

# Bestehende Kraftwerke sind Teil der Zukunftslösung – Umrüstung als Brücke zur Klimaneutralität **Fuel Switch Konzepte**

Jürgen Klebes  
Dr. Thomas Sonntag-Rösing  
04.12.2025

---

# 1. Einführung

---

# 2. Fuel Switch Konzepte

---

# 3. Technische Realisierung

---

# 4. Wirtschaftlichkeitsanalyse

---

# 5. Zusammenfassung und Fazit

# AUTOREN

### Jürgen Klebes

Dipl.-Ing. Maschinenbau, Spezialist für Thermodynamik und Kraftwerksprozesse. Über 30 Jahre Erfahrung in der Auslegung, Projektierung und der thermodynamischen Optimierung von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken sowie von Dampfturbinen. Langjährige Leitungsfunktionen bei Babcock-Borsig, Babcock-Hitachi, RWE, Hitachi Power Europe und Mitsubishi Power Europe, mit Schwerpunkten auf Konzept-engineering, Machbarkeitsstudien, Wirtschaftlichkeitsanalysen und der Berechnung von Garantiewerten bei internationalen Kraftwerksbauprojekten.



### Dr. Thomas Sonntag-Rösing

Promovierter Chemieingenieur mit über 25 Jahren Erfahrung im internationalen Anlagen- und Maschinenbau und langjähriger Führungsverantwortung bei Hitachi Power Europe und Mitsubishi Power Europe, zuletzt als SVP & Bereichsleiter für Vertrieb, Projektierung und Geschäftsentwicklung u.a. im EPC- und Komponentengeschäft. Zuvor technischer Leiter im Bereich F&E für Vergasungs- und Wasserstofftechnologien sowie Projektmanager in europäischen Brennstoffzellenprojekten. Seit 2023 freiberuflicher Ingenieur spezialisiert auf Beratung, Geschäftsentwicklung sowie auf Angebots- und Projektmanagement im Anlagen- und Maschinenbau.



# EINFÜHRUNG

## Ausgangslage

- Energiewende erfordert neue flexible Kraftwerkskapazitäten
- Einführung Kapazitätsmechanismen in Diskussion, Start 2027
- Geplante Neubauten überwiegend als GuD-Anlagen und Peaker (open-cycle)
- Geringe Einsatzzeiten erwartet: wirtschaftlicher Betrieb mit großen Herausforderungen
- Modernen Kohlekraftwerken (USC-Blöcke) droht das Aus in (spätestens) 2033, dann Rückbau und Entsorgung

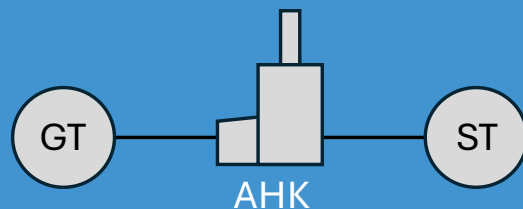
## Alternative Option zum Neubau

- Umrüstung geeigneter Kohleblöcke auf Erdgas, später ggf. auf Wasserstoff
- Zusätzlich: Gasturbinen-Vorschaltung - Gasturbine ersetzt Frischlüfter und liefert Verbrennungsluft sowie zusätzliche elektrische Leistung
  - Steigerung von Anlagenleistung und –wirkungsgrad des Kohleblocks
  - Schnellstartfähigkeit, Netzbesicherung

# FUEL SWITCH-KONZEPTE

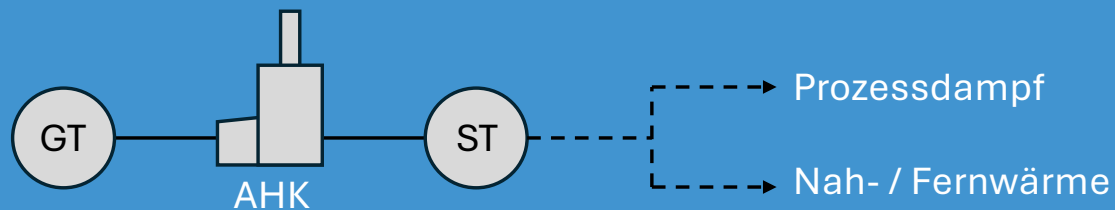
## 2. Fuel Switch Konzepte: Neubau GuD-Anlagen

### 1. Neue GuD-Anlagen (reine Stromproduktion), evtl. Weiterverwendung vorhandener Dampfturbinen nach Retrofit.



Moderne Leistungsklassen ca. 550 MW bis ca. 900 MW; Wirkungsgrade  
Neuzustand und 100%-Last: ca. **60% bis max. 63%** (netto)

### 2. Neue GuD-Anlagen mit KWK



Moderne Leistungsklassen ca. 600 MW bis 900 MW;  
Brennstoff-Nutzungsgrade ~ 85% Netto (je nach  
Verhältnis Strom/Wärme)

Abkürzungen:

GT Gasturbine

DT Dampfturbine

AHK Abhitzekeessel

DE Dampferzeuger (vor Umrüstung Kohle gefeuert)

Bemerkung: Leistungen und Wirkungsgrade sind für den Einzelfall jeweils zu untersuchen



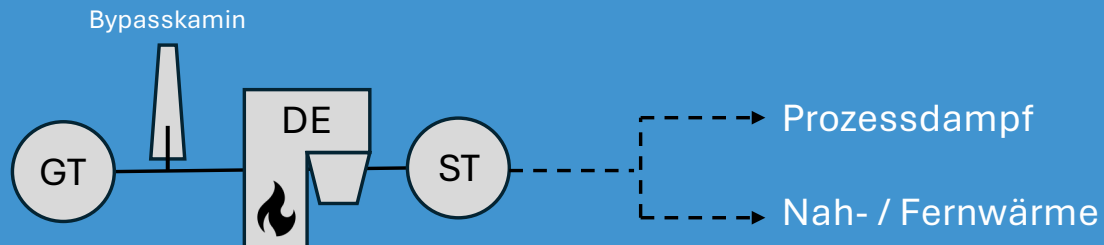
## 2. Fuel Switch Konzepte: Umrüstung bestehender USC-Kohleblöcke auf Erdgas/H<sub>2</sub>

### 3. Bestandsanlagen (Kohle) auf Erdgas/H<sub>2</sub> umgerüstet



Leistungsklassen je nach Altanlage bis ca. 1.100 MW; Nettowirkungsgrade nach Umrüstung (reine Stromproduktion, 100%-Last) **ca. 45% bis ca. 50%, abhängig z.B. von Dampfdaten**; Brennstoff-Nutzungsgrade ~ 70% (netto, je nach Verhältnis Strom/Wärme)

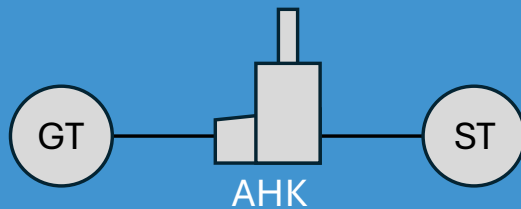
### 4. Bestandsanlagen (Kohle) auf Erdgas/H<sub>2</sub> umgerüstet + neue GT



