„Strompreisbremse“

Mögliche, vorläufige Optionen zur Umsetzung der EU-Beschlüsse

1. Ausgangslage

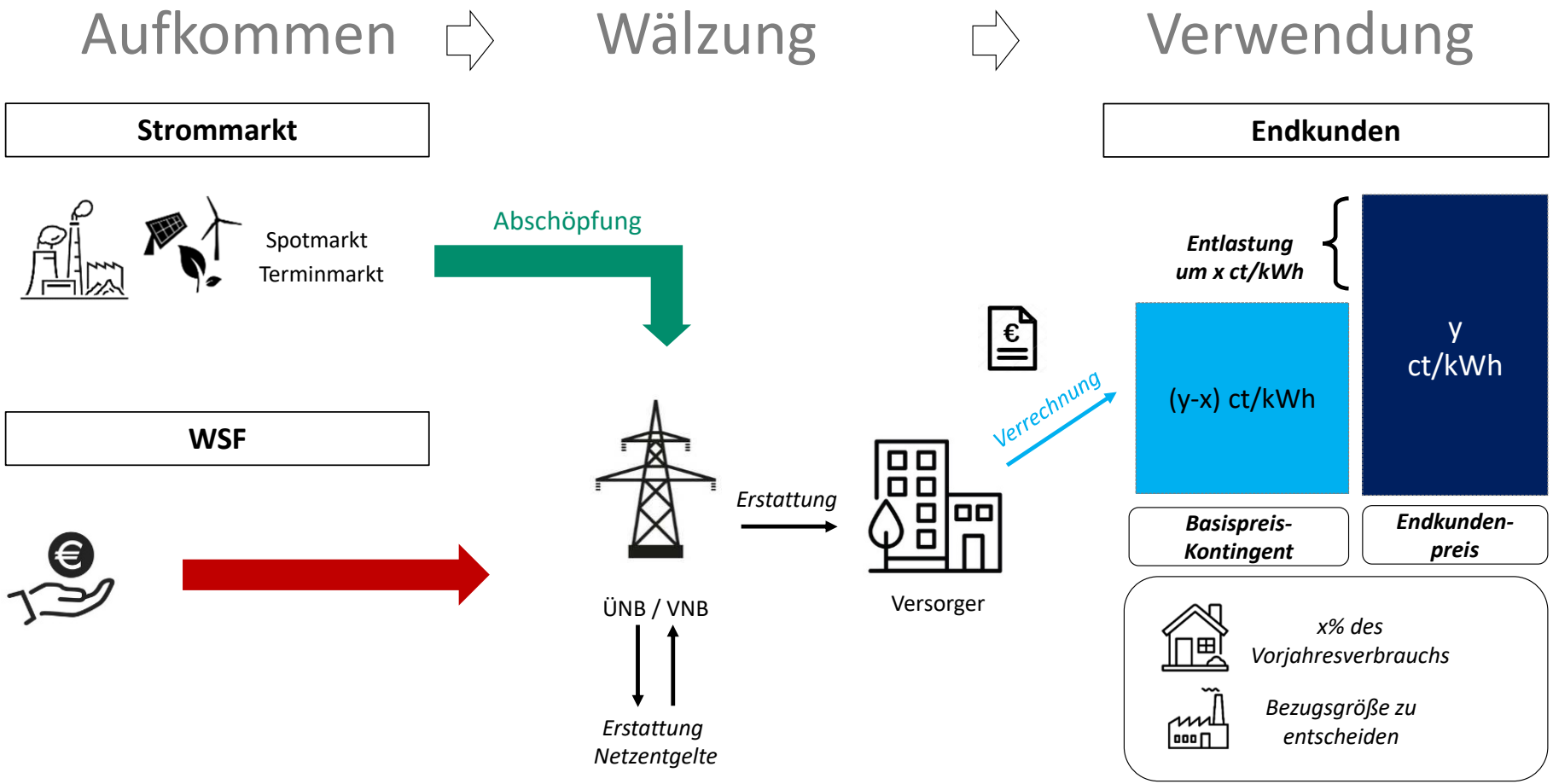
Ausgangslage

- 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
  - Kabinettstermin 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

