

Berlin, 15.11.2019

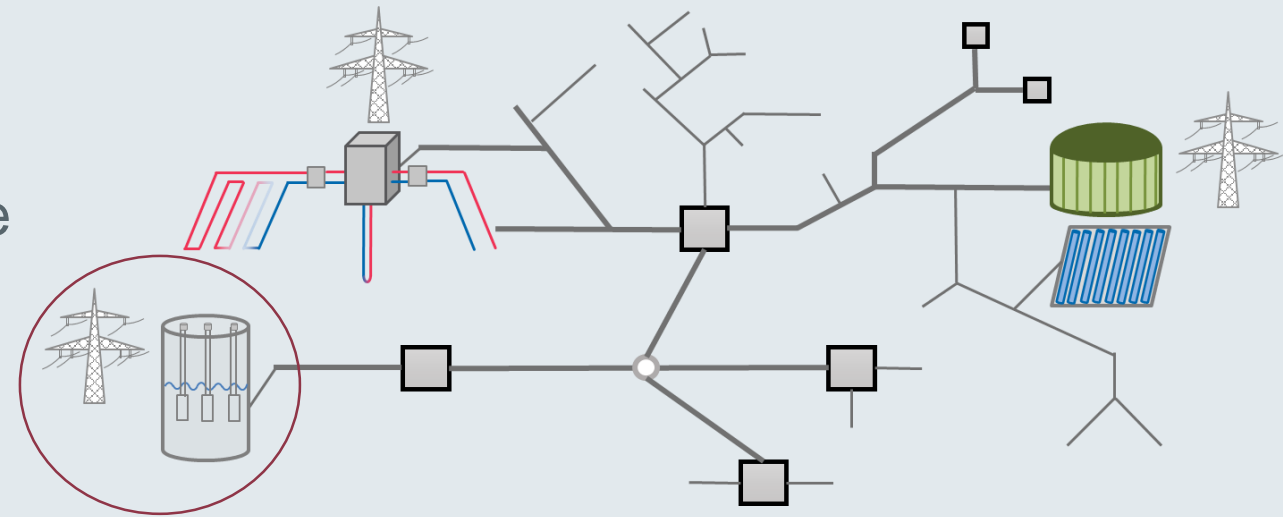
WIRTSCHAFTLICHKEIT VON POWER-TO-HEAT



GEFÖRDERT VOM

ZIEL: DEFOSSILISIERUNG DES WÄRMESEKTORS

- › Erfordert voraussichtlich den Einsatz von Power-to-Heat
- › Besondere Herausforderungen bei Umstellung der großskaligen, zentralen Wärmeversorgung über Fernwärmenetze
- › Regulatorischer Rahmen determiniert die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat



GEFÖRDERT VOM



› Motivation und Forschungsfrage

› Vorgehen

› Ergebnisse

› Fazit

1. Motivation und Forschungsfrage

WIE BEEINFLUSST DER REGULATORISCHE RAHMEN DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT VON PTH?

1. Ist eine PtH-Anlage unter den **aktuellen Marktbedingungen** wirtschaftlich?

GEFÖRDERT VOM

WIE BEEINFLUSST DER REGULATORISCHE RAHMEN DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT VON PTH?

1. Ist eine PtH-Anlage unter den aktuellen Marktbedingungen wirtschaftlich?
2. Wie wirken sich folgende Aspekte auf die Wirtschaftlichkeit einer PtH-Anlage aus:
 - › **Netzentgeltreduktion** (vollständig / Streichen bei negativen Strombörsenpreisen)

GEFÖRDERT VOM

WIE BEEINFLUSST DER REGULATORISCHE RAHMEN DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT VON PTH?

1. Ist eine PtH-Anlage unter den aktuellen Marktbedingungen wirtschaftlich?
2. Wie wirken sich folgende Aspekte auf die Wirtschaftlichkeit einer PtH-Anlage aus:
 - › **Netzentgeltreduktion** (vollständig / Streichen bei negativen Strombörsenpreisen)
 - › **breite EEG-Wälzung** (Inklusion des Wärme und Verkehrssektors) bzw. **EEG-Dynamisierung** nach Strombörsenpreisen

GEFÖRDERT VOM

WIE BEEINFLUSST DER REGULATORISCHE RAHMEN DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT VON PTH?

