

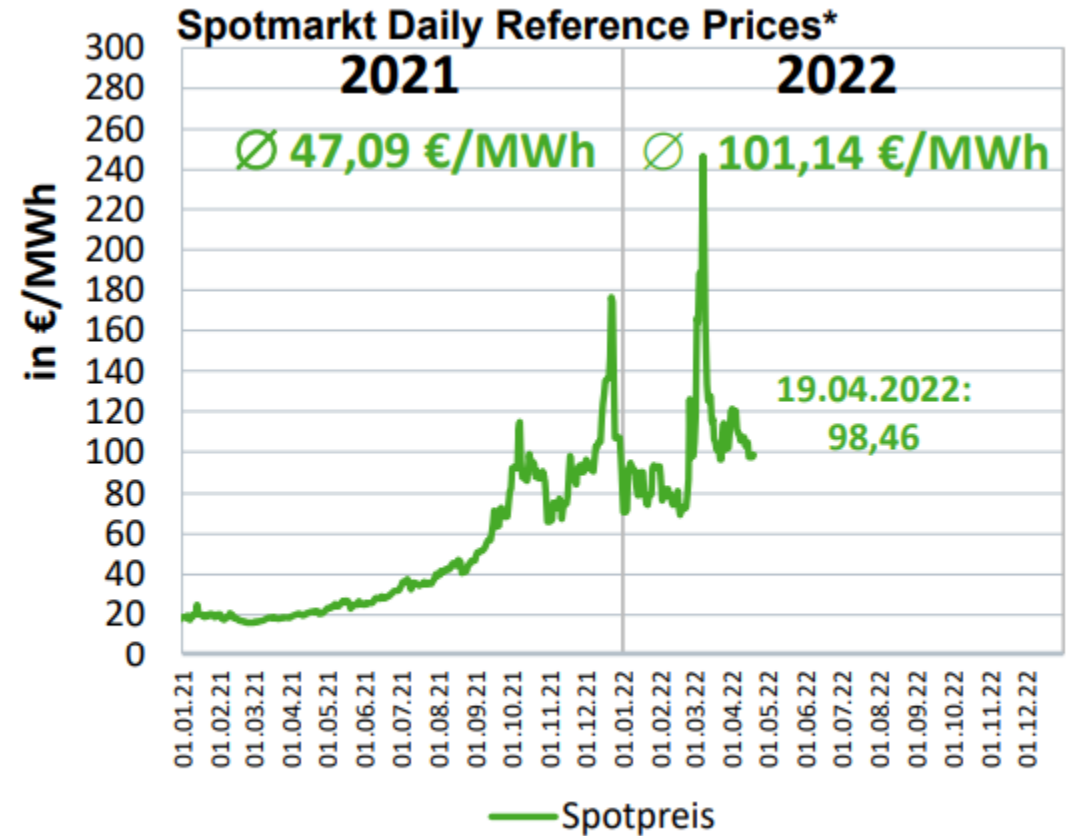
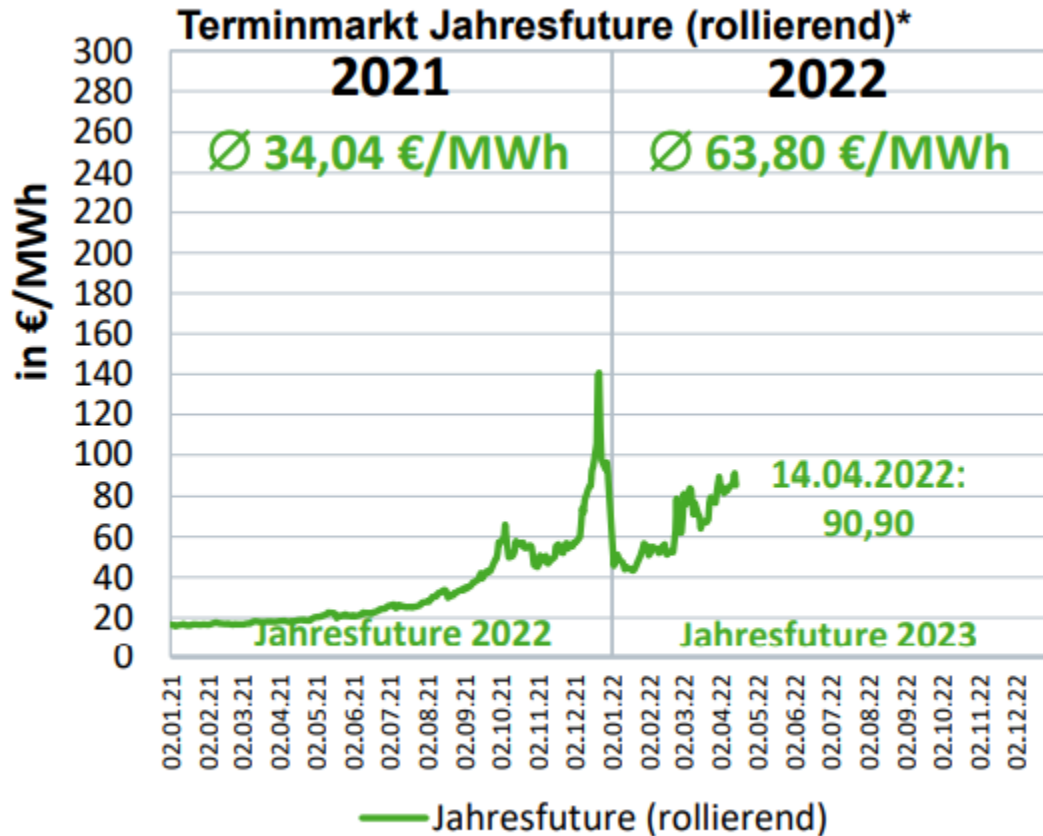


