

Transition Towards an “All-electric World” – Developing a Merit Order of Electrification for the German Energy System

Strommarkttreffen

Berlin, 25. November 2016

Vortragender: Andrej Guminski

Agenda

1

Elektrifizierung – Kernfragen, Status Quo und Potenziale

2

Merit order der Elektrifizierung 2050 – Methodik und Annahmen

3

Merit order der Elektrifizierung 2050 – Beispielhafte Ausführung der Methodik

4

Merit order der Elektrifizierung 2050 – Interpretation, Fazit und aktuelle FfE Forschungsarbeiten zum Thema

Die Elektrifizierung kann ein zentraler Baustein der Energiewende werden, einige Fragen sind jedoch noch unbeantwortet...

Kernfragen der Elektrifizierung

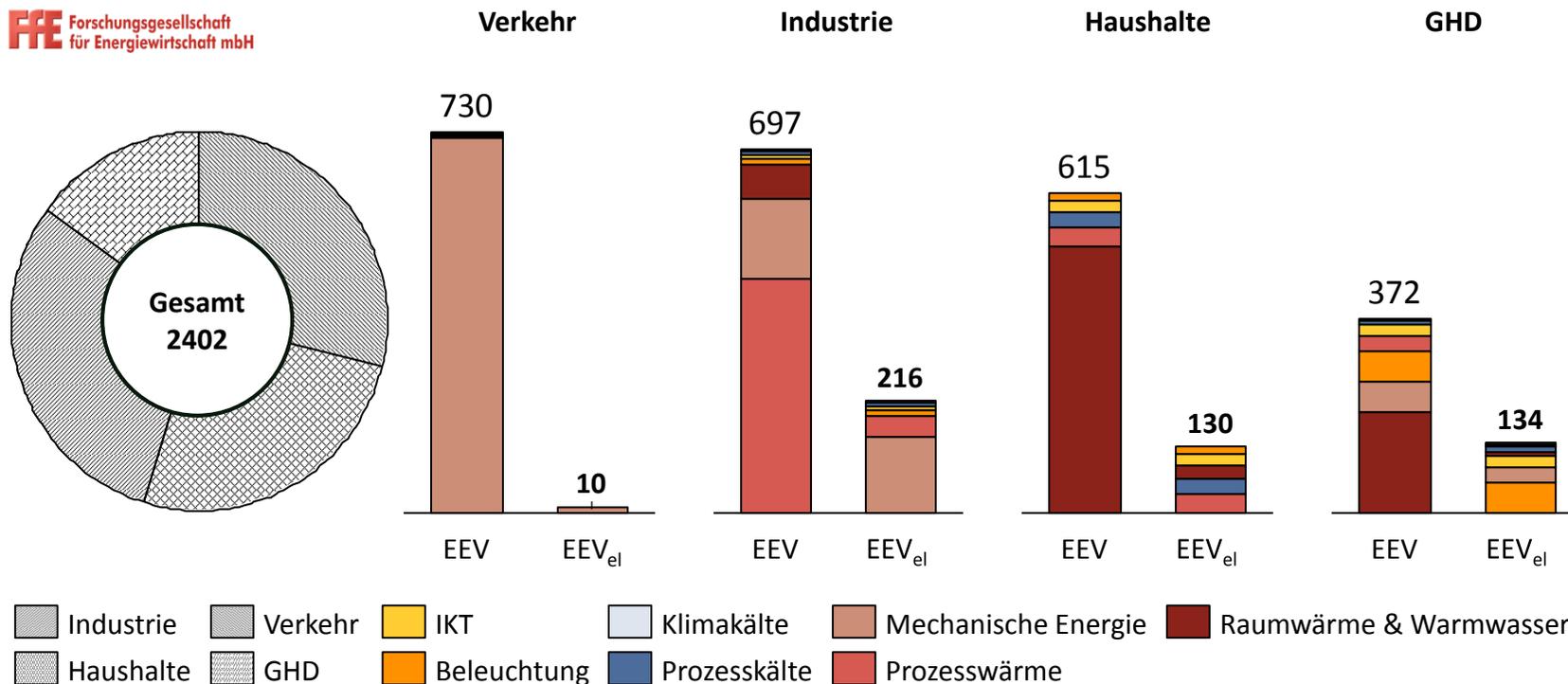
Was für spezifische Differenzkosten entstehen durch die Elektrifizierung des deutschen Endenergieverbrauchs, in sektoraler Auflösung, für das Jahr 2050?

1. Was ist das theoretische Elektrifizierungspotenzial in sektoraler Auflösung?
2. Welche Prozesse und Anwendungen können aus technischer Sicht elektrifiziert werden und welche Technologien kommen hierfür in Frage?
3. In sektoraler Auflösung; was sind die spezifischen Differenzkosten der Elektrifizierung für die analysierte Prozesse und Anwendungen?
4. Wie sieht die resultierende merit-order der Elektrifizierung aus und wie kann diese interpretiert werden?

20 % des Endenergieverbrauchs sind bereits elektrisch...

Gesamter Endenergieverbrauch und elektrischer Endenergieverbrauch in sektoraler Auflösung in TWh für 2014*

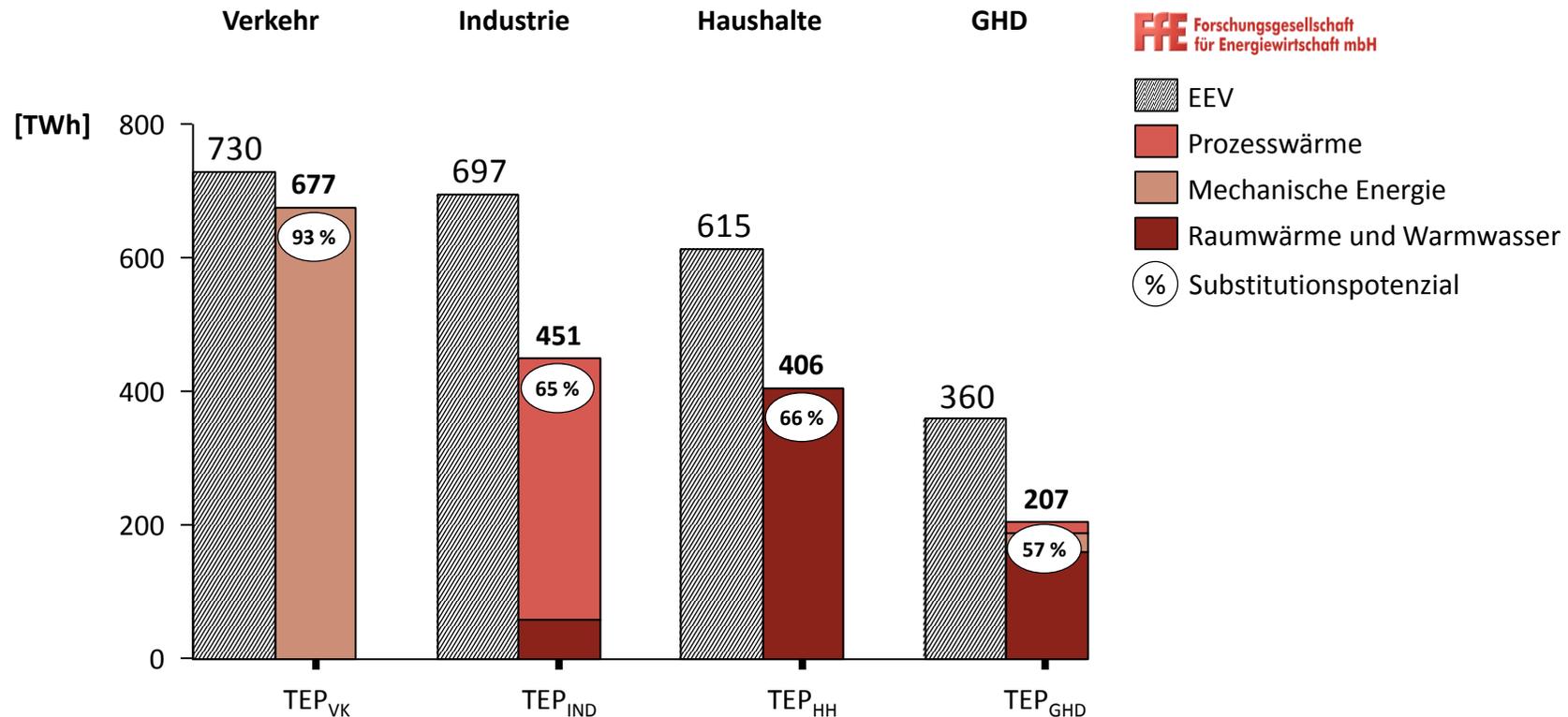
FFE Forschungsgesellschaft
für Energiewirtschaft mbH



