

# „Strompreisbremse“

Mögliche, vorläufige Optionen zur Umsetzung der EU-Beschlüsse

# 1. Ausgangslage

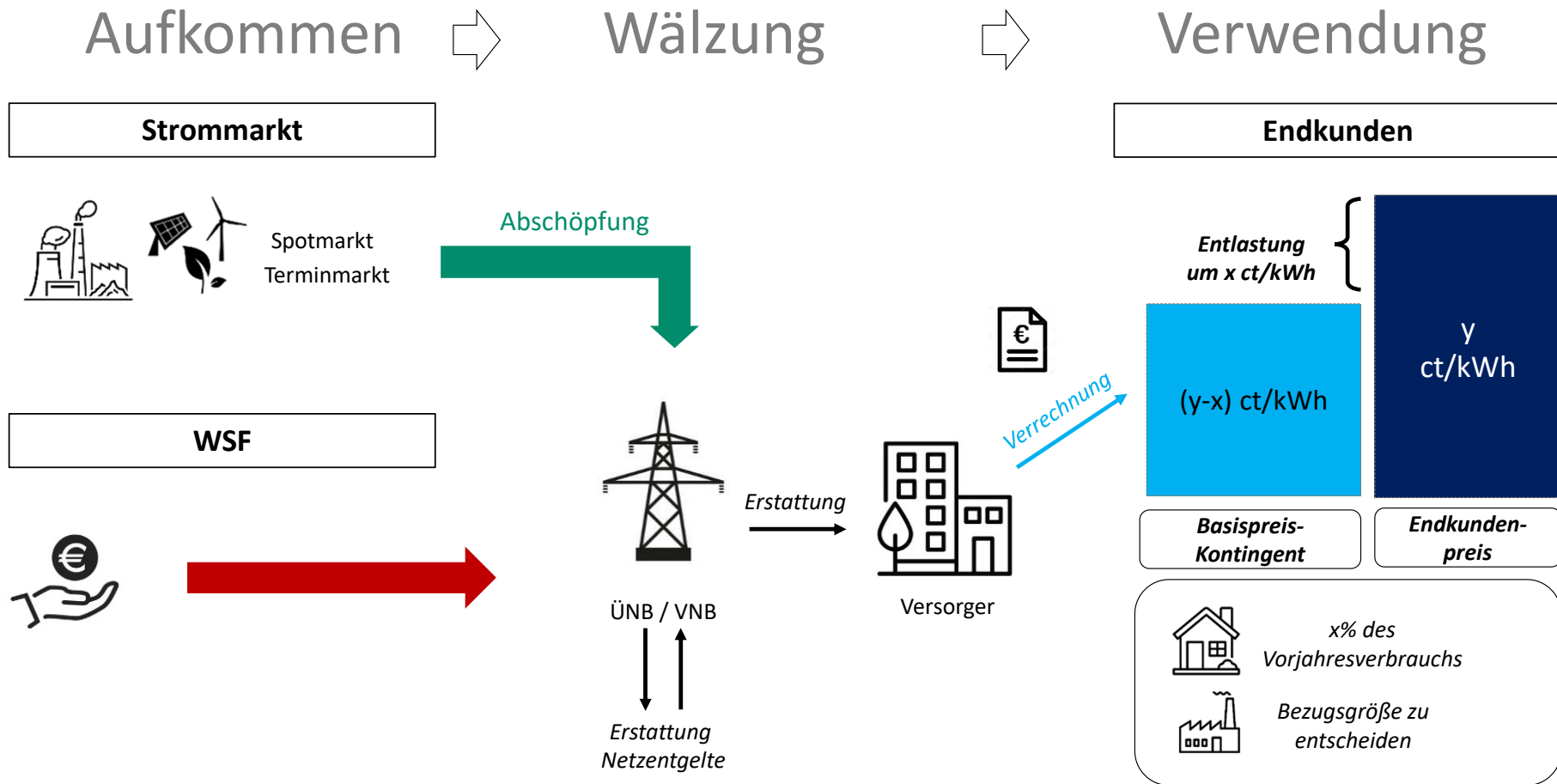
# Ausgangslage

- Ziel: Entlastung von Haushalten und Wirtschaft bei Gas- und Stromkosten dringend nötig
- Rahmenbedingungen:
  - EU-Notfall-Verordnung Strom vom 30. September 2022 mit folgenden Eckdaten:
    - Strompreisbremse (Abschöpfung der Zufallsgewinne bei erneuerbaren Energien und Braunkohle; Entlastung der Stromkunden)
    - Solidaritätsbeitrag („solidarity contribution“: finanzieller Beitrag für Unternehmen im Bereich Kohle, Gas, Öl und Raffinerien)
    - befristete Anwendung (Strompreisbremse zunächst bis 30. Juni 2023, dann Review; Solidaritätsbeitrag für Finanzjahr 2022 und 2023)
  - Zwischenbericht der Gaspreiskommission vom 10. Oktober mit folgenden Eckdaten:
    - Kommission empfiehlt Sofortmaßnahme (Abschlagszahlung Dezember) und Gaspreisbremse für Industrie ab 1. Januar 2023 und für Privatverbraucher und KMU ab 1. März 2023.
- Bundesregierung arbeitet mit Hochdruck an der Umsetzung:
  - Ziel: soweit möglich und sinnvoll einheitliche Umsetzung von Gas- und Strompreisbremse
  - Kabinetttstermin für Strom- und Gaspreisbremse für 18. November 2022 geplant
  - Im Folgenden nur Darstellung der ersten Überlegungen zur Strompreisbremse im engeren Sinne (nicht zu den weiteren Elementen des Entlastungspakets)

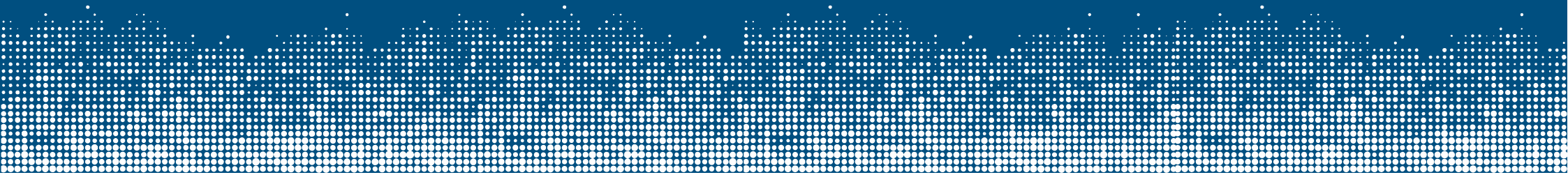
# Gesamtüberblick Strompreisbremse

- Eckdaten der Strompreisbremse:
  - Ziel: Entlastung von Haushalten und der Wirtschaft bei den Stromkosten
