UNIVERSITÄT LEIPZIG

Fraunhofer MOEZ

Optimierung von Energieversorgungssystemen unter Einbezug von Investitions- und Einsatzentscheidungen - am Beispiel von gewerblichen Verbrauchern

Tom Karras[1], Hendrik Kondziella[1], Krischan Keitsch[1]
Prof. Dr. Thomas Bruckner[1,2], Fabian Scheller[2]

14. Symposium Energieinnovation, 10.02.-12.02.2016, TU Graz

[1] **Fraunhofer MOEZ**
seit 2.7.2015 Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie
Gruppe Energiemanagement und -wirtschaft

[2] **Professur für Energiemanagement und Nachhaltigkeit**
Insitut für Infrastruktur- und Ressourcenmanagement
Universität Leipzig

DER-Technologien vs. aktuelle Geschäftsmodelle

Politische und gesellschaftliche Forcierung des Ausbaus dezentraler Energieerzeugungsanlagen (DER)

(Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz, 10 Punkte-Energie-Agenda des BMWi)

Kunden werden zu Prosumern (Klose et al. 2010)

- Erzeugen teil ihres Energiebedarfs selbst
- Reduzieren konventionellen Energiebedarf

Energiedienstleistungen für DER notwendig
(Blümer et al. 2005)

Paradoxon der gesteigerten Energieeffizienz für Energieversorgungsunternehmen (EVU)

- Weniger konventionell erzeugte Energie benötigt → Erlöse sinken
  (Richter 2013; Marko 2014)

Zielstellungstellung

Ziel:

- Identifikation der wirtschaftlichen Vorteile durch den Einsatz dezentraler Anlagen
- Kundenvorteile anhand eines Optimierungsmodell identifizieren

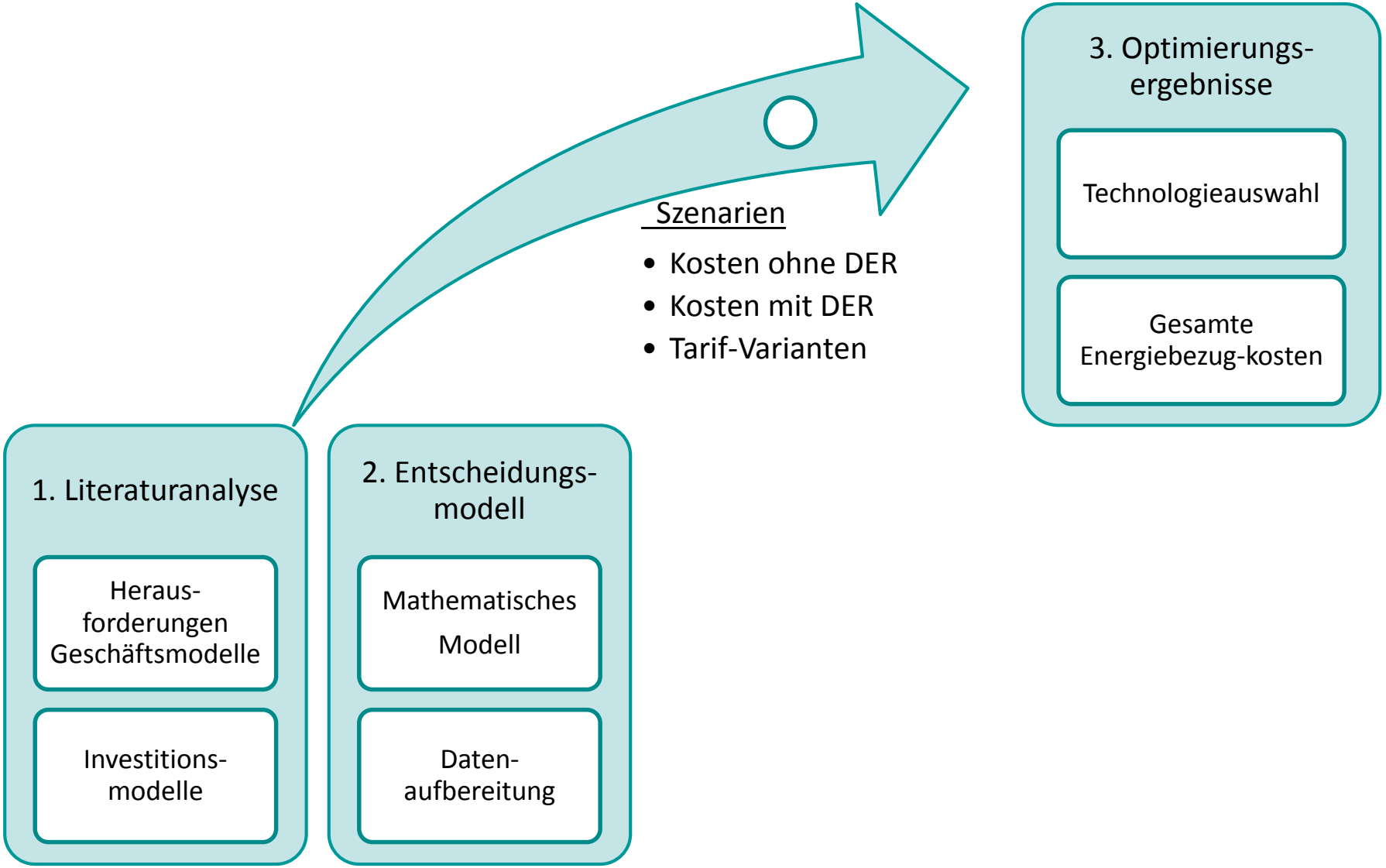
Kundengruppen:

- Gewerbekunden
- Die potentielle Kundengruppen für Energiedienstleistungen sind die Kunden der mittleren Größe wie kleine und mittelständische Gewerbebetriebe. (Marko 2014, S.11)
- Kleine und mittlere Gewerbebetriebe (Mitarbeiter 20-50 MA) (Sorrell 2007, S. 520)

Forschungsfrage

Für **welche Kundengruppen** bieten sich **kundenorientierte Geschäftsmodelle** in Verbindung mit dezentralen Technologien an?

Methodik


1. Literaturanalyse
Heraus-forderungen Geschäftsmodelle
Investitions-modelle
2. Entscheidungs-modell
Mathematisches Modell
Daten-aufbereitung
Szenarien
• Kosten ohne DER
• Kosten mit DER
• Tarif-Varianten
3. Optimierungs-ergebnisse
Technologieauswahl
Gesamte Energiebezug-kosten

