

„Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich“

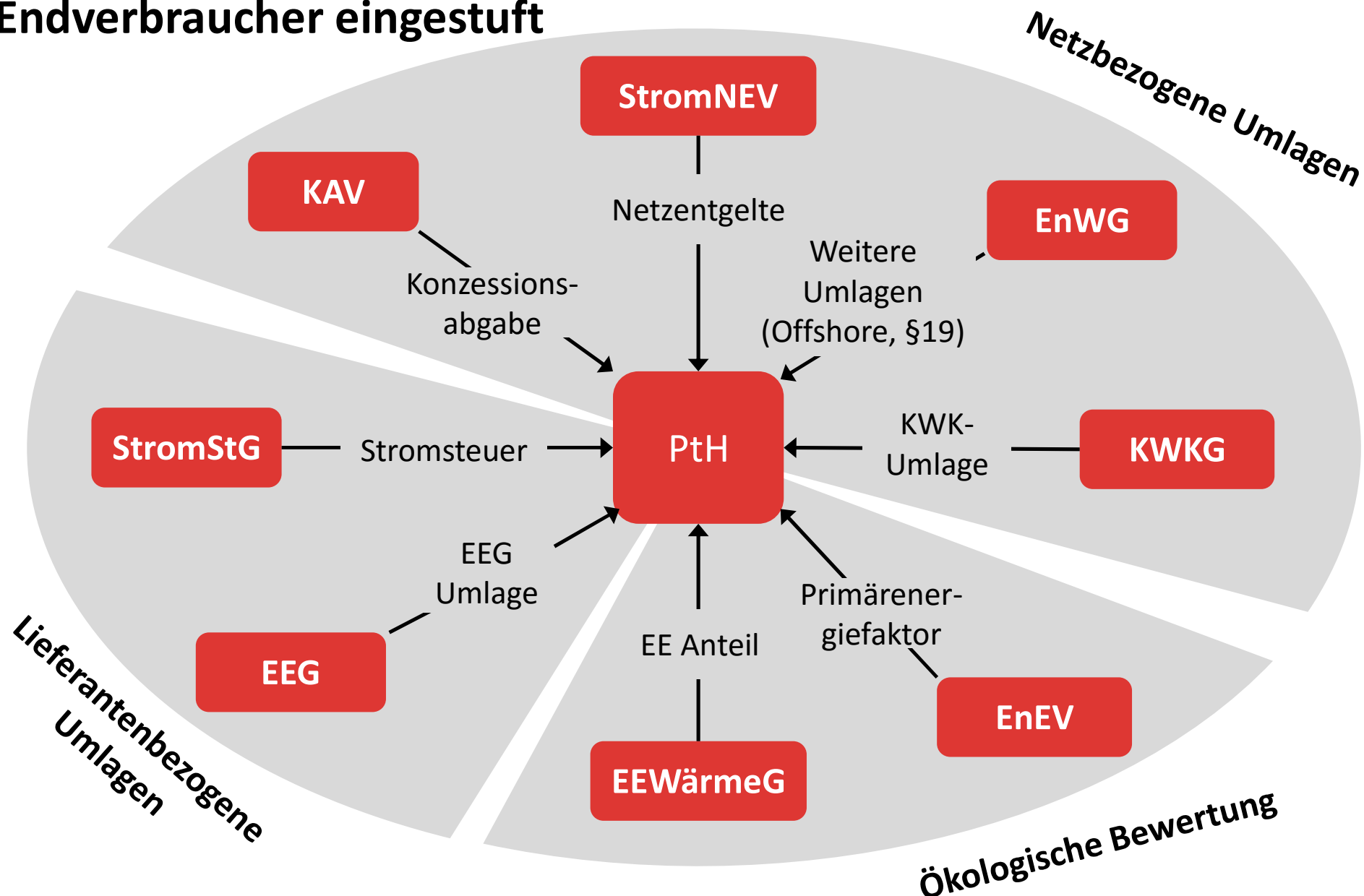
Teil 2 – Handlungsempfehlung und Ausblick