1. Ist eine PtH-Anlage unter den aktuellen Marktbedingungen wirtschaftlich?
2. Wie wirken sich folgende Aspekte auf die Wirtschaftlichkeit einer PtH-Anlage aus:
 - › **Netzentgeltreduktion** (vollständig / Streichen bei negativen Strombörsenpreisen)
 - › **breite EEG-Wälzung** (Inklusion des Wärme und Verkehrssektors) bzw. **EEG-Dynamisierung** nach Strombörsenpreisen
 - › (Sektorenübergreifende) **CO₂-Bepreisung**

GEFÖRDERT VOM

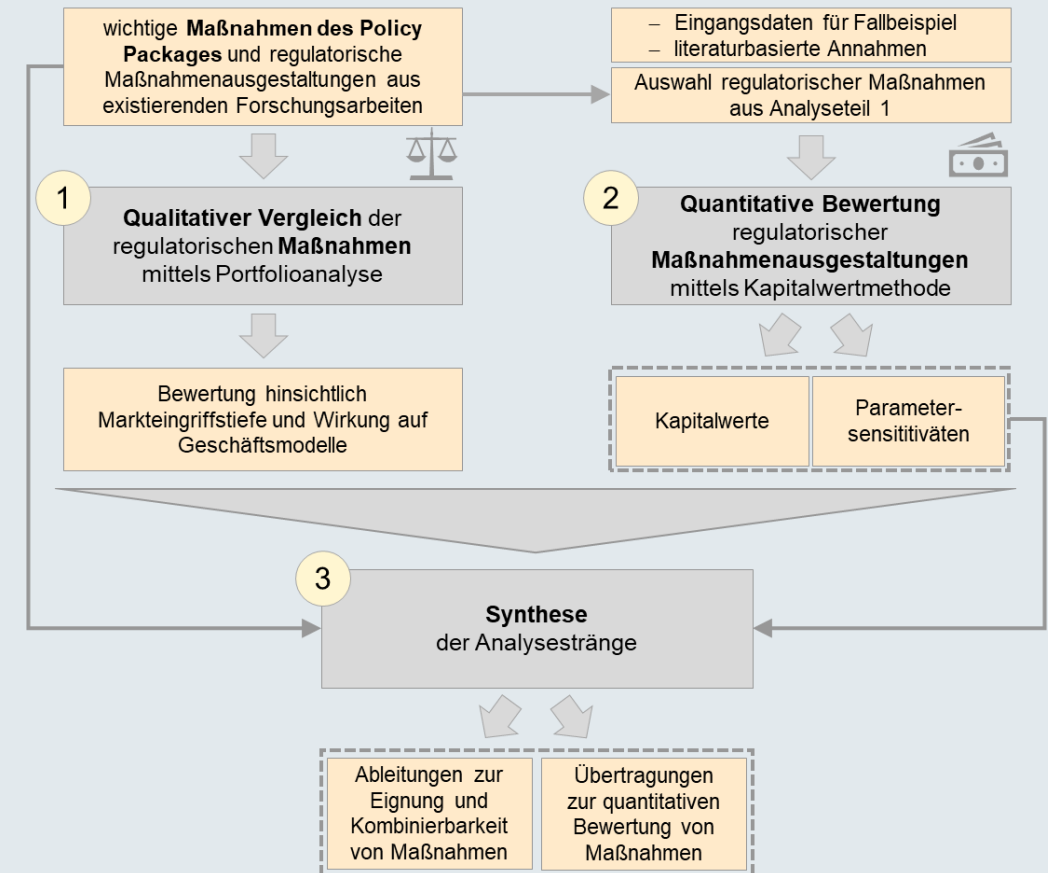


- › Motivation und Forschungsfrage
- › **Vorgehen**
- › Ergebnisse
- › Fazit

2. Vorgehen

DREISTUFIGES VORGEHEN – QUALITATIVE ANALYSE, EXEMPLARISCHE BERECHNUNGEN, SYNTHESE

- › **Metaanalyse** zur Ermittlung möglicher regulatorischer Maßnahmenausgestaltungen
- › **Quantifizierung** für Ausgestaltungen, die auf PtH wirken, häufig genannt werden und verschiedene Strombezugspreise betreffen
- › **Synthese** durch Abgleich der Wirkmechanismen von Ausgestaltungen

