



**„Nutzung von Strom aus
Erneuerbaren Energien im
Wärmebereich“**

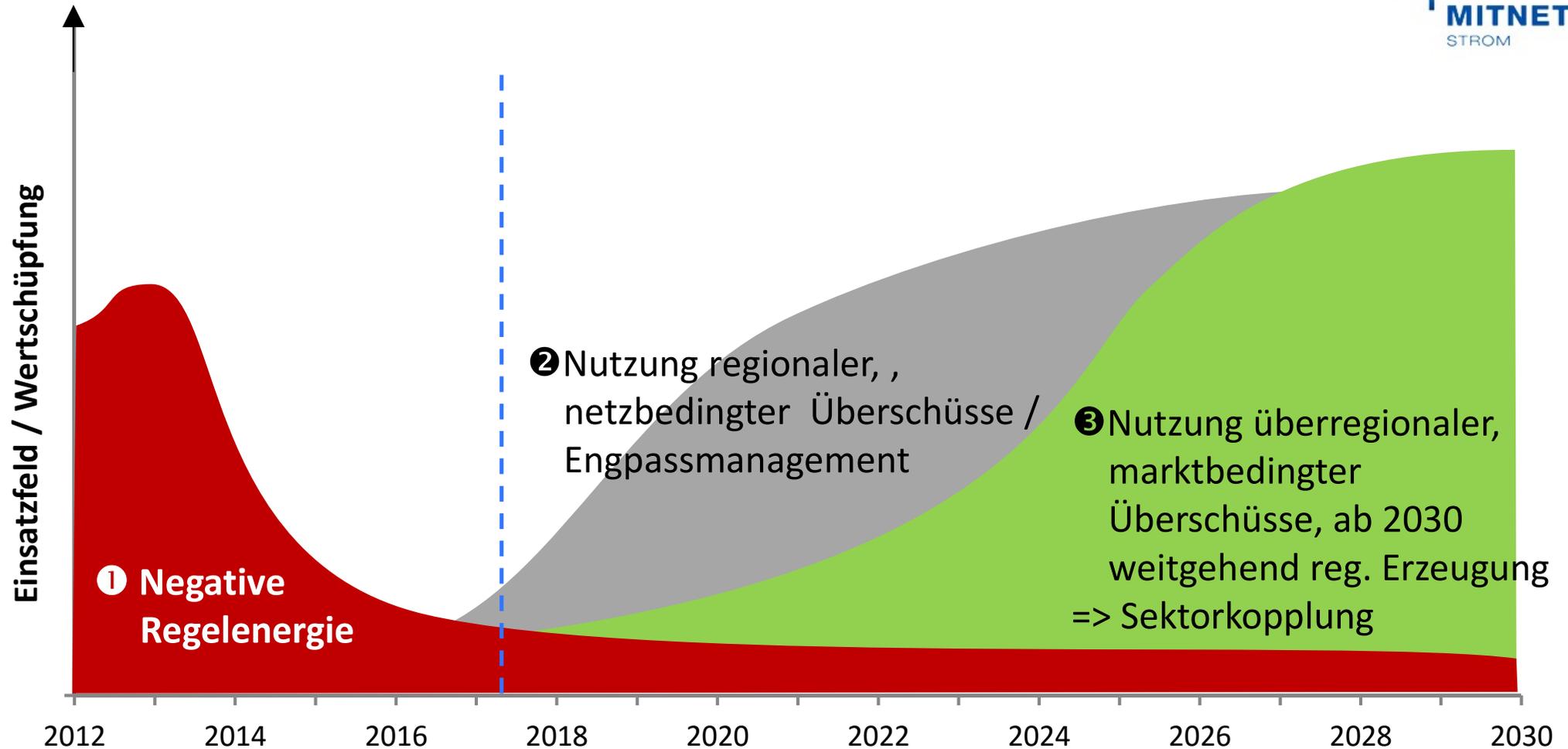
**Ordnungsrahmen für Sektorkopplung
A. Kraft**

26.04.2017

**EEB ENERKO
Energiewirtschaftliche
Beratung GmbH**

- Ausgangssituation
- Zwei Fallstudien
 - PtH in kleinen, KWK basierten Nahwärmenetzen (<40 GWh)
 - PtH in großen Wärmenetzen mit Grundlasterzeugern (>200 GWh)
- Diskussion

