



---

**Wirtschaftlichkeit der KWK-Nutzung  
– Randbedingungen und Einflussfaktoren  
für den Förderbedarf**

Dr. Hans-Joachim Ziesing

**Workshop**

**„Klimaschutz und KWK-Ausbau“**

**Berlin, 16. November 2011**

## **Agenda**

---

**Das Fazit zu Beginn: Ergebnisse von Wirtschaftlichkeitsrechnungen unter den Bedingungen des KWKG 2009**

**Politische Rahmenbedingungen**

**Wirtschaftliche Rahmenbedingungen**

**Entwicklung ausgewählter Preis-Indikatoren**

## Zu Beginn ein Fazit der anlagenbezogenen Wirtschaftlichkeitsrechnung für ausgewählte KWK-Anlagen

---

- ✓ **KWK-Bestandsanlagen** sind wirtschaftlich zu betreiben.
- ✓ Im Referenzfall und **ohne CO<sub>2</sub>-Einpreisung** überschreitet **keine** der untersuchten **neuen KWK-Anlagen ohne Förderung** die Wirtschaftlichkeitsschwelle.
- ✓ Die **Situation verbessert sich** mit Emissionshandel bei **steigenden CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen und CO<sub>2</sub>-Einpreisung** wegen der spezifisch geringeren Emissionen der KWK-Anlagen im Vergleich zu dem zugrunde gelegten (Steinkohle-) Grenzkraftwerk.
- ✓ Erst **mit Förderung und CO<sub>2</sub>-Einpreisung** überschreiten viele Anlagen – aber nur bei höheren Zertifikatspreisen - die **Wirtschaftlichkeitsschwelle**.
- ✓ Wirtschaftlichkeit auch mit Förderung nur bei günstigen Randbedingungen.

## Referenz-Szenario ohne KWK/EEG-Förderung: Kapitalwert neuer KWK-Anlagen ohne Einpreisung der CO<sub>2</sub>-Kosten

Referenzfall		Erdgasbasis								Bio- masse	Stein- kohle
Angaben in Mio. €		0,005 MW	0,050 MW	0,170 MW	BHKW 2 MW	10-50 MW	80-120 MW	400 MW	800 MW	5 MW	320 MW
Ohne CO <sub>2</sub> - Kosten	0 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 8 %	-0,010	-0,06	-0,07	-0,5	-26	-77	-294	-701	-27	46
	0 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 12 %	-0,013	-0,08	-0,12	-0,9	-27	-80	-293	-666	-24	-89
Mit CO <sub>2</sub> -Vollkosten (Auktionierung)	15 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 8 %	-0,010	-0,06	-0,07	-0,5	-35,6	-106	-420	-929	-27	-204
	15 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 12 %	-0,013	-0,08	-0,12	-0,9	-34,3	-102	-392	-846	-24	-285
	25 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 8 %	-0,010	-0,06	-0,07	-0,5	-42,2	-124	-504	-1082	-27	-370
	25 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 12 %	-0,013	-0,08	-0,12	-0,9	-39,4	-117	-458	-966	-24	-415
	35 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 8 %	-0,010	-0,06	-0,07	-0,5	-48,7	-143	-588	-1234	-27	-536
	35 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 12 %	-0,013	-0,08	-0,12	-0,9	-44,6	-131	-525	-1086	-24	-546
Stromerlöse ohne CO <sub>2</sub> -PTR (€/MWh)		183	113	93	82	40	40	40	40	40	40
Wärmeerlöse (€/MWh)		73	56	56	42	38	38	38	38	38	38
Einpreisung: PTR 0,0%		Planungshorizont: 15				Rechnungen ohne KWK-Förderung					
Gelb unterlegt = Annahmen						Grün unterlegt = positiver Kapitalwert					

## Referenz-Szenario ohne KWK/EEG-Förderung: Kapitalwert neuer KWK-Anlagen mit Einpreisung der CO<sub>2</sub>-Kosten

Referenzfall (Grenzkraftwerk mit 750 g CO <sub>2</sub> /kWh)		Erdgasbasis								Bio- masse	Stein- kohle
Angaben in Mio. €		0,005 MW	0,050 MW	0,170 MW	BHKW 2 MW	10-50 MW	80-120 MW	400 MW	800 MW	5 MW	320 MW
Ohne CO <sub>2</sub> - Kosten	0 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 8 %	-0,010	-0,06	-0,07	-0,5	-26	-77	-294	-701	-27	46
	0 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 12 %	-0,013	-0,08	-0,12	-0,9	-27	-80	-293	-666	-24	-89
Mit CO <sub>2</sub> -Vollkosten (Auktionierung)	15 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 8 %	-0,007	-0,03	0,04	0,7	-16,4	-47	-165	-418	-24	-13
	15 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 12 %	-0,011	-0,05	-0,03	0,1	-19,2	-56	-191	-443	-21	-134
	25 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 8 %	-0,005	-0,01	0,11	1,6	-10,2	-27	-79	-230	-22	-52
	25 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 12 %	-0,009	-0,03	0,03	0,8	-14,3	-40	-123	-295	-20	-165
	35 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 8 %	-0,003	0,01	0,18	2,4	-4,0	-7	7	-42	-20	-91
	35 €/t CO <sub>2</sub> ; Zins: 12 %	-0,007	-0,02	0,08	1,5	-9,4	-24	-55	-146	-18	-195
Stromerlöse mit CO <sub>2</sub> -PTR (€/MWh)		183	113	93	82	40	40	40	40	40	40
Wärmeerlöse (€/MWh)		73	56	56	42	38	38	38	38	38	38
Einpreisung: PTR 75 %		Planungshorizont: 15				Rechnungen ohne KWK-Förderung					
Gelb unterlegt = Annahmen								Grün unterlegt = positiver Kapitalwert			