**TRADING
HUB
EUROPE**
keep in balance

Ausblick – Was folgt aus dem Winter 2021/2022?



Preisentwicklung Erdgas Großhandel

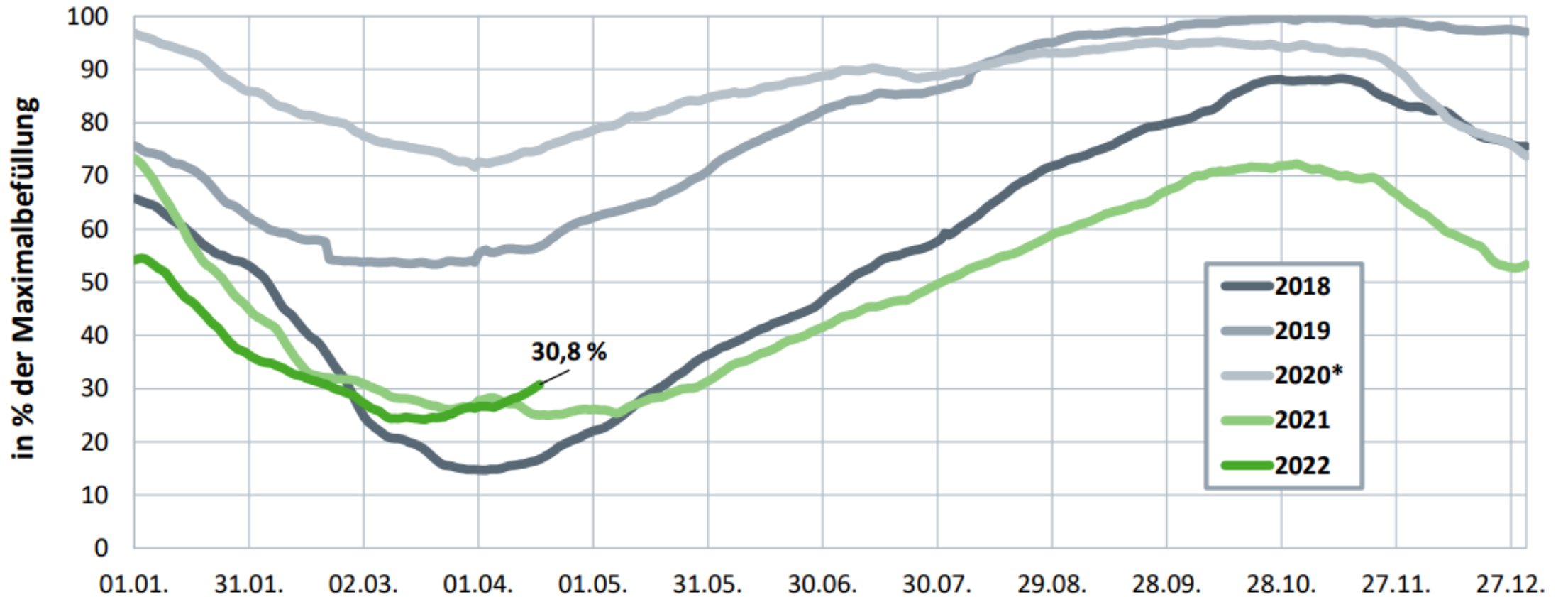


Quelle: EEX

* Mittelwerte aus Preisen der Marktgebiete von Gaspool und NCG, ab Oktober 2021 THE

abgerufen bei: BDEW, Erdgasdaten aktuell, 19.04.2022

Prozentuale Speicherfüllstände



Quelle: Gas Infrastructure Europe

* aus Gründen der Vergleichbarkeit Wert des Schalttages 2020 ausgeblendet
Die Darstellung beinhaltet die Daten aller auf gie.eu zum angegebenen Datum erfassten Speicher.

abgerufen bei: BDEW, Erdgasdaten aktuell, 19.04.2022

Möglichkeiten zur Reduzierung des Regelenergiebedarfs

Status Quo bei der SLP-Allokation

- Die Prognose der SLP Verbräuche erfolgt je SLP Ausspeisepunkt durch die VNB nach gewählten SLP Verfahren
 - Synthetisch
 - Analytisch
- Die Allokation wird vom VNB an **Tag D-1** für den Tag D an den MGV übermittelt
- Der MGV leitet die Allokation an die BKV weiter
- Der BKV nutzt die SLP-Allokation für die Entry-Nominierung für **Tag D+1**