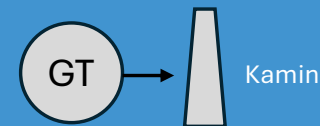
Moderne Leistungsklassen bis ca. 1.600 MW; Nettowirkungsgrade ca. 53 - 56% für moderne USC-Blöcke; Brennstoff-Nutzungsgrade ~ 70% Netto (je nach Verhältnis Strom/Wärme)

## 2. Fuel Switch Konzepte: GuD / Netzbesicherung / Umrüstung Kohleblock mit Vorschalt-GT

### 5. Neue GuD-Anlagen (reine Stromproduktion) und Netzbesicherungsanlage

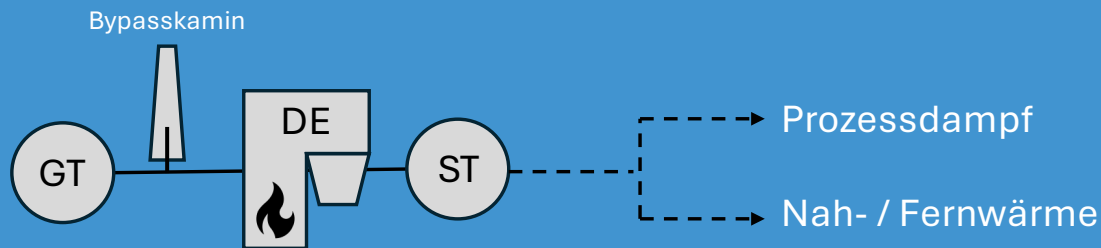


Moderne GuD: ca. 550 MW bis ca. 900 MW - Wirkungsgrade (neu) und 100%-Last: ca. **60% bis max. 63%** netto



Netzbesicherung (Open Cycle): ca. 40 MW bis ca. 300 MW  
Wirkungsgrade Neuzustand und 100%-Last: ca. 40% Netto

### 6. Bestandsanlagen (Kohle) auf Erdgas/ H<sub>2</sub> umgerüstet + neue GT



Moderne Leistungsklassen bis ca. 1.600 MW - Wirkungsgrade (neu) bei 100%-Last: ca. **53 - 56%** Netto

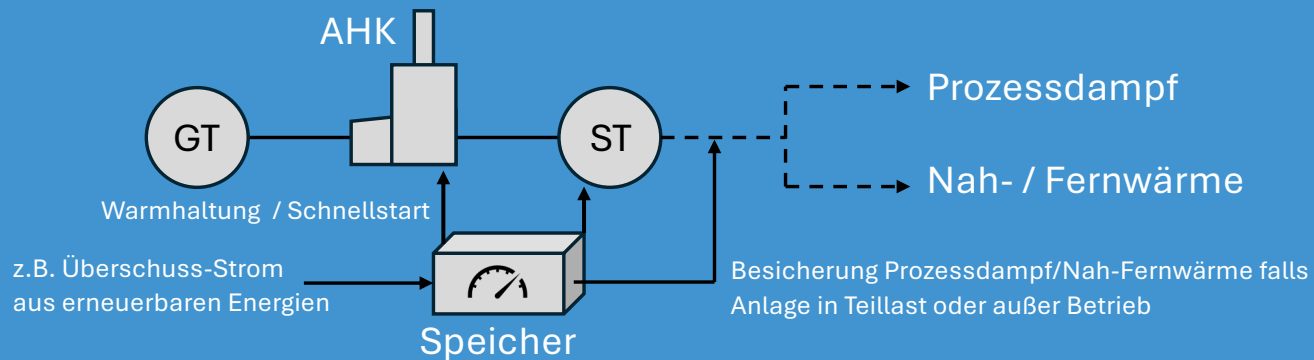
Netzbesicherung: GT-Überbauung z.B. ca. 200 MW (1 GT)

Abwärmenutzung bei GT-Schnellstart über Bypasskamin zur Vorwärmung des Dampfteils möglich; somit reduzierte Anfahrverluste

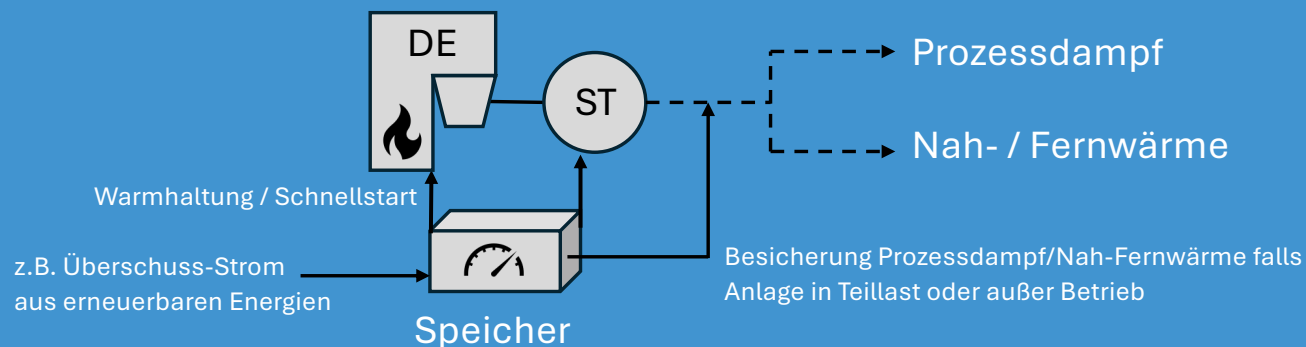
# FUEL SWITCH-KONZEPTE (mit Wärmespeicher)