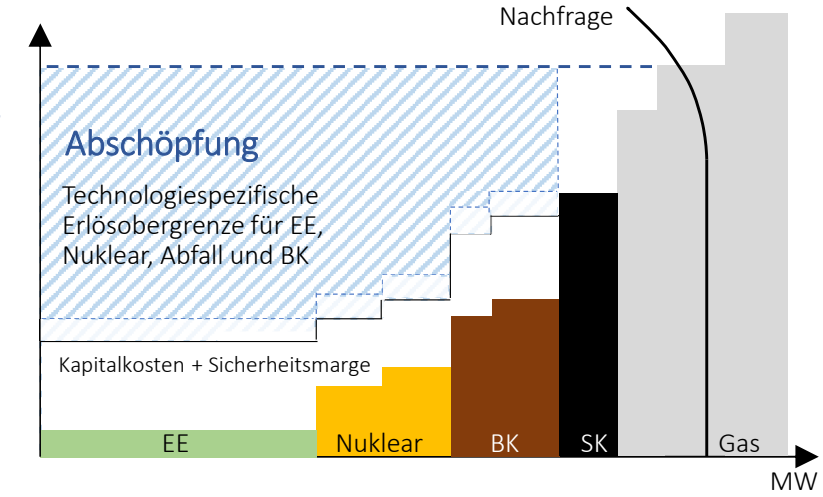
- Erneuerbare Energien (mit und ohne Förderzusage)
- Grubengas
- Abfall-Kraftwerke
- Kernenergie
- Braunkohle
- Mineralölprodukte

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: anzulegenden Wert nehmen (bekannt aus Ausschreibung oder gesetzl. Fördersatz)
  - EE-Anlagen ohne anzulegenden 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

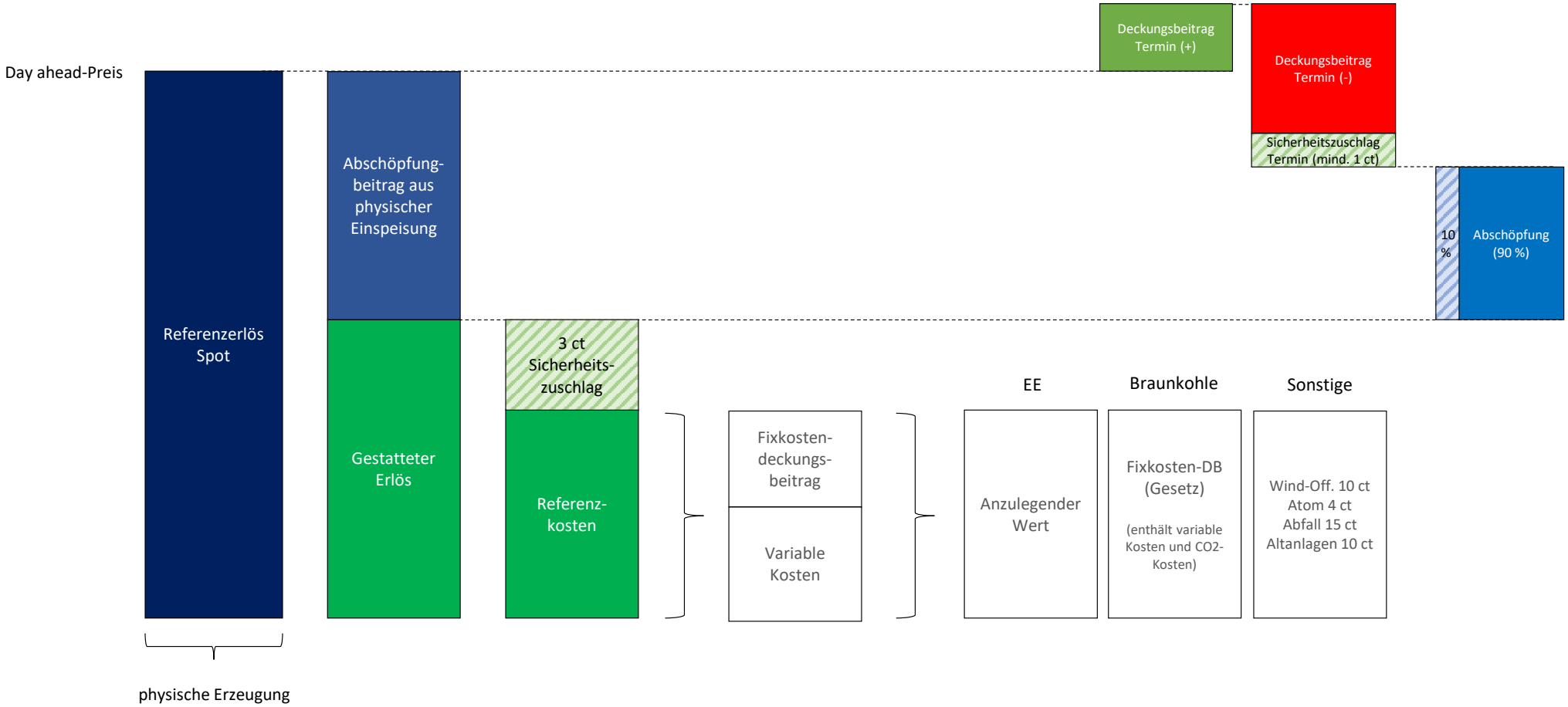
- Vereinfachte Abrechnung nach Proxygrößen wie Einspeisung, Kapazität und Referenzpreise
- Der **eingespeiste Strom** wird zum Day-Ahead-Preis abgerechnet werden (auch OTC, ID und Balancing)
- Terminverträge werden als rein finanzielle Geschäfte, unabhängig von physikalischer Erzeugung behandelt. Abrechnung 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