Der Zeitversatz im SLP-Verfahren führt zu Abweichungen zwischen Verbrauch und Prognose, der wiederum zu Regelenergieeinsatz führen kann.

Mit welchen Maßnahmen ließe sich Abhilfe schaffen?

Gasprognosetemperatur (I/II)

Auswirkungen der Anwendung der Gasprognosetemperatur bei einem VNB (Anwendung seit 1.7.2017):

L	M	N	P	Q	S		T	V	W
Jahressicht									
Jahr	Tats. Allokationsmenge (Basis GPT)	Als-Ob- Allokationsmenge Ist- Temperatur	Kum. sald. Netzkonto tats. Allokation (GPT)	Kum. sald. Netzkonto tats. Allokation (IST)	Allokationsgüte (GPT) in kWh/MWh	Allokationsgüte (IST) in kWh/MWh	Anzahl Tage >35% Allokationsabweichung (GPT)	Anzahl Tage >35% Allokationsabweichung (IST)	
2017	7.044.923.139	6.842.312.375	507.871.679	686.295.238	72,09	100,3	1	25	
2018	6.732.264.210	6.355.948.107	453.114.318	676.978.009	67,3	106,51	0	27	
2019	6.855.326.713	6.721.434.576	400.620.814	740.702.839	58,44	110,2	2	21	
2020	6.817.638.811	6.674.475.435	478.993.231	782.890.436	70,26	117,3	0	22	
2021	7.652.465.817	7.587.787.221	461.152.088	711.820.768	60,26	93,81	1	13	