Modellannahmen

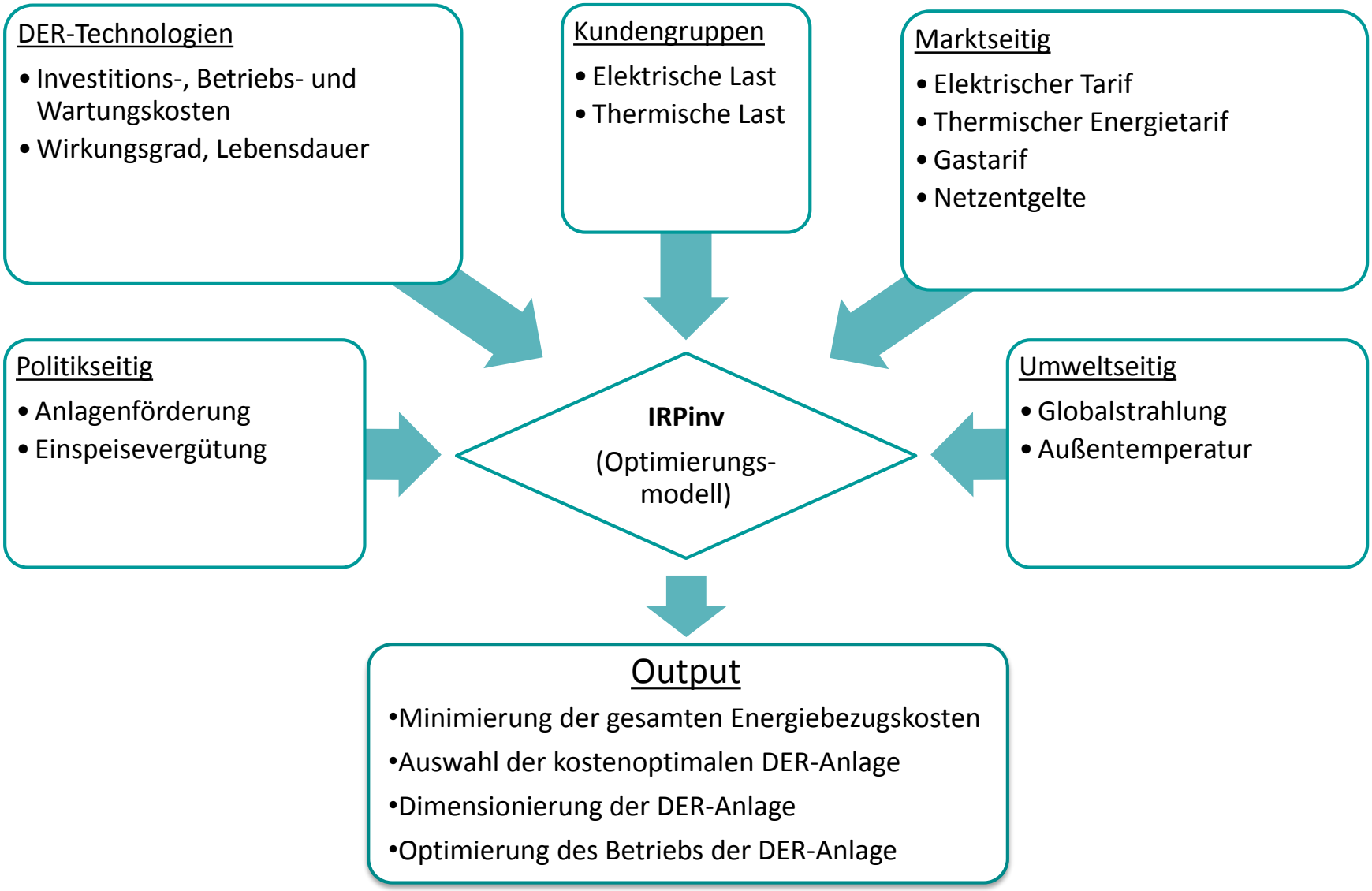
- Existierende Investitionsmodelle für DER:
  - Ren & Gao 2010: Kostenminimale Bereitstellung der Energie für einen Öko-Campus (Batteriespeicher, Kälteanlage, Gas-Boiler, PV, Wind, Gas-BHKW)
  - Ruan et al. 2009: Kostenminimale Bereitstellung der Energie für 6 verbundene Microgrids (BHKW, Wärmepumpe, Windturbine, Solarkollektor, PV, Boiler)
  - Omu et al. 2013: Kostenminimale Bereitstellung der Energie für 4 einzelne Gewerbekunden (BHKW mit 4 Betriebsarten - Gas, Diesel, Brennstoffzelle, Gasturbine)

Investitionsmodell IRPinv (Integrierte Ressourcen Planung und Investitionskostenoptimierung)

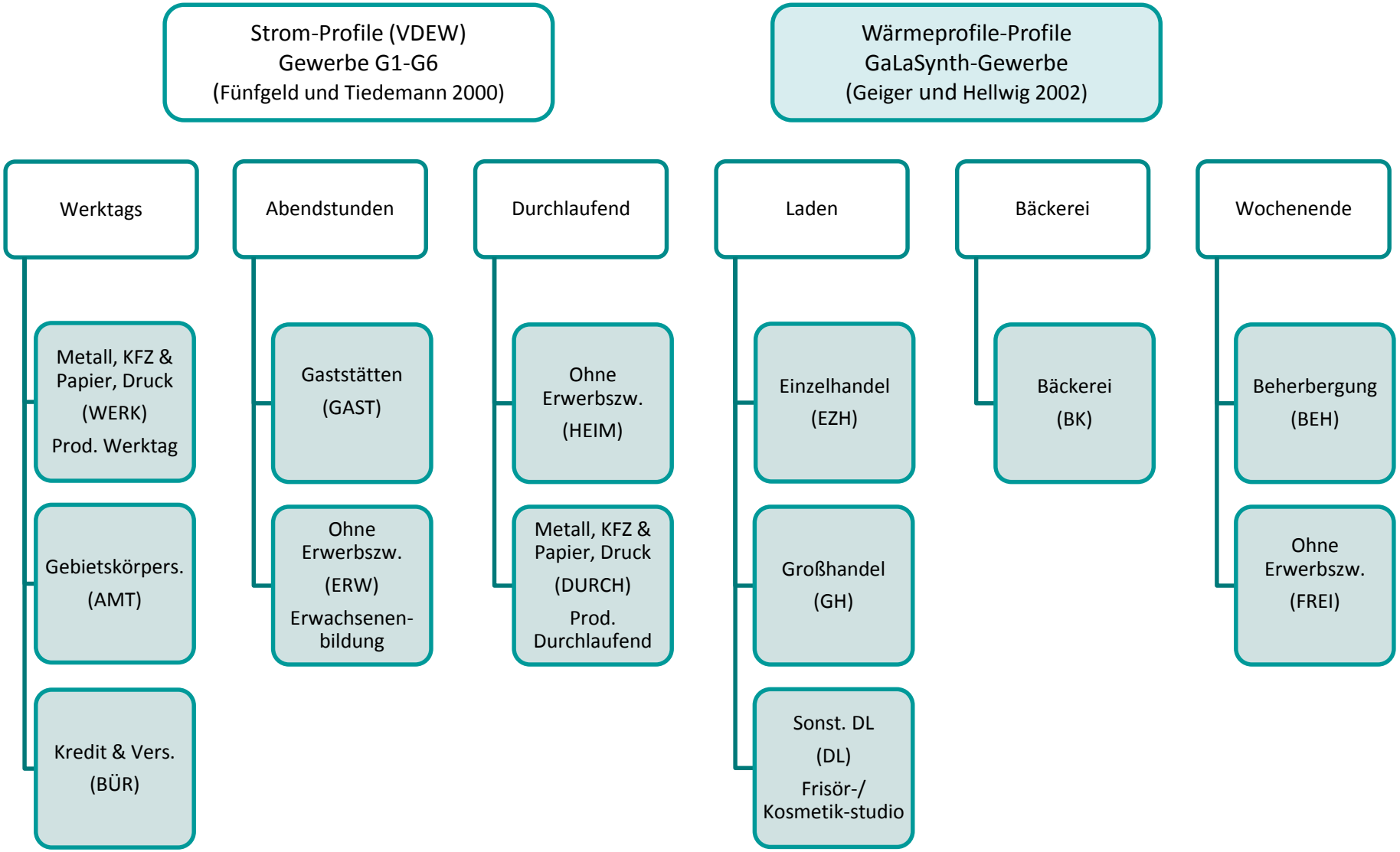
- Sieben verschiedene Technologien
  - thermisch: Wärmepumpe, Blockheizkraftwerk (BHKW), Elektro-Boiler, Erdgas-Boiler
  - Elektrische: Photovoltaik (PV), BHKW
  - Speicher: thermisch und elektrisch
- 13 verschiedener gewerbliche Kundengruppen
- ¼ Stündliche Auflösung

- Mixed Integer Linear Programming
  - Branch-and-Cut Lösungsansatz
- Entscheidungskriterium:
  - minimale Energiebezugskosten
- General Algebraic Modeling System (GAMS)
  - Solver: CPLEX
  - Komplexe Modelle kompakt darstellbar
  - Einfache Veränderung und Erweiterung

