

„Modellgestützte Szenario-Analyse der langfristigen Erdgasnachfrageentwicklung der deutschen Industrie“

Zur Erlangung des akademischen Grades
eines Doktors der Wirtschaftswissenschaften

(Dr.rer.pol.)

von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
des Karlsruher Institut of Technology (KIT)

genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Wi.-Ing. David Biere

Tag der Abgabe:	10.04.2015	
Tag der mündlichen Prüfung:	29.07.2015	
Referent:	Apl. Prof. Dr. Martin Wietschel	(KIT)
Korreferent:	Prof. Dr. Hagen Lindstädt	(KIT)

2015 Karlsruhe

DOI: 10.5445/IR/1000049339

„Es ist schwieriger, eine vorgefasste Meinung zu zertrümmern als ein Atom“
Albert Einstein (1879-1955)

Vorwort

Diese Arbeit ist im Rahmen meiner Projekt- und Forschungsaktivitäten am Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI in Karlsruhe entstanden.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr. Martin Wietschel für die aktive und kollegiale Betreuung meiner Doktorarbeit, sowie Herrn Prof. Dr. Hagen Lindstädt für die Übernahme des Korreferats.

Mein herzlicher Dank gilt all denjenigen, die mich im Laufe dieser Arbeit unterstützt, inspiriert oder angetrieben und damit wesentlich zum Entstehen dieser Arbeit beigetragen haben. Hierzu gehören insbesondere meine ehemaligen Fraunhofer-Kollegen Rainer Elsland, Tobias Bossmann, Andrea Herbst, Oliver Merl, Matthias Rehfeldt, Simon Hirzel, Anna-Lena Klinger, Gerda Kaufmann, Benjamin Sontag, Matthias Reuter, Stefan Eidelloth, Tobias Rossberg und Sergey Arnold.

Besonders danken möchte ich zudem Tobias Fleiter für die langen Diskussionen und den Antrieb weit über das ursprünglich angedachte Modell hinaus zu gehen; Nicolai Parlog, der immer dann zur Stelle war, wenn meine Programmierkenntnisse am Ende waren und meiner Mutter, die es auf sich nahm und als erste alle Kapitel Korrektur gelesen hat.

Schließlich gilt mein Dank meiner Frau Verena und meinem Sohn Noam, die mich auch in den intensivsten Schreib- und Programmierphasen auf andere Gedanken brachten.

Abstract

In Germany, industry is the largest natural gas consumer with about 40% of total gas demand. The industrial sector is particularly price-sensitive compared to e.g. households. Despite this, the flexibility for industrial fuel switching is limited in the short term, as this mostly takes place when companies invest in new heat and steam generation capacity.

The emergence and extensive exploitation of shale gas in the US has resulted in a sharp drop in the natural gas price in the US since 2009. This raises the question of how the gas price and thereby the demand for natural gas will be affected in Germany over the next few years, following the commissioning of new LNG export terminals in the US.

Given the long lifetime of heat generation technologies, there is considerable inertia in technology turnover. This has to be taken into account by simulation models analysing price effects on gas demand. They also have to consider German particularities, such as the privilege accorded to self-generation, currently promoting combined heat and power (CHP).

This paper analyses the future evolution of natural gas demand up to 2050 in the German industrial sector with a particular focus on the impact of two main factors:

1. Changes in the price of natural gas and the impact on technology choice.
2. The impact on gas demand and the resulting greenhouse gas emissions of the recently introduced burden of the combined heat and power (CHP) production with the German Renewable Energy Act levy (EEG).

Despite the high importance of industry, no existing energy model is able to provide the required level of detail to address these questions. Therefore the existing bottom-up model FORECAST INDUSTRY developed at the Fraunhofer ISI is used and extended by three heat-related modules:

- A building module to determine the useful space heating demand that considers efficiency improvements to building envelopes due to new builds and refurbishments of existing buildings.
- A process heat module to simulate the technology choice and stock to cover the generation of heat and steam (heat demand below 500 °C).
- A space heating module to simulate the technology choice and stock to cover the remaining useful space heating demand.

All three modules use a vintage stock model to endogenously simulate the inertia of technology stock turnover. Further, technology choice is modelled using a discrete choice approach aiming to simulate realistic company behaviour.

The model is not only unique in its combination of three vintage stock models, but also in the level of detail provided, as it simulates the technology choice by applying a logit approach to reflect investment decisions based on total costs of ownership and non-monetary costs for 84 enterprise profiles (14 subsectors and 6 company sizes). The profiles differ in their heat demand, the annual load duration curve, the underlying energy prices and the applicability of the EEG exemptions, resulting in different system dimensions causing different specific investments and different system efficiencies.

Using a new methodology based on Sochinsky's annual load duration curve, the model endogenously determines the split capacity between the peak and the base technology. Applying two temperature levels allows the direct competition of separate heat production (SHP) and CHP technology including technologies like district heating and solar thermal plants, which are not able to provide the full temperature spectrum until 500 °C. Space heating can be provided separately or by a process heat technology. All implemented stock models endogenously determine the replacement/ refurbishment/demolition of technologies and buildings and consider the shares of phased-out systems to reflect path dependencies.

The model is applied to a base scenario to conduct sensitivity analyses, two gas price scenarios and an EEG scenario. To run the EEG scenario, a bottom-up stock model is developed and applied to forecast the EEG levy for existing and new EEG power plants until 2050.

The results indicate a significant price sensitivity of natural gas demand in industry, as gas demand differs by 60 % in 2050 if energy prices are varied. A lower gas price leads to more energy savings, but higher greenhouse gas emissions, because this situation represses less efficient but CO₂-neutral biomass steam boilers.

Furthermore, the EEG levy significantly influences the diffusion of CHP technologies and thereby drives gas demand. Since high CHP diffusion in combination with a decarbonization of the power sector leads to higher overall emissions, the EEG levy could be used to control CHP diffusion in the future.

Industrial buildings make a significant contribution to overall energy savings in all scenarios. This result underlines the need to stop neglecting this end-use.

Above all, greater efforts are needed to further improve the empirical database to better calibrate the model and increase the robustness of the simulation results.

This thesis is based on my research conducted at the Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (ISI) in Karlsruhe under the supervision of Professor M. Wietschel from the Institute for Industrial Production (IIP) at the Karlsruhe Institute of Technology (KIT) and the Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (ISI) and is written in German.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation der Arbeit	1
1.2	Ziel der Arbeit	3
1.3	Methodik und Aufbau der Arbeit	4
2	Modellüberblick und Auswahl des Modellansatzes	6
2.1	Auswahlkriterien für die Wahl des Modellansatzes	6
2.2	Genereller Überblick über verschiedene Modellansätze	6
2.2.1	Top-down-Modelle	7
2.2.2	Bottom-up-Modelle	9
2.3	Auswahl des Modellansatzes	11
2.4	Vorstellung ausgewählter Modelle	12
2.4.1	MARKAL-Modell	12
2.4.2	PRIMES	13
2.4.3	NEMS	14
2.4.4	CIMS-Modell	16
2.4.5	SAVE Production-Modell	18
2.5	FORECAST Modell und dessen notwendige Modellerweiterungen	19
3	Modellbeschreibung Forecast Industry & Erweiterungen	22
3.1	Das bestehende Teilmodell Forecast Industry	22
3.1.1	Berechnung Referenzfall und Kalibrierung mit der Statistik	23
3.1.2	Berechnung der Diffusion der Einsparoptionen und der resultierenden Einsparung	24
3.1.3	Berechnung der resultierenden Endenergienachfrage	26
3.1.4	Berechnung der Treibhausgas-Emissionen	26
3.1.5	Erweiterung des bestehenden Teilmodells	27
3.2	Neuentwicklungen Forecast Industry	27
3.2.1	Das Gebäudemodell	30
3.2.2	Das Prozesswärmemodul	38
3.2.3	Das Raumwärmemodul	64
3.2.4	Das Energieträgerwechselmodul	69
3.2.5	Ergebniskonsolidierung	70
3.2.6	Kritische Würdigung der Methodik	70
4	Definition Referenzszenario & Sensitivitäten	73
4.1	Exkurs: Unternehmensprofil-spezifische Energieträgerpreise	73
4.1.1	Herleitung und Zuordnung der Verbrauchsbänder	73
4.1.2	Berechnung der EEG-Abgabe über 2018 hinaus	77
4.2	Annahmen, Ergebnisse und Sensitivitäten des Referenzszenarios	88
4.2.1	Annahmen und Ergebnisse des Bestandsmodell FORECAST INDUSTRY	88
4.2.2	Annahmen, Ergebnisse und Sensitivitäten des Gebäudemoduls	90
4.2.3	Annahmen, Ergebnisse und Sensitivitäten des Prozesswärmemoduls	96
4.2.4	Annahmen, Ergebnisse und Sensitivitäten des Raumwärmemoduls	109
4.3	Gesamtresultat des Referenzszenarios und kritische Würdigung	115
4.3.1	Gesamtergebnis und Sensitivitäten des Referenzszenarios	115
4.4	Kritische Würdigung der Ergebnisse und der Datengrundlage	119
5	Szenariendefinitionen und deren Ergebnisse	121
5.1	Das Gastief- und Gashochpreisszenario	121
5.1.1	Exkurs: Herleitung des Gaspreiseinflusses auf den Stromgroßhandelspreis	121
5.1.2	Annahmen des Gastief- und Gashochpreis-Szenarios	123
5.1.3	Ergebnisse des Gastief- und Gashochpreisszenarios	127
5.2	Untersuchung des Einflusses der EEG-Abgabe und der EEG-Belastung der Eigenversorgung auf die Energienachfrage	132
5.2.1	Annahmen der EEG-Szenarien	132
5.2.2	Ergebnisse der EEG-Szenarien	133
6	Zusammenfassung mit Schlussfolgerungen und Ausblick	141
6.1	Zusammenfassung	141

6.2	Schlussfolgerungen	146
6.3	Ausblick	147
7	Anhang	XVII
8	Quellenverzeichnis	XXXIII

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	AG Energiebilanzen e. V.
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CAGR	Durchschnittliche Wachstumsrate (Compound Average Growth Rate)
CCTel	Cross Cutting Technology Electricity (Stromquerschnittstechnologien)
CIMS	Canadian Integrated Modeling System, Bottom-Up-Modell
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO₂e	CO ₂ -Äquivalent
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPBD	Energy Performance Building Directive
EUA	EU-Allowances
FORECAST	FORecast Energy Consumption Analysis and Simulation Tool
GJ	Gigajoule
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
IEA	International Energy Agency
IREES	Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien
ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
KPI	Key Performance Indicator (Leistungskennzahl)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
MARKAL	MARKet Allocation, Bottom-Up-Modell
NEMS	National Energy Modeling System, Bottom-Up-Modell
PRIMES	Price-Induced Market Equilibrium System, Bottom-Up-Modell
SAVE	Simulation and Analysis of Virtual Energy use in Energy scenarios, Bottom-Up-Modell
SHP	Single Heat Production/Getrennte Wärmeerzeugung
TEP Energy	Technology Economics Policy - Research and Advice

Variablenverzeichnis

#C	Anzahl Unternehmen	#
#PHTG	Anzahl verfügbarer Prozesswärmetechnologien pro Gruppe	#
ΔBIP	Inkrementelle Änderung des Bruttoinlandsprodukt	in %
1-f(0)	Startwert für den Anteil der technischen Diffusion	ohne Einheit
AC	Jährliche Kosten (base, peak, total)	in Euro/a
ACHPS	Durchschnittlicher KWK-Zuschlag	in Euro/kWh
ACO2C	Jährliche CO2-Zertifikate Kosten	in Euro/a
ACP	Jährliche Vergütungszahlung	in Euro
ACB	Zuteilung zum Verbraucherband	Relation
RPCB	Relativer Aufpreis der Verbrauchsbänder	in %
AD	Amortisationsdauer	in Jahren
AESC	Durchschnittlich jährlich vermiedene Kosten für den Strombezug	in Euro/a
AFC	Jährliche Brennstoffkosten	in Euro/a
AFR	Jährliche Einspeisevergütung	in Euro/a
AGF	Jährlich vermiedene Netzentgelte	in Euro/a
AHD	Durchschnittliche Wärmenachfrage pro Unternehmen	in kWh
AHD¹²⁴	Durchschnittliche Wärmenachfrage pro Unternehmen für die Temperaturniveaus 1,2 und 4	in GJ
AR	Jährliche Einnahmen	in Euro/a
ARC	Laufende jährliche Kosten	in Euro/a
ASDSE	Durchschnittliche Dampfverteilungssystemeffizienz	in %
AS^{PHT}	Altersstruktur nach Prozesswärmetechnologie	in %
AST	Fläche Solarthermie	in qm
AV	Verfügbarkeitsmatrix	0 und 1
BS	Gebäudegröße	in qm
CAGR^{Eff}	Durchschnittliche Effizienzverbesserung für die Zukunft (Eff = Effizienz, P2H = Stromkennzahl, Inv = Investitionskosten)	in %
CAGR^{EffPast}	Durchschnittliche Effizienzverbesserung für die Vergangenheit	in %
CF2kWh	Konvertierungsfaktor von GJ zu kWh	in kWh/GJ
C^I	Investitionen	Für Prozesse in Euro/t, für Strom Euro/ingesparte GJ
CO₂E	Gesamtemission (FE = FrozenEfficiency, AfterCCTel, Final)	in tCO ₂
CO₂EFP	Direkte Prozessemissionen	in tCO ₂ -equ / t
CPR	EEG-Vergütungstarife	in Euro/kWh
CRF	Korrelationsfaktor	ohne Einheit
C^x	Jährliche Kosten (E = eingesparte Energie; CO ₂ = eingesparte CO ₂ -Kosten und R = laufende Kosten)	Für Prozesse in Euro/t*a, für Strom Euro/ingesparte GJ*a
DHT	Raumnutzwärmebedarf der abgerissenen Fläche	in GJ
Diff	Diffusion (Auto, Tech, Ökon)	%
Diff^{Parameter}	Diffusionsparameter	ohne Einheit
DS	Abgerissene Fläche	in qm
ECP	Energieträgerpreise	in Euro/GJ
ECS	Anteil genutzter Energieträger für jeweilige Technologie (HT = Raumwärme)	in %

ED	Energienachfrage	in GJ
ED^{BU}	Teil der Energienachfrage, der bottom-up hergeleitet wird	in GJ
ED^{FE}	Energienachfrage-Referenzfall „Frozen Efficiency“	in GJ
ED^{final}	Finale Energienachfrage	in GJ
ED^{HD12}	Energienachfrage Wärme Temperaturlevel 1 + 2	in GJ
ED^{HD12R}	Energienachfrage verbleibende Wärme Temperaturlevel 1 + 2 nach Abzug der Einsparung durch das Dampfsystem	in GJ
ED^{HD12Radj}	Angepasste Energienachfrage ED ^{HD12R}	in GJ
ED^{HD2}	Energienachfrage Wärme Temperaturlevel 2	in GJ
ED^{HDPH12}	Energienachfrage Temperaturlevel 1 + 2, relevant für das Prozesswärmemodul	in GJ
ED^{PHEGFE}	Finale Energienachfrage "Frozen Efficiency" für die Stromproduktion bei Prozesswärmebereitstellung	in GJ
ED^{PHEGfinal}	Finale Energienachfrage für die Stromproduktion bei Prozesswärmebereitstellung	in GJ
ED^{Statistik}	Statistische Energienachfrage (zum Kalibrieren)	in GJ
ED^{TD}	Teil der Energienachfrage, der top-down hergeleitet wird	in GJ
EEG	Entwicklung der EEG-Zahlung	in Euro/GJ
EEGOC	Quote, mit der der Eigenverbrauch in die EEG-Zahlungen einbezogen wird	in %
EEGR	Relevanz der EEG-Zahlung	0 oder 1
EEM	Einsparmaßnahmen, jeweils für Prozesse bzw. CCTel	
EF	Emissionsfaktor	in tCO ₂ /GJ
Eff^{base}	Effizienz der Grundlasttechnologie (Prozesswärmemodul)	in %
Eff^{elec}	Elektrische Effizienz (bei KWK-Anlagen)	in %
Eff^{max}	Maximale Effizienz einer Prozesswärmetechnologie	in %
Eff^{min}	Minimale Effizienz einer Prozesswärmetechnologie	in %
Eff^{peak}	Effizienz der Spitzenlasttechnologie (Prozesswärmemodul)	in %
Eff^{Systemfuture}	Effizienz des Systems (Prozesswärmemodul) für zukünftige Altersklassen	in %
Eff^{therm}	Thermische Effizienz (bei KWK-Anlagen)	in %
EMPL	Anzahl Beschäftigter	Beschäftigter
EMPLSP	Beschäftigtensplit zwischen Angestellten und Arbeitern	%
ES	Energieeinsparung (PH = Prozesswärmeeinsparung, PHEG = Einsparung bei der gekoppelten Stromproduktion der Prozesswärme, HT = Raumwärmemodul, bld = Gebäudemodul)	in GJ
ES^{ASDSE}	Energieeinsparung Dampfverteilungssystemeffizienz	in GJ
ESSUHD	Einsparung einer zweiten Modernisierung	in kWh/qm
ESTIF	ESTIF-Faktor zur Herleitung der produzierten Wärme bei Solarthermie	in %
EUAP	Zertifikate-Preise	in Euro/tCO ₂ eq
Exp	Exponent (Eff = Effizienz, P2H = Stromkennzahl, Inv = Investitionskosten)	abs
FLH	Betriebsvolllaststunden	in h pro Jahr

FLHC_{s,b,Appl}	Volllaststunden nach Anwendung, Subsektor und Unternehmensgröße	in h pro Jahr
GF	Netzentgelt	in Euro/kWh
HBS	Beheizte Gebäudefläche	in qm
i	Diskontierungssatz	in %
in %	Effizienz des Systems (Prozesswärmemodul)	in %
IP	Produktionsmenge	in t
k	Formparameter der Weibullverteilung	ohne Einheit
lt	Lebensdauer	in Jahren
m⁰	Verhältnis Minimallast zur installierten Wärmeleistung	in %
Max	Maximalwert (Eff = Effizienz, P2H = Stromkennzahl, Inv = Investitionskosten)	in %
Min	Minimalwert (Eff = Effizienz, P2H = Stromkennzahl, Inv = Investitionskosten)	in %
MS	Marktanteile der Technologien (base, peak, adj)	in %
MS^{adjweighted}	Finale, angepasste und gewichtete Marktanteile der Technologien (Logit-Ansatz)	in %
MS^{Demo}	Technologiezusammensetzung der "abgerissenen" Nutzwärme	in %
MS^{final}	Gewichteter Marktanteil zwischen MS ^{path} und MS ^{adjweighted}	in %
MS^{HTfinal}	Resultierender Marktanteil der Technologien (Raumwärmemodul)	in%
MS^{HTlogit}	Marktanteil der Technologien aus Logit-Ansatz (Raumwärmemodul)	in%
MS^{HTpath}	Pfadabhängiger Marktanteil der Technologien (Raumwärmemodul), nur bei Austausch relevant	in%
MS^{path}	Marktanteil Pfadabhängigkeit (Marktanteil der ausgetauschten Systeme)	in %
Mul	Multiplifier (Eff = Effizienz, P2H = Stromkennzahl, Inv = Investitionskosten)	in 1/kW
N	Maximaler Diffusionswert (maximal 1)	ohne Einheit
NCS	Neugebaute Fläche	in qm
NHT	Raumnutzwärmebedarf von neugebauter Fläche	in GJ
ØEff^{elec}	Durchschnittliche elektrische Effizienz nach Altersklasse	in %
ØEff^{therm}	Durchschnittliche thermische Effizienz nach Altersklasse	in %
ØEff^{total}	Durchschnittliche Systemeffizienz nach Altersklasse	in %
ØP2H	Durchschnittliche Stromkennzahl nach Altersklasse	in %
OR	OperatingRatio - zur Umwandlung von Volllaststunden in Betriebsstunden	Index
ØSUHD	Durchschnittlicher spezifischer Nutzwärmebedarf für Bestandsgebäude	kWh/qm
P2H	Power-to-Heat Ration (Stromkennzahl)	abs
P^{base}	Thermische Leistung Grundlasttechnologie	in kW
PEE	Primärenergieeinsparungen	in %
P^{elec}	Elektrische Leistung der Grundlasttechnologie	in kW
P^{max}	Maximal benötigte thermische Leistung	in kW
PPE	Primärenergieeinsparungen	in %
p^{peak}	Thermische Leistung Spitzenlasttechnologie	in kW

Q^{base}	Jahreswärmebedarf durch Grundlasttechnologie gedeckt	in kWh
Q^{elec}	Produzierte Strommenge der Grundlasttechnologie	in kWh
Q^{max}	Größte nachgefragte Wärmemenge in einer Zeiteinheit	in kWh
Q^{min}	Kleinste nachgefragte Wärmemenge in einer Zeiteinheit	in kWh
Q^{peak}	Jahreswärmebedarf durch Spitzenlasttechnologie gedeckt	in kWh
Q_S	Anteil der Wärmebereitstellung	in %
Q^{total}	Jahreswärmebedarf	in kWh
RCO_2	Relevant für den Zertifikatehandel	0 oder 1
RCO_2^b	Relevant für den Zertifikatehandel aufgrund der Subsektorzugehörigkeit	0 oder 1
RCO_2^{burner}	Relevant für den Zertifikatehandel aufgrund der Brennergröße	0 oder 1
rcp	Anteil der laufenden Kosten an den Gesamtinvestitionen	in % pro Jahr
$REFSH$	Anteil zweiter Modernisierungen	in %
$REFTS$	Modernisierte Fläche	in qm
RHT	Raumnutzwärmebedarf mit altersbedingtem Technologieaustausch	in GJ
RP^{HT}	Installierte Leistung (Raumwärmemodul, Heizungssystem)	in kW
RR	Modernisierungsrate	in %
rs	Relative Größe zur maximalen Leistung	in %
RS^{PHT}	Relative Größe der Prozesswärmetechnologie	in %
$RSRF$	Regionaler Solarstrahlungsfaktor	kWh/qm
SEC	Spezifischer Energieverbrauch	GJ/t
$SECP$	Prozentualer Anteil des selbst gezahlten Strompreises	in %
SF_{24}	Solarfaktor 24 Stunden	in %
$ShareHD_{App,Cs,b}$	Anteil der Wärmenachfrage nach Unternehmensgröße, Subsektor und Anwendung (Prozess & Raumwärme)	
SHO	Anteil der durch das Raumwärmemodul bereitgestellten Wärme	in %
SOW	Anteil Eigenverbrauch an der Stromproduktion	in %
SP	Spezifisches Einsparpotenzial	GJ/t oder GJ/ingesparte GJ
$SPCO_2$	Eingesparte Treibhausgasemissionen	tCO ₂
SP^{CO_2EFP}	Spezifisches Einsparpotenzial der direkten Prozessemissionen	tCO ₂ /t
$SPPE$	Spezifischer Flächenbedarf	qm / Beschäftigte
SPT^{CHP}	KWK-Anteil	in %
SU	Subventionen	in %
$SUHD$	Spezifischer Nutzwärmebedarf	kWh/qm
$TAIC$	Annualisierte Gesamtinvestitionskosten	in Euro/a
t_{BY}	Basisjahr	
$TCHPS$	Gesamter jährlicher KWK-Zuschlag	in Euro/a
$TCHPS^{Adj}$	Angepasste jährliche KWK-Zuschlagsvergütung aufgrund beschränkter Zahlungsdauer	in Euro/a
TIC	Gesamtinvestitionskosten	in Euro
$TNHT$	Raumnutzwärme mit neuen Heizsystemen	in GJ
$t^{operating}$	Jährliche Betriebsstunden	in h pro Jahr
t^S	Schnittpunkt	ohne Einheit
TS	Gebäudegesamtfläche	in qm
t^S	Sich ergebender Schnittpunkt aus Sochinsky-Gleichung	
TSD	Gebäudeflächennachfrage	in qm

TSH	Technologieanteil	in %
U	Nutzen	ohne Einheit
UED^{HDPH12}	Nutzwärmenachfrage bis 500 Grad (Temp-Level 1 + 2) Prozesswärme	in GJ
UED^{NewPHT}	Nutzwärmenachfrage mit neuen Systemen	in GJ
UED^{Repl}	Nutzwärmebedarf mit Technologieaustausch	in GJ
UED^{ReplAdj}	Angepasster Nutzwärmebedarf mit Technologieaustausch	in GJ
UEG^{PH}	Nettostromproduktion (bei gekoppelter Prozesswärme)	in GJ
UHED	Raumnutzwärmenachfrage	in GJ
UR	Nutzungsrate	in %
USHD	Raumnutzwärmenachfrage	in GJ
USHD^{SHO}	Raumnutzwärmenachfrage durch das Raumwärmemodul gedeckt	in GJ
USHWD	Nutzwärmenachfrage für Heißwasser	in kWh
WZ	Wechselzeitpunkt Wind	in a
α	Gewichtungsfaktor (MS = Marktanteile,	in %
β	Logistischer Koeffizient	1/a
γ	Lageparameter der Weibullverteilung, Kehrwert der Lebensdauer	1/a

Indexverzeichnis

Sc	Szenario
p	Prozesse
t	Jahre
b	Subsektor
EEM	Einsparmaßnahme
Ec	Energieträger
CO₂EFP	Direkte Prozessemissionen
as	Altersklasse (Technologien)
bt	Gebäudetyp
r	Modernisierungsstatus
Cs	Unternehmensgröße
TI	Temperaturlevel
Appl	Anwendung
PHT	Prozesswärmetechnologie
Rs	Relative Technologiegröße
c	Land
Eg	Stromproduzierend
bas	Gebäudealtersklassen
ef	Effizienzklasse
ht	Raumheizungstechnologie
bs	Gebäudegröße
Tech	EEG-Technologie
IY	Installierungsjahr
Cb	Verbrauchsband

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Entwicklung und Vergleich der internationalen Gaspreise in Euro/MWh im Zusammenhang mit globalen Ereignissen (Quelle: eigene Analyse, Weltbank 2014).....	2
Abb. 2: Relative Preisentwicklung (2000 = 1) der für Deutschland relevanten Marktpreise der wichtigsten Brennstoffe (Quelle: Weltbank 2014, Bafa 2014a).....	2
Abb. 3: Entwicklung der Gasnachfrage in Deutschland nach Abnehmer in Mio. MWh in Relation zur Entwicklung des Heizgrad-Indexes (Quelle: BDEW 2014b, BDEW 2013, Eurostat 2011).....	3
Abb. 4: Differenzierung von Energiemodellen nach Modellierungsmethoden (angelehnt an Herbst et al. 2012).....	7
Abb. 5: Modellstruktur von FORECAST (Quelle: www.forecast-model.eu).....	22
Abb. 6: Hierarchische Struktur vom Teilmodell FORECAST-Industry (Quelle: angelehnt an Öko-Institut e. V.; Fraunhofer ISI 2014).....	23
Abb. 7: Illustrative Berechnung der wirtschaftlich getriebenen Diffusion (angelehnt an Fleiter et al. 2013).....	25
Abb. 8: Illustrative Darstellung der Berechnungsreihenfolge des FORECAST-Industry Teilmodells.....	27
Abb. 9: Illustrative Darstellung: Herleitung der Temperaturniveaus für den für die Wärmebereitstellung relevanten Brennstoffbedarfs.....	28
Abb. 10: Gesamtkonzept - erweitertes Energienachfrageteilmodell FORECAST INDUSTRY (eigene Darstellung).....	29
Abb. 11: Berechnungsschritte des Gebäudemoduls zur Herleitung der Netto-Raumwärmenachfrage.....	32
Abb. 12: Schematische Darstellung der Gebäudealtersklassenentwicklung für Produktions- und Bürogebäude von 2008 bis 2050 (Quelle: Eigene Berechnung, FORECAST INDUSTRY).....	33
Abb. 13: Schematische Berechnungsschritte des FORECAST-Prozesswärmemoduls.....	41
Abb. 14: Illustrative Jahresdauerlinie nach Sochinsky.....	45
Abb. 15: Schematische Darstellung der Flächenberechnung in Abhängigkeit der Dimensionierung und des Lastgangs.....	46
Abb. 16: Übersicht über die Wirtschaftlichkeitsrechnung im FORECAST-Prozesswärmemodul.....	49
Abb. 17: Schematische Berechnungsschritte für das Prozesswärme-Bestandsmodell.....	57
Abb. 18: Bilanzierung der Industrie-KWK-Anlagen in der AGE-Statistik nach der Referenzwirkungsgradmethode (Quelle: AGE 2012).....	59
Abb. 19: Gewichtete Altersstruktur der KWK-Anlagen im Startjahr unter Berücksichtigung von Modernisierungen (Quelle: Bafa-Daten, eigene Auswertung).....	60
Abb. 20: Schematische Darstellung des Raumwärmemoduls.....	65
Abb. 21: Schematische Darstellung der Gewichtung der verschiedenen Technologieanteile.....	67
Abb. 22: Schematische Umwandlung der Nutzwärmeentwicklung des Raumwärmemoduls auf die Endenergienachfrage und die absolute resultierende Einsparung nach dem Stock-Modell-Berechnungszyklus (vgl. Biere et al. 2014).....	68
Abb. 23: Schematische Darstellung der Berechnung des Energieträgerwechselmoduls.....	69
Abb. 24: Angenommene Energieträgerpreise Endkunden-Industrie (Quelle: Fraunhofer ISI 2015, eigene Darstellung).....	73
Abb. 25: Relative Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (Vertriebs- und Netzkosten) ohne Steuern und Abgaben in Deutschland nach Verbrauchsgruppen in Relation zum Verbrauchsband IC von 2009 bis 2013 (Quelle: Eurostat 2014, eigene Darstellung).....	74
Abb. 26: Bandbreite Industriestrompreis: Großabnehmer 100 GWh/a in ct/kWh (Quelle: BDEW 2014a, eigene Darstellung).....	75
Abb. 27: Methodik des Bestandsanlagen-EEG-Modells zur Berechnung der jährlichen Stromproduktion und Vergütung (Quelle: Biere; Merl 2014).....	79
Abb. 28: Vergleich: Vergütung für 2012 IST vs. Modell 2012 in Mrd. Euro (eigene Berechnung analog zu Biere; Merl 2014).....	80
Abb. 29: Prognostizierter jährlicher Rückgang der EEG-Brutto-Vergütung nach Technologie bis 2032 für die Bestandsanlagen vom 31.12.2012 in Mrd. Euro (Quelle: Biere; Merl 2014).....	80
Abb. 30: Aufteilung der Brutto-Vergütung im Jahre 2013 der Bestandsanlagen (Stand vom 31.12.2012) nach Technologie und Inbetriebnahmejahr (Quelle: Biere; Merl 2014).....	81
Abb. 31: Aufteilung der Brutto-Vergütung im Jahr 2025 nach Technologie und Jahr der Inbetriebnahme für die Neuanlagen ab 01.01.2013 (Quelle: eigene Berechnung).....	84
Abb. 32: Entwicklung der Brutto-Vergütung der Neuanlagen ab 2013 bis 2050 in Mrd. Euro.....	84
Abb. 33: Methodik zur Berechnung der EEG-Umlage in Euro/kWh.....	85
Abb. 34: Gesamtvergütungsentwicklung (inkl. SDL-Bonus und Managementprämie) Bestands- und Neuanlagen ohne Berücksichtigung von Einnahmen in Mrd. Euro von 2013 bis 2050.....	86