- Darstellung vergleicht die Als-Ob- Allokation mit der Ist-Temperatur mit der tatsächlichen Allokation mit der Gasprognosetemperatur. Die Ist- Temperatur deshalb in dieser Betrachtung verwendet, um eventuelle Prognosefehler des Wetterdienstes bei der Tagesmitteltemperaturprognose außen vor zu lassen.
- Die „natürliche“ Grenze des SLP- Verfahren liegt laut den Untersuchungen im Rahmen des Statusberichts bei 100 kWh/MWh.
- Diese Werte werden bei Einsatz der Prognose-/Ist- Temperaturen bei dem VNB i.d.R. erreicht und beim Einsatz der Gasprognosetemperatur deutlich unterschritten.

Gasprognosetemperatur (II/II)

	A	B	C	E	F	G	H	I	J	K
	Datum	Tats. Allokationsmenge (Basis GPT)	Als-Ob-Allokationsmenge Ist-Temperatur	Restlast	Delta tats. Allokation [kWh] (GPT)	Delta tats. Allokation [%] (GPT)	Kum. sald. Netzkonto tats. Allokation (GPT)	Delta tats. Allokation [kWh] (IST)	Delta tats. Allokation [%] (IST)	Kum. sald. Netzkonto tats. Allokation (IST)
13	17.12.2021	35.476.266	31.294.979	33.995.750	-1.480.516	-4,17%	1.480.516	2.700.771	8,63%	2.700.771
14	18.12.2021	36.711.701	37.612.016	35.263.115	-1.448.586	-3,95%	1.448.586	-2.348.901	-6,25%	2.348.901
15	19.12.2021	38.223.134	39.956.189	37.447.649	-775.485	-2,03%	775.485	-2.508.540	-6,28%	2.508.540
16	20.12.2021	39.118.704	38.668.144	40.450.659	1.331.955	3,40%	1.331.955	1.782.514	4,61%	1.782.514
17	21.12.2021	44.874.705	47.004.901	45.068.951	194.246	0,43%	194.246	-1.935.950	-4,12%	1.935.950
18	22.12.2021	46.735.291	49.569.940	47.256.264	520.973	1,11%	520.973	-2.313.676	-4,67%	2.313.676
19	23.12.2021	42.335.518	39.118.704	40.931.209	-1.404.309	-3,32%	1.404.309	1.812.505	4,63%	1.812.505
20	24.12.2021	35.236.481	21.986.714	31.384.896	-3.851.585	-10,93%	3.851.585	9.398.182	42,74%	9.398.182
21	25.12.2021	32.366.850	24.640.591	29.874.816	-2.492.035	-7,70%	2.492.035	5.234.224	21,24%	5.234.224
22	26.12.2021	32.854.984	30.640.307	29.593.106	-3.261.878	-9,93%	3.261.878	-1.047.202	-3,42%	1.047.202
23	27.12.2021	31.430.494	26.592.985	29.538.347	-1.892.146	-6,02%	1.892.146	2.945.362	11,08%	2.945.362
24	28.12.2021	28.123.918	22.818.538	28.839.531	715.613	2,54%	715.613	6.020.993	26,39%	6.020.993
25	29.12.2021	27.299.200	21.065.031	27.461.081	161.882	0,59%	161.882	6.396.050	30,36%	6.396.050
26	30.12.2021	21.836.694	12.268.337	22.111.129	274.435	1,26%	274.435	9.842.792	80,23%	9.842.792
27	31.12.2021	22.967.569	19.601.762	23.850.504	882.935	3,84%	882.935	4.248.741	21,68%	4.248.741

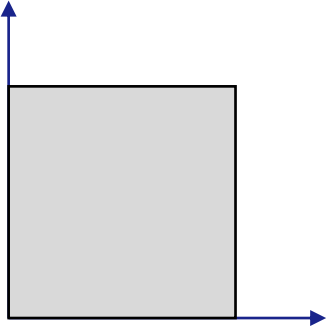
- Durch die zum Teil ungewöhnlich hohen Tagestemperaturen im Dezember hätte der VNB an einzelnen Tagen bis ca. 10.000 MWh unterallokiert! Durch den Einsatz der Gasprognosetemperatur waren an dem gleichen Tag nur ca. 300 MWh!
- Die finanziellen Auswirkungen auf die Regelenergie der THE bei ca. 75 €/MWh im Dezember 2021: 750.000 € zu 22.500 € am 30.12.21.

