Nutzung von EE-Strom für die Wärmeerzeugung im industriellen Betrieb

Was ist möglich? Worauf kommt es an?

17.04.2018

EEB ENERKO
Energiewirtschaftliche
Beratung GmbH

ENERKO
changing **energy**

EEB ENERKO: Beratungsschwerpunkte

Standorte Aldenhoven bei Aachen und Berlin • 40 Mitarbeiter

changing energy

Konzepte und Gutachten

- Unternehmensentwicklung
- Klimaschutzkonzepte
- Kraftwerks- und KWK-Analysen
- Fernwärmekonzepte
- Primärenergiefaktoren und Hocheffizienznachweise
- Energiemanagement

Energie-wirtschaftliche Beratung

- Unternehmensbewertung
- Netzbewertung und -kauf
- Netznutzungsentgelte
- Strom- und Gasbeschaffung
- Emissionshandel
- Betriebswirtschaftliche Begleitung

Technische Planung

- Heizkraftwerke und BHKW
- Netze Strom, Gas, Fernwärme
- Industrielle Medienversorgung
- Speicher für Fernwärme und Gas
- Regenerative Stromerzeugung

Agenda

- Ausgangssituation und aktueller Ordnungsrahmen
- Erneuerbarer Strom im Wärmemarkt
  - Überblick Technologien
  - Anlagenebene – Wann können PtH Anwendungen wirtschaftlich sein ? Welche Einsatzmöglichkeiten gibt es ?
- Ausblick

Ausgangssituation

Erneuerbare Erzeugung

- Anteil durch EEG induzierten Ausbau auf rd. 36% gestiegen (2017)
- EE-Strom kann nur noch teilweise im Stromsektor genutzt werden
  - Rd. 5 TWh werden im Rahmen von Einspeisemanagement durch Netzbetreiber (überwiegend Verteilnetzbetreiber) abgeregelt – deutlicher Anstieg seit 2013
  - Stromexport ist seit 2011 bis auf 60 TWh deutlich angestiegen - in 2017 gab es fast keinen Tag ohne positives Exportsaldo
  - Anzahl der Maßnahmen zum Netzsicherheitsmanagement ebenfalls deutlich ansteigend
  - Durch Einführung der Spitzenkappung als Instrument der Netzausbauplanung wird es auch dauerhaft nicht transportable EE Mengen geben, die aber nur regional genutzt werden können
- Ist Stromnutzung in anderen Sektoren ein sinnvolle Maßnahme ?