**Annahme: Grenzkraftwerk mit 750 g CO<sub>2</sub>/kWh**

## Referenz-Szenario mit KWK/EEG-Förderung: Kapitalwert neuer KWK-Anlagen mit 100%-Einpreisung der CO<sub>2</sub>-Kosten

Angaben in Mio. Euro		KWK auf Erdgasbasis								Bio- masse*)	Stein- kohle
		Installierte Leistungen in MW <sub>el</sub>									
		0,005	0,05	0,17	2	30	100	400	800	5	320
0 €/t CO <sub>2</sub>	Zins: 8 %	-0,001	0,041	0,064	0,570	-13,6	-41,2	-173,9	-488,7	-3,6	90,7
	Zins: 12 %	-0,005	0,012	0,006	0,129	-15,5	-47,0	-184,8	-475,1	-6,4	-45,8
15 €/t CO <sub>2</sub>	Zins: 8 %	0,004	0,083	0,208	2,273	2,1	8,7	40,4	-36,3	-3,6	95,7
	Zins: 12 %	-0,002	0,045	0,120	1,228	-3,1	-7,6	-15,6	-117,9	-6,4	-41,3
25 €/t CO <sub>2</sub>	Zins: 8 %	0,007	0,112	0,305	3,408	1,6	42,0	183,2	265,3	-3,6	99,1
	Zins: 12 %	0,000	0,068	0,196	2,367	5,1	18,7	97,2	120,3	-6,4	-39,2
35 €/t CO <sub>2</sub>	Zins: 8 %	0,009	0,140	0,401	4,543	23,1	75,2	326,0	566,9	-3,6	102,4
	Zins: 12 %	0,003	0,090	0,272	3,262	13,4	45,0	210,0	358,4	-6,4	-35,1
*) Nur mit EEG-Förderung.											

**Annahme: Grenzkraftwerk mit 750 g CO<sub>2</sub>/kWh**

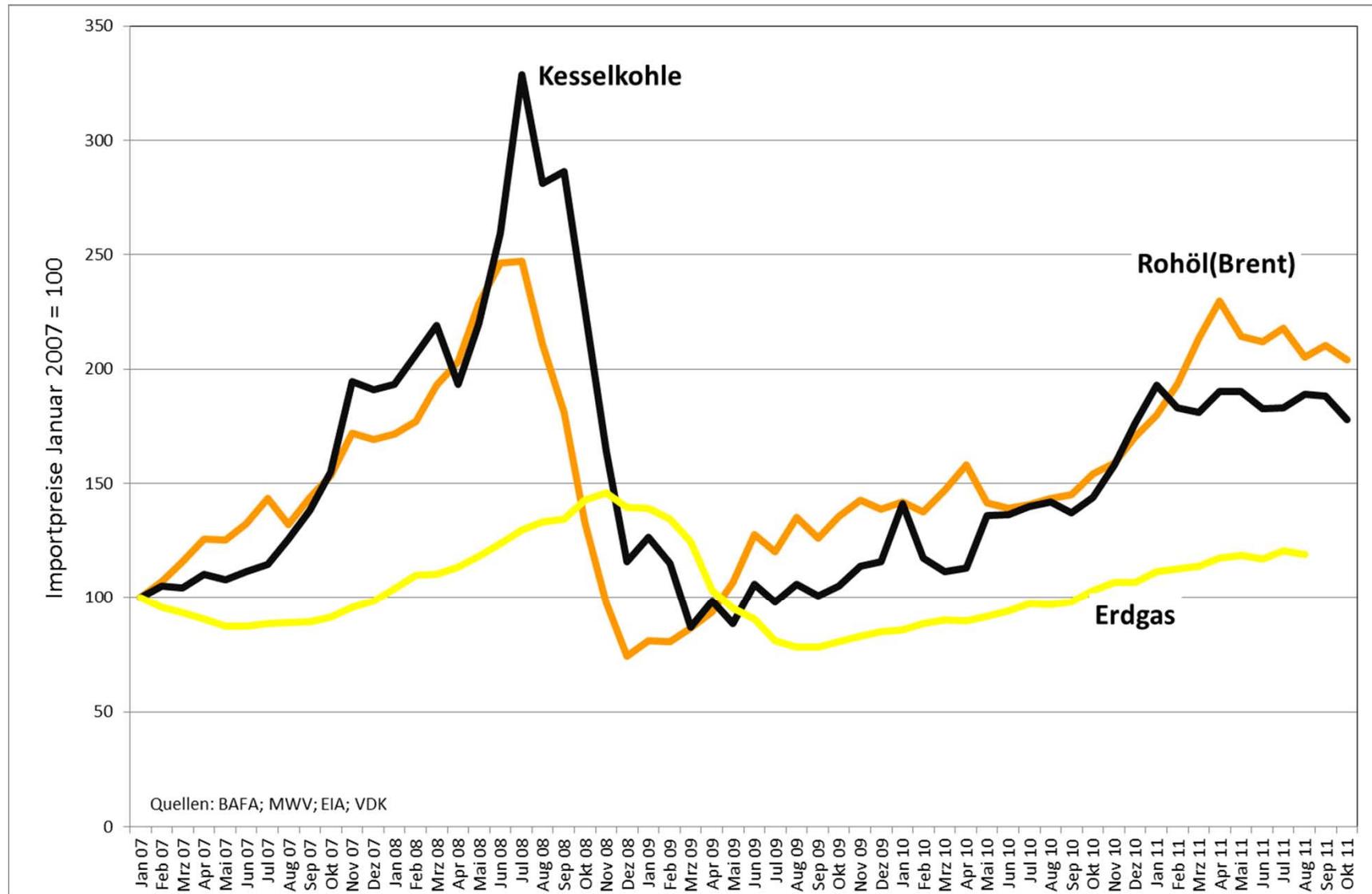
## Politische Rahmenbedingungen mit Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen

