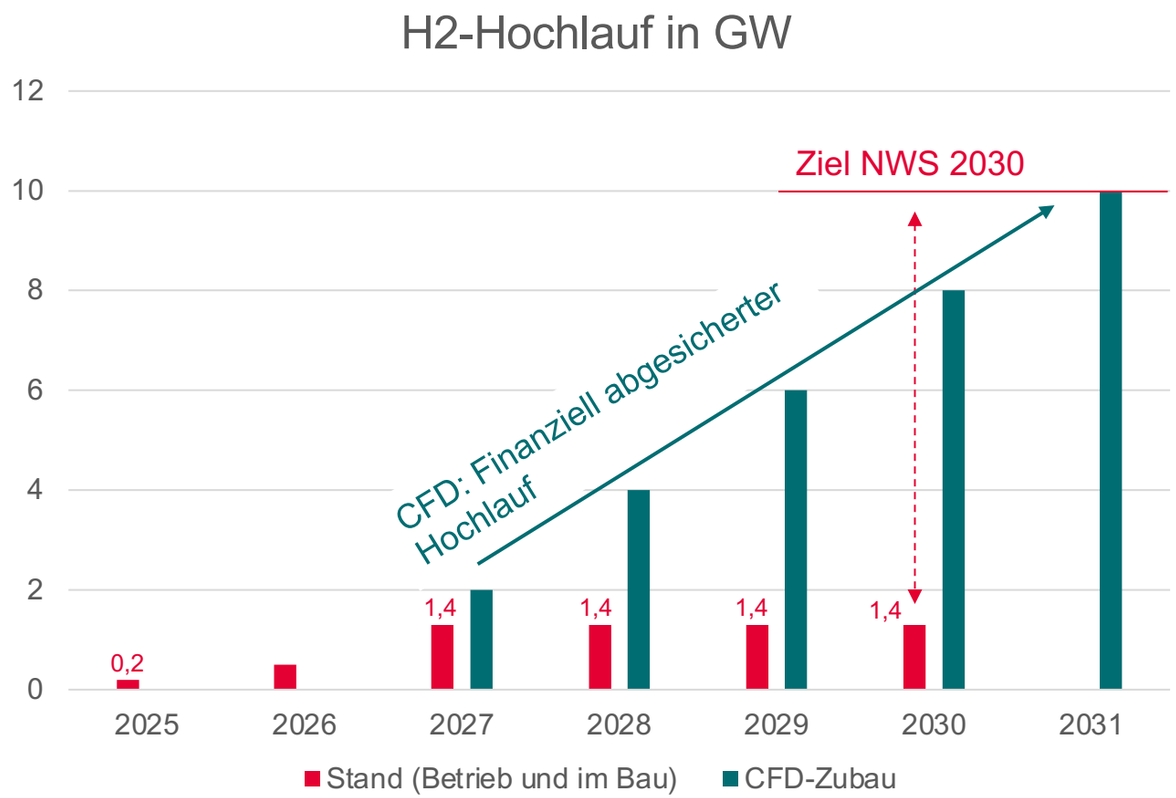
Branchentag Wasserstoff | Neuss | 2. November 2026

H2-CfD als Förderinstrument für die inländische Wasserstofferzeugung

Frank Merten

Forschungsbereich Systeme und Infrastrukturen
Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme

H2-CFD Konzept
Motivation, Ziel, Konzept und Haupt-Ergebnisse auf einen Blick



Bis 2030 sind laut Umsetzungsstand **inkl. FID „nur“ ca. 2,1 GW** zu erwarten und zusammen **mit Ankündigungen ca. 5,5 GW** (und dann 10,1 GW bis 2032 ?!) (dena 04.2026)

- **Motivation:** Aktuell droht **deutliche Zielverfehlung** des Hochlaufs bezogen auf das 10 GW Ziel in 2030, bei zugleich fast ausreichend Projekt-ankündigungen von rd. 10 GW bis 2030

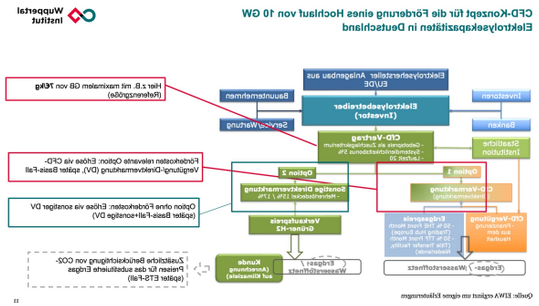
Ziel: Ermittlung künftiger, erforderlicher **Förderkosten** durch das H2-CFD-Förderkonzept

- **Konzept**: **2-seitiges CFD** zur Absicherung des Hochlaufs durch **Ausschreibungen** von 5 x 2 GW
  - Gewährung Gebotspreis für 20 a durch Marktprämie gegen Erdgas-Referenzpreis (CFD Direktvermarktung)
  - Plus Wechseloption in sonstige Direktvermarktung bei gedeckelten Mehrerlösen

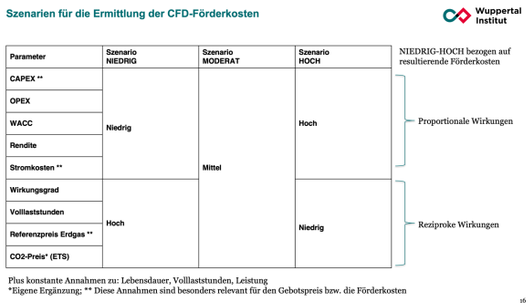
- **Ergebnis** (u.a.): Für **max. Gebotspreise von 7 €/kg** ist eine Zielerreichung für **Förderkosten zwischen insgesamt 27 und 76 Mrd. € und weniger** (je nach Angebotspreisen und Umsetzung von sonstiger Direktvermarktung)