25.10.2017

EEB ENERKO
Energiewirtschaftliche
Beratung GmbH

- Rechtlicher Rahmenbedingungen heute
- Handlungsempfehlung
 - Netzentgelte und Netzsicherheitsmanagement
 - Umlagen und Ordnungsrahmen für Sektorkoppler
- Ausblick: Beitrag zum Klimaschutz in Sachsen Anhalt

Power to Heat: regulatorischer Rahmen – PtH als Endverbraucher eingestuft



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 Netzausbaubereich, nicht in Sachsen-Anhalt oder im Rahmen spezieller Projekte (Sinteg)
 - Die Nutzung von Strom im Wärmemarkt ist daher ohne Anpassung des Ordnungsrahmens betriebswirtschaftlich unsinnig, selbst wenn durch PtH zusätzlicher Strom genutzt wird, der sonst abgeregelt oder exportiert würde
 - Zudem wird der Einsatz durch pauschale Primärenergiefaktoren eher bestraft
- ➔ Sektorkoppler brauchen eine eigene Marktrolle...
... aber keinen Freibrief zur Freistellung von Abgaben und Umlagen !

- Rechtlicher Rahmenbedingungen heute
- Handlungsempfehlung
 - Netzentgelte und Netzsicherheitsmanagement
 - Umlagen und Ordnungsrahmen für Sektorkoppler
- Ausblick: Beitrag zum Klimaschutz in Sachsen Anhalt

Eckpunkte für einen sachgerechten und praxistauglichen Ordnungsrahmen der Netzentgelte

- In Zeiten **hoher Netzlast und geringer EE-Einspeisung** müssen Sektorkoppler so wie andere Verbraucher gestellt werden und mit **regulären Netzentgelten** belastet werden
- In Zeiten **niedriger Netzlast und hoher EE-Einspeisung** bzw. Vorliegen regionaler Engpasssituationen sollten Sektorkoppler **netzdienlich** abgerufen werden können.
 - Marktsignale wie die Börsenpreise sind nicht geeignet, da diese keine Regionalfaktoren enthalten.
 - Diskriminierungsfreier Abruf durch regionale Netzbetreiber im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements
=> später Übergang zu einem marktbasierten Modell für regionale Flexibilitätsmärkte
- In Zeitphasen, die **weder durch eine hohe Netzlast noch durch hohe Einspeisung** geprägt sind, sollten Sektorkoppler durch den Betreiber frei eingesetzt werden können mit **reduzierten Netzentgelten**

Marktordnung Sektorkopplung

Leitplankenmodell für Netzentgelte

typische Winterwoche (beispielhaft)

		Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
Uhrzeit	0-4	3	3	2	2	2	2	3
	4-8	2	2	1	1	1	2	3
	8-12	2	2	1	1	2	2	3
	12-16	2	2	2	2	2	2	2
	16-20	2	1	1	1	1	2	2
	20-24	3	2	2	2	1	3	3

typische Sommerwoche (beispielhaft)

		Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
Uhrzeit	0-4	2	3	2	2	2	2	2
	4-8	2	3	2	2	2	2	2
	8-12	2	2	2	2	2	2	2
	12-16	2	2	2	2	2	3	3
	16-20	3	2	1	1	2	2	2
	20-24	3	2	2	2	2	2	2

