Preisunterschied |
| **April 2013** | Eon Gas Storage (Rönne) | | 4,83 GWh AGV, 10,08 MW Ausspeicherleistung (zus. unterbrechbare Ausspeicherleist. 1,66 MW) | Indexiert an Sommer-Winter-Preisunterschied |
| **Juni 2013** | Storenergy (Speicher Harsefeld) | 0,7 TWh | | Festpreis |
| **Juni 2013** | OMV Gas Storage (Speicherpool Österreich) | 3 TWh | 30 GWh AGV, 14 MW Ausspeicherleistung | Festpreis |

[63] Informationen aus Energate; so zB. 9.3.2015: Aktuelle Vergabeverfahren für Speicher; 20.2.2015 Neue und abgeschlossene Speichervermarktungen auf Store-x. www.energate.de,

| Zeitpunkt | Speicherunternehmen (und Speicheranlage) | Versteigertes Arbeitsgasvolumen | Bündel | Preisformel |
|---|---|---|---|---|
| **Oktober 2013** | OMV Gas Storage (Speicherpool Österreich) | 3 TWh | 17 GWh AGV, 12 MW Ausspeicherleistung | Festpreis |
| **September 2014** | TAQA (Bergermeer) | 3 TWh (3 Jahresverträge)<br>3 TWh (2-Jahresverträge)<br>7 TWh (1 Jahresverträge) | Nicht bekannt | Auktionspreis auf der Basis des Sommer-Winter-Preisunterschieds |
| **November 2014** | OMV Gas Storage (Speicherpool Österreich) | 1,53 TWh | 17 GWh AGV, 12 MW Ausspeicherleistung | Festpreis |
| **Januar 2015** | Eon Gas Storage (7Fields) | | 20 GWh AGV, 10 MW Ausspeicherleistung | Indexiert an Sommer-Winter-Preisunterschied |
| **Januar 2015** | Trianel (Epe) | | 20 GWh AGV, 10 MW Ausspeicherleistung | Indexiert an Sommer-Winter-Preisunterschied |
| **Januar 2015** | OMV Gas Storage (Speicherpool Österreich) | 1,53 TWh | 17 GWh AGV, 12 MW Ausspeicherleistung | Festpreis |
| **Februar 2015** | VNG Gasspeicher (Etzel) | | | |
| **Februar 2015** | Astora (Speicher Haidach) | 2,4 TWh | 10 GWh AGV, 40 MW Ausspeicherleistung | Nicht bekannt |
| **März 2015** | RWE Gasspeicher | 0,268 TWh | 269 MWhAGV, 0,482 MW Ausspeicherleistung (zus. unterbrechbare Ausspeicherleistung 0,168 MW) | Indexiert an Sommer-Winter-Preisunterschied |
| **März 2015** | OMV GAS Storage (Speicher Etzel) | 0,84 TWh | 20 GWh AGV, 20 MW Ausspeicherleistung (zus. unterbrechbare Ausspeicherleistung 26 MW) | Festpreis |
| **März 2015** | Eon Gas Storage (7Fields) | | 20 GWh AGV, 10 MW Ausspeicherleistung | Indexiert an Sommer-Winter-Preisunterschied |
| **März 2015** | EnergyStock (Dänemark) | | | Indexiert an Sommer-Winter-Preisunterschied |

**Quelle: Informationen aus Energate; so zB. 9.3.2015: Aktuelle Vergabeverfahren für Speicher; 20.2.2015 Neue und abgeschlossene Speichervermarktungen auf Store-x.**

Die bei diesen Auktionen erzielten Speicherentgelte sind nur zum Teil veröffentlicht. Das tschechische Speicherunternehmen RWE Gas Storage veröffentlicht die Ergebnisse aller durchgeführten Auktionen auf ihrer Homepage.[64] Die Ergebnisse der Versteigerung von Speicherkapazitäten des niederländischen Speicherunternehmen GasTerra veröffentlicht ICE, über die die Auktionen durchgeführt werden.[65] Die veröffentlichten Preise aus diesen Auktionen sind günstiger als die veröffentlichten Preise der Standardbündel. So lag der Auktionspreis der RWE Gas Storage CZ für das Speicherjahr 2015/2016 mit durchschnittlich ca. 2,7 Eur/MWh pro Jahr oder 4.026 Eur/MW Entnahmeleistung[66] deutlich unter den veröffent-

[64] Vgl. http://www.rwe-gasstorage.cz/en/auction-history/

[65] Vgl. https://www.theice.com/publicdocs/GasTerra_Auction_Results.pdf

[66] Berechnet als gewichteter Durchschnitt der Auktionsergebnisse für Speicherbündel, veröffentlicht auf der Homepage der RWE Gas Storage: http://www.rwe-gasstorage.cz/en/auction-history/

lichten Speicherentgelten in Österreich. Die Entnahmedauer des versteigerten Produktes lag bei 60 Tagen und war damit geringer als die angebotenen Entnahmeleistungen in den Standardbündeln österreichischer Speicherunternehmen; aber in der Größenordnung der Entnahmedauer des Speicherproduktes, das OGS in den Auktionen seit 2014 anbietet (59 Tage).