Abb. 35: Prognostizierte EEG-Umlage bis 2050 in EURO/kWh für nicht privilegierten Letztverbrauch in Abhängigkeit von der Entwicklung der Stromnachfrage.....	88
Abb. 36: Entwicklung der Energienachfrage nach Subsektor für das Referenzszenario unter Berücksichtigung der Prozess- und CCTel-Einsparungen für die deutsche Industrie von 2008 bis 2050 in PJ.....	89
Abb. 37: Energieträgersplit der Energienachfrage der deutschen Industrie nach Prozess- und CCTel-Einsparung für 2050 zum Vergleichsjahr 2011.....	90
Abb. 38: Prognose der Flächenbestandszusammensetzung nach Altersklasse im Vergleich zur Entwicklung der Nachfrage in Mio. qm für das Referenzszenario.....	92
Abb. 39: Prognose der Flächenbestandszusammensetzung nach Modernisierungsjahren in Mio. qm für das Referenzszenario.....	93
Abb. 40: Entwicklung der Raumnutzwärmenachfrage der deutschen Industrie im Vergleich zu Frozen Efficiency in PJ für das Referenzszenario.....	94
Abb. 41: Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung für das Gebäudemodul: zusätzlicher Energiemehraufwand in PJ und % gegenüber dem Referenzszenario.....	95
Abb. 42: Zusammensetzung der Gebäudefläche im Jahr 2050 nach Baujahresaltersklassen für verschiedene Modernisierungsraten in Relation zum Referenzszenario.....	95
Abb. 43: Angenommene Verteilung der Prozesswärme innerhalb der einzelnen Subsektoren auf die verschiedenen Unternehmensgrößen (eigene Herleitung basierend auf Destatis 2012b).....	96
Abb. 44: Endenergieverbrauch Referenzszenario (finnische Methode) nach Energieträger für Prozesswärme bis 500 Grad vs. Energieverbrauch ohne Technologieverbesserung (Frozen Efficiency).....	101
Abb. 45: Entwicklung der direkten und indirekten Energie-Umwandlungsemissionen für Prozesswärme bis 500 Grad im Referenzszenario in Mio. t CO ₂ e.....	101
Abb. 46: Entwicklung der Wärmenachfrage nach Temperaturniveau im Referenzszenario.....	102
Abb. 47: Technologiezusammensetzung zur Deckung des Nutzwärmebedarfs für die Wärmebereitstellung bis 500 Grad beim Referenzszenario von 2011 bis 2050.....	103
Abb. 48: Technologiemarktanteile nach Unternehmensgröße für Prozessnutzwärme bis 500 Grad im Jahr 2030 für den Subsektor „Nahrung und Tabak“ ohne Berücksichtigung der Pfadabhängigkeit des Referenzszenarios.....	104
Abb. 49: Entwicklung der Nettostromproduktion und des Brennstoffeinsatzes in PJ sowie der Vergleich des spezifischen CO ₂ -Ausstosses der KWK-Anlagen vs. des deutschen Kraftwerkparks in gCO ₂ e/kWh für das Referenzszenario.....	105
Abb. 50: Sensitivitätsanalyse des Prozesswärmemoduls Teil 1: Zusätzlicher Energiemehraufwand in PJ gegenüber der Prozesswärmeendnachfrage bis 500 Grad in PJ und % gegenüber dem Referenzszenario.....	106
Abb. 51: Sensitivitätsanalyse des Prozesswärmemoduls Teil 2: Zusätzlicher Energiemehraufwand in PJ gegenüber der Prozesswärmeendnachfrage bis 500 Grad in PJ und % gegenüber dem Referenzszenario.....	108
Abb. 52: Sensitivitätsanalyse des Prozesswärmemoduls Teil 3: Zusätzlicher Energiemehraufwand in PJ gegenüber der Prozesswärmeendnachfrage bis 500 Grad in PJ und % gegenüber dem Referenzszenario.....	108
Abb. 53: Technologiemarktanteile für Prozessnutzwärme bis 500 Grad im Jahr 2050 für verschiedene Sensitivitätsrechnungen Teil 2.....	109
Abb. 54: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Raumwärmenachfrage, die über das Raumwärmemodul gedeckt wird für das Referenzszenario in PJ.....	111
Abb. 55: Raumwärme-Technologieanteile nach Endenergieverbrauch des Referenzszenarios.....	112
Abb. 56: Zusammensetzung der Effizienzklassen für das Heizungsbestandsmodell für das Referenzszenario in PJ.....	112
Abb. 57: Entwicklung des durchschnittlichen Nutzwärmebedarfs in kWh/qm nach Gebäudetyp für Bestandsgebäude im Referenzszenario.....	113
Abb. 58: Vergleich der Marktanteile für neue Heizsysteme in Bestands- und Neubauten für Produktionsflächen im Jahr 2020 und 2040 im Referenzszenario.....	113
Abb. 59: Sensitivitätsanalyse des Raumwärmemoduls: Zusätzlicher Energiemehraufwand in PJ und % gegenüber der Raumwärmeendnachfrage des Referenzszenarios.....	114
Abb. 60: Entwicklung der Endenergienachfrage und der Energieträgersplit für die deutsche Industrie im Referenzszenario in PJ gegenüber dem Ausgangsjahr 2011 und Frozen Efficiency.....	115
Abb. 61: Entwicklung der Emission in Mio. tCO ₂ e des Referenzszenarios für die deutsche Industrie im Vergleich zum Ausgangsjahr 2011 und Frozen Efficiency.....	116
Abb. 62: Entwicklung der CO ₂ -Preise im Referenzszenario im Vergleich zu den Sensitivitätsrechnungen und Darstellung des durchschnittlichen jährlichen Preiszuwachses nach Dekaden.....	117
Abb. 63: Sensitivitätsanalyse des Teilmodells Industrie: Zusätzlicher Energieaufwand für die deutsche Industrie gegenüber dem Referenzszenario in PJ und %.....	117

Abb. 64: Sensitivitätsanalyse des Teilmodells Industrie: Zusätzliche Emissionen in Mio. tCO ₂ e für die deutsche Industrie gegenüber dem Referenzszenario.....	118
Abb. 65: Erzielte Endenergie- und Emissionseinsparung und ausgewählte Sensitivitäten nach Modulen im Jahr 2050 für das Referenzszenario	119
Abb. 66: Ergebnis der Herleitung der preissetzenden Kraftwerkstechnologie für das Jahr 2012 mit dem mengengewichteten durchschnittlichen Strompreis und Preissetzungsanteil in EUR2012/MWh und Prozent	122
Abb. 67: Merit-Order-Kurve für den deutschen Kraftwerkspark 2012 mit den Brennstoffpreisen von 2012 (eigene Analyse basierend auf Platts 2010, Bundesnetzagentur 2013, Fraunhofer ISI 2013).....	122
Abb. 68: Hergeleitete Abhängigkeit zwischen Gas- und Großhandelsstrompreis für das Jahr 2012.....	123
Abb. 69: Merit-Order-Kurve für den deutschen Kraftwerkspark 2012 mit den Brennstoffpreisen 2012 und einem Gastiefpreis (eigene Analyse basierend auf Platts 2010, Bundesnetzagentur 2013, Fraunhofer ISI 2013).....	123
Abb. 70: Entwicklung der jährlichen Schiefergas- und Kohleflözgasförderung in den USA in Mrd. m ³ im Vergleich zur Gaspreisentwicklung (Henry Hub) in Euro/MWh sowie die Darstellung der Import und Export-Kapazitäten (Quellen: Weltbank 2014, EIA 2014a, FERC 2014, IEA 2012).....	124
Abb. 71: Historische Entwicklung der Erdgas-Großhandelspreise in Euro/MWh und Einordnung der Szenarienpreise	125
Abb. 72: Vergleich der nominalen Entwicklung des Erdgas-Endkundenpreises für die verschiedenen Szenarien.....	126
Abb. 73: Vergleich der nominalen Entwicklung des Börsenstrom- und des mittleren Endkundenpreises (inkl. 50 % EEG-Umlage) für die verschiedenen Szenarien.....	126
Abb. 74: Entwicklung der nominalen EEG-Abgabe in Euro/GJ für die verschiedenen Szenarien.....	126
Abb. 75: Ergebnisse der Szenarien hinsichtlich erzielter Endenergie-Einsparung und CO ₂ -Emissions-Einsparung je nach Modul im Jahr 2050.....	128
Abb. 76: Vergleich der gesamten Endenergienachfrage nach dem jeweiligen Szenario: Endenergiebedarf nach Energieträger und Emissionen nach Emissionstyp	128
Abb. 77: Veränderung der Energieträger durch das Brennstoffwechsel-Modul nach Szenario im Jahr 2050	129
Abb. 78: Prozesswärme bis 500 Grad nach Szenario: Endenergiebedarf nach Energieträger und Technologiesplit der Nutzenergie	130
Abb. 79: Entwicklung der Endenergie für Prozesswärme bis 500 Grad in PJ im Gastiefpreis- (oben) und Gashochpreisszenario (unten).....	130
Abb. 80: Entwicklung der Nettostromerzeugung und des Endenergieaufwands der Industrie-KWK-Stromerzeugung in PJ und der resultierende spezifische CO ₂ -Ausstoss in gCO ₂ e/kWh für das Gastiefpreis- (oben) und das Gashochpreisszenario (unten).....	131
Abb. 81: Vergleich der EEG-Abgaben-Entwicklung in Euro/GJ in den verschiedenen EEG-Szenarien für den Zeitraum 2015 bis 2030.....	133
Abb. 82: Resultierende mittlere Stromendverbraucherpreise für die Industrie mit der mittleren EEG-Abgabe in Euro/GJ für die unterschiedlichen EEG-Szenarien.....	133
Abb. 83: Vergleich Endenergieeinsparungen der einzelnen Module für die unterschiedlichen EEG-Szenarien in den Jahren 2020, 2035 und 2050 in PJ.....	134
Abb. 84: Vergleich der CO ₂ -Emissionseinsparungen der einzelnen Module für die verschiedenen EEG-Szenarien im Jahr 2020, 2035 und 2050 in Mio. tCO ₂ e.....	134
Abb. 85: Entwicklung der Nettostromerzeugung in den verschiedenen Szenarien; sowie der nach der finnischen Methode abgeleitete Endenergieverbrauch für die Jahre 2020 , 2035 und 2050 in PJ	135
Abb. 86: Absolute und relative Differenzen zwischen den Szenarien für die Endenergie-, Gasnachfrage und die Nettostromproduktion im Jahr 2035 in PJ.....	136
Abb. 87: Prognose des Erdgasverbrauchs in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2050 im Vergleich mit dem Jahr 2011 in PJ	137
Abb. 88: Endenergiebedarf inklusive Energieträgersplit für die verschiedenen EEG-Szenarien im Jahr 2050 im Vergleich zum Frozen Efficiency-Fall.....	138
Abb. 89: Statische Betrachtung der CO ₂ e-Emissionen inklusive der Emissionen des KWK-Stroms im Szenario A.1 zum Vergleich zur Emission bei Strombezug aus deutschem Kraftwerkspark	139
Abb. 90: Vergleich der CO ₂ e-Emissionen für die verschiedenen Szenarien zwischen KWK-Strom-Erzeugung und Strombezug der äquivalenten Menge.....	139
Abb. 91: Gasnachfrage der deutschen Industrie im Jahr 2050 für die unterschiedlichen Szenarien.....	146

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Übersicht ausgewählter Bottom-up-Modelle im Vergleich mit FORECAST-IST und FORECAST-ZIEL-Modell (Quellen: Loulou et al. 2004b, E3MLab/ICCS 2014, EIA 2013b, Murphy et al. 2007, Daniëls; van Dril 2007; Fleiter et al. 2011)	20
Tab. 2: Übersicht Modernisierungsklassen für Erstrenovierung (Quelle: FORECAST INDUSTRY)	36
Tab. 3: Überblick über Modelle zur Technologieabschätzung im Prozesswärmebereich (Quelle: (Henning; Kranzl et al. 2012), (Ricardo-AEA 2013), (Daniëls; van Dril 2007), (EIA 2013b), eigene Darstellung)..	39
Tab. 4: Genutzte Temperaturniveaus für das FORECAST-Prozesswärmemodul	42
Tab. 5: Mittelwerte der relativen Preishöhe der Verbrauchsbänder gegenüber Band 3, abgeleitet aus den Daten von 2009 bis 2013 (Quelle: Eurostat 2014, eigene Darstellung)	74
Tab. 6: Annäherung der Inanspruchnahme der besonderen Ausgleichsregelung nach Unternehmensprofil (alle gelb hinterlegten werden als privilegiert angenommen) (Quelle: eigene Herleitung, Bafa 2014e, Destatis 2012b)	77
Tab. 7: Angenommene Volllaststunden nach Technologie und generelle Annahmen (Quelle: Biere; Merl 2014)	81
Tab. 8: Angenommene Vergütungs-/Größenklassenzusammensetzung nach EEG-Technologie (Quelle: eigene Herleitung basierend auf Netztransparenz.de 2013a, Bundesnetzagentur 2014)	82
Tab. 9: Annahmen zu jährlich neuinstallierter Leistung nach Technologie und jeweiligen Volllaststunden	83
Tab. 10: Annahmen zur Direktvermarktung, des Marktwertfaktors des Stroms und der Eigenstromerzeugung (Quelle: Netztransparenz.de 2014a, R2B Energy Consulting 2013, Netztransparenz.de 2014c)	86
Tab. 11: Annahmen zur Zusammensetzung der Stromnachfrage und der Entwicklung bis 2050 (Quelle: Energy Brainpool 2013, eigene Annahmen)	87
Tab. 12: Übersicht über generelle Annahmen und Quellen des Gebäudemoduls (Destatis 2010; Destatis 2012a; Fraunhofer ISI 2015; Atanasiu; Kouloumpi 2013; Müller; Biermayr 2011; AGEB 2011; Eurostat 2006)	91
Tab. 13: Überblick über die Parameterannahmen für das Gebäude-Stock-Modell (Quelle: eigene Annahmen, Rosenkranz et al. 2011)	91
Tab. 14: Übersicht über die Annahmen zum spezifischen Nutzwärmebedarf (<i>SUHD</i>) nach Gebäudetypen und Baualtersklassen (basierend auf Rosenkranz et al. 2011; Schlomann et al. 2011)	92
Tab. 15: Angenommene Parameter zur Herleitung der Jahresdauerlinie nach Sochinsky basierend auf Blesl et al. 2009	97
Tab. 16: Übersicht der angenommenen Prozesswärmetechnologien und der zugelassenen relativen Größe in %, des zugrundeliegenden Energieträgers und des Temperaturbereitstellungsniveaus	98
Tab. 17: Notwendige Technologieannahmen mit ihrem Detaillierungsgrad (Quelle: Eikmeier et al. 2011, Bafa 2014d, Europäisches Parlament 2009 und DLR 2010)	99
Tab. 18: Annahmen Prozesswärmemodell zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit und der Technologieauswahl (Quelle: Rivers; Jaccard 2006, Bafa 2014b, BHKW-Prinz 2012, ESTIF 2014, Eurostat 2012, eigene Annahmen)	99
Tab. 19: Annahmen zur Initialisierung des Stock-Modells für das Prozesswärmemodul (Quelle: eigene Herleitung basierend auf Bafa 2014d, Destatis 2012c, AGEB 2011)	100
Tab. 20: Annahmen zur Initialisierung und Berechnung des Stock-Modells des Prozesswärmemoduls (Quelle: Annahmen, Henkel)	100
Tab. 21: Generelle Annahmen zum Raumwärmemodul (Quelle: eigene Annahmen, Eurostat 2006, Rivers; Jaccard 2006, Blesl et al. 2009)	109
Tab. 22: Annahmen zur Initialisierung und Berechnung für das Stock-Modell des Raumwärmemoduls (Quelle: eigene Annahmen, ZUB 2010)	110
Tab. 23: Getroffene Technologieannahmen mit ihrem Detaillierungsgrad (Quelle: eigene Annahmen, TEP-Energy 2014)	110
Tab. 24: Übersicht der Unterschiede der Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario	127
Tab. 25: Übersicht der Szenarien-Parameter im Vergleich zum Referenzszenario	132
Tab. 26: Übersicht Ergebnisse Teil 1: Einfluss auf die Endenergienachfrage, die Emissionen und die Erdgasnachfrage der deutschen Industrie in den Jahren 2020, 2035 und 2050	140
Tab. 27: Übersicht Ergebnisse Teil 2: Einfluss auf die Endenergienachfrage, die Emissionen und die Erdgasnachfrage für die KWK-Stromproduktion der deutschen Industrie in den Jahren 2020, 2035 und 2050	140

Abbildungsverzeichnis Appendix

Appendix Abb. 1: Hochrechnung der Entwicklung der jährlich installierten Leistung in MW von KWK-Anlagen bis 50 KW _{elektrisch} nach Inbetriebnahmejahr in Relation zur Entwicklung der EEG-Abgabe in EURct/kWh (eigene Hochrechnung basierend auf Bafa 2013 Daten)	XVII
Appendix Abb. 2: Relative Entwicklung der durchschnittlichen Endkunden-Gaspreise ohne Berücksichtigung von Steuern und Abgaben in Deutschland nach Verbrauchsgruppen in Relation zum Verbrauchsband I3 von 2009 bis 2013 (Quelle: Eurostat 2014, eigene Darstellung)	XIX
Appendix Abb. 3: Technologiemarktanteile nach Unternehmensgröße für Prozessnutzwärme bis 500 Grad im Jahr 2030 im Subsektor „Maschinenbau“ ohne Berücksichtigung der Pfadabhängigkeit für das Referenzszenario	XXIX
Appendix Abb. 4: Technologiemarktanteile für Prozessnutzwärme bis 500 Grad im Jahr 2050 für verschiedene Sensitivitätsrechnungen	XXIX
Appendix Abb. 5: Technologiemarktanteile für Prozessnutzwärme bis 500 Grad im Jahr 2050 für ausgewählte Sensitivitätsrechnungen Teil 3	XXX
Appendix Abb. 6: Raumwärme-Endenergieverbrauch nach Energieträger für das Referenzszenario	XXX
Appendix Abb. 7: Merit-Order-Kurve für den deutschen Kraftwerkspark 2012 mit den Brennstoffpreisen 2012 und einem Gashochpreis (eigene Analyse basierend auf Platts 2010, Bundesnetzagentur 2013, Fraunhofer ISI 2013).....	XXXI
Appendix Abb. 8: Energieträgersplit der verschiedenen EEG-Szenarien für den Endenergiebedarf der deutschen Industrie im Jahr 2035.....	XXXI
Appendix Abb. 9: Absolute und relative Differenz zwischen den Szenarien für die Endenergie-, Gasnachfrage und die Emissionen für den KWK-Strom nach der finnischen Methode	XXXII

Tabellenverzeichnis Appendix

Appendix Tab. 1: Übersicht Energieträger FORECAST-Industry	XVII
Appendix Tab. 2: Übersicht der Prozesswärmetechnologien aus FORECAST.....	XVIII
Appendix Tab. 3: Übersicht der Altersklassen der Prozess-/Raumwärmetechnologien FORECAST-Industry.....	XIX
Appendix Tab. 4: Übersicht über Raumwärmetechnologien und deren Nutzungsgraden in Abhängigkeit der Effizienzklassen.....	XIX
Appendix Tab. 5: Zuordnung der 84 Unternehmensprofile zu den Verbrauchsbändern für Strom und andere Brennstoffe (Quelle: eigene Herleitung basierend auf Daten von Eurostat 2014, Destatis 2012b).....	XX
Appendix Tab. 6: Übersicht Annahmen Großhandelspreise und Zubau Windenergie Offshore (Quelle: Leitstudie 2015, EEG 2014).....	XX
Appendix Tab. 7: Übersicht über die durchschnittlichen angenommenen Vergütungen nach EEG-Technologie in ct/kWh und die jährliche Degression (Quelle: EEG 2014 und eigene Herleitung).....	XX
Appendix Tab. 8: Angenommene Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts angelehnt an das Referenzszenario der Leitstudie in Mrd. Euro 2005 (Quelle: Fraunhofer ISI 2015).....	XXI
Appendix Tab. 9: Angenommene Entwicklung der Produktionsmengen in Mio. Tonnen für die energieintensiven Prozessen (Quelle: Fraunhofer ISI 2015).....	XXII
Appendix Tab. 10: Angenommene Endkunden-Energieträgerpreise in Euro/GJ und CO ₂ -Preis in Euro/ analog des Referenzszenarios der Leitstudie mit Ausnahme des Strompreises (Quelle: Fraunhofer ISI 2015, eigene Herleitung).....	XXIII
Appendix Tab. 11: Weitere angenommene Parameter des Bestandsmodells analog des Referenzszenarios der Leitstudie (Quelle: Fraunhofer ISI 2015).....	XXIII
Appendix Tab. 12: Angenommene Entwicklung der Beschäftigten nach Subsektor analog des Referenzszenarios der Leitstudie (Quelle: Fraunhofer ISI 2015).....	XXIII
Appendix Tab. 13: Angenommene Aufteilung zwischen den Beschäftigten analog der Leitstudie (Quelle: Fraunhofer ISI 2015).....	XXIV
Appendix Tab. 14: Angenommene Entwicklung des Flächenbedarfs nach Subsektor und Gebäudetyp in qm/ Beschäftigter analog des Referenzszenarios der Leitstudie (Quelle: Fraunhofer ISI 2015).....	XXIV
Appendix Tab. 15: Angenäherter Energieträgersplit für Raumwärme im Basisjahr nach Subsektor, hergeleitet basierend auf AGEB 2011 und Eurostat 2006.....	XXV
Appendix Tab. 16: Angenommene Entwicklung zur Effizienz der Dampfverteilungssystem (Quelle: Fraunhofer ISI 2015, IEA 2007).....	XXV
Appendix Tab. 17: Übersicht über die Parameter zur Berechnung der erforderlichen Investitionssumme, die Lebensdauer und der Betriebskostenanteil nach Prozesswärmetechnologie (Quelle: Eikmeier et al. 2011, DLR 2010, Guerrero-Lemus; Martinez-Duart 2013, Fraunhofer ISE 2013).....	XXV
Appendix Tab. 18: Parameter zur Berechnung der größen- und technologiebasierten Effizienz Quelle: Eikmeier et al. 2011, DLR 2010, Guerrero-Lemus; Martinez-Duart 2013, Fraunhofer ISE 2013).....	XXVI
Appendix Tab. 19: Parameter zur Berechnung der größen- und technologiebasierten Stromkennzahl (Quelle: Eikmeier et al. 2011, DLR 2010).....	XXVI
Appendix Tab. 20: Übersicht über angenommene ASC-Parameter und Subvention in % der Investitionssumme angelehnt an Bafa-Daten für die Prozesswärmetechnologien.....	XXVII
Appendix Tab. 21: Übersicht hergeleitete Verteilung der Prozess- und Raumwärme nach Unternehmensgröße, sowie Anzahl Unternehmen und angenommene Betriebsstunden (basierend auf Destatis 2012b, Blesl et al. 2009).....	XXVIII

1 Einleitung

1.1 Motivation der Arbeit

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich im September 2010 mit dem „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % und bis 2050 um mindestens 80 % gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren (vgl. Bundesregierung 2010). Das Energiekonzept umfasst den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor. Besonders der beschlossene, beschleunigte Atomausstieg (vgl. BMU 2011) nach dem Atomkraftwerksunfall von Fukushima¹ hat das Zwischenziel von 2020 ambitionierter gemacht, da der wegfallende Menge von nahezu CO₂-freie Atomstrom von 2010 auf 2013 etwa zur Hälfte auch durch Braun- und Steinkohlestrom ersetzt wurde².

Während zumindest im Stromsektor hinsichtlich der Steigerung der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (2013: 25,3 % versus Zielsetzung von 35 % im Jahr 2020, vgl. BMWi 2014a) signifikante Fortschritte erzielt wurden³, hinkt der Wärmesektor hinsichtlich der Reduzierung des Wärmebedarfs hinterher. Seit 2008 ist dieser um 0,8 % gestiegen, das Ziel hingegen ist eine Senkung um 20 % bis 2020 gegenüber dem Jahr 2008.

Der Energieträger Erdgas, dem emissionsärmsten der fossilen Brennstoffe⁴, der sowohl in der Stromproduktion als auch in der Wärmebereitstellung eine wichtige Rolle spielt, kann hierbei durch Verdrängung anderer fossiler Brennstoffe sowie einem besseren Zusammenspiel mit den Erneuerbaren Energien, u. a. aufgrund der besseren Regelbarkeit von Gaskraftwerken, und im Rahmen der Kraft-Wärme-Kopplung, einen wichtigen Beitrag zur Senkung der Emissionen und der Erhöhung der Energieeffizienz leisten.

Doch wie wird sich die Gasnachfrage in Deutschland im Zuge der Energiewende entwickeln und welche aktuellen Trends beeinflussen die Gasnachfrage?

Ein wichtiger globaler Trend ist das Aufkommen von LNG-Tankern⁵ und das erhöhte Erdgasangebot durch die Förderung von unkonventionellen Gasen:

Der Start der Ausbeutung von unkonventionellen Gasreserven, wie dem Schiefergas durch das sogenannte Fracking hat in den USA einen Gasförderboom ausgelöst. Aufgrund fehlender LNG-Exportterminale führte dies zu einem signifikanten Preisverfall des amerikanischen „Henry Hub“-Gaspreises (vgl. Abb. 1 und Abb. 70). Die in der Folge für Europa erwartete „Gasschwemme“ des ursprünglich für den Export in die USA gedachten LNG-Gases blieb bisher aus, da der Atomunfall von Fukushima im Jahr 2011 zur Abschaltung aller japanischen Kernkraftwerke führte. In deren Folge Japan seine LNG-Importe schlagartig um 25 % steigerte⁶ und es zu einer weiteren Gaspreiskopplung zwischen Europa und Japan kam (vgl. Abb. 1).

Der Schiefergasboom in den USA wirkt sich bereits auf das Preisgefüge in Europa aus, wie die Abb. 2 zeigt: Erdgas hat sich im Jahr 2009 vom Ölpreis entkoppeln können, sodass momentan der Index für Öl 42 % über dem Erdgas-Index liegt. Doch entgegen der Erwartungen ist der Indexwert für Kohle noch stärker gefallen, dieser liegt sogar 34 % unter dem Erdgas-Index. Der

¹ Am 11. März 2011.

² Von 2010 bis 2013 sank die Bruttostromerzeugung durch Kernenergie um mehr als 40 Mio. MWh, während die von Braun- und Steinkohle um nahezu 20 Mio. MWh stieg (vgl. AGE 2014).

³ Der spezifische CO₂-Emissionsfaktor Strominlandsverbrauch steigt jedoch seit dem Beginn des Atomausstieg, für 2010 erreichte er seinen niedrigsten Stand seit 1990 mit 559 g/kWh und ist seitdem wieder auf 595 g/kWh im Jahr 2013 angestiegen (vgl. BMU 2014).

⁴ CO₂-Emissionsfaktor bezogen auf den Brennstoffeinsatz: Erdgas: 202 g/kWh, Steinkohle 339 g/kWh und Braunkohle 404 g/kWh (vgl. BMU 2014).

⁵ Liquefied Natural Gas (Verflüssigtes Erdgas durch Abkühlen auf etwa -161 Grad).

⁶ Von 3852 PJ im Jahr 2010 auf 4790 PJ im Jahr 2013 (vgl. IEA 2014, IEA 2012)

Grund liegt in der Verdrängung von Steinkohle durch Erdgas in den USA⁷ und Steinkohle lässt sich im Gegensatz zu Erdgas bereits heute per Schiff aus den USA exportieren⁸.

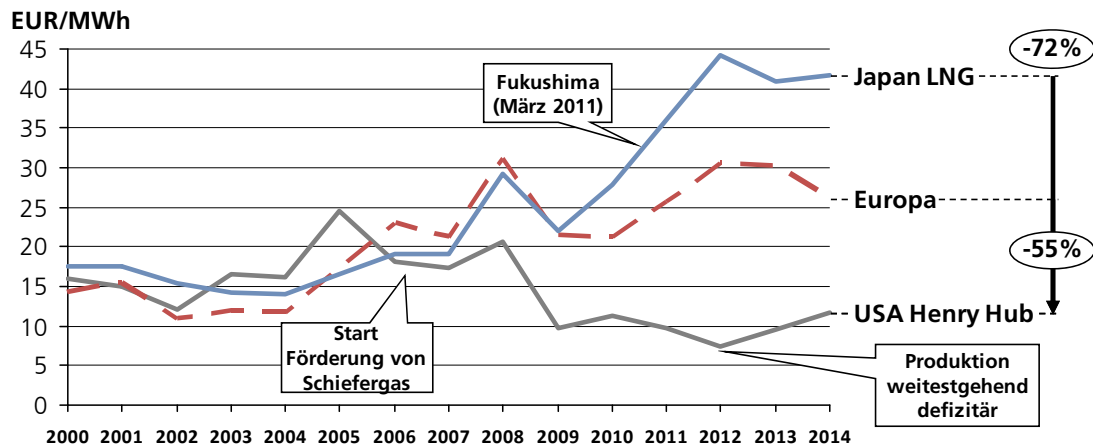


Abb. 1: Entwicklung und Vergleich der internationalen Gaspreise in Euro/MWh im Zusammenhang mit globalen Ereignissen (Quelle: eigene Analyse, Weltbank 2014)

Der niedrige Kohlepreis hat in Deutschland, neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energie(n), zu einer Verdrängung von Gaskraftwerken geführt⁹, und dass obwohl im gleichen Zeitraum die ersten Atomkraftwerke komplett vom Netz gingen. Das ist auch einer der Gründe, warum bis zum Jahr 2013 nur eine Senkung der Treibhausgasemissionen von 22,3 % gegenüber 1990 erreicht wurde (vgl. BMWi 2014a), trotz des signifikanten Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Der Stellenwert der Stromerzeugung an der deutschen Gesamtgasnachfrage im Jahr 2013 sank auf 12 %, den niedrigsten Wert nach dem Jahr 2006 (vgl. Abb. 3).