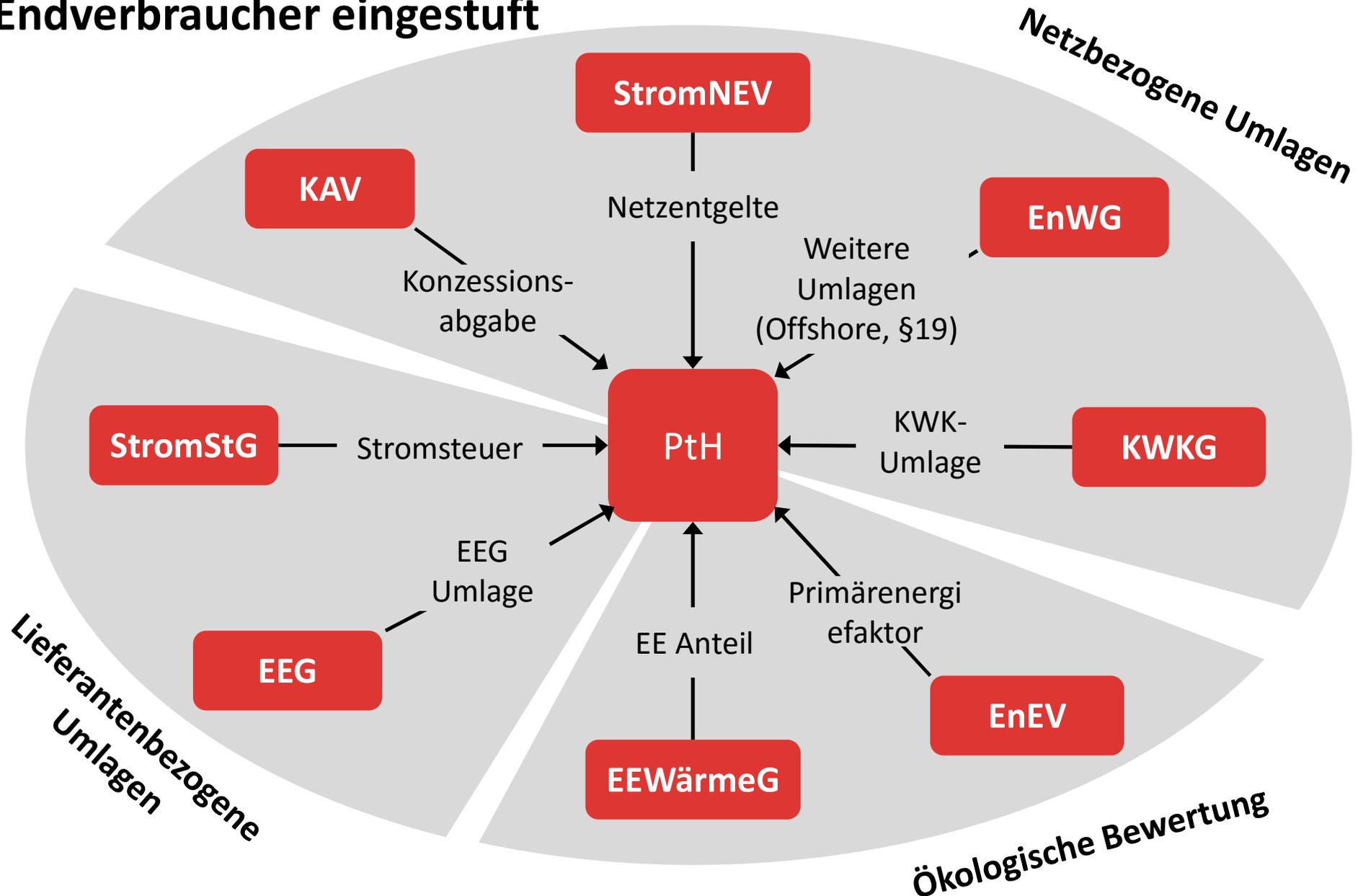
Marktchance für PtH – heute und zukünftig



- Anwendungsfall 1 ist wegen des engen Marktumfeld z.Z. wenig lukrativ
- Für Anwendungsfall 2 sind erste regulatorische Randbedingungen geschaffen worden
- Für Anwendungsfall 3 sind die Weichen noch zu stellen => Umlagen- und NNE-Regelungen

Ergebnisse und Zwischenbericht

Power to Heat: regulatorischer Rahmen – PtH als Endverbraucher eingestuft



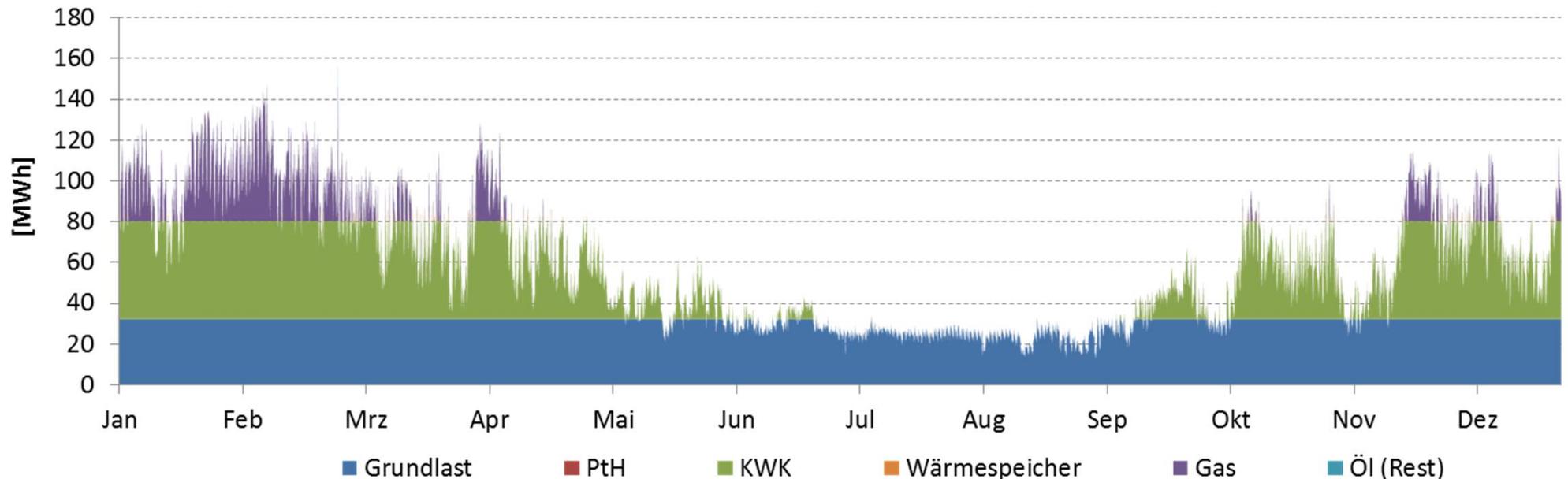
- Ausgangssituation
- Zwei Fallstudien
 - PtH in kleinen, KWK basierten Nahwärmenetzen (<40 GWh)
 - PtH in großen Wärmenetzen mit Grundlastherzeugern (>200 GWh)
- Diskussion