Andere Ergebnisse werden in Fachzeitschriften erwähnt. Aktuelle Ergebnisse sind zum Beispiel die Auktion des dänischen Speicherunternehmens EnergyStock[67]. Es wurden drei verschiedene Speicherprodukte mit unterschiedlichen Entnahmedauern angeboten. Bei der Auktion haben die Bieter für eine Variable, d.h. einen Aufschlag auf den Sommer-Winter-Preisunterschied geboten, mit dem der durchschnittliche Preis für das 1. Quartal 2016 berechnet wird. Der Bergermeer Speicher ist seit 1.4.2015 in Betrieb.[68] Die Speicherkapazitäten wurden in 2014 versteigert, das erzielte Speicherentgelt soll bei 2,076 Eur/MWh AGV gelegen haben.[69]

Wie in Tabelle 6 in der Spalte „Preisformel“ dargestellt ist, haben einige Speicherunternehmen bei diesen Auktionen Indexprodukte angeboten; d.h. mehrjährige Speicherprodukte, deren Preisentwicklung an den Sommer/Winter-Preisunterschied gekoppelt ist. Abbildung 28 zeigt die Indexklauseln, die in den Auktionen verwendet werden. In den Auktionen werden für Aufschläge oder Abschläge auf den Sommer-Winter-Preisunterschied (oder Sommer-Winter-Quartale-Preisunterschied) geboten oder für einen Multiplikator, mit dem dann auf Basis der Sommer-Winter-Preisunterschiede das vertragliche Speicherentgelt berechnet wird. Zentraler Ausgangspunkt sind daher jeweils saisonale Preisunterschiede der Gaspreise an den europäischen Handelspunkten.

[67] Vgl. ESGM vom 11.4.3.2015: Dutch EnergyStock sells 72% of fast-cycle storage capacity, S. 13; und Informationen auf der Internetseite der EnergyStock http://www.energystock.com/about-energystock/news/energystock-spring-auction-2015-successful

[68] Vgl. ESGM, 1.4.2015, S. 14

[69] Vgl. ESGM, 1.4.2015, S. 14

> E.ON GS offers indexed products on standard basis with modifications of the general formula
  > General formula: ***P (€/MWh) = A x spread +/- B***; where A and/or B are selected individually depending on the product type
  - ***P (€/MWh) = 1,19 x SW spread + A*** (in addition, a min price of 1.5 €/MWh set) ***(Kraak 2013)***
  - ***P (€/MWh) = (1,38 + A) x SW spread -0,7 (Bierwang 2012)***
  - ***P (€/MWh) = SW spread + 0,50 + B (Bierwang 2012)***
  - ***P (€/MWh) = 1,10 x Q4/Q1 – summer spread – 0,05 + A*** *(a min price is set)* ***(Kraak 2014)***

> Storengy offered an indexed product in January 2013
  > ***P (€/MWh) = (1+A) * SW spread – 0.50;*** where A is a variable (bid)
  - In addition, a min (2.2 €/MWh) and max (7.5 €/MWh) price are set
  > Another auctions in December 2014
  > ***P (€/MWh) = A * 1,19 x SW spread (NCG) + B***

> EWE offered an indexed product in February 2013
  > $P\ (€/MWh)_{14/15} = P\ (€/MWh)_{13/14} \times (0.3 + 0.7 \times (SW\ spread_{14/15} / SW\ spread_{13/14}))$

> TAQA made an auction for 2015 – 2018
  > ***P (€/MWh)$_{14/15}$ = X – Storage Year Spread;*** *where X is a multiplier stated by bidders*

> Energinet offered indexed products in April 2014 in two options
  > ***P = SW spread + B***; where B is a bid to be entered in an auction
  > ***P = (1 + A) * SW spread – 0,3***; where A is a bid to be entered in an auction
    - In addition, min (2.0 €/MWh) and max (7.5 €/MWh) price are set and minimum value of B (0.4)
> Another auction took place in February 2015
  > **Min price** in the auction was the current **sum-win spread**

> In 2012, Nafta introduced a call option for storage year 2013/2014
  > The call option was subject to a Take-It-Or-Lose-It condition if **spread Q1/2014-Q3/2013** reached the barrier level of 6.20 €/MWh
  > The price composed of 2 components: (i) a premium (bid) component – proposed by each bidding party (due immediately) and (ii) a fixed component (due only if the option is exercised)

> GasTerra offered a 5-year product in November 2013
  > ***P (€/SBU) = X * sum/Q1 spread + B;*** *where X is a multiplier stated by bidders and B a constant stated by ICE one day before auction*

> Pozagas offered its B.U.I.L.D. product which is based on indexation to spread
  > ***P (€/MWh) = SW spread +/- A;*** *where A is a ratio for adjusting the spread according to a pre-defined formula*

**Abbildung 28: Übersicht über die in Auktionen verwendet Indexklauseln**

**Quelle: Zbyněk Pokorný, RWE Gas Storage: "Appetite for storage capacity: Recent Prices and Contract Duration", Vortrag bei European Gas Transport & Storage Summit, 23 – 24 March 2015, Munich, veröffentlicht unter: https://dpm11uzz3cg60.cloudfront.net/gtsevent.com/uploads/2015/03/26142526/Zbynek_Pokorny_2015.pdf**

## *Speicherentgelte im europäischen Vergleich*

Da die Speicherprodukte der österreichischen Speicherunternehmen nur bedingt untereinander vergleichbar sind, kann durch eine Erweiterung der Vergleichsbasis auf Speicherunternehmen in der EU eine bessere Einschätzung gegeben werden.