## 2. Fuel Switch Konzepte: Integration von Speichersystemen (1/2)

### 2B. Neue GuD-Anlage mit KWK

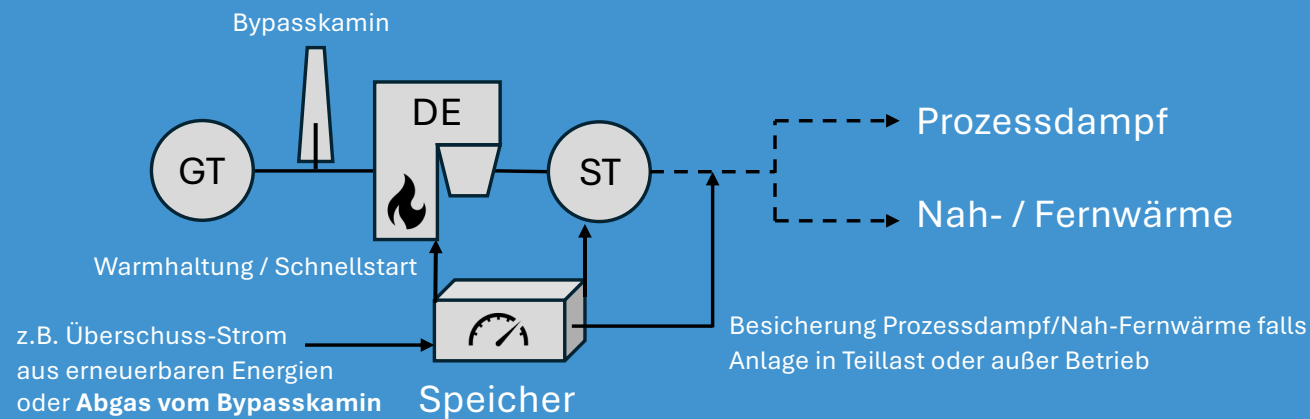


### 3B. Bestandsanlage (Kohle) umgerüstet auf Erdgas/H<sub>2</sub>



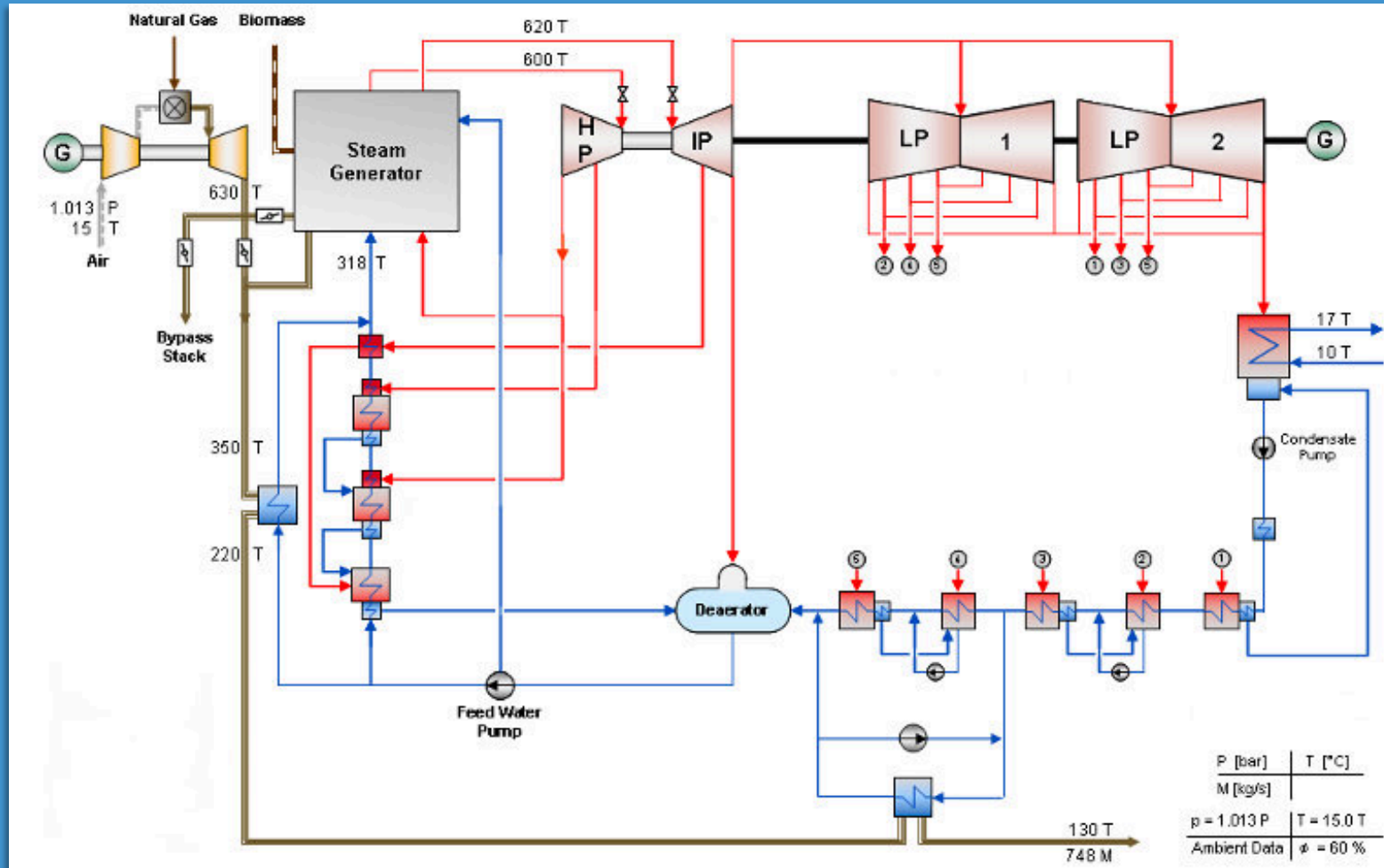
## 2. Fuel Switch Konzepte: Integration von Speichersystemen (2/2)