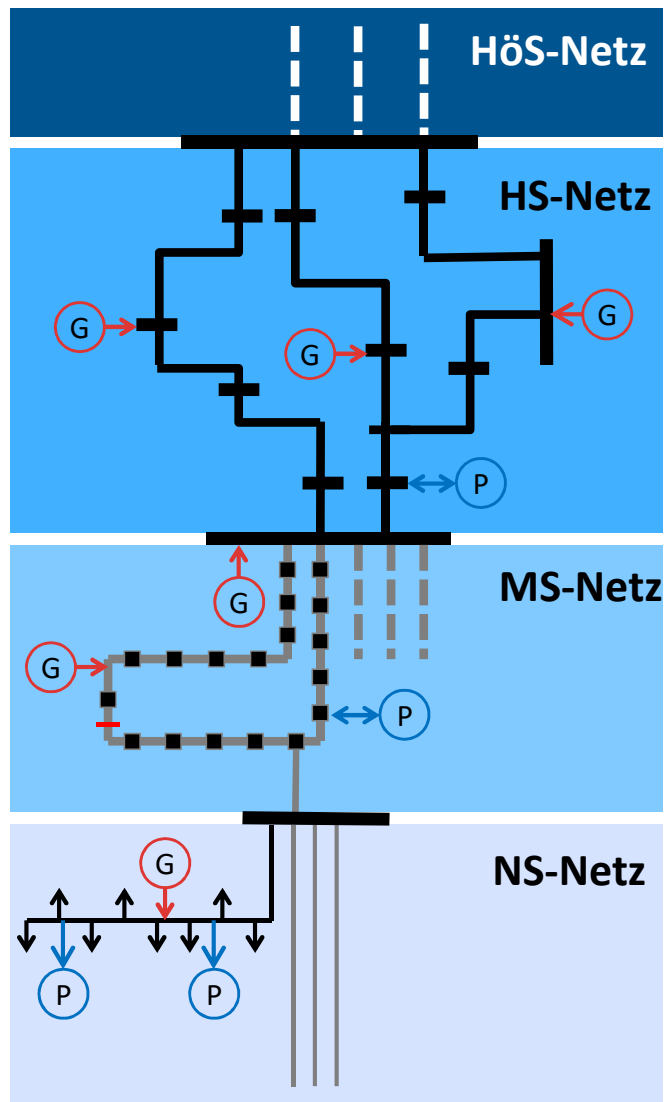
1	Hochlastzeitfenster: Volle Netzentgelte
2	Mittellastzeitfenster: Netzneutral
3	Niedriglastzeitfenster: Vorhaltung zum Abruf durch Netzbetreiber

Eckpunkte für einen sachgerechten und praxistauglichen Ordnungsrahmen der Umlagen

- Eine komplette Befreiung von allen Umlagen für Sektorkoppler wäre zwar aus Betreibersicht wünschenswert, würde aber zu Fehlsteuerungen und Fehlanreizen führen.
- Eine Dynamisierung der Umlagen ist unabdingbar, ansonsten ist eine Nutzung von Strom im Wärmemarkt nicht konkurrenzfähig
- Umlagen können ebenfalls nach dem Leitplankenmodell behandelt werden:
 - In Phase 1 (Hochlastzeitfenster, rot) fallen alle Umlagen auch für ausgewiesene steuerbare Lasten an
 - In Phase 2 (Mittellast, gelb) werden Sektorkoppler von netzbezogenen Abgaben (u.a. KWK-Umlage, Konzessionsabgabe) sowie der Stromsteuer befreit, für die Stromlieferung wird eine reduzierte EEG Umlage von 40% fällig
 - In Phase 3 (grün) wird die Anlage durch den VNB abgerufen, es findet kein Stromlieferprozess mehr statt und es sind auch keine Umlagen zu entrichten

Handlungsempfehlung

Netzdienliche Integration



- Insbesondere größere Anlagen können zu einer Entlastung der Engpässe in den überlagerten **HS- und HöS-Netze** beitragen
- Große PtH-Anlagen werden vorwiegend in der **MS-Netzebene** / Umspannebene HS/MS angeschlossen
 - Nah- und Fernwärmenetze / Industriewärmebedarf meist in urbanen Räumen, Dezentrale Erzeugung vorwiegend im ländlichen Raum
 - Nur in Einzelfällen ist eine engpassreduzierende Wirkung im **MS-Netz** zu erwarten
- Engpassreduzierend wirken PtH-Anlagen im **NS-Netz**, wenn sie im gleichen Strang wie die EE-Anlagen angeschlossen sind
- **Voraussetzung für die Netzdienlichkeit ist die Steuerbarkeit der Anlagen (Einbindung in Redispatch und NSM als zuschaltbare Lasten), sowie Anreize zum netzdienlichen Einsatz (z.Bsp. Leitplankenmodell)**