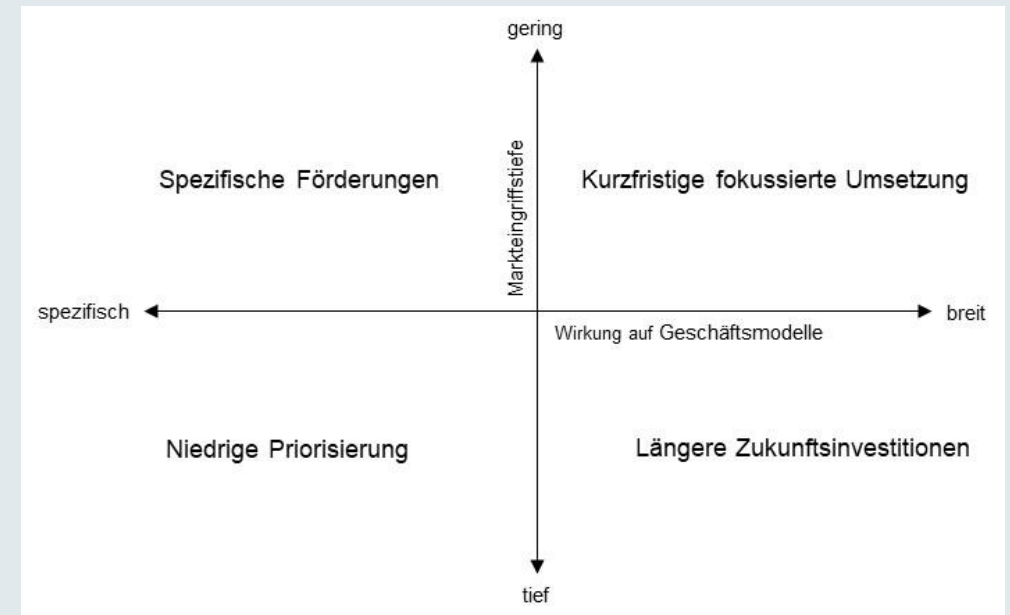


GEFÖRDERT VOM

2. Vorgehen

QUALITATIVE ERMITTLUNG UND BEWERTUNG VON MAßNAHMENAUSGESTALTUNGEN

- › Bewertung der **Breite** der Wirkung auf GM* nach Anzahl der betroffenen GM
- › Bewertung der **Markteingriffstiefe** anhand der betroffenen Stakeholder und Normen



GEFÖRDERT VOM

2. Vorgehen

QUANTITATIVE ANALYSE DURCH PREISSZENARIOEN UND INVESTMENTBEWERTUNG

› Strom- und CO₂-Preisszenarien

› Inflationsbereinigte Fortschreibung des **Status Quo**

› **CO₂-Bepreisung** nur im Stromsektor und sektorenübergreifende CO₂-Bepreisung

› Einsatz von PtH nur in den günstigsten Stunden (keine Kapazitätsrestriktion des Fernwärmenetzes) im Vergleich zum Einsatz eines Erdgas-BHKWs