FREITAG, 27. OKTOBER 2017

Bild

UNABHÄNGIG · ÜBERPARTEILICH

BERLIN · BRANDENBURG

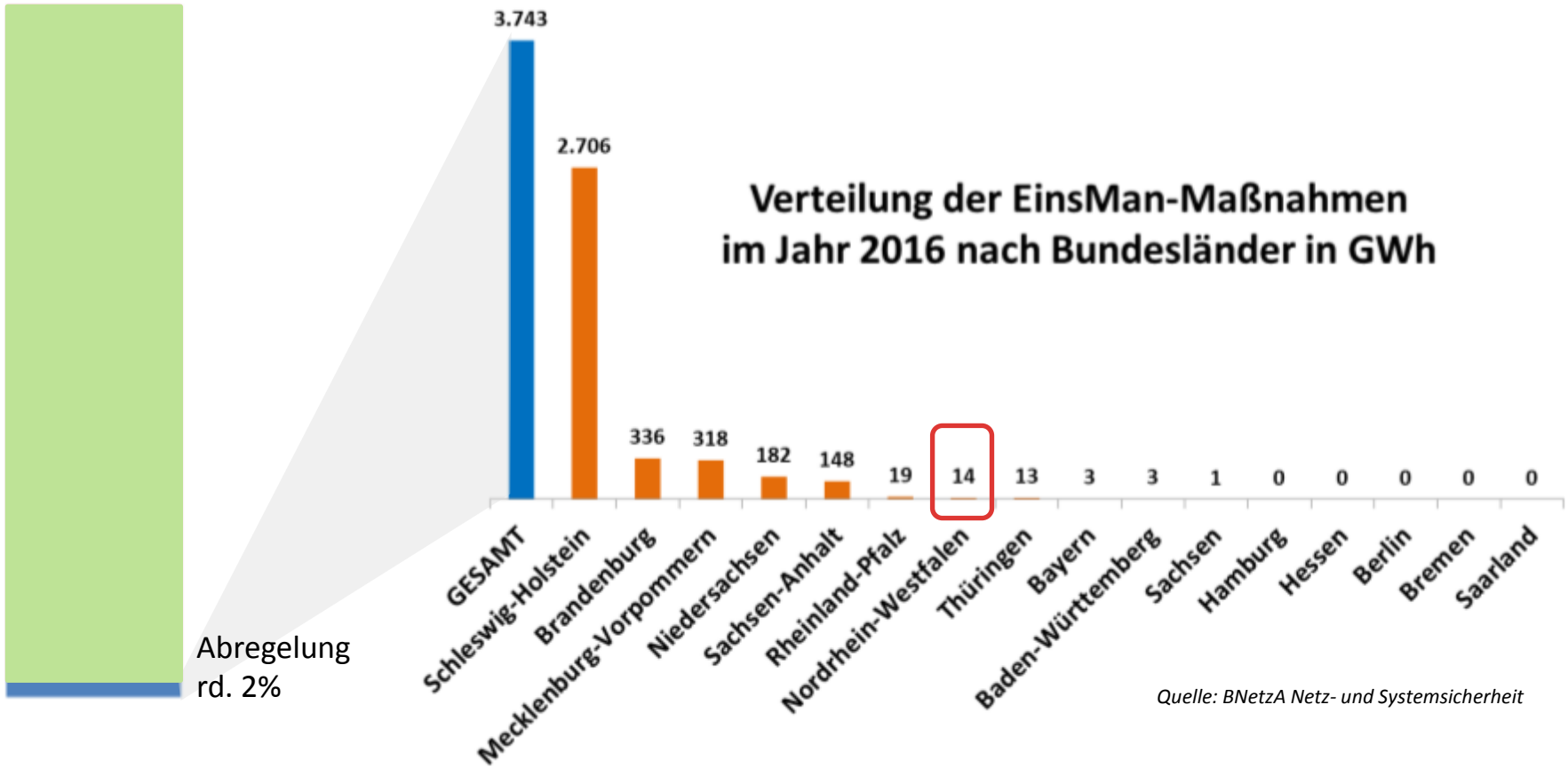
Windrad-Irrsinn

643 Mio. für Phantom-Strom!

Ausgangssituation

Einspeisemanagement nach Bundesländern

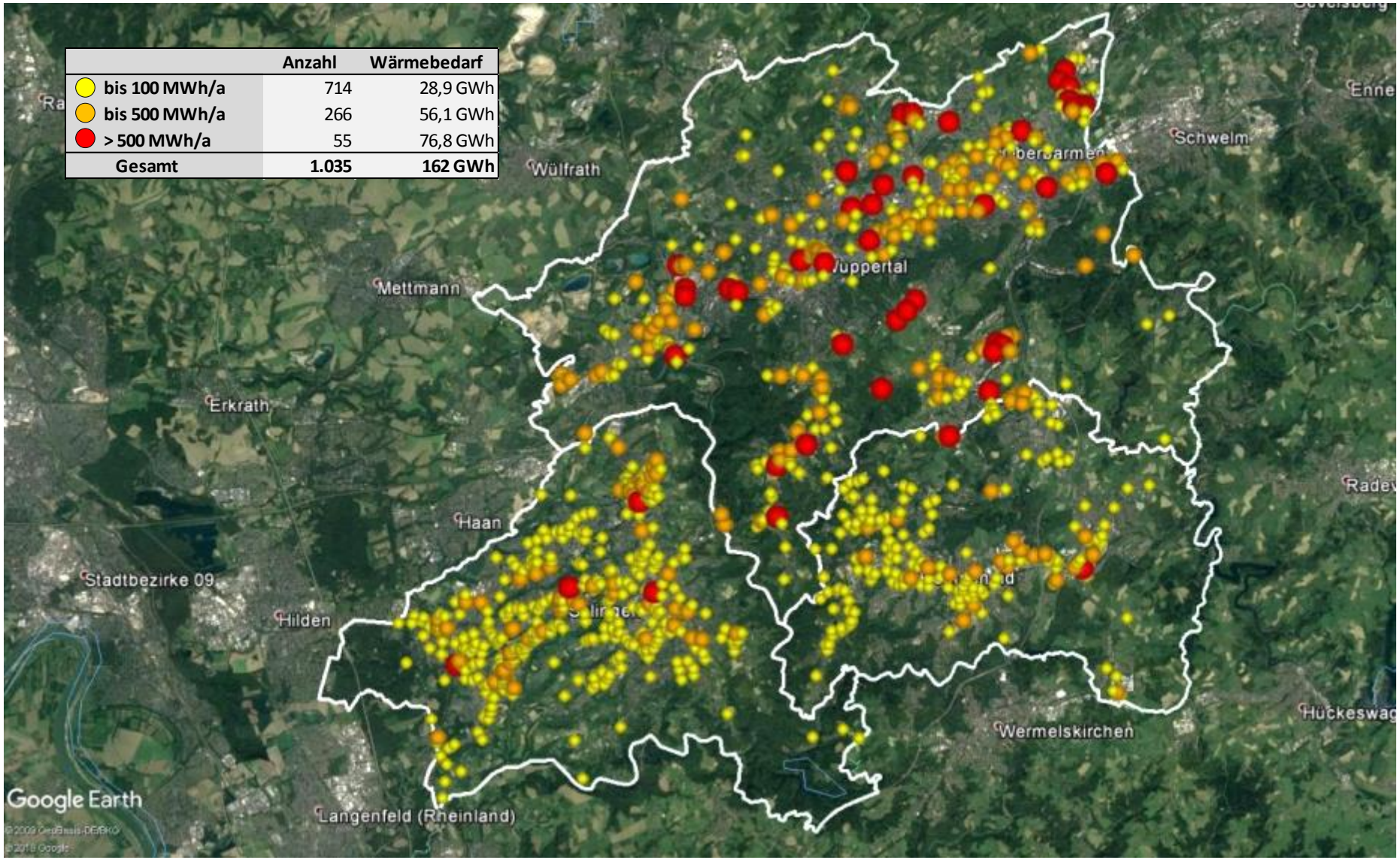
Brutto-Stromerzeugung aus EE
190 TWh in 2016



Quelle: BNetzA Netz- und Systemsicherheit

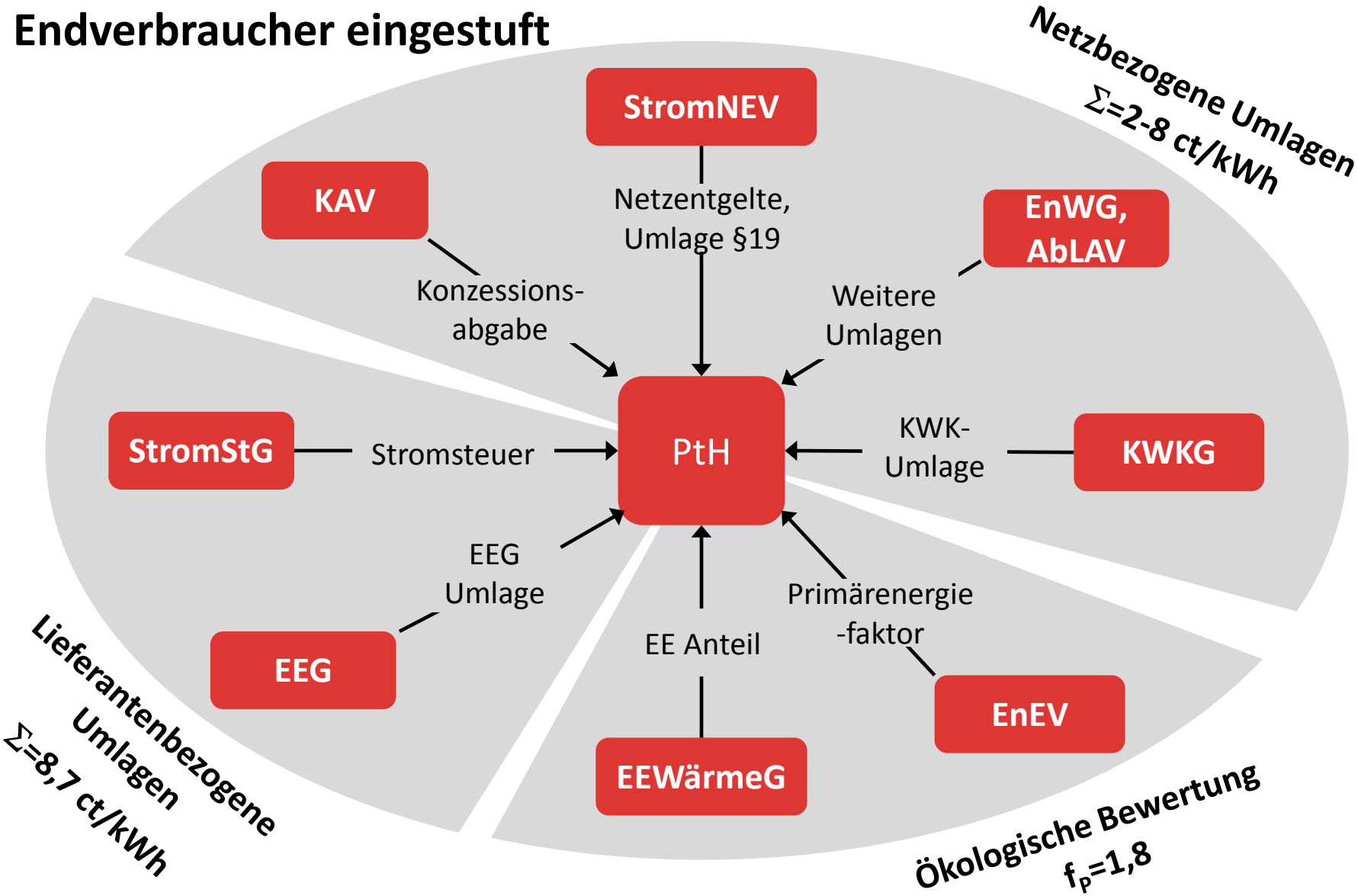
Ausgangssituation prod. Gewerbe

Betriebe des Produzierenden Gewerbes im Bergischen Städtedreieck



	Anzahl	Wärmebedarf
bis 100 MWh/a	714	28,9 GWh
bis 500 MWh/a	266	56,1 GWh
> 500 MWh/a	55	76,8 GWh
Gesamt	**1.035**	**162 GWh**