Prozessuale Weiterentwicklung zur Nutzung von Flexibilitäten

- Planwertbasiertes Verfahren ermöglicht Interessenausgleich im Vorfeld!



Marktphase

- Handel von Flexibilitäten unter Berücksichtigung des Leitplanken-modells
- Netzrestriktionen werden auf Basis der Prognosen und Preissignale berücksichtigt



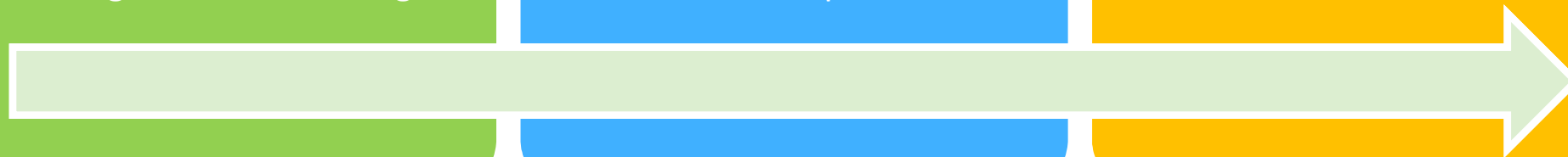
Redispatchphase

- Abgleich der Einsatzpläne der Erzeugungs-kapazitäten mit der tatsächlich vorhandenen Netzkapazität
- Marktbezogene Maßnahmen des VNB - Redispatchkosten



Einspeise- managementphase

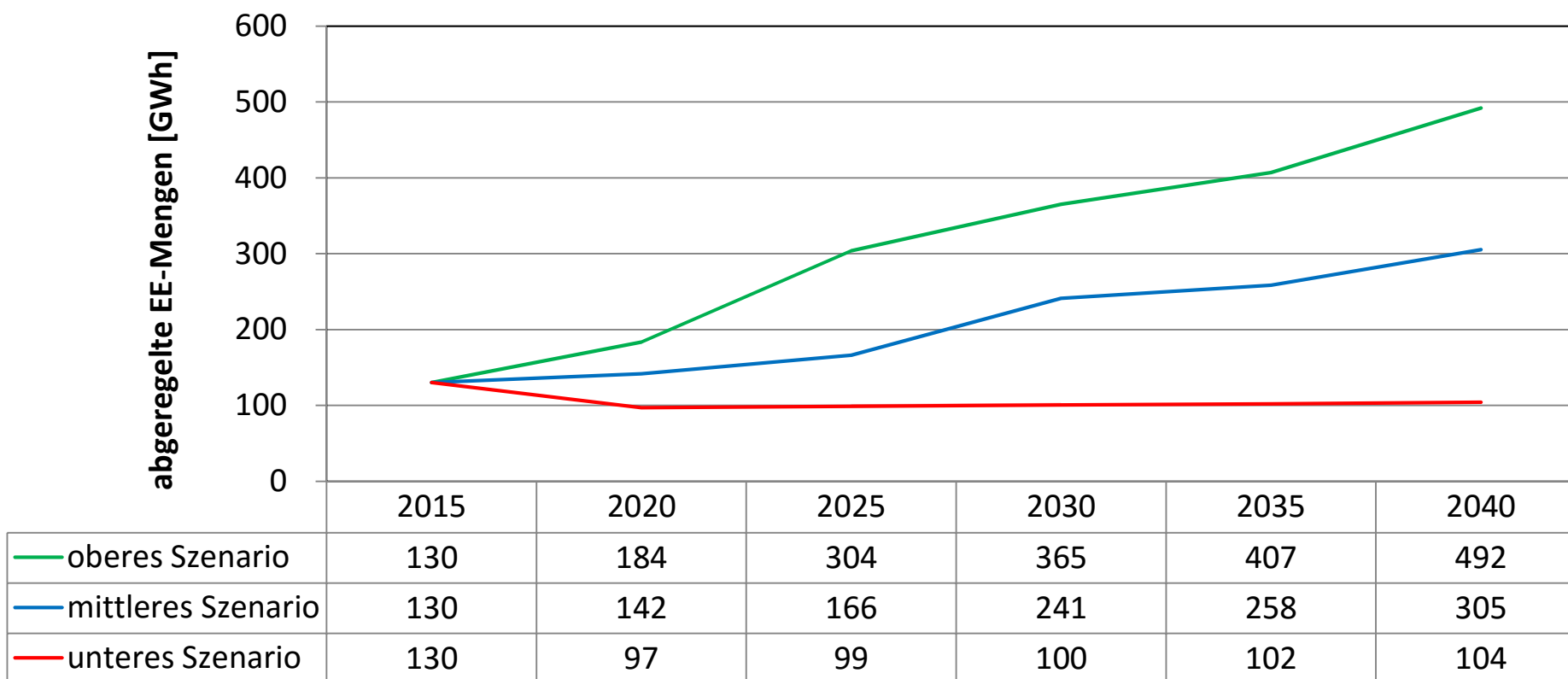
- Operative Notfallmaßnahmen (SSM / NSM)
- PtH können den Energieausfall reduzieren