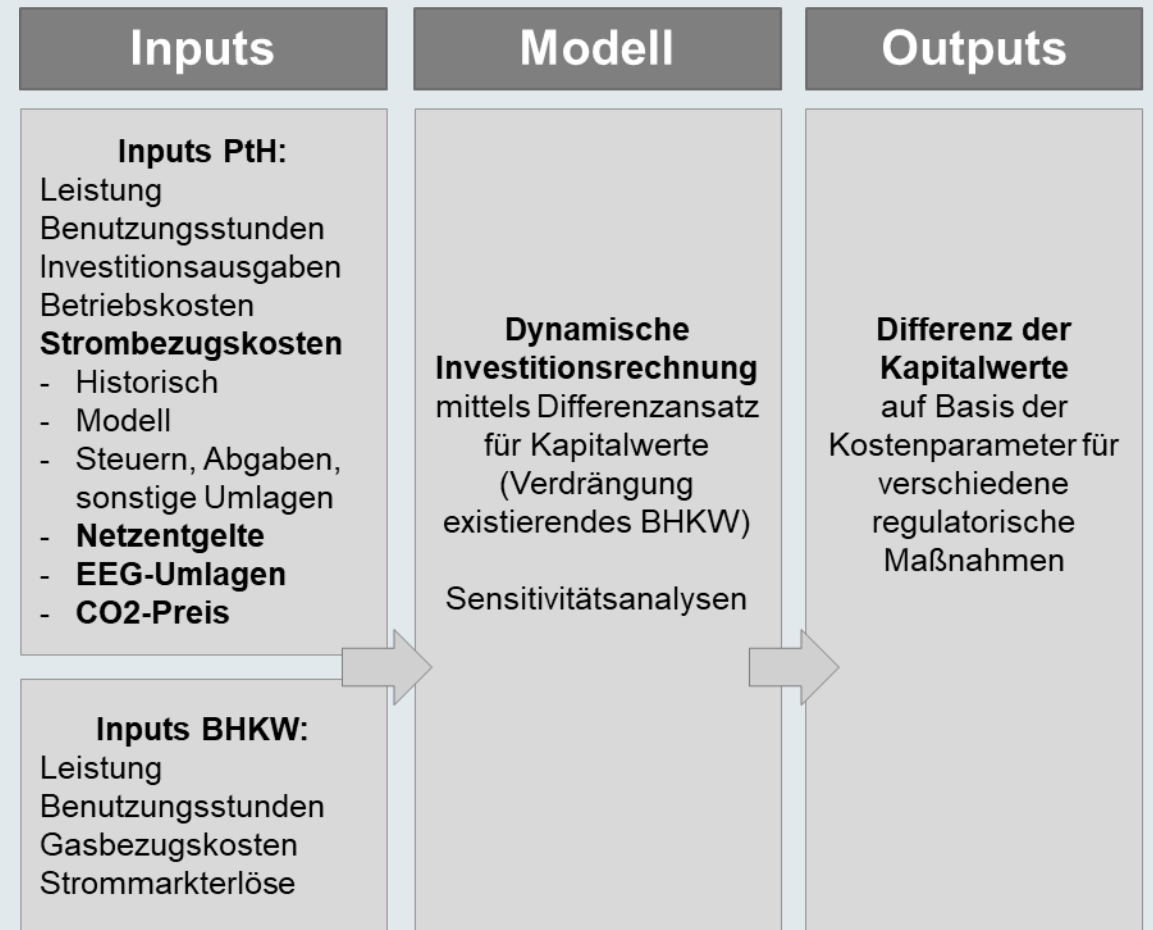
Code	Einheit	Wert	Einheit	Wert	Aufzeichnungsfaktor
1	MW	336	MWh/a	31487.29	
2	MW	336	MWh/a	3065.59	
3	MWh/a	3950	MWh/a	79.637	2.00%
4	MWh/a	4000.00	MWh/a	221331.42	Dev
5	MWh/a	264736.32	MWh/a	8058.54	Dev
6	%	4.83%	MWh/a	70.52	Zwei nicht implementiert
7	%	1.06%	MWh/a	3.33	Zwei nicht implementiert
8	%	9.32%	MWh/a	286	Zwei nicht implementiert
9	%	201%	MWh/a	471	gem
10	%	201%	MWh/a	200	gem
11	%	201%	MWh/a	21.91	2.00%
12	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
13	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
14	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
15	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
16	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
17	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
18	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
19	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
20	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
21	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
22	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
23	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
24	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
25	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
26	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
27	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
28	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
29	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
30	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
31	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
32	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
33	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
34	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
35	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
36	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
37	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
38	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
39	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
40	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
41	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
42	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
43	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
44	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
45	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
46	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
47	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
48	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
49	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
50	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
51	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
52	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
53	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
54	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
55	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
56	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
57	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
58	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
59	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
60	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
61	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
62	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
63	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
64	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
65	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
66	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
67	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
68	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
69	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
70	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
71	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
72	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
73	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
74	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
75	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
76	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
77	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
78	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
79	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
80	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
81	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
82	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
83	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
84	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
85	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
86	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
87	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
88	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
89	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
90	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
91	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
92	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
93	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
94	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
95	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
96	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
97	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
98	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
99	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%
100	%	201%	MWh/a	0.07	2.00%