Modellkonzept



Kundengruppen



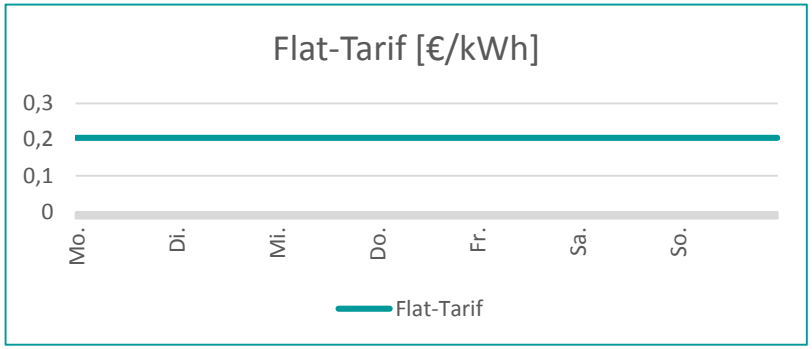
Szenarien

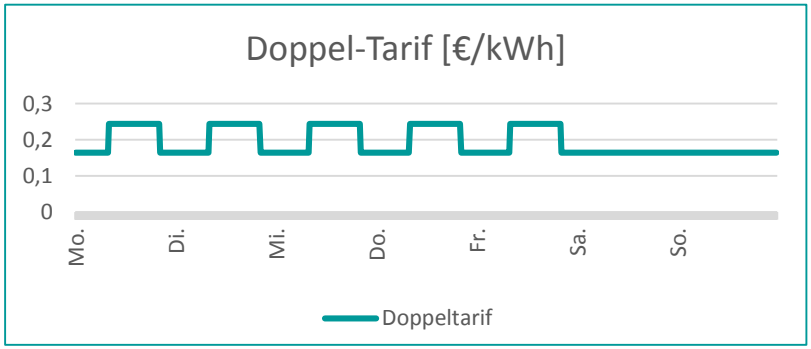
Referenz-Szenarien

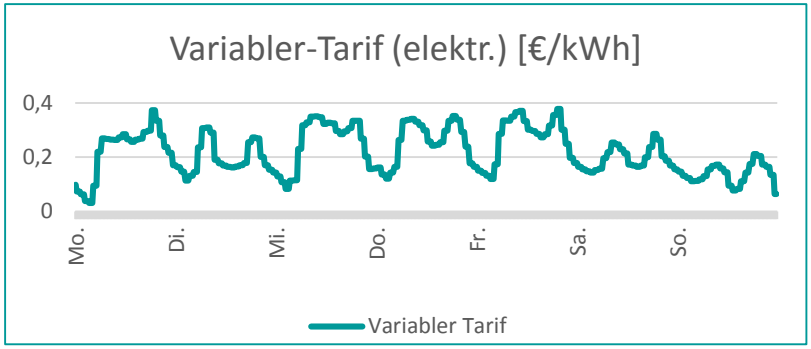
- Kundengruppe ohne DER (Szenario A)
  - Flat-Tarif (Szenario A 1)
  - Doppeltarif (Szenario A 2)
  - Variabler Tarif (Szenario A 3)
    - Flat-Tarif (Szenario A 3.1)
    - Doppel-Tarif (Szenario A 3.2)

DER-Szenarien

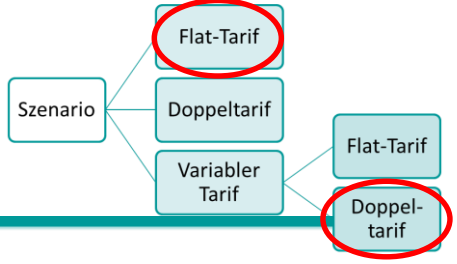
- Kundengruppe mit DER (Szenario B)
  - Flat-Tarif (Szenario B 1)
  - Doppeltarif (Szenario B 2)
  - Variabler Tarif (Szenario B 3)
    - Flat-Tarif (Szenario B 3.1)
    - Doppel-Tarif (Szenario B 3.2)

