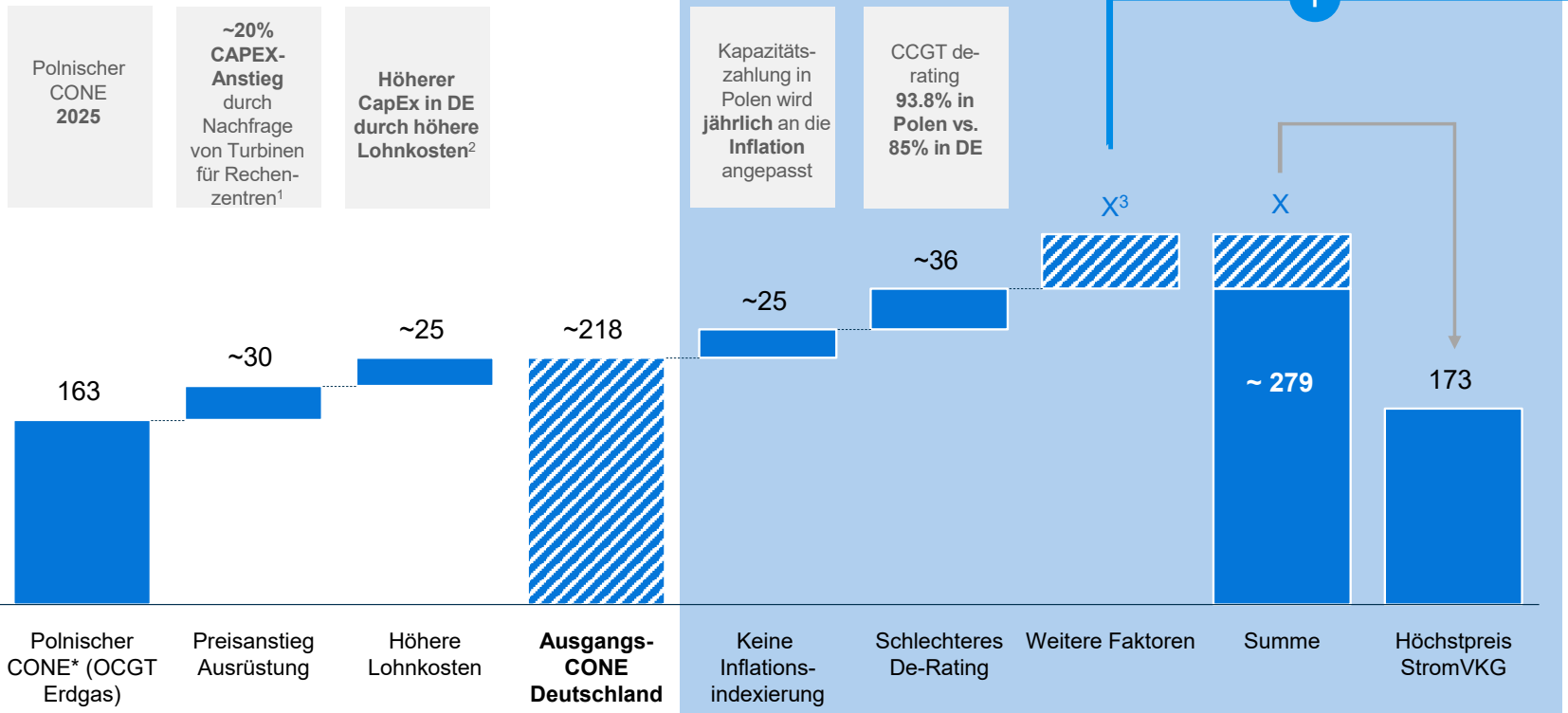


Benchmark-Analyse zum Entwurf des StromVKG

Vorläufige Vergleichsrechnung Polnischer CRM vs. StromVKG (€/kW)