Ablauf und Vorgehen

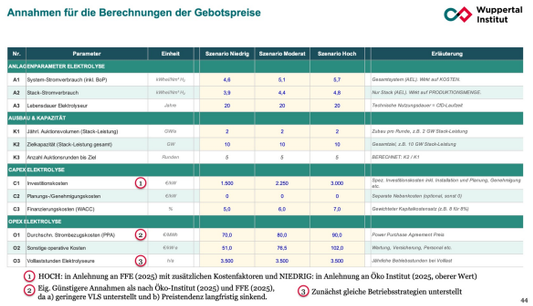
1) Konzept



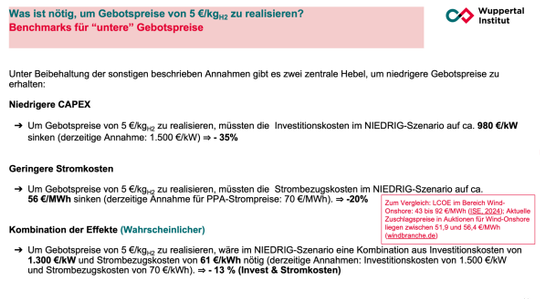
2) Szenarien



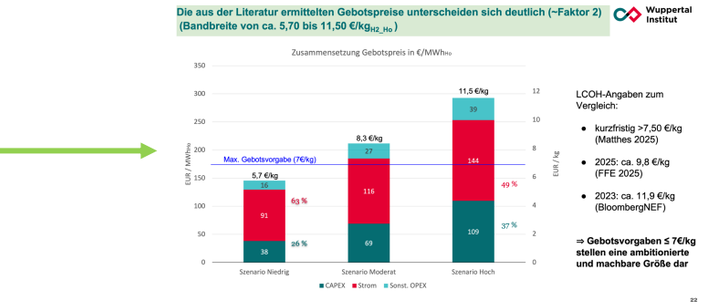
3) Annahmen wissenschaftlich



3b) Annahmen konzeptionell

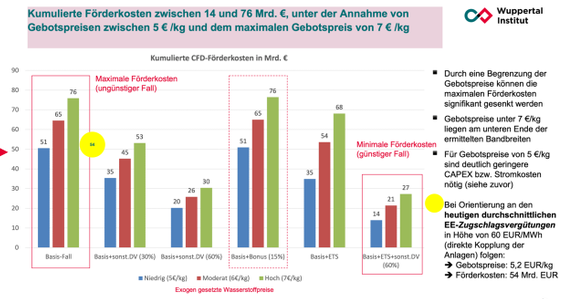


4a) Ergebnisse wissenschaftlch



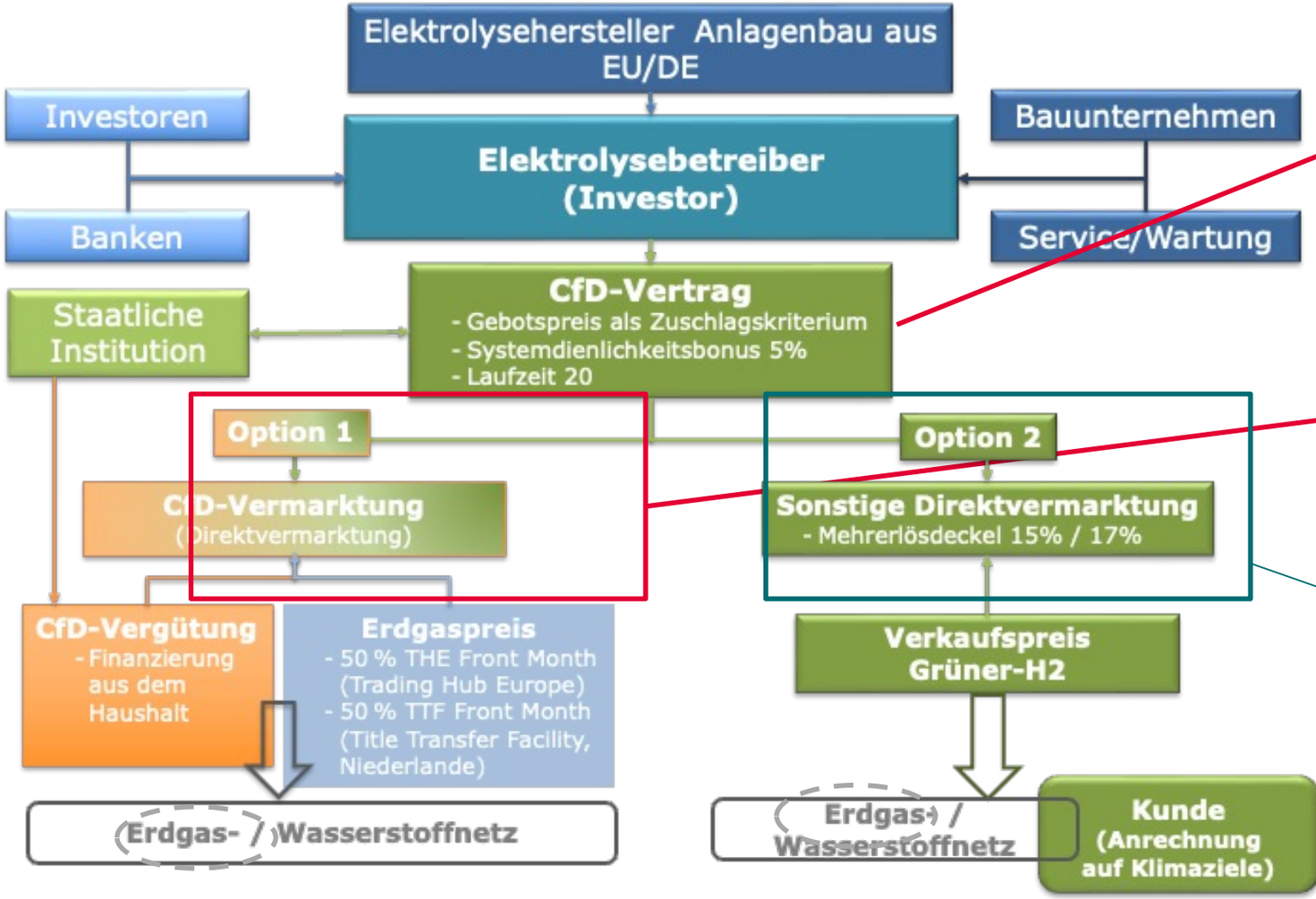
Einordnungen und Vergleiche

4b) Ergebnisse konzeptionell



Grundlagen
CFD-Konzept und Berechnungen

CFD-Konzept für die Förderung eines Hochlauf von 10 GW Elektrolysekapazitäten in Deutschland



Hier z.B. mit maximalem GB von **7€/kg** (Referenzgröße)

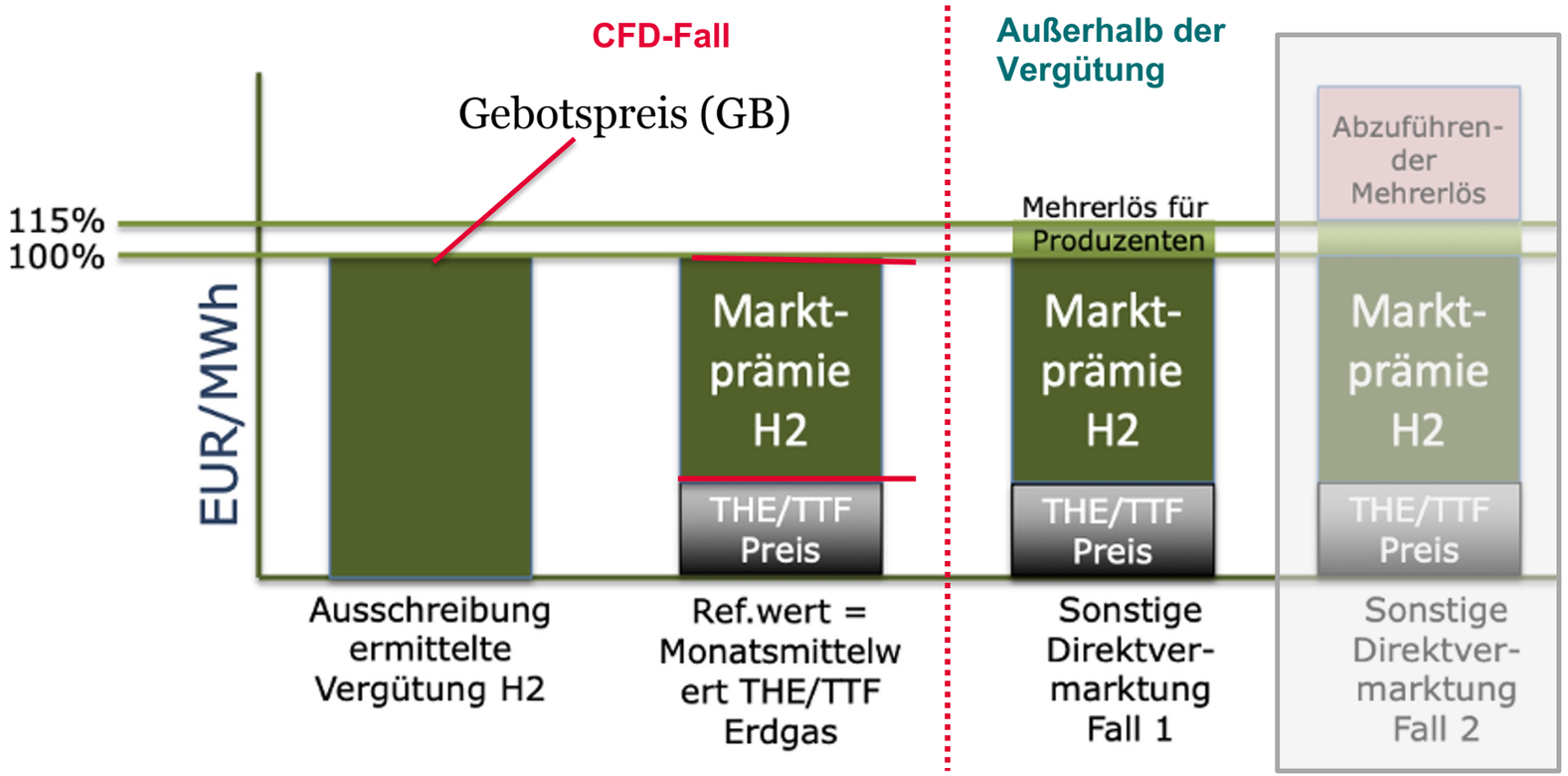
Förderkosten relevante Option: Erlöse via CFD-Vergütung/-Direktvermarktung (DV), später Basis-Fall