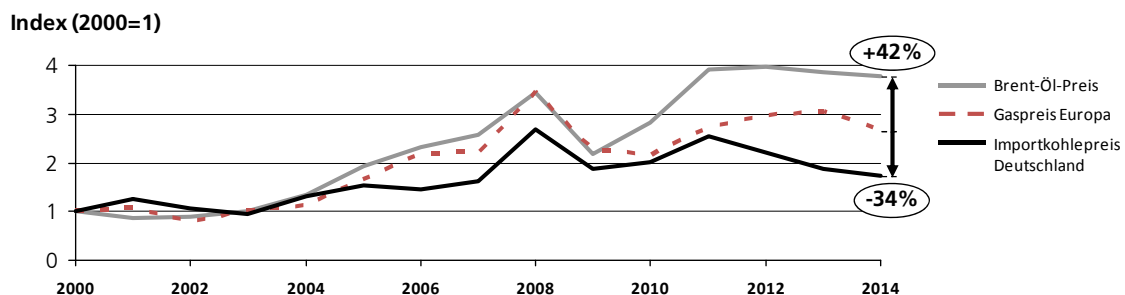


Abb. 2: Relative Preisentwicklung (2000 = 1) der für Deutschland relevanten Marktpreise der wichtigsten Brennstoffe (Quelle: Weltbank 2014, Bafa 2014a)

Doch die Entwicklung und Zusammensetzung der Erdgasnachfrage für Deutschland in Abb. 3 zeigt auch, dass nicht der Stromsektor der Hauptnachfrager ist, sondern die Industrie mit fast 40 %, gefolgt von den Haushalten, die je nach Heizgradzahltagen bis zu 33 % der Nachfrage ausmachen.

Haupttreiber für die Wärmenachfrage in der Industrie ist in erster Linie das Produktionsniveau und die Produktzusammensetzung. Doch auch die relative Preisentwicklung der Brennstoffe

⁷ Das preiswerte Erdgas verdrängt zum Teil die Kohle in der Merit-Order-Kurve, sodass der Anteil von Erdgas an der Nettostromerzeugung in den USA von 21 % im Jahr 2008 auf 30 % im Jahr 2012 stieg. Dagegen fiel der Anteil von Steinkohle von 48 % auf 37 % (vgl. EIA 2013a).

⁸ Der Export von Steinkohle stieg im gleichen Zeitraum um 54 % (vgl. EIA 2014b). Seitdem ist dieser jedoch leicht rückläufig, teilweise lässt sich dies wohl auf die zwischenzeitlich leicht gestiegenen Gaspreise in den USA zurückführen (vgl. Abb. 1).

⁹ Deren Bruttostromerzeugung sank von 2010 bis 2013 um nahezu 33 Mio. MWh⁹ AGEB 2014

untereinander ist relevant, da diese die Technologieauswahl bei der Wärmebereitstellung maßgeblich mit beeinflusst und damit auch die resultierende Endnachfrage nach den einzelnen Brennstoffen.

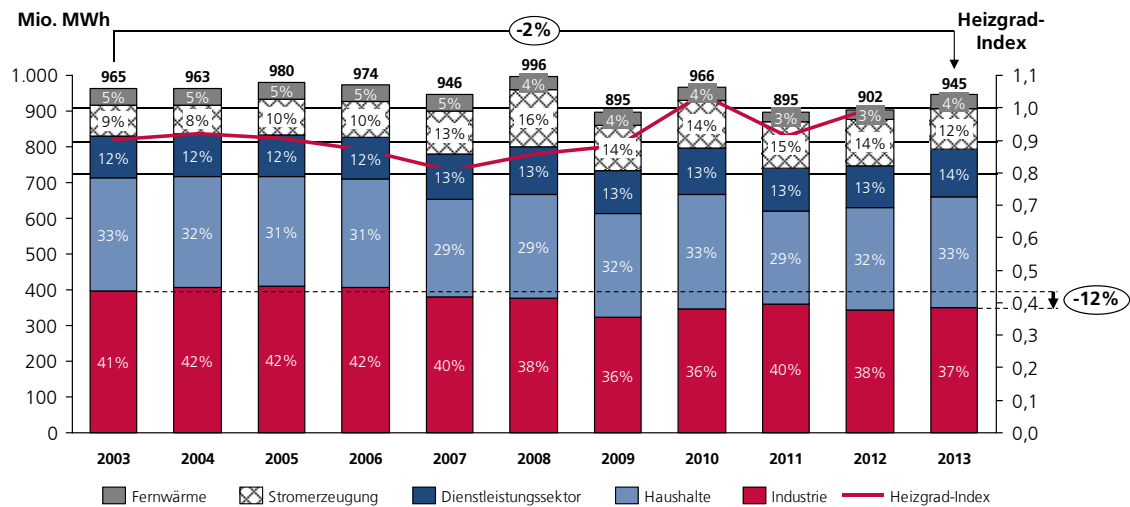


Abb. 3: Entwicklung der Gasnachfrage in Deutschland nach Abnehmer in Mio. MWh in Relation zur Entwicklung des Heizgrad-Indexes (Quelle: BDEW 2014b, BDEW 2013, Eurostat 2011)

Ein nationaler Trend, der die Erdgasnachfrage stark beeinflussen kann, ist der Trend zur Eigenstromversorgung. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland hat besonders zu einer Kostenexplosion bei der EEG-Abgabe geführt. Diese ist innerhalb von fünf Jahren von 1,13 ct/kWh im Jahr 2009 auf 6,24 ct/kWh im Jahr 2014 gestiegen (vgl. Fraunhofer ISE 2014). Das bedeutet einen Anstieg von mehr als 450 %, auf ein Niveau, das bereits über dem Börsenstrompreis liegt. Nicht alle Industrieunternehmen sind von der EEG-Abgabe betroffen, da sie von den besonderen Ausgleichsregelungen (vgl. Bafa 2014e, BDEW 2014a) profitieren und daher nur eine sehr geringe EEG-Abgabe zahlen. Die verbleibenden Unternehmen konnten die EEG-Abgabe bis einschließlich 2014 ebenfalls komplett umgehen durch einen Umstieg auf die Eigenstromerzeugung¹⁰. Dies führte in den letzten Jahren zu Absonderlichkeiten, wie dem Kauf von einzelnen Kraftwerksscheiben, um in den Genuss der Eigenstromprivilegierung zu gelangen. Auch der Zubau von KWK-Anlagen, die zu großen Teilen mit Erdgas betrieben werden¹¹, wurde für nicht-privilegierte Endkunden attraktiver (vgl. Appendix Abb. 1). Doch mit der Neufassung der EEG wird die Eigenstromproduktion von KWK-Neuanlagen¹² ab dem 1. August 2014 mit bis zu 40 % der EEG-Abgabe belastet (vgl. EEG 2014, § 61). Die Auswirkungen dieser Änderung sind jedoch noch unklar.

1.2 Ziel der Arbeit

Angesichts der Tatsache, dass wie im Absatz zuvor gezeigt, die Industrie in Deutschland mit nahezu 40 % der wichtigste Konsument von Erdgas ist, ist die Energienachfragemodellierung in diesem Bereich für Deutschland eher dürftig. Der Grund¹³ hierfür dürfte insbesondere in der schlechteren Datenlage gegenüber dem Haushaltssektor liegen. Zudem ist die Industrie sehr heterogen, die Prozesse teilweise sehr komplex.

Ziel dieser Dissertation ist es daher, die Lücke im Industriebereich zu schließen und die Modellierung zu verbessern, d. h., im ersten Schritt einen adäquaten Modellansatz zu finden,

¹⁰ Die Eigenstromerzeugung war nicht nur von der Zahlung der EEG-Umlage befreit, sondern ist auch bei Netzentgelten, Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, Stromsteuer, § 19-Umlage und der Offshore-Haftungsumlage privilegiert (vgl. Energie & Management 2013).

¹¹ Nachdem die EEG-Förderung für Biomassestrom massiv eingeschränkt wurden.

¹² Gleiches gilt für Strom produziert aus Erneuerbaren Anlagen.

¹³ Aus diesem Grund wird der Industriesektor häufig nicht in die Betrachtung miteinbezogen (vgl. EWI 2014 oder auch Economidou et al. 2011)

dann die notwendige Datengrundlage zu schaffen, um anschließend das Modell entsprechend zu implementieren, um letztlich folgende Forschungsfragen beantworten zu können:

- Welchen Einfluss hat die künftige Entwicklung der Gaspreise auf die Gasnachfrage in der deutschen Industrie und welchen Einfluss hat dies auf den Gesamtenergiebedarf und die Emissionen der Industrie bis zum Jahr 2050?
- Welchen Einfluss hat eine Belastung bzw. Freistellung der KWK-Eigenstromversorgung mit bzw. von der EEG-Abgabe auf die deutsche Industrie, hinsichtlich der Gesamteffizienz bzw. der Emissionen, und auf die Gasnachfrage?

Herausfordernd ist insbesondere das weitgehende Fehlen von empirischen Daten, daher ist es eines der methodischen Ziele dieser Arbeit, Wege und Methoden zur Überbrückung dieses Problems zu finden.

Im Vordergrund der Untersuchung soll dabei der Einfluss auf die Technologiezusammensetzung stehen und nicht der makroökonomische Einfluss. Daher wird für alle in dieser Arbeit betrachteten Szenarien eine einheitliche exogen vorgegebene makroökonomische Entwicklung angenommen. Zudem liegt der Fokus auf dem mittel- bis langfristigen Zeitraum.

1.3 Methodik und Aufbau der Arbeit

Zur Beantwortung der Forschungsfrage wird das bestehende technologiespezifische Bottom-up-Modell FORECAST INDUSTRY des Fraunhofer ISI zur Prognose der zukünftigen Stromnachfrage als Grundlage genommen, und wesentlich erweitert um entsprechende Module:

- Gebäudemodul zur Ermittlung des Nutzraumwärmebedarfs,
- Prozesswärmemodul zur Deckung des Prozesswärmebedarfs bis 500 Grad,
- und Raumwärmemodul (Heiztechnologie zur Deckung des Raumwärmebedarfs)

und Eigenschaften:

- Abbildung aller relevanten Energieträger,
- Erhöhung der Preissensitivität, um Preiseinflüsse untersuchen zu können,
- Möglichkeit des Brennstoffwechsels durch Berücksichtigung von Technologiealternativen,
- Erhöhung der Heterogenität zur realistischeren Abbildung der Technologieentscheidung der Industrie,
- Abbildung der Trägheit des Anlage(n)bestands durch die Einführung von technologieexpliziten Bestandsmodellen.

Dazu werden in Kapitel 2 zunächst die Anforderungen für ein geeignetes Modell definiert. Anschließend werden bestehende Top-down- und Bottom-up-Modellansätze und ausgewählte Simulations- und Optimierungsmodelle vorgestellt und diskutiert, um abschließend den Simulationsansatz der Bottom-up-Modellierung als geeigneten Ansatz zu wählen und die notwendigen Modellerweiterungen zu identifizieren.

In Kapitel 3 wird kurz das zugrundeliegende FORECAST INDUSTRY Bestandsmodell vorgestellt, gefolgt von einer ausführlichen Beschreibung der implementierten Modulneuentwicklungen und der zugrundeliegenden Logik.

Am Ende des Kapitels werden die entwickelten Methodiken zur Abbildung der erwähnten Eigenschaften einer kritischen Würdigung unterzogen.

Es folgt in Kapitel 4 eine Definition eines Referenzszenarios, auf das das Modell angewendet wird, und später einen Vergleichsfall für die Szenarien bildet. Notwendige Annahmen oder

deren Herleitung werden dargelegt und zum Teil umfangreichen Sensitivitätsanalysen unterworfen, um deren Einfluss abschätzen zu können. Zudem ist ein Exkurs zu unternehmensprofilsspezifischen Energieträgerpreisen Teil des Kapitels, das eine detaillierte Bottom-up-Prognose der EEG-Abgabe bis 2050 mit einschließt. Auch dieses Kapitel schließt mit einer kritischen Würdigung der Ergebnisse und der Datengrundlage ab.

In Kapitel 5 werden die Szenarien hergeleitet, die zur Beantwortung der Forschungsfrage notwendig sind, und mit den Ergebnissen des Referenzszenarios aus Kapitel 4 verglichen. Danach werden sie im Hinblick auf ihren Einfluss auf die Gesamteffizienz und die Treibhausgasemissionen sowie die Gasnachfrage bewertet.

Das sechste Kapitel liefert eine Zusammenfassung und Schlussfolgerung dieser Arbeit und bietet einen Ausblick für weiteren Forschungsbedarf.

2 Modellüberblick und Auswahl des Modellansatzes

2.1 Auswahlkriterien für die Wahl des Modellansatzes

Die beiden Haupttreiber, die das Potenzial haben, die Nachfrage nach Erdgas in Deutschland signifikant zu verändern, sind, wie bereits erwähnt:

1. die Erdgas-Preisentkopplung auf den Weltmärkten angestoßen durch die Schiefergas-Revolution in den USA.
2. der deutsche Trend zur Stromeigenversorgung, ausgelöst durch kontinuierlich steigende EEG-Abgaben und der bestehenden Privilegierung des Eigenverbrauchs.

Daraus ergeben sich folgende Anforderungen für den Modellansatz:

Das Modell muss in der Lage sein, Einblicke in die **Technologiezusammensetzung** zu geben, um nicht nur das Endergebnis der angenommenen Szenarien herzuleiten, sondern auch die Gründe für die Entwicklung der Energienachfrage analysieren und verstehen, bzw. interpretieren zu können.

Gleichzeitig soll das Modell fähig sein, die **Heterogenität** der Industrie zu berücksichtigen. Das beinhaltet zum einen die Einbeziehung von spezifischen Anforderungen der verschiedenen Industriebetriebe, aber auch die Berücksichtigung von einem unvollkommenen Markt¹⁴, der sich in der Technologiewahl der Akteure durch eine ökonomisch irrationale Entscheidung zeigt¹⁵.

Die **Technologieentscheidung** soll nicht ausschließlich auf wirtschaftlichen Erwägungen beruhen, aber zumindest von diesen getrieben werden. Zudem sollte die Entscheidung **aus Sicht des Unternehmens** getroffen werden und nicht die Makroebene optimieren.

Um auch eine endogen asynchrone Entwicklung zwischen Endenergienachfrage und Erdgasnachfrage zu ermöglichen, muss das Modell **Technologiealternativen** zulassen, die einen Brennstoffwechsel bei den entsprechenden Preissignalen ermöglichen.

Allgemein erwartete Effizienzverbesserungen, aufgrund des technischen Fortschritts bei einzelnen Technologien bzw. die Einbeziehung neuer Technologien, sollte ebenfalls möglich sein. Die daraus resultierenden Effizienzgewinne sollen nachvollziehbar sein und die Restriktionen und Trägheit eines **Bestandsmodells** berücksichtigen.

2.2 Genereller Überblick über verschiedene Modellansätze

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Modelle zu klassifizieren. Bei der Modellierung der Energienachfrage ist die geläufigste Klassifizierung die Unterteilung in Bottom-up und Top-down-Modelle (vgl. Nyboer 1997). Während Top-down-Modelle eine makroökonomische Perspektive einnehmen, um den aggregierten Einfluss auf eine gesamte Volkswirtschaft oder eines Sektors zu quantifizieren, sind Bottom-up-Modelle im Allgemeinen technologiebasiert und erlauben die Modellierung der Auswirkung dieser Technologien auf die Energienachfrage. Sie ermöglichen daher auch die Modellierung von technologie-orientierten Politikmaßnahmen (Rivers; Jaccard 2006).

Hieraus wird bereits ersichtlich, dass die in Abschnitt 2.1 formulierten Anforderungen, aufgrund der Technologieexplizität, eher von einem Bottom-up-Modell erfüllt werden. Trotzdem sollen

¹⁴ Ein vollkommener Markt ist unter anderem durch die Gewinn- bzw. Nutzenmaximierung seiner Teilnehmer charakterisiert (vgl. Gabler Wirtschaftslexikon 2014).

¹⁵ Es ist auch immer zu berücksichtigen, dass ein aus Modellsicht irrationales Verhalten in der Realität auf einer im Modell nicht abgebildete Restriktion beruht. Dies ist insbesondere der Fall, je weniger detailliert die Entscheidungsebene modelliert ist.

der Vollständigkeit wegen die Top-down-Modellansätze im nächsten Abschnitt (vgl. 2.2.1) kurz betrachtet werden, bevor im Anschluss daran die Bottom-up-Modellansätze thematisiert werden (vgl. 2.2.2). Eine Übersicht über die Modellierungsmethoden der beiden Ansätze bietet bereits die Abb. 4.

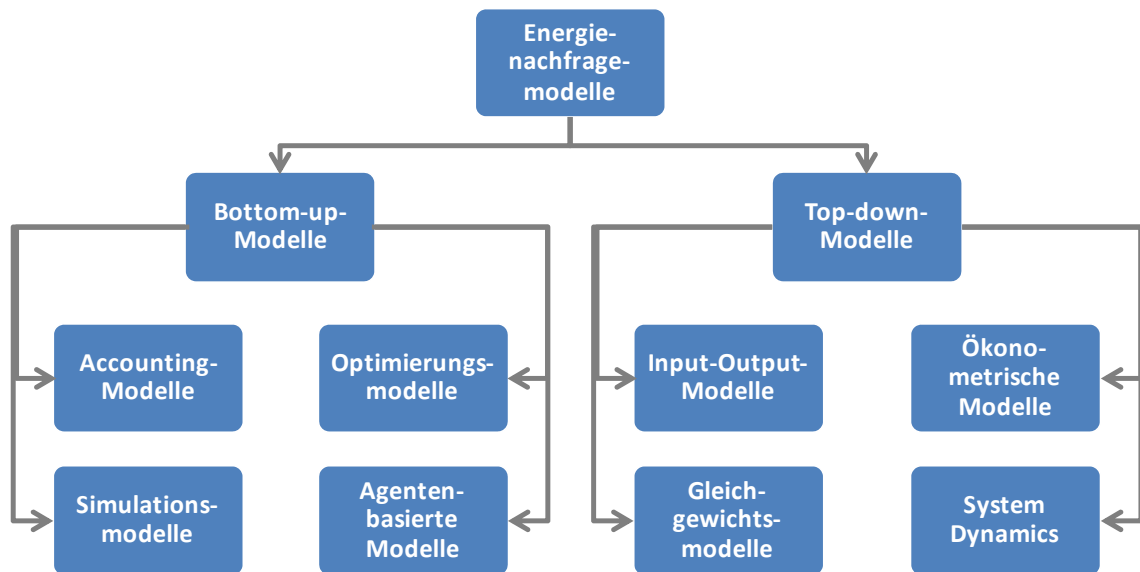


Abb. 4: Differenzierung von Energiemodellen nach Modellierungsmethoden (angelehnt an Herbst et al. 2012)

2.2.1 Top-down-Modelle

Input-Output-Modelle

Bereits in den vierziger Jahren des letzten Jahrhunderts stellte Leontief die Gesamtwirtschaft auf Basis der Güter- und Dienstleistungsströme dar (vgl. Leontief 1985). Diese Input-Output-Analysen legten den Grundstein für die heutigen Input-Output-Tabellen (vgl. Lapillonne 1976). Die Input-Output-Modelle zeigen insbesondere die Verflechtung der Sektoren untereinander und ermöglichen mit Hilfe der Leontief-Inversen die Berechnung des Multiplikatoreffekts bei exogen vorgegebenen Nachfrageänderungen (vgl. Gstach 2010). Im Bereich der Energiemodellierung werden Input-Output-Modelle beispielsweise verwendet, um den Einfluss von politischen Instrumenten, wie die Einführung von CO₂-Steuern, auf die Wirtschaft zu untersuchen (vgl. Wietschel 2000). Dazu werden statt monetärer Input-Output-Tabellen physische genutzt, die Massenströme abbilden.

Die Input-Output-Modelle bieten den Vorteil, dass sie nicht nur direkte, sondern auch indirekte Auswirkungen auf andere Sektoren erfassen (vgl. Illsen 2012). Doch die Verwendung eines Input-Output-Modells zur Vorhersage zukünftiger Energienachfrage erfolgt durch die Hochrechnung, der in der Vergangenheit ermittelten sektor(en)spezifischen Energieeinsätze für ein prognostiziertes Produktionsniveau. Daher ist fraglich, inwieweit Technologieänderungen und Effizienzsteigerungen ausreichend berücksichtigt werden können, auch wenn teilweise Ansätze bestehen, die pauschale Energieeinsparungen je Sektor exogen vorzugeben (vgl. Liang et al. 2010). Eine Kopplung von Top-down- und Bottom-up-Ansatz würde hingegen eine Endogenisierung des technischen Fortschritts ermöglichen (vgl. Lutz et al. 2005).

Gleichgewichtsmodelle

Die Gleichgewichtsmodelle (auch als Computable General Equilibrium Models (CGE) bezeichnet) werden von dem neoklassischen Gedanken geprägt, dass sich langfristig ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage einstellt (vgl. Böhringer 2008, McFarland et

al. 2004). Es existiert ein markträumender Preis¹⁶ und alle Marktakteure verhalten sich rational, d. h. nutzen- und gewinnmaximierend (vgl. Koch et al. 2003).

Der große Vorteil von Gleichgewichtsmodellen liegt darin, dass sie häufig mit einer relativ geringen Anzahl an aggregierten Variablen und Gleichungen ganze Wirtschaftssysteme abbilden. Die spezielle Energienachfrage wird in Gleichgewichtsmodellen, wie aber auch in ökonometrischen Modellen, in der Regel über historische Elastizitäten bestimmt (Bergman 1988). Im Allgemeinen wird die Gasnachfrage basierend auf den Preis-, Produktions- und Einkommensänderungen prognostiziert¹⁷. Die Abschätzung der Elastizität erfolgt hierbei in verschiedenen Detailgraden: Andersen (Andersen et al. 2011) schätzt kurz- und mittelfristige Nachfrageelastizitäten in Europa für verschiedene Industriesektoren unter Nutzung eines Schrumpfungsschätzers ab, der es ihnen erlaubt, eine heterogene Nachfrage für die unterschiedlichen Industrien in verschiedenen Ländern zu finden. Egging (Egging 2010) nutzt ebenfalls Sektorpreiselastizitäten und entwickelt eine aggregierte Nachfragefunktion, um die Nachfrageseite in seinem Gasweltmodell abzubilden.

Als Nachteil erweist sich, dass Gleichgewichtsmodelle Energieeffizienzlücken nicht zulassen, da sie Hürden und Marktversagen vernachlässigen (vgl. Herbst et al. 2012). Da auch die Technologie im Allgemeinen nicht gesondert modelliert wird, kann es bei technologischen oder volkswirtschaftlichen Umbrüchen in der Realität zu signifikanten Abweichungen von den historischen Elastizitäten kommen, sodass diese Realität von diesen Modellen nicht abgebildet werden kann.

Ökonometrische Modelle

Die ökonometrischen Modelle basieren auf der umfangreichen statistischen Analyse von Daten der Vergangenheit und der Herleitung von Parametern, wie Elastizitäten, die den Zusammenhang zwischen den Eingangsgrößen (exogene Variablen) und der Nachfrage erklären. Dies ermöglicht solchen Modellen auch unvollkommene Marktbedingungen abzubilden (vgl. Kemfert 1998).

Ein Beispiel für die Anwendung eines derartigen Modells zur Vorhersage der Erdgasnachfrage ist die Arbeit von Wadud et al. 2011. Aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit von langen statistischen Zeitreihen für Bangladesch, handelt es sich um ein einfacheres ökonometrisches Modell. Es zeigt sich jedoch, dass die Ergebnisse wesentlich besser sind als eine reine Trendfortschreibung. Ein ökonometrisches Modell kann nahezu beliebig verfeinert werden, vorausgesetzt die dazu benötigten Daten sind in einer entsprechend langen Zeitreihe verfügbar. Trendumbrüche für die Zukunft sind jedoch mit einem solchen Ansatz kaum vorhersagbar.

System Dynamics

Das Verfahren von System Dynamics wurde in den fünfziger Jahren des letzten Jahrhunderts von dem Elektroingenieur Forrester (vgl. Forrester 1958¹⁸) zur Langfrist-Verhaltensprognose von Mikrokosmen, wie großen Industriebetrieben oder größeren Städten, entwickelt und in den Folgejahren verfeinert. Bei System Dynamics ist das Energiesystem durch Zustände (*stocks*) und deren Vernetzungen¹⁹ (Zu- und Abflüsse) bzw. deren Abhängigkeiten definiert. Die Besonderheit besteht in den Feedback-Kontrollsystemschleifen, definiert durch nicht-lineare Differentialgleichungen. Zudem erlaubt es die Einbeziehung von Expertenmeinungen und eignet sich daher besonders zur Anwendung, wenn keine analytischen oder datenbasierten Lösungen verfügbar sind (vgl. Herbst et al. 2012).

Ein bekanntes Anwendungsbeispiel ist die Arbeit "Limits to growth" (Meadows et al. 1972), wobei System Dynamics u. a. zur Energienachfrageprognose genutzt wird.

¹⁶ Preis, bei denen Anbieter genau die von den Nachfragern nachgefragte Menge eines Gutes anbieten.

¹⁷ Toksari 2010 prognostiziert die Gasnachfrage für die Türkei basierend auf dem GDP, der Bevölkerung, dem Export und dem Import und erzielt damit eine höhere Güte der Korrelation.

¹⁸ In dieser Arbeit erklärt er das Verfahren anhand eines einfachen Beispiels, eine 4-stufige Supply Chain und deren Verstärkungseffekt auf die Nachfrage, heute bekannt in der Logistik als Bullwhip-Effekt.

¹⁹ Vernetzungen = flows

Der Nachteil dieser Modelle besteht darin, dass es schwierig ist, die implementierten Feedbackschleifen zu kalibrieren bzw. zu überprüfen, insbesondere bei den langfristigen Energienachfragemodellen (Fichtner et al. 2003). Auch detaillierte Analysen zu den sektoralen Technologien sind nicht möglich.

Da System Dynamics aber auch sehr detailliert sein kann, wird es teilweise auch zu den Bottom-up-Modellen gezählt (vgl. Sensfuß 2007). Wobei dieses Verfahren nicht geeignet ist, um explizit die individuelle Entscheidung und den Lernprozess zu modellieren (vgl. Schieritz et al. 2003), und darum auch hier zu den Top-down-Modellen gezählt wird.

2.2.2 Bottom-up-Modelle

Accounting-Modelle

Die Accounting-Modelle zählen zu den ersten Bottom-up-Energiemodellen. Sie wurden aufgrund der sich veränderten Rahmenbedingungen, hervorgerufen durch die erste Ölkrise 1973/74, entwickelt (vgl. Chateau; Lapillonne 1978). Die sich bis dahin bewährten (bestehenden) Top-down-Modelle konnten die derartige Strukturveränderung, wie die Vervierfachung des Ölpreises, nicht angemessen verarbeiten.

Eines der ersten Accounting-Modelle ist das von B. Chateau und B. Lapillonne entwickelte MEDEE²⁰-Modell, das auch Vorläufer von MEDEE-2 und MAED²¹ der Internationalen Atomenergie Organisation (IAEA) ist (vgl. IAEA 2006).

In dem Accounting-Modellansatz wird zunächst die Energienachfrage in hierarchische Subsysteme heruntergebrochen, diese wiederum in homogene Module aufgeteilt, um dann mit Hilfe von Szenarien zukünftige Entwicklungen vorherzusagen (Chateau; Lapillonne 1978).

Durch dieses niedrige Disaggregationslevel ist es möglich, strukturelle Änderungen im Industriesektor, wie die Abwanderung der Schwerindustrie, adäquat darzustellen.

Insgesamt zeichnen sich Accounting-Modelle durch eine Vielzahl von exogen definierten Variablen aus. So wird die Marktdiffusion vorgegeben, statt das Entscheidungsverhalten basierend auf Preisentwicklungen zu modellieren (vgl. Fleiter et al. 2011). Auch der Brennstoffwechsel wird in MAED und MEDEE-2 über Vorgaben zum Energieträgermix gesteuert. Ebenso gilt dies für die Energieeffizienzgewinne.

Die Accounting-Modelle zeichnen sich daher besonders durch ihre Einfachheit und Transparenz aus.

Optimierungsmodelle

Die Optimierungsmodelle wurden ursprünglich zur Modellierung des Energieangebots entwickelt, insbesondere im Elektrizitätssektor. Erst mit der Zeit wurden einige dieser Modelle zur Nachfrageseite hin erweitert.

Klassische Optimierungsmodelle minimieren die Systemkosten über den Zeithorizont mit der Nebenbedingung, dass Angebot und Nachfrage gesteuert über den Preis im Gleichgewicht bleiben (vgl. Herbst et al. 2012), daher werden sie auch partielle²² Gleichgewichtsmodelle genannt. Mathematisch bedeutet dies, dass der Extremwert einer Zielfunktion unter klar definierten Nebenbedingungen berechnet wird.

Eine zentrale Annahme der Optimierungsmodelle ist die Vorbedingung des perfekten Marktes und teilweise von perfect foresight²³ (vgl. Nyboer 1997). Im Falle der Annahme von perfect foresight werden Fehlentwicklungen, die bedingt durch die bestehende Unsicherheit in der Realität auftreten und aufgrund des lock-in-Effektes längerfristigen Einfluss haben, innerhalb des Modellierungszeitrahmens nahezu ausgeschlossen (vgl. Fleiter et al. 2011).

²⁰ Modèle d'Evolution de la Demande d'Energie (MEDEE)

²¹ Model for Analysing Energy Demand (MAED)

²² Partiiell, da nur ein Sektor (in der Regel der, der Energiewirtschaft), zur Berechnung des Gleichgewichts herangezogen wird

²³ Das bedeutet, dass die zukünftige Energiepreisentwicklung und die Technologieentwicklung zum Zeitpunkt der Investition bereits bekannt ist (vgl. Fleiter et al. 2011).