  - Die erforderlichen Finanzmittel werden durch Abschöpfen von Zufallsgewinnen generiert.
  - Vorteile dieses Vorgehens: keine Eingriffe in den Strommarkt, die Preisbildung und den grenzüberschreitenden Handel
  - Die abgeschöpften Zufallsgewinne werden über die Kette gewälzt (wie früher bei der EEG-Umlage: Anschlussnetzbetreiber – ÜNB – Vertriebe)
    - Frage: Welche Unterstützung benötigen die Anschlussnetzbetreiber für die neuen Aufgaben?
  - Die Vertriebe müssen ihre Kunden über ein Basiskontingent entlasten. Das Basiskontingent ist so bestimmt, dass Einsparsignale weiterhin ankommen.
  - Zugleich werden Teile der abgeschöpften Zufallsgewinne für die Stabilisierung der Übertragungsnetzentgelte genutzt.
  - Weil die Ausgaben schneller fällig werden als die Einnahmen ankommen werden, wird eine Zwischenfinanzierung über den WSF geplant.

# Gesamtüberblick Strompreisbremse



## 2. Abschöpfungsseite



# Stufenweise Einführung ?

- Terminmarktabschöpfung ist komplex und Neuland, Einführung benötigt daher mehr Zeit
- Mögliche Option: stufenweise Einführung
  - rückwirkende Abschöpfung 1.3. – 30.11.2022 **nur für Spot**. Terminvermarktete Erzeugung bleibt ausgenommen, betrifft z.B. EE-PPAs (*Übergangsmodell*)
  - ab 1.12.2022 **Spot + Termin** (*Zielmodell*)
- Parallel **solidarity contribution** für 2022 und 2023 (Umsetzung in Prüfung)

# Abzuschöpfende Technologien

- Erneuerbare Energien (mit und ohne Förderzusage)
- Grubengas
- Abfall-Kraftwerke
- Kernenergie
- Braunkohle
- Mineralölprodukte