Option ohne Förderkosten: Erlöse via sonstiger DV (später Basis-Fall+sonstige DV)

Zusätzliche Berücksichtigung von CO2-Preisen für das substituierte Erdgas (später ETS-Fall)

Quelle: EIWA ergänzt um eigene Erläuterungen

CFD-Konzept: Bestimmung von CFD-Förderkosten und Gebotspreisen



CFD-Förderkosten:
Marktprämie = GB - Erdgaspreis

Summe der auszuzahlenden Marktprämien

$$Gebotspreis = \frac{CAPEX + OPEX + Stromkosten}{Produktionsmenge}$$

➔ Eigene Berechnungen aufgrund von Annahmen vor allem zu Investition, WACC, O&M-Kosten und Stromkosten sowie technischen Parametern (u.a. Wirkungsgrad, Volllaststunden etc.)

Quelle: EIWA ergänzt um eigene Erläuterungen

CFD-Konzept: Wechseloptionen und Prämien (jenseits der CFD-Vergütung)

Wechseloption in die Sonstige Direktvermarktung

- Möglichkeit, temporär in die ***Sonstige Direktvermarktung*** zu wechseln
- Marktwirtschaftlicher Anreiz für die Betreiber zur Vermarktung des erzeugten Wasserstoffs über die *Sonstige Direktvermarktung*:
  - Mehrerlöse über CfD-Preis hinaus verbleiben bis **maximal 15%** beim Betreiber bei **Einspeisung ins Erdgasnetz**
  - Mehrerlöse über CfD-Preis hinaus verbleiben bis **maximal 17%** beim Betreiber für die betreffenden Mengen bei **Einspeisung ins Wasserstoff-Kernnetz** oder bei **Direktbelieferung**
- Faktische Wasserstoff-Preisbremse für die Wasserstoffnutzer - Planbarkeit

Anreiz für Marktorientierung, ohne übermäßige Mitnahmeeffekte

➔ **Kostensenkendes Element**

Prämien für systemdienlichen Betrieb

- +5% Bonus für zusätzlich erzeugten H_2 bei negativen Strompreisen
- +5% Bonus für zusätzlich erzeugten H_2 bei Nutzung von Redispatch-Strom ("Nutzen statt Abregeln")

Zusätzliche Anreize für Netzstabilität und Integration erneuerbarer Energien!

Entlastung für Stromnetzentgelt in den Regionen der Elektrolyseure!

Zusätzlicher Ausbau von bis zu 10 GW erneuerbarer Energien ohne zusätzlichen Ausbau des öffentlichen Netzes – insbesondere bei Repowering von Windparks und der Integration der Elektrolyseure in die betreffenden Windparks!

➔ **Kostensteigerndes Element**

Und Zusatznutzen (im Folgenden nicht bestimmt)

Szenarien und Annahmen

Wuppertal Institut

Szenario-Fälle

- ★ Unterscheidung von drei Fällen (NIEDRIG, MODERAT, HOCH) zur Abbildung des möglichen Fördermittelbedarfs bei unterschiedlichen Annahmen
- ★ Zusätzliche Unterscheidung der Optionen Direktvermarktung und Sonstiger Direktvermarktung (Sonstiger-DV) mit und ohne Boni sowie zusätzlich ETS

Annahmen

- ★ Metaanalysen: Auswertung von einschlägiger Literatur
- ★ ⇒ Bandbreiten für relevante Parameter bestimmen
- ★ ⇒ Durchschnittswerte über die Laufzeit der Finanzierung
- ★ Eigene Annahmen in Abstimmung mit dem Auftraggeber und unter Berücksichtigungen aktueller Marktdaten, Branchenerfahrungen und Regulierungen (z.B. maximaler Gebotspreis der BNetzA).

Szenarien für die Ermittlung der CFD-Förderkosten

Parameter	Szenario NIEDRIG	Szenario MODERAT	Szenario HOCH
CAPEX **	Niedrig	Mittel	Hoch
OPEX			
WACC			
Rendite			
Stromkosten **			
Wirkungsgrad	Hoch		Niedrig
Volllaststunden			
Referenzpreis Erdgas **			
CO2-Preis* (ETS)			

NIEDRIG-HOCH bezogen auf resultierende Förderkosten

Proportionale Wirkungen

Reziproke Wirkungen

Plus konstante Annahmen zu: Lebensdauer, Volllaststunden, Leistung

*Eigene Ergänzung; ** Diese Annahmen sind besonders relevant für den Gebotspreis bzw. die Förderkosten

Szenario-Fälle für die Ermittlung der CFD-Förderkosten

Szenario-Fälle (Niedrig, Moderat, Hoch)	Ohne Zusatzoptionen	Mit sonstiger Direktvermarktung (DV)	Mit Boni (Bo)	Mit ETS-Preisen (ETS)	
Basis					=> Max. Kosten
+sonstige DV					=> Kostensenkend
+Bo					=> Kostensteigend
+ETS					=> Kostensenkend
+sonstige DV+ETS					=> Kostensenkend

Zentrale Annahmen für die Berechnungen der Förderkosten

- **Investitionen für Elektrolyseure:** 1.500 bis 3.000 €/kW_{el} (AEL)
- **Finanzierungskosten (WACC)**: 5 bis 7 %

- **Stromkosten für Erzeugung:** 70 bis 90 €/MWh (PPA-Preise)
  zum Vergleich 60 €/MWh (Mittlere Zuschlagswerte Wind-Onshore Nov. 2025)