Insgesamt können Optimierungsmodelle einen sehr hohen technologischen Detailgrad besitzen. Aufgrund des Optimierungsansatzes haben diese Modelle jedoch die Tendenz, die Systemkosten zu unterschätzen, da sie die Diffusion von neuen Technologien überschätzen. Begründet wird dies durch die Nichteinbeziehung von Hemmnissen, wie Informationsbeschaffung, Transaktionskosten, aber auch Marktversagen in die Entscheidungsfindung (vgl. Zhang; Folmer 1998, Wietschel 2000).

Zudem kann es bei Optimierungsmodellen zu dem Effekt des „penny-switching“²⁴ kommen (vgl. Schlenzig 1997), d. h., geringe Preis- oder Kostenänderungen können zu einem signifikant anderem Ergebnis führen.

Typische Beispiele für ein Bottom-up-Optimierungsmodell mit detaillierter Betrachtung des Nachfragesektors sind die Modelle MARKAL²⁵ (vgl. 2.4.1), AIM/END²⁶ und PRIMES²⁷ (vgl. 2.4.2).

Simulationsmodelle

Die Simulationsmodelle unterscheiden sich von den Optimierungsmodellen besonders hinsichtlich der Modellierung der Entscheidungsfindung, indem sie Märkte als nicht vollkommen annehmen und Akteure auch ökonomisch irrationale Entscheidungen treffen lassen. Der Grund für irrationale Entscheidungen kann ein strategisches Verhalten, aber auch das Fehlen von kompletter Informationstransparenz sein (vgl. Herbst et al. 2012). Viele der heutigen Simulationsmodelle stellen eine Erweiterung von früheren Accounting-Modellen dar, durch ihre detaillierte Modellierung des Technologiebestands, der Technologiediffusion und des Entscheidungsverhaltens (vgl. Fleiter et al. 2011). Insgesamt können Simulationsmodelle hinsichtlich ihres Ansatzes und ihrer Modellierungsphilosophie im Detail jedoch sehr unterschiedlich sein, daher müssen diese einzeln auf Modellebene betrachtet werden, um die Unterschiede herauszuarbeiten.

Bekannte Simulationsmodelle für die Industrie sind das amerikanische NEMS (National Energy Modeling System) (vgl. 2.4.3), das kanadische CIMS (Canadian Integrated Modeling System) (vgl. 2.4.4), das niederländische SAVE (vgl. 2.4.5), POLES, das World Energy Model (WEM) und auch das britische ENUSIM.

Agentenbasierten Modelle

Die agentenbasierten Modelle werden teilweise auch den Simulationsmodellen zugeordnet (vgl. Sensfuß 2007), da sie wie Simulationsmodelle Märkte nicht als vollkommen annehmen. Von daher ist der Übergang fließend.

Agentenmodelle definieren Agenten, die Individuen, Institutionen oder auch physische Einheiten abbilden, die sich autonom nach individuellen Verhaltensmustern entscheiden (vgl. Wooldridge; Jennings 1995, Franklin; Graesser 1996). Dabei kommt der Definition der Agenten eine hohe Bedeutung zu, bzw. es werden hohe Datenanforderungen und empirische Validierungen erforderlich. So vollzieht z. B. das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Prozessmodul (vgl. 3.2.2) die Entscheidungsfindung auf Unternehmensgrößen- und Subsektorebene, da diese sich hinsichtlich ihrer Jahresdauerlinie²⁸, der Energiebezugspreise und der Größenanforderung der Technologie mit Rückwirkungen auf die Investitionssumme und der Technologieverfügbarkeit unterscheiden. Die Einführung zusätzlicher Charakteristika kann zu einer weiteren Untergliederung führen und sich somit dem agentenbasierten Ansatz nähern, bzw. entsprechen.

²⁴ Auch bekannt als „the winner-takes-all“-Phänomen oder „knife-edge“-Effekt (vgl. Loulou et al. 2004a).

²⁵ Akronym für Market Allocation, entwickelt vom Energy Technology System Analysis Programm der Internationalen Energieagentur (IEA) zur Anwendung in mehr als 70 Ländern.

²⁶ Asia-Pacific Integrated Model (AIM), entwickelt ab 1991 als Analysewerkzeug zur Untersuchung des Klimawandels und heute aus mehr als 20 Modellen bestehend.

²⁷ Wird seit den Jahren 1993/94 vom Energy-Economy-Environment modeling laboratory der Nationalen Technischen Universität von Athen für die Europäische Kommission entwickelt.

²⁸ Geordneter stündlicher Energieverbrauch.

Ein häufiges Einsatzfeld des noch recht jungen agentenbasierten Ansatzes ist der Strommarkt. Da hier die überschaubare Anzahl an Marktakteuren und die gute Datenlage, wie z. B. hinsichtlich der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten, die Modellierung von autonomen Agenten (im Vergleich zur Industrie) recht einfach ermöglicht.

Ein wesentliches Unterscheidungskriterium zwischen dem Simulations- und agentenbasierten-Modellen sieht der Autor jedoch in der möglichen Modellierung von Lerneffekten²⁹ hinsichtlich des optimalen Bietverhaltens bzw. der optimalen Investitionsentscheidung, die Ergebnisse signifikant beeinflussen können (vgl. Koesrindartoto 2002).

Da im Strommarkt bezüglich des Kraftwerkseinsatzes mehrmals täglich Entscheidungen getroffen werden, die Einfluss auf den Marktpreis und damit auf den Mitbewerber haben, ist der Lerneffekt dort sehr relevant. In der Industrie spielt die Entscheidung der Mitbewerber sicherlich eine Rolle beim Aufbau neuer Kapazitäten, da dies unter Umständen zu Überkapazitäten führen kann und somit zu einem Preisverfall. Diese Entscheidungen werden jedoch in einer reifen Marktwirtschaft in der Regel alle paar Jahre, wenn nicht alle paar Dekaden, getroffen, daher besitzt dieser Lerneffekt in der Modellierung der Energienachfrage der Industrie eine untergeordnete Rolle.

Da sowohl Top-down-, als auch Bottom-up-Ansätze Vor- und Nachteile haben, gibt es vermehrt Ansätze, diese zu verknüpfen, den sogenannten hybriden Modellen. Ein Beispiel für ein solchen Ansatz ist das CIMS-Modell (vgl. 2.4.4), das die drei Mindestkriterien von Bataille (Bataille 2005) für ein hybrides Modell erfüllt (vgl. auch 2.4.4).

2.3 Auswahl des Modellansatzes

Die geforderte Transparenz hinsichtlich der Technologiezusammensetzung schließt, wie bereits erwähnt, die Top-down-Modelle aus.

Überträgt man die in Abschnitt 2.1 formulierten Auswahlkriterien in Modelleigenschaften, ergeben sich folgende Anforderungen an die verbleibenden Bottom-up-Ansätze:

- Technologieexplizität,
- Preissensitivität,
- Vintage-Stock-Modellierung³⁰,
- Berücksichtigung von Technologiealternativen,
- Entscheidung auf Mikroebene,
- Heterogenität hinsichtlich Entscheidungskriterien.

Vergleicht man die aufgeführten Kriterien mit den Beschreibungen aus Abschnitt 2.2 lässt sich feststellen, dass die Technologieexplizität und die Preissensitivität von Accounting-Modellen nicht erfüllt werden und diese darum nicht zur Beantwortung der Forschungsfragen geeignet sind.

Die Optimierungsmodelle sind zwar in der Lage Jahrgangsklassen im Bestandsmodell abzubilden und Technologiealternativen einzubinden, auch kann die Entscheidung auf Unternehmensebene stattfinden; doch die zentrale Annahme des vollkommenen Marktes und teilweise auch von perfect foresight widerspricht der geforderten Heterogenität, da diese auch irrationales Verhalten miteinschließt. Zudem gefährdet der mögliche Effekt des „penny-switching“ die Qualität bzw. die Robustheit der Ergebnisse.

Daher verbleiben nur der Simulations- und agentenbasierte Modellansatz. Doch der Übergang ist fließend. Da die Besonderheiten, wie der Lerneffekt, des agentenbasierten Ansatzes in der Modellierung der Energienachfrage weniger relevant sind, wird sich in dieser Arbeit für den

²⁹ Der hier erwähnte Lerneffekt bezieht sich ausschließlich auf das Entscheidungsverhalten der Mitbewerber und ist daher nur relevant, wenn die Entscheidung des Mitbewerbers relevanten Einfluss auf die anderen Teilnehmer hat.

³⁰ Bestandsmodell mit Abbildung von Jahrgängen/Altersklassen

Ansatz von Simulationsmodellen entschieden. Bezüglich der Entscheidungsebene wird versucht, diese auf einer Ebene zu modellieren, die einerseits detailliert genug ist, um Spezifika abzubilden; andererseits die statistische Datenlage den Detailgrad ausreichend unterstützt und nicht zu viele Annahmen getroffen werden müssen. Im Fall des Prozesswärmemoduls (vgl. 3.2.2) sind das immerhin 84 Unternehmensprofile³¹.

Als Modellplattform wird das FORECAST INDUSTRY des Fraunhofer ISIs ausgewählt, bekannt auch unter ISIndustry (vgl. Fleiter et al. 2011). Da FORECAST INDUSTRY bereits vor der Erweiterung im Rahmen dieser Arbeit in Ansätzen einem Simulationsmodell entspricht³² und bereits Prozesstechnologien und Stromquerschnittstechnologien für Deutschland abbildet, bietet es einen sehr guten Aufsattpunkt für die zur Klärung der Forschungsfragen dieser Arbeit notwendigen Modellerweiterungen.

Um die notwendigen Erweiterungen am Modell vornehmen zu können, wird der Quellcode des Bestandsmodells überarbeitet, sodass das Modell dann modular erweiterbar ist und über die notwendige Flexibilität zur Beantwortung der Forschungsfragen dieser Arbeit verfügt (vgl. 3.2, Hinweise zur Implementierung).

Im folgenden Abschnitt werden ausgewählte Modelle vorgestellt und anschließend mit den Anforderungen an die Modellerweiterung des FORECAST INDUSTRY verglichen, um das Modell einordnen zu können.

2.4 Vorstellung ausgewählter Modelle

Zuerst werden ausgewählte Optimierungs- und Simulationsmodelle mit dem Schwerpunkt auf die Industrienachfragemodellierung vorgestellt. Zwar entsprechen Optimierungsmodelle hinsichtlich des Entscheidungskriteriums nicht den Anforderungen dieser Arbeit. Doch da sie zumindest bezüglich der Einbeziehung von Technologiealternativen und der Modellierung von Vintage-Stock-Modellen den Simulationsmodellen entsprechen können, sind sie für die Weiterentwicklung des FORECAST INDUSTRY Modelles relevant.

2.4.1 MARKAL-Modell

Das Optimierungsmodell STANDARD-MARKAL-Modell ist eines der bekanntesten Bottom-up-Energiesystemmodelle. Es wurde vor knapp 30 Jahren im Auftrag der Internationalen Energieagentur entwickelt und wird heute in mehr als 70 Ländern angewendet (vgl. Taylor et al. 2014). Eine ausführliche Dokumentation des Modells ist öffentlich verfügbar (Loulou et al. 2004b), worauf der hier gegebene Überblick basiert, falls nicht anders erwähnt.

Das STANDARD-MARKAL ist ein partielles Gleichgewichtsmodell, das auf vollkommenen Märkten und perfekter Vorausschau basiert. Das gesamte Energiesystem wird von der Energieerzeugung bis zur Endnachfrage modelliert. Um die Nachfrage zu befriedigen, wird jeweils eine kostenminimale Lösung durch die Wahl von Energieträger und Energietransformation gefunden. Hierzu wird ein partielles Gleichgewicht auf dem Energiemarkt berechnet, sodass sich die Preise und die Menge der Energieträger im Gleichgewicht befinden.

Die Technologieauswahl erfolgt über die Minimierung der Gesamtbetriebskosten³³, die sich aus Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten sowie Emissionskosten zusammensetzen. Der Austausch der Technologien wird durch eine fest vorgegebene Lebensdauer terminiert³⁴.

Insgesamt umfasst die Technologiedatenbank über 1500 Technologien, die aber nicht in allen Ländern verfügbar sind. Für die Industrie sind ungefähr 250 Technologien modelliert, darunter auch KWK-Anlagen (vgl. Gielen; Taylor 2007). Diese 250 Technologien stehen teilweise untereinander im Wettbewerb.

³¹ 6 Unternehmensgrößenklassen in 14 Subsektoren.

³² Jedoch verfügt es bisher nicht über einen explizit-modellierten Technologiebestand, auch die Diffusion von Effizienzmaßnahmen wird teilweise exogen vorgegeben (vgl. Fleiter et al. 2011 und Abschnitt 3.1).

³³ Entspricht den TCO: Total Cost of Ownership.

³⁴ Auf den präzisen Aufbau des genutzten Stock-Modells wird jedoch nicht genauer eingegangen.

Das System operiert dabei in Zeitschritten von 5 Jahren und deckt den Zeitraum bis 2050 ab.

In der Industrie ist die Nachfrage im Allgemeinen fest vorgegeben (vgl. auch Gielen; Taylor 2007), wobei mit Eigenpreiselastizitäten gearbeitet werden kann.

Eine Besonderheit des Modells liegt in der Möglichkeit, die technologische Lernrate endogen zu modellieren. Sie basiert damit allein auf der kumulierten installierten Menge. Gielen nutzt aber für die Industrie nur exogen vorgegebene Lernraten, da die Endogenisierung rechenintensiv ist und noch methodische Fragen offen lässt³⁵ (vgl. Gielen; Taylor 2007). Die Kosten, bzw. die Investitionen, sind proportional zu der installierten Kapazität (Gielen; Taylor 2007).

Eine weitere Besonderheit ist die Betrachtung von sechs Zeitscheiben (drei Jahreszeiten sowie Tag und Nacht). Für die Industrie ist dies nur in einer teilweisen Implementierung bei der Erzeugung von Niedertemperatur (bis 130 Grad) relevant.

Neben dem STANDARD MARKAL bestehen Modellerweiterungen, wie das SAGE (vgl. Loulou et al. 2004a), das realistischeres Entscheidungsverhalten berücksichtigt. SAGE ermöglicht eine myoptische Perspektive oder nur partielles perfect foresight. Zudem erlaubt es die Aufteilung der Marktanteile auf mehrere Technologien.

Ein weitere Modellvariante der MARKAL-Familie ist das Energy Technology Perspective Model (ETP) (vgl. Gielen; Taylor 2007), das ausschließlich den Industriesektor abbildet. Die Industrie wird dabei in 8 Subsektoren unterteilt. Für energie-intensive Prozesse werden Herstellungsprozesse nachgestellt und danach die Energienachfrage auf Grundlage der Produktionsmenge und der Energieintensität berechnet. Die weitere Energienachfrage wird in die Kategorien Prozesswärme, Rohstoffe, Elektrolyse, Dampf, Motorsysteme und sonstiges unterteilt. Die Unterscheidung zwischen Dampf und Prozesswärme wird mit einer Temperatur von 200 Grad angenommen. Dies entspricht einer konservativen Abschätzung des KWK-Potenzials (Gielen; Taylor 2007). Aber MARKAL ETP ist weiterhin ein optimierendes Modell, das perfect foresight zugrunde legt. Hierbei können Einschränkungen nur über die Technologieverfügbarkeit gemacht werden.

2.4.2 PRIMES

PRIMES³⁶ ist ein Energiesystemmodell, das seit 1993 im *Energy-Economy-Environment Modeling Laboratory* (E³MLab) der Nationalen Technischen Universität von Athen mit Unterstützung der Europäischen Kommission entwickelt wurde (NTUA 2014). Das Modell ist modular mit dem Ziel aufgebaut, dass jedes Modul das Verhalten eines spezifischen Akteurs und dessen Interaktionen in verschiedenen Märkten abbildet (vgl. E3MLab/ICCS 2014, Capros et al. 2014). Es handelt sich dabei um ein partielles Gleichgewichtsmodell. Für 28 EU-Staaten werden Angebot und Nachfrage in 5-Jahres-Schritten bis 2050 für jede Energieform endogen über den Preis ausbalanciert, wobei der Energienachfrager der Preisnehmer ist. Jedoch liegt jeweils eine Preiselastizität vor (vgl. Capros et al. 2014, E3MLab/ICCS 2014). PRIMES nutzt den Optimierungsansatz, berücksichtigt dabei aber eine Vielzahl von Hemmnissen, z. B. Unsicherheit bei neuen Technologien, abgebildet durch höhere Diskontierungssätze (vgl. E3MLab/ICCS 2014) oder technische Restriktionen sowie die Einbeziehung von wahrgenommenen Kosten. Im Gegensatz zum MARKAL-Modell besitzt jeder Agent/jedes Modul eine separate Zielfunktion, die er für sich optimiert. Im Nachfragesektor wird perfect foresight nur für einen begrenzten Zeithorizont angenommen, wodurch es besser die Realität abbildet.

³⁵ Denn dadurch verliert die Zielfunktion, die die Investition enthält, ihre Linearität. Gelöst wird dieses Problem mit Hilfe der gemischt-ganzzahligen Optimierung (vgl. Loulou et al. 2004b).

³⁶ Price-Induced Market Equilibrium System

Der Technologiebestand ist explizit in Vintage-Stock-Modellen modelliert, wobei das Alter der jeweiligen Technologie die Effizienz bestimmt. Vorzeitige technische Erneuerungen bzw. Nachrüstungen sind möglich. Technologische Lernraten sind sowohl exogen als auch endogen über nicht-lineare Lern- und Skaleneffekte abbildbar (E3MLab/ICCS 2014). Substitutionen sind durch die Alternativen hinsichtlich Energieträger, Technologien und Energieeinsparmaßnahmen möglich.

Steuern, Subventionen und Politikmaßnahmen sind laut Beschreibung (E3MLab/ICCS 2014) sehr detailliert abbildbar, z. B. über die individuellen Diskontierungssätze der Agenten. Insgesamt besteht das Industriemodul aus 24 Subsektoren, die sich auf die neun Industriesektoren aufteilen. Der Energiebedarf dieser Subsektoren, bzw. der Agenten, ist jeweils aufgeteilt auf Querschnittstechnologien, wie Licht, Motoren, Druckluft und Niedrig-Enthalpie-Wärme³⁷ sowie spezifische Energieanwendungen, z. B. Elektrolyse in der Aluminium-Herstellung.

Eine Besonderheit von PRIMES ist die Kopplung des Industriemoduls mit einem "Power and Steam Generation and Supply Model". Dadurch kann der Agent seinen Niedrig-Enthalpie-Wärmebedarf nicht nur durch SHP- oder KWK-Eigenerzeugung decken, sondern auch direkt einkaufen. Zudem erlaubt die Interaktion dieser beiden Module die Abwägung zwischen einer wärme- oder stromgesteuerten KWK-Anlage. Die zugrundeliegenden Preise werden in dem "Power and Steam Generation and Supply Model" für Wärme und Dampf gegenüber Strom vereinfacht berechnet.

Da PRIMES aber ein Optimierungsmodell bleibt, und jeder Agent sich innerhalb eines Entscheidungszeitraums für die für ihn optimale Technologie entscheidet, ist es besonders für die KWK-Anlage und die Fernwärme wichtig, eine ex-post Betrachtung zu machen, um die Veränderungen ausgehend vom Kalibrierungsjahr 2010 auf einem nachvollziehbaren Niveau zu halten (vgl. E3MLab/ICCS 2014).

Die Gebäude werden für die Industrie nicht gesondert modelliert. Dies geschieht nur im Haushalts- bzw. Tertiär-Sektor.

Damit enthält PRIMES bereits im Vergleich zu anderen optimierenden Modellen eine Reihe von Annahmen, die einen vollkommenen Markt einschränken.

Die im folgenden beschriebenen Modelle sind alles Simulationsmodelle und berücksichtigen bereits einen unvollkommenen Markt.

2.4.3 NEMS

Das National Energy Modeling System (NEMS) wird von der US-amerikanischen Energieinformationsbehörde (EIA) zur Erstellung von jährlichen Langfrist-Prognosen bis zum Jahr 2040 für die USA genutzt (U.S. EIA 2013).

NEMS besteht aus 13 einzelnen Modulen, die unabhängig voneinander aufgerufen werden können. Die Module sind über das dreizehnte, das sogenannte Integrationsmodul, verknüpft. Es beinhaltet den Mechanismus zum Erreichen des allgemeinen Gleichgewichts durch die Preisfestsetzung für die einzelnen Energieträger. Die Energienachfrage wird durch vier Module abgebildet. Neben der Industrie sind das der Haushalts-, der Tertiär- sowie der Transportsektor (vgl. U.S. EIA 2013). Im folgenden Abschnitt steht das Industriemodul (NEMS IDM³⁸) im Fokus³⁹.

Das NEMS IDM berechnet, basierend auf den von anderen NEMS-Modulen erhaltenen Brennstoffpreisen, den Beschäftigtenzahlen und Produktionswerten, die Energienachfrage nach 17 Energieträgern für 21 Industriesektoren. Wobei nur 15 Sektoren zu dem produzierenden Gewerbe gehören, von denen jeder Sektor die Komponenten Prozesse/Fertigungen (PA), Gebäude (BLD) sowie Kessel/Dampf/KWK (BSC) besitzt. Die BSC-Komponente befriedigt dabei die Dampfnachfrage der beiden anderen Komponenten und kann Nebenprodukte der PA-Komponente, wie Abwärme und Gichtgas, verwerten.

³⁷ Ein Temperaturniveau wird hierfür nicht genannt. Zudem schließt es wohl auch den Raumwärmebedarf mit ein, da dieser ansonsten nicht gesondert modelliert ist für die Industrie (vgl. E3MLab/ICCS 2014).

³⁸ IDM: Industrial Demand Module

³⁹ Quelle ist, falls nicht anders erwähnt, die aktuellste öffentlich verfügbare Dokumentation EIA 2013b.

Für die BLD-Komponente, die Licht, Raumwärme, Klimatisierung und Belüftung abbildet, ist kein Gebäude-Stock-Modell hinterlegt, stattdessen steigt die Energienachfrage bei einem Wachstum der Beschäftigtenzahl und des Produktionswerts. Als Startwert werden 6 % der Wärme- und der Stromnachfrage den Gebäuden zugeschlagen (basierend auf einer Umfrage (MECS⁴⁰) aus dem Jahre 2006). Dabei werden keine Effizienzgewinne aus verbesserter Gebäudehülle mitberücksichtigt bzw. angenommen.

Das produzierende Gewerbe wird des Weiteren in sieben energie-intensive und acht nicht-energie-intensive Subsektoren unterteilt, was sich auch in der PA-Komponente widerspiegelt. Dort werden vier der energieintensiven Subsektoren, z. B. die Papierindustrie, über sehr detaillierte Prozessflussdiagramme abgebildet. Die verbleibenden drei Subsektoren sowie die nicht-energieintensiven Subsektoren werden über kategorisierte Endverbräuche, z. B. Prozesswärme, Prozesskälte, Maschinenantrieb etc., modelliert.

Es wird ein vereinfachtes aggregiertes⁴¹ Vintage-Stock-Modell angewendet, das nur zwischen dem Technologiebestand im Startjahr 2006 und den neu hinzugefügten Technologien und den teilweise nach 2040 hinzugefügten Technologien unterscheidet. Der beschreibende Parameter dieser zwei bzw. drei Altersklassen ist der "UEC⁴²", der spezifische Energieverbrauch je Einheit. Während der UEC der Bestandstechnologie bei Modellstart dem Durchschnittsverbrauch von 2006 entspricht, wird angenommen, dass er sich über den Prognosezeitraum durch Nachrüstungen verbessern kann. Allerdings beträgt das Einsparpotenzial von Nachrüstungen maximal 50 % der Verbesserung durch Neuanlagen.

Neue Anlagen entsprechen jeweils dem state-of-the-art Standard und werden hinzugefügt, falls die vorhandenen Kapazitäten nicht mehr ausreichen, um die Nachfrage zu decken, bzw. weil bestehende Anlagen stillgelegt werden. Der jeweils verfügbare state-of-the-art Standard basiert auf ingenieurwissenschaftlichen Abschätzungen.

Die jährliche Verbesserung des UEC's wird durch Nutzung einer einfachen logistischen Funktion mit dem Parameter 4, abhängig von der Preisentwicklung der Brennstoffe, berechnet, der sogenannten *TPCRate*.

Ein wesentlich detaillierteres Vintage-Stock-Modell ist das "Motorenmodell" von NEMS, das die Energieintensität des Maschinenantriebs, eine subsektor(en)übergreifende Technologie, berechnet. Es bildet sieben Motorengrößenklassen nach Anzahl, Alter und Zustand ab. Diese Merkmale bestimmen gleichzeitig den Energieverbrauch. Die Entscheidung über Reparatur und Neukauf von Motoren wird basierend auf der Payback-Zeit getroffen. Die Payback-Zeit berechnet sich aus Energieeinsparungen und den Differenzkosten von Reparatur und dem Neupreis für einen Motor, der die Mindeststandards zum Zeitpunkt des Kaufs erfüllt. Nur bei Payback-Zeiten von 0 bis 4 Jahren kommt es überhaupt zum Kauf. Je geringer die Payback-Zeit desto höher der Anteil, der sich für einen Neukauf entscheidet. Da neue oder ausgetauschte Motoren effizienter als Bestandsmotoren arbeiten, verbessert sich über die Zeit die Effizienz des Gesamtbestands.

Die dritte Komponente ist das *BSC (Boiler, steam, cogeneration component)*. Diese Komponente deckt den Dampfbedarf des jeweiligen Subsektors und entscheidet zwischen SHP- oder KWK-Anlage und dem genutzten Energieträger.

Der Brennstoffanteil der SHP-Dampfkessel wird basierend auf einer Logit-Formel und den relativen Energieträgerpreisen (Kohle, Erdgas und Öl) berechnet, mit dem festen Exponenten minus 1,5⁴³ und einem spezifischen Logit-Parameter. Müll und Nebenprodukte aus der PA-Komponente eines jeweiligen Subsektors sind in der Formel nicht berücksichtigt, da sie per Definition als erstes genutzt werden.

⁴⁰ Manufacturing Energy Consumption Survey (MECS)

⁴¹ Aggregiert bedeutet, es bildet keine gesonderten Technologien ab, sondern aggregiert alle Technologien zu einem durchschnittlichen spezifischen Energieverbrauch pro Einheit (UEC).

⁴² Unit Energy Consumption (UEC)

⁴³ Der Sensitivitätsparameter -1,5 und Logit-Parameter ergaben sich aus der Kalibrierung von Marktdaten aus dem Jahr 2006.

Die KWK-Anlagen werden ab 2009 modelliert. Bestandsanlagen bleiben jeweils über den gesamten Prognosezeitraum bestehen mit der Annahme, dass sie entsprechend durch äquivalente Anlagen ersetzt werden. Bei neuen KWK-Anlagen wird zwischen Biomasse- und Erdgas-befeuerten Anlagen unterschieden. Wobei Biomasse-Anlagen per Definition dort entstehen, wo zusätzlicher Biomasse-Abfall anfällt, z. B. in der Papierindustrie.

Die zusätzlichen Erdgas-KWK-Anlagen können nur dort entstehen, wo Dampf benötigt wird, der von keiner bestehenden KWK-Anlage gedeckt wird. Der berechnete verbleibende Dampfbedarf wird pro Subsektor nach dem jeweiligen Größensplit der Kesselgrößen auf sechs Profile aufgeteilt. Für jedes dieser Profile wird eine Amortisationsdauer für jeweils acht fest vorgegebene KWK-Systeme berechnet. Die Berechnung ist hinsichtlich genutzter Brennstoffpreise myoptisch⁴⁴ und nutzt einen marktüblichen Zinssatz⁴⁵. Zudem wird mit durchschnittlichen Industriestrompreisen gerechnet, andere Betriebskosten neben den Brennstoffkosten bleiben unberücksichtigt.

Basierend auf einer Amortisationszeit-Akzeptanz-Kurve wird eine Marktdurchdringung bei Amortisationszeiten von 0 bis 12 Jahren zugelassen. Ein zuvor hergeleitetes maximales technisches Potenzial wird mit der ökonomischen Marktdurchdringung multipliziert, um das ökonomische Potenzial zu quantifizieren. Während des Modellverlaufs werden immer 5 %⁴⁶ des ökonomischen Potenzials als zusätzlich neue Erdgaskapazitäten angenommen. Da das technische und ökonomische Potenzial jedes Jahr neu berechnet werden, kann sich auch die jährlich neu hinzugefügte KWK-Leistung verändern.

Die Dokumentation von NEMS ist im Gegensatz zu den meisten Modellen sehr ausführlich, daher sind Modellvereinfachungen und Schwächen sehr gut ersichtlich. Es ist wahrscheinlich, dass andere Modelle ebenfalls vereinfachen, bzw. nicht alles so detailliert modelliert ist, wie die Modellbeschreibung auf hoher Abstraktionsebene glauben lässt.

2.4.4 CIMS-Modell

Das CIMS-Modell (Canadian Integrated Modeling System) ist eine Weiterentwicklung des Bottom-up-Modell ISTUM⁴⁷ der kanadischen Simon Fraser Universität. Es bezeichnet sich selbst bereits als hybrides Modell, da es die Charakteristiken von Top-down- und Bottom-up-Modellen kombiniert (vgl. Murphy et al. 2007, Rivers; Jaccard 2006):

1. explizit hinsichtlich der Technologie,
2. durch Abbildung von realistischem Entscheidungsverhalten,
3. durch die Fähigkeit, endogen durch makroökonomische Rückkopplungen ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage herzustellen.

Nach Bataille (Bataille 2005) sind dies die Mindestkriterien eines hybriden Modells, wobei das dritte Kriterium dort als "macroeconomic completeness" bezeichnet wird. Dazu werden sowohl der Angebotssektor (Strom, Gas, Ölprodukte und Kohle) als auch der Nachfragesektor der kanadischen Volkswirtschaft modelliert, die über ein makroökonomisches Modul verbunden sind. Die zunächst exogen vorgegebenen Preise werden von CIMS während eines Berechnungslaufs bei Ungleichgewichten verändert, wobei CIMS nicht versucht, kurzfristige Fluktuationen abzubilden, sondern den langfristigen Trend (vgl. Tubbs 2008). Das Modell durchläuft hierzu für die 5-Jahres-Schritte jeweils zwei Phasen iterativ bis ein Gleichgewicht erreicht ist, und es zu keiner bzw. nur noch geringen Nachfrageänderung nach Anpassung der Preise kommt.

Eine Besonderheit dieses Modells ist ein "Community Energy Management Modul", das die Flächennutzung und Infrastrukturentwicklung mit in die Modellierung einbezieht.