GEFÖRDERT VOM

2. Vorgehen

AUFBAU DER QUANTITATIVEN ANALYSEN

- › Untersuchung regulatorischer Maßnahmen für dargestellte Strom- und CO₂-Preisszenarien
- › Sensitivitäten für Strompreis, Erdgaspreis, Vollbenutzungsstunden und Kalkulationszins



2. Vorgehen

SYNTHESE AUF BASIS DER WIRKUNGSWEISE

- › Übertragung der quantitativen Ergebnissen auf weitere regulatorische Maßnahmenausgestaltungen
- › Hierzu Abgleich der Wirkmechanismen, Kostenposition und -höhe weiterer Maßnahmenausgestaltungen aus der qualitativen Analyse

GEFÖRDERT VOM

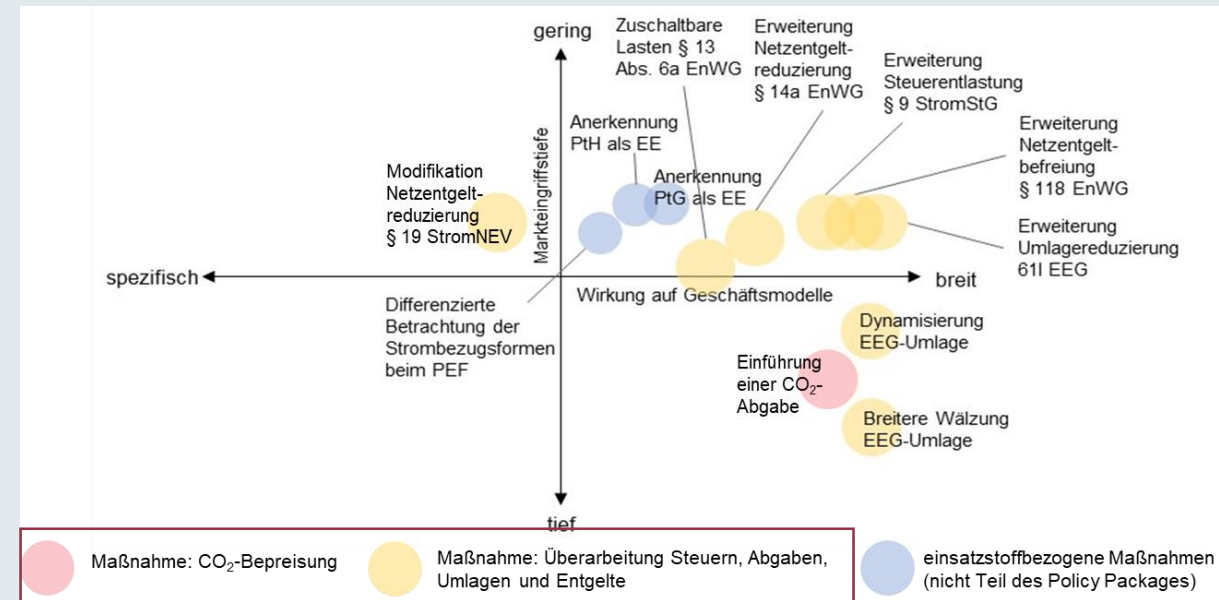


- › Motivation und Forschungsfrage
- › Vorgehen
- › **Ergebnisse**
- › Fazit

3. Ergebnisse

CO₂-BEPREISUNG UND ÄNDERUNGEN DER EEG- UMLAGENSYSTEMATIK SIND HERAUSFORDERND

- › Die Wirkung produktbezogener Maßnahmen fällt i.d.R. weniger breit aus als ein Ansatz bei der EEG-Umlage und den Netzentgelten
- › CO₂-Bepreisung und Anpassungen bei der EEG-Umlagegestaltung erfordern einen tiefen Markteingriff