- **Stromverbrauch (System):** 4,6 bis 5,7 kWh/Nm^3H_2

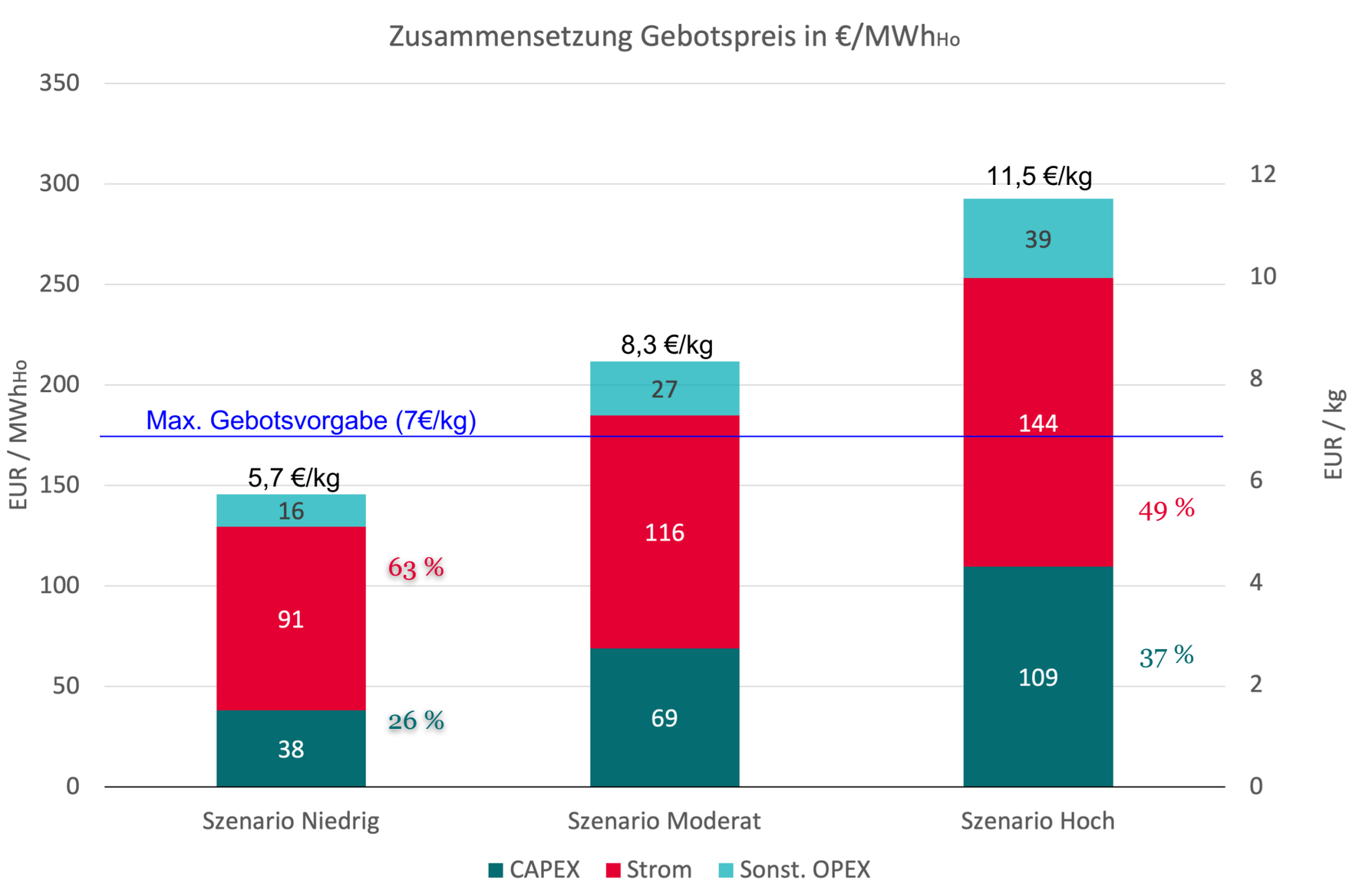
- **Erdgaspreise (TTF, TFE):** 30 bis 46 €/MWh , 32 bis 48 €/MWh (zuletzt deutlich gestiegen)

- **CO2-Preise:** 70 €/t (2025) bis 105 €/t (Hoch) und 179 €/t (Niedrig)

Resultierende Ergebnisse
Gebotspreise, Förderkosten und Benchmarks

Ergebnisse
Wissenschaftlicher Blick

Die aus der Literatur ermittelten Gebotspreise unterscheiden sich deutlich (~Faktor 2) (Bandbreite von ca. 5,70 bis 11,50 €/kg$_{H2_Ho}$)

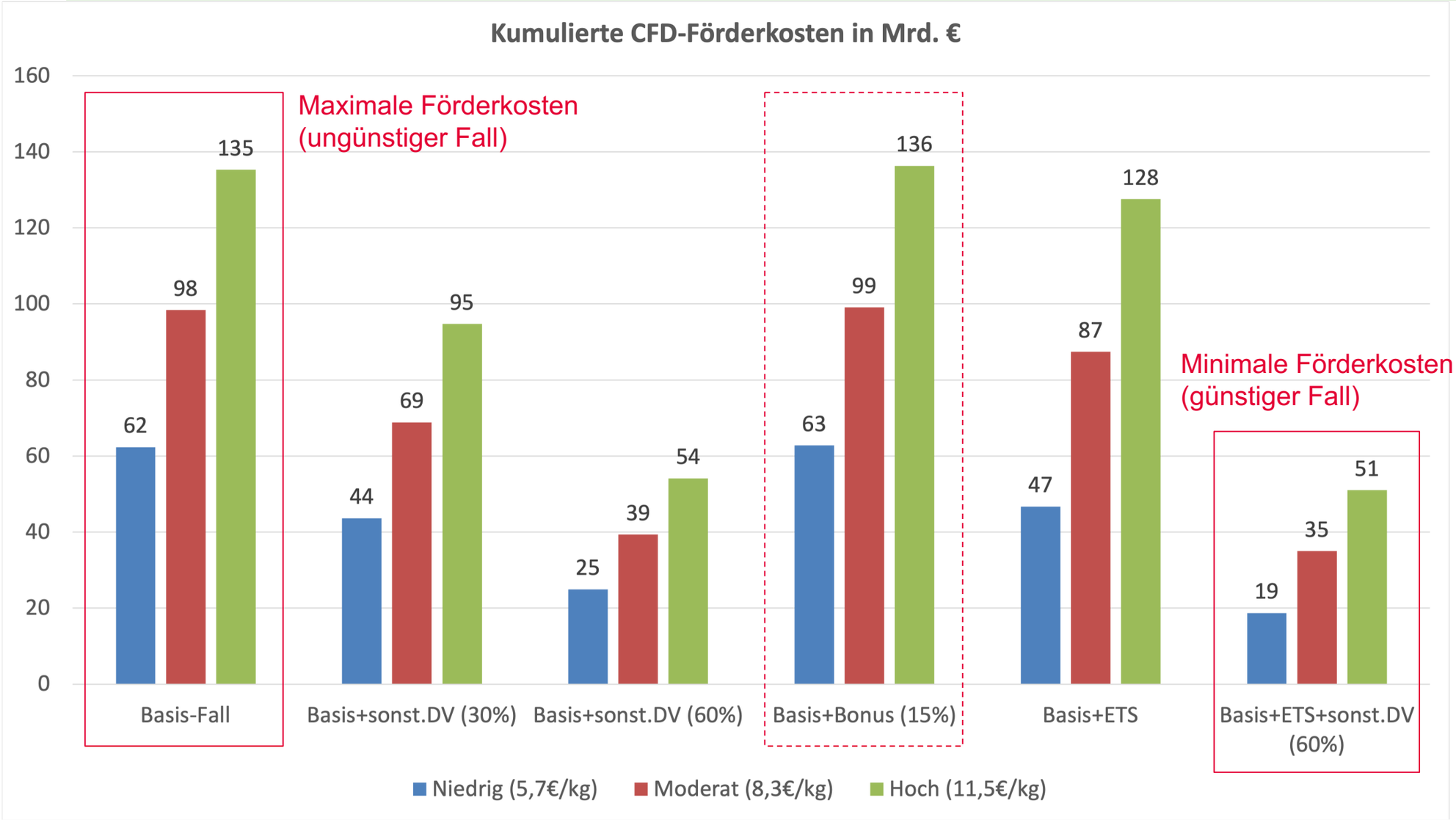


LCOH-Angaben zum Vergleich:

- kurzfristig >7,50 €/kg (Matthes 2025)
- 2025: ca. 9,8 €/kg (FFE 2025)
- 2023: ca. 11,9 €/kg (BloombergNEF)

⇒ Gebotsvorgaben ≤ 7€/kg stellen eine ambitionierte und machbare Größe dar

Einfluss der Annahmen zur Direktvermarktung, zur Auszahlung von Boni sowie zur Berücksichtigung des ETS beim Referenzpreis auf die Bandbreite der Förderkosten