- IKT, Beleuchtung, Klimakälte und Prozesskälte sind bereits vollständig elektrifiziert
 - Aktuelle Zielvorgabe: Bruttostromverbrauch bis 2050 ggü. 2008 um 25 % senken
 - Die Elektrifizierung führt zu zusätzlichem Stromverbrauch
- Zielkonflikt: Senkung Bruttostromverbrauch bis 2050 ggü. 2008 um 25 % ist nicht mehr möglich

Koppelstrom: Was uns nun interessiert sind die Potenziale zur Elektrifizierung und die bei der Umsetzung entstehenden Kosten...

Sektorales theoretisches Elektrifizierungspotenzial im Jahr 2014 in TWh*



- Das theoretische Elektrifizierungspotenzial (TEP) ist definiert als der maximal elektrifizierbare Endenergieverbrauch. Von der Elektrifizierung ausgeschlossen werden bereits erneuerbar (und elektrisch) betriebene Prozesse und Anwendungen.

Agenda

1

Elektrifizierung – Kernfragen, Status Quo und Potenziale

2

Merit order der Elektrifizierung 2050 – Methodik und Annahmen

3

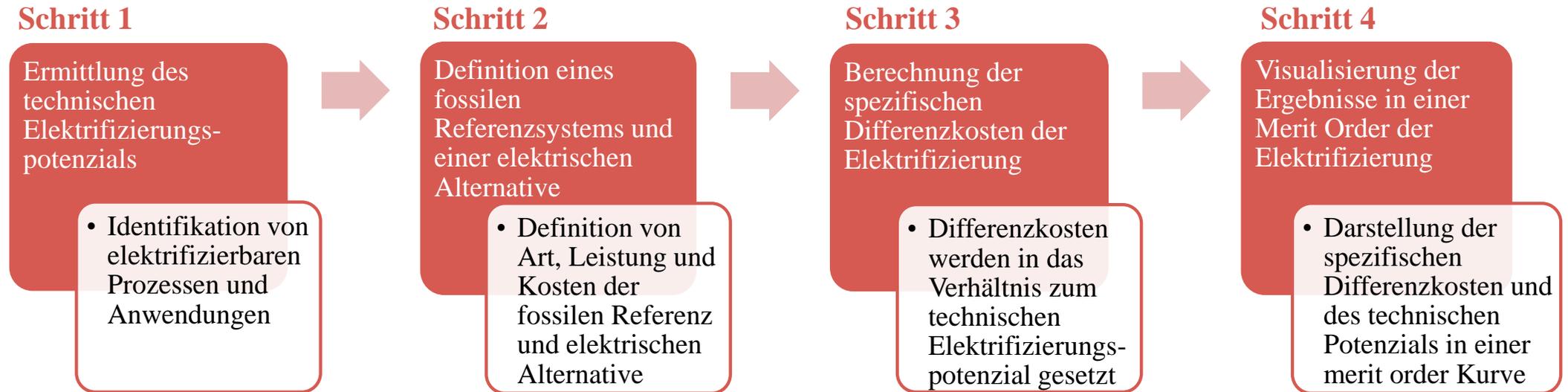
Merit order der Elektrifizierung 2050 – Beispielhafte Ausführung der Methodik

4

Merit order der Elektrifizierung 2050 – Interpretation, Fazit und aktuelle FfE Forschungsarbeiten zum Thema

Das theoretische Elektrifizierungspotenzial ist der Startpunkt der sektoralen top-down Analyse

Vorgehensweise zur Erstellung der merit order der Elektrifizierung in vier Schritten



Einige Annahmen die der Analyse zugrunde liegen:

1. Die Elektrifizierung ist technisch möglich wenn eine marktreife elektrische Technologie existiert, die für den Prozess oder die Anwendung geeignet ist
2. Die Elektrifizierung findet stets am Lebensdauerende der momentan installierten Technologie statt
3. Die effizienteste elektrische Technologie und die am weitesten verbreitetste fossile Referenztechnologie
4. Konstante Energieträgerpreise; keine Technologielernkurven
5. Verbraucherseitige Betrachtung (Akteursperspektive); keine Systemeffekte und Interdependenzen

Die spezifischen annuitätischen Differenzkosten der Elektrifizierung werden aus der Akteurskostenperspektive kalkuliert

Die Formel zeigt das Konzept der Differenzkosten-Kalkulation

Term 1:

- Operating expenditure (OPEX) werden als reale jährlich Kosten behandelt (keine Diskontierung)
„sec“ wird definiert da es die Betrachtung in verschiedenen Sektoren stattfindet
- „class“ wird definiert da verschiedene Elektrifizierungsvorgänge innerhalb eines Sektors stattfinden

$$adc_{sec,class}^{sys} = \frac{\sum_{r=1}^n (a_{OPEX,sec,class}^{elec} - a_{OPEX,sec,class}^{ref}) + \sum_{r=1}^n (a_{CAPEX,sec}^{elec} - a_{CAPEX,sec}^{ref})}{aFE}$$

Term 3:

- „Verdrängte“ oder „elektrifizierte“ fossile Endenergie im Betrachtungsjahr

Term 2:

- Capital expenditure (CAPEX) fließen als Annuitäten ein
- „class“ ist nicht definiert, da Technologiekosten nicht sektorabhängig sind

adc = spez. annuitätische diff. Kosten sys = System
 $CAPEX$ = Capital expenditure ref = Referenz System
 $OPEX$ = Operating expenditure n = Anzahl relevanter Kosten