Einführung eines MGV-Faktors

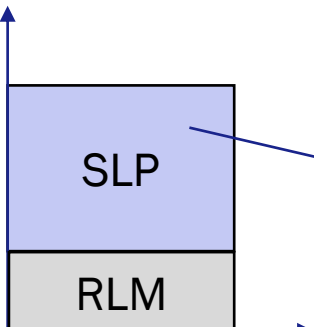
- **Idee: Regelenergie, die durch SLP-Abweichungen entsteht, auf die BKV verlagern**
- **Ansatz für die Bildung eines MGV-Faktors**
 - Der MGV prognostiziert den Regelenergiebedarf (SLP Anteil) und verteilt diesen anhand eines geeigneten Schlüssels auf die SLP Allokationen (Bsp.: Ist ein Regelenergie-Kaufbedarf für morgen prognostiziert, werden die SLP Allokationen erhöht; ist ein Regelenergie-Verkaufsbedarf für morgen prognostiziert, werden die SLP Allokationen gesenkt)
 - Regelenergiebedarf wird in Relation zur SLP Allokation gesetzt
 - Dieser Faktor wird auf alle SLP Allokationen angewendet
 - Die angepassten Allokationen werden an NB und BKV gesendet
 - Anwendung eines Schwellenwerts möglich
- **Kombination aus netzbetreiberindividueller Restlast sowie prognostiziertem Regelenergiebedarf**
 - Netzbetreiberindividuelle Anpassungen ergeben in Summe den prognostizierten Regelenergiebedarf, d.h. die Allokationen einzelner Netzbetreiber könnten gesenkt, andere erhöht werden. Die Summe der Erhöhung ergibt den prognostizierten Regelenergiebedarf

Grundprinzip des MGV-Faktors

Regelenergiebedarf
Im Marktgebiet



Regelenergiebedarf
unterteilt in
Verursachung



Anteilige Verteilung des RE-Bedarfs
für SLP auf die BKV mit BK mit SLP.

Anteil für BKV1

nachträgliche
Anpassung
durch BKV

BKV1	
Entry	Exit
90	90 (NB Allokation)
5	+5 (MGV-Faktor)
Saldo = 0	



Im Nachgang werden die Mengen aus dem MGV-Faktor den NB übermittelt, um die Konsistenz zur MMMA später zu haben

Ansätze zur Faktorbestimmung

- **Ansatz über globale SLP Prognose seitens des MGV**
 - Durchführung einer globalen SLP Prognose beim MGV
 - KI
 - Prognosemodell auf Basis von Vergangenheitswerten, ggf. unter Berücksichtigung weiterer Faktoren
 - Globale SLP Prognose des MGV wird mit den Allokationen der NB verglichen und so der anzuwendende Faktor bestimmt
- **Ansatz über Restlastbestimmung (Vergleich Restlast D-1 und Allokation D-1)**
 - Der MGV berechnet am Tag D die Restlast für den Tag D-1
 - Die SLP Allokation des NB (für den Tag D-1) wird mit der durch den MGV berechneten Restlast (für den Tag D-1) verglichen
- **Ansatz über Restlastbestimmung (Vergleich Restlast D-1 und Allokation D+1)**
 - Der MGV berechnet am Tag D die Restlast für den Tag D-1
 - Die SLP Allokation des NB (für den Tag D+1) wird mit der durch den MGV berechneten Restlast (für den Tag D-1) verglichen