Überschussstrom

Vorgehensweise Fallstudien

- Abbildung von typische Fernwärmeversorgungssituation mit
 - Einspeiselastgang (2015, gemittelt, auf Basis der Fragebögen)
 - Unterschiedlichen Erzeugungsanteilen (Grundlast/MVA, KWK, Spitzenlast)
 - Wärmespeicher

Wärmebedarfsdeckung (Beispiel)



Vorgehensweise Fallstudien

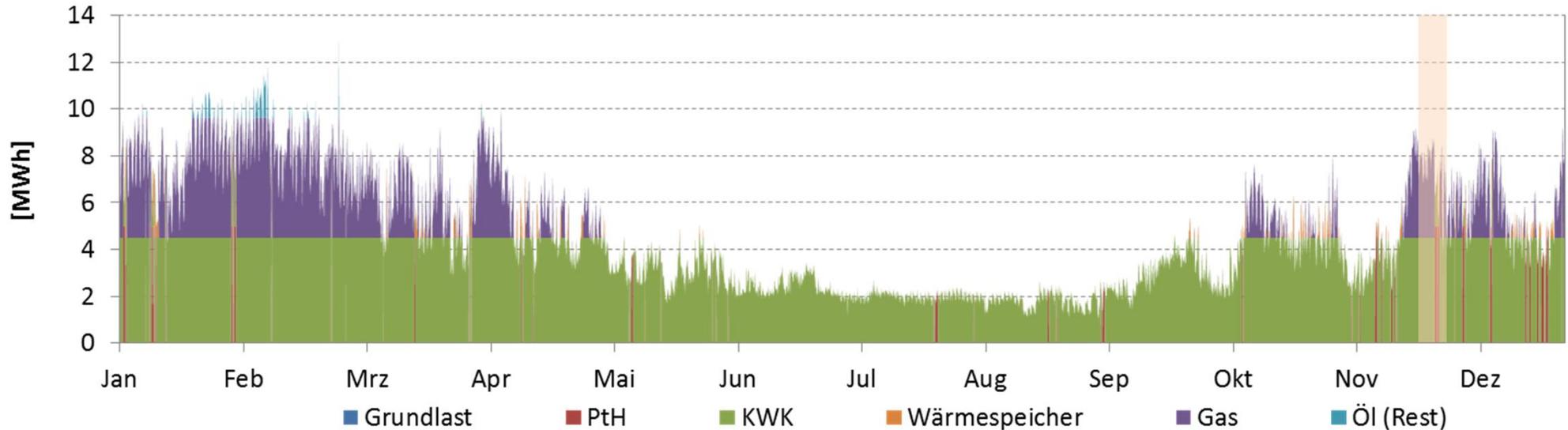
- Eckdaten und Methodik:
 - Stundenscharfe Einsatzplanung mit Einschaltkriterien (Vorliegen von Einspeisemanagement-anforderung,
 - Basisjahr 2015 (Windjahr, Wärmelastgänge, EinsMan-Zeitreihen)
 - Berechnung eines Szenarios über 20 Jahre mit unterschiedlichen EE-Ausbaupfaden
 - Wirtschaftlichkeitsrechnung mit Cashflows (Erlöse, Kosten)
 - Kalkulationszinssatz: 4%
- Sensitivitätsanalyse mit Variation von
 - Energieszenarien  EE Ausbauszenario hoch / mittel / niedrig
 - Netzentgelte  voll / reduziert (HLZF) / keine
 - EEG/StromSt  volle Umlage / keine Umlage
 - Regelenergievermarktung  ja / nein

Fallstudie 1: Fernwärmenetz mit 40 GWh Netzlast

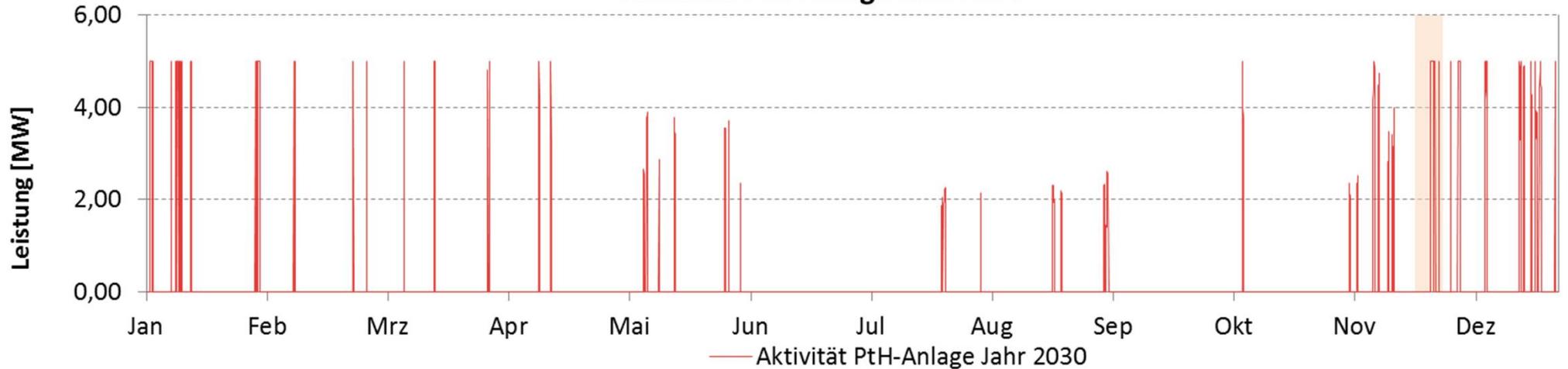
- Typische Fernwärmeversorgungssituation mit
 - 40 GWh Netzeinspeisung, rd. 12 MW Spitzenlast
 - Erzeugungsstruktur mit 30% KWK Anteil an der Spitzenleistung, Rest Erdgas –KWK
- Einsatz eines PtH Anlage mit
 - 5 MW elektrischer/thermische Leistung, Investitionskosten rd. 750 tEUR
 - Einsatz sowohl zur Nutzung von EinsMan-Mengen als auch bei niedrigen Strompreisen