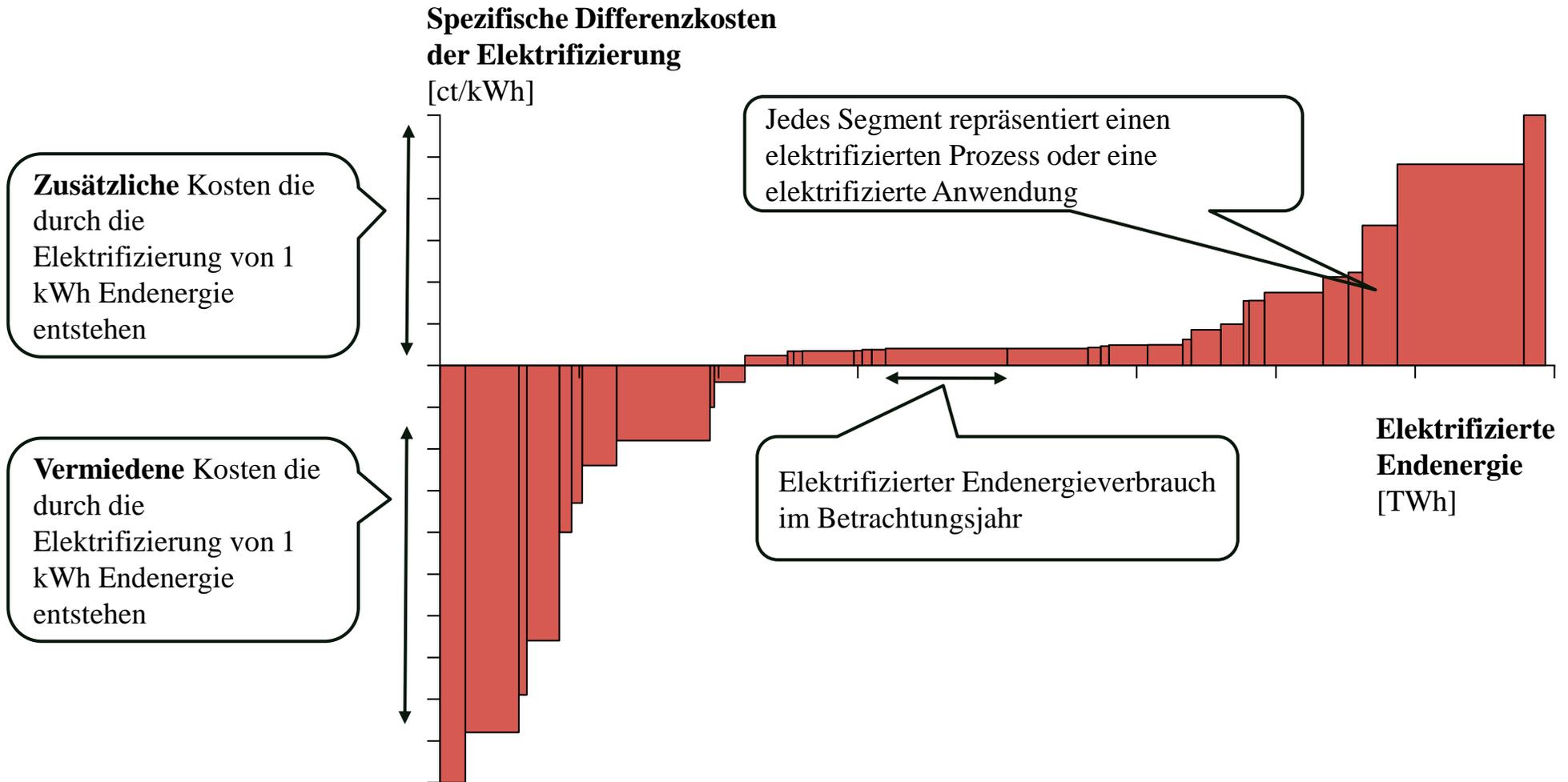
$elec$ = elektrisches System
 aFE = Elektrifizierte Endenergie

Agenda

- 1 Elektrifizierung – Kernfragen, Status Quo und Potenziale
- 2 Merit order der Elektrifizierung 2050 – Methodik und Annahmen
- 3 Merit order der Elektrifizierung 2050 – Beispielhafte Ausführung der Methodik**
- 4 Merit order der Elektrifizierung 2050 – Interpretation, Fazit und aktuelle FfE Forschungsarbeiten zum Thema

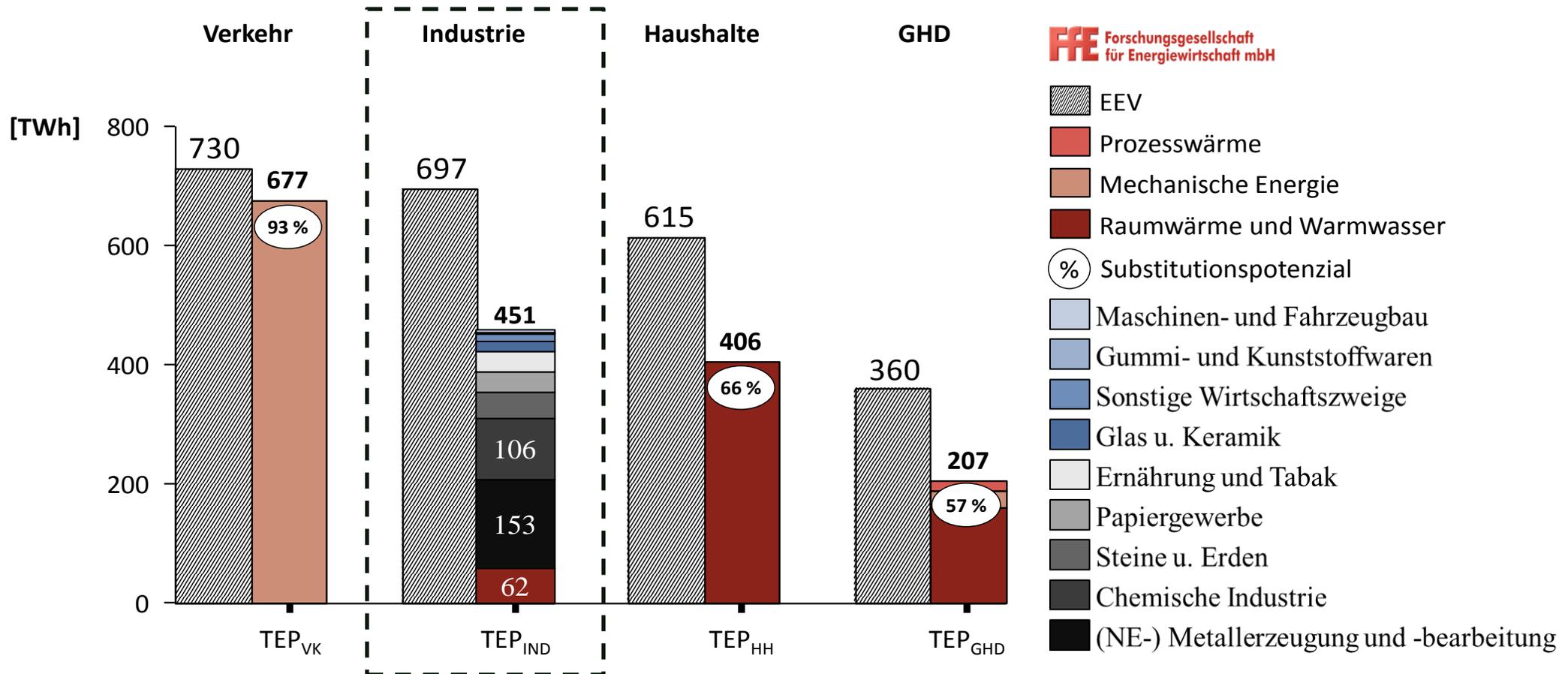
Was ist unser Ziel?

Dummy merit order curve



Zur Ableitung des technischen Elektrifizierungspotenzials werden „Klassen“ je Endenergieverbrauchssektor konstruiert