SLP-Prognose durch den BKV

- **Idee: Verlagerung des SLP-Prognoserisikos auf die BKV**
- **Ansatz für die SLP-Prognose durch den BKV**
 - Jeder Netzbetreiber teilt die Residuallast (Restlast) anteilig je BKV auf
 - Jeder BKV erhält während des Tages D Informationen zu seinem bisherigen Anteil/Menge an der Restlast pro Netz
 - BKV nutzt diese Informationen für die Entry-Nominierungen für den Tag D
 - Abweichungen im Bilanzkreis werden am Ende des Tages als Ausgleichsenergie abgerechnet (analog RLM heute)

Zusammenfassung

- Gasprognosetemperatur
 - Im aktuellen GabiGas-Regime anwendbar
 - Verbesserung der SLP-Allokationsgüte bei vielen VNB eingetreten (trotzdem: jeder VNB muss individuell die Anwendung prüfen!)
- MGV-Faktor
 - Im aktuellen GabiGas-Regime nicht anwendbar
 - Verringerung der Beschaffungskosten beim MGV möglich, aber abhängig von der Güte des Faktors
- SLP-Prognose durch BKV
 - Im aktuellen GabiGas-Regime nicht anwendbar
 - Verringerung des Regelenergieeinsatzes möglich, aber abhängig von der untertägigen Datenqualität
 - Erhöhte Kosten bei VNB wegen häufigerer Datenbereitstellung



**TRADING
HUB
EUROPE**
keep in balance

Gasspeichergesetz



Gasspeichergesetz (Änderung EnWG)

- **Einführung Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen in Deutschland**
 - 01.10, 01.11, 01.02
- **Dreistufen-Modell zur Befüllung der Speicher**
 - Überwachung und Durchsetzung der Speicherbefüllung
- **Einführung neuer Umlage zur Deckung der Kosten und mögliche vertragliche Ausgestaltung der Strategic Storage Based Options (SSBO)**
- **Enge Orientierung der nationalen Regelungen an "REPower EU" Plänen der Europäischen Kommission**

Gasspeichergesetz (Änderung EnWG)

Verpflichtung für Speicherbetreiber in Deutschland Speicher schrittweise zu füllen. Insbesondere mit Blick auf den kommenden Winter (22/23) soll Energie-Versorgung damit auch weiterhin gewährleistet und heftige Preisausschläge eingedämmt werden.

25.03.2022

Verabschiedung
Gasspeichergesetz im
Bundestag

spätestens am 01.05.2022

Inkrafttreten
Gasspeichergesetz

08.04.2022

Billigung
Gasspeichergesetz
im Bundesrat

01.04.2025

Außerkräfttreten
Gasspeichergesetz

Gasspeichergesetz (Änderung EnWG)