Rahmenbedingungen	Auswirkungen auf Wirtschaftlichkeit
<b>KWKG 2009</b>	Positiv durch Bonusregelung für Stromerzeugung und Investitionszuschüsse für Wärmenetze; mit Novellierung Mitte 2011 Verbesserung der Einsatz-Bedingungen; weitere Verbesserung durch anstehende weitere Novellierung erwartbar.
<b>EEG</b>	Positiv für biogen basierte Stromerzeugung (Deponie-, Klär-, Grubengas und Biomasse) durch EEG-Vergütungsregelungen nach §24-27 EEG
<b>EEWärmeG</b>	potentiell positiv; KWK als Ersatzmaßnahme; aber begrenzte Relevanz
<b>EnergieStG</b>	Positiv bezogen auf Wettbewerbssituation auf Wärmemarkt (nicht Stromerzeugung!) durch Steuerbefreiung der Energieinputs
<b>StromStG</b>	Positiv durch Steuerbefreiung bei Anlagen unter 2 MWel;
<b>Emissionshandel</b>	Tendenziell positive Wirkung durch Einpreisung auf Stromerzeugung; nachteilig im Hinblick auf Wärmeerzeugung, die mit Anlagen konkurrieren, die nicht dem Emissionshandel unterliegen.
<b>Vorrangregelung EE</b>	Konfliktsituation für KWK; tendenziell negativ

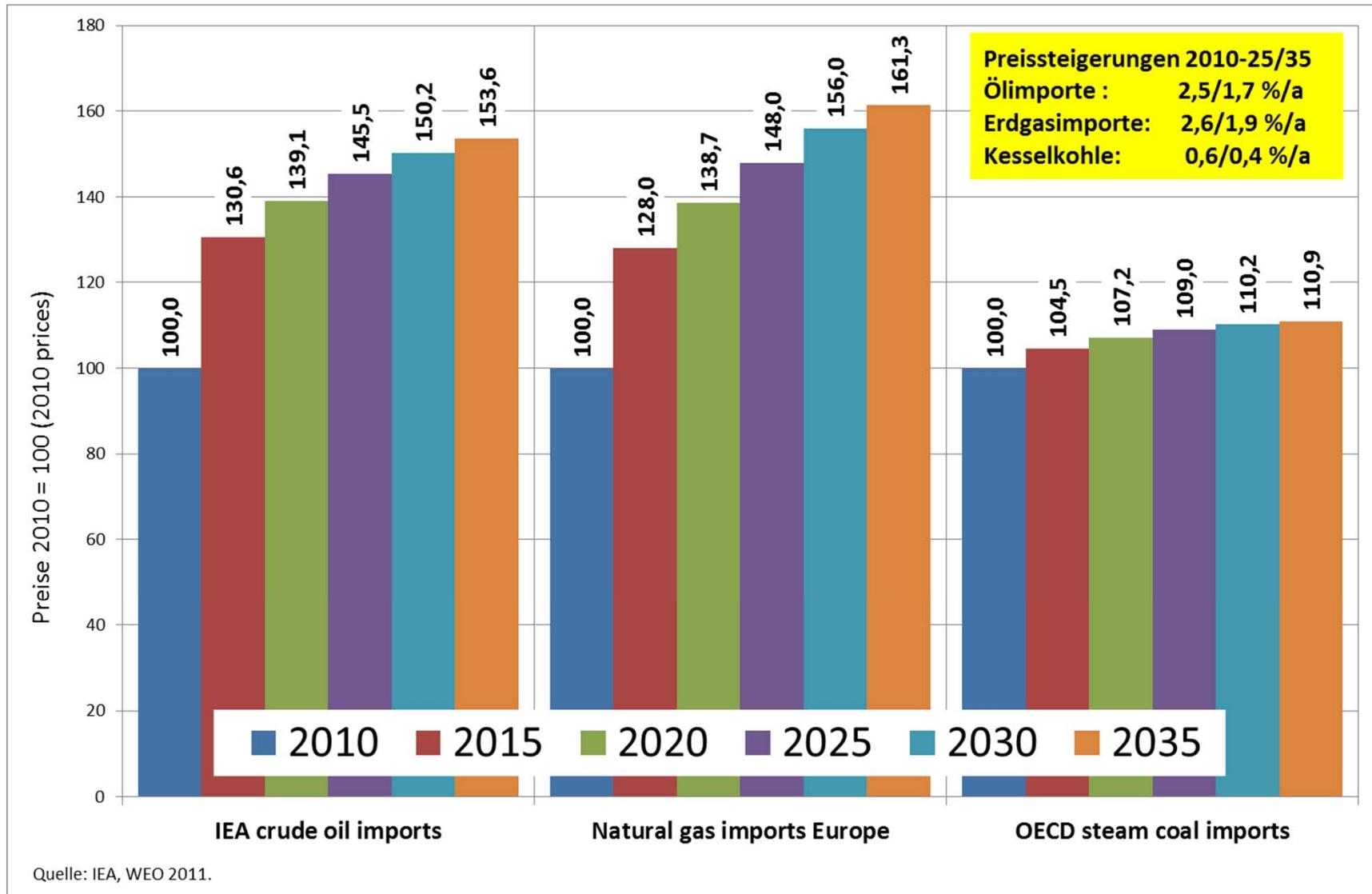
## Wirtschaftliche Rahmenbedingungen mit Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen

Rahmenbedingungen	Auswirkungen auf Wirtschaftlichkeit
<b>Brennstoffkosten (Input)</b>	Erdgas: tendenziell negativ wegen steigender Preise; Kohle: tendenziell negativ wegen CO <sub>2</sub> -Kosten (abhängig vom "cap")
<b>CO<sub>2</sub>-Kosten</b>	Zunehmend positive Wirkungen bei steigenden Zertifikatspreisen (Strompreissteigerung stärker als Kosten für Zertifikatserwerb)
<b>Stromerlöse</b>	Eher negativ auch durch merit order-Effekt bei steigender Nutzung erneuerbarer Energien; aber auch Funktion der CO <sub>2</sub> -Preise (s.o.)
<b>Wärmeerlöse</b>	Vorsichtig negativ; abhängig vom Wärmefaktor
<b>Kosten Erzeugungsanlage</b>	Tendenziell negativ durch hohe/steigende Investitionskosten
<b>Transport-/Verteilung</b>	Tendenziell negativ durch hohe Investitionskosten
<b>Wärmespeicher</b>	Tendenziell positiv im Hinblick auf die zur Flexibilisierung erforderliche Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung
<b>Fahrweise der Anlage</b>	Tendenziell negativ bei Minderung der jahresdurchschnittlichen Auslastung durch flexiblere Fahrweise
<b>Kalkulationszeitraum/ Kalkulationszinssatz</b>	Je kürzer/höher (Zeitraum/Zins), desto negativer Wirtschaftlichkeit

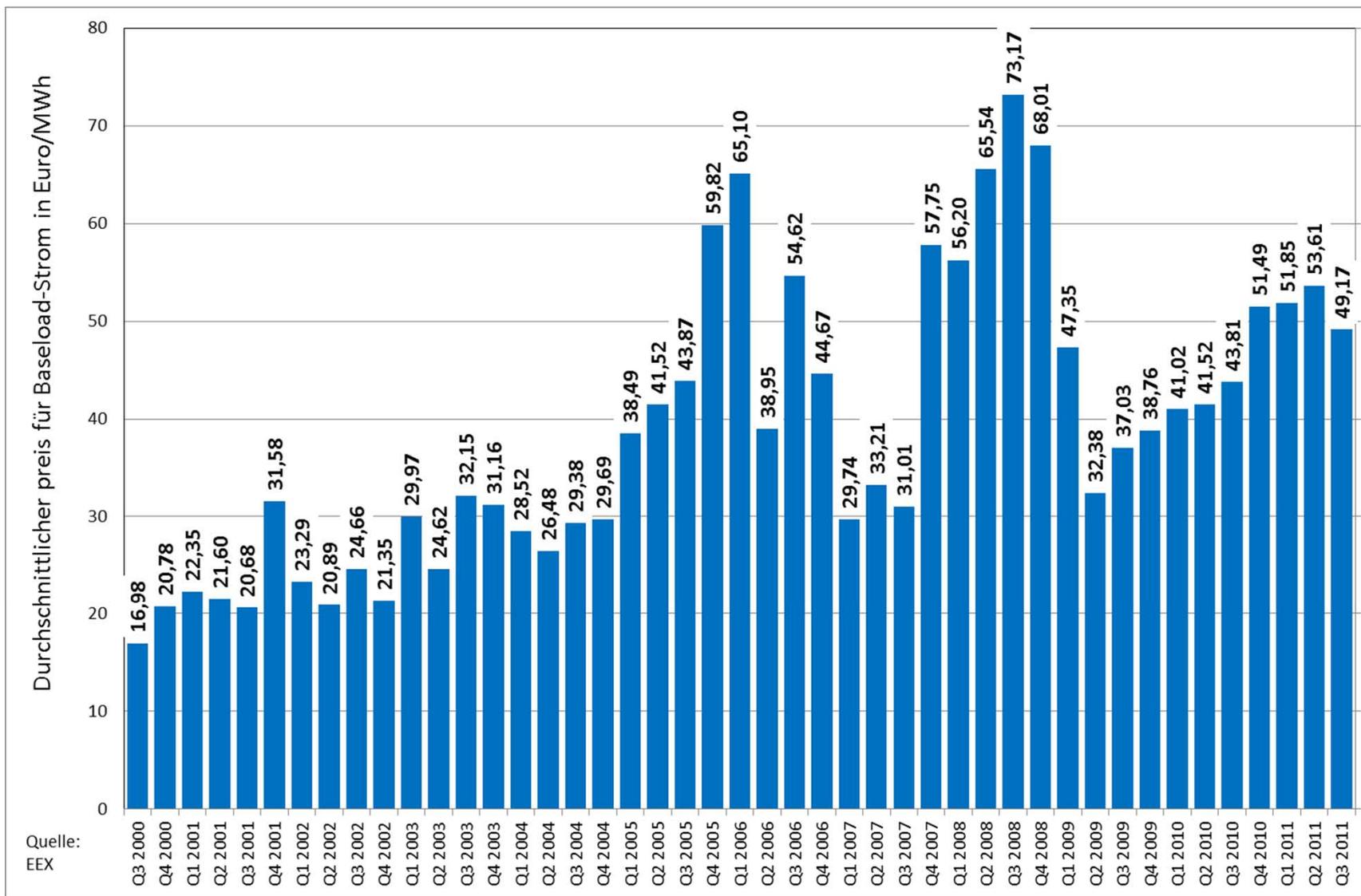
# Hohe Volatilität bei wieder steigender Tendenz der Importpreise für Kesselkohle, Rohöl und Erdgas 2007 bis 2011