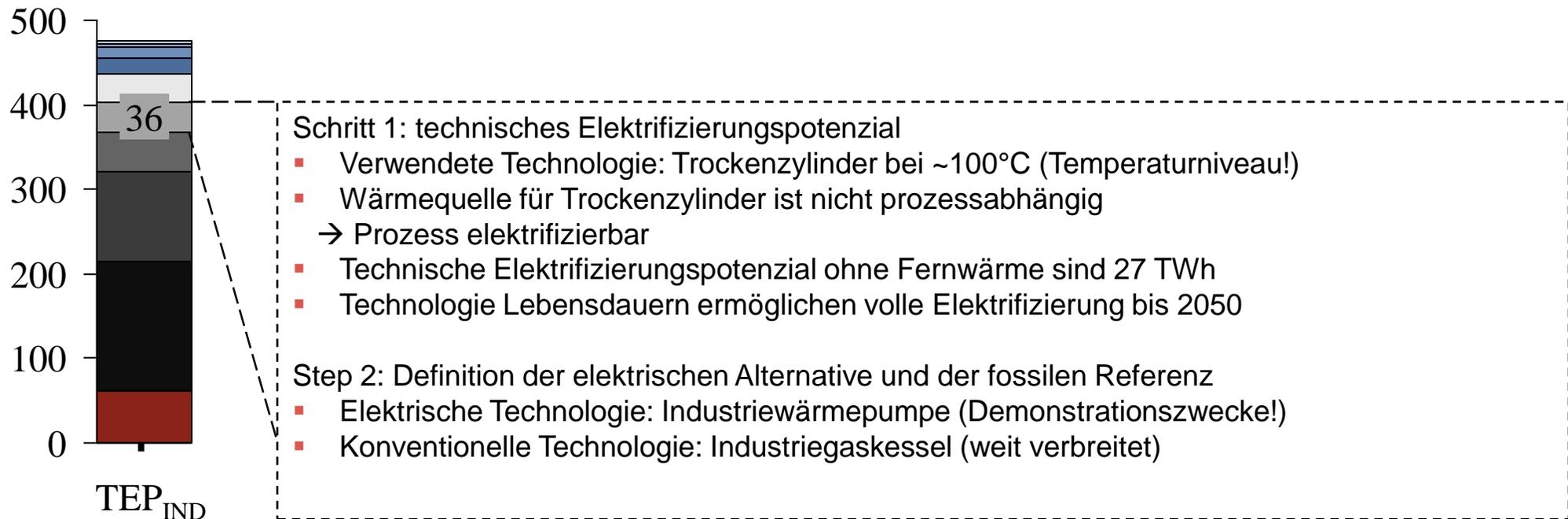
Jeder Energieverbrauchssektor wird in Klassen unterteilt, die dann im Detail analysiert werden um das technische Elektrifizierungspotenzial und die entstehenden Kosten zu erhalten



- Der deutsche Industriesektor kann in 9 Klassen unterteilt werden → Branchen
- Raumwärme und Warmwasser (RW+WW) sowie Fernwärme sind separate Klassen
- Quelle: statistische Daten der *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB)*
- In jeder Branche werden die aus energetischer Sicht relevantesten Prozesse analysiert

Elektrifizierungskosten und technisches Potenzial in der Papierindustrie

Beispiel Papierindustrie: wie hoch ist das technische Elektrifizierungspotenzial? Definition der Referenztechnologie und elektrischen Alternative sind möglich? Wie hoch sind die Kosten?



Step 3: Kostenrechnung*

Branche	Tech.Pot. [TWh]	Wärmebedarf [TWh]	Volllaststunden [h/a]	Marge (Überdim.) [%]	Anzahl Unternehmen	Inst. Leistung pro Unternehmen [MW]	Prozesswärme-Bedarf je U. [kWh]
Papier	27	23.0	7,000	150	173	28.5	133

- Anwenden der Kostenfunktion für IndustrieWP und Industriegaskessel und Berechnung der Annuitäten → Differenz CAPEX

Agenda

1

Elektrifizierung – Kernfragen, Status Quo und Potenziale

2

Merit order der Elektrifizierung 2050 – Methodik und Annahmen

3

Merit order der Elektrifizierung 2050 – Beispielhafte Ausführung der Methodik

4

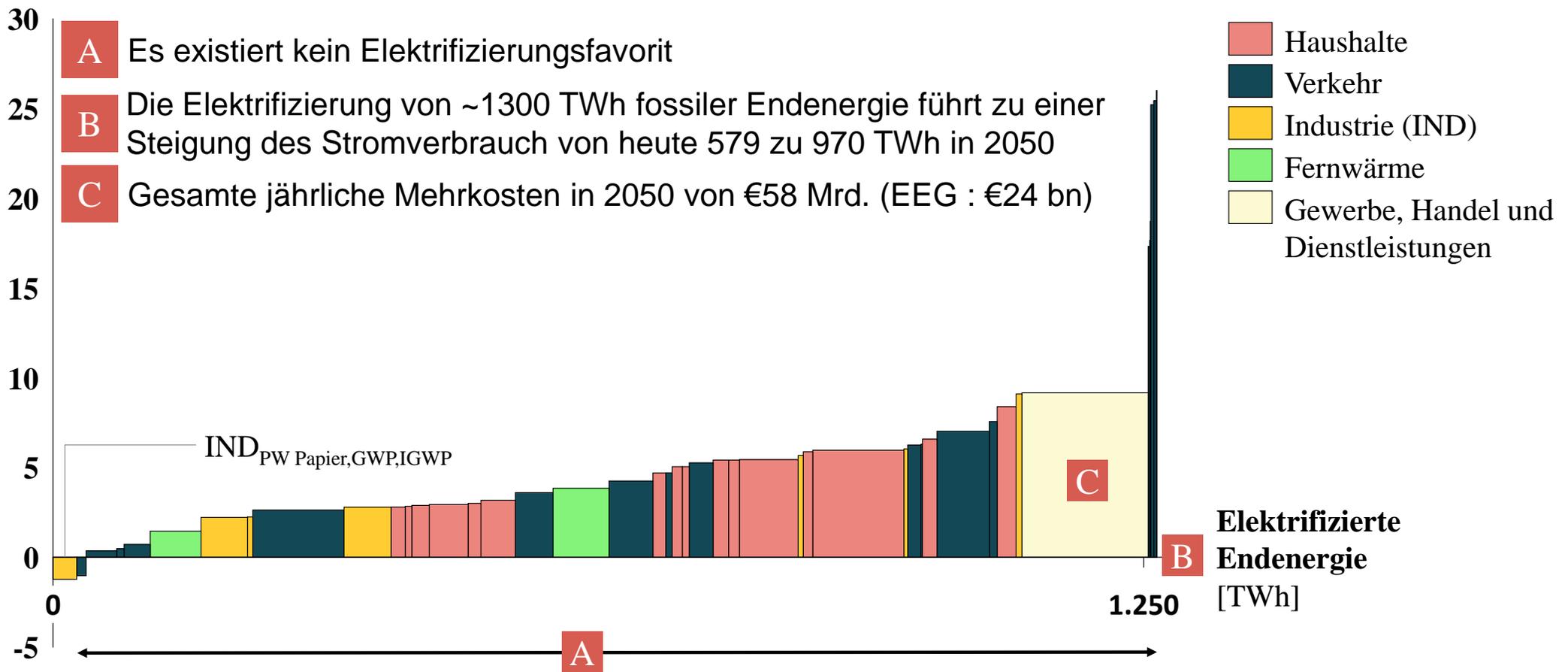
Merit order der Elektrifizierung 2050 – Interpretation, Fazit und aktuelle FfE Forschungsarbeiten zum Thema

Die Elektrifizierung von ~1300 TWh fossilen EEV führt (unter diesen Annahmen) zu jährlichen Mehrkosten von €58 Mrd. in 2050

Merit order der Elektrifizierung im Jahr 2050; Visualisierung der zusätzlichen oder vermiedenen Kosten der Elektrifizierung

Spezifische Differenzkosten der Elektrifizierung

[ct/kWh]