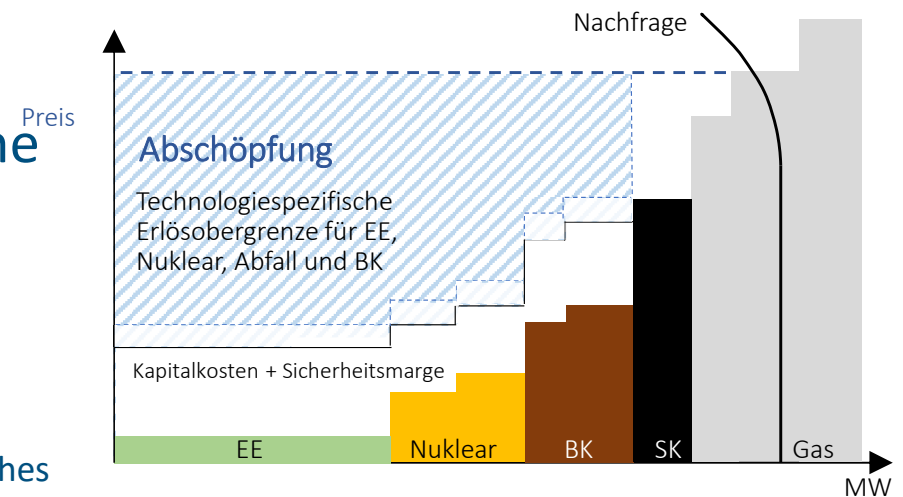
Bei diesen Anlagen werden die Zufallsgewinne abgeschöpft, die seit dem 1. März 2022 erzielt werden.

Diskussionsvorschlag: Speicher, Steinkohle, Erdgas und Biomethan werden nicht abgeschöpft (siehe im Einzelnen Folie 12).

# Abschöpfung nach spezifischen Erlösen

- Abschöpfung anhand spezifischer Erlösobergrenzen („Treppenansatz“)
- Abschöpfung von 90% der Zufallsgewinne
- Abschöpfung an Spot- und Terminmarkt

- ✓ EU-Notfall-VO erlaubt technologiespezifisches Cap statt einheitliches Cap)
- ✓ Erlösobergrenze pro Technologie berücksichtigt unterschiedliche Betriebs- und Kapitalkosten → keine Verdrängung!
- ✓ 90% Abschöpfung erhält Anreize für systemdienliches Marktverhalten
- ✓ Weniger Wettbewerbsverzerrung, Marktsystem bleibt erhalten



# Herausforderungen

- Viele Marktplätze (Termin, OTC, DA, ID, Regelenergie)
- Verschiedene Produkte, viele Verträge, Mehrfachvermarktung möglich
- Keine Zuordnung zu Anlagen
- Terminhandel ist finanzieller Handel, losgelöst von Erzeugung
- Unmöglich, alle Terminverträge zu sichten und Hedging von Spekulation (Eigenhandel) zu unterscheiden
- Entscheidung zwischen Vermarktungsorten und -produkten (Terminmarkt, Day-Ahead, Intraday), Regelenergiemärkte oder OTC so wenig wie möglich beeinflussen; Marktakteure sollen unbeeinflusst effizienteste Lösung wählen
- Gas-Mehrverbrauch ausschließen: Merit Order-Reihung darf sich nicht ändern

# Spot Abrechnung

- Abrechnung auf Basis eingespeister Erzeugung
- Ermittlung der variablen Kosten i.E. anlagenscharf
  - Bei EE Anlagen: anzulegender Wert nehmen (bekannt aus Ausschreibung oder gesetzl. Fördersatz)
  - EE-Anlagen ohne anzulegender Wert (zB 0-Cent-Gebote): Abschöpfung oberhalb von [10] ct/kWh (entspricht dem erhöhten Preisniveau von 2021 und damit mehr als dem Doppelten des langjährigen Durchschnitts)
- Konventionelle Anlagen
  - EU-Vorgaben beachten und Abwägung zwischen Höhe der Zufallsgewinne und administrativem Mehraufwand
  - Braunkohle, Kernenergie, Abfall und Rohöl abzuschöpfen
  - Zu entscheiden: Steinkohle und Gas (müssen immer als „Pärchen“ entschieden werden, da variable Kosten zu dicht beieinander) sowie Mineralölprodukte – Tendenz: nicht abschöpfen, da zu viel Aufwand (zu viele kleine Anlagen) und zu wenig Ertrag
- De-Minimis: kleine Anlagen (EU-VO „may“ bis 1 MW)