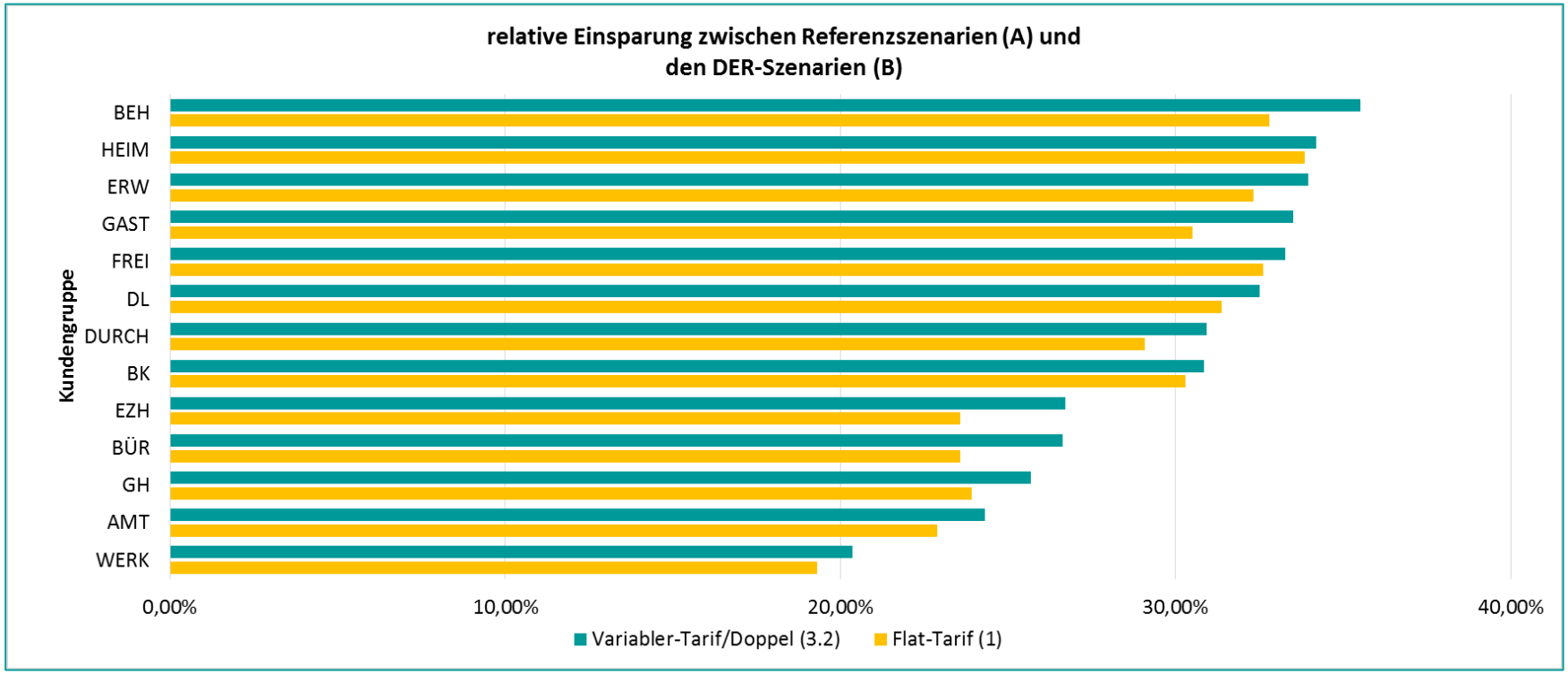






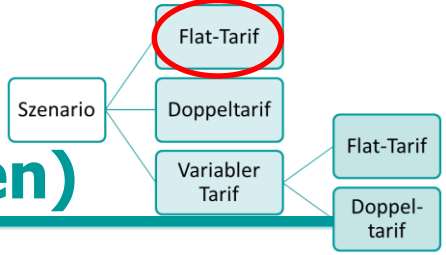
Kosteneinsparungen

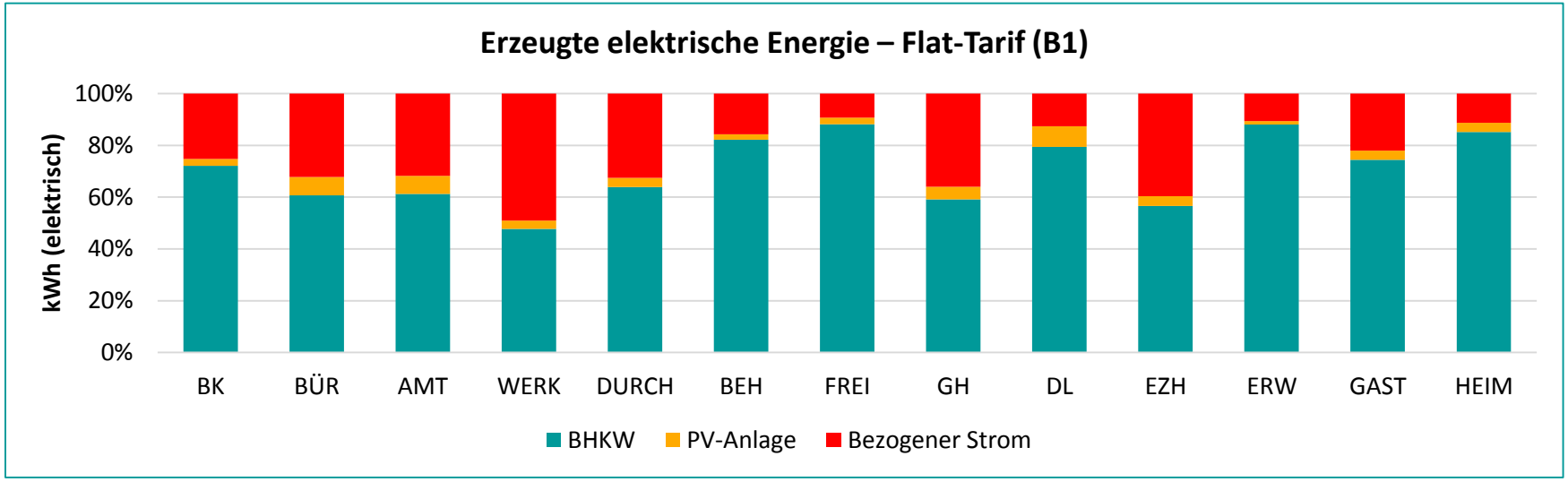


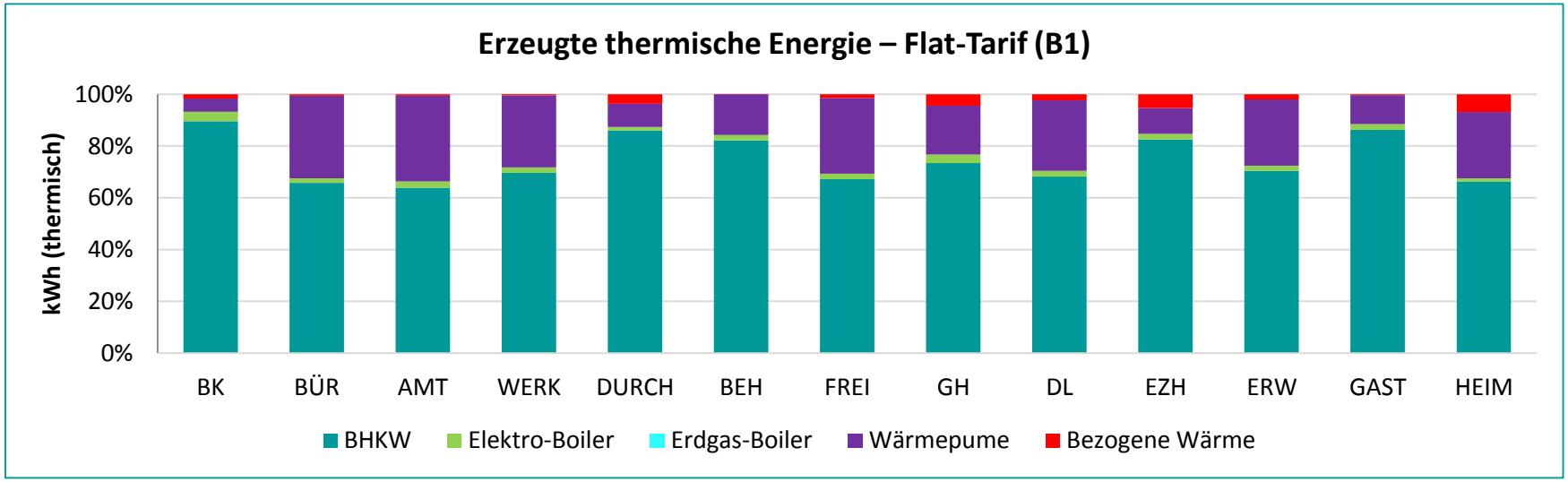


Kundengruppe	Abkürzung	Kundengruppe	Abkürzung	Kundengruppe	Abkürzung
Bäckerei	BK	Gaststätte	GAST	Heime, Pflegeeinrichtungen	HEIM
Behörde	AMT	Beherbergung	BEH	Erwachsenenbildung	ERW
Büro	BÜR	Freizeiteinrichtung	FREI	Frisör-/ Kosmetikstudio	
Einzelhandel	EZH	Prod. Gewerbe (Werktag)	WERK		
Großhandel	GH	Prod. Gewerbe (Durchlaufend)	DURCH		

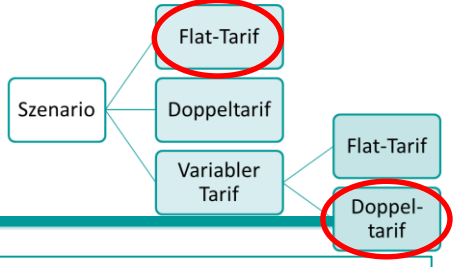
Technologieauswahl (Erzeugungsanlagen)