Elektrifizierung als Querschnittsthema in aktuellen FfE Projekten

Dynamis

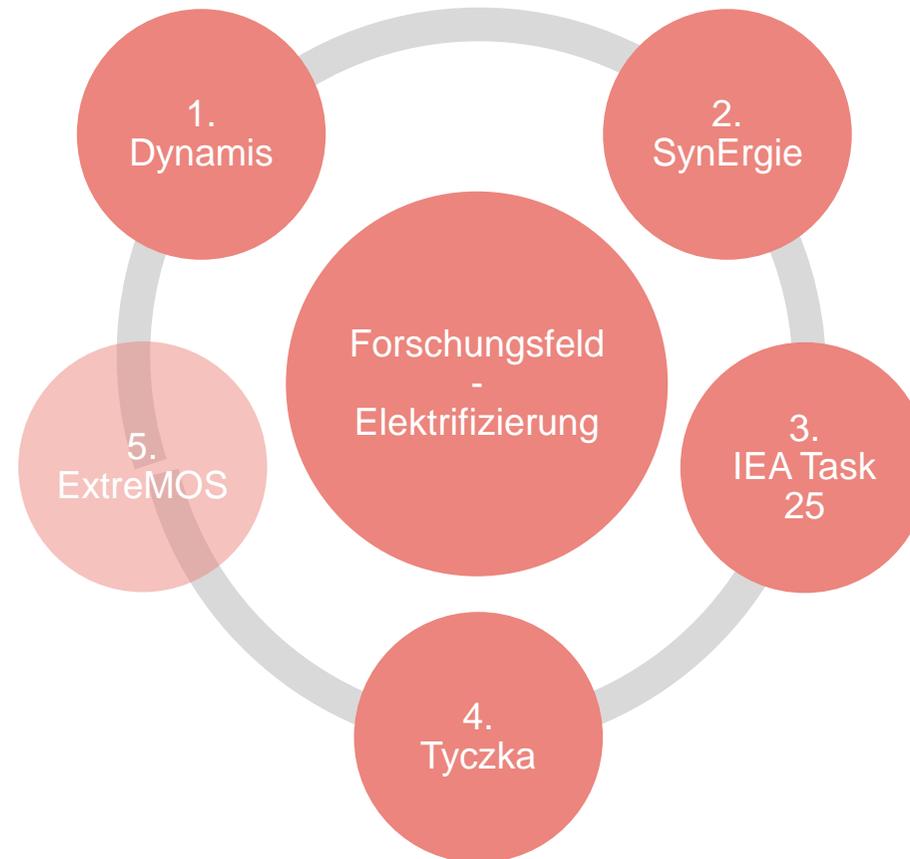
Verbundvorhaben: Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems

Elektrifizierung als **Option zur THG-Vermeidung**

ExtreMOS

Wert von Flexibilität im Kontext der europäischen Strommarktkopplung bei extremen technologischen und regulatorischen Entwicklungen

Elektrifizierung als europäisches Extremszenario. Auswirkungen auf Preise an den **Energiemärkten und Geschäftsmodelle**



Tyczka

Partner(s) in a more electric world - Die **Rolle der Green Fuels** in einem Energiesystem mit hohem elektrischen Endenergieverbrauch

SynErgie

Verbundvorhaben: Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung

Elektrifizierung als **Flexibilitätsperspektive**

IEA Task Wind Integration

Internationaler Überblick zu Elektrifizierungsszenarien und -richtlinien

Fragen und Diskussion sind sehr erwünscht! Danke!

Andrej Guminski, M.Sc.
+49 (89) 158121-34
aguminski@ffe.de

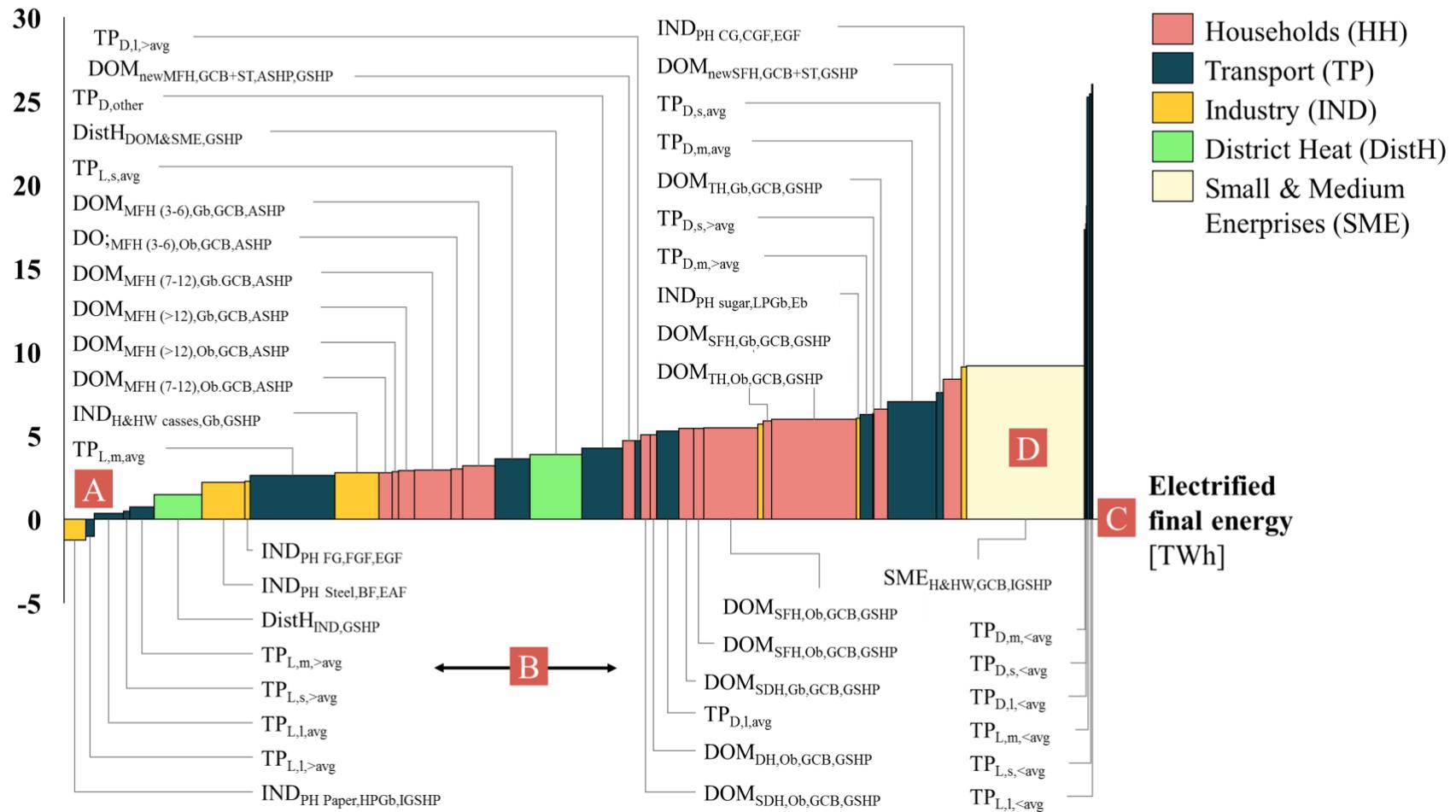
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München
www.ffegmbh.de