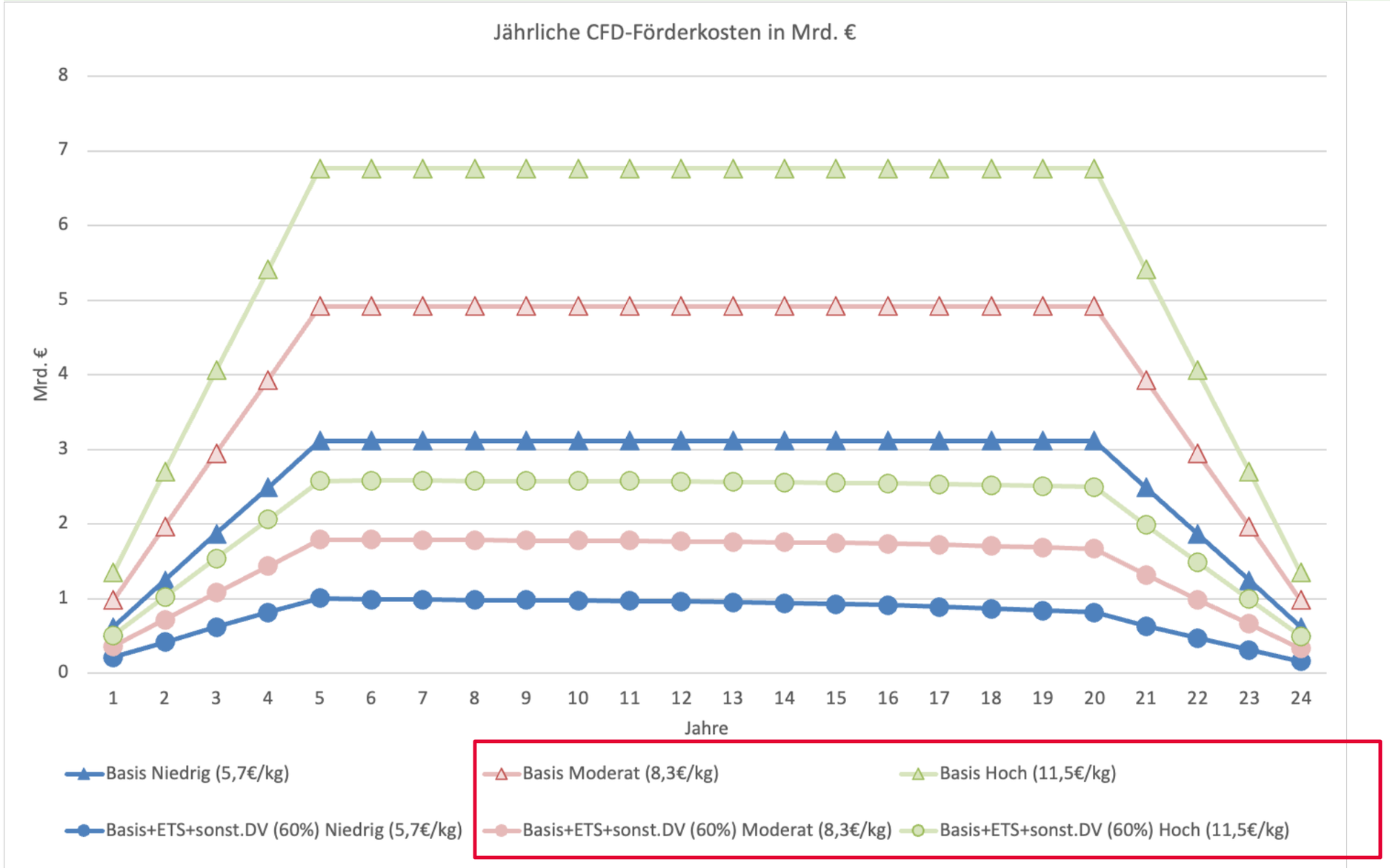
Sonstige Direktvermarktung und Einbezug von CO2-Preisen (ETS-1) haben die größten dämpfenden Wirkungen

Die Boni für z.B. systemdienliches Verhalten wirken nur leicht erhöhend

Durch die Einbindung des ETS in die Berechnungslogik des CFD-Modells kann eine signifikante Reduzierung der Förderkosten erreicht werden

Um sonst. DV-Quoten bis zu 60% zu erreichen, ist ein starker Hochlauf der H_2-Nachfrage nötig, welcher gezielter staatlicher Anreize bedarf

Die jährlichen (mittleren) Förderkosten steigen gemäß Annahmen in den ersten fünf Jahren stetig auf ein Plateau (abhängig von sonstiger DV) und sinken im 21. Jahr wieder ab.



- Der tatsächliche Verlauf der jährlichen Förderkosten hängt von der realen Umsetzung der sonstigen Direktvermarktung (hier im Durchschnitt über alle Jahre berücksichtigt) ab.

Diese Fälle würden durch Gebotspreisvorgaben faktisch keine Rolle spielen.

CFD-Konzept: Begrenzung der Gebotspreise auf unter 7 €/kg

Einführung Maximaler Gebotspreis

➔ Vermeidung unnötig hoher Förderkosten sowie Anreize für kostensenkenden Wettbewerb

➔ Herausforderung: ein aus heutiger Sicht ambitionierter und zugleich machbarer maximaler Gebotspreis

Hierfür wurde als **exemplarische Größe** eine (anfängliche) Begrenzung auf **maximal 7 €/kg** ausgewählt.

Gebotspreise unter 7 €/kg liegen am unteren Ende der identifizierten Bandbreite (niedriges Szenario: 5,7 €/kg) und sind daher aus Studiensicht als ambitioniert, aber realistisch einzuschätzen.

- Auf den folgenden Folien werden daher zusätzliche Ergebnisse für Gebotspreise zwischen 5 - 7 €/kg dargestellt.

- Dabei ist zu beachten, dass die Annahme von Gebotspreisen von 5 €/kg aus heutiger Sicht eher sehr ambitioniert ist und signifikante Kostensenkungen bei den Investitions- oder Betriebskosten erfordert (siehe Benchmarks).

Ergebnisse
Konzeptioneller Blick

Was ist nötig, um Gebotspreise von 5 €/kg$_{H2}$ zu realisieren? Benchmarks für “untere” Gebotspreise

Unter Beibehaltung der sonstigen beschrieben Annahmen gibt es zwei zentrale Hebel, um niedrigere Gebotspreise zu erhalten:

Niedrigere CAPEX

➔ Um Gebotspreise von 5 €/kg$_{H2}$ zu realisieren, müssten die Investitionskosten im NIEDRIG-Szenario auf ca. **980 €/kW** sinken (derzeitige Annahme: 1.500 €/kW) ⇒ **- 35%**