⁴⁴ Brennstoffpreise sind in der Amortisationsdauerberechnung konstant und entsprechen dem Preis zum Zeitpunkt der Investition.

⁴⁵ Zinssatz des 10-Jahres-Schatzbrief plus eines Risikopremiums.

⁴⁶ Aufgrund einer angenommenen Lebenszeit von 20 Jahren.

⁴⁷ Akronym für „Industrial Sector Technology Use Model“, entwickelt im Jahr 1983 vom U.S. Department of Energy.

Schwerpunkt der folgenden Beschreibung ist aber auch hier die Industriekomponente des Nachfragemoduls⁴⁸.

CIMS modelliert sieben energie-intensive Subsektoren, für die über 30 Prozesse detailliert beschrieben sind. Für relevante Prozessschritte sind jeweils Technologien angenommen. Das besondere am CIMS-Modell ist jedoch, dass sich Technologien für den gleichen Prozessschritt hinsichtlich Brennstoff, Effizienzrate, Kosten oder auch Wärmerückgewinnungsquoten unterscheiden können und im direkten Wettbewerb zueinander stehen. Da es sich bei CIMS um ein Simulationsmodell handelt, dominiert nicht zwangsläufig ein einzelnes Produkt, sondern durch die Abbildung des realistischen Entscheidungsverhalten können mehrere Technologien gewählt werden. Der Marktanteil für die Technologie j bei insgesamt k Technologiealternativen ergibt sich aus der Funktion MS_j (vgl. auch Rivers; Jaccard 2006, Bataille 2005):

$$MS_j = \frac{\left[CC_j \times \frac{r}{1 - (1+r)^{-n_j}} + OC_j + EC_j + i_j \right]^{-v}}{\sum_{k=1}^k \left\{ \left[CC_k \times \frac{r}{1 - (1+r)^{-n_k}} + OC_k + EC_k + i_k \right]^{-v} \right\}}$$

Die Technologieauswahl basiert auf den Gesamtbetriebskosten und kann zugleich noch technische oder regulatorische Beschränkungen durch die Vorgabe von maximalen Marktanteilen berücksichtigen. In die berechneten Gesamtbetriebskosten fließen neben den Betriebs- (OC), Brennstoff- (EC) und Kapitalkosten (CC) auch immaterielle Kosten⁴⁹ (i) ein. Die immateriellen Kosten werden einmalig beim Modellstart im Rahmen der Kalibrierung festgelegt, um vergangene Verkaufszahlen rückwirkend abzubilden. Die immateriellen Kosten können aber während des Modelllaufs sinken, wenn z. B. eine Technologie ihren Marktanteil steigert. Dies passiert endogen und bildet indirekt damit den technischen Fortschritt ab. In der Industriekomponente wurde das Verfahren zumindest bis 2007 nur in wenigen vereinzelt Prozessen angewendet (vgl. Murphy et al. 2007).

Weitere Faktoren für die Technologieentscheidung sind die Zeitpräferenz der Investoren und die Heterogenität des Subsektors. Während die Zeitpräferenz (r) einem Diskontierungsfaktor entspricht, der für die Kernprozesse der Subsektoren in etwa 30 % beträgt und für Nebenprozesse in etwa 50 %, und somit letztlich die Gewichtung der Kapitalkosten bestimmt. Je höher der Diskontierungsfaktor, desto kritischer werden Technologien mit hohen Investitionssummen gesehen.

Die Heterogenität wird durch den Faktor v abgebildet. Je höher v ist, desto mehr Marktanteile erreicht die preiswerteste Technologie⁵⁰.

Die Parameter r , v , i wurden anhand von Literaturrecherchen, Umfragen, Expertenmeinungen sowie statistischer Auswertung empirischer Daten bestimmt (Rivers; Jaccard 2006). CIMS zählt damit zu den am weitesten entwickelten Bottom-up-Modellen hinsichtlich Berücksichtigung von Hemmnissen und Entscheidungsrealismus (vgl. Fleiter et al. 2011).

Die Technologien werden jeweils in einem Vintage-Stock-Modell hinterlegt, das im Startjahr 2000 initialisiert wurde. Eine vordefinierte Lebenszeit determiniert den Austausch und treibt zusammen mit einer steigenden Produktnachfrage, den Bedarf an neuen Technologien an. CIMS erlaubt auch die Nachrüstung von Anlagen, wobei diese im Gegensatz zu dem MARKAL- oder NEMS-Modell nicht lebenszeitverlängernd wirkt.

Zusätzlich zum direkten Verbrauch von Energie wird die Energienachfrage für die Nebenverbräuche modelliert, die in allen Subsektoren anfallen: Dampf, Licht, HVAC-Systeme⁵¹ und Elektromotoren. Während der Verbrauch für Licht und HVAC-Systeme in den einzelnen Subsektoren anhand von Kennzahlen bzw. prozentualen Anteilen geschätzt wird, bestehen für

⁴⁸ Die Beschreibung basiert, falls nicht anders erwähnt, auf Murphy et al. 2007.

⁴⁹ Dies entspricht nicht-finanzielle Kosten, die echte Nachteile oder auch das erhöhte Risiko einer Technologie abbilden (Tubbs 2008).

⁵⁰ CIMS nimmt für die meisten Subsektoren v mit 10 an.

⁵¹ Heating, ventilating and air conditioning (HVAC) systems

Dampf- und Motoren gesonderte Prozessflussdiagramme. Es wird davon ausgegangen, dass diese entsprechend detailliert modelliert sind.

2.4.5 SAVE Production-Modell

Das SAVE Production Modell ist ein Bottom-up-Modell zur Simulation der Energienachfrage der niederländischen Industrie und Landwirtschaft. 1993 wurde es vom Energy Research Center of the Netherlands (ECN) entwickelt (Daniëls; van Dril 2007). Es ist sowohl als stand-alone Modell als auch als Teil des Netherlands Energy Outlook Modeling System (NEOMS), nutzbar. Hier wird nur das stand-alone Modell betrachtet⁵², d. h., die Energieträgerpreise von NEOMS kommend, können als exogen betrachtet werden.

Das SAVE Production-Modell besteht aus zwei separaten Modulen, eines für die Wahl von Technologien im Bereich des Endnutzens (35 Subsektoren, 140 energieverbrauchende Aktivitäten und 300 explizite Technologien) sowie ein zweites ausschließlich für KWK-Anlagen (40 Subsektoren mit 25 KWK-Technologien).

Zur Auswahl der Technologie im Endnutzen-Modul wird zunächst der Bedarf an neuen Kapazitäten berechnet, der sich aus Kapazitätserweiterungen und Ersatzinvestitionen, aus dem Vintage-Stock Modell ergebend, zusammensetzt. Die Ersatzinvestitionen werden mit Hilfe einer Normalverteilung mit dem Erwartungswert der durchschnittlichen Lebenszeit berechnet. Ein vorzeitiger Austausch bleibt aufgrund fehlender empirischen Daten unberücksichtigt.

Die Technologieauswahl für die neuen Kapazitäten erfolgt endogen nach wirtschaftlichen Kriterien, ergänzt mit nicht monetären-Kriterien.

Hierzu wird der interne Zinsfuß (IRR ⁵³) einer Investition unter Berücksichtigung von Kapital-, Betriebs-, Brennstoffkosten, Subventionen, Steuern und Gewinnen⁵⁴ berechnet. Es wird hierbei ein *perfect foresight* für die nächsten 10 Jahre angenommen.

Jedoch ist es nicht ausreichend, dass der IRR größer ist als ein bestimmtes Niveau, sondern es wird ein unvollkommener Markt simuliert. Daher berechnet sich die Marktdurchdringung (pn_{irr}) nach folgender Formel in Abhängigkeit vom IRR :

$$pn_{irr} = \frac{pn_{max}}{1 + e^{slope \times (IRR_{crit} \times risk - IRR)}}$$

Dabei entspricht pn_{max} einem exogen vorgegebenen maximalen Marktanteil. Der Faktor *slope* hängt von der Standardabweichung der Normalverteilung ab und entspricht der Steilheit der Steigung der S-Kurve, IRR_{crit} entspricht dem geforderten IRR in dem jeweiligen Subsektor und *risk* für den vom Investor geforderten Risikoaufschlag.

Im Fall von Technologiewettbewerb wird jeweils der Marktanteil einer Technologie berechnet, den sie trotz schlechterem IRR erreichen kann. Zusätzlich werden nicht-ökonomische entscheidungsrelevante Parameter (technische Barrieren, Informationsbeschaffungskosten, Verfügbarkeit etc.) vereinfacht durch eine Begrenzung der zusätzlichen Marktdurchdringung relativ zum Vorjahr abgebildet. Diese Faktoren werden im Vergleich zum CIMS-Modell nur basierend auf Expertenmeinungen abgeschätzt. Zudem erlaubt das SAVE-Modell auch die Beeinflussung der Technologieentscheidung durch Politikvorgaben.

Die Technologiezusammensetzung im Endnutzen-Modul determiniert die Dampf- und Wärmenachfrage die geeignet ist, durch das KWK-Modul gedeckt zu werden. Dies ist das technische Potenzial.

Das KWK-Modul ist sehr detailliert und basiert auf der Abbildung von einzelnen KWK-Anlagen. Ein Grund dafür dürfte neben der guten Datenbasis der hohe Stellenwert der KWK-

⁵² Die Grundlage für diese Beschreibung ist, falls nicht anders erwähnt, die Arbeit von Daniëls (Daniëls; van Dril 2007).

⁵³ Internal Rate of Return.

⁵⁴ Hier wird versucht, erreichte Qualitäts- oder Geschwindigkeitsverbesserungen abzubilden.

Anlagen sein, die diese seit 1980 in den Niederlanden haben. Die attraktive Stromeinspeisevergütung gilt als der Haupttreiber dieser Entwicklung. Im Jahr 2005, dem Initialisierungsjahr des Moduls, waren die Hälfte der Anlagen schon vor 1995 in Betrieb genommen worden.

Die Investitionsentscheidung basiert wie im Endnutzen-Modul auf dem *IRR*, doch wird dieser unter Einbeziehung des KWK-Types, der Größe⁵⁵, der Volllaststunden, der Eigentumsverhältnisse, der Effizienz, der Subventionen, des Selbstverbrauchs sowie der Einbeziehung der Fahrweise⁵⁶ berechnet. Die berechnete Marktdurchdringung stellt das ökonomische Potenzial für jeden KWK-Typ dar. Dabei wird nur Erdgas als Energieträger in Betracht gezogen. Auch hier wird ein *perfect foresight* hinsichtlich des Strom- und Erdgaspreises angenommen.

Um die Marktanteile der KWK-Typen zu bestimmen, wird zunächst der noch verfügbare Raum für den KWK-Typ aus der Differenz zwischen dem ökonomischen Potenzial und dem Bestand berechnet. Anschließend wird mit dem KWK-Typ begonnen, der die größte Differenz aufweist, die freie Fläche zu füllen, bis kein Platz mehr verbleibt.

Die Lebenszeit einer KWK-Anlage wird durch die Betriebsstunden determiniert, um im Anschluss über einen Austausch bzw. eine Modernisierung zu entscheiden. Eine Modernisierung⁵⁷ findet statt, wenn der *IRR* über dem *IRR_{crit}* des Subsektors liegt, gleichzeitig aber ein Austausch nicht in einem noch höheren *IRR* resultieren würde. Zusätzlich sollte in dem Subsektor dabei kein Überschuss an Dampf entstehen (das wäre möglich aufgrund von einer abnehmenden thermischen Energienachfrage).

Probleme bei dieser detaillierten Modellierung bereiten die fehlenden empirischen Daten; insbesondere der Parameter *risk* und *slope* bei der Berechnung des *IRRs*. Zudem fehlen die repräsentativen Endkundenpreise für die einzelnen Subsektoren. Obwohl das Modell ab 1995 Ergebnisse liefert, ist die Kalibrierung aufgrund des hohen Aggregationslevels und der Ungenauigkeit der Statistiken nur bedingt möglich und zudem sehr zeitaufwendig.

Der Fokus des Modells liegt auch eher auf der kurz- bis mittelfristigen Energienachfrage, da die Technologiedatenbank zum einen keine Technologien enthält, die die Energienachfrage in der Zukunft erhöhen könnten. Zudem werden auch keine noch unbekanntes Technologien modelliert.

2.5 FORECAST Modell und dessen notwendige Modellerweiterungen

In der Tab. 1 wird der IST-Zustand des FORECAST INDUSTRY Modells mit dem notwendigen Zielzustand, der sich aus den Anforderungen zur Beantwortung der Forschungsfragen ergeben, und den in Abschnitt 2.4 vorgestellten Modellen verglichen⁵⁸.

Auffällig ist, dass bereits einzelne Anforderungen des Zielmodells von bestehenden Modellen erfüllt werden, jedoch erfüllt keines der Modelle die vollständigen Anforderungen.

Einige Modelle sind bereits sehr detailliert, aber aufgrund des Detailgrads auch länderspezifisch, wie das US-amerikanische NEMS, das kanadische CIMS oder auch das niederländische SAVE.

⁵⁵ Spezifische Investitionssummen sind größenabhängig.

⁵⁶ Um von hohen Börsenstrompreisen zu profitieren, bzw. bei niedrigen Preisen, die Stromproduktion auf ein Minimum zu reduzieren.

⁵⁷ Modernisierungskosten entsprechen je nach KWK-Typ 25 bis 50 % der Kosten einer Neuanlage.

⁵⁸ Eine detaillierte Beschreibung des Bestandsmodell bzw. der Neuentwicklungen wird in Kapitel 3 gegeben.

	MARKAL	PRIMES	NEMS	CIMS	SAVE	FORECAST-IST	FORECAST-Ziel
Geographie	70 Länder	Europa	USA	Kanada	Niederlande	Europa	Deutschland
Technologieexplizität	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Simulationsmodell	nein	nein	ja	ja	ja	bedingt	ja
Preisvorausschau	perfect foresight	begrenzt perfect foresight	myoptisch	myoptisch	begrenzt perfect foresight	myoptisch	myoptisch
Entscheidungskriterium	Kostenminimale Gesamtbetriebskosten (TCO)	Kostenminimale TCOs + höherer Zinssatz	Payback-Zeit	Relative TCO-Kosten	Relativer interner Zinsfuß	Payback-Zeit	Relative TCO-Kosten und Payback-Zeit
Heterogenität	nur durch Subsektorbetrachtung	Pro Agent eigene Zielfunktion inkl. Abbildung Hemmnisse	Nutzung von Payback-Acceptance-Kurven	Marktanteilsfunktion	Marktanteilsfunktion über IRR-Ansatz	Nutzung von Payback-Acceptance-Kurven	Nutzung von Payback-Acceptance-Kurven und Marktanteilsfunktion
Einbeziehung Konkurrenztechnologie	teilweise	ja	bedingt	ja	ja	nein	ja
Gebäudestockmodellierung	nein	nein	nein	nein	nein	nein	ja
Prozesswärmemodul	ja	ja	ja	ja	ja	nein	ja
Besonderheit Prozesswärmemodul	nur bis 200 Grad	Unterscheidung SHP & KWK & Fremdeinkauf	SHP & KWK, Berücksichtigung von 6 Verbrauchsprofilen je Subsektor	Marktanteilsfunktion	Diskrete Modellierung und Berücksichtigung von Volllaststunden und Modernisierung, 25 KWK-Typen	NA	6 Unternehmensprofile je Subsektor, Nutzung geordneter Lastkurven, relative KWK-Größen, Abbildung

Tab. 1: Übersicht ausgewählter Bottom-up-Modelle im Vergleich mit FORECAST-IST und FORECAST-ZIEL-Modell (Quellen: Loulou et al. 2004b, E3MLab/ICCS 2014, EIA 2013b, Murphy et al. 2007, Daniëls; van Dril 2007; Fleiter et al. 2011)

Doch fokussiert man sich zunächst auf die Unterscheidung des IST- und des Ziel-Zustands, fehlen im IST-Zustand die Modellierung der Gebäude sowie eines Prozesswärmemoduls. Zudem werden keine konkurrierenden Technologien betrachtet. Die Heterogenität ist bereits teilweise abgebildet, da im Bestandsmodell, wie bei NEMS, auf Payback-Acceptance-Kurven zurückgegriffen wird. Auch nimmt das Modell im Gegensatz zu den Optimierungsmodellen MARKAL und PRIMES eine myoptische Sichtweise hinsichtlich der Brennstoffpreise ein.

Die Einbeziehung von Konkurrenztechnologien im Prozesswärmemodul macht es notwendig, das Entscheidungskriterium festzulegen. So lassen MARKAL und PRIMES als Optimierungsmodelle zwar Technologiealternativen zu, doch letztlich entscheidet sich der Agent, bzw. die jeweilige Entscheidungsebene, für eine kostenoptimale Lösung. Das bedeutet, z. B. für PRIMES, dass es die Heterogenität der Technologien zwar insgesamt erreichen kann, aber nur, wenn die Agenten⁵⁹ kleinteilig genug definiert sind und im Anschluss aufaggregiert werden. Doch je kleinteiliger, desto größer ist das handhabbare Datenvolumen, was bei der Modellierung Europas nicht nur zu Lasten der Rechenperformance geht, sondern auch die Initialisierung des Modells vor immense Datenanforderungen stellt. Daher ist PRIMES auch nicht so detailliert, wie es bei einem länderspezifischen Modell, wie SAVE, der Fall sein kann. Einfacher ist es, die geforderte Heterogenität hinsichtlich des Entscheidungskriteriums analog der Simulationsmodelle über Marktanteilsfunktionen zu modellieren. Während NEMS insbesondere beim Prozesswärmemodul eher einen sequentiellen Prozess geht im Hinblick auf

⁵⁹ Im Gegensatz zu MARKAL hat bei PRIMES jeder Agent (bzw. Entscheidungsebene) eine eigene Zielfunktion unter Berücksichtigung von verschiedenen Hemmnissen über höhere Diskontierungsraten abgebildet.

die Trennung von SHP- und KWK-Anlagen (vgl. 2.4.3), scheint der Ansatz des CIMS-Modell hier besser geeignet, da dieser es ermöglicht, SHP- und KWK-Anlagen in einem Schritt und in direkten Wettbewerb zueinander treten zu lassen. Daher wird für das Zielmodell von FORECAST bei der Technologiekonkurrenz eine Marktanteilsfunktion gewählt, während bei dem Bestandsmodell die Nutzung der Payback-Acceptance-Kurve beibehalten wird.

Aspekte, die zumindest teilweise in FORECAST aus dem NEMS und dem SAVE Prozesswärmemodulen aufgegriffen werden, sind die Unterteilung der Subsektoren in Verbrauchsprofile und die Einbeziehung von Betriebs- bzw. Volllaststunden, wie es SAVE praktiziert. Doch während NEMS und SAVE eine große Anzahl von KWK-Typen fest definiert, wird das im FORECAST-Zielmodell wesentlich flexibler durch die Einführung von relativen Größenklassen für die verschiedenen Technologietypen gehandhabt (vgl. 3.2.2).

Zwar hat das FORECAST Zielmodell auch viele Möglichkeiten, Hemmnisse abzubilden, durch:

- Höhe der Diskontierungsrate,
- Pfadabhängigkeit des Technologiebestands,
- Einbeziehung von ASC-Parametern zur Abbildung von Zahlungsbereitschaften,
- Steuerung der Preissensitivität über den Logitparameter und
- Einschränkung der Technologieverfügbarkeit nach Jahren, Größen, Subsektoren und teilweise nach Effizienzklassen.

Doch da diese Parameter empirisch schwierig zu belegen sind, wird gleichzeitig ein Fokus auf die Verbesserung der wirtschaftlichen Entscheidung durch größenspezifische Anlagenpreise, verbrauchsspezifische Energieträgerpreise und sektorspezifische Abgabelasten gelegt.

Der spezifischen Abgabelast auf Energiepreise kommt in diesem Modell, aufgrund des Stellenwerts der deutschen EEG-Abgabe, eine besondere Bedeutung zu. Auch weitere deutsche Besonderheiten, wie das KWK-Gesetz und technologiespezifische Subventionen, sollen entsprechend präzise abgebildet werden.

Insgesamt werden sowohl im Gebäudebereich als auch im Prozesswärmemodul detaillierte Vintage-Stock-Modelle notwendig, um die erwarteten Effizienzverbesserungen abbilden zu können. Das FORECAST wird damit als einziges der vorgestellten Modelle Effizienzverbesserung aus dem Gebäudesektor explizit modellieren. Im Prozesswärmemodul sollen sich auch ausgetauschte KWK-Anlagen erneut dem Wettbewerb mit SHP-Anlagen stellen⁶⁰, um so sicherzustellen, dass das Modell in der Lage ist, einen möglichen Rückgang der KWK-Technologien zu erfassen. Die meisten Prozesswärmemodelle fokussieren sich ausschließlich auf den Ausbau der KWK-Technologien und vernachlässigen diesen Schritt.

⁶⁰ Im Gegensatz zum NEMS-Modell.

3 Modellbeschreibung Forecast Industry & Erweiterungen

Das zugrundeliegende Modell dieser Arbeit ist das Bottom-up-Modell FORECAST, welches am Fraunhofer ISI in den letzten Jahren in Kooperation mit IREES und TEP Energy entwickelt wurde. Es besteht aus vier Teilmodellen (vgl. Abb. 5), die jeweils einen Sektor repräsentieren und einzeln ausführbar sind. Der Themenschwerpunkt dieser Arbeit liegt in der Nutzung und Weiterentwicklung des Industrieteilmodells (vgl. 3.2). Daher wird im Folgenden nur auf das Industrieteilmodell eingegangen. Zunächst wird dazu das bestehende Teilmodell (vgl. 3.1) kurz beschrieben und im Anschluss die im Rahmen dieser Dissertation entstandenen Neuentwicklungen vorgestellt (vgl. 3.2).

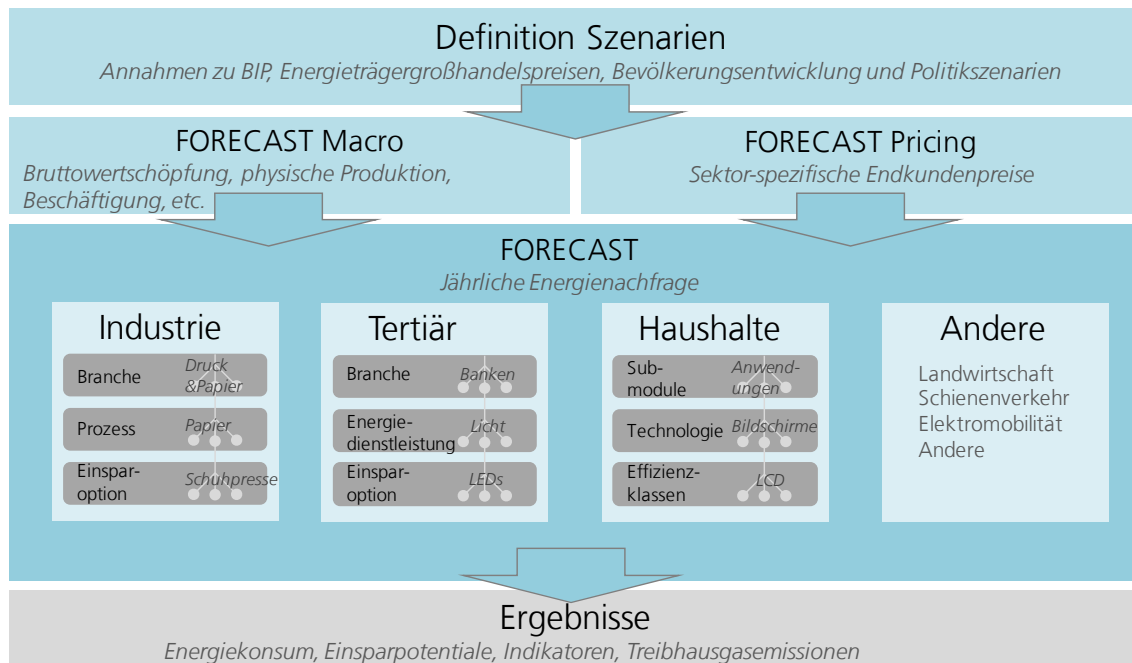


Abb. 5: Modellstruktur von FORECAST (Quelle: www.forecast-model.eu)

3.1 Das bestehende Teilmodell Forecast Industry

Das Teilmodell FORECAST-Industry dient zur Langfristprognose der Energienachfrage bis 2050 in Europa und nutzt dazu einen technologie-spezifischen Bottom-up-Modellierungsansatz, um die Endnachfrage aus den Technologieänderungen und Effizienzgewinnen über die Zeit abzuleiten (Fleiter et al.). Es kann sowohl als Accounting- wie auch als Simulationsmodell genutzt werden. Je nachdem, ob man die Diffusion von Energieeffizienztechnologien exogen vorgibt oder diese unter Berücksichtigung der inkrementell zu tätigen Investitionen und der daraus resultierenden Amortisationsdauer simulieren lässt. Da die Modellerweiterungen sich ausschließlich des Simulationsansatzes bedienen, wird sich im Folgenden darauf beschränkt.

Die hierarchische Teilmodellstruktur wird in Abb. 6 gezeigt. Den energieintensiven Prozessen sind jeweils Einsparoptionen zugeordnet, die je nach verwendeter Statistik⁶¹ und deren Detaillierungsgrad wiederum den entsprechenden Subsektoren zugeordnet werden. Die Summe der Subsektorenenergienachfrage ergibt die gesamte Energienachfrage der Industrie. Zudem existieren Strom-Querschnittstechnologien, die sogenannten CCTels (Licht, Druckluft,

⁶¹ Bei Modellierung der Energienachfrage für Europa ist die Energiestatistik von Eurostat (Eurostat 2010) bzw. bei Fokussierung auf Deutschland die detailliertere Energiestatistik der AGEB relevant (AGEB 2012). Die AGEB-Statistik Aufschlüsselung umfasst dabei mehr Subsektoren als die Aufschlüsselung von Eurostat, wodurch sich die FORECAST-Ergebnisse für Deutschland nach der AGEB bzw. Eurostat-Statistik auf Subsektorebene unterscheiden.

Ventilatoren, Klimatisierung, Pumpen und Motoranwendungen), die in allen Subsektoren zur Anwendung kommen. Je Querschnittstechnologie existieren ebenfalls Einsparoptionen.

Die Berechnungslogik lässt sich vereinfacht in vier Schritte einteilen:

1. Berechnung Referenzfall „Frozen Efficiency“ und Kalibrierung mit der Statistik
2. Berechnung der Diffusion der Einsparoptionen und der daraus resultierenden energetischen Einsparung
3. Berechnung der resultierenden Endenergienachfrage
4. Berechnung der resultierenden Treibhausgas-Emissionen

Während Schritt 1 nur einmal zu Beginn berechnet wird, werden Schritt 2 und 3 jeweils für die Prozesseinsparungen (Prozessmodul, vgl. Abb. 10) sowie für die Strom-Querschnittstechnologien (CCTel-Modul, vgl. Abb. 10) durchlaufen. Im vierten Schritt werden basierend auf den zuvor berechneten energetischen Einsparungen, die resultierenden Treibhausgas-Emissionen berechnet.

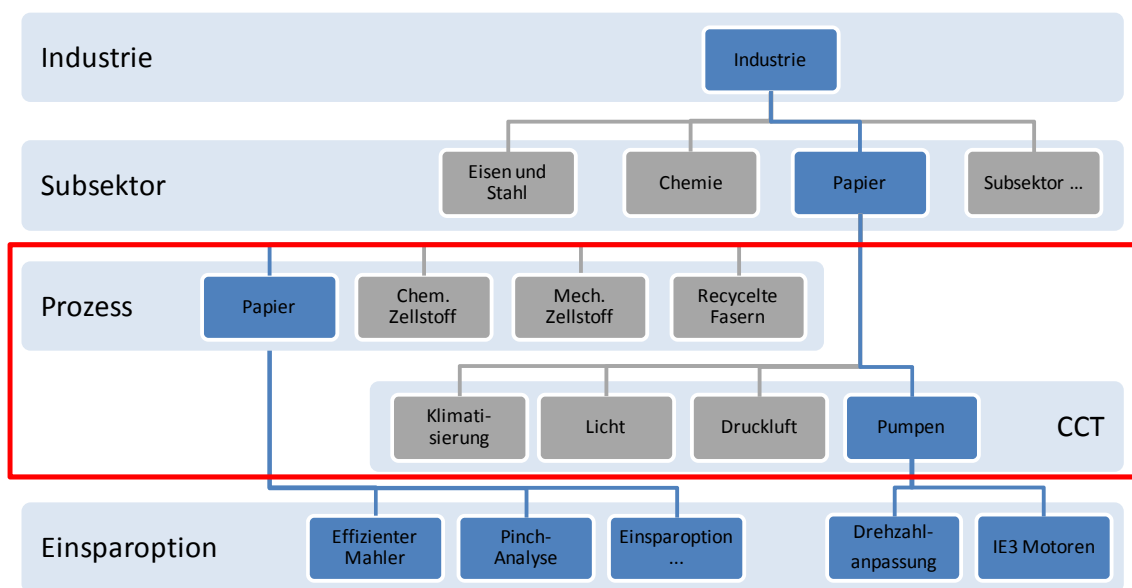


Abb. 6: Hierarchische Struktur vom Teilmodell FORECAST-Industry (Quelle: angelehnt an Öko-Institut e. V.; Fraunhofer ISI 2014)

3.1.1 Berechnung Referenzfall und Kalibrierung mit der Statistik

Die Berechnung des Referenzfalls „Frozen Efficiency“ bildet die spätere Grundlage für die Quantifizierung der erzielten Einsparung eines jeweiligen Szenarios, da hier der theoretische Energieverbrauch berechnet wird, der sich durch veränderte makroökonomische Parameter, wie dem Bruttoinlandsprodukt und den Produktionstonnagen unter Verwendung der Technologie aus dem Basisjahr ergibt. D. h. es gibt keinen technischen Fortschritt.