### 4B. Bestandsanlage (Kohle) umgerüstet auf Erdgas/H<sub>2</sub> und Vorschalt-Gasturbine

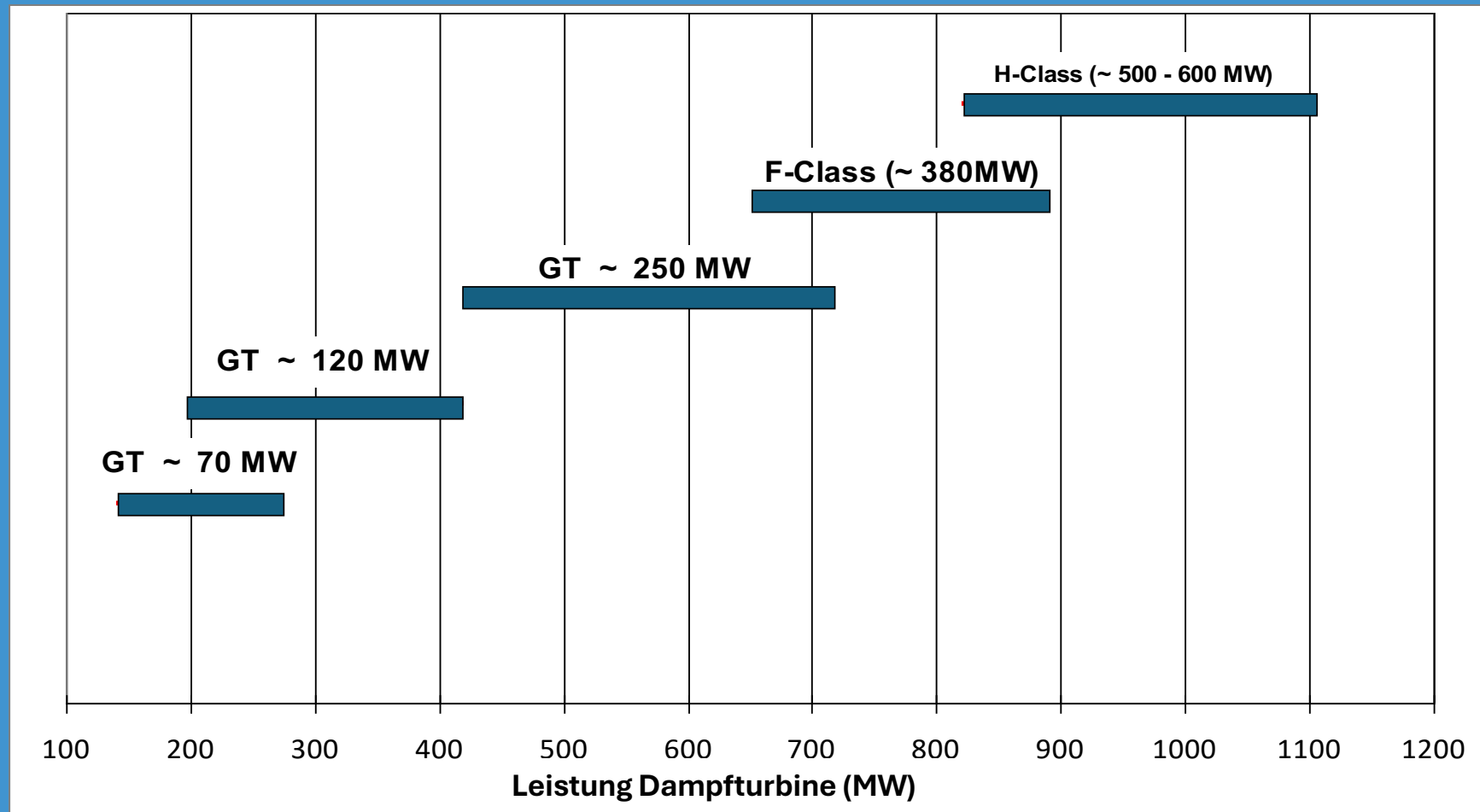


# Vorgeschlagenes Konzept — FUEL SWITCH MIT VORSCHALTGASTURBINE

## 2. Fuel Switch Konzepte: Beispiel: Anlagenschema mit Vorschalt-Gasturbine

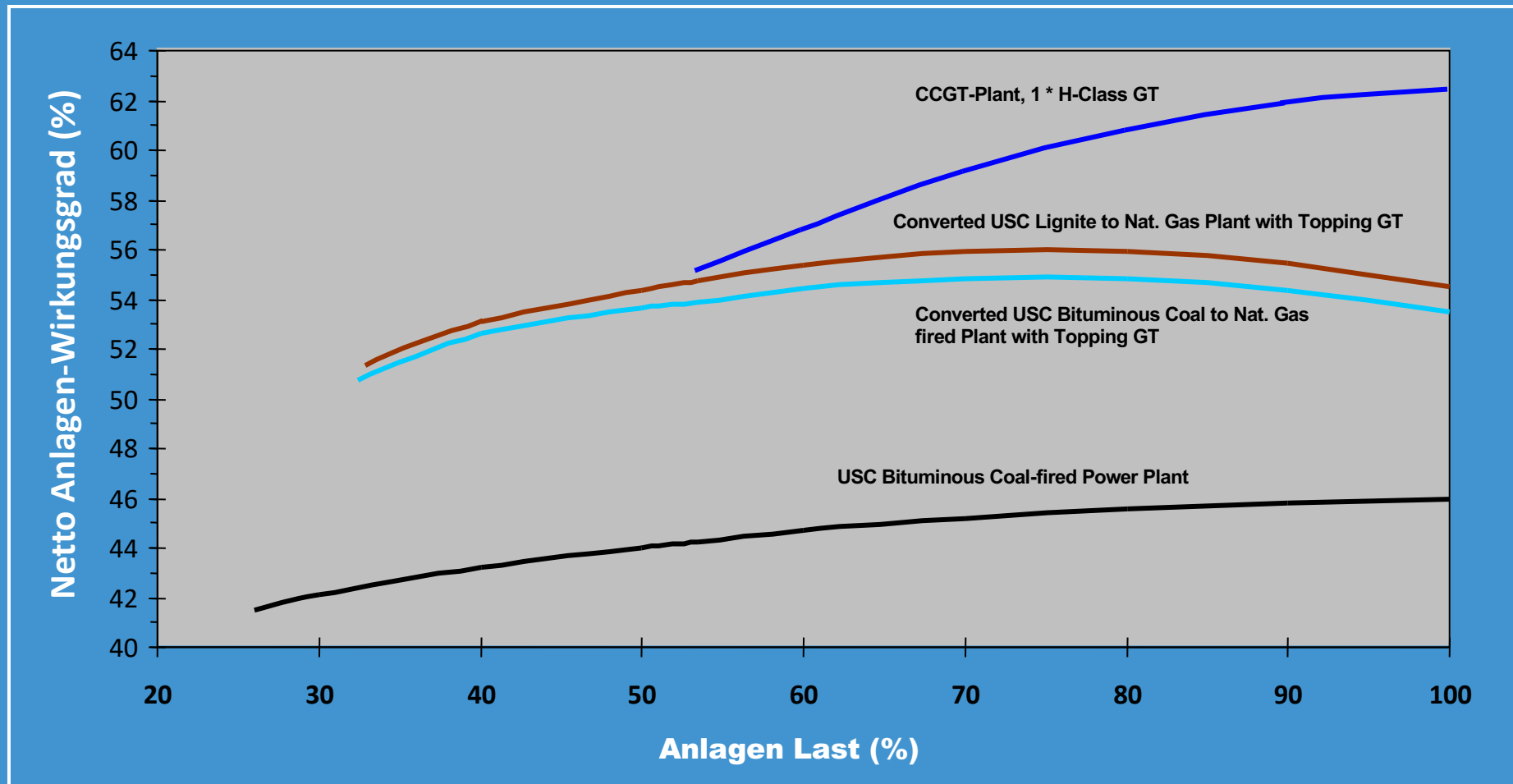


## 2. Fuel Switch Konzepte: Auswahldiagramm: Leistung GT vs. Leistung DT





## 2. Fuel Switch Konzepte: Netto-Anlagenwirkungsgrad vs. Anlagenlast



## 2. Fuel Switch Konzepte: Vergleich Anlagenkonzepte

|   | <b>Elektrische<br/>Nettoleistung</b><br>(bei reiner Stromerzeugung)                 | <b>Wirkungsgrad<br/>Netto</b><br>(bei reiner Stromerzeugung) | <b>Brennstoff-<br/>Ausnutzungsgrad<br/>Netto</b><br>(KWK-Betrieb) |
|---|---|--|---|
|   | MWe   | %  | %   |
| Neue GuD Anlage mit einer Gasturbine  | 800 - 900   | 62 - 63  |   |
| Neue GuD-Anlage, eine Gasturbine und Kraft-<br>/Wärmekopplung   | 800 - 900   | 62 - 63  | bis ca. 85<br>(je nach Wärmeproduktion)                           |
| Bestandsanlage (USC-Kohle) auf Erdgas/H <sub>2</sub><br>umgerüstet  | 750 - ~ 1.050   | ~ 50   | bis ca. 70  |
| Bestandsanlage (USC-Kohle) auf Erdgas/H <sub>2</sub><br>umgerüstet mit neuer Vorschalt-Gasturbine<br>(Leistungsdaten abhängig von Bestandsanlage) | 1.200 – 1.600   | ~ 57   | bis ca. 70<br>Im GT-Solobetrieb ggf. höher                        |
|   | Angaben mit moderner Gasturbine der 500-600 MW-Klasse (kleinere Gasturbine möglich) |  |   |
|   | Keine Betrachtung von z.B. Feststoff-Wärmespeichern                                 |  |   |