Power to Heat: regulatorischer Rahmen – PtH grundsätzlich als Endverbraucher eingestuft



Rechtsrahmen

Power to Heat: Mögliche Ausnahmetatbestände

- Netzentgelte (typisch bei PtH MS Ebene, <2.500 h: LP~10 EUR/kW, AP~3 ct /kWh)
  - Nutzung von Sonderregelungen, v.a. atypische Netznutzung in Hochlastzeitfenstern
  - Wegfall NNE bei Nutzung von Eigenstrom (z.B. Arealnetze an Kraftwerks-Standorten)
- EEG-Umlage (6,79 ct/kWh ab 2018)
  - Besondere Ausgleichsregelung bei energieintensivem Gewerbe
  - Entfall oder Reduktion bei Eigenerzeugung
- Stromsteuer (2,05 ct/kWh)
  - Befreiung bei Eigenerzeugung bis 2 MW im räumlichen Zusammenhang (4,5 km)
  - Reduktion möglich bei energieintensiven industriellen Prozessen
- Befreiung von Umlagen, wenn PtH-Anlagen gem. § 13 Absatz 6a EnWG im Netzausbaugebiet durch Netzbetreiber netzdienlich betrieben werden
- Befristete Befreiung von NNE und EEG Umlagen im Rahmen der Sinteg-Projekte

Anwendungsfälle für PtH

	Anwendungsfall	Marktumfang	Status Quo
1	Regelenergie	langfristig beschränkt auf ca. 2 GW (deutschlandweit)	heute primärer Anwendungsfall für PtH zukünftige Erträge ungewiss, seit 2014 starker Preisverfall
2	Netzengpässe	lokaler/regionale Markt, abhängig von Netz- und EE - Ausbau	Verkauf von abgeregeltem Strom heute aus rechtlicher Sicht nicht vorgesehen, => partielle Öffnung durch EEG 2016
3	negative oder niedrige Strompreise	deutschlandweiter Markt, abhängig von Strommarktentwicklung und EE Ausbau	Nutzung von „kostenlosem“ Strom heute wegen Umlagen wenig attraktiv => BMWi strebt Änderungen an
4	Spitzenwärmeerzeuger	Nur lokal, abhängig von Wärmenetzlast und sonstigen Erzeugern	Nur als „letzte“ Reserve sinnvoll, da bei Einsatz hohe Kosten entstehen => kann im Einzelfall aber Gas/Ölkessel ersetzen

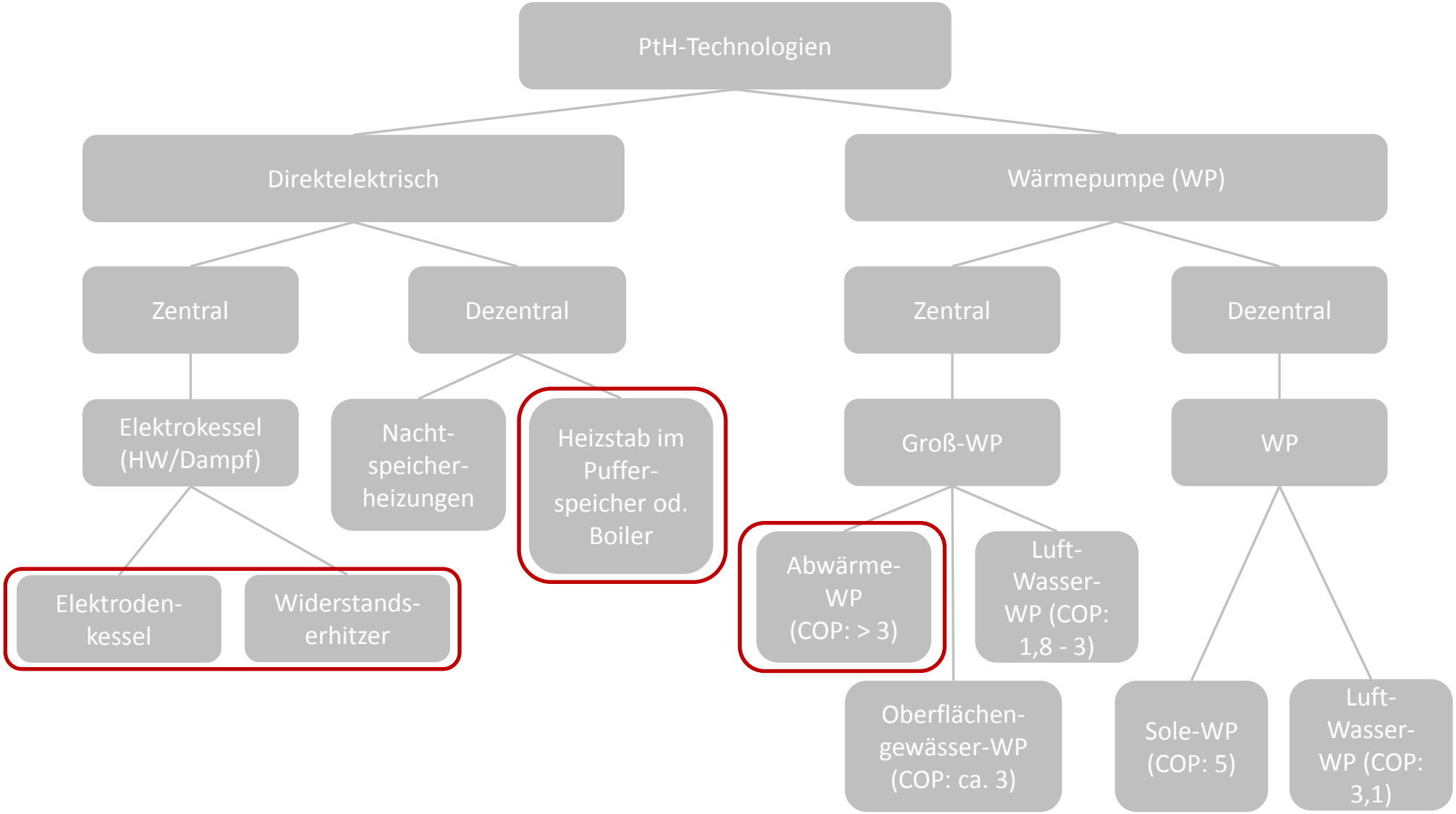
Relevant für Projekt

Agenda

- Ausgangssituation und aktueller Ordnungsrahmen
- Erneuerbarer Strom im Wärmemarkt
  - Überblick Technologien
  - Anlagenebene – Wann können PtH Anwendungen wirtschaftlich sein ? Welche Einsatzmöglichkeiten gibt es ?
- Ausblick