Geringere Stromkosten

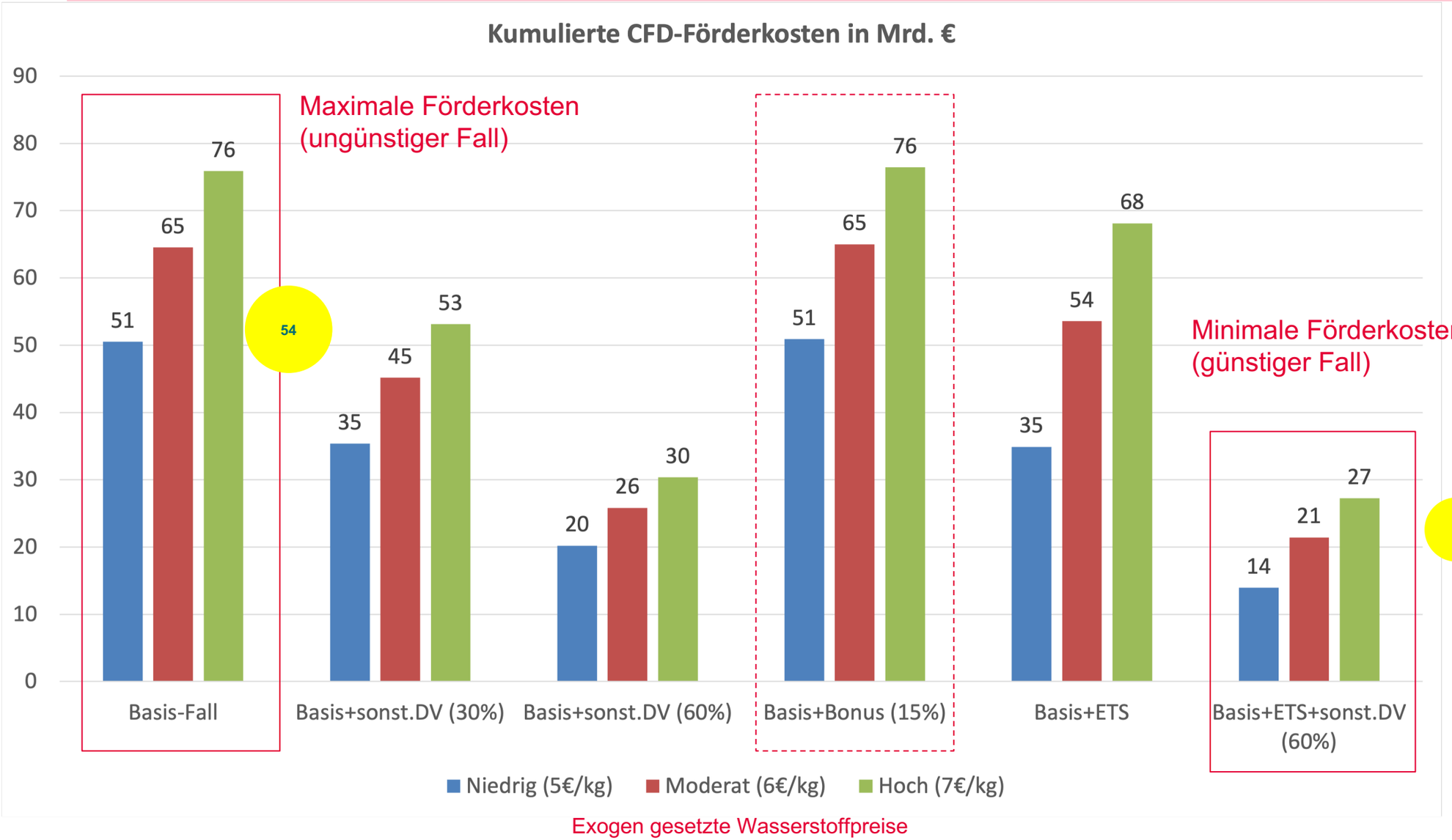
➔ Um Gebotspreise von 5 €/kg$_{H2}$ zu realisieren, müssten die Strombezugskosten im NIEDRIG-Szenario auf ca. **56 €/MWh** sinken (derzeitige Annahme für PPA-Strompreise: 70 €/MWh). ⇒ **-20%**

Zum Vergleich: LCOE im Bereich Wind-Onshore: 43 bis 92 €/MWh (ISE, 2024); Aktuelle Zuschlagspreise in Auktionen für Wind-Onshore liegen zwischen 51,9 und 56,4 €/MWh (windbranche.de)

Kombination der Effekte (Wahrscheinlicher)

➔ Um Gebotspreise von 5 €/kg$_{H2}$ zu realisieren, wäre im NIEDRIG-Szenario eine Kombination aus Investitionskosten von **1.300 €/kW** und Strombezugskosten von **61 €/kWh** nötig (derzeitige Annahmen: Investitionskosten von 1.500 €/kW und Strombezugskosten von 70 €/kWh). ⇒ **- 13 % (Invest & Stromkosten)**

Kumulierte Förderkosten zwischen 14 und 76 Mrd. €, unter der Annahme von Gebotspreisen zwischen 5 € /kg und dem maximalen Gebotspreis von 7 € /kg



Exogen gesetzte Wasserstoffpreise

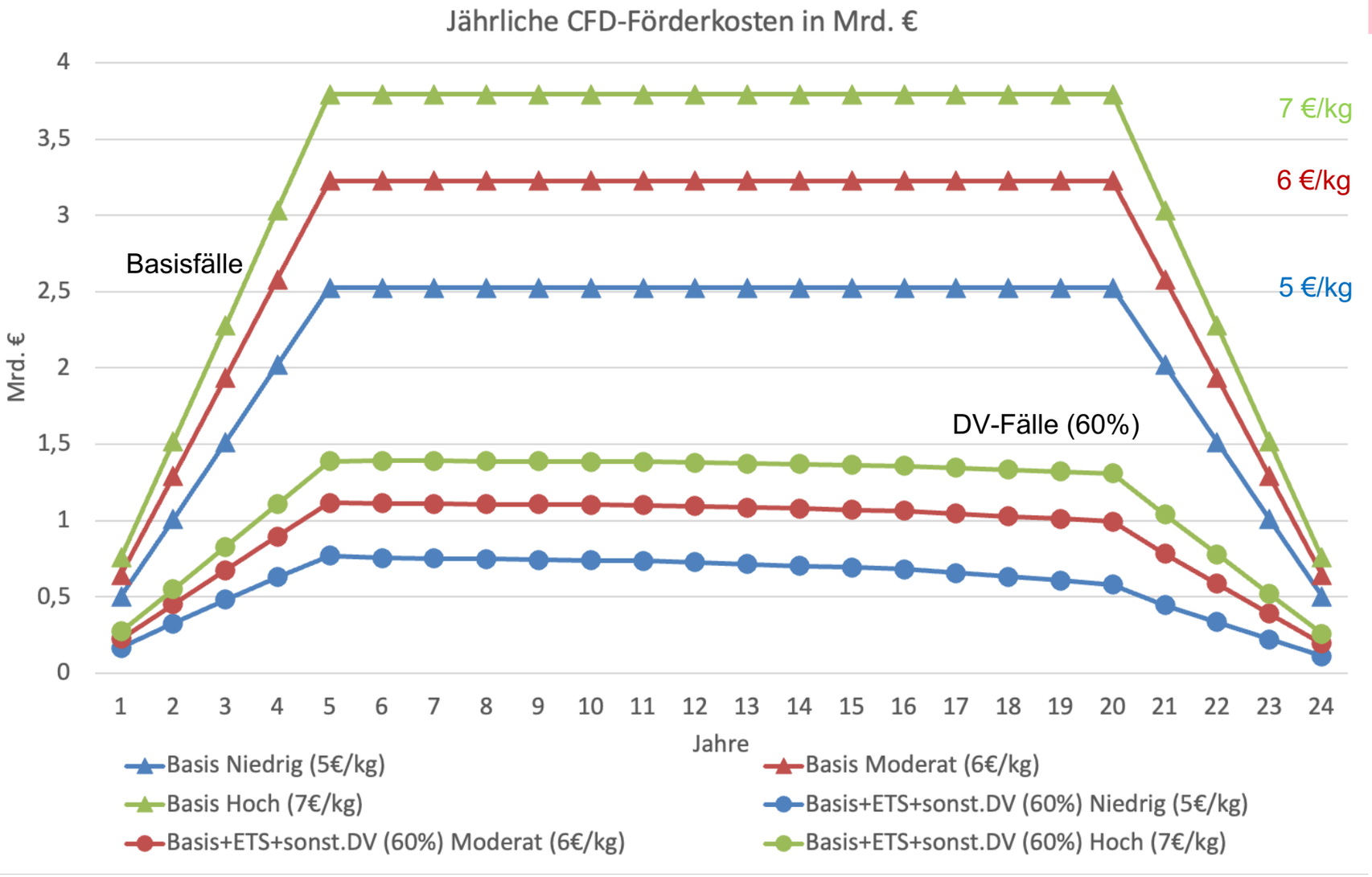
Durch eine Begrenzung der Gebotspreise können die maximalen Förderkosten signifikant gesenkt werden

Gebotspreise unter 7 €/kg liegen am unteren Ende der ermittelten Bandbreiten

Für Gebotspreise von 5 €/kg sind deutlich geringere CAPEX bzw. Stromkosten nötig (siehe zuvor)

Bei Orientierung an den **heutigen durchschnittlichen EE-*Zugschlagsvergütungen*** in Höhe von 60 EUR/MWh (direkte Kopplung der Anlagen) folgen:
➔ Gebotspreise: 5,2 EUR/kg
➔ Förderkosten: 54 Mrd. EUR

Die für Gebotspreise von 5 bis 7 €/kg resultierenden jährlichen Förderkosten liegen über die Laufzeit zwischen rd. 0,8 und 3,8 Mrd. €/a



- Die jährlichen Förderkosten starten mit weniger als 1 Mrd. €/a und steigen dann in vier Jahren stetig auf ein Plateau
- Der tatsächliche Verlauf der jährlichen Förderkosten hängt von der realen Umsetzung der sonstigen Direktvermarktung (hier im Durchschnitt über alle Jahre berücksichtigt) ab.