Hierzu wird zunächst der Bottom-up-Teil der Energienachfrage (ED^{BU}) in GJ für die Zukunft berechnet, der sich aus der Produktionsmenge in Tonnen (IP) und dem spezifischem Energieverbrauch in GJ pro Tonne (SEC) im Basisjahr (t_{By}) für das jeweilige Szenario (Sc), den Prozess (p) und den entsprechenden Jahren (t) des Modellprognosezeitraums ergibt:

$$ED_{p,Sc}^{BU}(t) = IP_{p,Sc}(t) \times SEC_p(t_{By})$$

Da der Bottom-up-Teil die Energienachfrage im Basisjahr zwar größtenteils, aber nicht vollständig erklärt, bedingt durch die Fokussierung auf die energieintensiven Prozesse, wird die Differenz zwischen der statistischen Energienachfrage ($ED^{Statistik}$) und ED^{BU} auf Subsektorebene (b) berechnet, dem sogenannten Top-down-Teil (ED^{TD}). Hierzu muss ED^{BU} über die Prozesse auf Subsektorebene aggregiert werden.

$$ED_{b,Sc}^{TD}(t_{BY}) = ED_b^{Statistik}(t_{BY}) - \sum_p ED_{Sc}^{BU}(t_{BY})$$

$ED_{b,Sc}^{TD}(t_{BY})$ wird über eine Multiplikation mit der relativen BIP-Änderung (ΔBIP) zum Vorjahr und einem Korrelationsfaktor (CRF) über den Prognosezeitraum fortgeschrieben:

$$ED_{b,Sc}^{TD}(t) = \Delta BIP(t) \times CRF \times ED_{b,Sc}^{TD}(t_{BY})$$

Aus der Summe von ED^{BU} und ED^{TD} ergibt sich der Referenzfall „Frozen Efficiency“.

$$ED_{b,Sc}^{FE}(t) = ED_{b,Sc}^{TD}(t) + \sum_p ED_{Sc}^{BU}(t_{BY})$$

Damit erfüllt die Top-down-Berechnung für die Vergangenheit auch gleichzeitig die Kalibrierung mit der gewählten Statistik.

3.1.2 Berechnung der Diffusion der Einsparoptionen und der resultierenden Einsparung

Jedem Prozess sind spezielle Einsparmaßnahmen (EEM) zugeordnet, für die wiederum die Diffusion ($Diff$) in Prozent im Basisjahr hinterlegt ist und das spezifische Einsparpotenzial (SP) in GJ/t. Somit resultiert die absolute Energieeinsparung (ES) in GJ aus folgender Formel:

$$ES_{p,EEM,Sc}(t) = SP_{EEM} \times (Diff_{EEM,p,Sc}(t) - Diff_{p,EEM}(t_{BY})) \times IP_{p,Sc}(t)$$

Die jeweilige Diffusion für die Einsparmaßnahme für die zukünftigen Jahre ergibt sich für das Simulationsmodell aus der Berechnung der Amortisationszeit. In Abhängigkeit von der Länge der Amortisationszeit liegt die Diffusion zwischen den zwei exogen vorgegebenen Diffusionen:

- der autonomen Diffusion
- bzw. der technischen Diffusion (vgl. Abb. 7)

Während die autonome Diffusion einer langsamen, aber stetigen Entwicklung in Richtung Energieeffizienz entspricht, weist die technische Diffusion eine Entwicklung auf, die nur technische Restriktionen (wie z. B. Anlagenlebensdauer) beachtet und Kostenaspekte außen vorlässt.

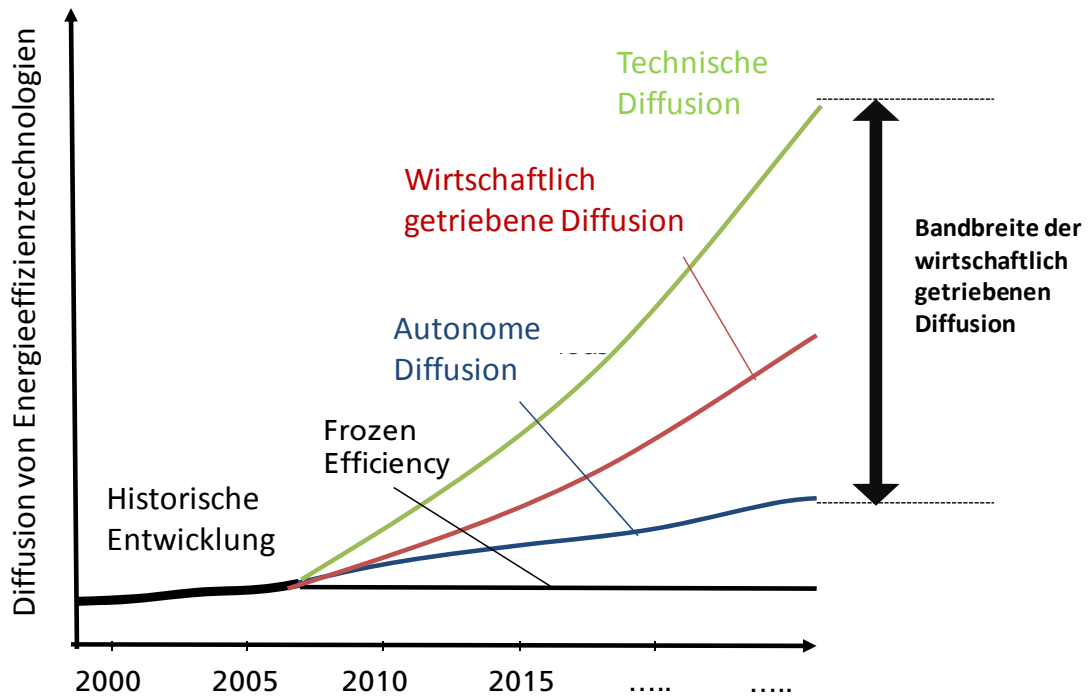


Abb. 7: Illustrative Berechnung der wirtschaftlich getriebenen Diffusion (angelehnt an Fleiter et al. 2013)

Die statische Amortisationszeit (AD) in Jahren (a) entspricht dem Zeitpunkt, ab dem die Rückflüsse der Investition die getätigte Investitionssumme übersteigen. Sie ist daher eher ein Maß für das Investitionsrisiko als für die Rentabilität (vgl. Gabler Wirtschaftslexikon 2014). Sie ist jedoch in Unternehmen als Entscheidungskriterium sehr weit verbreitet bzw. Projekte mit kurzen Amortisationszeiten⁶² werden eher umgesetzt (vgl. Anderson; Newell 2004). Neben der Investitionssumme (C^I) in Euro/t bzw. Euro/pro eingesparte GJ, werden die jährlich eingesparten Energiekosten (C^E), die jährlich eingesparten CO₂-Zertifikate-Kosten (C^{CO_2}) sowie die jährlich laufenden Kosten (C^R) einbezogen. Während die Kosten für Prozesseinsparoptionen in Euro/t und Jahr ausgewiesen werden, sind die Kosten bei Stromquerschnittstechnologie-Einsparmaßnahmen in Euro pro eingesparte GJ und Jahr angegeben.

$$AD_{EEM,Sc}(t) = \frac{C_{EEM,Sc}^I(t)}{C_{EEM,Sc}^E(t) + C_{EEM,Sc}^{CO_2}(t) - C_{EEM,Sc}^R(t)}$$

Mit der Amortisationszeit wird ein Diffusionsparameter berechnet ($Diff^{Parameter}$) unter Nutzung eines logistischen Koeffizienten (β) mit der Einheit 1/a, eines maximalen Diffusionswerts N (maximal 1), bzw. eines Startwerts für den Anteil der technischen Diffusion: $1-f(0)$. Diese Formel basiert auf logistischen Wachstumsmodellen und wird genutzt, um die Heterogenität des Industriesektors sowie die fehlende Informationstransparenz abzubilden (vgl. Geroski 2000):

$$Diff_{EEM,Sc}^{Parameter}(t) = 1 - \frac{N}{1 + \frac{N - f(0)}{f(0) \times e^{-\beta \times AD_{EEM,Sc}(t)}}$$

Je geringer die Amortisationszeit (AD), desto mehr nähert sich $Diff^{Parameter}$ eins an und führt in der Folge zu einer wirtschaftlich bedingten Diffusion ($Diff^{Ekon}$), die nahe oder gleich der technischen Diffusion ($Diff^{Tech}$) ist:

⁶² Das Energienachfragemodell NEMS (vgl. 2.4.3) nutzt Payback-Acceptance-Kurve, so werden im Motorenmodell nur Motoren ausgewechselt, wenn die Amortisationszeit nicht mehr als vier Jahre beträgt (EIA 2013b).

$$Diff_{EEM,Sc}^{\text{Ökon}}(t) = Diff_{EEM,Sc}^{\text{Auto}}(t) + \left(Diff_{EEM,Sc}^{\text{Tech}}(t) - Diff_{EEM,Sc}^{\text{Auto}}(t) \right) \times Diff_{EEM,Sc}^{\text{Parameter}}(t)$$

Da das bestehende Industrie-Teilmodell nur inkrementelle Investitionen von Effizienzmaßnahmen im Vergleich zu konventioneller Technologie betrachtet, lässt das Teilmodell implizit nur Investitionen zu, wenn die Entscheidung über das Ersetzen von installierter Technologie ansteht (vgl. Öko-Institut e. V.; Fraunhofer ISI 2014). D. h. der vorzeitige Austausch von Technologien ist ausgeschlossen. Ein möglicher Zusatznutzen, wie die Erhöhung der Kapazitäten oder der Reduzierung der Durchlaufzeit von einer bestehenden Anlage durch den Einsatz von neueren effizienteren Technologien, wird hierbei nicht in der Kostenberechnung berücksichtigt, stattdessen wird dieser indirekt über die Annahme einer höheren autonomen Diffusion abgebildet, da diese Investitionen nicht nur aus Effizienzgesichtspunkten sinnvoll sind, sondern gegebenenfalls durch die Wettbewerbssituation im Markt erzwungen werden und daher die Diffusion schneller vorstättgeht.

3.1.3 Berechnung der resultierenden Endenergienachfrage

Durch die Aufsummierung der resultierenden Einsparmaßnahmen und der Subtraktion vom Referenzfall „Frozen Efficiency“ ergibt sich die neue resultierende Endenergienachfrage in GJ je Subsektor:

$$ED_{Sc,b,Sc}(t) = \sum_b ED_{S,Sc,b,Ec}^{FE}(t) - \sum_{EEM=1}^n ES_{Sc,p,EEM,Ec}^{\text{Process}}(t)$$

Dieser Schritt wird sowohl für das Prozess- als auch für das CCTel-Modul durchgeführt.

Die Diffusion der CCTel-Einsparoptionen berechnet sich analog der Prozesseinsparoptionen mit dem Unterschied, dass CO₂-Preise keine Rolle spielen, da im CCTel-Modul nur der Energieträger Strom betrachtet wird⁶³.

Wobei der Ablauf sequentiell ist, sodass energetische Einsparungen aus dem Prozessmodul die Stromnachfrage, die Ausgangspunkt für das CCTel-Modul ist, bereits mindern können (vgl. Abb. 8).

Nach Berücksichtigung der energetischen Einsparungen der Stromquerschnittstechnologien (ES^{CCTel}) resultiert $ED^{afterCCTel}$.

3.1.4 Berechnung der Treibhausgas-Emissionen

Nach Berechnung des Referenzfalls „Frozen Efficiency“ lässt sich durch die Multiplikation mit dem Emissionsfaktor (EF) in tCO₂/GJ pro Energieträger (ec) die Gesamtemission (CO_2E) für den Referenzfall „Frozen Efficiency“ in tCO₂ berechnen. Zu beachten ist jedoch, dass sich die Prozessemissionen aus der direkten, bzw. bei Strom indirekten, Energieumwandlung der verbrauchten Energieträger sowie den direkten Prozessemissionen (CO_2EFP) zusammensetzen. Die direkten Prozessemissionen, wie z. B. Methan (CH₄) oder Distickstoffoxid (N₂O), werden dabei in tCO₂-Äquivalente pro produzierte Tonne angegeben und hängen direkt von der Produktionsmenge (IP) ab.

$$CO_2E_{Sc}^{FE}(t) = \sum_b \sum_{ec} (ED_{b,Sc,Ec}^{FE}(t) \times EF_{Ec}(t)) + \sum_p (IP_p(t) \times CO_2EFP_p(t))$$

In dieser Formel ist bereits die Erweiterung des Bestandsmodells um die Energieträger berücksichtigt, die erst mit dieser Arbeit vorgenommen wird (vgl. 3.1.5).

Während sich die Treibhausgasemissions-Einsparungen bei den Querschnittstechnologien und allen später vorgestellten neuentwickelten Modulen sehr einfach durch die Multiplikation der

⁶³ Im Fall von Strom ist der CO₂-Preis bereits im Strompreis abgebildet.

eingesparten Energie mit den Emissionsfaktoren der Energieträger berechnen lassen, gestaltet sich die Berechnung der eingesparten Treibhausgasemissionen ($SPCO_2$) bei den Prozessen aufgrund der prozessbedingten Emissionen etwas komplexer. Einige der Einsparmaßnahmen (EEM) beziehen sich auch oder ausschließlich auf die prozessbedingten Emissionen (sp^{CO_2EFP}). Diese fließen in die Berechnung der Amortisationsdauer über die Berücksichtigung der entsprechenden CO_2 -Kosten mit ein.

Da die prozessbedingten Emissionen von der produzierten Menge abhängen, muss diese auch auf Prozessebene berechnet werden und kann erst im Anschluss daran auf Subsektorebene aggregiert werden:

$$SPCO_{2Sc}(t) = \sum_p [((SP_{EEM} \times EF_{Ec}(t)) + SP_{EEM}^{CO_2EFP}) \times (Diff_{EEM,Sc}(t) - Diff_{EEM}(t_{BY})) \times IP_{p,Sc}(t)]$$

3.1.5 Erweiterung des bestehenden Teilmodells

Um das Modell als Grundlage dieser Dissertation zu nutzen, wird das bestehende Teilmodell bzw. die bestehenden Modellmodule um weitere Energieträger erweitert, da zuvor nur die Unterscheidung zwischen Strom und Brennstoffen stringent im kompletten Modell bestand. Hierzu werden dreizehn weitere Energieträger definiert (vgl. Appendix Tab. 1). Da jedoch die spezifischen Einsparpotenziale (SP_{EEM}) für die Prozess-Einsparmaßnahmen (EEM) nur für Strom bzw. Brennstoffe pro produzierte Tonne in GJ vorliegen, wird vereinfacht angenommen, dass sich die Brennstoffeinsparungen auf die dreizehn definierten Brennstoffe entsprechend des statistischen Brennstoffsplits des Subsektors im Basisjahr aufteilen. Um diese Detailtiefe im Modellverlauf beizubehalten, bzw. um die Erweiterung des Modells zu vereinfachen, wird das bestehende Teilmodell im Rahmen dieser Arbeit in einer neuen Umgebung entsprechend der bestehenden Berechnungslogik neu programmiert.

3.2 Neuentwicklungen Forecast Industry

Ziel dieser Arbeit ist es, die Gasnachfrage genauer zu untersuchen, um Aussagen über die zukünftige Entwicklung für ein gegebenes Szenario machen zu können. Da Gas in der Industrie insbesondere zur Wärmebereitstellung genutzt wird, wird das bestehende Teilmodell insbesondere um das Wärmemodul erweitert.

Abb. 8 stellt die Berechnungslogik des bestehenden Teilmodells illustrativ dar: Nach Kalibrierung mit der Statistik wird im Prozessmodul für den Bottom-up-Anteil, den energieintensiven Prozessen, die energetische Einsparungen berechnet (vgl. 3.1.2). Nach Verrechnung mit dem vorherigen Gesamtverbrauch wird anschließend nur der verbleibende Stromverbrauch im CCTel-Modul betrachtet. Die dort erzielten Stromeinsparungen werden erneut mit dem Gesamtergebnis verrechnet.

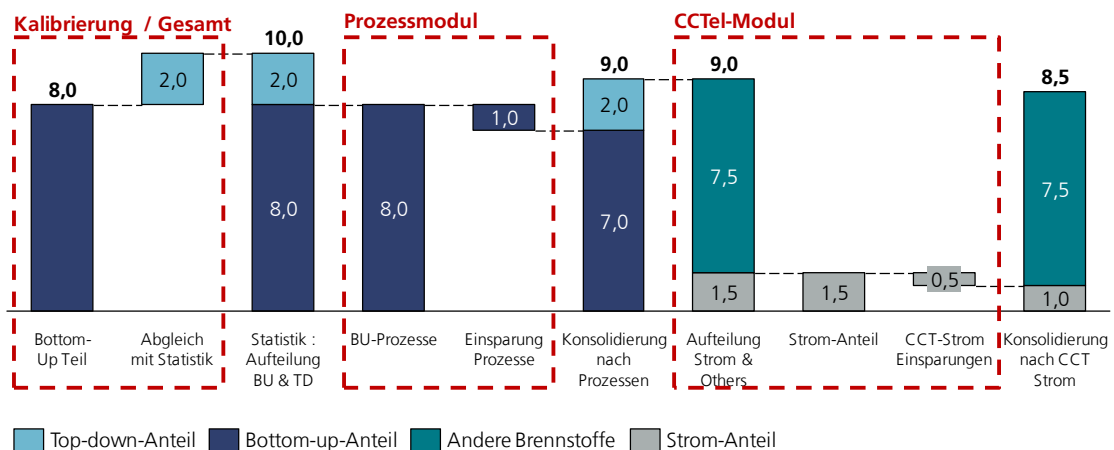


Abb. 8: Illustrative Darstellung der Berechnungsreihenfolge des FORECAST-Industry Teilmodells

Um aufbauend auf diesen Ergebnissen die Wärmenachfrage zu berechnen, ist es notwendig, den verbleibenden Brennstoffverbrauch auf die Wärmebereitstellung und andere Anwendungen aufzuteilen. Dem Wärmebereitstellungsanteil wird im zweiten Schritt zusätzlich noch ein Temperaturniveau zugeordnet, da es im Allgemeinen vom Temperaturniveau abhängt, ob die Prozesswärme durch prozessübergreifende KWK⁶⁴- und SHP⁶⁵-Technologien bereitgestellt werden kann oder nicht. Bis maximal 500 Grad ist es möglich⁶⁶, diese per KWK-Anlagen bereitzustellen, für darüber hinausgehende Prozesstemperaturen sind die Anforderungen sehr prozessspezifisch und erfordern spezielle, teilweise kundenspezifische Technologien, die in diesem hier gewählten Modellierungsansatz aufgrund der vorherrschenden Heterogenität und Komplexität nicht mehr abbildbar sind.

Zwar wird im Folgenden jeweils die Subsektor-Ebene betrachtet und nicht, wie zuvor im Prozessmodul, die Prozessebene – doch wird bei der Herleitung der Temperaturverteilung die Prozessebene als Startpunkt gewählt, da zum einen nur sehr begrenzte Informationen über die genaue Temperaturverteilung innerhalb der Subsektoren vorliegen und zum anderen das mit dem Vorteil verbunden ist, dass sich die Temperaturniveauverteilung bei Strukturänderungen innerhalb eines Subsektors über den Prognosezeitraum automatisch anpasst.

Bisher wird diese Abschätzung der Aufteilung auf Wärmebereitstellung und andere Anwendungen sowie die Abschätzung der Temperaturniveaus anhand von technologischen Analysen und Literaturlauswertungen auf Prozessebene gemacht und auf Subsektorebene hochaggregiert. Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass auf Prozessebene bessere Abschätzungen getroffen werden können aufgrund der zumindest teilweise verfügbaren Informationen.

Da der Bottom-up-Teil mit den energieintensiven Prozessen einen großen Teil der Prozesswärmenachfrage abbildet, aber nicht zwangsläufig den größten Teil der Nachfrage nach Raumwärme, wird in einem Gebäudemodell die Netto-Raumwärmenachfrage gesondert modelliert. Das hat den Vorteil, dass Dynamiken, wie Energieeffizienzrichtlinien im Gebäudesektor bzgl. der Gebäudedämmung, besser abgebildet werden können und die resultierenden Effekte durch dieses Teilmodell quantifizierbar werden. Der verbleibende Top-down-Anteil wird nicht außen vorgelesen, sondern unter Berücksichtigung der sich aus der Aggregation der Prozesse und der Raumwärme ergebenden Prozesswärme- und Temperaturanteile, ebenso auf Subsektorebene Temperaturanteile zugewiesen. Die Herleitung der Temperaturniveaus aus diesen drei Blöcken ist nochmals in Abb. 9 illustriert.

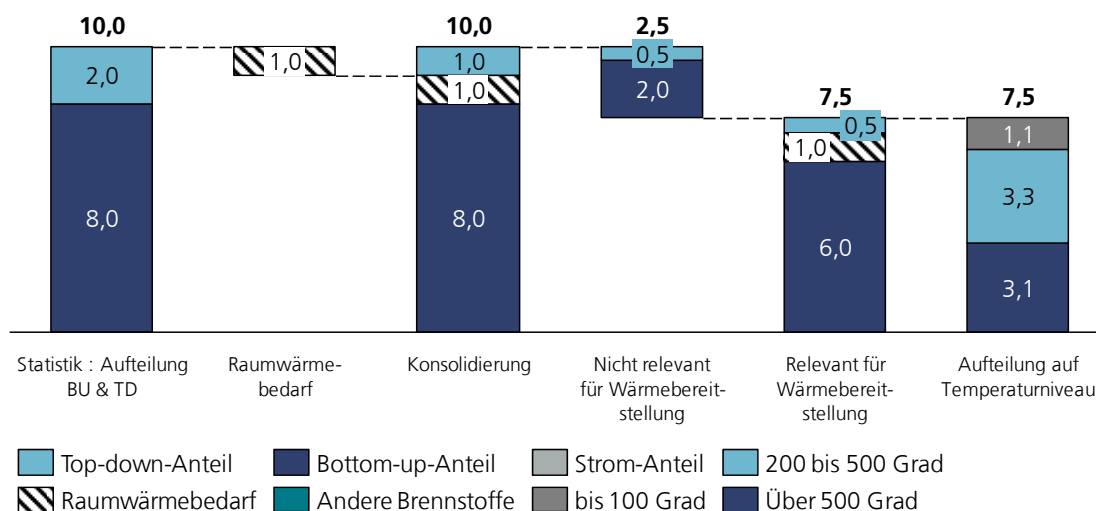


Abb. 9: Illustrative Darstellung: Herleitung der Temperaturniveaus für den für die Wärmebereitstellung relevanten Brennstoffbedarfs

⁶⁴ Kraft-Wärme-Kopplung

⁶⁵ Single Heat Production / Getrennte Wärmeerzeugung

⁶⁶ Dampfturbinen, Gasturbinen, GuD-Heizkraftwerk sowie Brennstoffzellen sind in der Lage Temperaturen bis 500 Grad bereitzustellen (vgl. BKWK 2011).

Während das Gebäudemodell nur die Netto-Wärmenachfrage bottom-up herleitet, werden weitere Module benötigt, um diese Netto-Wärmenachfrage mit Technologien zu hinterlegen, sodass die Bruttowärmenachfrage vorhersagbar wird.

Hierzu wurden das Raumwärme- und das Prozesswärmemodul entwickelt. Während das Raumwärmemodul nur die Technologieauswahl für den Anteil an Raumwärme vornimmt, der getrennt von der Prozesswärme bereitgestellt wird, trifft das Prozesswärmemodul die Technologieauswahl für die Wärmebereitstellung bis 500 Grad, also auch der Raumwärme, die gemeinsam mit der Prozesswärme bereitgestellt wird. Für die Prozesswärme über 500 Grad wird zumindest untersucht, ob ein Energieträgerwechsel möglich ist. Hierbei geht es auf Makroebene weniger um Energieeinsparungen, sondern vielmehr um die Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen. Aus Unternehmenssicht spielen bei einem Energieträgerwechsel hingegen eher Kosten- oder Imagegesichtspunkte eine Rolle.

Damit ergibt sich für das Industrie-Teilmodell die in Abb. 10 dargestellte Gesamtstruktur. Während die Module als Input teilweise nur eine Teilmenge der Gesamtenergienachfrage nutzen, können die resultierenden Einsparungen am Ende von der Gesamtenergienachfrage abgezogen werden. Die Reihenfolge der Module ist jedoch fest implementiert. Daher reduzieren energetische Einsparungen in einer Vorstufe das maximale Einsparpotenzial von Folgemodulen. Das bedeutet besser isolierte Gebäude reduzieren das absolute Einsparpotenzial von effizienteren Heizungen.

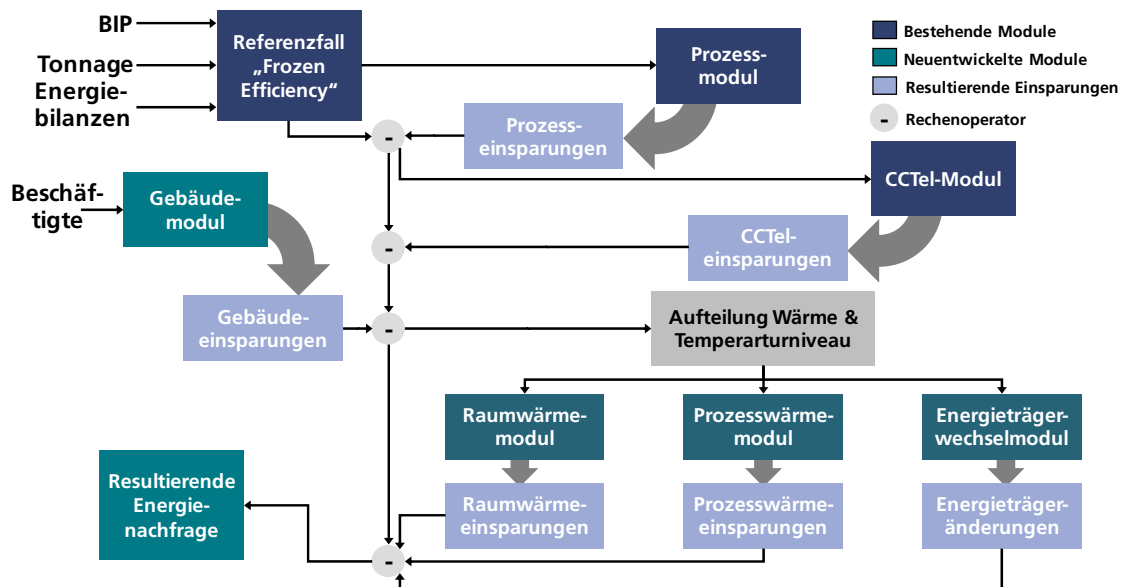


Abb. 10: Gesamtkonzept - erweitertes Energienachfrage-Teilmodell FORECAST INDUSTRY (eigene Darstellung)

Hinweise zur Implementierung

Im Rahmen dieser Arbeit wird, wie bereits erwähnt, der Quellcode des Teilmodells FORECAST INDUSTRY entsprechend einer neuen Programmierlogik neu aufgesetzt und in die FORECAST-Modellstruktur (vgl. Abb. 5) integriert.

Hauptziel dieses Vorgehens ist es, die Schnittstellen zu den anderen Teilmodellen zu vereinheitlichen und eine gemeinsame Plattform für alle Teilmodelle zu schaffen. In diesem Zuge wird das Industrie-Teilmodell modularisiert, um die Voraussetzungen für die in dieser Arbeit beschriebenen und zukünftigen Erweiterungen zu schaffen.

Hauptkern der neuen Logik ist die Vereinheitlichung der Eingangstabellen, die sich durch ID-Spalten und Werte-Spalten auszeichnen. Dadurch ist es möglich Standardoperatoren zu definieren, die es den Modellierern erlauben, Tabellen zu verknüpfen, ohne hierzu eine Vielzahl von Schleifen im Quellcode implementieren zu müssen.

Die Standardoperatoren erkennen automatisch die ID-Spalten der zu verknüpfenden Tabellen und kombinieren jeweils nach vordefinierten Rechenvorschriften die entsprechenden Spalten. Dieses Vorgehen ermöglicht relativ einfach die Detailtiefe des Modells durch entsprechendes Hinzufügen einer zusätzlichen ID-Spalte in den jeweiligen Eingangstabellen zu erhöhen. Ohne diese Standardoperatoren, die wie ein Pseudo-Code genutzt werden, müsste in jeder Schleifenberechnung die zusätzliche ID beim Durchlauf der Schleife berücksichtigt werden.

Mittlerweile verfügt das Modell über eine Vielzahl von Standardoperatoren, wobei der einfachste sicherlich eine einfache Addition ist:

```
Build("Calculated_TotalAnnual_SpecificCost_Process_PRE")=
Operators.Add({"Calculated_RunningCost_Process",
"Calculated_Annuity_SpecificInitialExpenditures_Process"})
Build.Unit = "Euro/t a"
Build.Write = writesTableToDatabase
```

Hierbei werden zwei Tabellen zu einer neuen zusammengefügt. In der Realität sind die wenigsten Berechnungsschritte so einfach, da insbesondere im Industriebereich die Daten nicht in der Form vorliegen, wie man sie im Idealfall benötigt. Zudem sind bei der Nutzung dieses Operators noch einige Restriktionen zu beachten, auf die hier nicht im Detail eingegangen werden soll.

Es ist ausreichend zu wissen, dass die Standardoperatoren die Kombinatorik von Tabellen auf eine sehr elegante und relativ einfach Weise ermöglichen und erst dadurch die Möglichkeit geschaffen wird, die im Folgenden beschriebene Detailtiefe der Implementierung zu erreichen.

Im Allgemeinen wird sequentiell gerechnet, d. h. eine Tabelle für den gesamten Prognosezeitraum nach der anderen. Aber es besteht auch die Möglichkeit Kreise zu definieren, d. h. die Tabellen werden weiterhin sequentiell berechnet, aber jeweils nur für ein Jahr. D. h. nach Initialisierung eines Kreises wird im ersten Durchlauf das erste Jahr komplett berechnet, um im Anschluss daran, den Kreis erneut zu durchlaufen zur Berechnung des zweiten bzw. der nächsten Jahre. Erst mit dem Erreichen des Endjahres wird die Kreisberechnung abgeschlossen. Die Kreisrechnungen sind Grundlage für alle hier implementierten Bestandsmodellen (vgl. 3.2.1, 3.2.2 und 3.2.3), da der Bestand Grundlage für den Abriss oder Austausch des Folgejahres ist. Insgesamt sind diese Rechnungen sehr zeitintensiv, insbesondere wenn die Datenmenge aufgrund der Detailtiefe recht groß ist.