Fallstudie 1: Einsatzmengen, Beispielrechnung

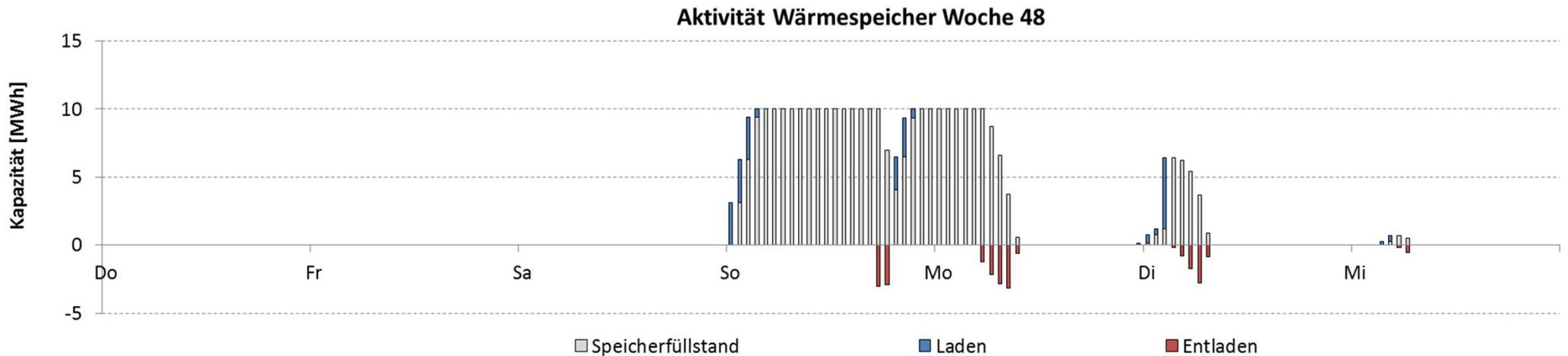
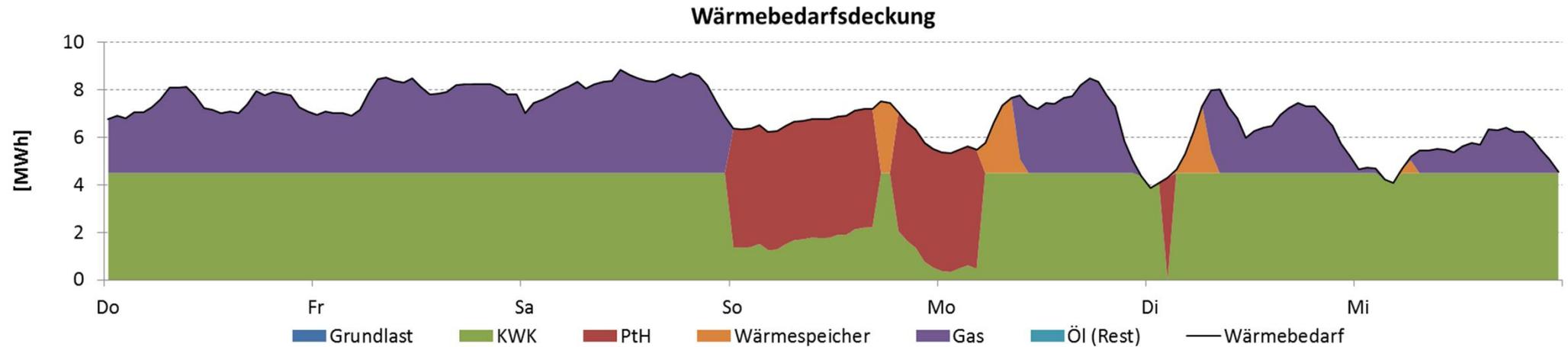
Wärmebedarfsdeckung



Aktivität PtH-Anlage Jahr 2030



Fallstudie 1: Einsatzmengen, Beispielrechnung (Einzelwoche)