Für diesen Vergleich wurden veröffentliche Speicherentgelte (Vergabe FCFS und Auktionen) aus zehn EU Ländern erhoben: Belgien, Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Kroatien, Niederlande, Polen, Tschechien, Österreich und Ungarn. Als Datenquelle dienten dabei die Homepages der jeweiligen Speicherunternehmen sowie im Falle von Gasterra die Homepage der ICE, über die die Speicherkapazitäten versteigert wurden.[70] Es wurden die Speicherpreise für die **gebündelte Standardprodukte für Ein-Jahresverträge** erhoben, die eine festgelegte Relation zwischen Arbeitsgasvolumen, Entnahmeleistung und Einspeicherleistung enthalten. Diese Bündeldaten werden von den Speicherunternehmen festgelegt, die Produktqualitäten sind daher unterschiedlich.

In Belgien, Frankreich, Kroatien, der Tschechischen Republik und Ungarn ist der Speicherzugang reguliert. Dabei werden die Speicherentgelte in Ungarn, Belgien und Kroatien direkt von Regulierungsbehörde festgelegt. In Frankreich und der Tschechischen Republik werden die Speicherpreise in Auktionen bestimmt.

Es ist nicht bekannt, ob zu den veröffentlichten Speicherentgelten in den anderen EU Ländern tatsächlich Speicherverträge abgeschlossen worden sind, wenn die Speicherkapazitäten über andere Vergabeverfahren als Auktionen vergeben worden sind.

In Abbildung 29 und Abbildung 30 ist zu erkennen, dass abhängig von einer höheren Entnahmedauer (des vertraglichen Arbeitsgasvolumens) die Preise in Eur/MWh AGV und pro Jahr sinken, d.h. saisonale Speicher mit einer längeren Entnahmedauer sind günstiger in Bezug auf das eingespeicherte Arbeitsgasvolumen. Dies ist auch bei den angebotenen Produkten der österreichischen Speicherunternehmen festzustellen (Abbildung 25).

Die gelben Balken sind dabei die veröffentlichten Speicherentgelte der österreichischen Speicherunternehmen. Die roten Balken stellen die veröffentlichten Auktionsergebnisse dar. Diese liegen deutlich unter den veröffentlichten Speicherentgelten für Standardbündel, die über FCFS vergeben werden.

[70] Die Links zu den Speicherunternehmen sind zusammengefasst auf der Homepage der GSE unter Members zu finden: http://www.gie.eu/index.php/about-us/gie-members/gse-members; .

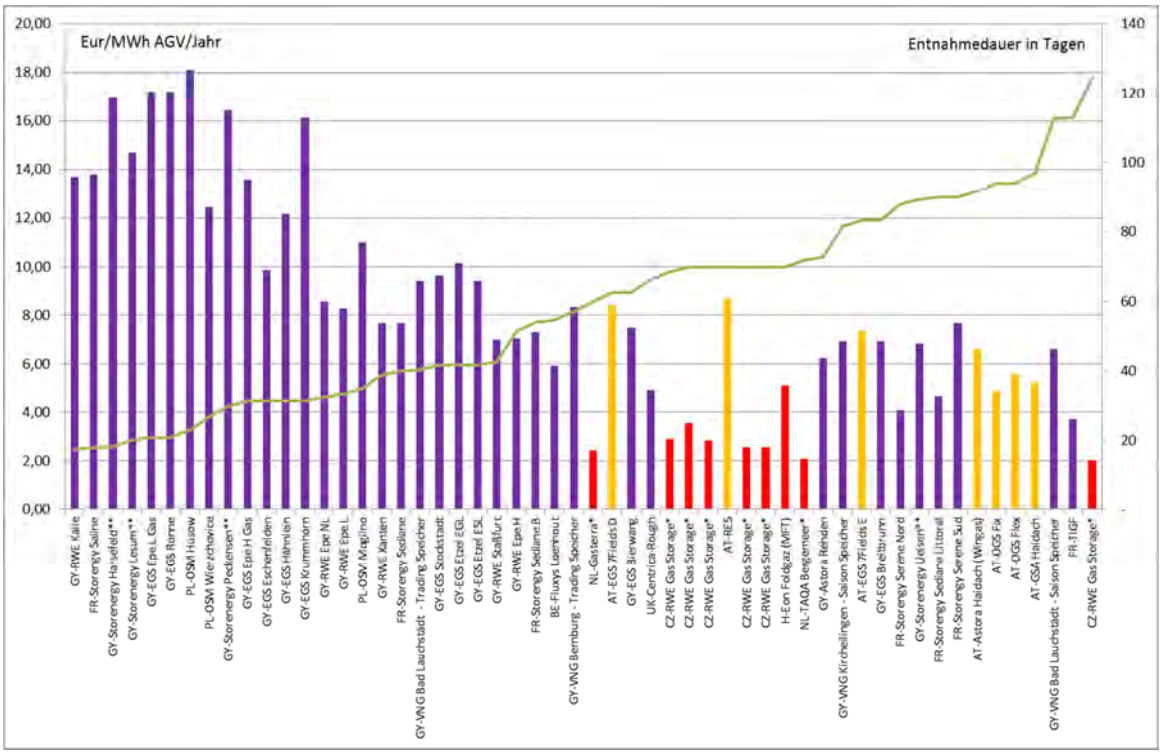


**Abbildung 29: Speicherpreise für Standardbündelprodukte in Europa im Vergleich in Eur/MWh AGV und pro Jahr, Jahresverträge, Stichtag 1.4.2015; * Vergabe über Auktionen; ** zzlg. Variablen Entgelten; Speicherentgelte in Deutschland und Österreich enthalten keine Transportkosten.**

**Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Homepage der Speicherunternehmen; Preise TAQA aus ESGM, 1.4.2015, S. 14**