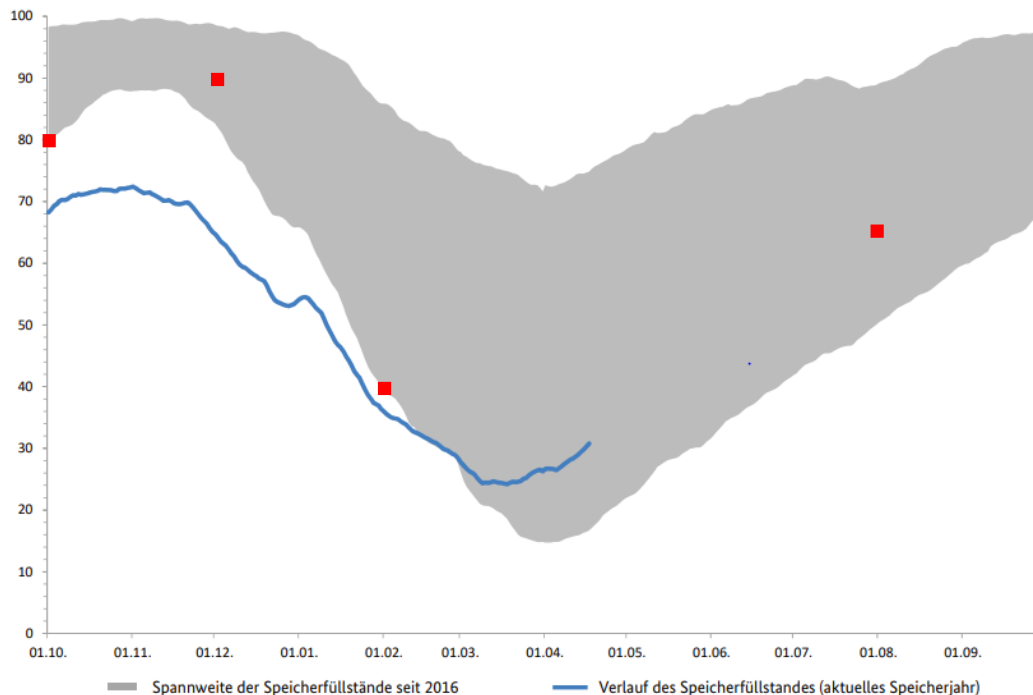


- **Mindestfüllstände für Gasspeicher in Deutschland**

- 01.10: 80%
- 01.11: 90%
- 01.02: 40%

Gasspeichergesetz (Änderung EnWG)

Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland¹
in Prozent



¹ Grafik enthält nur Speicherfüllstände von in Deutschland gelegenen Speichern.

Quelle: Lagebericht Gasversorgung Bundesnetzagentur vom 19.04.2022

■ (zukünftige) Füllstandsvorgaben Gasspeichergesetz

- **17.04.2022: 73,80 TWh (30,78%)**
- **Speicherfüllstände (erst) seit ca. Mitte Februar 2022 auf Niveau im Bereich der unteren Spannweite (Speicherfüllstände) der letzten 5 Jahre**
- **Seit 18.03.2022 im Saldo überwiegend Einspeicherung**

Gasspeichergesetz (Änderung EnWG)

- **Dreistufen-Modell zur Befüllung/zum Monitoring der Speicher***
 - **Stufe 1:** Befüllung durch Marktteilnehmer (Speichernutzer), ggf. schon im Frühjahr Anreiz zur Befüllung durch Ausschreibung Strategic Storage Based Options (SSBO)
 - **Stufe 2:** Ggf. zusätzliche SSBO-Sonderausschreibungen, sofern Mindestfüllstände zum jeweiligen Stichtag nicht erreicht werden
 - **Stufe 3:** Sofern Mindestfüllstände immer noch nicht erreicht werden, kann MGV selbst Gas kaufen und einspeichern
- **MGV hat zur Erreichung der Füllstandsvorgaben nicht gebuchte notwendige Kapazitäten zu buchen**
- **Von Speichernutzer gebuchte nicht genutzte Speicherkapazitäten sind vom Speicherbetreiber dem MGV zu übergeben ("use it or loose it"-Prinzip).**

*Drei Stufen sind keine starr zu befolgenden Maßnahmenkaskaden, können je nach Bedarf zur Erreichung des Gesetzeszwecks – Versorgungssicherheit durch Vorgabe und Einhaltung von Mindestfüllständen – ausgestaltet und miteinander kombiniert werden. Ggf. können Schritte übersprungen und dem Umfang nach angepasst werden.

Gasspeichergesetz (Änderung EnWG)