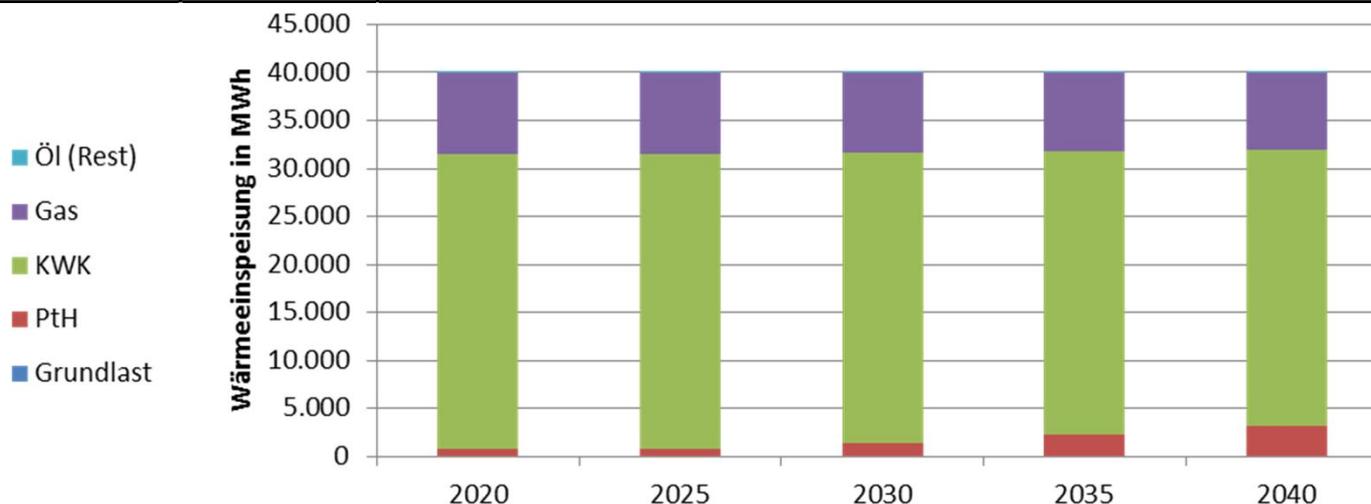


Überschussstrom

Fallstudie 1: Einsatzmengen

- Einsatzzeiten der PtH Anlage im mittleren EE Szenario ansteigend von rd. 180 h/a in 2020 auf 350 h/a in 2030

			2020	2025	2030	2035	2040
Deckung Wärmebedarf	Summe	MWh/a	40.157	40.157	40.157	40.157	40.157
	Grundlast	MWh/a	0	0	0	0	0
	PtH	MWh/a	758	816	1.387	2.322	3.211
	KWK	MWh/a	30.744	30.693	30.195	29.487	28.803
	Gas	MWh/a	8.533	8.527	8.453	8.226	8.021
	Öl (Rest)	MWh/a	122	122	122	122	122
Einsatzzeiten	Summe	h/a	185	200	351	604	825
	neg. Strompreise	h/a	42	58	234	515	747
	Einspeisemanagement	h/a	143	142	117	89	78
CO₂-Einsparungen		t/a	145	153	229	369	501



Überschussstrom

Fallstudie 1: Kosten und Erlöse (Rechenbeispiel)

- Die Wirtschaftlichkeit ist vor allem durch Netzentgelte und EEG Umlage geprägt
- Kein operatives Ergebnis: negative Kosten/Nutzenrechnung (aus Betreibersicht)