Einordnungen

Einordnung der Sonstigen Direktvermarktung (Pro und Con)

Sonstige Direktvermarktung via OTC*-/bilateralen Verträgen mit H2-Abnehmern (Sonstige-DV) hat grundsätzlich eine doppelte positive Wirkung: Der Anlagenbetreiber kann höhere Erlöse erzielen und die Förderkosten sinken, weil für diese Mengen keine CFD-Förderung anfällt.

Dies setzt **allerdings** voraus, dass Abnehmer bereit sind höhere Preise als den Gebotspreis zu zahlen. Hohe Sonstige-DV-Anteile werden insbesondere zustandekommen, wenn insgesamt die Nachfrage das Angebot an grünem Wasserstoff übersteigt .

Neue Elektrolyse-Anlagen, die erst nach den CFD-Ausschreibungsrunden errichtet werden, können Wasserstoff voraussichtlich zu geringeren Preisen herstellen und in der Sonstigen-DV **konkurrenzfähiger** sein.

Positiv wirkt dagegen, dass die CFD-Anlagenbetreiber aufgrund der Absicherung recht flexibel Verträge mit kurzen Laufzeiten schließen können und dass trotzdem eine ausreichende Investitionssicherheit gegeben ist.

Nachfragern eröffnet die Sonstige-DV die Möglichkeit **Abnahmeverträge** für grünen Wasserstoff abzuschließen, die ihrem zeitlichen Planungshorizont entsprechen.

Aus staatlicher Sicht können zusätzliche Instrumente gesetzlich verankert werden (THG-Minderungsverpflichtungen, Leitmärkte etc.),
die die Nachfrage nach grünem Wasserstoff über das Instrument der Sonstige-DV steigern und somit den staatlichen Fördermittelbedarf mindern.

*Over-the-counter: außerbörsliche Verträge

Anforderungen an ausreichend niedrige Gebotspreise

- Die Einführung eines maximalen Gebotspreises ist ein entscheidendes und sensitives Instrument, um die Förderkosten zu begrenzen – leichte Änderungen der Nachkommastelle können die kumulierten Förderkosten schon im 1 stelligen Mrd. € Bereich verändern*.
- Gebotspreise unter 7 EUR/kg sind aus heutiger Sicht ambitioniert und zugleich machbar realistisch, der untere Wert der ermittelten Bandbreite liegt mit 6,3 EUR/kg noch darunter
- Wird der maximale Gebotspreis zu niedrig angesetzt, droht eine Unterzeichnung der Ausschreibungen
- Wichtige Hebel für niedrige Gebotspreise sind geringe Investitionskosten und niedrige Strompreise sowie weniger anspruchsvolle Regularien, hier können staatliche Anreize helfen:
  - effiziente Genehmigungsverfahren helfen, die Planungskosten und Verzögerungen zu reduzieren
  - langfristige gesetzliche Verankerung von regulatorischen Rahmenbedingungen (wie z. B. Direkt-Strombezug von EE-Anlagen vor dem Netzverknüpfungspunkt und Netzentgeltbefreiung) helfen, Risiken und Finanzierungskosten zu reduzieren
  - Zusätzliche Finanzabsicherungsmaßnahmen helfen den Banken bei ihrer Projektfinanzierung

* z.B.: 51 Mrd. € für 5 €/kg und 54 Mrd. € für 5,20 €/kg => Plus 3 Mrd. € für Erhöhung um 20 ct/kg (siehe zuvor)

Einordnung der ermittelten CFD-Förderkosten

Die Förderkosten für einen maximalen Gebotspreis von 7 €/kg liegen insgesamt zwischen schätzungsweise 76 Mrd. Euro im Basisfall und 30 Mrd. € bei 60% Direktvermarktung

Das entspricht etwa jährlichen Kosten zwischen 3,8 Mrd. Euro und 1,5 Mrd. Euro über die Laufzeit von 20 Jahren

- ★ Zum Vergleich: Für den Ausgleich des EEG-Kontos hat der Bund im Jahr 2024 etwa 18,5 Mrd. Euro aufgewendet (https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1039794)

Zusätzliche Anreize bzw. “Leitplanken” sind wichtig, um mögliche Fehlentwicklungen aus Klimaschutzsicht zu reduzieren

Grüner Wasserstoff hat den größten Klimaschutznutzen bei Verwendung in der Stahl- und Chemieproduktion sowie für den Schiff- und Luftverkehr und beim Einsatz in Backup-Kraftwerken (“no-regret”-Einsatz).

Wichtig sind zudem systemdienliche Anreize

- zur Reduzierung von Redispatch von EE-Anlagen
- Dämpfung von negativen Strompreisen an der EEX
- Steigerung einer ganzjährigen versorgungssicheren erneuerbaren Energiewirtschaft

Vor diesem Hintergrund ist wichtig dafür zu sorgen, dass

★ das CFD-Konzept die Transformation zu einem vollständig defossilisierten Energiesystem im angestrebten Zeitfenster ermöglicht und befördert,

★ die Einspeisung von Wasserstoff in ein H_2-Netz und/oder die direkte Nutzung von reinem Wasserstoff angereizt werden und

★ langfristig systemdienliche Standortfaktoren bei der Bezuschlagung der Elektrolyseur-Betreiber berücksichtigt werden (Nähe zu EE-Erzeugung, künftigen H_2-Leitungen etc.).

Fazit

- Die mittels Metaanalysen einschlägiger, aktueller Literatur **ermittelten H2-Gestehungspreise liegen zwischen 5,7 und 11,5 €/kg$_{H2}$**. Sie geben Bandbreiten aus wissenschaftlicher Sicht an.
- **Stromkosten und Investitionskosten** sind die wichtigsten Kostenfaktoren.
- **Eine maximale Gebotsvorgabe von z.B. 7 €/kg$_{H2}$** ist ambitioniert aber realisierbar:
  - Durch eine solche Vorgabe ließen sich **maximale Förderkosten** über eine Betriebszeit von 20 Jahre der 10 GW Elektrolyseleistung im Basis-Fall auf insgesamt ca. 76 Mrd. € begrenzen,
  - **durch Sonstige-DV** ließen sich diese Kosten deutlich senken, bei 60% z.B. auf 30 Mrd. €
  - durch zusätzliche Anrechnung von CO2-Preisen ließen sich die Förderkosten schätzungsweise um weitere 3 Mrd. € reduzieren, so dass sich ein **Gesamtförderbedarf von 27 Mrd. EUR** ergibt.
- Für direkt an Windparks gekoppelte Elektrolyseure vor dem Netzverknüpfungspunkt sind auch Strombezugskosten von 60 €/MWh und Gebotspreise von 5,20 €/kG$_{H2}$ möglich und damit eine Senkung der Förderkosten auf bis zu 14 Mrd. € denkbar.

Literaturverzeichnis

Bhandari, R.; Shah, R. R. (2021): Hydrogen as energy carrier: Techno-economic assessment of decentralized hydrogen production in Germany. Renewable Energy 177915–931. doi: 10.1016/j.renene.2021.05.149.

EIWA; Diwald (2025): CfD-Mechanismus für Grünen Wasserstoff Dynamische Vergütung Marktintegration & Systemdienlichkeit.