GEFÖRDERT VOM

3. Ergebnisse

AUSWIRKUNGEN DER CO₂-BEPREISUNG UND S/A/U/E MITUNTER ERHEBLICH – ALLERDINGS PFADABHÄNGIG

- › Annahmen PtH-Anlage
4 MW-Anlage, 1.000 VBS* zu minimalen Börsenstrompreisen, inkl. allen S/A/U/E*
- › Kostensteigerung allgemein 2 % p.a.
- › Strompreise
Fortschreibung: 5 €/MWh, 2 % Inflation
Modell: Negative Preise ab 2027

Kapitalwerte für die betrachteten Maßnahmen		Fortschreibung Strombezugspreise	Modellbasierte Prognose
Kapitalwert Basis	Status quo	€ - 4.820.000	- 4.630.000
Kapitalwert M1	Netzentgeltbefreiung § 118 EnWG, unbedingt	€ - 2.540.000	- 2.360.000
Kapitalwert M2	Netzentgeltbefreiung § 118 EnWG bei negativen Preisen	€ - 4.150.000	- 4.190.000
Kapitalwert M3	breitere Wälzung EEG-Umlage, Strom + Wärme	€ - 3.110.000	- 2.930.000
Kapitalwert M4	breitere Wälzung EEG-Umlage, Strom + Wärme + Verkehr	€ - 2.620.000	- 2.440.000
Kapitalwert M5	Dynamische EEG-Umlage, Multiplikator 1,5	€ - 2.470.000	
Kapitalwert M6	CO ₂ -Bepreisung moderat, sektorenübergreifend	€	- 4.150.000
Kapitalwert M7	CO ₂ -Bepreisung ambitioniert, sektorenübergreifend	€	- 3.310.000

GEFÖRDERT VOM

EINORDNUNG DER ERGEBNISSE UND SENSITIVITÄTEN

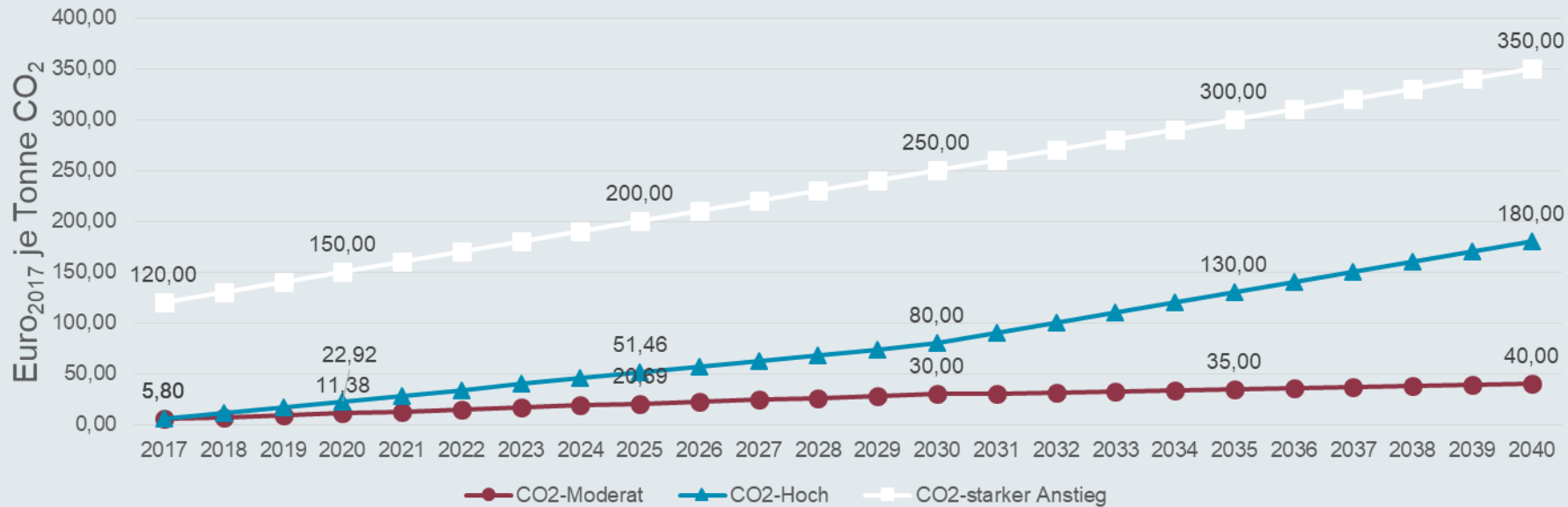
- › Deutliche Abhängigkeit der Ergebnisse von den **Annahmen**
- › Alle Einzelmaßnahmen ergeben keine Vorteilhaftigkeit ggü. bestehendem BHKW
- › Börsenpreis (d.h. Strompreis exkl. S/A/U/E) relativ unwichtig als Parameter
- › **S/A/U/E** wirken direkt auf Kosten der Anlage, **CO₂-Preis** wirkt primär über Erdgaskosten, falls sektorenübergreifender CO₂-Preis angenommen
- › Limitation: Betrachtung für gegebene Fallkonstellation (Fernwärmenetz und Bereitstellungsalternative BHKW); nicht beliebig übertragbar