Weitere Faktoren

- Verpflichtender **Preis-spitzenausgleich** nur in DE
- **Verspätete (2033) und nur jährliche, nachschüssige Auszahlung der CM-Prämie** trotz Lieferpflicht ab 2031
- **Strengere Dekarbonisierungs-anforderung** erfordert Umrüstungsinvestition in 2044 zur H2-Nutzung
- **Geringerer Strommarkt-beitrag in DE** wegen niedrigerem Großhandels-preisniveau in DE
- **Strengere Bankgarantien und Strafregelungen** erhöhen Finanzierungskosten in DE
- **Längere Vertragsdauer in Polen (17 Jahre)**
- **Momentanreserve-anforderung** erhöht Komplexität und Kosten

CONE_{netto} = Cost of New Entry. CONE gibt an welche Kosten ein fiktives Neubaukraftwerk jährlich decken muss, um wirtschaftlich tragfähig zu sein. Der Wert basiert auf den Auktionsparameter der polnischen t-5 Auktion 2025. Quelle: Ministerium für Klima und Umwelt in Polen. Im polnischen Kapazitätsmarkt definierte zuletzt der CONE einer offenen Gasturbine im Heizölbetrieb den Gebotshöchstwert. Diese Technologie ist im StromVKG ausgeschlossen (H2-Ready-Pflicht). Daher fällt die Wahl gemäß Erläuterung des StromVKG auf eine offene Gasturbine im Erdgasbetrieb als Referenztechnologie.

¹ Unter der Annahme, dass die Turbine 40% der Investitionskosten ausmacht [Quelle: [Costs of gas-fired power generation? - Thunder Said Energy](#)] und sich die Preise für Turbinen im vergangen um 50% [Quelle: [5-year waits and rising costs: How demand is redefining the gas turbine market | Utility Dive](#)] erhöht haben, rechnen wir mit einem Aufschlag von ca. 20%.

² Laut Statistischem Bundesamt liegen die Arbeitskosten in Deutschland ~135% über denen in Polen [Quelle: [EU-Vergleich der Arbeitskosten \(Jahresschätzung\) - Statistisches Bundesamt](#)]. Unter der Annahme, dass die Lohnkosten ca. 15-20% der Investitionskosten ausmachen ergibt sich ein Aufschlag von ca. 15%.

³ Balken zu X (weitere Faktoren) nicht maßstabsgetreu.

Grundsätzliche Herausforderungen für die Bieter

Das StromVKG sowie das allgemeine wirtschaftliche Umfeld stellen Bieter vor wirtschaftliche Herausforderungen in den T-5 Auktionen. Dies reduziert die Attraktivität einer Teilnahme an den Auktionen deutlich.

- 1 Risiko, den Inbetriebnahmetermin im November 2031** aufgrund von Genehmigungs- und Bauzeitplänen zu verpassen **sowie daraus resultierende Pönalen**. Soweit überhaupt rechtzeitig ein OEM-Slot (**~48 Monate Wartezeit** wird von OEMs kommuniziert) gesichert ist.
- 2 Anstieg der Investitionskosten** (>30% in den vergangenen 2-3 Jahre) sowie weiter zu erwartende Steigerungen durch weltweite Angebotslücke und hohe Auslastung der OEMS.
- 3 Cash-flow Lücke von 5-6 Jahren nach Baubeginn** – Kapazitätsprämie wird frühestens in 2033 gezahlt, trotz Inbetriebnahme und Versorgungssicherheitsbeitrag ab November 2031.
- 4 Strompreisspitzenausgleich** reduziert das Einnahmepotential aus dem Strommarkt und erhöht damit den Finanzierungsbedarf aus der Kapazitätsprämie.
- 5 Hohe Anforderungen an Sicherheiten (~410k EUR/MWp) binden Kapital frühzeitig und in großem Ausmaß** (~280 Millionen EUR für 800MW CCGT).
- 6 Zinsanstieg aufgrund des Ölpreisschocks erhöht die Finanzierungskosten. Zum Beispiel ist der 12-Monats-Euribor seit Januar um ca. 60 Basispunkte angestiegen.**