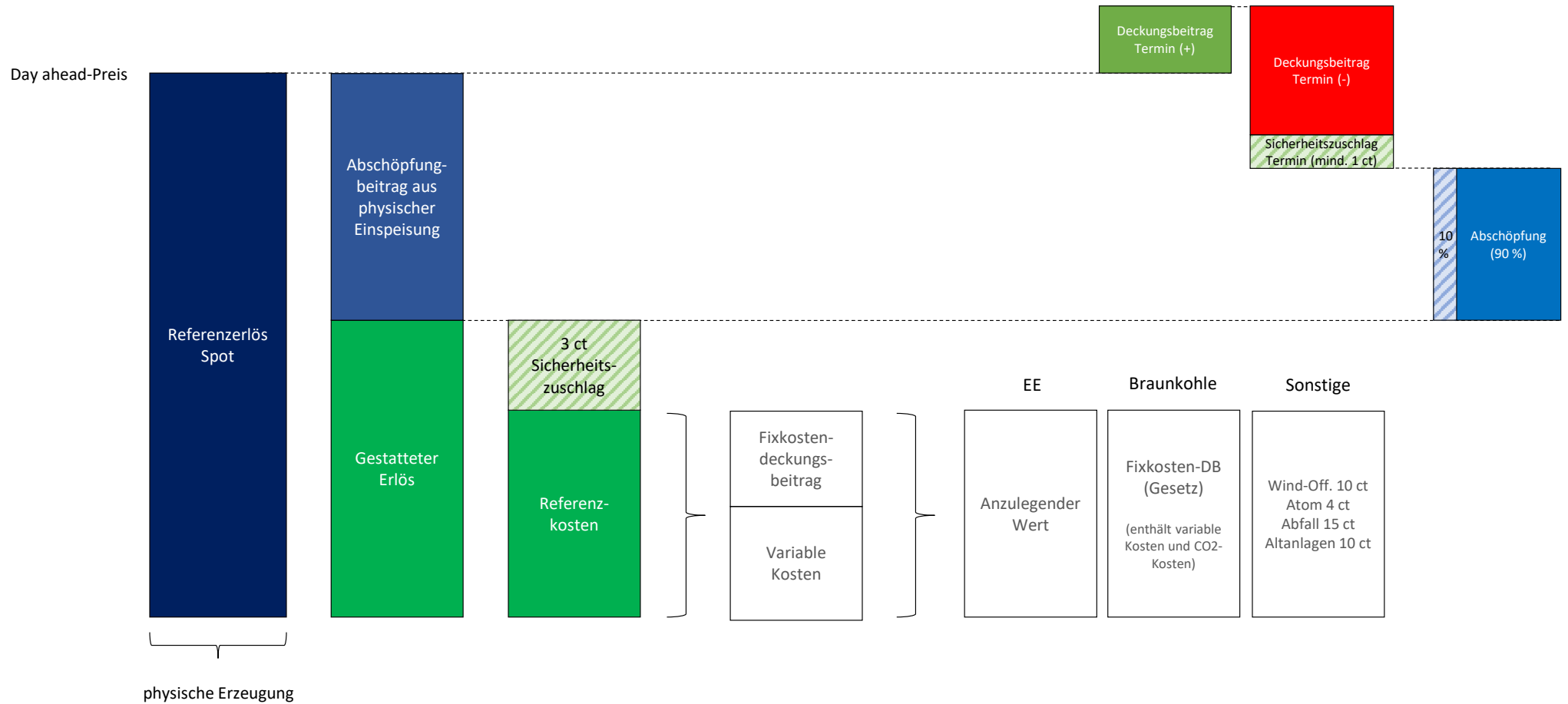
# Mögliche Lösung: Proxy/Benchmark-Abrechnung

- Vereinfachte Abrechnung nach Proxygrößen wie Einspeisung, Kapazität und Referenzpreise
  - Der **ingespeiste Strom** wird zum Day-Ahead-Preis abgerechnet werden (auch OTC, ID und Balancing)
  - Terminverträge werden als rein finanzielle Geschäfte, unabhängig von physikalischer Erzeugung behandelt. Abrechnung auf Basis von Meldungen getätigter/beabsichtigter Hedging-Geschäfte, unabhängig von nachträglichen Optimierungs-handelsgeschäften oder tatsächlicher Erzeugung. Anrechnung bis zur installierten Leistung (Kapazität), um Eigenhandel auszunehmen.
  - Stellt auf objektiv messbare, nicht beeinflussbare Größen ab; vermeidet dadurch Einfluss auf optimales Marktverhalten (z.B. Bieten am Regelenergiemarkt etc.)
  - Ungenauigkeit wird durch Sicherheitsmargen aufgefangen
  - Berücksichtigung von Termingeschäften wichtig, weil
    - Terminverträge die Strompreise von morgen bestimmen (nachlaufender Effekt)
    - „Flucht“ aus/in Terminmarkt vermeiden
    - Von EU-VO vorgegeben
- ➔ Bislang einziges Konzept in Europa, das Terminmarkt adressiert