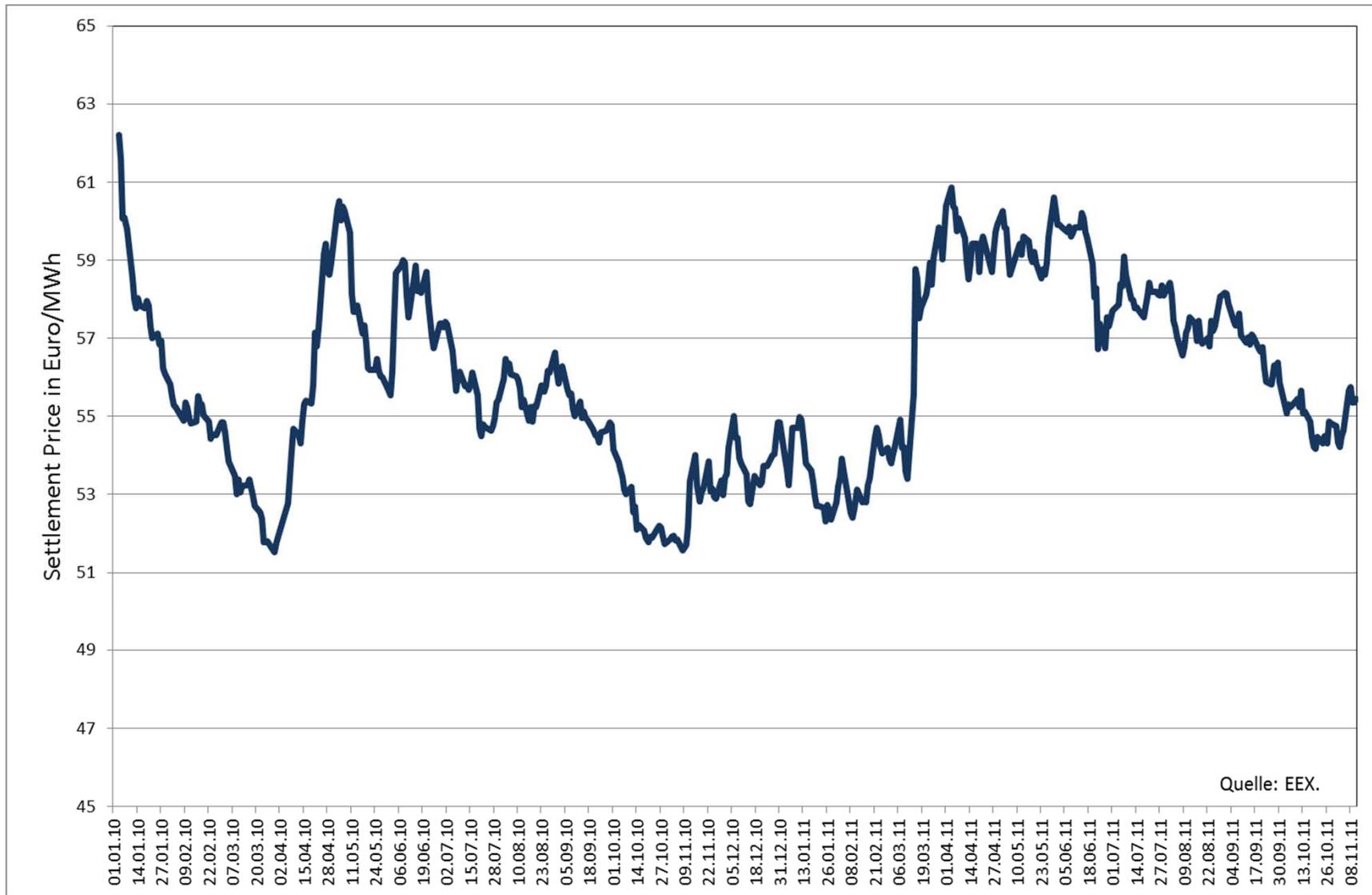
# Künftig stark steigende Importpreise für Kesselkohle, Rohöl und Erdgas 2010 bis 2035 nach IEA, WEO 2011 im New Policy Scenario