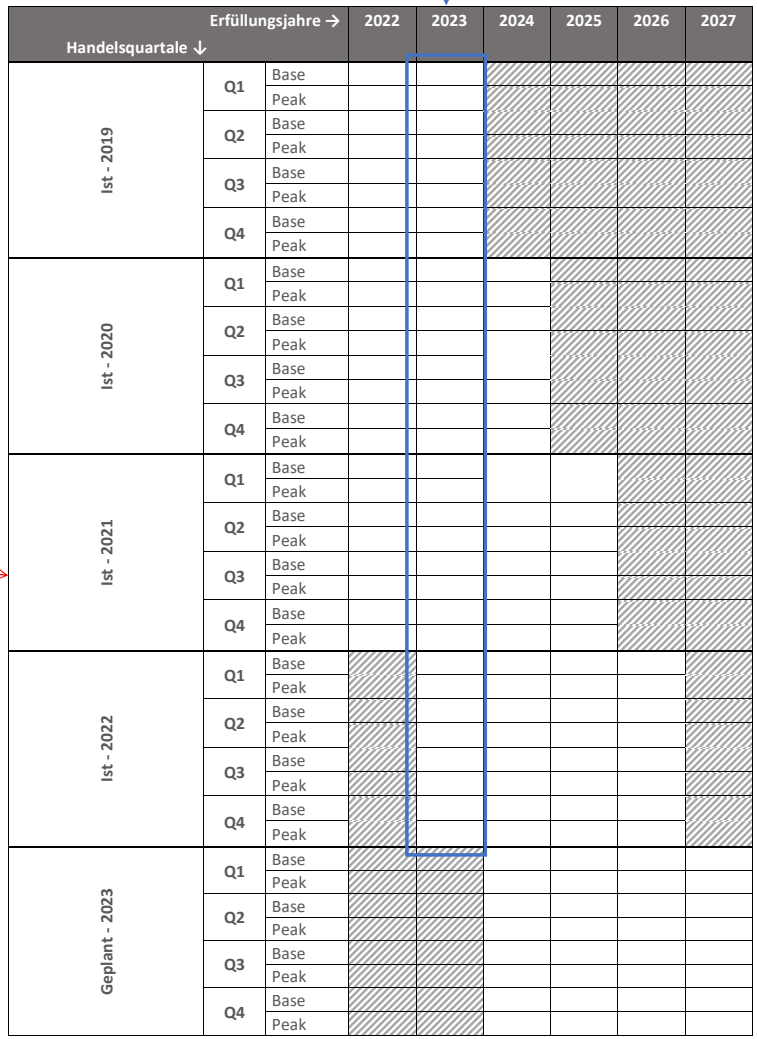
Hedging-Meldungen

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

Quartalsweise Meldung von Hedging-Volumina (%)

Testierung durch Wirtschaftsprüfer

Abrechnung



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 begrenzbar**
  - 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 begrenzbar**
  - 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** abgefedert

→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 (Jahresverbrauchs-prognose der VNB, Jahresarbeit letzter vollständigen 12-Monatszeitraum)
- Auszahlung der Entlastung durch Vertriebe
- Für genaue Ausgestaltung insbesondere beihilferechtliche Fragen in Klärung