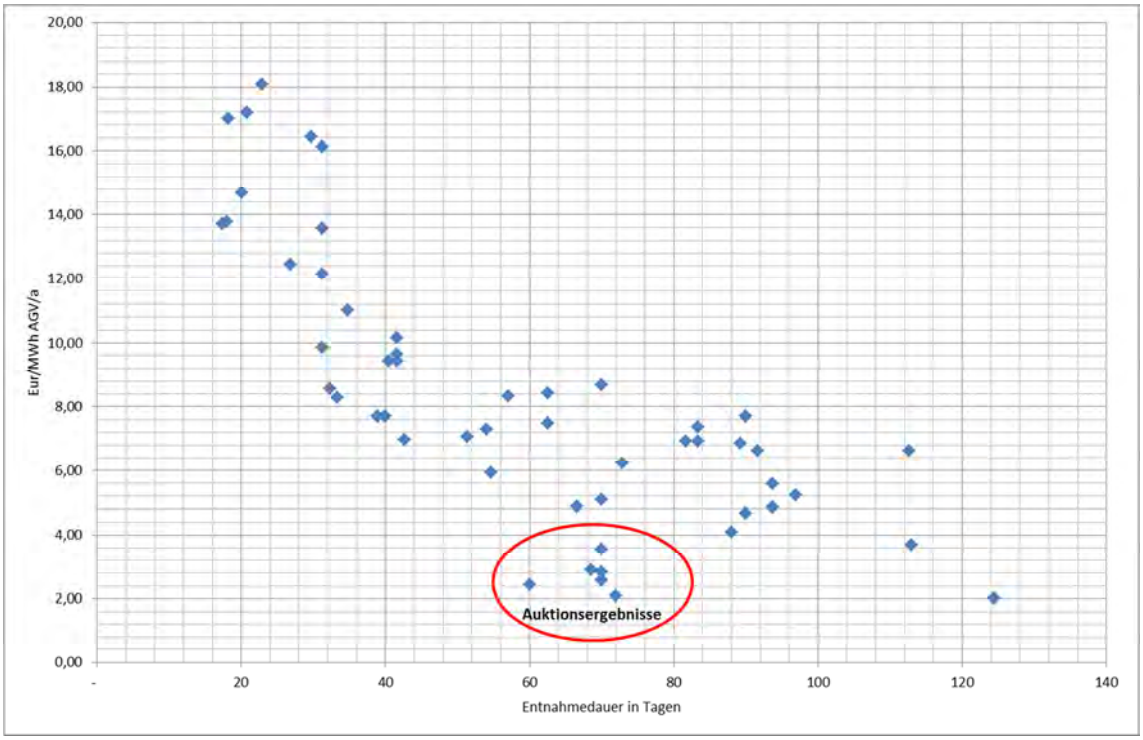


**Abbildung 30: Entwicklung der Speicherentgelte in Abhängigkeit von der Entnahmedauer des Standardbündels, in Eur/MWh Arbeitsgasvolumen pro Jahr**

**Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Homepage der Speicherunternehmen; Preise TAQA aus ESGM, 1.4.2015, S. 14**

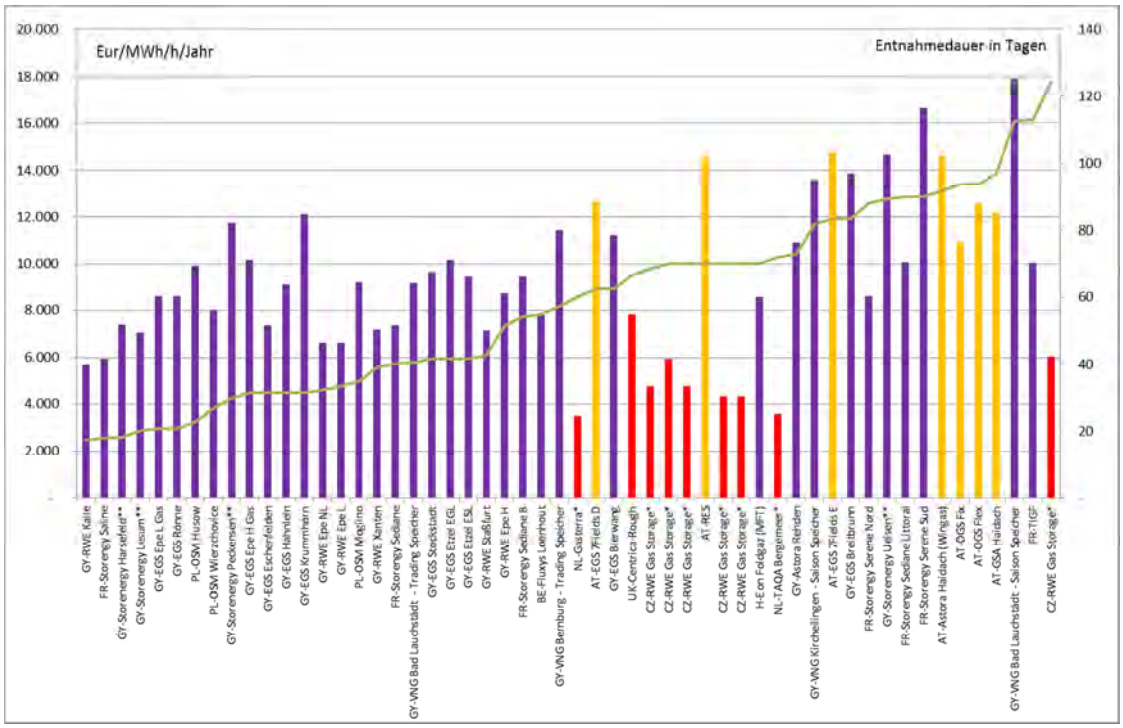


**Abbildung 31: Speicherpreise für Standardbündelprodukte in Europa im Vergleich in Eur/MW Entnahmeleistung und pro Jahr, Jahresverträge, Stichtag 1.4.2015; * Vergabe über Auktionen; ** zzlg. Variablen Entgelten; Speicherentgelte in Deutschland und Österreich enthalten keine Transportkosten.**

**Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Veröffentlichungen der Speicherunternehmen; Preise TAQA aus ESGM, 1.4.2015, S. 14**

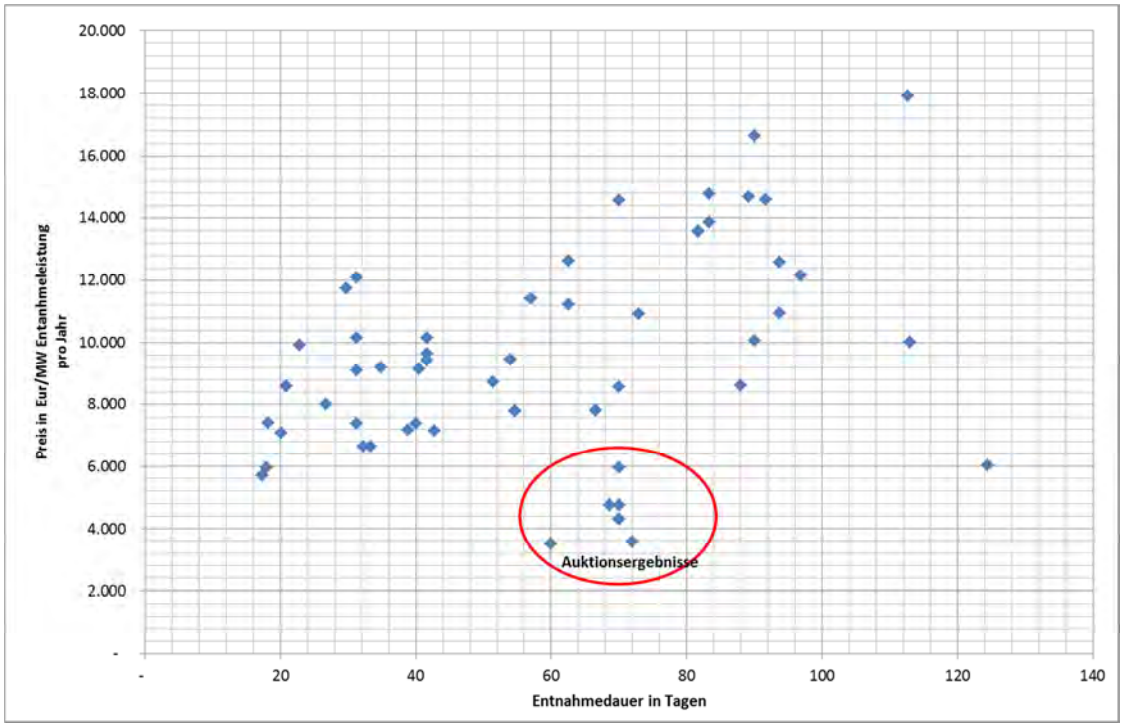


**Abbildung 32: Entwicklung der Speicherpreise für Standardbündelprodukte in Europa im Vergleich in Eur/MW Entnahmeleistung und pro Jahr in Abhängigkeit von der Entnahmedauer, Jahresverträge, Stichtag 1.4.2015**

**Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Homepage der Speicherunternehmen; Preise TAQA aus ESGM, 1.4.2015, S. 14**

Bezogen auf die Entnahmeleistung bietet sich bei den Speicherentgelten das umgekehrte Bild: das Speicherentgelt pro MW Entnahmeleistung in der Stunde ist höher bei einer höheren Entnahmedauer (Abbildung 31 und Abbildung 32). Dabei stellen die gelben Balken die veröffentlichten Speicherentgelte der österreichischen Speicherunternehmen und die roten Balken die veröffentlichten Auktionsergebnisse dar.

Auffällig ist, dass auch im europäischen Vergleich die veröffentlichten Speicherentgelte, die in Auktionen bestimmt worden sind (Gasterra und RWE Gas Storage), deutlich niedriger sind als die veröffentlichen Speicherentgelte für Standardbündelprodukte, die über andere Verfahren vergeben werden. Die öffentlich bekannten Auktionsergebnisse zeigen, dass sich die in den Jahren 2014/2015 erzielten Speicherentgelte aus Auktionen an den Sommer-/Winterpreisunterschieden orientieren, die in den letzten Jahren gesunken sind (Abbildung 27).[71]

Ordnet man die veröffentlichten Speicherentgelte österreichischer Speicherunternehmen in die Speicherentgelte für vergleichbare Produkte anderer europäischer Speicherunternehmen ein, ergibt sich folgendes Bild:

- RES: Die Speicherentgelte des tschechischen Speicherunternehmens RWE Gas Storage für Speicherprodukte mit vergleichbarer Entnahmedauer sind deutlich günstiger als das RES Standardbündel, da sie über Auktionen vergeben wurden. Das veröffentlichte Speicherentgelt der RES ist nach Angaben der RES als Höchstpreis zu sehen und spiegelt daher nur bedingt das tatsächliche Preisniveau in den Speicherverträgen der RES wider.
- EGS: Das im Vergleich berücksichtigte Speicherentgelt der EGS gilt für Einjahresverträge. Diese Speicherentgelte für beide Speicherprodukte in 7fields sind deutlich höher als die Auktionsergebnisse vergleichbarer Produkte (auch z.T. von EGS). Die vertraglichen Speicherentgelte der EGS für 7fields in den letzten 2 Jahren wurden jedoch in Auktionen festgelegt und dabei im Wesentlichen durch den Sommer-Winter-Preisunterschied bestimmt. Diese Entgelte sind daher geringer als das veröffentlichte Entgelt für die Jahresverträge.
- OGS: Die von OGS veröffentlichten Speicherentgelte sind im Vergleich zu anderen veröffentlichten Speicherentgelten für FCFS-Verfahren geringer, aber höher als Auktionspreise. OGS vergibt aber Jahresverträge für ein Bündel mit einer Entnahmedauer von 60 Tagen über Auktionen, deren erzielte Entgelte nicht veröffentlicht sind, aber auch geringer sind als die veröffentlichten Speicherentgelte vergleichbarer Produkte in Europa.
- Astora: Die veröffentlichten Speicherentgelte liegen im Mittelfeld vergleichbarer Produkte.

71 Vgl. auch http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Gas/2015/C15-GWG-119-03_CEER%20_Vision%20gas%20storage%20market_25_May_2015.pdf; S. 13

- GSA LLC: Dies trifft auch für GSA zu. Das Interesse an den Auktionen der GSA, die das veröffentlichte Speicherentgelt als Startpreis hatten, war in den letzten Jahren gering.

Die der E-Control vorliegenden Speicherverträge[72] der österreichischen Speicherunternehmen zeigen jedenfalls, dass zu den von veröffentlichten Speichentgelten für Einjahresverträge, die in Abbildung 25 und Abbildung 26 dargestellt sind, in den letzten 3 Jahren jedenfalls keine Speicherverträge mit einer einjährigen Laufzeit abgeschlossen wurden, die Speicherentgelte in den Neuverträgen sind zum Teil niedriger als die veröffentlichten Speicherentgelte. Die veröffentlichten Speicherpreisentgelte spiegeln daher nicht das in den letzten drei Jahren erzielbare Preisniveau am österreichischen Speichermarkt wider.

## *Speicherentgelte für kurz- und langfristige Produkte*

Ein Vergleich der Preise für kurz- und langfristige Produkte ist nur eingeschränkt möglich, da nicht alle Speicherunternehmen Information dazu veröffentlichen.

**Tabelle 7: Informationen zu Speicherprodukten auf den Homepages der Unternehmen**

| Speicherunternehmen | Informationen zu Kurzfristprodukten | Informationen zu Langfristprodukten |
|---|---|---|
| OGS | Vorhanden (min 1 Tag) | Vorhanden (max 5 Jahre) |
| Astora | Vorhanden (min 1 Tag) | Vorhanden (max 6 Jahre) |
| GSA | Nur Speicherentgelte für Jahres-produkte | Vorhanden (max 5 Jahre) |
| RES | Nicht vorhanden | Speicherentgelt für 3 Jahresvertrag |
| EGS | Vorhanden (min 1 Monat)[73] [Indexprodukte, Day-Ahead-Produkte] | Vorhanden (max 15 Jahre) |

**Quelle: Homepages**

Für langfristige Buchungen werden von den Speicherunternehmen günstigere Speicherentgelte gewährt. Abbildung 33 zeigt die Rabatte, die auf die veröffentlichten Speicherentgelte im Vergleich zur Vertragslaufzeit gegeben werden.

[72] Speicherverträge sind gemäß § 101 GWG 2011 der E-Control nach Abschluss vorzulegen.

[73] Bepreisung auf Monatsbasis: https://www.eon-gas-storage.de/cps/rde/xbcr/egs/140331_Preisblatt.pdf