# TECHNISCHE REALISIERUNG

—

## Vergabepreisentwicklung – Kostenschätzung - Termine

### 3. Technische Realisierung: Vergabepreisentwicklung GuD-Neubau (2019-2025)

| Land         | Kraftwerk      | Leistung MWe | # Linien | Jahr | EPC Preis (MEuro) | Euro/kWe |
|--------------|----------------|--------------|----------|------|-------------------|----------|
| Griechenland | Agios Nikolaos | 826          | 1        | 2019 | 322 €             | 390 €    |
| Polen        | Dolna Odra     | 1.366        | 2        | 2020 | 1.126 €           | 824 €    |
| Italien      | Tavazzano      | 800          | 1        | 2021 | 400 €             | 500 €    |
| Polen        | Grudziadz      | 560          | 1        | 2022 | 470 €             | 839 €    |
| Polen        | Adamow         | 560          | 1        | 2024 | 636 €             | 1.136 €  |
| UK           | Teeside        | 742          | 1        | 2025 | 955 €             | 1.287 €  |
| Polen        | Kozienice      | 1.336        | 2        | 2025 | 1.499 €           | 1.122 €  |

Quelle: Eigene Projekte bzw. Presseberichte/Internet

### 3. Technische Realisierung: CAPEX-Abschätzung Neubau 800 MW GuD-Anlage

| Komponente / System                               | Rel. Anteil an Gesamtanlage | Kosten bei 900 €/kW Szenario | Kosten bei 1.100 €/kW Szenario |
|---|-----------------------------|------------------------------|--------------------------------|
| GT/ST + Generator + Auxiliaries                   | 38 %                        | 274 M€                       | 334 M€                         |
| HRSG  | 13 %                        | 94 M€                        | 106 M€                         |
| ET/LT   | 11 %                        | 79 M€                        | 97 M€                          |
| BoP (incl. SCR), Rohrleitungen, Kabeltrassen      | 15 %                        | 108 M€                       | 123 M€                         |
| Bau (Gründung, Gebäude, Straßen, Blitzschutz ...) | 12 %                        | 86 €M                        | 106 M€                         |
| Montage, IBN, Tests, HSE, Doku                    | 11 %                        | 79 M€                        | 114 M€                         |
|   | <b>100%</b>                 | <b>720 M€</b>                | <b><u>880 M€</u></b>           |

### 3. Technische Realisierung: Planung und Umsetzung

1. **Genehmigungsanforderungen:** Nutzungsänderung, Umwelt- und Betriebsgenehmigungen
2. **Stelllegung evtl. Rückbau kohlebezogener Anlagen**
3. **Kessel-/Feuerungssanierung bzw. –ersatz:** u.a. Umrüstung/Austausch Brenner, Feuerraumgeometrie
4. **Bautechnische Anpassungen:** u.a. Neubau GT-Maschinenhaus, Bypasskamin
5. **Montage und Integration Gasturbine und Bypasskamin**
6. **Dampferzeugung und –konditionierung:** Überprüfen Dampfleitungen, Speisewasser- und Kondensatsysteme
7. **Gasversorgung:** Anschluss Gasversorgung / Wasserstoffversorgung, Abrechnungsmetering, Sicherheitsarmaturen
8. **Hilfsanlagen**
9. **Elektrische / Steuerung- und Leittechnische Integration**

### 3. Technische Realisierung: Zeitbedarf Vorplanung und Umsetzung

#### BRENNSTOFFUMSTELLUNG

Vorplanung / Genehmigung und Nutzungsänderung / Engineering

ca. 15 Monate

Vorbereitung / Beschaffung

ca. 9-12 Monate

Umbau / IBS / Tests (während Blockstillstand)

ca. 8 Monate

**Typische Gesamtdauer**

**ca. 32 MONATE**

**+ INTEGRATION „Gasturbine“ (nach GT-Verfügbarkeit)**

**+ 12-18 MONATE**

#### NEUBAU GUD-ANLAGEN UND PEAKER

Peaker: - aktuell: typische Gesamtdauer **bis zu 36 Monaten**

- Verfügbarkeit GT zeitkritisch

GuD-Anlage: - aktuell: typische Gesamtdauer **bis zu >72 Monate**

- Verfügbarkeit Großkomponenten kritisch (Gas- und Dampfturbine, Generatoren, Trafos),  
teilweise erst ab >2028 lieferbar, Slot-Reservierung nötig

### 3. Technische Realisierung: CAPEX-Abschätzung Umstellung Kohle auf Gas

| Arbeitspaket   | Kosten [Mio. €]   |
|--|-------------------|
| Umrüstung 800 MW Kohlekraftwerk auf Gas inkl. dafür notwendiger Rückbauten | 200               |
| Integration 500 MW Gasturbine/Generator sowie Hilfssysteme                 | 345               |
| Gasanschluss, Abgasreinigung, Bypasskamin                                  | 50                |
| Engineering, Genehmigungen, PM   | 30                |
| <b>GESAMT (ca.)</b>  | <b><u>625</u></b> |

Bei Verwendung von H<sub>2</sub> als Brennstoff ist der CAPEX um etwa 6 - 8% höher.

Aus dem o.g. CAPEX ergibt sich bei rund **1.300 MW** Anlagenleistung ein spezifischer CAPEX von **481 Euro/kWe** – demgegenüber steht bei spezifischer CAPEX von **1.100 Euro/kWe** für eine neue GuD-Anlage mit **800 MWe**.

✓ **Spezifischer CAPEX um 56% reduziert**



# WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE

—

**Gegenüberstellung:**

**800 MW GuD vs. 1.270 MW Umrüstung inkl. Vorschalt-GT**

—

**Kapitalwertbetrachtung – Stromgestehungskosten – CO<sub>2</sub> Emissionen**

## 4. Wirtschaftlichkeitsanalyse: Kapitalwertbetrachtung

| Erdgaspreis: 10,0 Euro/GJ CO <sub>2</sub> -Abgabe: 100 Euro/t |   |   |            |                                    |
|---|---|---|------------|------------------------------------|
| äquiv. Vollast-<br>stunden                                    | Strom- Mindest-Verkaufspreis<br>(Grenzkosten GuD) | Kapitalwerte                                  |            | Kapitalwerte<br>(Break Even)       |
|   |   | Ergebnisse für Topping-GT<br>+ Bestandsanlage |            | Ergebnisse für<br>neue GuD, 800 MW |
| h/a   | Cent/kWh  | Euro/MWh                                      | Mill. Euro | Mill. Euro                         |
| 1000  | 22.35   | 223.50  | 608.3      | 0                                  |
| 2000  | 15.67   | 156.70  | 451.5      | 0                                  |
| 3000  | 13.45   | 134.50  | 294.8      | 0                                  |
| 4000  | 12.33   | 123.30  | 138.3      | 0                                  |

| Erdgaspreis: 14,0 Euro/GJ CO <sub>2</sub> -Abgabe: 100 Euro/t |   |   |            |                                    |
|---|---|---|------------|------------------------------------|
| äquiv. Vollast-<br>stunden                                    | Strom- Mindest-Verkaufspreis<br>(Grenzkosten GuD) | Kapitalwerte                                  |            | Kapitalwerte<br>(Break Even)       |
|   |   | Ergebnisse für Topping-GT<br>+ Bestandsanlage |            | Ergebnisse für<br>neue GuD, 800 MW |
| h/a   | Cent/kWh  | Euro/MWh                                      | Mill. Euro | Mill. Euro                         |
| 1000  | 24.66   | 246.60  | 624.5      | 0                                  |
| 2000  | 18.46   | 184.60  | 499.1      | 0                                  |
| 3000  | 15.75   | 157.50  | 343.4      | 0                                  |
| 4000  | 14.64   | 146.40  | 202.9      | 0                                  |

1. Die gezeigten Kapitalwerte (Profit über 25 Jahre als Barwert) sind trotz Annahmen zu Ungunsten der GT-Vorschaltung immer für diese Variante höher.
2. Zukünftige Marktmodelle (Kapazitätsmarkt) und Berücksichtigung von z.B. Teillastfahrweisen begünstigen den Kapitalwert-Typ mit Vorschalt-GT und Bestandsanlage.