GEFÖRDERT VOM

3. Ergebnisse

SEKTORENÜBERGREIFENDER CO₂-PREISPFAD BEEINFLUSST ERGEBNISSE DEUTLICH

Kostenpfade für CO₂-Emissionen (real)



Kapitalwerte für Pfade	
CO ₂ -Preis hoch	- 3.310.000 €
CO ₂ -Preis moderat	- 4.150.000 €
Starker Anstieg*	57.000 €

GEFÖRDERT VOM

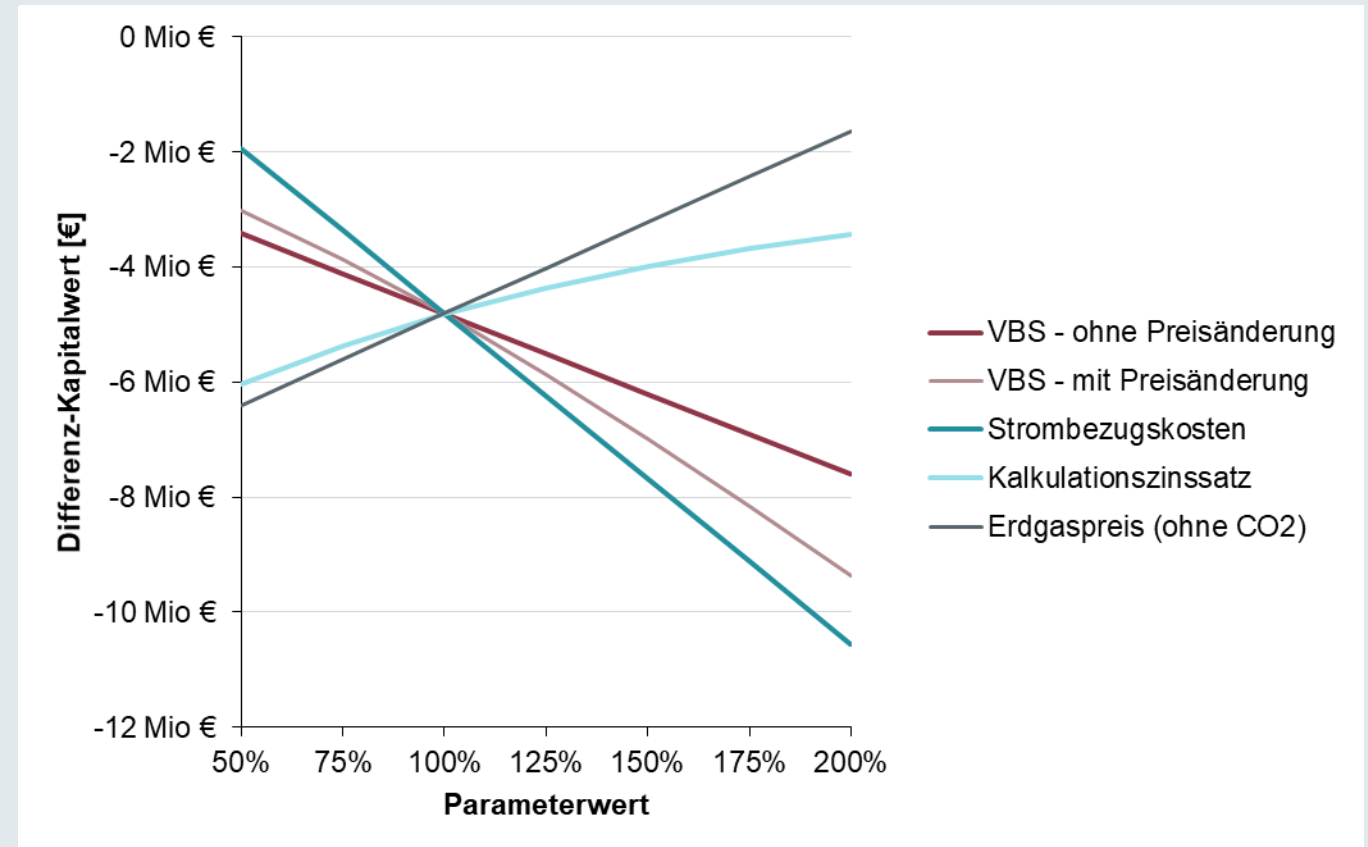
Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