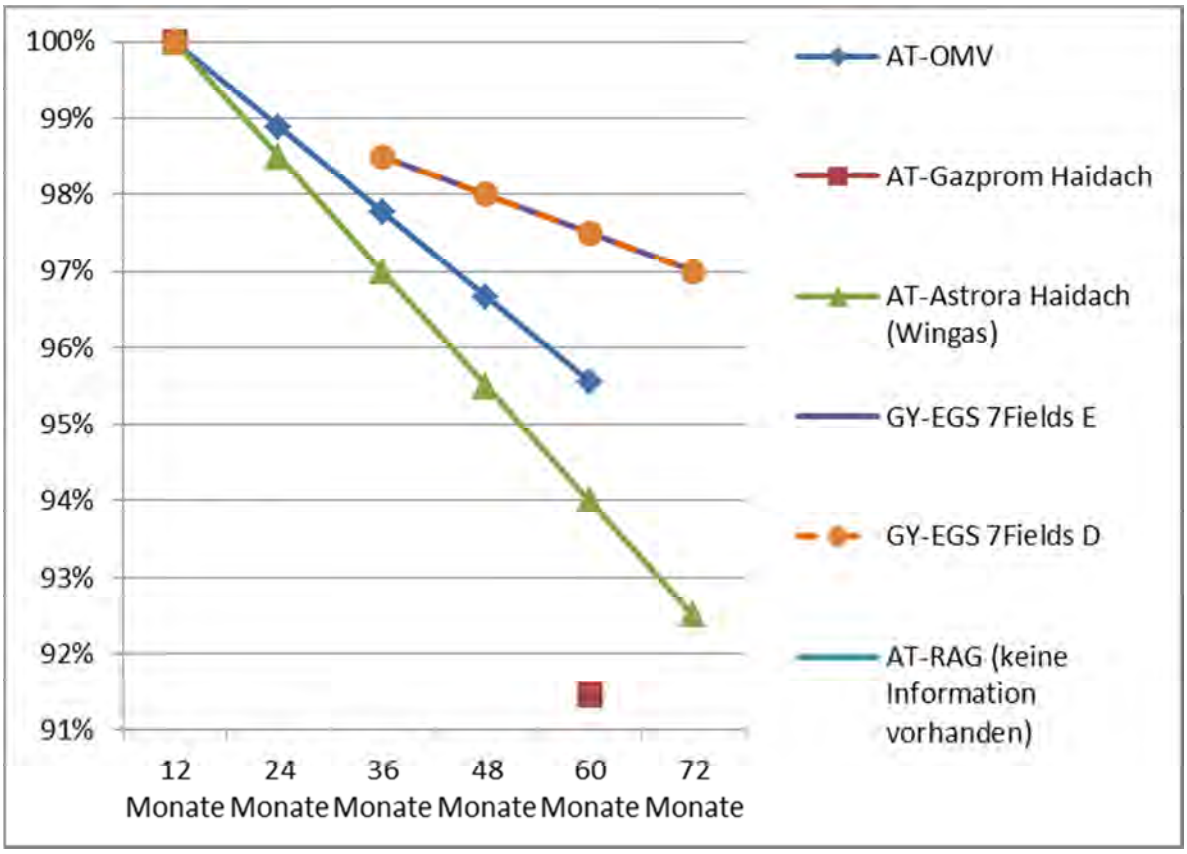


**Abbildung 33: Vergleich der Preislevels für Langfristprodukte – österreichische Speicherunternehmen**

**Quelle: Homepage der Unternehmen**

## *Zusammenfassung Preisentwicklung*

Insgesamt ist ein sinkendes Preisniveau für Speicherprodukte seit 2010 festzustellen: zum einen eine Verringerung bei den veröffentlichten Speicherentgelten (außer RES), zum anderen eine deutliche Reduktion in den Neuverträgen, die über Auktionen vergeben wurden. Dies ist ein Zeichen für zunehmenden Wettbewerbsdruck auf die österreichischen Speicherunternehmen.

Diese haben zum Teil auf den zunehmenden Wettbewerbsdruck mit Veränderungen der Speicherprodukte und Senkung der Speicherentgelte reagiert. OGS hat im Jahr 2013 die generelle Preis- und Produktstruktur geändert: die Speicherentgelte und -kapazitäten für bestehende Verträge und die Speicherentgelte für den Abschluss von Neuverträgen wurden gesenkt.[74] Als Grund dafür wurde eine Reaktion „auf das aktuelle Marktumfeld", so z.B. die weitere Verringerung des Sommer-/Winter-Spreads, genannt.[75] Weiters geht OMV in ihrem Geschäftsbericht 2013 von einen sehr niedrigen Niveau der Gasspeicherpreise aus, das die

[74] Vgl. OMV Geschäftsbericht 2013, S. 44 und 2014, S. 49

[75] Vgl. OMV Geschäftsbericht 2013, S. 46 und 54

Profitabilität weiter verschlechtern würde,[76] auch 2014 wird das weiterhin herausfordernde Marktumfeld (aufgrund niedriger Sommer/Winterspreads) im Geschäftsbericht erwähnt. OGS, EGS, Astora und GSA LLC vergeben Speicherkapazitäten über Auktionen: diese Entgelte sind niedriger als die veröffentlichten Speicherentgelte.

Auch in anderen EU Ländern, vor allem in den Ländern mit den größten Speicherkapazitäten, ist eine Tendenz zu sinkenden Speicherpreisen erkennbar: z.B. hat Storenergy im Januar 2015 angegeben, dass die Speicherpreise für einige Speicheranlagen gesenkt wurden.[77] In Deutschland werden Speicherkapazitäten vermehrt über Auktionen vergeben, in deren Preisfindung die zeitliche Entwicklung der Großhandelspreisunterschiede eingehen.

[76] Vgl. OMV Geschäftsbericht 2013, S. 66

[77] Vgl. ESGM vom 14.1.2015, S. 1 und 2: Storenergy announces discounts, flexibility services

# 4 Fazit: Bewertung der Wettbewerbssituation im österreichischen Flexibilitätsmarkt

Im Vergleich zu den Schlussfolgerungen des im Juni 2010 erstellten Diskussionspapiers „Vorschlag für eine Wettbewerbsanalyse des österreichischen Speichermarktes anhand der nach Artikel 33 RL 2009/73/EG zu definierenden Kriterien“[78] sind bei einer neuerlichen Analyse in 2015 Verbesserungen festzustellen:

Die **Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten als wesentliche Flexibilitätsquelle** im österreichischen Gasmarkt ist in den letzten Jahren **gestiegen**, zum einen durch den Ausbau von Speicherkapazitäten und damit dem verbesserten Zugang zu Primärkapazitäten, zum anderen durch die Entwicklung von liquiden Handelsplätzen und dem Angebot verschiedener Handelsprodukte und damit der Bereitstellung von Sekundärflexibilität, die zum Teil auch aus Speichern dargestellt wird. Auch der Rückgang der Gasnachfrage und damit einhergehend ein geringer Bedarf an (saisonaler) Flexibilität hat die Nachfrage nach Speicherprodukten verringert.