Full merit order of electrification

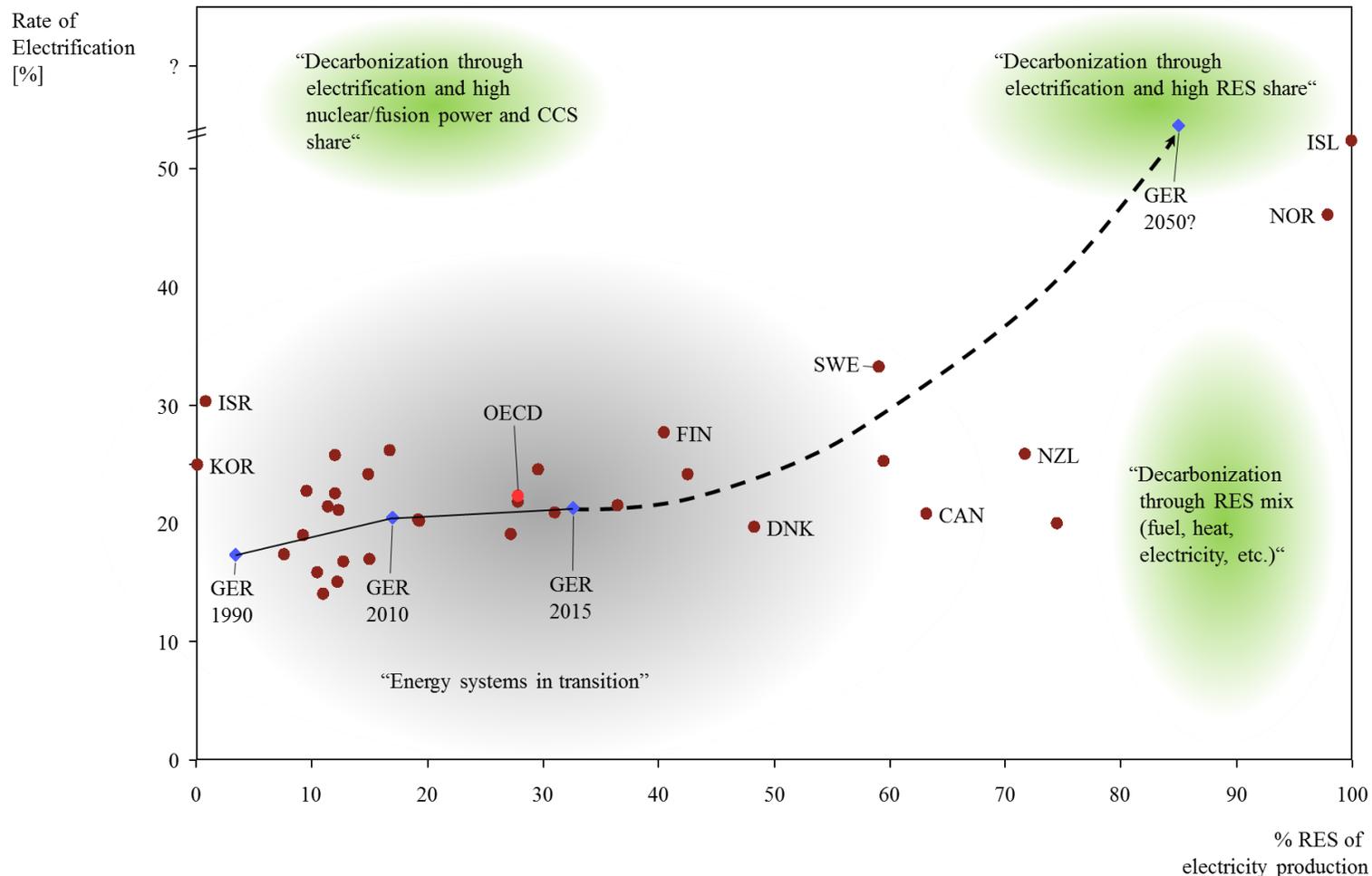
Merit-Order of electrification in 2050; showing the additional or avoided costs of electrification

Specific differential costs of electrification [ct/kWh]



Emission free electricity production in combination with a high electrification rate can pose a key decarbonization strategy...

A possible path of Germany for a transition towards a „More Electric World“*



- Current government issued policy and discussion papers such as the *Climate Action Plan 2050* or the *Greenbook Energy Efficiency* now support this path

Technology cost assumptions in the domestic and SME sector

Technology	Investment cost functions [€]	SPF or utilization [%]	Lifetime [years]
ASHP / New ASHP	$I_0^{ASHP} = P_{DOM,class,inst}^{ASHP} * \left(5706 * P_{DOM,class,inst}^{ASHP}^{-0,4779} \right)$ <p>Valid for: $5 kW \leq P_{DOM,class,inst}^{ASHP} \leq 50 kW$</p>	260 / 300	20 / 20
GSHP	$I_0^{GSHP} = P_{DOM,class,inst}^{GSHP} * \left(3577 * P_{DOM,class,inst}^{GSHP}^{-0,4085} \right) + (P_{DOM,class,inst}^{GSHP} * 900 + 1080)$ <p>Valid for: $5 kW \leq P_{DOM,class,inst}^{GSHP} \leq 100 kW$</p>	330	20
New GSHP	See GSHP (subtract €4500 due to a subsidy)	380	20
Gas condensing boiler	$I_0^{GCB} = P_{DOM,class,inst}^{GCB} * \left(1464 * P_{DOM,class,inst}^{GCB}^{-0,4411} \right)$ <p>Valid for: $10 kW \leq P_{DOM,class,inst}^{GCB} \leq 2500 kW$</p>	85	30
Gas connection	Add €2100 to GCB cost if current system is oil or coal.	-	30
Gas boiler + solar thermal	$I_0^{GCB+ST} = P_{DOM,class,inst}^{GCB} * \left(1464 * P_{DOM,class,inst}^{GCB}^{-0,4411} \right) + \frac{400 \frac{\text{€}}{\text{m}^2} * Q_{DOM,class}^{GCB+ST} [kWh] * 15 \%}{93 \% * 400 \frac{kWh}{\text{m}^2}} - 2000$ <p>Valid for: $5 kW \leq P_{DOM,class}^{GCB+ST} \leq 100 kW$</p>	95 (GCB) 93 (ST)	30

Attachment 3 – Technology assumptions domestic and SME sector²⁶⁸

Technology cost assumptions in the industry and district heat sector

Technology	Investment cost functions [€]	SPF/utilization [%]	Lifetime [years]
Low pressure gas boiler	$I_0^{LPGb} = \left(3059.9 + 1032.1 * P_{IND,H\&HW\ classes,inst}^{LPGb} \right)^{0,5296} * \left(1.08 - (8.29 * 10^{-7} * P_{IND,H\&HW\ classes,inst}^{LPGb}) \right)$ <p>Valid for: $120kW \leq P_{IND,H\&HW\ classes,inst}^{LPGb} \leq 9000kW$</p>	85	30
High pressure gas boiler	$I_0^{HPGb} = \left(1228.5 + 1291.3 * P_{IND,PH\ classes,inst}^{HPGb} \right)^{0,5337} * \left(1.0674 - (3.05 * 10^{-6} * P_{IND,PH\ classes,inst}^{HPGb}) \right)$ <p>Valid for: $238\ kW \leq P_{IND,PH\ classes,inst}^{ref} \leq 18256\ kW$</p>	85	30
Electrode boiler	$I_0^{Eb} = 150 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * P_{IND,class,inst}^{Eb}$	99	30
Industrial ground source heat pump	$I_0^{IGSHP} = 400 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * P_{IND,class,inst}^{IGSHP}$	270 (distH) 300 (industry)	20
Flat glass furnace	$I_0^{FGF} = 274 \frac{\text{€}}{\text{ton}_{FG}} * \text{ton}_{FG}$	-	15
Container glass furnace	$I_0^{CGF} = 55 \frac{\text{€}}{\text{ton}_{CG}} * \text{ton}_{CG}$	-	20
Electrical glass furnace	$I_0^{EGF} = 730 \frac{\text{€}}{\text{ton}_{EG}} * \text{ton}_{EG}$	-	7
BF/BOF retrofit	$I_0^{BF/BOF} = 170 \frac{\text{€}}{\text{ton}_{steel}} * \text{ton}_{steel}$	-	15 (project life-time)
Scrap fired EAF	$I_0^{EAF} = 184 \frac{\text{€}}{\text{ton}_{steel}} * \text{ton}_{steel}$	-	15 (project life-time)