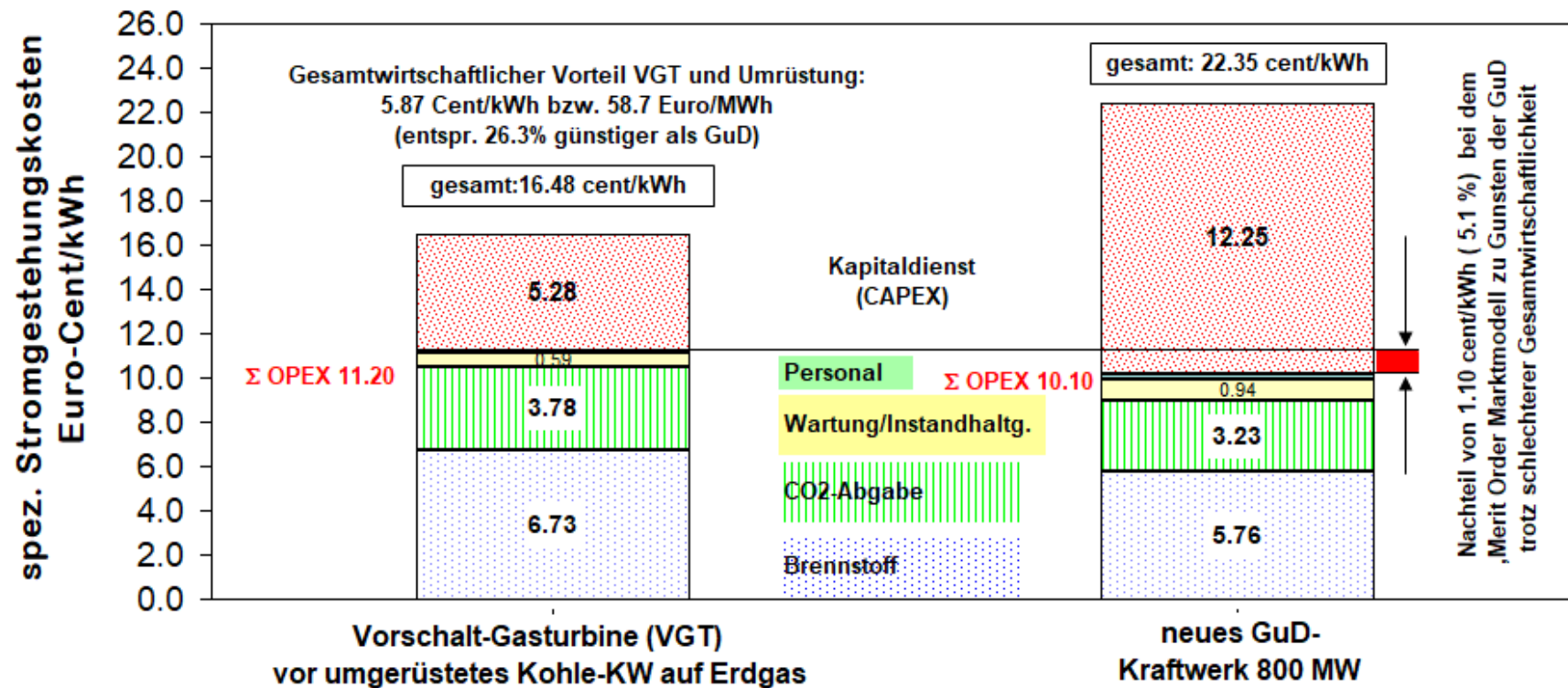
## 4. Wirtschaftlichkeitsanalyse: Vergleich Stromgestehungskosten

Berechnungsbeispiel:

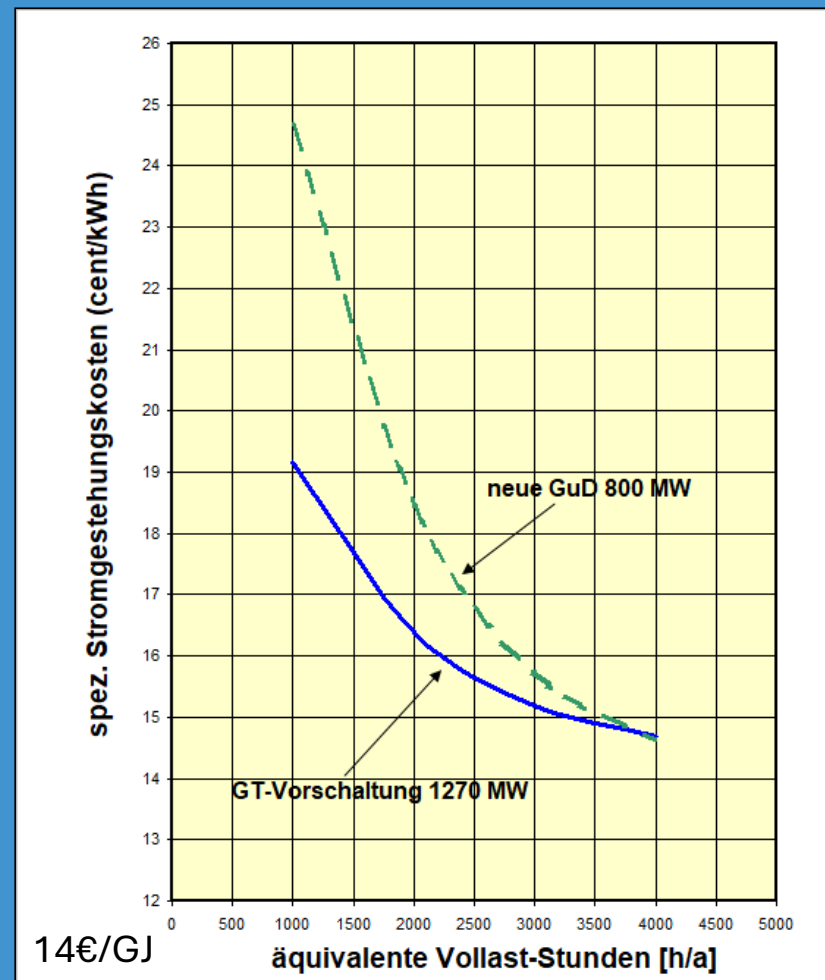
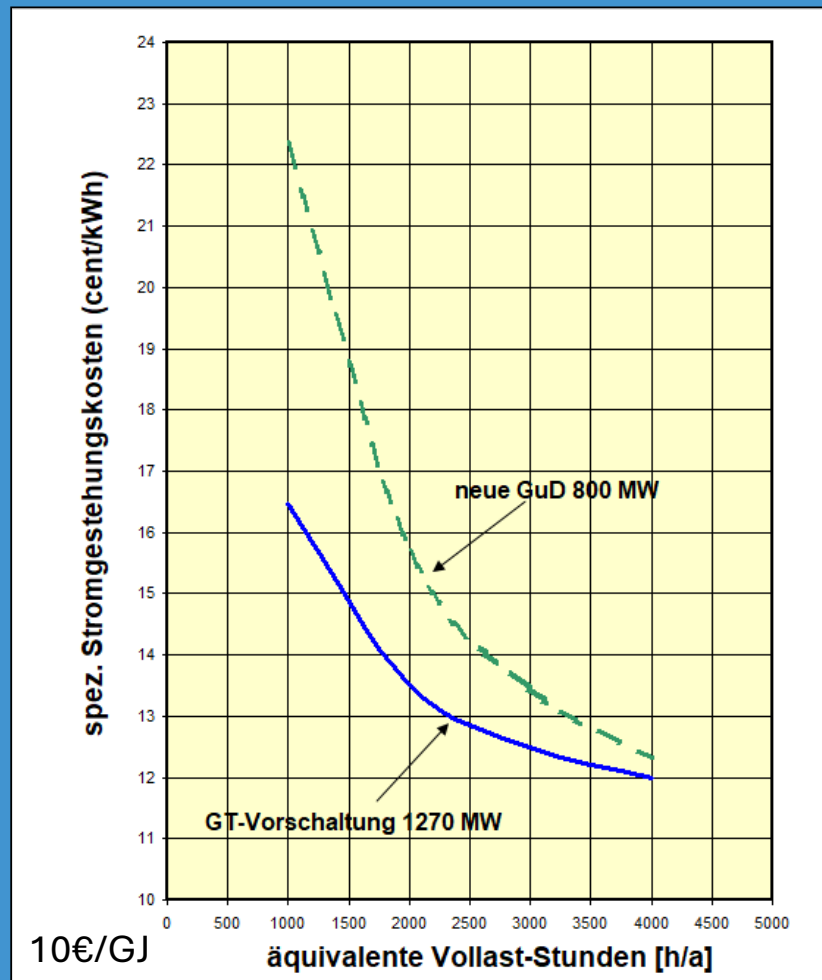
Äquivalente Volllast-Stunden: 1000 h/a