Es wurden zudem **neue Speicherprodukte** und **Vergabeverfahren** entwickelt. Neue Speicherprodukte mit Indexierung an die Hubpreise werden angeboten (EGS); Speicherunternehmen bieten unterschiedliche und veränderte gebündelte und ungebündelte Produkte an. Auktionen als Vergabeverfahren für verfügbare Speicherkapazitäten haben seit 2013 deutlich an Bedeutung gewonnen.

Sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite konnten neue Markteintritte festgestellt werden. Als Folge dessen hat sich die **Marktkonzentration** im Speicherbereich sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite **verringert**. Der Markt für Speicherprodukte hat sich vom Verkäufer- zum **Käufermarkt** gewandelt. Dies hat auch **Auswirkung auf die Preisentwicklung**.

Speicherunternehmen wie Astora, OGS und EGS weisen auf die angespannte Geschäftslage hin, Speicherpreise sind nur kostendeckend, aber nicht gewinnbringend und es sei schwer, wirtschaftlich akzeptable Preise am Speichermarkt erzielen, so die Aussage der Astora in Bezug auf die Speicherauktion für den Speicher Haidach im Februar 2013.[79] Auch OMV (als Mutterunternehmen der OGS) weist daraufhin, dass das Marktumfeld aufgrund des weiter niedrigen Sommer/Winter-Spreads herausfordernd ist[80] und die Erträge gesunken sind. Einige Speicherunternehmen in Österreich haben auf den zunehmenden Wettbewerbsdruck reagiert und bestehende Verträge preislich und leistungsdatenmäßig reduziert sowie freie Speicherkapazitäten über Auktionen vergeben, bei denen geringere Speicherentgelte als die veröffentlichen Speicherentgelte für Standardprodukte erzielt wurden.

---

[78] Vgl. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/gas/dokumente/pdfs/positionspapier-ecg-gasspeichermarkt-06-09-2010.pdf

[79] Vgl. Powernews, 26.3.2014, Spass ist etwas anderes, Powernews 24.7.2013: Neue Absatzwege schaffen

[80] Vgl. OMV Geschäftsbericht 2014, S. 50, veröffentlicht auf der Homepage der OMV: www.omv.com

Dies ist ein sichtbares Zeichen dafür, dass die **marktbasierten Speicherpreise in den letzten Jahren gesunken** sind. Das seit 2013 festzustellende Marktpreisniveau orientiert sich an den gesunkenen Sommer/Winter-Preisunterschieden und entspricht nicht mehr dem Niveau veröffentlichter Speicherentgelte in Österreich: Die **veröffentlichten Speicherentgelte** sind **höher als die aktuell in Auktionen erzielbaren Speicherentgelte** und damit auch der aktuelle Marktpreis für Speicherprodukte, da die über Auktionen vergebenen Speicherprodukte einen Großteil der in den letzten 3 Jahren vergebenen Speicherprodukte ausmachen.

Auch ein Vergleich veröffentlichter Speicherentgelte in der EU zeigt, dass die in den letzten 2 Jahren (2014/2015) erzielten Speicherentgelte aus Auktionen in der EU, deren Preisbildung sich an den Sommer-/Winterpreisunterschieden orientiert, niedriger sind als die veröffentlichten Speicherentgelte der österreichischen Speicherunternehmen für Standarddienstleistungen.

Auf der anderen Seite ist die **Transparenz für Speicherentgelte** in Neuverträgen **gesunken** und damit ingesamt die Preistransparenz. Bereits 2010 wurde festgestellt, dass über die Speicherentgelte in Altverträgen vor 2002 keine Transparenz gegeben ist, dies gilt in 2015 auch für Neuverträge. Es ist festzustellen, dass das Preisniveau in den Neuverträgen zum Großteil geringer ist als die veröffentlichten Speicherentgelte, die an Relevanz verloren haben, und Altverträge teilweise teurer sind. Für die veröffentlichten Speicherentgelte ist eine Senkung der Speicherentgelte und zum Teil sogar eine Steigerung festzustellen, dies würde den Schluss zulassen, dass die Speicherunternehmen nach wie vor eine gute Erlössituation haben, die eine Kostendeckung langfristig ermöglicht. Tatsächlich ist aber in den Neuverträgen ein deutlicher Erlösrückgang für die Speicherunternehmen festzustellen.

Art 18 Abs 5 VO (EG) 715/2009 normiert folgendes:„Um für transparente, objektive und nichtdiskriminierende Tarife zu sorgen und die effiziente Nutzung der Infrastrukturen zu erleichtern, veröffentlichen die […]Speicheranlagenbetreiber oder die zuständigen Regulierungsbehördenausreichend detaillierte Informationen über […] die Tarifstruktur für Infrastrukturen, für die der regulierte Zugang Dritter vorgesehen ist.“ Auch gemäß § 105 Abs 1 Z 3 GWG 2011 sind die für die Nutzung der Speicheranlagen geltenden Speichernutzungsentgelte einmal jährlich bzw. nach jeder Änderung zu veröffentlichen. Diese Transparenz ist weder österreich- noch europaweit gegeben und sollte rechtskonform hergestellt werden. Dies bezieht die Preistransparenz für alle angebotenen Speicherprodukte ein.

**Insgesamt gibt es Anzeichen dafür, dass sich die Wettbewerbsintensität auf dem Flexibilitäts- und Speichermarkt und der Zugang zu Flexibilität für Marktteilnehmer im Vergleich zu 2010 deutlich verbessert haben.**
**Ein Übergang zu einem regulierten System wird daher nicht empfohlen**.