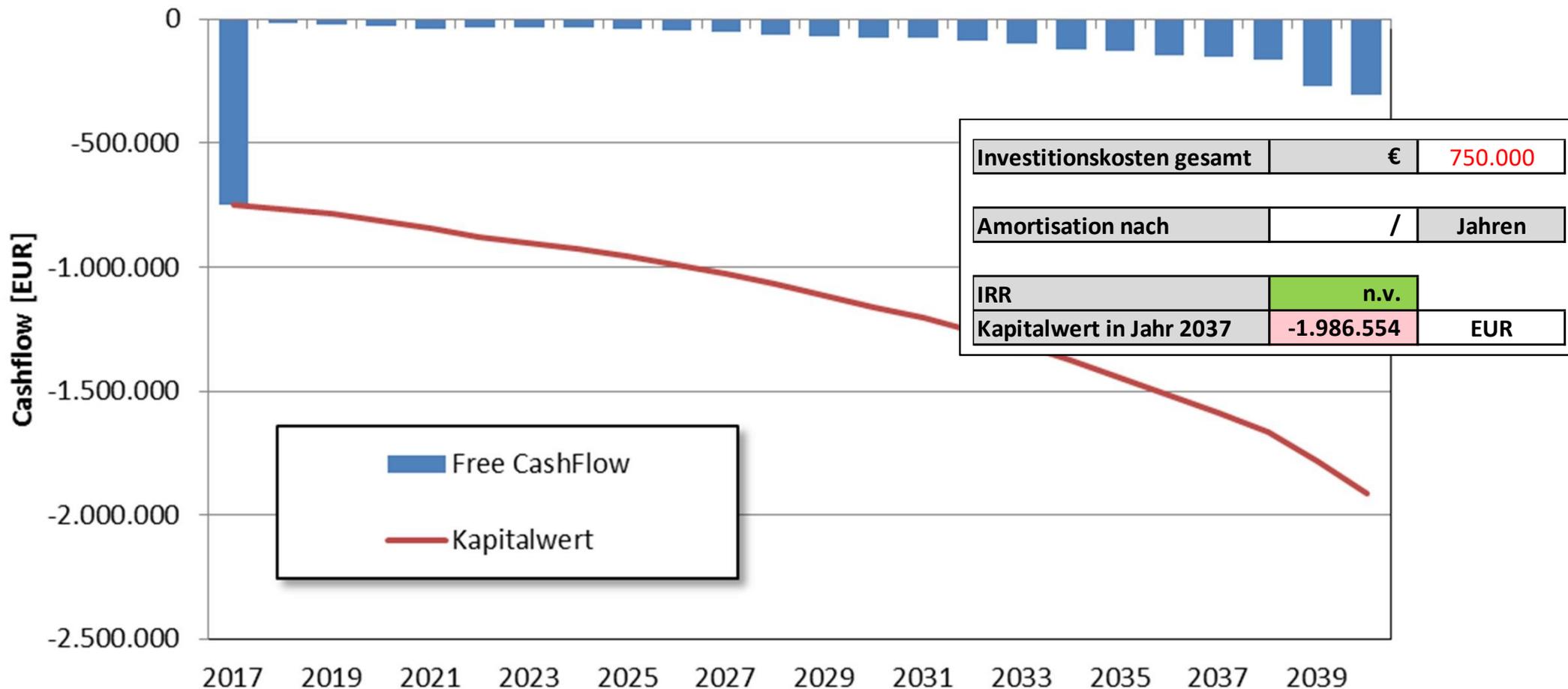
Vorläufige Ergebnisse

				2020	2025	2030	2035	2040
Einsatz PtH-Anlage	Stromverbrauch PtH gesamt	M	2.861	758	816	1.387	2.322	3.211
	Einsatz PtH Einspeisemanagement	M	400	614	609	526	423	378
	Einsatz PtH neg. Strompreise	M	2.461	145	207	861	1.899	2.833
Erlöse	Summe Erlöse	€	289.023	48.705	51.831	114.211	223.255	224.246
	aus Regelleistung	€	50.295	15.635	12.424	24.642	41.279	55.404
	aus Gaseinsparung	€	51.690	17.015	19.052	24.877	40.506	57.741
	aus Heizöleinsparung	€	6	4	4	5	5	6
	aus KWK-Einsparung	€	125.494	15.272	19.273	47.041	92.397	36.283
	aus negativen Spotmarktpreisen	€	61.538	780	1.079	17.647	49.068	74.813
	aus Einspeisemanagement	€	0	0	0	0	0	0
Kosten	Summe Kosten	€	463.167	78.577	93.883	188.409	352.693	528.687
	EEG-Umlage	€	261.734	10.565	16.670	76.668	186.621	307.404
	Netznutzungsentgelt	€	111.017	55.726	62.141	75.397	95.506	118.313
	Stromsteuer	€	50.445	2.966	4.239	17.660	38.933	58.086
	KWK-Umlage	€	16.663	673	1.061	4.881	11.881	19.570
	Konzessionsabgabe	€	2.707	159	227	948	2.089	3.117
	Sonderumlage §19 StromNE	€	9.548	561	802	3.342	7.369	10.994
	Sonderumlage §17 EnWG	€	-689	-41	-58	-241	-532	-793
	Sonderumlage §18 AbLaV	€	148	9	12	52	114	170
	Betriebskosten	€	11.595	7.959	8.787	9.702	10.712	11.827

Überschussstrom

Fallstudie 1: Kosten und Erlöse (Rechenbeispiel)

- Die Wirtschaftlichkeit ist vor allem durch Netzentgelte und EEG Umlage geprägt
- Kein operatives Ergebnis: negative Kosten/Nutzenrechnung (aus Betreibersicht)