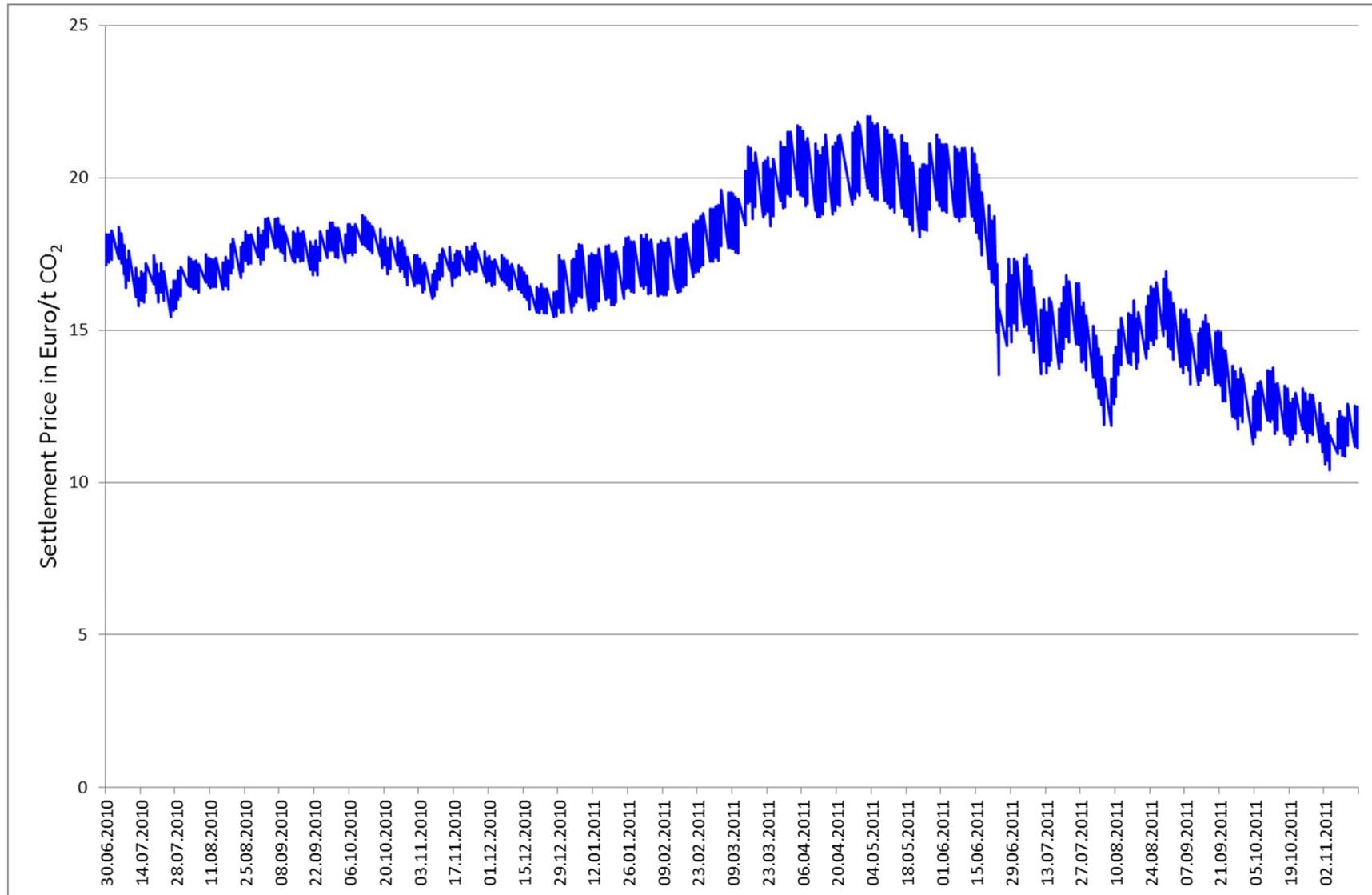
## Starke Schwankungen der Durchschnittspreise für Baseload-Strom an der EPEX Spot je Quartal von 2000 bis 2011



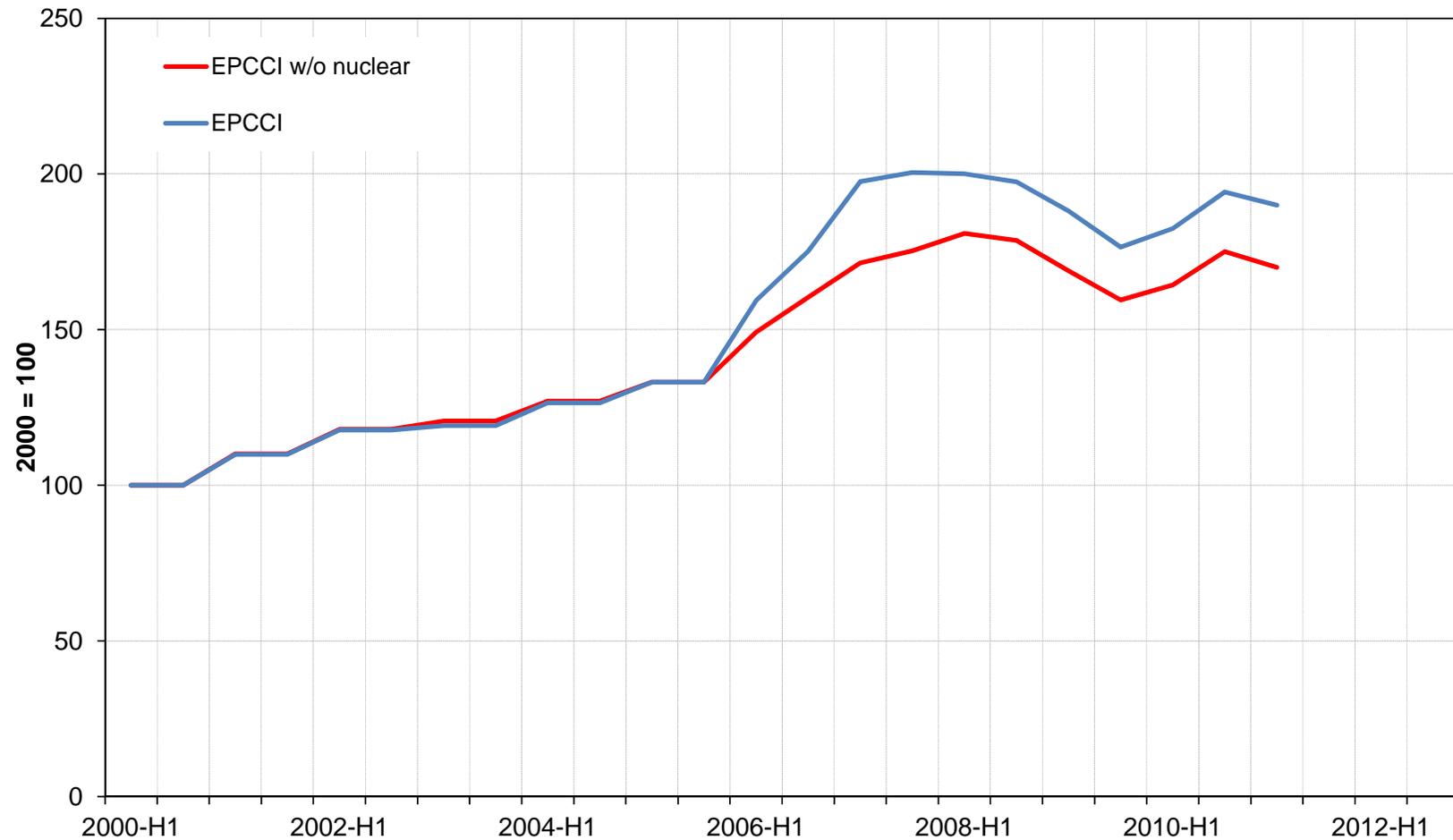
## Starke Schwankungen, aber kaum Aufwärtstendenzen der EEX Power Derivatives Phelix-Base-Year-Future für 2013