Die Datenmenge hängt von der Anzahl IDs und deren Anzahl der Ausprägungen ab, so weist das später beschriebene Gebäudemodell (vgl. 3.2.1) 2240 Zeileneinträge pro Land auf:

$$\begin{aligned} &2240 \text{ Zeileneinträge} \\ &= 14 \text{ Subsektoren} \times 2 \text{ Gebäudetypen} \times 16 \text{ Altersklassen} \\ &\quad \times 5 \text{ Modernisierungsstatus} \end{aligned}$$

Wenn Relationen zwischen den einzelnen IDs bestehen, ist es nicht zwingend, dass jede zusätzliche ID zu einer größeren Datenmenge führt. Das wäre z. B. der Fall, wenn für sieben Subsektoren nur ein Gebäudetyp in Frage kommt, und für die anderen Subsektoren jeweils der andere. Das würde in diesem Fall gegenüber der obigen Beispielsrechnung zu einer Halbierung der Datenmenge führen.

FORECAST ist in der Entwicklungsumgebung Microsoft Visual Studio implementiert und nutzt Visual Basic.NET als Programmiersprache. Ergebnisse werden in Microsoft Access-Datenbanken geschrieben.

3.2.1 Das Gebäudemodell

Obwohl der Raumwärmebedarf für ungefähr 10 % des Endenergieverbrauchs der europäischen Industrie steht (EUROSTAT 2006) und Studien aus dem Haushalts- bzw. dem Dienstleistungssektor darauf hinweisen, dass dort signifikante Einsparungen möglich sind, wird

der Industriesektor in vielen dieser Studien unbeachtet gelassen, mit dem Hinweis auf fehlende Gebäudedaten (vgl. Connolly et al. 2013, Economidou et al. 2011). Die größte Herausforderung ist daher, trotz mangelnder Datenverfügbarkeit, einen Weg zu finden, die Potenziale möglichst präzise abzuschätzen. Im Rahmen dieser Arbeit wird hierzu ein Modul entwickelt und implementiert, das in Kombination mit dem Raumwärmemodul (vgl. 3.2.3) für ein gegebenes Szenario bereits zur ersten europaweiten Abschätzung der Einsparpotenziale im Gebäudebereich des Industriesektors genutzt wird (vgl. Biere et al. 2014). Das Modul hat nicht nur den Anspruch, die Potenziale zu quantifizieren, sondern Ziel dieses Moduls ist es, den Netto-Raumwärmebedarf der Industrie in Abhängigkeit von makroökonomischen Treibern, wie der BIP-Entwicklung, der Entwicklung der Gebäudeeffizienz bzw. der Bestandsumwälzung zu ermitteln. Hierzu wird ein Bottom-up-Bestandsmodell-Ansatz gewählt, um über die Zahl der Beschäftigten innerhalb eines Subsektors die Gebäudenachfrage für alle Jahre herzuleiten und damit die Gebäudenachfrage an die makroökonomische Entwicklung zu koppeln. Die Vintage-Bestandsmodellierung erlaubt die Unterscheidung verschiedener Altersklassen („vintages“) und des jeweiligen Modernisierungsstatus und ist Voraussetzung für die detaillierte Abbildung einer Bestandsumwälzung. Erst dadurch lassen sich dezidierte Szenarien erstellen, deren Sensitivitätsrechnungen Rückschlüsse für ein besseres Verständnis der Dynamiken im Gebäudebereich erlauben.

In der Zwischenzeit ist das Modell FORECAST INDUSTRY weiter gewachsen und eine alleinige Kombination mit dem Raumwärmemodul ist zwar weiterhin möglich, aber nicht mehr zwingend. Mit der Entwicklung des Prozesswärmemoduls (vgl. 3.2.2) kann nun ein Teil der Raumwärme über die Technologie der Prozesswärme gedeckt werden. Zudem wurde das Gebäude- bzw. Raumwärmemodul seit der Veröffentlichung weiter optimiert, daher entspricht die folgende Beschreibung dem neusten Stand und weicht in Teilen von der Veröffentlichung ab.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ausschließlich Deutschland betrachtet. Hier gibt es erste Studien, die sich ausschließlich mit der Energieeffizienz von Hallengebäuden (über den Industriesektor hinaus) befassen (vgl. Rosenkranz et al. 2011) und wichtige Daten erhoben haben, die in dieses Modul eingeflossen sind (vgl. 4.2.2). Rosenkranz et al. quantifizieren in ihrer Studie den Gesamthallenbestand in absoluten Zahlen (zwischen 280.000 und 360.000 mit den Baujahren 1960 bis 2009) und die Summe der Nutzfläche und ermitteln daraus ein mögliches Einsparpotenzial von 57 bis 64 % bei vollständiger energetischer Ertüchtigung des Bestands.

Im Vergleich zu Rosenkranz et al. besteht die Stärke des FORECAST-Gebäude-Moduls darin, dass es eingebettet in die FORECAST-Umgebung ist und damit Annahmen über die Makroentwicklung mitberücksichtigt. Zwar beinhaltet das Modell ebenfalls keine Wirtschaftlichkeitsrechnung, doch wird der Gebäudebestand inklusive seiner Restriktionen zur Trägheit über die Jahre modelliert und erlaubt deshalb Aussagen über die Entwicklung der Nettowärmenachfrage und die Auswirkungen bestimmter Annahmen oder politischer Einflussnahmen. Im Vergleich zu Gebäudemodellen im Haushaltssektor ist der Detaillierungsgrad (vgl. Elsland et al. 2013) geringer, doch dies liegt an der unzureichenden Datenlage. So enthält z. B. die europäische Gebäudetypologie-Datenbanken „Tabula“ (IWU 2014) für den Industriesektor keine Daten. Während sie für Wohngebäude sehr umfangreich ist. Andere Bottom-up Modelle, wie z. B. das NEMS (vgl. 2.4.3), modellieren die Entwicklung der Raumwärme zwar in einer gesonderten Gebäudekomponente, jedoch nicht als Gebäudebestandsmodell, sondern als Fortschreibung der Raumwärmennachfrage aus dem Basisjahr in Abhängigkeit zu der Wachstumsrate der Beschäftigten und der Produktionsmenge (EIA 2013b). D. h., zwar ist der Raumwärmebedarf an die makroökonomische Entwicklung gekoppelt, jedoch besteht keine Möglichkeit eine Verbesserung der Gebäudehülle abzubilden.

Im FORECAST-Gebäudemodul werden ebenfalls nicht die einzelnen Gebäude modelliert. Stattdessen nutzt das Modul die beheizte⁶⁷ Gebäudefläche in Quadratmeter in der folgenden Granularität:

- nach Gebäudetyp (Büros und Produktionsgebäude): *bt*,

⁶⁷ Bei Produktionsbetrieben kann die beheizte Gebäudefläche signifikant von der Gesamtfläche abweichen, so ermittelt Rosenkranz et al. bei Fabrik- und Werkstatgebäuden eine mittlere Heizquote von 79 %.

- nach Subsektoren (14 Wirtschaftszweige entsprechend der AG-Energiebilanz (AGEB)): b ,
- nach Gebäudealtersklassen (16 Altersklassen, in 10 Jahresschritten von 1900 bis 2050): bas ,
- nach Modernisierungsklassen (5), d. h. der Zeitpunkt der ersten Modernisierung: r .

Insbesondere das Gebäudealter und der Modernisierungsstatus sind wichtige Parameter zur Abbildung der Bestandsumwälzung und Effizienzverbesserung.

Abb. 11 zeigt die fünf Hauptberechnungsschritte des Gebäudemodells zur Berechnung des Raumnutzwärmebedarfs der Industrie. Diese werden im Folgenden beschrieben.

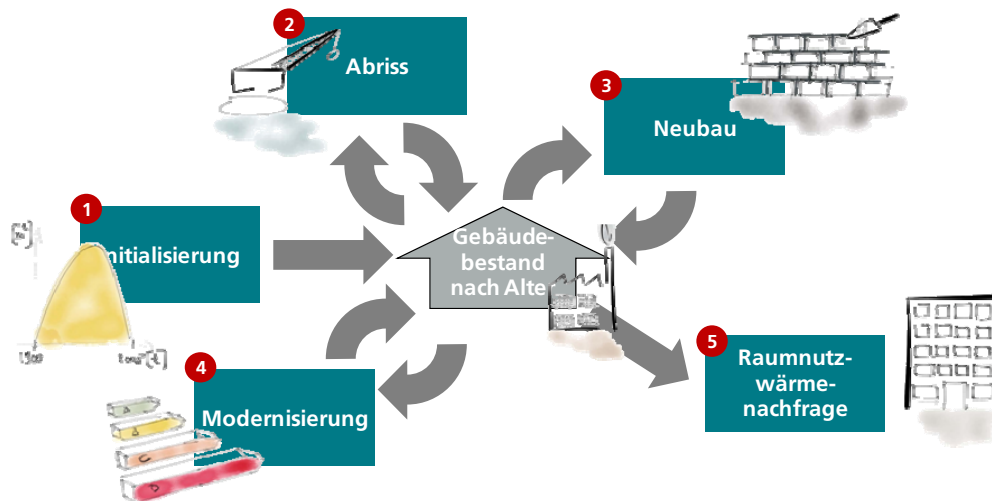


Abb. 11: Berechnungsschritte des Gebäudemoduls zur Herleitung der Netto-Raumwärmenachfrage

Initialisierung (1)

Die Initialisierung eines Bestandsmodells ist einer der wichtigsten Schritte in der Bestandsmodellierung, da der Bestand aufgrund der Systemträgheit nicht nur die zukünftige Nachfrage beeinflusst, sondern auch die zukünftigen Einsparungen, die sich z. B. aus der Differenz zwischen dem neuen und dem abgerissenen Bestandsgebäude ergibt, nach oben begrenzt. Denn je effizienter der Startbestand, desto geringer sind die zukünftigen möglichen Einsparungen. Daher muss es das Ziel sein, den Startbestand möglichst präzise zu initialisieren, um der Realität möglichst nahezukommen. Hier jedoch liegt die Hauptschwierigkeit bei der Modellierung des Industriesektors.

Da im Gegensatz zu Wohngebäuden keine Daten für Industriegebäude vorliegen, muss der Gebäudebestand für das Startjahr des Bestandsmodells anderweitig initialisiert werden. Hierzu müssen die Gebäudegesamtflächen (TS) in qm nach Subsektor (b) und Gebäudetyp (bt) und im Anschluss daran die Altersstruktur (as) für das Startjahr (t_{BY}) berechnet werden. Es wird angenommen, dass im Startjahr die TS mit der Nachfrage nach Flächen übereinstimmt, d. h., es gilt für die Gebäudeflächennachfrage (TSD) Folgendes:

$$TS_{b,bt}(t_{BY}) = TSD_{b,bt}(t_{BY}) = SPPE_{b,bt} \times (EMPL_b(t_{BY}) \times EMPLSP_{b,bt})$$

$SPPE$ entspricht dem Flächenbedarf in qm pro Beschäftigtem, $EMPL$ der Anzahl der Beschäftigten und $EMPLSP$ der prozentualen Aufteilung zwischen Angestellten und Arbeitern (blue & white collar worker) zur Zuteilung der Beschäftigten auf die Büroflächen bzw. die Produktionsflächen.

Im nächsten Schritt wird die errechnete Fläche auf die Gebäudealtersklassen aufgeteilt – und da dem Autor keine verfügbaren Daten bekannt sind, wird hier angelehnt an Hirzel (vgl. Hirzel;

Plötz, P., Obergföll, B.) eine Verteilungsfunktion genutzt, um das Fehlen der Daten zu überwinden. Eine zunächst genutzte Lognormalverteilung, hergeleitet aus den Gebäudedaten von Wohngebäuden (vgl. ODYSSEE) zur Modellierung der Altersstruktur erwies sich nach der Exogenisierung der Abrissrate als nicht praktikabel. Das Problem hierbei ist, dass es bei Wohnbauten aufgrund des zweiten Weltkrieges und des nachfolgenden Wiederaufbaus und Bevölkerungswachstums zu erhöhten Bautätigkeiten kam und diese Gebäude größtenteils noch heute bestehen. Bei Industriegebäuden wird im Allgemeinen von geringeren Lebensdauern ausgegangen (vgl. Rosenkranz et al. 2011), sodass es bei einer ähnlichen Altersstrukturverteilungsannahme im Basisjahr zu unrealistisch hohen Abrissraten in den ersten Jahren des Modelllaufs aufgrund der geringeren Lebensdauer kommt.

Daher wird zur Initialisierung eine Weibullverteilung gewählt. Die zweiparametrische Weibull-Verteilung wird im Allgemeinen zur Modellierung von Lebensdauern und Ausfallhäufigkeiten genommen (vgl. Wilker 2010). Der Grund hierfür ist, dass sie in der Lage ist, altersabhängige Ausfallraten zuzulassen. Damit lässt sich abbilden: Je älter ein Gebäude ist, desto wahrscheinlicher ist es, dass es abgerissen wird.

Der Formparameter k ist hierbei ein Maß für die Streuung der Ausfallzeit und der Lageparameter γ der Kehrwert der angenommenen durchschnittlichen Lebenszeit. Die Wahl des Formparameters k erfolgt aufgrund von fehlenden empirischen Daten nach umfangreichen Sensitivitätsanalysen (vgl. 4.2.2).

Ein Sonderfall der Weibullverteilung ist die Exponentialverteilung. Hier ist der Formparameter k gleich eins und fällt damit implizit weg, dadurch ist die Ausfallwahrscheinlichkeit über alle Altersklassen konstant.

Um die Altersstruktur im Startjahr zu berechnen, wird die Überlebenswahrscheinlichkeit der Weibullverteilung und die implizite Annahme genutzt, dass zwischen 1900 und dem Startjahr jeweils die gleiche Gebäudefläche pro Jahr entstanden ist. Die Überlebenswahrscheinlichkeit determiniert mit welcher Wahrscheinlichkeit die in den jeweiligen Jahren errichtete Fläche im Startjahr (t_{BY}) noch besteht. Der resultierende prozentuale Anteil am Gesamtbestand (TS) ergibt sich durch die Division der Summe über alle Überlebenswahrscheinlichkeiten (vgl. Abb. 12). Eine anschließende Klassierung der Baujahre in jeweils Zehnjahres-Baujahresaltersklassen (bas) dient nur der Reduzierung der Datenmenge auf ein handhabbares Niveau:

$$TS_{b,bt,bas}(t_{BY}) = \frac{e^{-(\gamma \times (t_{BY}-t))^k}}{\sum_{t=1900}^{t=t_{BY}} e^{-(\gamma \times (t_{BY}-t))^k}} \times TS_{b,bt}(t_{BY})$$

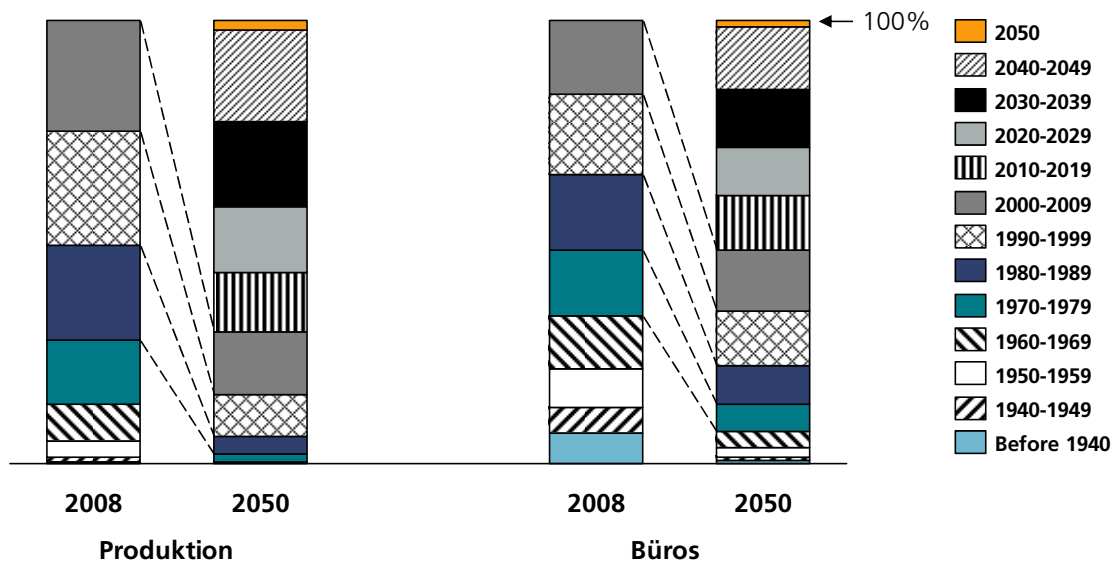


Abb. 12: Schematische Darstellung der Gebäudealtersklassenentwicklung für Produktions- und Bürogebäude von 2008 bis 2050 (Quelle: Eigene Berechnung, FORECAST INDUSTRY)

Nach Ermittlung der Gesamtfläche TS in qm nach der Altersstruktur, nach Gebäudetyp und Subsektor, wird allen Kombinationen der Modernisierungsstatus „unrenoviert/unbekannt“ zugeordnet, um im späteren Verlauf die Auswahl der zu renovierenden Flächen zu kontrollieren bzw. um einen Abriss nach gerade durchgeführter Modernisierung zu unterbinden.

Die Raumnutzwärmenachfrage ($UHED$) lässt sich bereits hier für das Startjahr berechnen, durch die Multiplikation der Gesamtfläche $TS_{b,bt,bas}(t_{BY})$ mit dem exogen vorgegebenen spezifischen Nutzwärmebedarf ($SUHD$) nach Gebäudetyp, Gebäudealtersklasse und Modernisierungsklasse. Der $SUHD$ kann für zukünftige Gebäudealtersklassen bzw. -kohorte szenariospezifisch festgelegt werden und zum Beispiel eine strikte Umsetzung der Europäischen Energy Performance Building Directive (EPBD) abbilden.

Für die $SUHD$ -Werte für bestehende Gebäudealtersklassen ist bereits in den Werten die Modernisierung eines Teilbestands berücksichtigt, da der Modernisierungsstatus aus modelltechnischer Sicht bzw. auch aufgrund der nicht verfügbaren Daten für alle Gebäude zunächst auf „unrenoviert“ gesetzt wird.

Nach der Initialisierungsphase tritt das Modul in eine Kreisberechnung ein (vgl. Abb. 11), die für jedes Jahr des Prognosezeitraums (vom Startjahr bis maximal 2050), die abgerissene Fläche, die renovierte Fläche und die neuerstellte Fläche berechnet. Der Status des Bestands wird für jedes Jahr gespeichert, sodass nach Durchlauf der Kreisberechnung im fünften und letzten Schritt die Raumnutzwärmenachfrage für die einzelnen Jahre berechnet werden kann.

Abriss (2)

Die Abrissquote ist insbesondere in einer entwickelten Industrienation, wie Deutschland, der wesentliche Treiber für die Bestandsumwälzung, da der größte Teil der Neubauten abgerissene Gebäude ersetzt und der gesamte Flächenbedarf in Anbetracht der abnehmenden Bevölkerungsentwicklung, die für Deutschland generell erwartet wird, eher abnimmt.

Dieses Modul besitzt im Gegensatz zu vielen anderen Modellen, eine altersabhängige Abrissrate, die mit Hilfe der Ausfallrate der Weibullverteilung (Formparameter $k > 1$ vgl. Wilker 2010) erreicht wird. Dadurch wird eine Gebäudefläche nicht zu einem festdefinierten Zeitpunkt abgerissen, sondern eine streuende Lebensdauer erlaubt sowohl einen vorzeitigen Abriss, wie auch eine überdurchschnittliche Lebensdauer einzelner Gebäudeflächen. Die abgerissene Fläche DS in qm berechnet sich endogen aus der Altersstruktur (bas) des Flächenbestands im Vorjahr:

$$DS_{b,bt,bas,r}(t) = \left(\frac{\gamma_{bt}}{10} \times k_{bt} \times (\gamma_{bt} \times x)^{(k_{bt}-1)} \right) \times TS_{b,bt,bas,r}(t-1)$$

Wobei x die Differenz zwischen der respektiven Altersklasse des jeweiligen Berechnungsjahrs und der Altersklasse des Gebäudes ist: $x = bas_{year} - bas_{building}$.

Bei der Ausfallrate ist zu beachten, dass man mit nach Alter klassierten Daten rechnet, sodass der Lageparameter γ in der Multiplikation mit x entsprechend angepasst werden muss, daher die Division durch 10. Auch hier erfolgt die Auswahl des Formparameters basierend auf Sensitivitäten (vgl. 4.2.2).

Die Modernisierungsklasse beeinflusst die Abrissrate dahingehend, dass Flächen, die in einer angenommenen Periode (z. B. in der aktuelle Altersklasse und der vorherigen) zuvor renoviert wurden, gänzlich vom Abriss ausgenommen sind.

Neubau (3)

Nach Berechnung des Abriss des jeweiligen Jahres, lässt sich der Neubaubedarf (NCS) des jeweiligen Jahres in qm aus der bestehenden Lücke zwischen Raumbedarf für das jeweilige Jahr und dem Flächenbestand des Vorjahres, reduziert um den Abriss (DS) des jeweiligen Jahres berechnen.

Diese Rechnung wird jeweils auf Subsektorebene und getrennt nach Gebäudetypen durchgeführt, sodass auch in einem Subsektor zugebaut wird, obwohl in einem anderen der Flächenbestand den Flächenbedarf übersteigt.

$$NCS_{b,bt}(t) = \text{MIN}(TSD_{b,bt}(t) - (\sum_{\text{bas}} \sum_r (TS_{b,bt,bas,r}(t-1) - DS_{b,bt,bas,r}(t))); 0)$$

Wobei sich der Flächenbedarf für die Zukunft (*TSD*) nach der gleichen Formel berechnet, wie der Flächenbedarf im Initialisierungsschritt für das Startjahr. Daher hängt der zukünftige Flächenbedarf wesentlich von den Projektionen für die Beschäftigtenzahlen (*EMPL*) bzw. dem angenommenen Flächenbedarf pro Beschäftigtem (*SPPE*) ab. Dem Autor sind jedoch keine Studien bekannt, die diesen direkten Zusammenhang für die Industrie untersuchen. NEMS koppelt, wie bereits erwähnt, die Entwicklung der Raumwärme an die durchschnittliche Wachstumsrate der Beschäftigten und der Produktauslieferungen (vgl. EIA 2013b). Zwar wird eingeräumt, dass die Raumwärme für die Angestellten gedacht ist, doch eine Steigerung der Auslieferungen, wird gemutmaßt, führt eventuell ebenfalls zur Erhöhung der beheizten Fläche (EIA 2013b). Eine Überprüfung von empirischen Zeitreihen ist aufgrund der fehlenden Industrie-Gebäudebestandsdaten nicht möglich.

$$TSD_{b,bt}(t) = SPPE_{b,bt} \times (EMPL_b(t) \times EMPLSP_{b,bt})$$

Die sich ergebende Neubaufäche (*NCS*) wird der in dem jeweiligen Jahr aktuellen Baualtersklasse zugeteilt und bekommt den Modernisierungsstatus „unrenoviert/unbekannt“ zugewiesen, sodass sie für die weitere Projektion entsprechend wie Bestandsfläche behandelt werden kann.

Modernisierung (4)

Eine Modernisierung verbessert den spezifischen Nutzwärmebedarf (SUHD) pro qm. Denn während zu Beginn des Moduls diese Zahl nur vom Gebäudetyp (*bt*) und der Altersklasse (*bas*) abhängt, wird jedes Jahr ein bestimmter exogen vorgegebener Anteil modernisiert. Die Auswahl der jeweiligen Flächen erfolgt analog der Auswahl der Flächen des Abrisses über eine Weibull-Ausfallrate. D. h. auch hier gilt: Je älter ein Gebäude, desto wahrscheinlicher wird dieses Gebäude modernisiert. Da jedoch die Modernisierungsrate exogen vorgegeben ist und nicht wie die Abrissrate endogen ermittelt wird, muss die endogen ermittelte zu modernisierende Fläche mit einem Korrekturfaktor angepasst werden, um die vorgegebene Modernisierungsrate zu erreichen. Dieser Korrekturfaktor erhöht oder senkt die modernisierte Gesamtfläche, aber verändert keinesfalls die Altersstruktur dieser Fläche. Ein Grund für dieses Vorgehen ist, dass man so die Möglichkeit hat, Szenarien mit unterschiedlichen Modernisierungsraten zu berechnen. Eine komplett endogene Modernisierungsrate kann natürlich ebenfalls ausgewählt werden.

Um aber zu verhindern, dass die gleichen Gebäude immer wieder modernisiert werden, wurden Modernisierungsklassen definiert (vgl. Tab. 2), die den Zeitpunkt der ersten Modernisierung während des Modelllaufs abbilden. Somit ist es möglich, renovierte Gebäude für eine exogen vorgegebene Periode von einer weiteren Modernisierung auszuschließen. Vorherige Implementierungen haben gezeigt, dass das in Kombination mit der altersbezogenen Weibull-Flächenauswahl ein nicht zu unterschätzender Aspekt ist.

ID	Modernisierungsklassen
1	unrenoviert/unbekannt
12	2008-1019
13	2020-2029
14	2030-2039
15	nach 2040

Tab. 2: Übersicht Modernisierungsklassen für Erstrenovierung (Quelle: FORECAST INDUSTRY)

Der neue spezifische Nutzwärmebedarf (SUHD) in kWh/qm nach Modernisierung wird berechnet, basierend auf einer Gewichtung α zwischen dem SUHD der Altersklasse des Zeitpunkts der Erbauung für den Modernisierungsstatus „unrenoviert/unbekannt“ (ID=1, vgl. Tab. 2) und dem SUHD eines Neubaus zum Zeitpunkt der Modernisierung, ebenfalls für den Modernisierungsstatus „unrenoviert/unbekannt“:

$$SUHD_{Sc,bt,bas=Erbaueung,r=Modernisierung} = \alpha_{Sc} \times SUHD_{Sc,bt,bas=Modernisierung,r=1} + (1 - \alpha_{Sc}) \times SUHD_{Sc,bt,bas=Erbaueung,r=1}$$

Der Gewichtungsfaktor α lässt sich am besten als eine Art Renovierungstiefe bzw. ein Maßstab der Renovierungsqualität verstehen. Beträgt $\alpha=100\%$, so erreicht ein modernisiertes Gebäude jeweils den Neubaustandard zum Zeitpunkt der Modernisierung. Das ist sicherlich technisch möglich, aber über die Masse der Gebäude nicht realistisch, wie auch Aussagen in anderen Studien (vgl. Atanasiu; Kouloumpi 2013) zeigen, die von einer durchschnittlichen Verbesserung von 20 bis 30 % gegenüber dem vorherigen Status ausgehen. Zur Erreichung energie- und klimapolitischer Ziele müssten allerdings 60 % erreicht werden (vgl. Economidou et al. 2011). Auch die EPBD ((European Parliament, Council 2010) hat das Ziel Mindeststandards bei Modernisierungen vorzugeben, doch gelten diese nur bei „major renovations“, die nur zutreffen, wenn entweder die Modernisierungskosten mehr als 25 % des Gebäudewertes übersteigen oder aber mehr als 25 % der Gebäudehülle betroffen sind.

Diese Definition wird es auch bei strengen nationalen Modernisierungszielen ermöglichen, diese durch Unterschreitung der oben genannten 25 %-Grenzen zu umgehen. Daher eignet sich der Parameter α sehr gut als szenarioabhängiger Parameter, um verschiedene Zielerreichungsgrade bzgl. der Renovierungstiefe zu modellieren, wie es auch in einigen Studien gemacht wird, nur bisher ohne Berücksichtigung des Industriesektors (vgl. Economidou et al. 2011).

Die Modernisierungsklassen erlauben es auch, einen zweiten Modernisierungszyklus abzubilden. Da FORECAST die Energienachfrage bis 2050 modellieren kann, tritt das unter der Annahme, dass mindestens eine Modernisierungsklasse zwischen den Modernisierungen liegen soll, frühestens ab 2030 auf. Die zweite Modernisierungswelle erreicht keinesfalls den Stellenwert der ersten Welle, da die Lebenszeit von Industriegebäuden im Allgemeinen geringer ist als von Wohngebäuden. Auch wenn sie durch eine Modernisierung, wie hier im Modell ebenso abgebildet, teilweise verlängert wird. Die zweite Modernisierungswelle wird vereinfacht abgebildet, da ansonsten die Einführung weiterer Modernisierungsklassen notwendig wäre, um sie entsprechend der ersten abzubilden. Dies würde jedoch aufgrund des von FORECAST genutzten Ansatzes, der auf der Kombinatorik der verschiedenen Ausprägungen basiert, die Datenmenge mit der Anzahl der Ausprägung dieser zusätzlichen Modernisierungsklassen multiplizieren. So wird stattdessen der zuvor berechnete SUHD-Wert jeweils überschrieben, da dies aber nur für die zweite Modernisierungswelle relevant ist, sind SUHD-Werte mit der Modernisierungsklasse „unrenoviert“ davon ausgenommen. Hierzu wird der alte Wert um das Produkt der Einsparung einer zweiten Modernisierung (ESSUHD) und dem Anteil zweiter Modernisierungen (REFSH) in dieser Ausprägung reduziert.

$$SUHD_{Sc,bt,bas,r}^{new} = SUHD_{Sc,bt,bas,r}^{old} - (ESSUHD_{Sc,bt,bas,r} \times REFSH_{Sc,bt,bas,r})$$

D. h., je höher der Anteil an zweiten Modernisierungen ist, desto geringer wird der neue *SUHD*-Wert.

Wobei sich die Einsparung aus der zweiten Modernisierung wie folgt berechnet: der zu subtrahierende Anteil entspricht dem der Formel der Berechnung des neuen *SUHD* nach der ersten Modernisierung, mit dem Unterschied, dass *r* nun nicht mehr 1 ist.

$$ESSUHD_{Sc,bt,as,r} = SUHD_{Sc,bt,bas,r}^{old} - (\alpha_{Sc} \times SUHD_{Sc,bt,bas=Modernisierung,r} + (1 - \alpha_{Sc}) \times SUHD_{Sc,bt,bas=Erbaueung,r})$$

Der Anteil zweiter Modernisierungen am Gesamtbestand (*REFSH*) in Prozent bezogen auf die jeweilige Ausprägung ergibt sich aus folgender Formel, für $r \neq 1$, wobei *REFTS* die modernisierte Fläche ist und *TS*, die komplette Fläche in der jeweiligen Ausprägung:

$$REFSH_{Sc,bt,bas,r}(t) = \frac{REFTS_{Sc,bt,bas,r}(t)}{TS_{Sc,bt,bas,r}(t)}$$

Für $r = 1$ wird *REFSH* auf null gesetzt.