Power to Heat Technologien

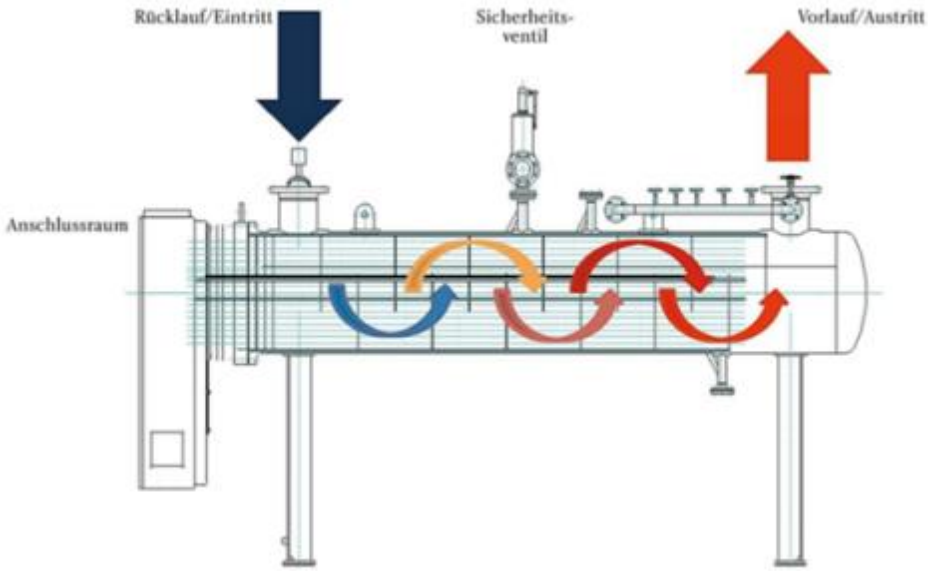
Übersicht Technologien



Power to Heat Technologien

Elektrokessel – Wärme und Dampferzeugung bis 5 MW

Schematisch



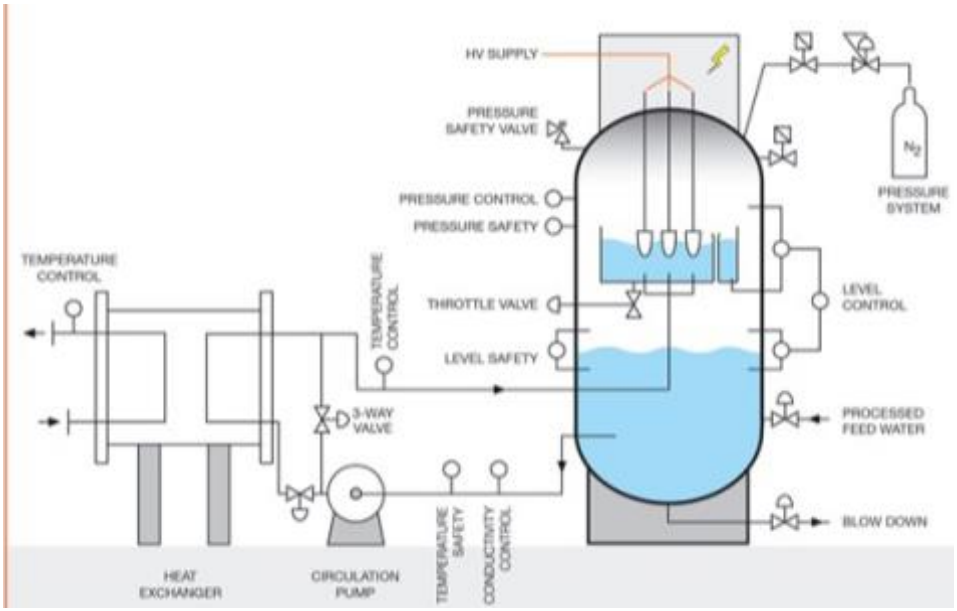
Anlagenbeispiel

- Typische Investitionskosten: 100-150 EUR/kW
- Spannungslevel 230-690 V, üblicherweise Netzanschluss mit Trafostation an MS Netz (10-20 kV)
- Stufenweise regelbar, schnelle Lastgradienten
- Dampfproduktion ebenfalls möglich

Power to Heat Technologien

Elektrodenkessel– Wärme und Dampferzeugung bis 50 MW

Schematisch



Anlagenbeispiel

- Typische Investitionskosten: 80-100 EUR/kW
- Spannungslevel 10-110 kV
- flexibel regelbar, schnelle Lastgradienten
- Dampfproduktion ebenfalls möglich bis ca. 400 °C bei 35 bar

Power to Heat Technologien

Wärmepumpen – breites Leistungsspektrum zwischen 10 kW und 10 MW

Kleinanlagen

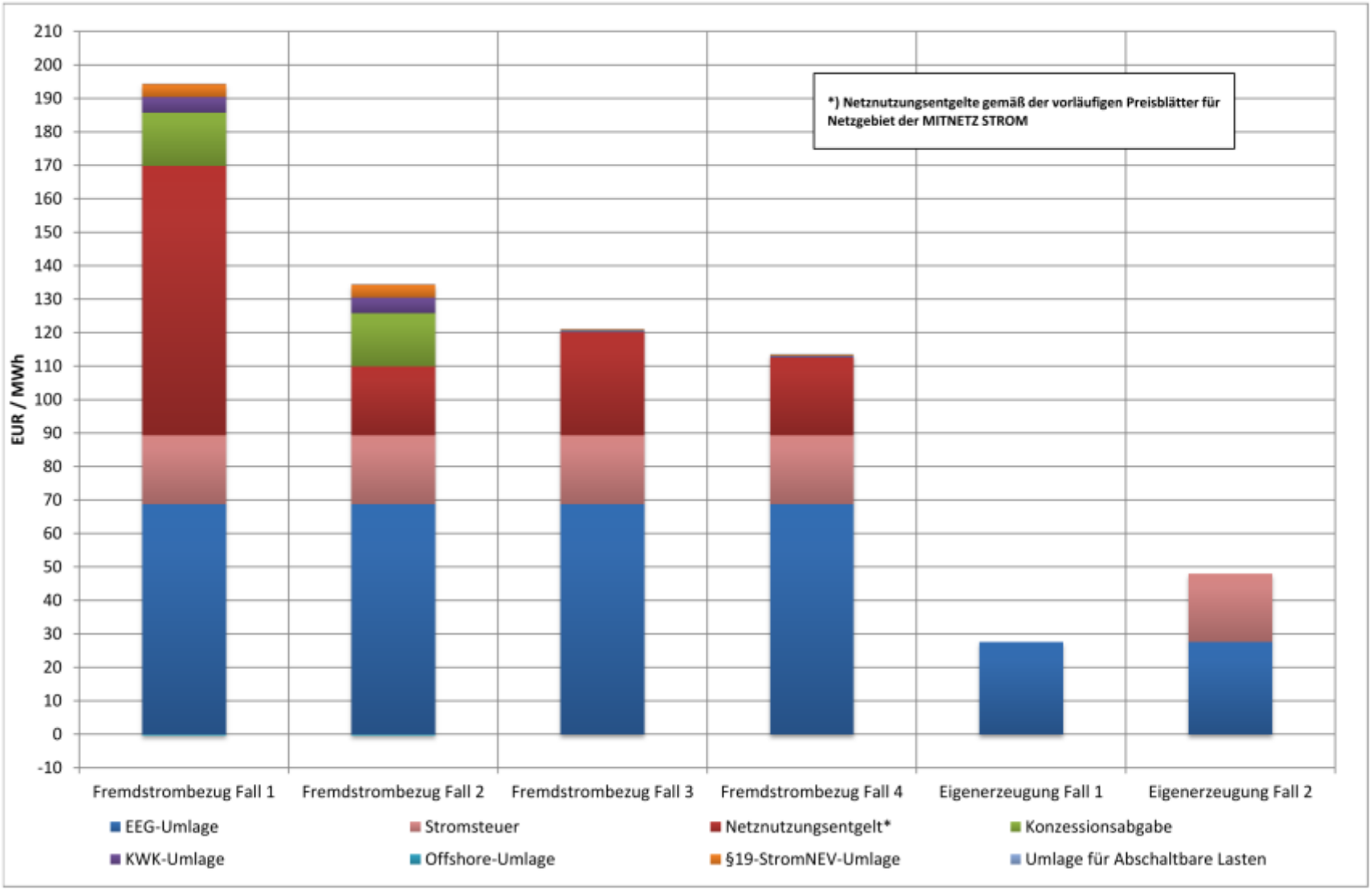
- Investitionskosten: 200-600 EUR/kW
- Leistungsbereich 1 kW-400 kW
- Wärmequellen (Luft, Sole, Wasser)
- Temperaturen meist bis 65°C