- Rechtlicher Rahmenbedingungen heute
- Handlungsempfehlung
 - Netzentgelte und Netzsicherheitsmanagement
 - Umlagen und Ordnungsrahmen für Sektorkoppler
- Ausblick: Beitrag zum Klimaschutz in Sachsen Anhalt

Beitrag Erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung - Projektion

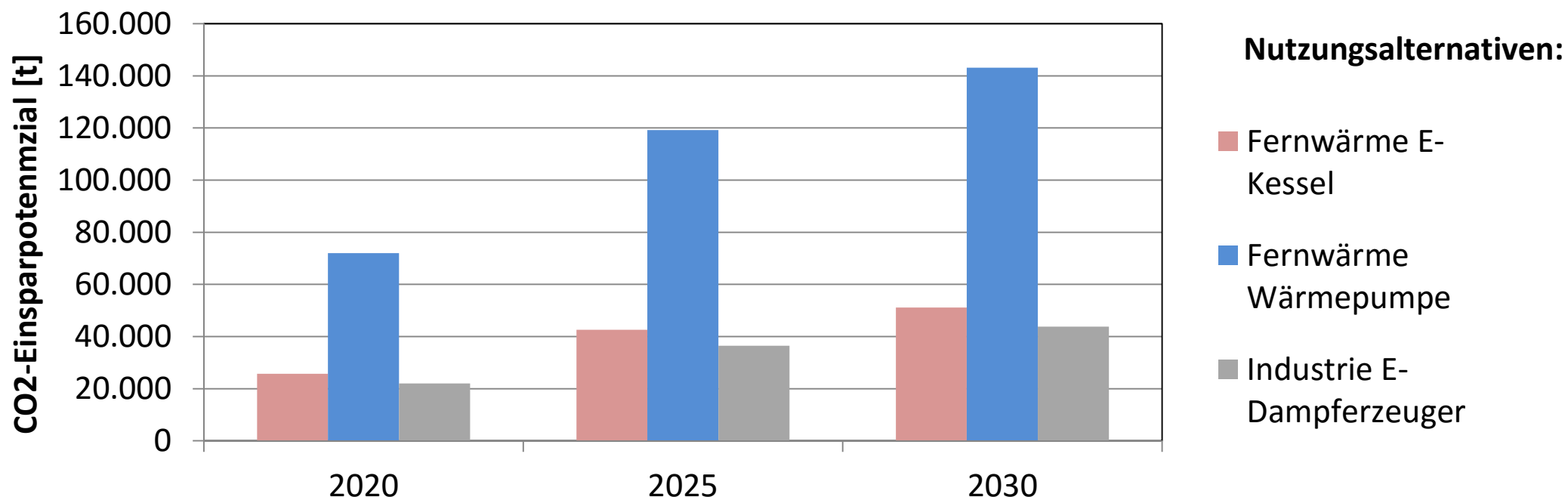
- Durch das Instrument der Spitzenlastkappung wird der Anteil nicht genutzten EE Stromes weiter steigen
- Projektion der nicht genutzten EE Mengen*