Gaspreis 10 Euro/GJ (Hu)

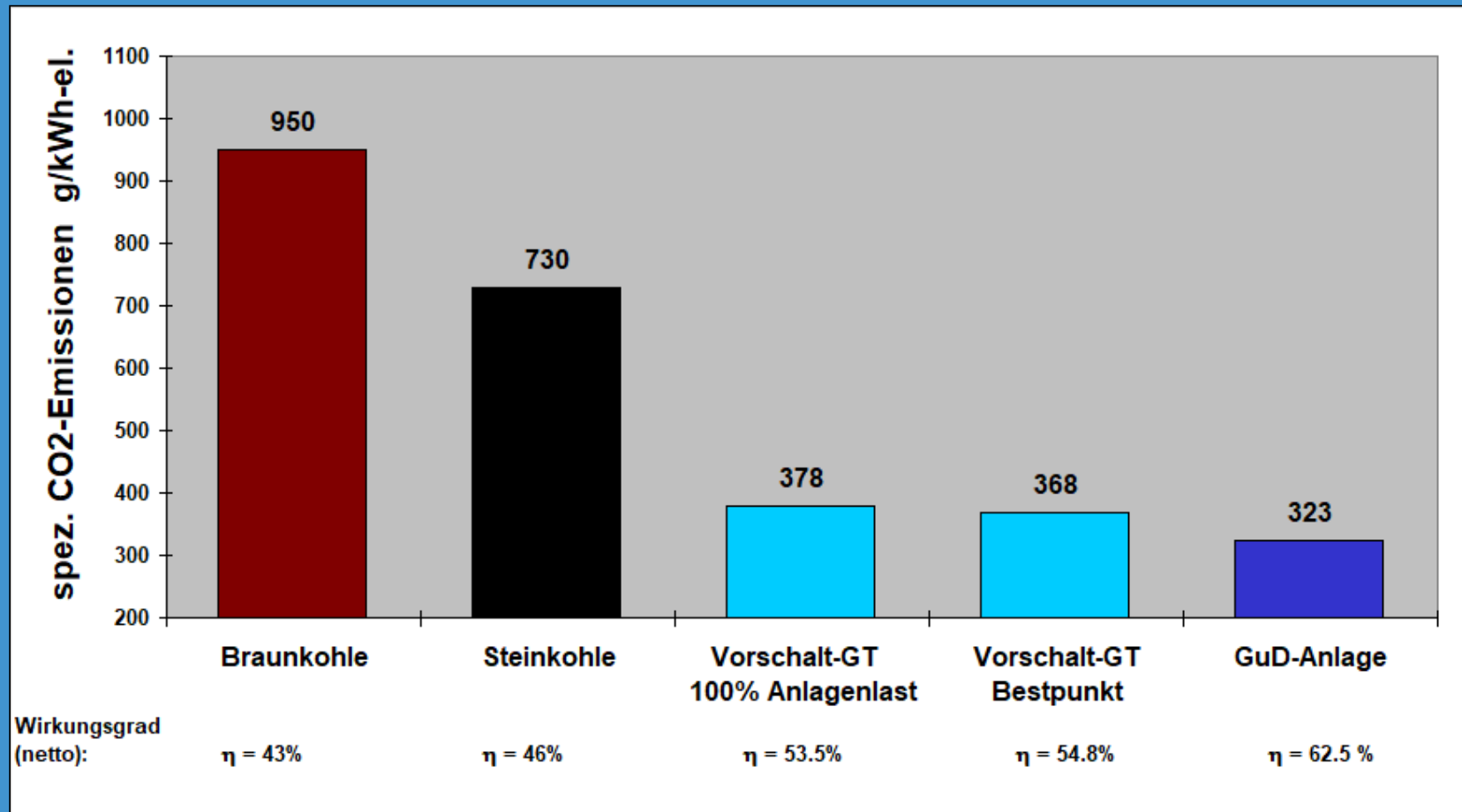
CO<sub>2</sub>-Abgabe: 100 Euro/t



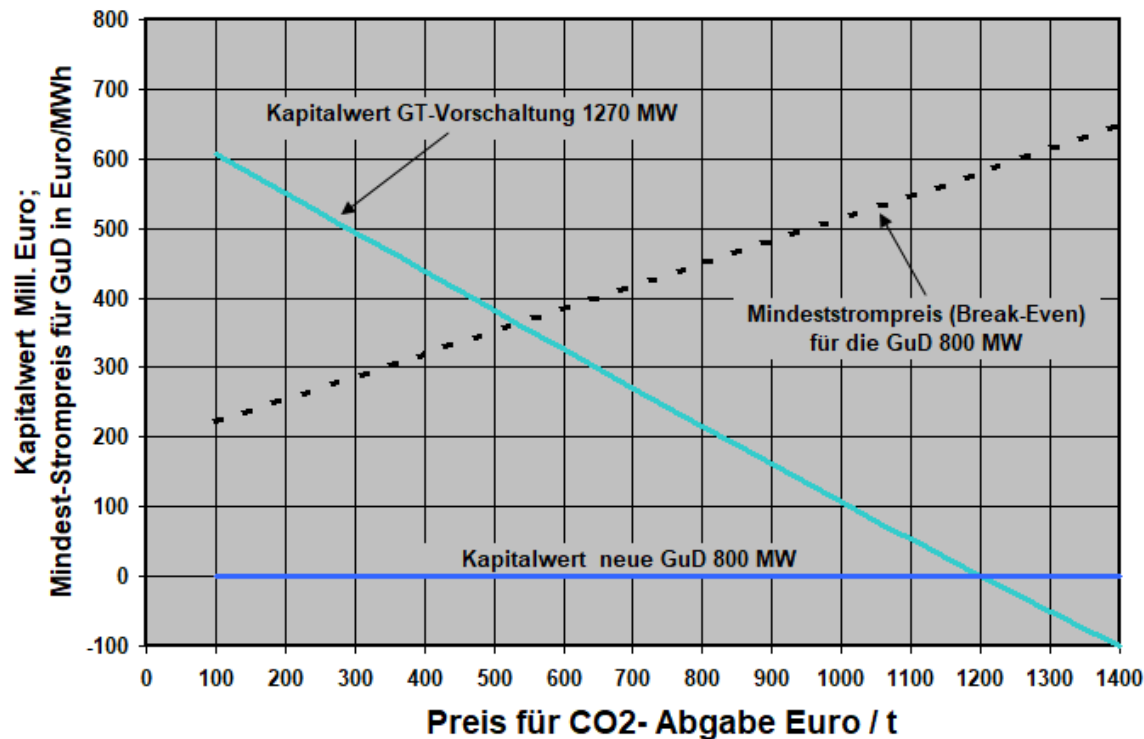
## 4. Wirtschaftlichkeitsanalyse: Stromgestehungskosten nach Volllaststunden



## 2. Fuel Switch Konzepte: Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen



## 2. Fuel Switch Konzepte: Kapitalwert zu CO<sub>2</sub>-Emissionspreis



Gerechnet mit einem Brennstoffpreis 10 €/GJ und 1.000 äquivalente Volllaststunden/Jahr

Um den Kapitalwert für eine neue GuD 800 MW-Klasse nicht in den negativen Bereich abgleiten zu lassen, ist der Stromverkaufspreis gemäß der gestrichelten Linie erforderlich.

Wird dieser Stromverkaufspreis auch für die untersuchte Variante mit GT-Vorschaltung eingesetzt, ergibt sich der Kapitalwert für die GT-Vorschaltung gemäß Diagramm.

# ZUSAMMENFASSUNG

## 6. Zusammenfassung: Konzepte

1. Die Wirtschaftlichkeitsdaten sind zunächst nur vereinfacht für den Vollastbetrieb gerechnet. **Berücksichtigung von Lastprofil, Schnellstarteigenschaften und hohen Lastrampen führt zu Vorteilen der GT-Vorschaltung.**
2. Gasturbine mit Bypasskamin können **in kurzer Zeit mit hohen Gradienten gestartet** werden, ohne Startzeit von Dampferzeuger oder Dampfturbine berücksichtigen zu müssen.
3. **Hohe Flexibilität, Betrieb mit sehr geringer Last** entweder nur über die Gasturbine oder über den Kessel ohne Gasturbine über vorhandenen Frischlüfter und Saugzug. **Mindestlast durch Gasfeuerung niedriger verglichen mit Kohle.**
4. **Niedrige spezifische Investmentkosten** ( < 60% vergleichen mit neuer GuD) erhöhen die Wirtschaftlichkeit und ergeben **niedrige spezifische Stromgestehungs-Vollkosten.**



## 6. Zusammenfassung: Konzepte

5. **GT-Vorschaltung besonders geeignet für Anlagen mit Wärmeauskopplung**, da die vorhandene Infrastruktur der Fernwärmeerzeugung beibehalten werden kann. Die neu zu installierenden Rauchgas-Economizer können für die wirtschaftliche Fernwärmeerzeugung mit herangezogen werden.
6. Die **Anlage kann schrittweise auf Wasserstoff umgerüstet und betrieben werden**, zunächst nur der Kessel, später die Gasturbine. Sie kann ‚Hydrogen-Ready‘ konzipiert werden, was ggf. bei der Auslegung (Materialwahl, Anlagen-Layout etc.) berücksichtigt werden muss.
7. **Kombination von Marktkraftwerk und Netzbesicherungsanlage möglich**, dabei ist Vorwärmung des Dampfteils über GT-Abgase möglich (Erhöhter Brennstoffausnutzung, reduzierte Anfahrkosten).