Groß-WP

- Investitionskosten: 300-600 EUR/kW
- Leistungsbereich 0,1 -10 MW
- Verschiedene Wärmequellen (Luft, Sole, Wasser)
- Temperaturen bis 90°C

Stromeinsatz im Gewerbe

Bandbreite der Abgabenlast je nach Bezugs-/Erzeugungssituation



Anwendungsfälle

Fallstudien zum Einsatz von Erneuerbarem Strom

- Eckdaten und Methodik:
  - Stundenscharfe Einsatzplanung mit Einschaltkriterien (Vorliegen von Einspeisemanagement-Anforderung, Wärmebedarf, Börsenpreise)
  - Berechnung eines Szenarios über 20 Jahre mit unterschiedlichen EE-Ausbaupfaden
  - Wirtschaftlichkeitsrechnung mit Cashflows (Erlöse, Kosten)
  - Kalkulationszinssatz: 4%

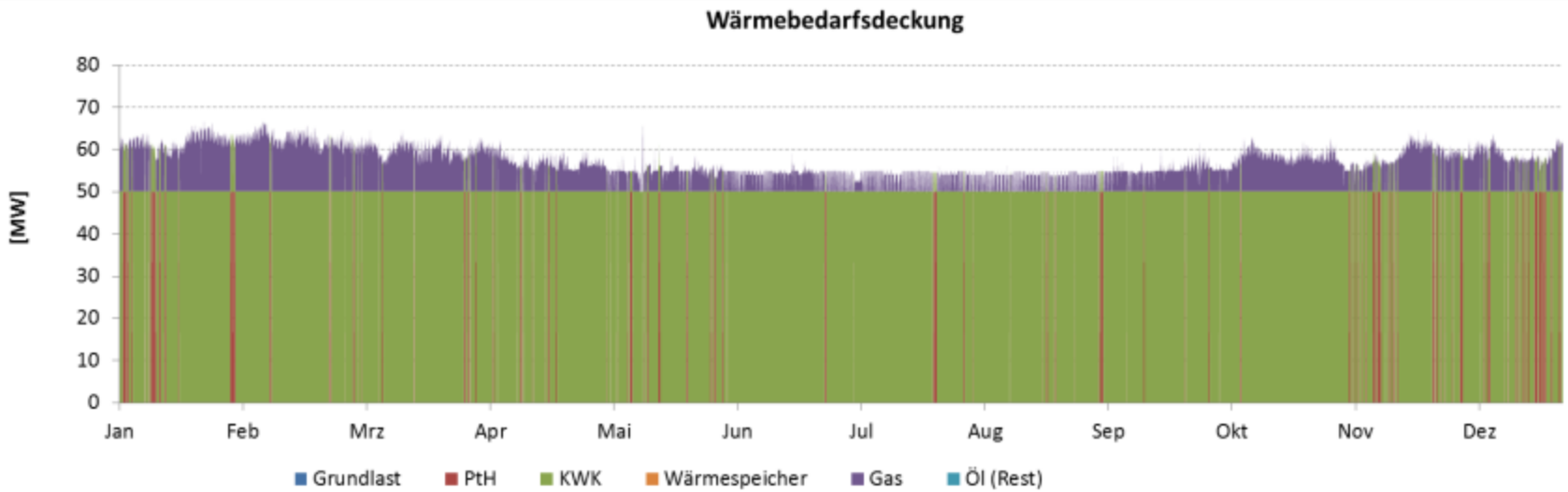
- Sensitivitätsanalyse mit Variation von
  - Energieszenarien → EE Ausbauszenario hoch / mittel / niedrig
  - Netzentgelte → voll / reduziert (HLZF) / keine
  - EEG/StromSt → volle Umlage / keine Umlage
  - Regelenergievermarktung → ja / nein

Quelle: Potenziale der Sektorkopplung und Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich in Sachsen-Anhalt, Endbericht, 2017

Anwendungsfälle

Beispiel Fallstudie: Industrieller Einsatz in der Dampferzeugung

- Typische Dampfbedarfssituation mit ganzjähriger Last (z.B. Lebensmittel-, Chemie- oder Automobilindustrie)
- Einsatz einer PtH Anlage mit
  - 50 MW thermischer Leistung als Kombination aus Elektrodenkessel (Sattdampferzeuger) und Widerstandserhitzer (Überhitzer)
  - Die Investitionskosten werden mit 5 Mio. EUR bzw. 100 EUR/kW angesetzt
  - Einsatz sowohl zur Nutzung von EinsMan-Mengen als auch bei niedrigen Strompreisen



Fallstudie 4: Industrieller Einsatz – Wirtschaftlichkeit

				2017	2020	2025	2030	2035	2040
Einsatz PtH-Anlage	**Stromverbrauch PtH gesamt**	**MWh/a**	**35.248**	**38.798**	**35.248**	**25.899**	**32.248**	**48.447**	**58.497**
	Einsatz PtH Einspeisemanagement	**MWh/a**	6.650	6.550	6.650	7.050	6.300	5.300	4.700
	Einsatz PtH neg. Strompreise	**MWh/a**	28.599	32.248	28.599	18.849	25.948	43.147	53.797
Erlöse	**Summe Erlöse**	**€/a**	**456.624**	**444.647**	**456.624**	**449.718**	**921.324**	**1.877.726**	**2.704.193**
	aus Regelleistung	**€/a**	0	0	0	0	0	0	0
	aus Gaseinsparung	**€/a**	151.036	156.475	151.036	122.887	162.662	267.840	351.317
	aus Heizöleinsparung	**€/a**	0	0	0	0	0	0	0
	aus KWK-Einsparung	**€/a**	639.374	663.302	639.374	518.415	717.213	1.191.048	1.591.923
	aus niedrigen Spotmarktpreisen	**€/a**	-333.786	-375.130	-333.786	-191.584	41.449	418.838	760.953
	aus Einspeisemanagement	**€/a**	0	0	0	0	0	0	0
Kosten	**Summe Kosten**	**€/a**	**1.344.061**	**1.281.813**	**1.344.061**	**1.444.086**	**1.615.788**	**1.843.253**	**2.067.992**
	EEG-Umlage	**€/a**	0	0	0	0	0	0	0
	Netznutzungsentgelt	**€/a**	1.208.380	1.140.227	1.208.380	1.329.384	1.471.320	1.634.520	1.811.536
	Stromsteuer	**€/a**	0	0	0	0	0	0	0
	KWK-Umlage	**€/a**	24.279	25.799	24.279	17.668	26.854	49.300	67.866
	Konzessionsabgabe	**€/a**	31.459	35.473	31.459	20.734	28.543	47.462	59.176
	Sonderumlage §19 StromNEV	**€/a**	14.299	16.124	14.299	9.425	12.974	21.574	26.898
	Sonderumlage §17 EnWG	**€/a**	10.868	12.254	10.868	7.163	9.860	16.396	20.443
	Sonderumlage §18 AbLaV	**€/a**	1.716	1.935	1.716	1.131	1.557	2.589	3.228
	Betriebskosten	**€/a**	53.060	50.000	53.060	58.583	64.680	71.412	78.845
Deckung Wärmebedarf	**Summe**	**MWh/a**	**500.000**	**500.000**	**500.000**	**500.000**	**500.000**	**500.000**	**500.000**
	Grundlast	**MWh/a**	0	0	0	0	0	0	0
	PtH	**MWh/a**	35.248	38.798	35.248	25.899	32.248	48.447	58.497
	KWK	**MWh/a**	409.104	406.064	409.104	417.106	411.508	397.533	388.753
	Gas	**MWh/a**	55.647	55.138	55.647	56.995	56.244	54.020	52.750
	Öl (Rest)	**MWh/a**	0	0	0	0	0	0	0
Einsatzzeiten	**Summe**	**h/a**	**705**	**776**	**705**	**518**	**645**	**969**	**1170**
	neg. Strompreise	**h/a**	572	645	572	377	519	863	1076
	Einspeisemanagement	**h/a**	133	131	133	141	126	106	94
spezifische Kosten	variable Kosten	**€/a**	1.677.847	1.656.943	1.677.847	1.635.671	1.574.339	1.424.415	1.307.039
	Kapitaldienst	**€/a**	367.909	367.909	367.909	367.909	367.909	367.909	367.909
	Wärmegestehungskosten	**EUR/MWh**	58,0	52,2	58,0	77,4	60,2	37,0	28,6