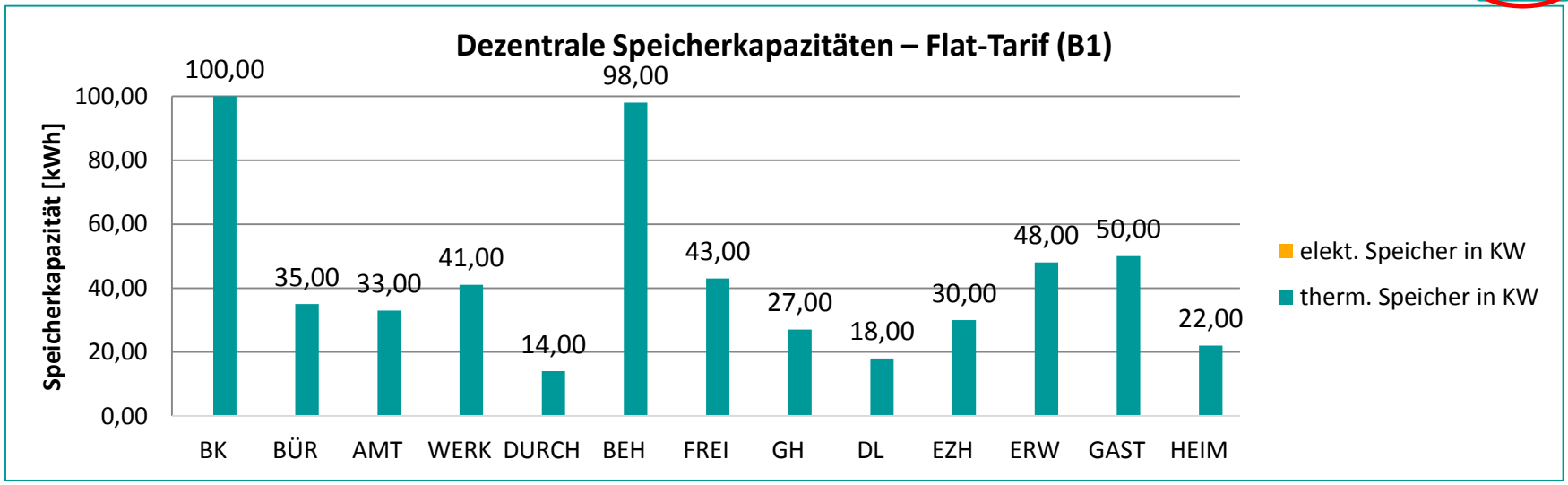


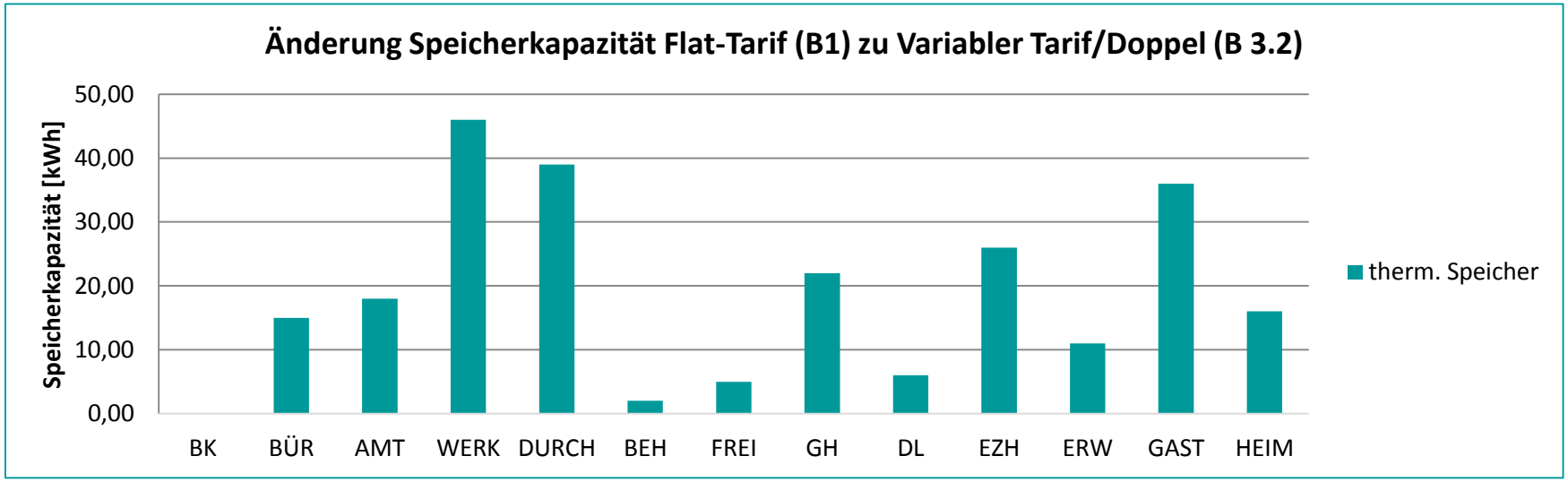




Technologieauswahl (Speicher)







Fazit

- Kosteneinsparungen für alle Kundengruppen durch DER-Anlagen möglich
  - Spanne zwischen 18% und 36%
  - Die beiden variablen Tarife (B 3.1 und B 3.2) ergeben höchste relative Kosteneinsparungen

- BHKW-Technologie im Kombination mit thermischem Speicher bevorzugte Technologien
  - Durch die Änderung der Tarife erhöht sich die Bedeutung dieser beiden Technologien
  - Wärmepumpen und PV-Anlagen zusätzlich relevant zur dezentralen Energieerzeugung

- Limitationen des Modells
  - Hohe Flexibilität in der Modellierung des BHKWs (keine Anfahrtsbeschränkungen, keine Grenze der Jahresbetriebsstunden)
  - Speichermodell enthält Kapazitätsgrenzen, aber keine Leistungsbeschränkungen
  - Festgesetzte technische und ökonomische Parameter → Sensitivitätsanalyse zeigte veränderte Ergebnisse
  - Nur ökonomische Aspekte relevant, keine Berücksichtigung der ökologischen Wirkung

Fragen und Diskussion

Kontaktdaten:

Tom Karras
Fraunhofer MOEZ,
seit 2.7.2015 Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie

Gruppe Energiemanagement und -wirtschaft
Städtisches Kaufhaus, Neumarkt 9-19, 04109 Leipzig

tom.karras@moez.fraunhofer.de
www.moez.fraunhofer.de

Quellenangaben

Blümer, Dietmas; Bredel-Schürmann, Stefan; Diener, Martin; Gayer, Alfred; Henninger, Jürgen; Hunke, Dirk et al. (2005): Dienstleistungs und Finanzierungsangebote von Energieversorgungsunternehmen. Contracting. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. ASUE-Arbeitskreis „Energiedienstleistungen". Kaiserslautern.

Energinet.dk (2015): *Spotmarktpreis für Deutschland.* Zeitraum vom 01.01.2013 bis 31.12.2013, in: http://www.energinet.dk/EN/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx geprüft 12.11.15.

Eurostat (2015): *Kleine und mittlere Unternehmen (KMU).* Daten, in: http://ec.europa.eu/eurostat/web/structural-business-statistics/structural-business-statistics/sme geprüft 13.08.15.

Fünfgelt, C. and Tiedemann, R. (2000), Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile: step-by-step, Cottbus.

Hellwig, M. (2003): Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile, München, Institut für EnergietechnikTechnische Universität München, Dissertation, 2003.

Hillemacher, Lutz; Nolden, Christoph; Bertsch, Valentin und Fichtner, Wolf (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife - Ergebnisse eines Feldtests, In: 8. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien.

Klose, Frank; Kofluk, Michael; Lehrke, Stephan; Rubner, Harald (2010): Toward a Distributed-Power World: Renewables and Smart Grids Will Reshape the Energy Sector. Hg. v. Boston Consulting Group. Boston Consulting Group. o.A.

Marko; Wolfgang Arthur (2014): Small-Scale, Big Impact - Utilities New Business Models for "Energiewende". Graz (13. Symposium Energieinnovation 2014).

Quellenangaben

Omu, Akomeno; Choudhary, Ruchi; Boies, Adam (2013): Distributed energy resource system optimisation using mixed integer linear programming. In: *Energy Policy 61, S. 249–266. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.009.*

Ren, Hongbo; Gao, Weijun (2010): A MILP model for integrated plan and evaluation of distributed energy systems. In: *Applied Energy 87 (3), S. 1001–1014. DOI: 10.1016/j.apenergy.2009.09.023.*

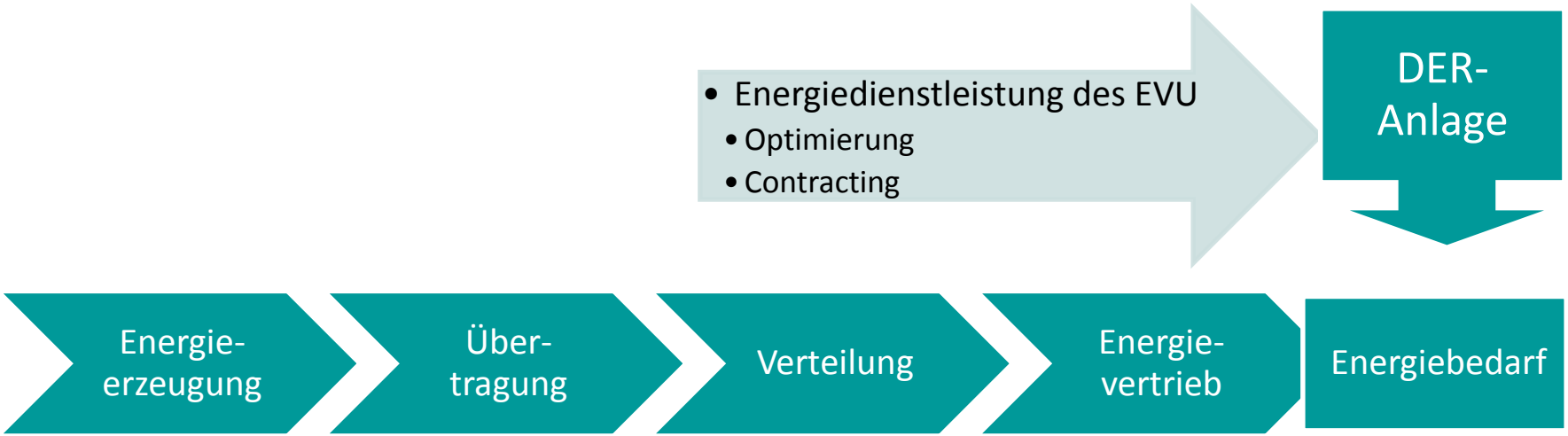
Ruan, Yingjun; Liu, Qingrong; Zhou, Weiguo; Firestone, Ryan; Gao, Weijun und Watanabe, Toshiyuki (2009): Optimal option of distributed generation technologies for various commercial buildings, Applied Energy (86) ,Nr. 9, S.1641–1653.