## 5. Fuel Switch Konzepte: Vor- / Nachteile

|                    | GuD  | GuD KWK  | Kohle zu Gas/H2 ohne GT  | Kohle zu Gas/H2 mit GT   |
|--------------------|--|--|--|--|
| <b>Vorteile</b>    | <ul style="list-style-type: none"> <li>- hoher Wirkungsgrad</li> <li>- Anlagenstandard</li> </ul>                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>- hohe Brennstoffausnutzung</li> <li>- geringe Stromproduktionskosten</li> </ul>                | <ul style="list-style-type: none"> <li>- geringer Investitionsaufwand</li> <li>- KWK bliebe in Betrieb</li> <li>- geringe Produktionsvollkosten bei 500 - 2.000 h/a</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- geringer Investitionsaufwand (45% spezifischer Invest im Vergleich zu GuD mit neuer DT)</li> <li>- KWK bliebe in Betrieb</li> <li>- Geringe Produktionsvollkosten bei 1.000 h/a</li> <li>- Stromgestehungskosten ca. 67% ggü. GuD</li> <li>- Teillastwirkungsgrad höher als bei Vollast</li> <li>- kurze Startzeiten</li> </ul> |
| <b>Nachteile</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- hohe Investkosten</li> <li>- hoher Wirkungsgrad rechnet sich nicht unter 2.000 h/a</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- hohe Investkosten</li> <li>- hoher Wirkungsgrad rechnet sich nicht unter 2.000 h/a</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- lange Anfahrzeiten (durch Speicher verkürzbar)</li> <li>- geringerer Wirkungsgrad als GuD</li> <li>- Brennstoffausnutzung bei Fernwärmeanschluss ggf. höher als GuD ohne KWK</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- lange Anfahrzeiten für den Dampfteil (durch Speicher verkürzbar)</li> <li>- geringerer Wirkungsgrad als GuD</li> <li>- Brennstoffausnutzung bei Fernwärmeanschluss ggf. höher als GuD ohne KWK</li> </ul>   |
| <b>Bemerkungen</b> |  | Kosten durch vorhandene DT reduzierbar   | Umrüstkosten nur für Dampferzeuger sowie für Gasversorgung   | Umrüstkosten nur für Dampferzeuger, Gasversorgung und Zubau GTG mit Bypasskamin und Abgaskanal   |

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

## Kontaktinformationen

Dr. Thomas Sonntag-Rösing  
Ingenieurbüro C4SP

Geer 46  
D-48653 Coesfeld  
M: +49 151 16507200  
E: [t\\_sonntag-roesing@c4sp.de](mailto:t_sonntag-roesing@c4sp.de)  
W: [www.c4sp.de](http://www.c4sp.de)

Jürgen Klebes

M: +49 173 256 5574  
E: [juergenklebes@aol.com](mailto:juergenklebes@aol.com)