Investitionskosten gesamt	**€**	5.000.000

Amortisation nach	**/**	**Jahren**

IRR	**#ZAHL!**	
Kapitalwert in Jahr 2037	**-15.143.018**	**EUR**
Wärmegestehungskosten mittel	**56,9**	**EUR/MWh**

Anwendungsfälle

Überblick: Anwendungsfälle

	Einsatzbereich	Leistung thermisch	Einsatzzeit	CO_2-Einsparung	Wirtschaftlichkeit aus Betreibersicht
Große PtH Anlage	Fernwärme, großes Netz (500 GWh)	30 MW	100-600 h/a	2-6%	Nur in Varianten ohne NNE und Umlagen
Kleine PtH Anlage	Fernwärme, mittleres Netz (40 GWh)	5 MW	120-850 h/a	2-10%	Nur in Varianten ohne NNE und Umlagen
Wärmepumpe	Fern/Nahwärme mittleres Netz (40 GWh)	5 MW	200-6.000 h/a	Bis zu 15%	Nur in Varianten ohne NNE und Umlagen
PtH Industrie	Industrie, Dampferzeugung	50 MW	1.000 h/a	Rd. 7%	Keine Wirtschaftlichkeit

- Der aktuelle Rechtsrahmen für den PtH Einsatz belastet die Wirtschaftlichkeit extrem
- Auch bei höherer Auslastung von >500 h/a und häufigeren Niedrigpreisphasen ist mit dem heutigen Abgabenregime <u>kein</u> wirtschaftlicher Betrieb möglich

Rahmenbedingungen PV-Anlagen 2018

Bedingungen für Einspeisevergütung und Eigenverbrauch

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)

- (1) Betreiber von Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden, haben für den in diesen Anlagen erzeugten Strom gegen den Netzbetreiber einen Anspruch auf

1. die Marktprämie nach § 20,
2. eine Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 und 2 oder
3. einen Mieterstromzuschlag nach § 21 Absatz 3.

➔Bis 100kW installierter Leistung ist eine Einspeisevergütung noch möglich, IBN-Jahr + 20 Jahre sichere Vergütung

➔Interessanter ist allerdings meist die Eigennutzung (vermiedener Strombezug, aber anteilige Beteiligung an der EEG-Umlage (40% von derzeit 6,79 ct/kWh)

➔im Falle Begrenzung der EEG-Umlage § 64 EEG fällt die Eigenerzeugung mit in die Regelung, ist also nicht grds. schädlich…

Beispiel PV-Anlage Industriekunde

Grobabschätzung aus Reststrombezug (unter 2.500Vbh durch BHKW)

Anlagengröße	20	kWp
Spezifischer Ertrag im ersten Jahr	920	kWh/kWp
Spezifische Investitionskosten	1.200	EUR/kWp
PV: Eigennutzung der Stromerzeugung	92%	
Bedarf: Deckung durch PV	1%	
informativ: Mischpreis Stromgutschrift im ersten Jahr	176	EUR/MWh
Kapitalwert	18.910	EUR
Interne Verzinsung	11%	
Dynamische Amortisation	12	Jahre

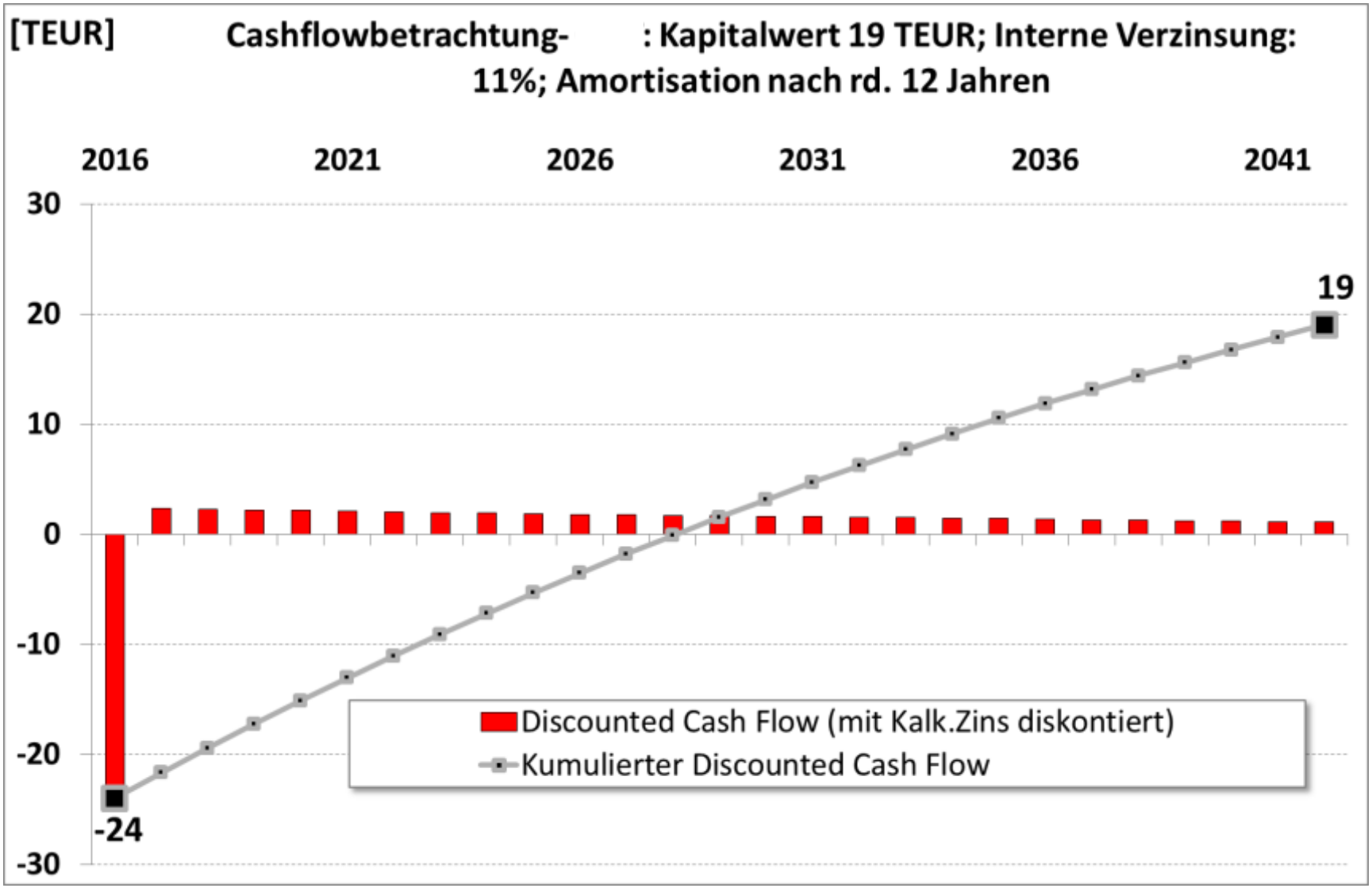
1. Eine PV-Anlage an der Förderschwelle mit fast 100% Eigennutzung ist je nach Renditeanforderung umsetzbar