Richter, Mario (2013): Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy. In: *Energy Policy 62, S. 1226–1237. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.038.*

Schlomann, Babara; Wohlfarth, Katharina; Kleeberger, Heinrich; Hardi, Lukas; Geiger, Bernd; Pich, Antje et al. (2015): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). IREES GmbH; Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung; GfK Retail and Technology GmbH; Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik. Karlsruhe, München, Nürnberg.

Sorrell, Steve (2007): The economics of energy service contracts. In: *Energy Policy 35 (1), S. 507–521. DOI: 10.1016/j.enpol.2005.12.009.*

DER-Technologien vs. aktuelle Geschäftsmodelle



Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Valocci et al. 2010, S.4

- Kundenorientierte Geschäftsmodelle notwendig (Graf Kerssenbrock & Ploss 2011, S.73-74.)
- Erweitertes Dienstleistungsanagebot für DER-Anlagen (Bülmer et al. 2005, S. 11)
- Kommerzialisierung für EVU durch Contracting (Gsodam & Bachhiesel 2015, S.8)

Forschungsfragen

Theoretische Grundlagen

- Welche Auswirkungen haben DER auf das Geschäftsmodell der EVU?
- Welche Contracting-Modelle gibt es?

Investitonsmodell

- Welche kundenseitigen Investitonsmodelle gibt es für DER?

Optimierungsmodell

- Welche Energiebezugskosten ergeben sich für die Kundengruppe?
- Welche Kundengruppe wählt welche Technologie?
- Wie muss die jeweilige Technologie für die Kundengruppe dimensioniert sein?
- Wie muss die DER über ein Jahr betrieben werden?

Datengrundlagen

- Welche Kundengruppen können identifiziert werden?
- Welche Input-Datein werden benötigt

Mathematisches Modell

Zielfunktion:

$$\min\left\{C_{total} = \sum_s \sum_t \sum_m \sum_u \sum_k \left(\begin{array}{l} C_{s,k}^{INV} + C_{s,k}^{INS} + C_{s,k}^{O\&M} + F_{s,t,u}^{CONT} + F_{s,m,u}^{CAPA} + F_{s,m,u}^{BASIC} - F_{s,t,u,k}^{FEED} \\ - I_k^P - I_k^{GEN} \end{array} \right)\right\}$$

t= Zeitschritt; k= DER-Technologie; u= Energieform (Strom, Wärme, Gas); s= Tarifsichtweise (Netz-, Vertriebs- und Marktseite); m= Monate

F^{CONT}= Arbeitspreis ; F^{BASIC} = Basispreis; F^{CAPA} = Kapazitätspreis; F^{FEED} = Einspeisevergütung

C^{INV} = Investitionskosten ; C^{INS} = Installationskosten; $C^{O\&M}$ = Wartungskosten

I^P = Leistungsförderung pro installierter kW; I^{GEN} = Förderung pro installierter Anlage

Nebenbedingung:

- Energiebalance: Die Nachfrage muss zu jedem Zeitpunkt gedeckt sein
- Boilermodell: Kapazitätsbeschränkung, Wirkungsgrad
- PV-Modell: Kapazitätsbeschränkung, Abhängig von Modulfläche, Globalstrahlung und Wirkungsgrad
- BHKW-Modell: Kapazitäsbeschränkung, Strom-Wärme-Verhältnis
- Wärmepumpenmodell: Kapazitätsbeschränkung, Abhängig von Performance-Koeffizient und Temperatur
- Speichermodell: Speicherstand, Speicherkapazität, End- und Anfangsspeicherstand

Elektrische Lastprofile der Kundengruppen

VDEW-Profile

- VDEW-Profile der Stadtwerke Unna (G1-G6)
- 3 Typ-Tage (Werktag, Samstag, Sonntag)

Ausrollen für 2013

- Ausrollen der einzelnen Profile für Kalender 2013 (inklusive Feiertage/Sachsen)

Jahres-verbrauch

- Extrahieren der spezifische Verbräuche (pro MA) für 2013 (Schlomann et al. 2015, S.42)
- Berechnen der Jahresverbräuche anhand durchschnittlicher MA-Anzahl (Eurostat)

Skalierungs-faktor

- SLP Stadtwerke Unna = normiert → Aufsummieren der Viertelstundenwerte
- Skalierungsfaktor = Jahresverbrauch (Schlomann) / Jahreswerwert (Unna)

SLP-Profil

- Multiplizieren der Viertelstundenwerte (Unna) mit dem Skalierungsfaktor

Technologiedaten (ökonomisch)

Technologie	Kosten/ KW in (€/KW) Brutto par_C_DES_Cap	Anteilige Installationskosten (in %) par_C_DES_Ins	Anteilige Wartungsskosten (in %) par_C_DES_OuM
Photovoltaik *	1.468,84 [1,2]	15,0%[4]	2,30%[2,3]
Blockheizkraftwerk	1.978,56 [5]	9,0%[5]	8,00%[6]
Erdgas-Boiler	139,36 [7,8]	26,5%[9,10]	3,00%[6]
Elektro-Boiler	27,01 [11]	45,0%[12]	2,00%[6,3]
Wärmepumpe	963,68 [13,14,8]	18,6%[15]	2,50%[6]
thermischer Speicher**	123,00 [16]	14,1%[17]	2,00%[6]
elektrischer Speicher**	2.921,20 [18, 19,20]	3,7%[20]	2,00%[20]

* PV = Kosten (€)/Modul

** Speicher = Kosten (€)/kWh

1= solar-pur AG 2012; 2=Kost et al. 2013, S. 10–11; 3=Pleßmann et al. 2014, S. 25; 4= Zahn 2015; 5= Klein et al. 2014, S. 7; 6= VDI 2012; 7= Eco Energy Group 2015; Ehrecke-Krüger Haustechnik GmbH 2015; Concepte24 GmbH 2015; 8=Thiele & Ehrlich 2012; 9= Salmen o.A.; 10= Weißmann GmbH 2015; 11= Siemens o.Aa, o.Ab; CLAGE GmbH 2015; Zanker 2015; TECHNOTHERM International 2015; 12= Bockhorst 2010; 13= Pestalozzi Haustechnik 2014; Arthur Weber 2012; 14= International Energy Agency 2011, S. 17); 15= Waermepumpen.info o.A; 16= heizfaktor.de 2015; Löbbe GmbH 2015; Raatschen GmbH 2015; 17= Wilhelms et al. 2008, S. 4; 18= Heidjann 2015; 19= IEA 2014, S.18; 20= IE Leipzig 2014, S. 13

Energietarife

	Zeitraum	Beschreibung
Flat-Tarif	Mo.-So. (0.00 -24.00 Uhr)	• Arbeitspreis unterteilt in Vertriebspreise und Netzentgelte (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2014; AGFW, 2014) • Monats und Leistungspreis (Stadwerke Leipzig GmbH 2015; RheinEnergie AG 2015; Mainova AG 2015)
Doppeltarif	Mo.-Fr. (8.00-20.00 Uhr) Sa. & So. + Mo.-Fr. (20.00-8.00)	• Doppeltarif nur für den Arbeitspreis (elektrisch, thermisch, Gas) • Prozentuale Änderungen des Flat-Tarifes (Hayn et al. 2014; Dütschke et al. 2012; Hillemacher et al. 2013) ➢ +19% Hochtarif (Tag) ➢ - 20% Niedrigtarif (Nacht)
Variabler Tarif (Elektrisch)	Flat-Tarif (Gas und thermischer Tarif) Doppeltarif (Gas und thermischer Tarif)	• Nur elektrischer Arbeitspreis variabel • Elektrische Spotmarktpreise für das Jahr 2013 (Energinet.dk 2015) • Anteil des Spotmarktpreises entspricht 14% des Arbeitspreises (Flat-Tarif) (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2014) • restliche 86% werden bei Spotmarktpreis aufgeschlagen

Energietarife – Flat- und Doppeltarif

Elektrischer Tarife:

Tarifvariante	Zeitraum	Arbeitspreis [1] (€/kWh)		Monats-preis [2] (€/m)	Leistungspreis [2] (€/KWp*m)	
		Beschaffungspreis	Netzanteil [1]		Beschaffungspreis	Netzanteil [1]
Flat-Tarif	Mo.-So. (0:00 -24:00 Uhr)	0,205	0,063	11,751	8,572	3,541
Doppeltarif [3]	Mo.-Fr. (8:00-20:00)	0,244	0,075	11,751	8,572	3,541
	Sa. & So. + Mo.-Fr. (20:00 -8:00)	0,164	0,050	11,751	8,572	3,541

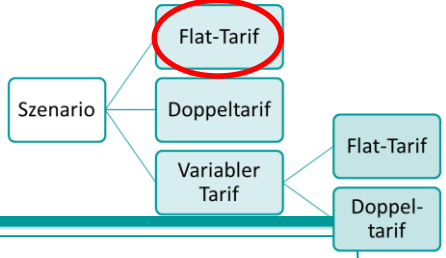
[1] Arbeitspreis und Anteil Netzentgelte (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2014, S. 140)

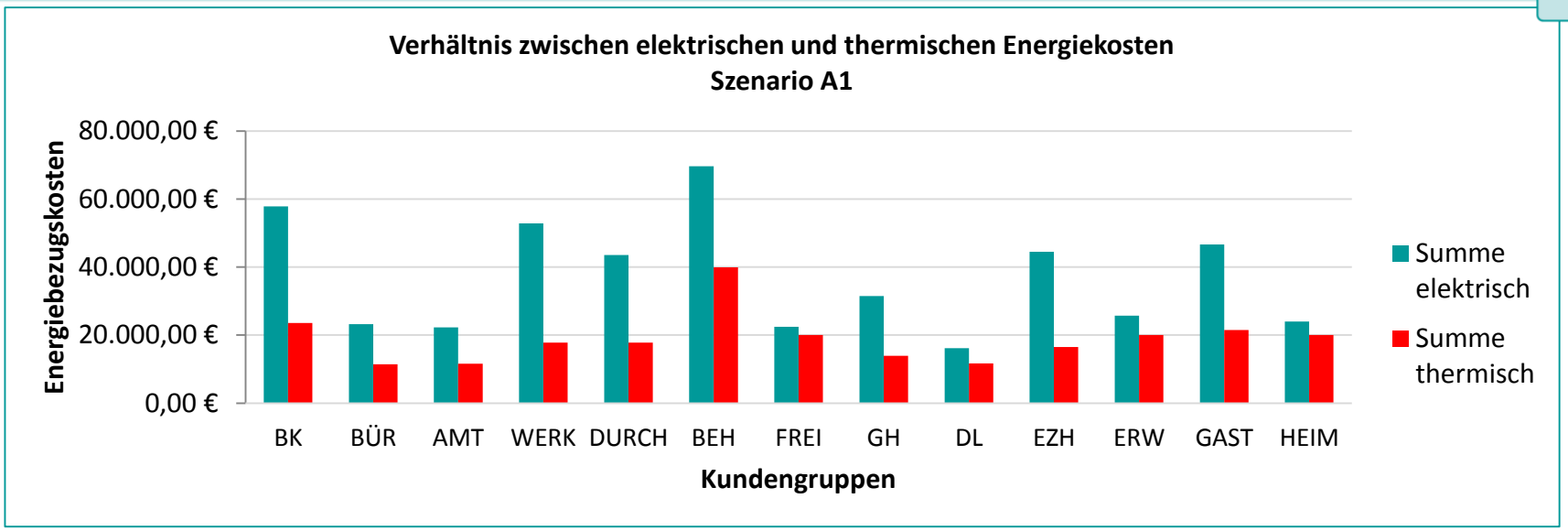
[2] Monats und Leistungspreis (Stadwerke Leipzig GmbH 2015; RheinEnergie AG 2015; Mainova AG 2015)

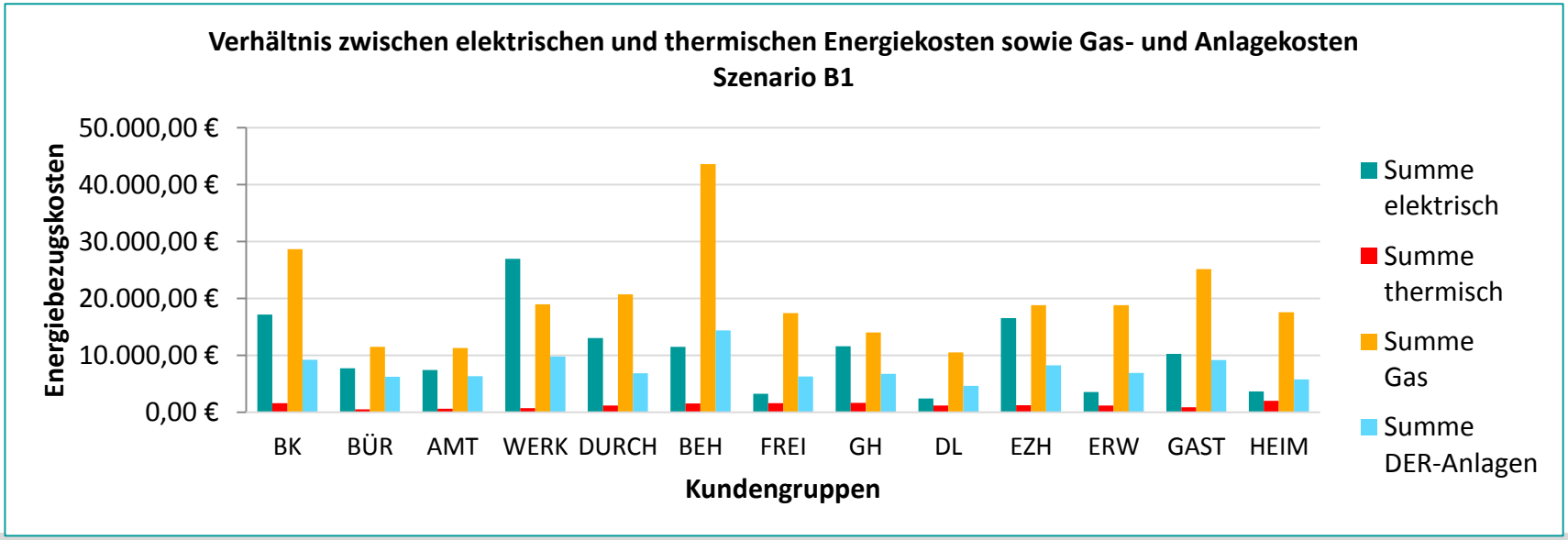
[3] Prozentuale Änderungen des Flat-Tarifes (Hayn et al. 2014,S. 253; Dütschke et al. 2012, S. 12; Hillemacher et al. 2013, S. 5)

- +19% Hochtarif (Tag)
- - 20% Niedrigtarif (Nacht)