# 1. Abschöpfungsbeitrag auf Basis physischer Einspeisung

# 2. Terminmarkt-Anrechnung

Sofern von Erzeugern gemeldet  
Basiert auf abgesicherter Leistung, also unabhängig von Erzeugung



# Hedging-Meldungen

Zeitpunkt Meldung	Meldungen für Handelsjahr(e)
<b>Dez. 2022</b>	2019 (ex post) 2020 (ex post) 2021 (ex post) 2022 (ex post) 2023 (ex ante)
<b>Dez. 2023</b>	2024 (ex ante)
<b>Dez. 2024</b>	2025 (ex ante)
<b>Dez. 2025</b>	2026 (ex ante)

Testierung durch  
Wirtschaftsprüfer

Quartalsweise Meldung von  
Hedging-Volumina (%)

Abrechnung

Erfüllungsjahre →		2022	2023	2024	2025	2026	2027
Handelsquartale ↓							
Ist - 2019	Q1	Base					
		Peak					
	Q2	Base					
		Peak					
Ist - 2020	Q3	Base					
		Peak					
	Q4	Base					
		Peak					
Ist - 2021	Q1	Base					
		Peak					
	Q2	Base					
		Peak					
Ist - 2022	Q3	Base					
		Peak					
	Q4	Base					
		Peak					
Geplant - 2023	Q1	Base					
		Peak					
	Q2	Base					
		Peak					
	Q3	Base					
		Peak					
	Q4	Base					
		Peak					

# Benchmarkansatz Terminabschöpfung (1)

- **Hedging-Meldungen als Basis der Terminmarktberücksichtigung:**
  - auf Basis von quartalsweisen Hedging-Meldungen über Absicherung der install. Leistung (in %), unabhängig von nachträglichen Optimierungsgeschäften oder tatsächlicher Erzeugung
  - Als Preise werden quartalsweise Durchschnittspreise der EEX-Jahresfutures angesetzt
- **Anreiz zur Meldung der Hedging-Strategie**
  - Sonst „**Schlechterabrechnung**“ (100% Spotvermarktung oder 30/30/30-Terminstrategie, je nachdem was mehr abschöpft)
  - zudem Mitwirkungspflicht nach Art. 7 Abs. 5 der EU-Strom-NotfallVO
- **Umgehungsstrategien und Falschmeldungen bei der Hedging-Strategie nicht vermeidbar, aber begrenzt**
  - Testierung durch Wirtschaftsprüfer
  - Plausibilitätsprüfung anhand öffentlich verfügbarer Daten
  - CEO haftet persönlich für Richtigkeit
  - Ex ante-Meldung: **KEIN** Anreiz für Falschmeldung

# Benchmarkansatz Terminabschöpfung (2)

- Vereinfachte Abrechnung sehr komplexer Realität, **Ungenauigkeiten nicht vermeidbar; aber begrenzt**
    - Durch quartalsweise Meldung der Hedging-Strategie
    - Fehlerquote wirkt sich im ganz überwiegenden Fall zugunsten der Betreiber aus (melden uns ihre Strategie) → werden in der Tendenz zu wenig abschöpfen (muss man einpreisen)
    - Ausnahme: Zuviel-Abschöpfung bei sehr schlechter Umsetzung der eigenen Hedging-Strategie
    - Abweichung für Zukunft geringes Problem, da Betreiber sich an künftigem Hedging-Benchmark ausrichten
- Ziel kann nicht perfekte Abschöpfung sein, werden „Zufallsgewinne liegen lassen“
- Unsicherheiten durch **Sicherheitszuschläge** abgedeckt
- u.U. iVm **Härtefallregelung bei Zuvielabschöpfung**: Einzelfallprüfung, dann aber mit „verschärfter“ Abschöpfung, um Flucht in die Härtefälle zu vermeiden (genaue Prüfung des ganzen Jahres, 100% Abschöpfung, kein Sicherheitszuschlag etc.)

# 3. Entlastung

Konsequenzen einer „Strompreisbremse“



# Entlastungsseite

- Soweit möglich und sinnvoll Orientierung an Vorschlägen der Gaspreiskommission
- Grundkontingent auf Basis historischen Verbrauchs (Jahresverbrauchsprognose der VNB, Jahresarbeit letzter vollständigen 12-Monatszeitraum)
- Auszahlung der Entlastung durch Vertriebe
- Für genaue Ausgestaltung insbesondere beihilferechtliche Fragen in Klärung