   ➔ **hier müssen individuell Vorgaben und Details geklärt werden**

   ➔ **Bei geringen Strompreisen aufgrund der Reduzierungen/ Privilegien im produzierenden Gewerbe ist durch eine geringe Stromgutschrift die mögliche Rendite geringer…**

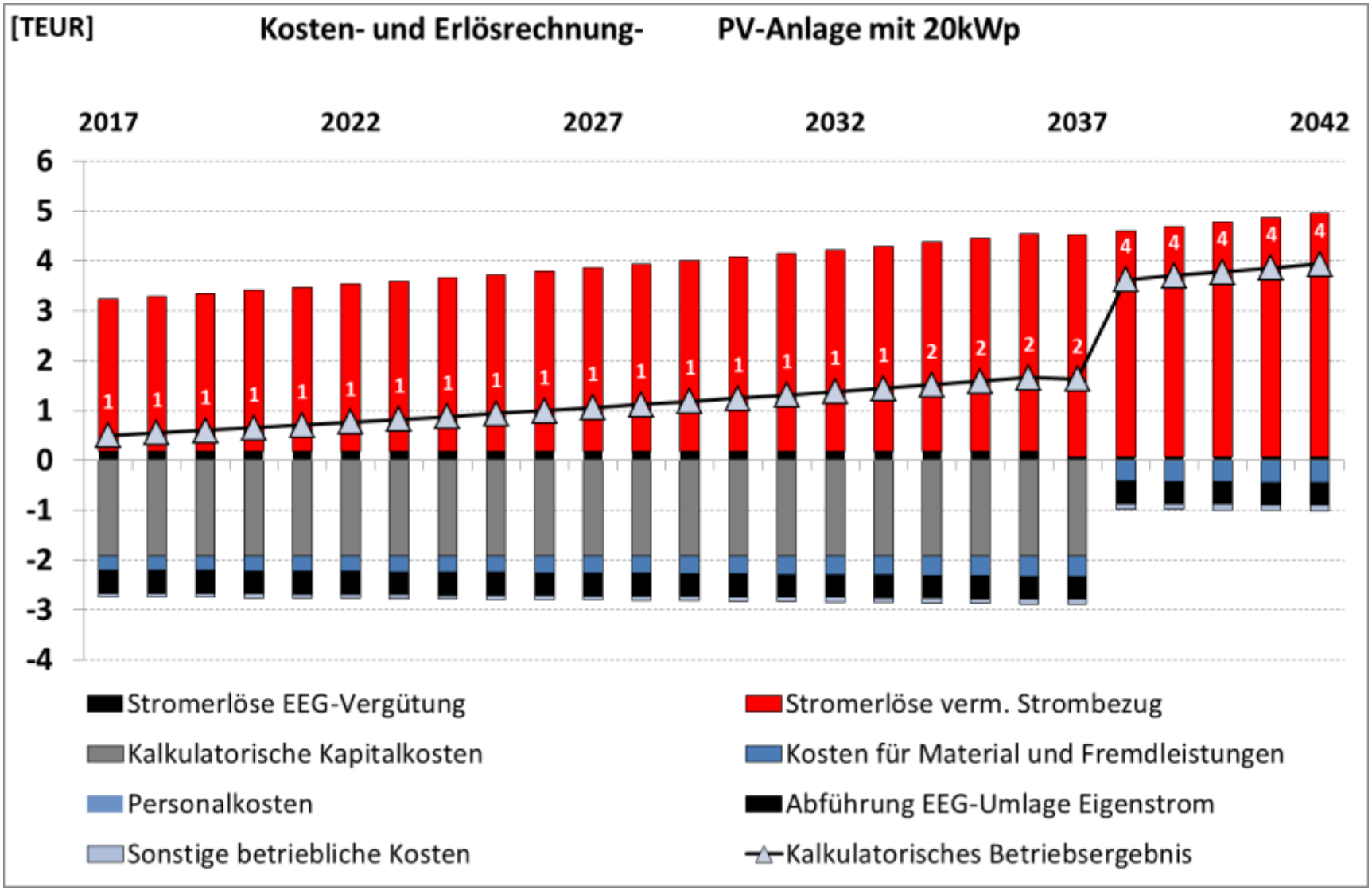
Beispiel PV-Anlage Industriekunde

Eigenverwendung besser als Einspeisung … Rückfallebene aber hoch



Beispiel PV-Anlage Industriekunde

Eigenverwendung besser als Einspeisung … Rückfallebene aber hoch



Agenda

- Ausgangssituation und aktueller Ordnungsrahmen
- Erneuerbarer Strom im Wärmemarkt
  - Überblick Technologien
  - Anlagenebene – Wann können PtH Anwendungen wirtschaftlich sein ? Welche Einsatzmöglichkeiten gibt es ?
- Ausblick