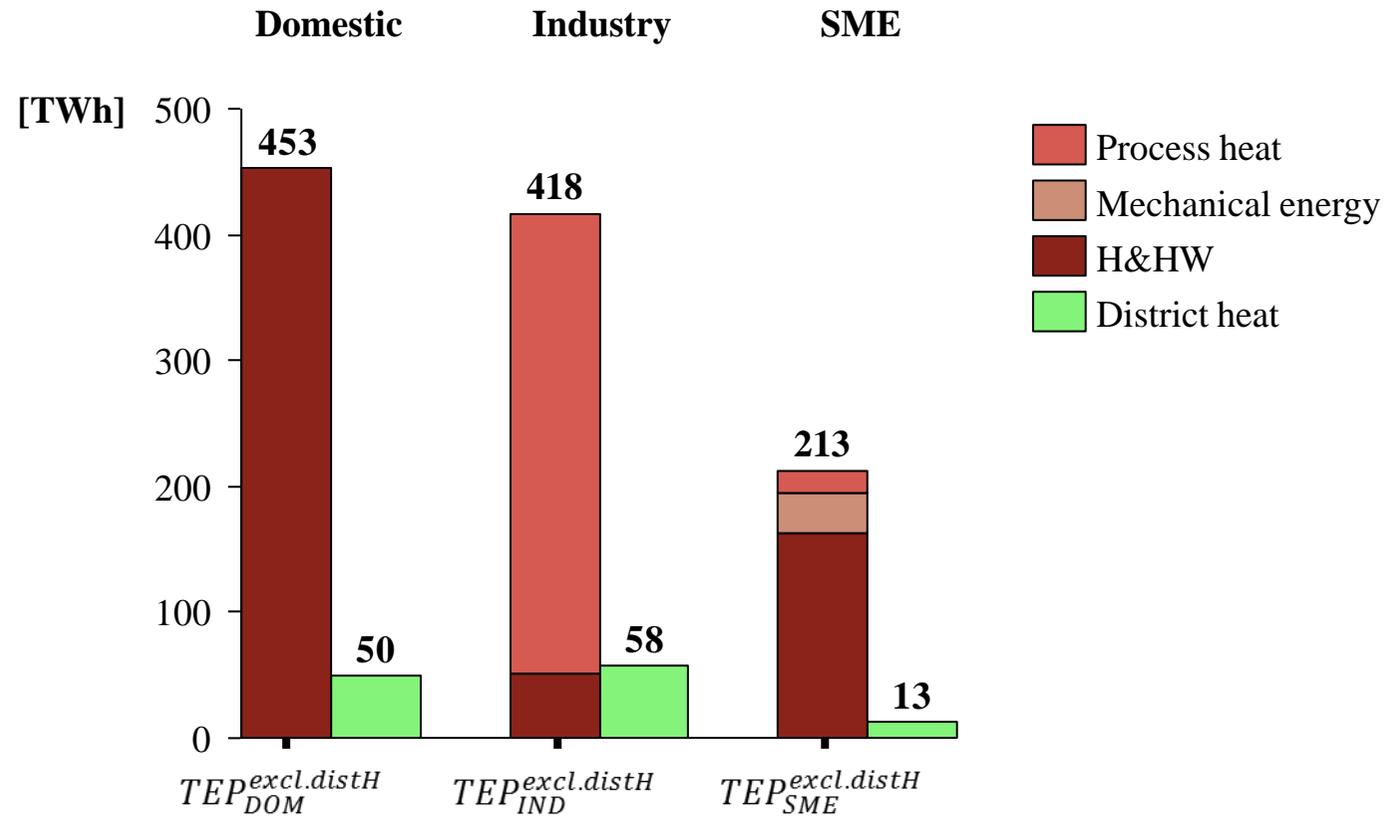
Attachment 4 – Technology assumptions industry and district heat sector²⁶⁹

Fuel cost assumptions

Fuel cost	District heat	Domestic and SME	Industry	Transport
Electricity [ct/kWh]	15	20	4.6 (energy-intensive industry) 10.2 (other industries PH) 11.6 (other industries H&HW)	29
Electricity base fee [€/a]	-	80	-	-
Gas [ct/kWh]	-	7.1	3.4	-
Gas base fee [€/a]	-	150	-	-
Lead-free [€/L]	-	-	-	1.54
Diesel [€/L]	-	-	-	1.43
District heat reference [€/MWh]	53	-	-	-
BF/BOF OPEX [€/t]	-	-	429	-
EAF OPEX [€/t]	-	-	489	-

Attachment 9 – Sectoral fuel cost assumptions²⁷⁴

The case of district heat



District heat methodology

$$\Delta LCOH_{distHsec}^{sys} = LCOH_{distHsec}^{elec} - LCOH^{ref} ; distHsec \in IND, DOM\&SME$$

$\Delta LCOH$ = differential levelized cost of heat sys = system $elec$ = electrical
 $LCOH$ = levelized cost of heat ref = reference $distHsec$ = district heat sectors