- **Einführung einer neuen Umlage zur Deckung der Kosten für die Erreichung der gesetzl. Mindestfüllvorgaben**
 - Umlage der Kosten auf BKV (ZRT: SLP, RLM, GÜP/VIP)
 - MGV kann angemessene Abschlagszahlungen erheben (Für MGV ergebnisneutral)
- **Mögliche vertragliche Ausgestaltung der Strategic Storage Based Options (SSBO) i.R.d. der Stufe 1***
 - **SSBO-Produkt der Stufe 1 umfasst zwei Vertragskomponenten:**
 - **Vertragskomponente 1: Einspeicherungszusage mit stichtagsbezogenem Füllstandsnachweis**
 - **Vertragskomponente 2: Gesicherte Vorhaltung einer Teilmenge zum jederzeitigen Abruf durch den MGV (Abrufoption)**
 - **Es handelt sich um einen einheitlichen Vertrag über die kontrahierte Gesamtmenge („Speichermenge“), wovon eine Teilmenge („Abrufmenge“) für einen möglichen Zugriff durch den MGV („Kaufoption“) gesonderten Restriktionen unterliegt**
 - **Für die Abrufoption werden 20% der kontrahierten Speichermenge „reserviert“**
 - **Abrufmenge ist vom Anbieter bis zum Ende des Leistungszeitraums für einen jederzeitigen Abruf durch den MGV gesichert vorzuhalten**
 - **Für Auslagerung nötige Speicher- und Transportkapazitäten (Ausspeicherleistung, Entry Netz) muss der Anbieter bereitstellen**
 - **Sofern MGV nicht abruf, muss kontrahierte Abrufmenge bis zum Ende des Leistungszeitraums in voller Höhe im Speicher verbleiben**
 - **Für die Angebotsabgabe werden feste „Lose“ definiert, bisherige Überlegung:**
 - **32.500 MWh = Speichermenge pro Los**
 - **Davon 6.500 MWh = Abrufmenge pro Los**
 - **Für den Abruf vorzuhaltenden Ausspeicherleistung von 10 MW pro Los**

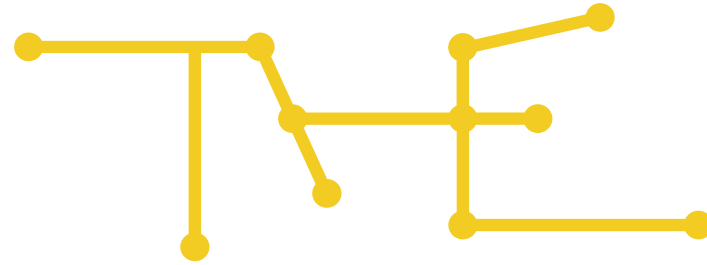
*unverbindliche Eckpunkte zur Darstellung des vorläufigen Diskussionsstands zur Vorbereitung der Umsetzung des Gasspeichergesetzes – Änderungen möglich

Gasspeichergesetz (Änderung EnWG)

- **Insgesamt enge Orientierung der nationalen Regelungen an "REPower EU" Pläne der Europäischen Kommission**
- **EU Storage Act (Draft) vom 23.03.2022**
 - Verpflichtende Zertifizierung für Gasspeicherbetreiber zur Vermeidung von Einflussnahme über kritische Speicherinfrastruktur durch Nichtmitgliedsländer der EU
 - Als Anreiz für die (stärkere) Nutzung von Gasspeichern besteht die Möglichkeit das Transportentgelt für Aus-/Einspeisepunkten an Gasspeicher bis auf Null € festzusetzen

EU-Mindestfüllstände für D in 2022			
01.08.2022	01.09.2022	01.10.2022	01.11.2022
62%	68%	74%	80%

EU-Mindestfüllstände für D ab 2023				
01.02	01.05	01.07	01.09	01.11
47%	39%	56%	73%	90%



TRADING HUB EUROPE

keep in balance

Trading Hub Europe GmbH

Hauptsitz:
Kaiserswerther Straße 115
40880 Ratingen

Standort Berlin:
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin

www.tradinghub.eu

Geschäftsführer

Dr. Thomas Becker, Jörg Ehmke,
Torsten Frank, Dr. Sebastian Kemper

Amtsgericht Düsseldorf, HRB 93885

Copyright

The ideas and suggestions developed in this presentation are the intellectual property of Trading Hub Europe and are subject to the applicable copyright laws. The whole or excerpts duplication as well as passing on to third parties is not allowed without written permission of Trading Hub Europe GmbH.