*ohne Zusatzpotenzial durch Mengen, die durch Windkraftbetreiber bei neg. Strompreisen gar nicht erst erzeugt werden

Beitrag Erneuerbarer Energien zur CO₂ Einsparung

- Bewertet werden nur die zusätzlichen Mengen durch nicht genutzten EE Strom
- Bis 2025 maximal erreichbare Einsparung im oberen Szenario von rd. 120.000 t/a bei konsequenter Stromnutzung durch Wärmepumpen
 - entspricht in etwa 1,5% der CO₂-Emissionen des Sektors Haushalte und GHD
 - bzw. rd. 0,5% der Gesamtemissionen Sachsen-Anhalts



Ausblick: CO₂ Einsparung durch EE-Strom im Wärmebereich

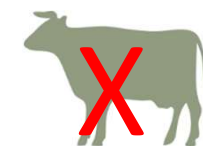
- Mittelfristiges zusätzliches Einsparpotenzial von rd. 120.000 t/a bei konsequenter Nutzung mit hoher Umwandlungseffizienz (Wärmepumpen), bei direkter Wärmenutzung rd. 43.000 t/a
- Um den gleichen Effekt zu erreichen, müssten
 - 100.000 Elektroautos angeschafft werden (statt Benziner) –
=> 300 mal mehr als heute in Sachsen-Anhalt !
 - oder 7 Mio. Halogenlampen durch LED ersetzt werden –
=> alle Leuchten in allen Haushalten in Sachsen-Anhalt austauschen !
 - oder 1,5 Mio. Menschen auf Fleisch verzichten
=> jeder Zweite in Sachsen-Anhalt !



7 Mio.



1,5 Mio .



➔ **120.000 t Einsparung sind durchaus relevant !**

Ausblick und Fazit

- Hohes Potenzial an Wärmesenken mit Schwerpunkt Fernwärmenetze und Industriewärme in Sachsen Anhalt
- Mit PtH als Sektorkopplung kann die im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements auftretende EE-Verlustenergie wirkungsvoll genutzt werden.
- Signifikantes (aber nicht riesiges) Potenzial zur CO₂- und Primärenergieeinsparung
- Pauschalierte Umlagen und Steuern sowie die Netznutzungsentgelte verhindern die Nutzung – selbst in Zeiten hoher EE Einspeisung und negativer Börsenpreise
- Dynamisierung und Regionalisierung von Abgaben und Umlagen sind notwendig
- Eine EE-Stromnutzung im Wärmemarkt kann eine dämpfende Wirkung auf Netznutzungsentgelte und Umlagen entfalten, sofern durch einen dienlichen Ordnungsrahmen zusätzliche Strommengen regional genutzt werden können.
- Elektrokessel sind z.Z. die günstigste Technologie, eine umfassende Elektrifizierung des Wärmemarktes ist aber nur durch Wärmepumpen möglich

**Wir bedanken uns bei allen Beteiligten für die
Unterstützung bei der Durchführung der Studie !**

25.10.2017