*Einfluss auf Strompreise nicht berechnet

3. Ergebnisse

VOLLASTSTUNDEN BEEINFLUSSEN NETZENTGELTE UND DEN STROMPREIS

- › **Gesamte Strombezugskosten** ausschlaggebend
- › Insgesamt starke Schwankungen, d. h. deutliche Auswirkungen von Annahmen festzustellen
- › Weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich Validierung und Analyse von Annahmen



GEFÖRDERT VOM

3. Ergebnisse

DYNAMISCHE ELEMENTE INTERESSANT, NIVEAUVERSCHIEBUNGEN RELEVANT

- › **Niveaushiftungen** können die Investition rentabler machen – allerdings ohne Rückkopplungen auf die Marktsituation
- › **Dynamische Elemente** führen zu ähnlichen Ergebnissen bei zusätzlichem Nutzen durch Nutzung sinnvoller Zeitpunkte*
- › Kombination kann zur Vorteilhaftigkeit führen (z.B. EEG-Umlagen- und Netzentgeltbefreiung)

Niveaushiftung	Niveaushiftung unter Bedingungen	Dynamisierung
Erweiterung der Netzentgeltbefreiung in § 118 EnWG		
Modifikation der Netzentgeltreduzierung in § 19 StromNEV		Dynamisierung der EEG-Umlage
Erweiterung der Netzentgeltreduzierung in § 14a EnWG		
Erweiterung der Umlage-reduzierung in § 61l EEG		
Breitere Wälzung der EEG-Umlage		
Erweiterung der Steuerentlastung in § 9 StromStG		
Einführung einer CO ₂ -Abgabe	Regelung zu zuschaltbaren Lasten in § 13 Abs. 6a EnWG	

*und unter Einbehaltung der Kostentragung durch die Letztverbrauchergruppe. Verteilungseffekte können dennoch erheblich sein und sind weiter zu analysieren.

GEFÖRDERT VOM



- › Motivation und Forschungsfrage
- › Vorgehen
- › Ergebnisse
- › **Fazit**

4. Fazit

S/A/U/E-REDUKTION UND CO₂-BEPREISUNG STELLEN SINNVOLLE MAßNAHMEN FÜR DIE WÄRMEWENDE DA

- › Bei Maßnahmen einer Kategorie (**Wirkungsanalogie**): **Auswahl nach Umsetzbarkeit**
- › **CO₂-Bepreisung** kann zur Verbesserung der Rentabilität führen:
→ **Pfadauswahl relevant**
- › **Dynamisierung effektiv**, Rückkopplung vorteilhaft ggü. Niveaushiftung, aber weiterer Analysebedarf

GEFÖRDERT VOM



**Herzlichen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!**

Eine Analyse des
FG E&R der TU Berlin

B. Grosse; J. Kochems; R.
Pfeiffer; Y. Werner;
J. Müller-Kirchenbauer