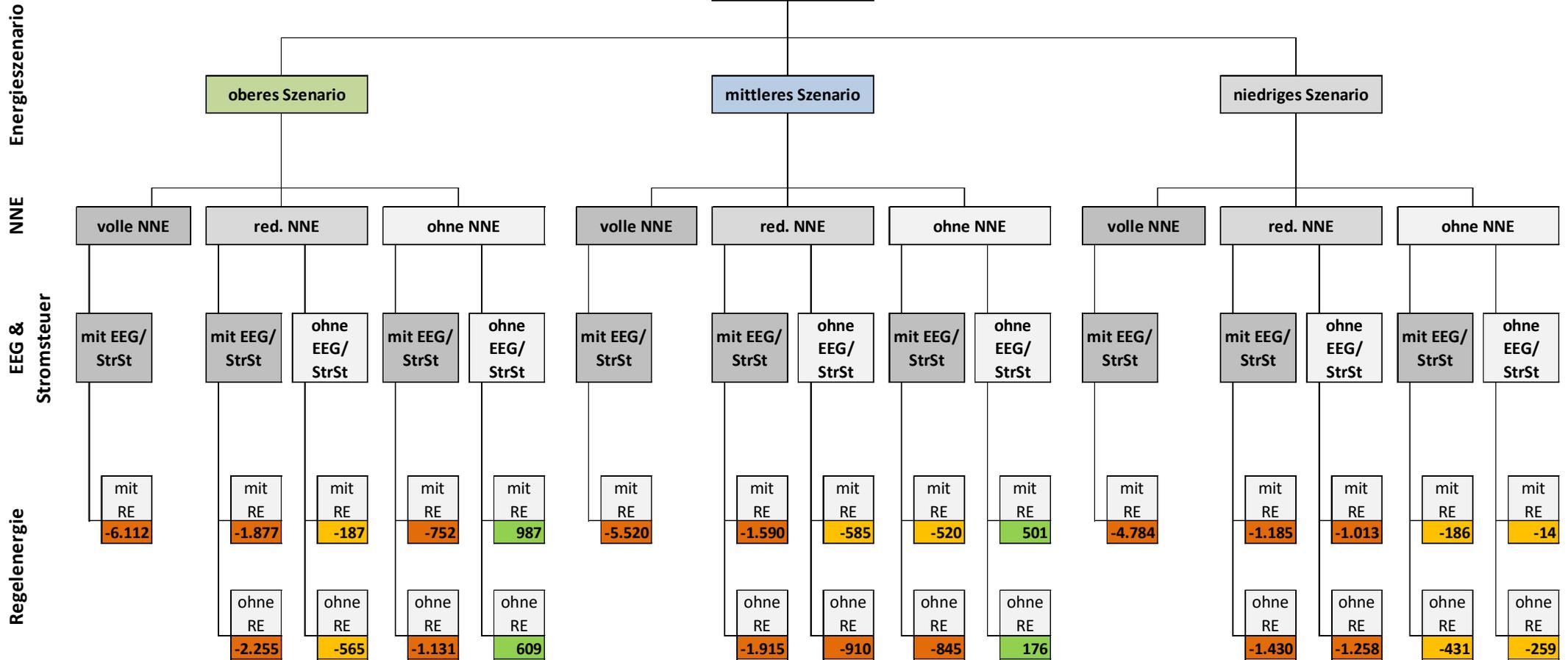
Überschussstrom

Fallstudie 1: Gesamtergebnis der Sensitivitäten

Vorläufige Ergebnisse

Kapitalwert in T€

■ Kapitalwert < Invest
■ Invest < Kapitalwert < 0
■ Kapitalwert > 0



Fallstudie 2: Fernwärmenetz mit 500 GWh Netzlast

- Typische Fernwärmeversorgungssituation mit
 - 500 GWh Netzeinspeisung, rd. 180 MW Spitzenlast
 - Erzeugungsstruktur mit 20% Grundlastanteil (MVA), KWK Mittellast (30%) und Spitzenlast Heizwerke
- Einsatz eines PtH Anlage mit
 - 30 MW elektrischer/thermische Leistung, Investitionskosten rd. 3 Mio. EUR
 - Einsatz sowohl zur Nutzung von EinsMan-Mengen als auch bei niedrigen Strompreisen

Fallstudie 1: Einsatzmengen

- Einsatzzeiten der PtH Anlage im mittleren EE Szenario ansteigend von rd. 140 h/a in 2020 auf 270 h/a in 2030 (etwas niedriger als im Fallstudie 1)
- CO₂ Einsparung ansteigend von 2% (2020) auf 4% (2030)

			2020	2025	2030	2035	2040
Deckung Wärmebedarf	Summe	MWh/a	501.966	501.966	501.966	501.966	501.966
	Grundlast	MWh/a	264.193	264.193	264.193	264.193	264.193
	PtH	MWh/a	2.539	2.781	5.303	9.342	13.484
	KWK	MWh/a	192.891	192.649	190.210	186.959	183.198
	Gas	MWh/a	42.322	42.322	42.239	41.452	41.070
	Öl (Rest)	MWh/a	20	20	20	20	20
Einsatzzeiten	Summe	h/a	142	155	276	470	660
	neg. Strompreise	h/a	30	44	177	388	586
	Einspeisemanagement	h/a	112	111	99	82	74
CO₂-Einsparungen	CO₂-Einsparungen	t/a	562	610	1.120	1.977	2.829