## Tendenziell sinkende CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise an der EEX: Futures für die Lieferperioden 2013 bis 2015



## Tendenziell steigende Anlagenkosten nach EPCCI (Graphik nach Matthes)



IHS CERA 2011 – European Power Capital Costs Index (EPCCI)

## Zum Schluss noch einmal das Fazit zur Wirtschaftlichkeit ausgewählter KWK-Anlagen nach dem KWKG 2009

---

- ✓ **KWK-Bestandsanlagen** sind wirtschaftlich zu betreiben.
- ✓ Im Referenzfall und **ohne CO<sub>2</sub>-Einpreisung** überschreitet **keine** der untersuchten **neuen KWK-Anlagen ohne Förderung** die Wirtschaftlichkeitsschwelle.
- ✓ Die **Situation verbessert sich** mit Emissionshandel bei **steigenden CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen und CO<sub>2</sub>-Einpreisung** wegen der spezifisch geringeren Emissionen der KWK-Anlagen im Vergleich zu dem zugrunde gelegten (Steinkohle-) Grenzkraftwerk.
- ✓ Erst **mit Förderung und CO<sub>2</sub>-Einpreisung** überschreiten viele Anlagen – aber nur **bei höheren Zertifikatspreisen und günstiger Annahmenkonstellation** - die Wirtschaftlichkeitsschwelle.



---

# **Besten Dank für Ihre Aufmerksamkeit**

**Dr. Hans-Joachim Ziesing  
hzesing@t-online.de**



---

# Backup Folien

# Zusammenfassung wesentlicher Annahmen zur wirtschaftlichen Bewertung von KWK-Anlagen

		Einheit	Micro-KWK	Mini-KWK	Mini-KWK	KWK auf Erdgasbasis					Bio-masse	Stein-kohle
			0,005	0,05	0,17	2	30	100	400	800	5	320
Allgemein	Planungshorizont	Jahre	10/15/20									
	Realzinssatz/Diskontierungssatz	%	8; 12									
	Preis CO <sub>2</sub> -Emissionsrechte	€/t CO <sub>2</sub>	kein CO <sub>2</sub> -Handel					15; 25; 35				
Technische Kennziffern	Stromkennzahl (leistungsbezogen)	kW <sub>el</sub> /kW <sub>th</sub>	0,41	0,58	0,60	0,76	0,75	0,91	1,05	2,00	0,75	0,38
	Nettleistung elektrisch	MW <sub>el</sub>	0,005	0,050	0,170	2,0	30,0	100	400	800	5,0	320
	Jahresnutzungsdauer elektrisch (netto)	h/a	6000	6000	6000	6000	6000	5500	6000	6000	6000	5600
	Jahresnutzungsdauer thermisch (netto)	h/a	6000	6000	6000	6000	4500	4300	4000	4000	6000	3700
	Brennstoffausnutzung	%/100	0,89	0,85	0,85	0,85	0,85	0,86	0,80	0,75	0,80	0,75
	Brennstoffverbrauch	GWh/a	0,117	0,961	3,200	32,79	424	1189	5125	8533	87	5103
Fixe Kosten	Spez. Investitionskosten (einschl. Bauzinsen)	€/kW <sub>el</sub>	5000	2500	1700	1100	1000	900	750	700	2000	1800
	Investitionen (einschl. Bauzinsen)	Mio. €	0,025	0,125	0,289	2,2	30	90	300	560	10	576
	Personalaufwand	Personen	0,004	0,007	0,011	0,6	5	20	25	60	10	100
	Spezifische Personalkosten	1000 €/P*a	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	Instandhaltung	% der Inv.	5,0	5,0	5,0	5,0	2,0	2,0	2,0	2,0	5,0	1,5
	Verwaltung, Versicherung	(p.a.)	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Variable Kosten/Erlöse	Brennstoffkosten (ggf. inkl. Verteilungskosten)		66	51	47	40	29	29	29	29	40	12
	Stromerlöse - ohne CO <sub>2</sub> -Einpreisung	€/MWh	183	113	93	82	40	40	40	40	40	40
	Vermiedene Netzkosten		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Wärmeerlöse (frei Kraftwerk)		73	56	56	42	38	38	38	38	38	38
	Sonstige Kosten (strombezogen)	€/MWh <sub>el</sub>	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Sonstige Kosten (wärmebezogen)	€/MWh <sub>th</sub>	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
KWK-Förderung	KWK-Zuschläge lt. KWKG2009	ct/kWh	5,11	5,11	2,99	2,18	1,77	1,55	1,51	1,50	1,50	1,50
	Absoluter Barwert (8 %; Laufzeit)	Mio. €	0,011	0,108	0,145	1,247	13,3	39,8	129,3	229,5	2,5	62,7
	Absoluter Barwert (12 %; Laufzeit)		0,009	0,091	0,129	1,108	11,8	35,3	114,8	203,9	2,3	55,7

## Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit untersuchte KWK-Anlagen

---

- **Erdgas-GuD-KW**

800 MW <sub>el</sub>	700	€/kW
400 MW <sub>el</sub>	750	€/kW
100 MW <sub>el</sub>	900	€/kW
30 MW <sub>el</sub>	1.000	€/kW
2 MW <sub>el</sub> (BHKW)	1.400	€/kW
170 kW <sub>el</sub> (Klein-KWK )	1.700	€/kW
50 kW <sub>el</sub> (Mini-KWK )	2.500	€/kW
5 kW <sub>el</sub> (Mikro-KWK)	5.000	€/kW

- **Steinkohle-KW**

320 MW <sub>el</sub>	1.800	€/kW
----------------------	-------	------

- **Biomasse-HKW**

5 MW <sub>el</sub>	2.200	€/kW
--------------------	-------	------

## **Annahmen zu den Brennstoffeinstandspreisen**

---

- 1. Bei den Mini-KWK bis zu den 2 MW BHKW werden die Gaspreise lt. Eurostat für die entsprechenden Verbrauchergruppen unterstellt (von 40 bis 66 Euro/MWh).**
- 2. Bei den großen KWK-Anlagen auf Erdgasbasis werden die Importpreise für Erdgas im Durchschnitt der Jahre 2007 bis 2009 zzgl. 4 Euro/MWh für Strukturierung u.ä. angesetzt (rund 25 Euro/MWh + 4 Euro/MWh).**
- 3. Für das untersuchte Biomasse-HKW wird von Brennstoffeinsatzkosten von 40 Euro/MWh ausgegangen.**
- 4. Bei Kraftwerkskohle wird der Durchschnitt der Kosten für die entsprechende Drittlandskohle in den Jahren 2006 bis 2009 angenommen (rund 85 Euro/t SKE bzw); zzgl. Transportkosten von 10 Euro/t SKE ergeben sich 95 Euro/t SKE frei Kraftwerk, entsprechend knapp 12 Euro/MWh Brennstoffeinsatzkosten.**

## **Annahmen zu den spezifischen Wärmeerlösen**

---

- 1. Grundüberlegung: Wärmeherzeugung aus KWK-Anlagen konkurriert mit einer Wärmeherzeugung aus anderen Anlagen**
- 2. Bei Mikro- und Mini-KWK-Anlagen wird der Erdgaspreis unter Berücksichtigung eines Jahresnutzungsgrades von 90 % bei einem alternativ eingesetzten Brennwertkessel zugrunde gelegt. Verteilungskosten bleiben außer Betracht.**
- 3. Beim 2 MW-BHKW wird der entsprechende Erdgaspreis unter Berücksichtigung des Jahresnutzungsgrades eines alternativ eingesetzten Heizkessels abzüglich spezifischer Verteilungskosten für das Nahwärmenetz von 10 Euro/MWh unterstellt.**
- 4. Bei den großen Anlagen (30 MW und mehr) wird von den unterstellten Brennstoffeinsatzkosten ausgegangen und mit einem Wärmefaktor von 1,3 gerechnet; daraus folgen spezifische Wärmeerlöse von 38 Euro/MWh.**

## Annahmen zu den spezifischen Stromerlösen

---

- 1. Grundüberlegung: Bei den Stromerlösen wird eine vollständige Einpreisung der Kosten für die entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen angenommen. Dabei wird unterstellt, dass sich die Einpreisung nach einem Steinkohlenkraftwerk als Grenzkraftwerk richtet (Annahme: 1 kg CO<sub>2</sub>/kWh).**
- 2. Bei den Mikro-und Mini-KWK und den 2 MW BHKW werden jeweils die Strompreise lt. Eurostat für die entsprechenden Verbrauchergruppen unterstellt („grid parity“).**
- 3. Für die großen Anlagen (30 MW und mehr) werden die Futures für 2012 mit einem mittleren Wert von etwa 55 Euro/MWh zugrunde gelegt. Unter Abzug eines eingepreisten CO<sub>2</sub>-Betrags von 15 Euro/t CO<sub>2</sub> (entsprechend 15 Euro/MWh) wird mit 40 Euro/MWh gerechnet.**