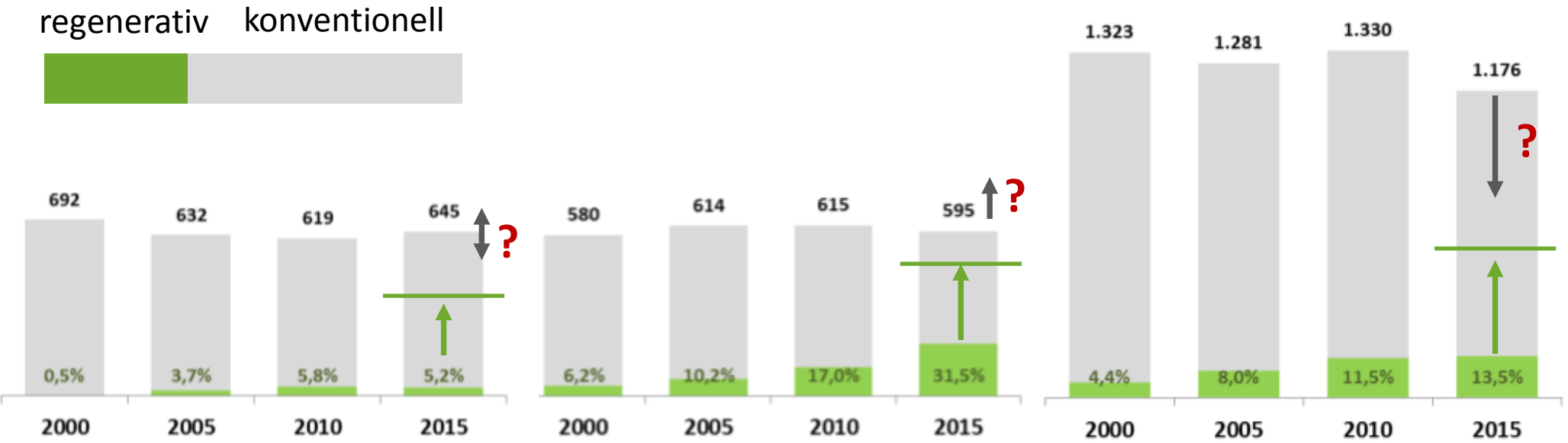
Fazit

- Beim Übergang vom „Stromsektor“ in den „Wärmesektor“ konkurriert Elektrowärme mit Brennstoffen, die weitaus weniger mit Umlagekosten der Energiewende belastet sind (um etwa Faktor 10)
- Staatlich induzierte Preiskomponenten (EEG-Umlage, StromSt, Netzentgelt, KA) sind auf die kWh bezogen und nicht dynamisiert (teilw. Ausnahme: NNE)
- Sonderregelungen z.B. nach ENWG § 13, Abs 6a gelten nur im Netzausbaugebiet, nicht in NRW oder im Rahmen spezieller Projekte (Sinteg)
- Zudem wird der Einsatz durch pauschale Primärenergiefaktoren eher bestraft
- Intelligente und vernetzte Regelungen können (punktuell) einen regionalen Ausgleich zwischen EE-Erzeugern und Verbrauchern ermöglichen (Beispiel Tal.Markt der Wuppertaler Stadtwerke) => starre Steuern, Umlagen und Abgaben verhindern in den meisten Anwendungsfällen nach wie vor einen flexiblen und wirtschaftlichen Power-to-Heat-Einsatz

➔ **Sektorkoppler brauchen eine eigene Marktrolle…**
… aber keinen Freibrief zur Freistellung von Abgaben und Umlagen !

Ausblick 1: Gesamtbild der Sektoren in D

Endenergie nach Sektoren in TWh



VERKEHR
Ziel 2050: ~60%

X 3

STROM
Ziel 2050: 80%

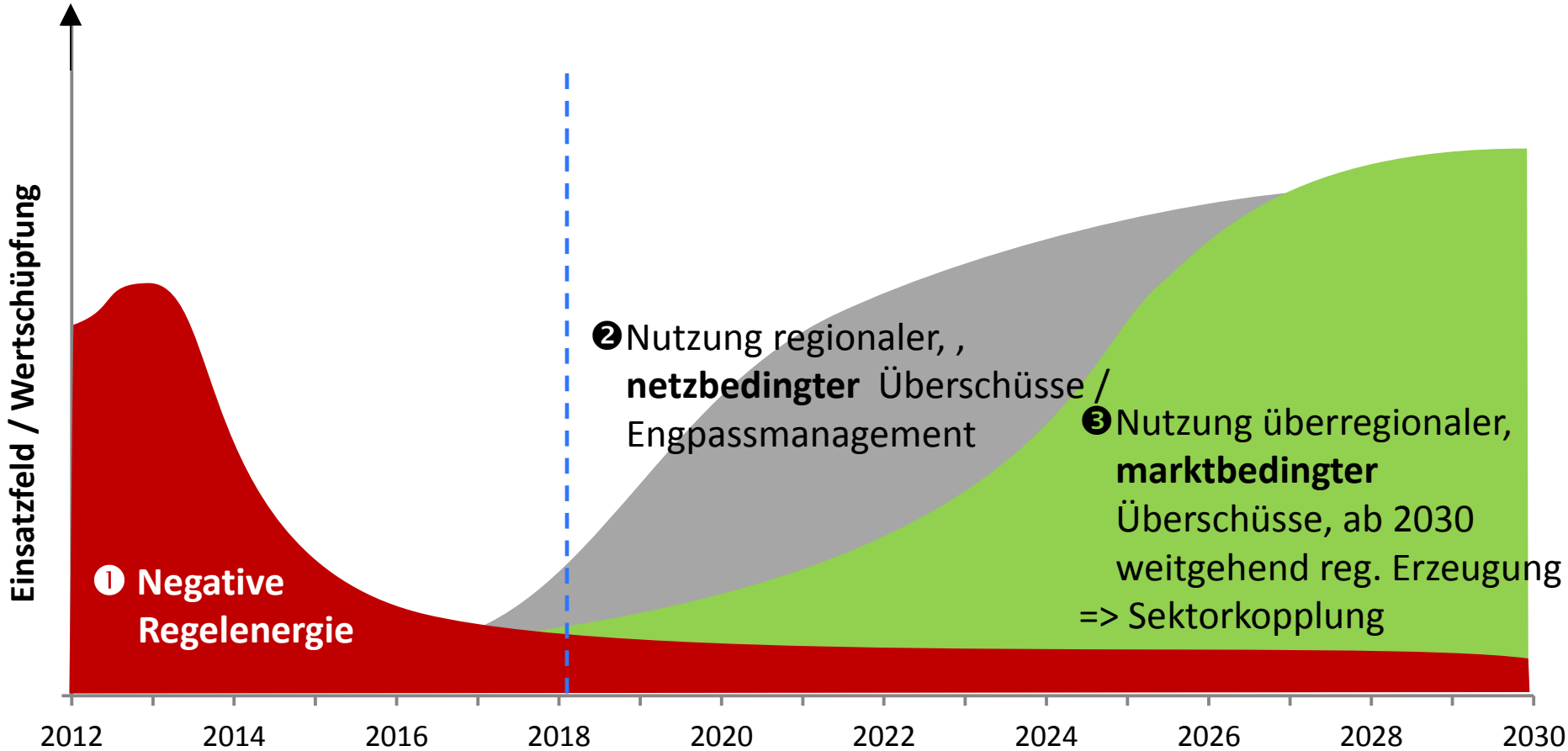
X 3

WÄRME
Ziel 2050: ~60%

Quelle: Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland, BMWI

- Der Anteil EE im Elektrizitätssektor ist durch das EEG deutlich gestiegen
- Der Ausbau Erneuerbarer Energien im Wärme- und Mobilitätssektor hinkt „hinterher“
- **Wir stehen – trotz 15 Jahren EEG - erst am Anfang dieses Transformationsprozesses !**

Ausblick 2 - Marktchance für PtH – heute und zukünftig



Quelle: BTB, NEW ENERGY, TU Berlin, Ergänzung ENERKO

- 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

EEB ENERKO Energiewirtschaftliche Beratung GmbH

Dr. Armin Kraft, Klaus Holler, Patrick Freialdenhoven

Landstraße 20

52457 Aldenhoven

Telefon: +49 (2464) 971-537

www.enerko.de

E-Mail: Armin.Kraft@enerko.de

17.04.2018

changing energy