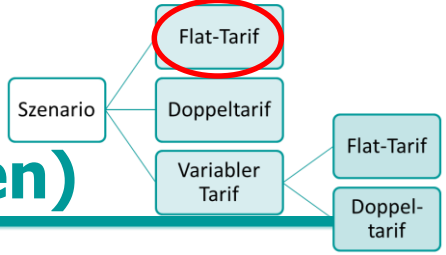
Energiebezugskosten

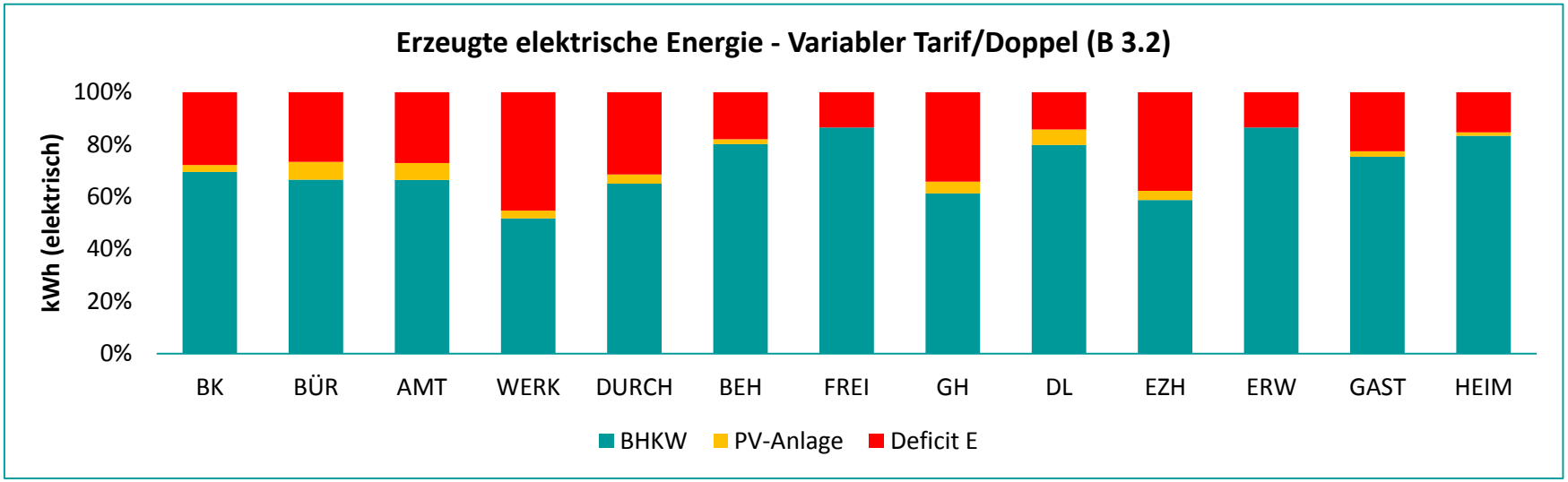


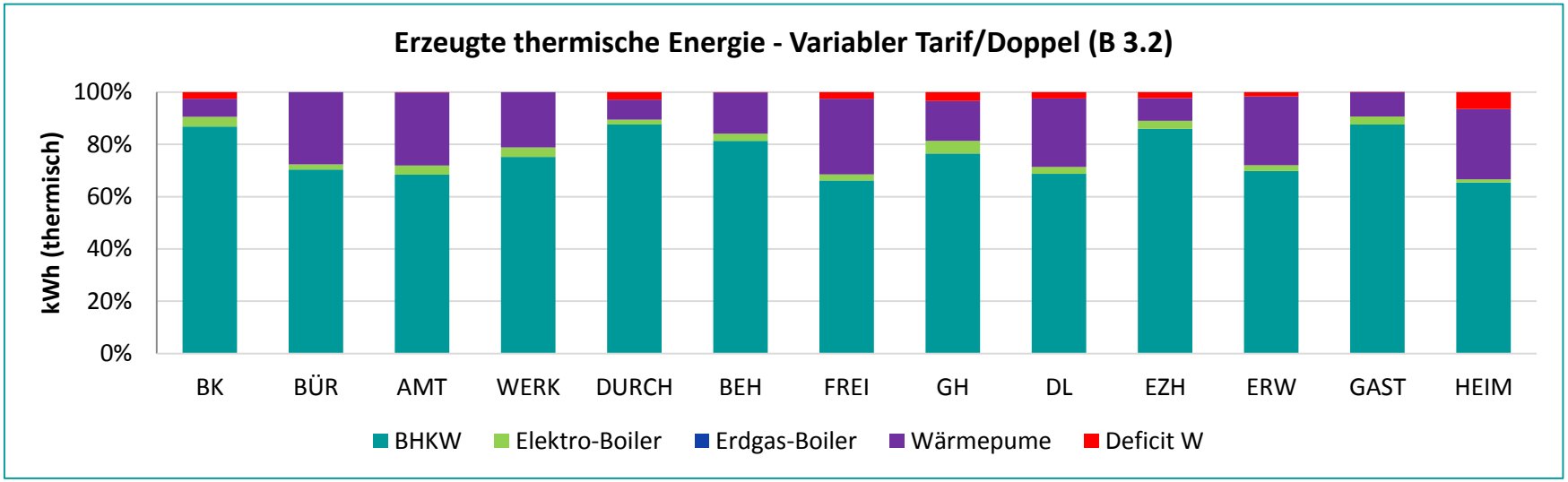
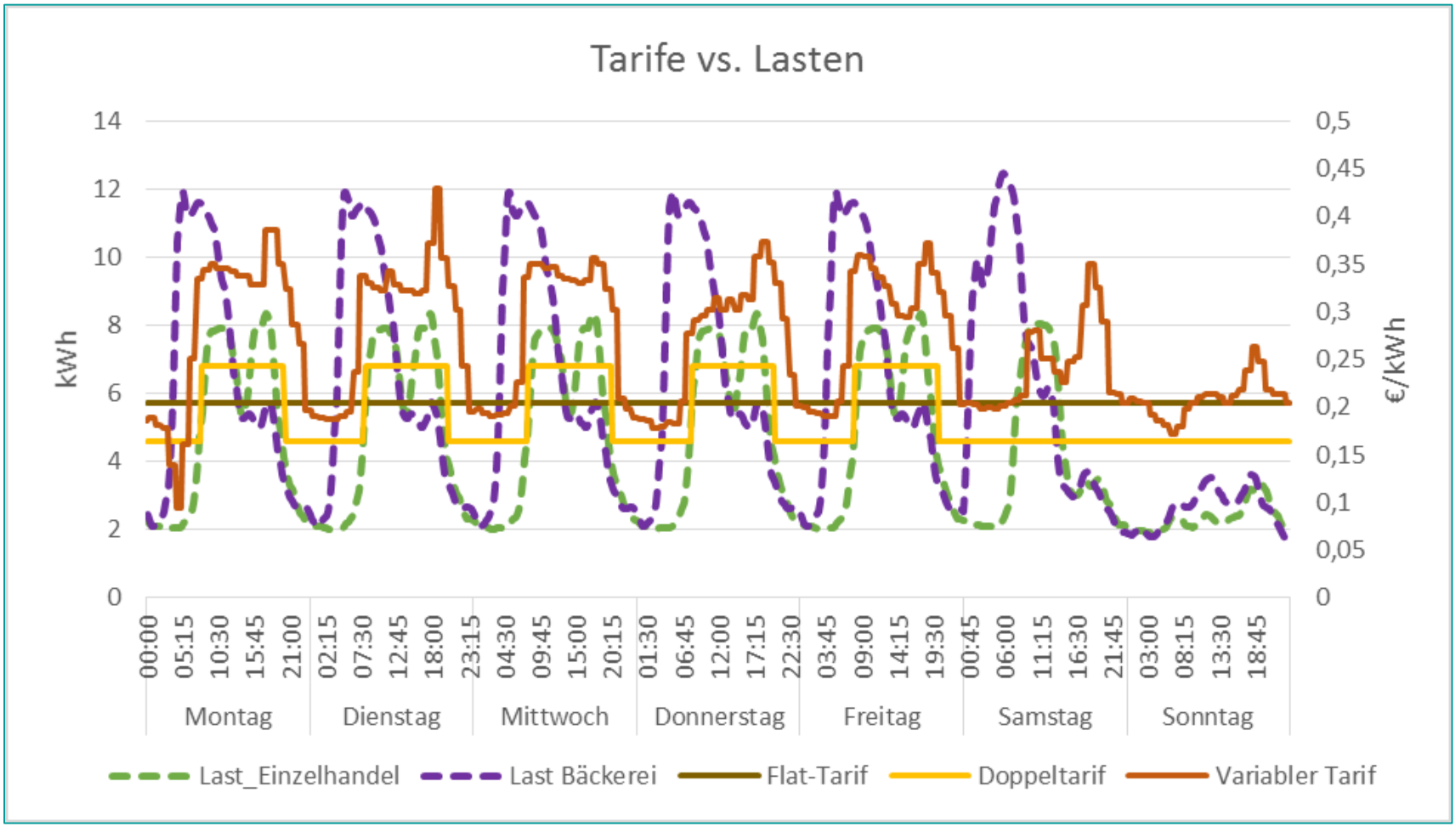




Technologieauswahl (Erzeugungsanlagen)







Tarife vs. Lasten