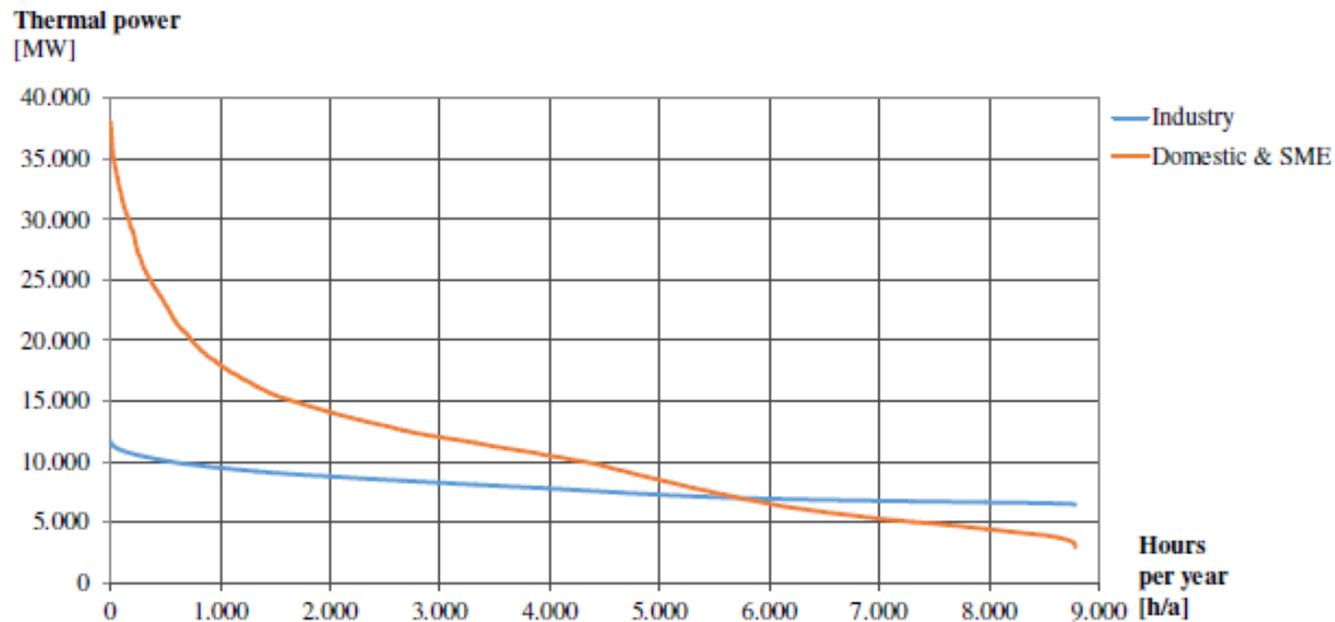
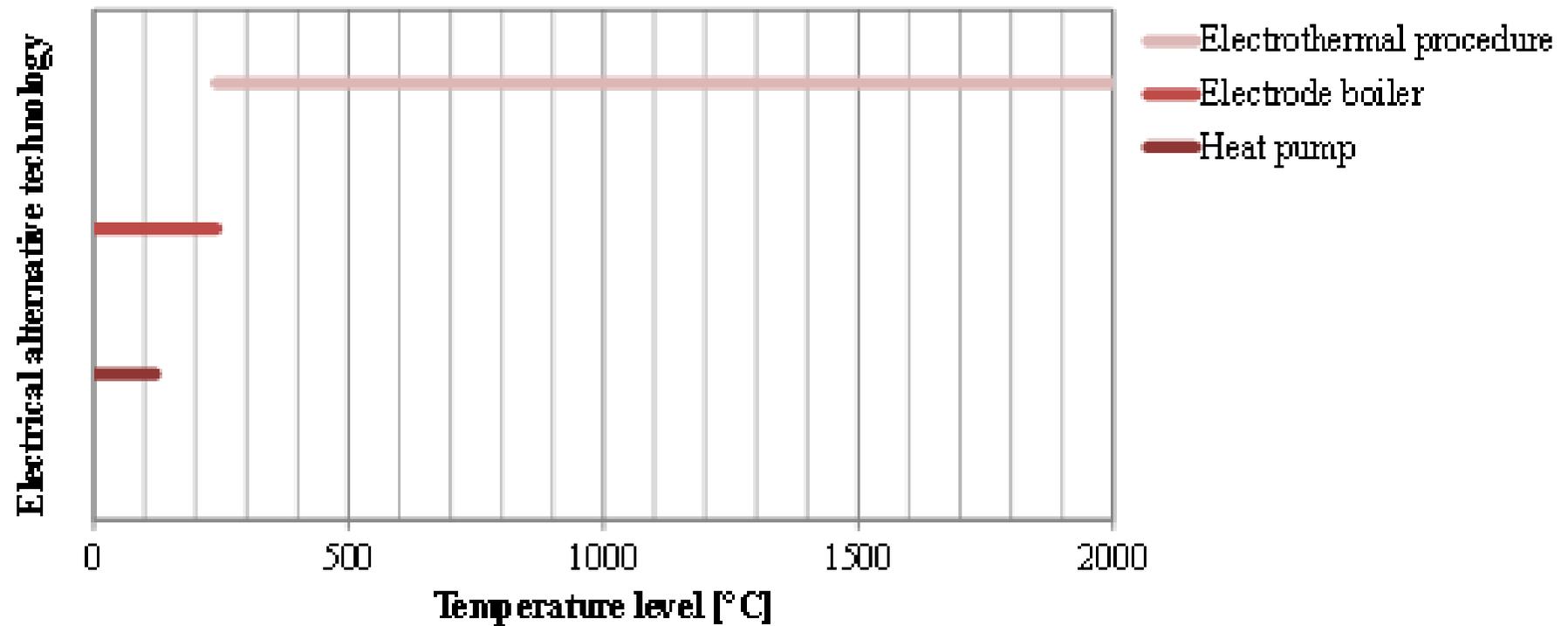
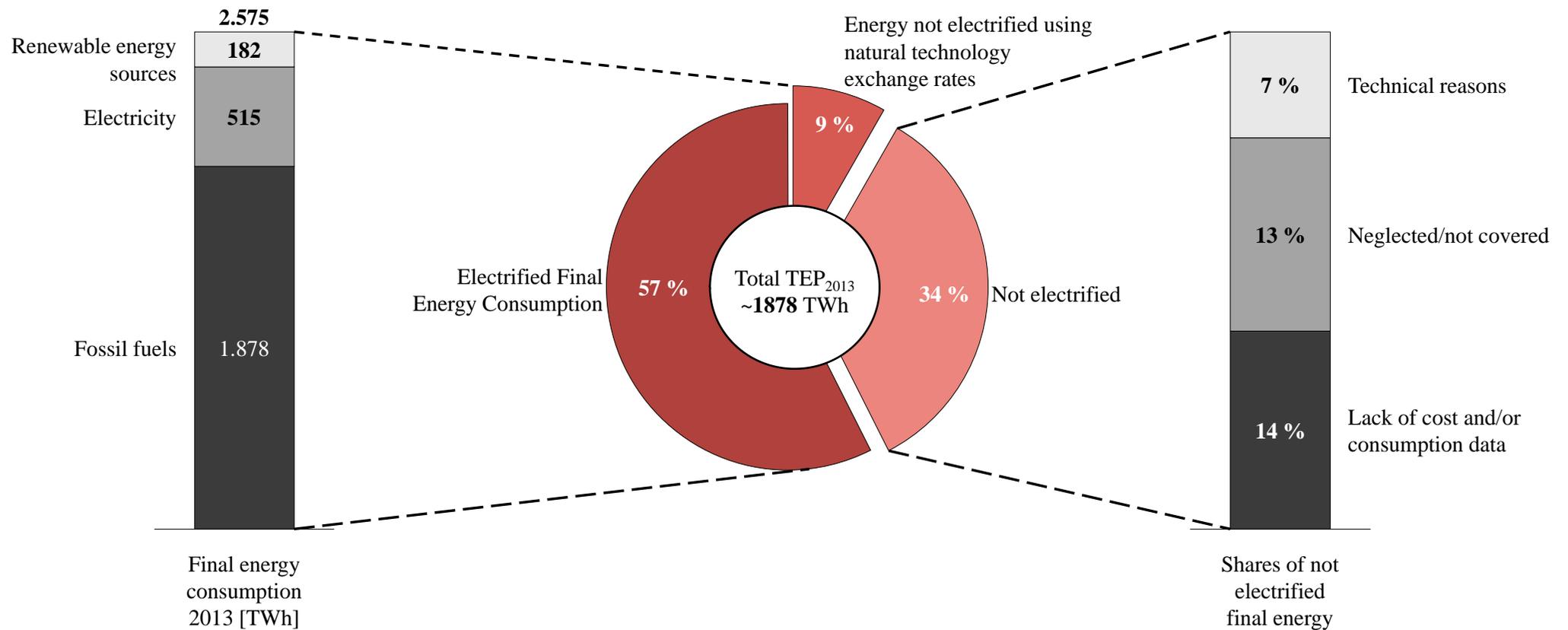


Figure 9 – Annual load duration curve for distH in the industry and DOM&SME sector¹⁰²

Industry: Temperature level and electrical technology choice



What was covered and what not?



Selected sources

- AGEB-03 12 Ziesing, Hans-Joachim: Energie in Zahlen - Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2012
- AGEB-02 13 Ziesing, Hans-Joachim; Rohde, Clemens: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2011 und 2012 mit Zeitreihen von 2008 bis 2012. Berlin: AG Energiebilanzen e.V., 2013
- BMWI-02 14 Energiedaten: Gesamtausgabe - Stand: April 2014. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014
- DESTATIS-07 08 Klassifikationen - Gliederung der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). Wiesbaden: Statistische Bundesamt, 2008
- DESTATIS-13 14 Produzierendes Gewerbe (Fachserie 4 Reihe 4.1.2) - Betriebe, Tätige Personen und Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden nach Beschäftigtengrößenklassen. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (DESTATIS), 2014
- FFE-06 15 Gruber, Anna; Biedermann, Franziska; von Roon, Serafin: Industrielles Power-to-Heat Potenzial in: Vortrag bei der IEWT 2015 in Wien. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2015
- IER-02 15 Blesl, Markus; Brunke, Jean-Christian: Power-to-Heat in der Industrie - Möglichkeiten und Potentiale zur Substitution fossiler Energieträger in: VDE-Tagung Berlin (23.10.2015). Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER, 2015
- ISI-02 13 Plötz, Patrick; Gnann, Till; Kühn, André; Wietschel, Martin: Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge - Langfassung. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 2013
- ISI-05 13 Fleiter, Tobias; Schломann, Barbara; Eichhammer, Wolfgang: Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien - Einsparpotentiale, Hemmnisse und Instrumente in: ISI Schriftenreihe "Innovationspotentiale". Stuttgart: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 2013
- KBA-05 13 Kraftfahrt-Bundesamt: Bestand an Pkw am 1. Januar 2013 nach ausgewählten Kraftstoffen in: http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2013/2013_b_umwelt_dusl_absolut.html?nn=793894 (18.12.2015). Berlin: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA), 2013
- SUGI-01 12 Sugiyama, Masahiro: Climate change mitigation and electrification in: Energy Policy (44) 2012. Tokyo: Elsevier Ltd., 2012
- UCL-01 11 Ekins, Paul; Kesicki, Fabian; Smith, Andrew: Marginal Abatement Cost Curves - A call for caution. München: University College London Energy Institute, 2011
- UCL-01 12 Kesicki, Fabian: Decomposing long-run carbon abatement cost curves - robustness and uncertainty. London: University College London Energy Institute, 2012
- ZIV-01 13 Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2013. Sankt Augustin: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks – Zentralinnungsverband (ZIV), 2013