European Hydrogen Observatory (2025): Electrolyser cost | European Hydrogen Observatory. https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/index.php/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost. Last access: 29 Mai 2026.

EWI (2026): EWI Global PtX Cost Tool V2.1. EWI. https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ewi-global-ptx-cost-tool-v2-1/. Last access: 29 Mai 2026.

FfE (2025): Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht.

Filipe, V. Y. (2025): Multi-Objective Optimization of Green Hydrogen Production and Ancillary Service Participation.

Fraunhofer ISE (2021): Studie: »Kostenanalyse für Wasserelektrolyse-Systeme«. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/catf.html. Last access: 29 Mai 2026.

Frontier Economics (2025): Konzeption einer Grüngasquote.

Glenk, G.; Holler, P.; Reichelstein, S. (2023): Advances in power-to-gas technologies: cost and conversion efficiency. Energy & Environmental Science 16(12)6058–6070. Royal Society of Chemistry. doi: 10.1039/D3EE01208E.

IEA (2025a): Global Hydrogen Review 2025.

IEA (2025b): World Energy Outlook 2025 – Analysis. IEA. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025. Last access: 29 Mai 2026.

IEA (2025c): Stated Policies Scenario – World Energy Outlook 2025 – Analysis. IEA. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025/stated-policies-scenario. Last access: 29 Mai 2026.

IRENA (2022): Renewable Technology Innovation Indicators - Mapping Progress in Costs Patents and Standards. International Renewable Energy Agency IRENA.

Küper, M.; Merten, F. (2025): Vom Nutzen und Nachteil einer Grüngasquote für die Transformation.

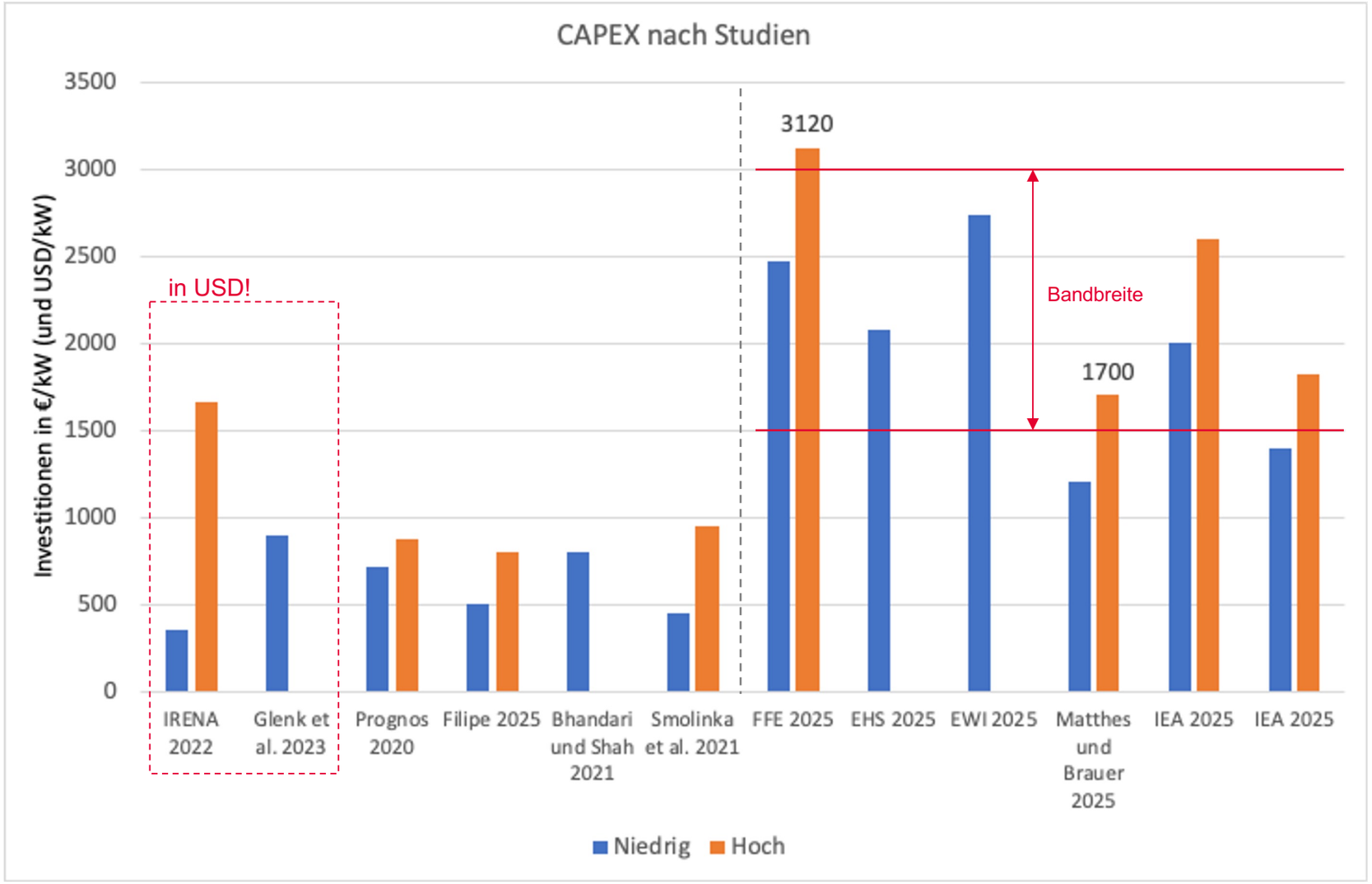
Matthes, D. F. C.; Brauer, D. J. (2025): Determinanten, Stand und Perspektiven Berlin, Paris 13. Juni 2025.

Merten, F.; Scholz, A.; Krüger, C.; Heck, S.; Girard, D. Y.; Econ, D.; et al. (2020): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung – Update.

Prognos (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger.


Wuppertal
Institut

CAPEX: Angaben zu Investitionen sind unsicher, weil sie mit hohen Bandbreiten angegeben werden, zuletzt eher > 1.000 €/kW



- ★ Insgesamt 12 einschlägige Studien (2020 bis 2025) ausgewertet
- ★ Zwei “Gruppen” von Literatur
  1) unter 1.000 €/kW
  2) über 1.000 €/kW
- ★ Unterschied zwischen eher Systemkosten (z.B. ISE*) und “Voll-Kosten” (FFE/EHS 2025)
- ★ Auswahl einer „runden“ Bandbreite: 1.500-3.000 €/kW

*Smolinka 2021

Stromkosten: Aussagen über anzulegende Strompreise und mögliche Entwicklungen sind unsicher und hängen von den konkreten Rahmenbedingungen und Bezugsoptionen ab

Unsere Berechnungsgrundlage orientiert sich an aktuellen Aussagen zu PPA-Strompreisen mit geeigneten Lastprofilen und Herkunftsnachweisen.

- Öko-Institut & Deloitte (2025): Aktuell 80-100 EUR/MWh für PPA bei 3.000-4.000 VLS
- FFE (2025): Aktuell 94-102 EUR/MWh für PPA bei 4.600-5.800 VLS
- Flex-Power: Aktuell mittlere Kosten für PPA (Wind) bei 79 EUR/MWh

⇨ 70-90 €/MWh

Zum Vergleich:

- Zuschlagswerte Wind-Onshore Nov. 2025 bei durchschnittlich 60 EUR/MWh (maximaler Gebotspreis BNetzA im Jahr 2026 7,25 ct/kWh - §85a Abs 1 EEG)
  → deutlich günstiger als PPA-Werte
  → Elektrolysebetreiber müsste voraussichtlich mindestens den bezuschlagten Gebotspreis bezahlen, um langfristig den EE-Strombezug abzusichern. Ausnahmen würden sich eventuell für integrierte EE-Elektrolyse-Projekte in Netzausbaugebiete ergeben, um einen wirtschaftlich planbaren Stromabsatz der EE-Anlagen für die Projektfinanzierung nachweisen zu können.