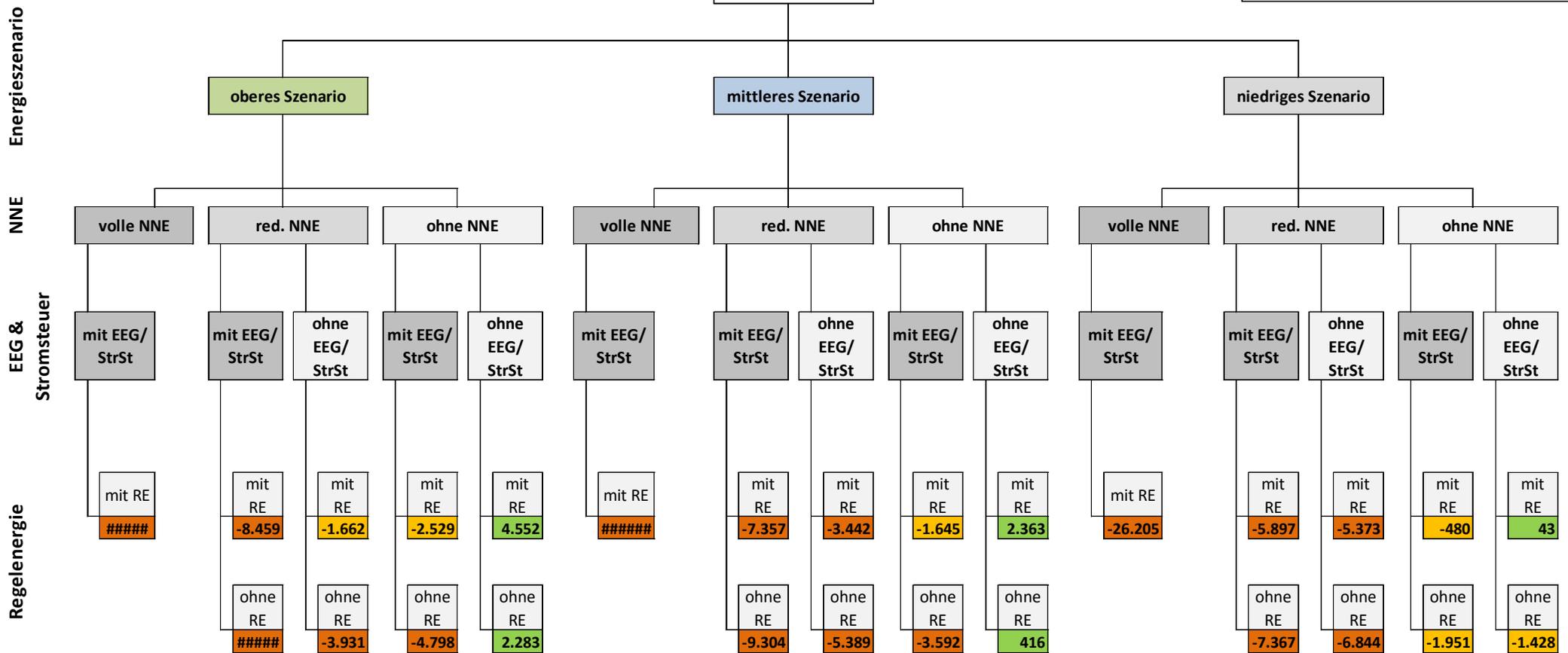
Überschussstrom

Fallstudie 2: Gesamtergebnis der Sensitivitäten

Vorläufige Ergebnisse

Kapitalwert in €

- Kapitalwert < Invest
- Invest < Kapitalwert < 0
- Kapitalwert > 0



Fazit

- Der aktuelle regulatorische Rahmen für den PtH Einsatz belastet die Wirtschaftlichkeit extrem
- Auch bei höherer Auslastung von >500 h/a und häufigeren Niedrigpreisphasen ist mit dem heutigen Abgabenregime kein wirtschaftlicher Betrieb möglich
- CO₂-Einsparungen in Größenordnungen bis zu 5% der Erzeugungsemissionen sind in beiden Fallstudien möglich
- Auf alle Fernwärmenetze und den industrieller Dampfeinsatz in Sachsen Anhalt hochgerechnet bedeutet das ein theoretisches PtH Potenzial im Wärmemarkt von rd. 1 TWh mit einer CO₂-Einsparung von rd. 150.000 t/a
=> aber nur wenn PtH Strom CO₂-neutral ist
=> und nur, wenn die hinterlegten Mengen auch zur Verfügung stehen

Status Quo

- Steuern, Umlagen und Abgaben verhindern einen flexiblen und wirtschaftlichen Power-to-Heat-Einsatz
- Bisher sind alle staatlich induzierten Preiskomponenten (EEG-Umlage, StromSt, Netzentgelt, KA) auf die kWh bezogen und nicht dynamisiert
- Sonderregelungen z.B. nach ENWG§13, Abs 6a gelten nur im Netzausbauggebiet, nicht in Sachsen-Anhalt
- Die Nutzung von Strom im Wärmemarkt ist daher ohne Anpassung des Ordnungsrahmen betriebswirtschaftlich unsinnig, da die verdrängten fossilen Alternativen (Erdgaseinsatz, KWK) nicht im gleichen Maße belastet werden, selbst wenn durch PtH zusätzlicher Strom genutzt wird, der sonst abgeregelt oder exportiert würde
- Sektorkoppler brauchen eine eigene Marktrolle...
... aber keinen Freibrief zur Freistellung von Abgaben und Umlagen !

Agenda



- Ausgangssituation
- Zwei Fallstudien
 - PtH in kleinen, KWK basierten Nahwärmenetzen (<40 GWh)
 - PtH in großen Wärmenetzen mit Grundlasterzeugern (>200 GWh)
- Diskussion

Definitionsmöglichkeiten

- Wann ist Strom eigentlich „Überschussstrom“?
 - Wenn der Netzbetreiber bei Überlastung von Verteil- oder Übertragungsnetz abregeln müsste , d.h. Einspeisemanagement gem. §14 EEG vorliegt?
=> technisch bedingte Überlastung (auch lokal), bisher rd. 4,7 TWh bundesweit, rd, 0,2 TWh in Sachsen-Anhalt (2015)
 - Wenn die Börsenpreise niedrig, 0 oder negativ sind?
=> marktinduziertes Überangebot in gesamter Preiszone, bisher rd. 80-130 h/a
 - Oder erst wenn die Residuallast in Deutschland 0 ist und Strom im Saldo exportiert wird ?
 - Wenn neg. Regularbeit angefordert wird?
=> physikalisch induziertes (kurzfristiges) Überangebot in Regelzone
- Wie wird Überschussstrom bewertet
 - hinsichtlich Primärenergiefaktor ?
 - Hinsichtlich CO₂-Faktoren ?

Mögliche zukünftige Ansätze

● Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

● Weiterentwicklung der Umlagensystematik

Konzept „Niedriglastzeitfenster“

Bonus für netzdienliches Verhalten

Ausweitung auf weitere Sektoren (Wärme-EEG-Umlage, Mobilitäts-EEG-Umlage)

Marktrolle Sektorkoppler ?

Zeitvariable Netzentgelte

Konzept „Abschaltbare Netznutzung“ mit Pönalisierung

Zeitvariable EEG Umlagen

Preisdynamische Umlagen analog Umsatzsteuer ?

Abruf nur durch VNB/ÜNB als zuschaltbare Last analog EnWG §13, Abs 6a

Innovatives KWK-System (§23 KWK AusschreibungsV)

Selektive Umlagen mit (teilweiser) Befreiung von Sektorkopplern

Ausblick und weiteres Vorgehen

- Vorstellung Projektzwischenenergebnisse auf der 3. Dialogplattform Power to Heat (VDE & efzn) in Berlin am 15.5.
- Projektbearbeitung und Projektabschluss mit dem Schwerpunkt Kosten/Nutzen-Analyse und Fazit
- Abschlusspräsentation des Projektes im Herbst 2017
- Anschließend Veröffentlichung Endbericht, ggf. begleitende Publikation in Fachpresse



Vielen Dank !

EEB ENERKO
Energiewirtschaftliche
Beratung GmbH

ENERKO
changing energy