Dieses Vorgehen zur zweiten Modernisierungswelle ist sicherlich eine Vereinfachung des tatsächlichen Sachverhalts, ist aber aufgrund seines geringeren Stellenwerts gerechtfertigt. Der Einfluss der zweiten Modernisierungswelle wird in Abschnitt 4.2.2 gesondert untersucht und quantifiziert.

Raumnutzwärmenachfrage (5)

Am Ende der Kreisberechnung ist die Zusammensetzung des Gebäudebestands für alle Jahre bzgl. ihrer Ausprägungen (*b*, *bt*, *bas*, *r*) bekannt. Da man gleichzeitig im vierten Schritt für die gleichen Ausprägungen den jeweiligen *SUHD* berechnet hat, lässt sich nun durch Multiplikation der Fläche (*TS*) in qm mit dem spezifischen Verbrauch (*SUHD*) in kWh/qm, die Raumnutzwärmenachfrage (*USHD*) berechnen. Da hier vereinfacht angenommen wird, dass der Nutzenergiebedarf für Warmwasser (*USHWD*) in kWh/qm im sanitären Bereich ebenfalls direkt an der Gesamtfläche hängt (angelehnt an Müller; Biermayr 2011), die ja wiederum direkt an die Beschäftigtenzahlen gekoppelt ist, ergibt sich folgende Formel:

$$USHD_{b,bt,bas,r}(t) = ((SUHD_{b,bt,bas,r} + USHWD) \times TS_{b,bt,bas,r}(t))$$

D. h. im Raumnutzwärmebedarf ist der Nutzwärmebedarf für Warmwasser im Sanitärbereich enthalten, da dieser in der Industrie im Gegensatz zum Haushaltsbereich in Relation zur Raum- und Prozesswärme kaum ins Gewicht fällt und daher keine gesonderte Modellierung rechtfertigt. Damit wird Warmwasser implizit mit der gleichen Technologie wie die Raumwärme bereitgestellt.

Die berechnete *USHD* ist alleiniger Input für das Raumwärmemodul bzw. Teilinput für das Prozesswärmemodul, wo jeweils die Technologieauswahl modelliert wird und sich daraus die finale Endenergienachfrage ergibt.

Die resultierende Einsparung (ES^{bid}) in GJ Nutzenergie aus dem Gebäudemodul berechnet sich durch den Vergleich von *USHD* und einem $USHD^{Frozen}$, wobei sich „Frozen Efficiency“ aus der Multiplikation des durchschnittlichen *SUHD* im Basisjahr mit der Gesamtfläche über den Prognosezeitraum ergibt:

$$USHD_{b,bt}^{Frozen}(t) = [\emptyset SUHD_{b,bt}(t_{By}) + USHWD] \times \sum_{bas,t} TS_{b,bt,bas,r}(t)$$

Die Einsparung wird aus Konsolidierungszwecken zur Ergebnisdarstellung um den Energieträgersplit ECS^{ht} im Basisjahr erweitert, da es sich bei der Energieeinsparung der Gebäude zunächst um einen absoluten Nutzwärmebedarf handelt und daher keine Technologie hinterlegt ist, die die Energieträgernachfrage ansonsten determiniert.

$$ES_{b,Ec}^{bld} = \left[\sum_{bas,r,bt} USHD_{b,bt,bas,r}(t) - USHD_{b,bt}^{Frozen}(t) \right] \times ECS_{b,Ec}^{ht}(t_{BY})$$

3.2.2 Das Prozesswärmemodul

Ziel des Prozesswärmemoduls ist es, den Bestand und die zukünftige Technologieauswahl in einem integrativen Ansatz für die Prozesswärme zu modellieren, um anschließend Aussagen über die Energieverbrauchsentwicklung auf Energieträgerebene machen zu können.

Bei Prozesswärme bis 500 Grad handelt es sich meist um Dampfnachfrage (bzw. bis 100 Grad um Heißwasser), und da die Dampferzeugung in der Regel unabhängig von der Dampfnutzung ist, lässt sich die Dampferzeugung prozess- bzw. subsektorübergreifend modellieren. Je höher die nachgefragten Temperaturen sind, desto prozessspezifischer sind die Anforderungen, sodass dieser Temperaturbereich nicht mehr subsektorübergreifend modelliert werden kann. Bei Temperaturen über 500 Grad handelt es sich meist um spezielle Industrieöfen und wird insbesondere in der Chemieindustrie nachgefragt, wie z. B. bei der Ammoniak- und Ethylenherstellung. Prozesswärme über 1000 Grad ist insbesondere relevant in der Eisen- und Stahl-Industrie im Hochofenprozess, bzw. in der Steine- und Erden- und Glas- und Keramikindustrie in Brennprozessen, wie dem Klinkerbrennen (vgl. Eikmeier et al. 2011). Andere Modelle bzw. Untersuchungen nutzen zur Abgrenzung der KWK-fähigen Prozesswärme andere Temperaturniveaus, z. B. das MARKAL ETP 200 Grad (Gielen; Taylor 2007), Prognos 300 Grad (Prognos 2014). Bei MARKAL ETP handelt es sich um eine konservative Annahme (vgl. Gielen; Taylor 2007), die wohl auch getroffen wird, um in einem optimierenden Modell die KWK nicht zu überschätzen. Einige der KWK-Anlagen sind aber sehr wohl in der Lage Prozesswärme bis 500 Grad bereitzustellen (vgl. BKWK 2011), da sich zugleich das Prozesswärmemodul dem Simulationsansatz bedient (vgl. 2.5), ist sichergestellt, dass nicht die komplette Prozesswärme bis 500 Grad ausschließlich über KWK-Anlagen gedeckt wird und daher muss dies nicht über eine Senkung des Temperaturniveaus abgefangen werden.

Im späteren Verlauf dieser Arbeit soll der Einfluss von verschiedenen Szenarien auf die Gasnachfrage untersucht werden. Da der Prozesswärmebereich der Hauptnachfragebereich ist, bzw. hier der Energieträger Gas besonders in direkter Konkurrenz zu anderen Energieträgern steht, sind in diesem Modul Auswirkungen von Preiseinflüssen zu erwarten. Neben Preiseinflüssen sollen auch unterschiedliche Politikeinflüsse untersucht werden. Daher muss die Modellierung ausreichend detailliert ausgeführt sein, um zunächst die Politikeinflüsse abbilden und am Ende deren Effekte auswerten zu können.

So soll die Technologieauswahl nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten unter Berücksichtigung aller Kosten und Konkurrenztechnologien erfolgen. Gleichzeitig soll der Heterogenität der unterschiedlichen Industriezweige Rechnung getragen werden, eingebettet in die makroökonomische Entwicklung. Die Systemträchtigkeit soll beachten werden, da der heutige Technologiebestand aufgrund seiner langen Lebensdauer die Energienachfrage in den nächsten Jahren dominieren wird, bevor sich langsam die Diffusion von effizienteren Technologien bemerkbar machen wird.

Es gibt weltweit einige bekannte Nachfragemodelle (vgl. Tab. 3), die die Prozesswärme gesondert betrachten – soweit man das aus den frei verfügbaren Quellen ableiten kann. Doch jedes dieser Modelle nutzt im Allgemeinen an der einen oder anderen Stelle Vereinfachungen, die für den jeweiligen Hauptzweck des jeweiligen Modells sicherlich vertretbar sind. Die größte Restriktion dieser Modelle ist jedoch die geographische Beschränktheit. Durch die datenintensive Art dieser Modelle beschränken sie sich häufig auf einzelne Länder.

Modelle, wie das SAVE⁶⁸-Modell für die Niederlande oder das Ricardo-AEA-Modell für Großbritannien, legen den Fokus auf KWK-Technologien und sind bei SHP-Technologien sehr unspezifisch. Zudem wird häufig bei KWK-Technologien nur der Energieträger Erdgas

⁶⁸ Simulation and Analysis of Virtual Energy use (vgl. Daniëls; van Dril 2007)

berücksichtigt. Ein weiteres nicht in der Tabelle aufgeführtes Modell ist das kanadische CIMS⁶⁹, das sich besonders durch die Abbildung von realistischem Marktverhalten auszeichnet, indem es zusätzliche Parameter einbezieht, die durch empirische Daten und Umfragen ermittelt wurden (Rivers; Jaccard 2006).

Für den deutschen Raum ist dem Autor das WuK-Modell bekannt, das zur Erarbeitung einer integrierten Wärme- und Kältestrategie (Henning; Kranzl et al. 2012) für das BMU erarbeitet wurde bzw. auch Grundlage für die NRW-Studie ist (Eikmeier et al. 2011) sowie das Kohortenmodell von Prognos (Prognos AG 2011). Das WuK-Modell ist im Vergleich zu den anderen hier aufgeführten Modellen weniger komplex. Es ist ein Excel-basiertes Modell, das bereits die Daten zur Energienachfrageentwicklung von den bestehenden Modulen von FORECAST INDUSTRY nutzt, jedoch keine Bestandsmodellierung anwendet, sondern die Diffusion basierend auf den Ergebnissen von Wirtschaftlichkeitsrechnungen von Standardanlagen und Expertenschätzungen annimmt.

	WuK-Modell	NEMS	SAVE production	Ricardo-AEA	FORECAST
Einbindung in Makromodell	Indirekt in Forecast	ja	verknüpft mit Endnutzen-Modul (Dampf & Wärme)	?	ja, in Forecast
Geographie	Deutschland	USA	Niederlande	Großbritannien	Deutschland
Granularität	3U-Größen x 14 Subsektoren	6 x 15	35 Subsektoren, diskrete Modellierung	6 x 38	6 x 14
Einbeziehung Konkurrenz-technologie	Nur bei inkrementeller Wirtschaftlichkeitsrechnung	Indirekt ja	Ja, 2-stufig, erst SHP vs. KWK, danach Aufteilung nach KWK-Modellen	Indirekt, Fokus aber auf KWK	ja
Anzahl berücksichtigter KWK-Technologien	k. A.	8 Anlagengrößen, KWK nur Erdgas	25 KWK-Typen, nur Erdgas	6 Erdgas-KWK und 5 Erneuerbare KWK	Für zukünftige Diffusion nur Erdgas & Biomasse zu verschiedenen relativen Größenklassen
Diffusion	Exogene Diffusion basierend auf Wirtschaftlichkeit & Expertenmeinung & Interpolation	5 % des ökonomischen KWK-Potential	Simulationansatz basierend auf Kosten bei unterschiedlicher Risikoaffinität und Begrenzung maximaler Diffusion	Simulationsansatz, Monte-Carlo basierend auf Kosten	Simulationsansatz, basierend auf Kosten & ASC
Berücksichtigte Kosten	Inkrementelle Gesamtbetriebskosten	Nur Investitions- & Brennstoffkosten	Gesamtbetriebskosten	Gesamtbetriebskosten	Gesamtbetriebskosten
Wirtschaftlichkeitskriterium	k. A.	Amortisationszeit	Interne Zinsfußmethode	Direkter Kostenvergleich	Annualisierte Gesamtbetriebskosten
Vintage-Stock-Modell	nein	Vereinfachtes Stock-Modell	ja, diskrete Anlagen	nein, nur bottom-up	bottom-up stock model
Besonderheit		BSC-Komponente, kann Nebenprodukte des Prozessmoduls nutzen, wie Abwärme & Gichtgas	Stundenscharfe Wirtschaftlichkeitsrechnung, 10-Jahres Preisvorschau, Berücksichtigung der Volllaststunden bei Lebenszeit	Flexible P2H-Ratios für ein Teil der Anlagen, sowohl wärmegeführt, wie stromgeführt möglich	Nutzung von geordneten Lastkurven und relativen Technologiegrößen, Betrachtung verschiedener Temperaturniveaus

Tab. 3: Überblick über Modelle zur Technologieabschätzung im Prozesswärmebereich (Quelle: (Henning; Kranzl et al. 2012), (Ricardo-AEA 2013), (Daniëls; van Dril 2007), (EIA 2013b), eigene Darstellung)

⁶⁹ Canadian Integrated Modelling System (vgl. Rivers; Jaccard 2006)

Das WuK-Modell betrachtet die Diffusion von KWK-Technologien aber bereits unter dem Aspekt verschiedener Unternehmensgrößen und Subsektoren und nutzt die Temperaturniveaus zur Eingrenzung des technischen Potenzials.

Das Modell von Prognos (vgl. Prognos AG 2011) ist bereits ein Kohortenmodell (nach Anlagentyp und -kategorie), das die heute bestehenden Anlagen unter Annahme typischer Lebensdauer außer Betrieb nimmt oder modernisiert. Während die Diffusion für größere Anlagen an die Wirtschaftlichkeit gekoppelt ist, die für bestimmte Anwendungsfälle im Vergleich zu einer Referenzanlage berechnet wurde, erfolgt für kleinere Anlagen eine Orientierung an einem Ausbaupfad. Der Zeithorizont liegt bei 2020 und der Fokus ausschließlich auf KWK-Technologien ohne Einbindung in eine Makroumgebung, aber über den Industriesektor hinausgehend.

In der Leitstudie von 2011 (Nitsch, J. et al. 2012) wird ebenfalls ein Szenario für die Wärmebereitstellung der Industrie unter Berücksichtigung der KWK-Technologien bis 2050 entworfen. Doch scheint es sich hier viel mehr um ein statisches Modell zu handeln, da für den Wärmebedarf eine exogene Verbesserung angenommen wird. Ein fester Teil der Energienachfrage (ca. 32 %) wird nur als für KWK-gesegnet angesehen (nur bis 350 Grad) und die Aufteilung zwischen Grund- und Spitzenlast auf 75 zu 25 % festgelegt. Zudem scheint das KWK-Mengengerüst für die einzelnen Szenarien anhand von Annahmen und Randbedingungen erstellt worden zu sein.

Im hier entwickelten FORECAST-Prozesswärmemodul geht man noch einen Schritt weiter. Neben der Einbeziehung der verschiedenen Unternehmensgrößen (6) nach Subsektoren (14), werden für jedes dieser 84 Unternehmensprofile geordnete Wärmelastkurven hergeleitet, die dazu genutzt werden, die Kosten zu berechnen, die anfallen, um diese Wärmenachfrage mit den unterschiedlichen Technologien (KWK und SHP) und Aufteilungen zwischen Spitzenlast- und Grundlasttechnologie (KWK-spezifisch) zu bedienen. Anhand der Gesamtkosten und unter Berücksichtigung von subjektiven Faktoren wird der Marktanteil der einzelnen Technologien für die jeweiligen Jahre und Unternehmensprofile simuliert.

Ein auf verfügbaren Statistiken initialisiertes Vintage-Stock-Modell stellt sicher, dass die Restriktionen einer Bestandsumwälzung unter Zuhilfenahme von Verteilungsfunktionen berücksichtigt werden. Zudem muss sich auch eine ausgetauschte KWK-Anlage dem Wettbewerb unterwerfen, und wird nicht automatisch durch eine neue effizientere KWK-Anlage ersetzt. Aus der Zusammensetzung des Technologiebestands lässt sich am Ende jeweils die erzielte Energieeinsparung nach Energieträger und Subsektor ermitteln. Eine Besonderheit ist zudem, dass das Modell auch die Möglichkeit bietet, die Wärmenachfrage bis 100 Grad, gesondert von der Wärmenachfrage von 100 bis 500 Grad bereitzustellen. Dadurch kommen auch Technologien zum Zuge, die zumindest nach dem heutigen Stand nicht in der Lage sind, den kompletten Temperaturbereich bis 500 Grad abzudecken. Kennzahlen, wie die Systemeffizienz, die Stromkennzahl und Kosten sind zudem nicht nur zeitabhängig, sondern auch leistungsabhängig.

Insgesamt lässt sich durch diese detaillierte Modellierung die Heterogenität der Realität besser abbilden – dadurch lassen sich sektorspezifische Entwicklungen besser prognostizieren. Zudem ist das ganze Modul wesentlich dynamischer und bezieht mehr Alternativen in die Technologieauswahl mit ein. Dadurch ist das Modul weniger beschränkt und kann somit auch zu zunächst unerwarteten Ergebnissen führen. Der Detailgrad ermöglicht jedoch jederzeit die Nachvollziehbarkeit der einzelnen Ergebnisse.

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Prozesswärmemodul lässt sich vereinfacht in sechs Berechnungsschritte untergliedern analog der Abb. 13 darstellen, auf die nun in den folgenden Abschnitten eingegangen werden soll.

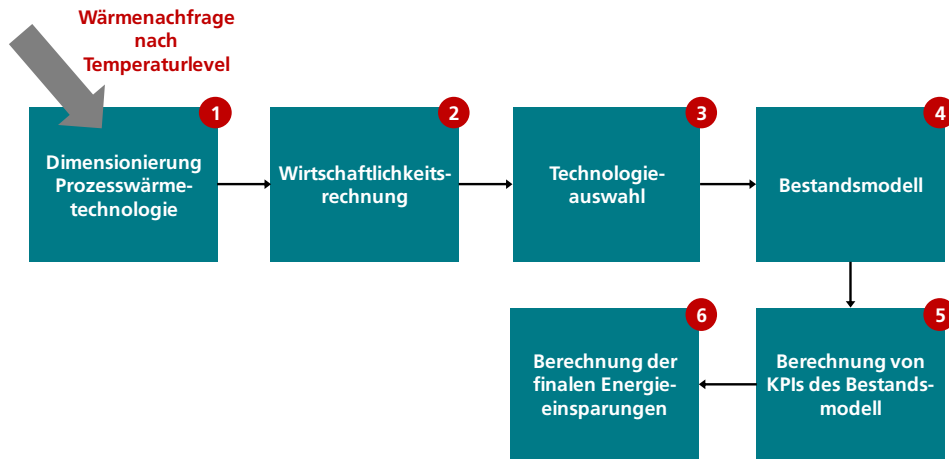


Abb. 13: Schematische Berechnungsschritte des FORECAST-Prozesswärmemoduls

Dimensionierung der Prozesswärmetechnologie (1)

In diesem Berechnungsschritt wird die maximal bzw. minimal benötigte Leistung für die Grundlast- und Spitzenlasttechnologie, die dazugehörigen Effizienzen, die jeweilig produzierte Wärmenutzenergie, die Stromkennzahl und die Stromproduktion für die jeweiligen Unternehmensprofile nach Temperaturlevel, der relativen Technologiegröße und teilweise auch für spezielle Technologien sowie für die Jahre der Projektion berechnet. Diese Ergebnisse sind, wie in Abb. 13 dargestellt, die Grundlage für die im nächsten Schritt folgende Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Bevor auf die Haupteingangsparameter bzw. das Berechnungsvorgehen eingegangen werden soll, zunächst zum besseren Verständnis eine Begriffsabgrenzung.

Grundlasttechnologie vs. Spitzenlasttechnologie: Hintergrund für diese Unterscheidung ist die Betrachtung von Technologien, die sich aufgrund von wirtschaftlichen bzw. technischen Restriktionen nicht dazu eignen, die gesamte Wärmenachfrage zu decken. So wird z. B. eine KWK-Technologie im Allgemeinen durch einen Spitzenlastkessel ergänzt, der zum Einsatz kommt, wenn die Energienachfrage die KWK-Erzeugungsleistung übersteigt. Die Aufteilung der Erzeugerleistung in Grund- und Spitzenlasttechnologie basiert auf wirtschaftlicher Optimierung. Die KWK-Technologie ist in diesem Modell die Grundlasttechnologie und der Spitzenlastkessel die Spitzenlasttechnologie.

Ein weiteres Beispiel ist die Solarthermie, die nur Wärme bereitstellen kann, wenn die Sonne scheint oder der angeschlossene Speicher gefüllt ist, d. h., die Restwärmenachfrage muss durch eine andere Technologie bereitgestellt werden, die hier in dem Modell ebenfalls als Spitzenlasttechnologie definiert wird. Daraus wird ersichtlich, dass die Definition aus Implementierungsgesichtspunkten erfolgt. Fernwärme wiederum ermöglicht nur die Wärmebereitstellung bis zu einem bestimmten Temperaturniveau und muss daher ebenfalls um eine weitere Technologie ergänzt werden. Die Spitzenlasttechnologie muss somit immer die Wärmemenge bereitstellen, die die Grundlasttechnologie nicht bedienen kann. Für Technologien, die das gesamte Wärmespektrum bereitstellen können, z. B. einem Erdgas-Dampfkessel, wird keine Spitzenlasttechnologie benötigt.

Relative Technologiegröße: Um ein möglichst flexibles Modell zu ermöglichen, wurden die Technologiegrößen nicht in festen kW-installierten Leistungen definiert, sondern in Prozent der maximalen thermischen Leistung. D. h., für KWK-Technologien oder auch Solarthermie gibt es bis zu sieben Größenklassen (10 % bis 90 %). Für den bereits erwähnten Erdgas-Dampfkessel gibt es als Grundlasttechnologie nur eine Größenklasse: 100 %. Aus der relativen Größenklasse der Grundlasttechnologie ergibt sich die Größe der Spitzenlasttechnologie. Eine Hinterlegung der minimalen und maximalen Größe je Technologie verhindert aber eine Diffusion von nicht verfügbaren Anlagegrößen.

Temperaturlevel: Für das Prozesswärmemodul wird zwischen vier Prozesstemperaturlevel unterschieden (vgl. Tab. 4). Während das Temperaturlevel 4 (über 500 Grad) Wärme einschließt, die nicht im Prozesswärmemodul betrachtet wird, umfasst das Temperaturlevel drei die beiden Level eins und zwei. Wie bereits erwähnt kann ein Teil der Technologien nicht den gesamten Temperaturbereich bis 500 Grad abdecken. Die Technologien sind somit entweder dem Temperaturlevel eins oder drei eindeutig zugeordnet. Diese Temperaturlevel sind Prozesswärmemodul spezifisch – am Fraunhofer ISI liegen für Prozesse teilweise granularere Temperaturlevelinformationen vor, für den subsektorspezifischen Top-down-Teil (vgl. 3.1.1) jedoch nicht – dadurch werden diese Temperaturlevel nach einer vordefinierten Relation mit denen aus Tab. 4 übereinandergelegt. Das hat den Vorteil, dass man zukünftig für das Prozesswärmemodul relativ einfach die Grenze z. B. von 100 auf 150 Grad erhöhen kann, ohne dass ein Eingriff in den Quellcode notwendig ist. Nur die Relationstabellen bzw. die Benennung von ID 1 und 2 müssen dann entsprechend angepasst werden.

ID	Temperaturlevel Prozesswärme modul
1	bis 100 Grad
2	100 bis 500 Grad
3	0 bis 500 Grad (1+2)
4	anderes Temperatur Level / nicht relevant für Prozesswärmemodul

Tab. 4: Genutzte Temperaturniveaus für das FORECAST-Prozesswärmemodul

Die Begriffsabgrenzung gibt bereits Hinweise auf den Detailgrad und die Berechnungslogik des Modells. Im Folgenden wird nun die Berechnungslogik in ihren einzelnen Bestandteilen beleuchtet.

Ausgangspunkt ist, wie bereits erwähnt, die nach den vorherigen Modulen verbleibende Wärmenachfrage bis 500 Grad (ED^{HD12}) und zwar als Endenergie nach Szenario (Sc), nach Anwendung ($Appl$)⁷⁰, nach Subsektor (b) und Temperaturlevel (Tl). Hierzu wird die sich ergebende Nutzraumwärmenachfrage aus dem Gebäudemodul mit einem generell angenommenen Nutzungsfaktor (UR) in Endenergie umgewandelt, damit sich diese mit dem Endenergiewärmebedarf verrechnen lässt.

Bevor die Berechnung der Dimensionierung startet, wird ein Modul zur Berechnung der Effizienzverbesserung der Dampfverteilungssysteme vorgeschaltet. Ein signifikanter Teil des von den Dampferzeugern bereitgestellten Dampfes geht bereits im System verloren, bevor es überhaupt den Einsatzort erreicht. Als Grund gelten fehlende Isolierungen, Überdimensionierungen, Leckagen oder auch zu hohe Drucke im System. Die IEA (vgl. IEA 2007) geht hier von einem Verbesserungspotenzial von 10 % bis 15 % aus. In diesem Modell wird hierzu exogen die Entwicklung der durchschnittlichen Effizienz der Verteilungssysteme ($ASDSE_{sc}$) je nach Szenario angenommen, sodass man die Einsparungen aus der Verbesserung des Dampfsystems (ES^{ASDSE}) in GJ durch die Multiplikation der relevanten Wärmenachfrage (ED^{HD2}) mit der inkrementellen Verbesserung ab dem Basisjahr berechnen kann:

$$ES_{Sc,Appl,b,Tl}^{ASDSE}(t) = (ASDSE_{sc}(t) - ASDSE_{sc}(t_{BY})) \times ED_{Sc,Appl,b,Tl=2}^{HD2}(t)$$

ED^{HD2} umfasst nur die Wärmenachfrage im Temperaturbereich von 100 bis 500 Grad, d. h., der Niedertemperaturbereich ist von einer Verbesserung des Dampfsystems in diesem Modell nicht betroffen, da hier nicht zwingend das Dampfverteilungssystem eingesetzt wird.

Die nun verbleibende Wärmenachfrage, die ED^{HD12R} , ergibt sich nach folgender Formel:

$$ED_{Sc,Appl,b,Tl}^{HD12R}(t) = ED_{Sc,Appl,b,Tl}^{HD12}(t) - ES_{Sc,Appl,b,Tl}^{ASDSE}(t)$$

⁷⁰ Wie Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser.

Die verbleibende Wärmenachfrage ED^{HD12R} ist die Grundlage für die Berechnung der durchschnittlichen Wärmenachfrage nach Unternehmensgröße (C_s):

$$AHD_{Sc,Appl,b,Tl,Cs} = \frac{ED_{Sc,Appl,b,Tl}^{HD12R}(t) \times ShareHD_{Appl,Cs,b} \times UR_{Appl}}{\#C_{b,Cs} \times CF2kWh}$$

Wobei $ShareHD_{Appl,Cs,b}$ den Wärmeanteil in Prozent für die jeweilige Anwendung (Prozess und Raumwärme) und Subsektor nach Unternehmensgröße angibt. Diese Wärmeanteile sind im Modell exogen vorgegeben und wurden basierend auf den Beschäftigtenzahlen und den Umsatzzahlen (Destatis 2012b) hergeleitet. Während die Raumwärme entsprechend den Beschäftigtenzahlen auf die sechs Unternehmensgrößen aufgeteilt wird (analog zum Gebäudemodul), basiert der abgeleitete Prozesswärmesplit auf den Umsätzen der verschiedenen Unternehmensgrößen innerhalb eines Subsektors. Die Energienachfrage in der Industrie hängt natürlich im hohen Maße von der Produktion ab. Diese Logik findet auch Anwendung im Prozessmodul (GJ pro Tonne Produktion). Es stellt sich jedoch die Frage, ob die Beschäftigten- oder die Umsatzzahlen innerhalb eines Subsektors der bessere Indikator für die Produktionsmenge darstellen. Dies kann natürlich auch länderabhängig sein. Bei einem „commodity“-Produkt ist zu erwarten, dass der Umsatz ein guter Indikator ist, da sich die Produkte kaum unterscheiden und sie daher im intensiven Preiswettbewerb stehen sollten, sodass eine Abkopplung des Umsatzes von der Produktion nicht ohne Weiteres möglich ist. Doch insbesondere bei spezialisierten Produkten kann die Korrelation nicht mehr so eindeutig sein. Es liegen leider keine ausreichenden Zahlen an unternehmensscharfen Daten vor, um diese Hypothese ausreichend zu untersuchen. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf. Für dieses Modell wird der Umsatz als Indikator gewählt.

$\#C_{b,Cs}$ entspricht der Anzahl der Unternehmen in diesem Subsektor und der Unternehmensgrößenklasse (Destatis 2012b). UR ist der Nutzungsgrad, um die Endenergie in Nutzenergie umzuwandeln. Diese Annahme eines generellen Nutzungsgrads nach einer Anwendung ist eine Vereinfachung – denn letztlich hängt dieser von der genutzten Technologie ab, die zu diesem Zeitpunkt dem Modell noch unbekannt ist. Da es hier aber zunächst nur um die zukünftige Dimensionierung der Technologien geht, sollte der Effekt eng begrenzt sein. Zudem wird die Einheit von GJ auf kWh konvertiert ($CF2kWh$)⁷¹.

Im nächsten Schritt wird die maximal notwendige thermische Leistung (P^{max}) in kW berechnet. Dies passiert für zwei Temperaturlevel, jeweils bis 100 Grad und für das Temperaturlevel 3, 0 bis 500 Grad (vgl. Tab. 4). Die Daten für das Temperaturlevel 3 ergeben sich aus der Addition von Temperaturlevel 1 und 2. Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass das Modell zwei Varianten berücksichtigt:

- kombinierte Wärmebereitstellung für den Temperaturbereich 0 bis 500 Grad,
- getrennte Wärmebereitstellung für den Temperaturbereich bis 100 Grad und von 100 bis 500 Grad.

Die getrennte Wärmebereitstellung erlaubt auch die Einbindung von Technologien, die nicht den gesamten Temperaturbereich abdecken. Außerdem kann diese Variante wirtschaftlicher sein als eine kombinierte Bereitstellung oder auch sogar notwendig, da das Unternehmen über verschiedene Standorte verfügt oder Prozessrestriktionen eine kombinierte Bereitstellung technisch unmöglich machen. Dieses Modell erlaubt beide Varianten und ermöglicht diesen Varianten in direkte Konkurrenz zueinander zu treten, was sicherlich ein Alleinstellungsmerkmal dieses Modells ist.

$$P_{Sc,b,Tl,Cs}^{max}(t) = \sum_{Appl} \frac{AHD_{Sc,Appl,b,Tl,Cs}(t)}{FLH_{Cs,b,Appl}}$$

⁷¹ Das Prozesswärmemodul bewegt sich in den nächsten drei Berechnungsschritten auf Unternehmensebene und die Daten liegen daher in kWh vor. Erst im Schritt vier rückt die Makroebene bzw. die Gesamtnachfrage wieder in den Fokus (vgl. Abb. 13) und es wird wieder in GJ konvertiert.

Wobei $FLH_{Cs,b,Appl}$ die Volllaststunden in h bezeichnet für die jeweilige Anwendung, den Subsektor und die entsprechende Unternehmensgröße pro Jahr. Abgeleitet sind diese Daten nach Möglichkeit aus Blesl et al. 2009, ansonsten per Analogie.

Da dieses Modell den Anspruch erhebt, die optimale Dimensionierung zwischen Grundlast- und Spitzenlasttechnologie zu berechnen bzw. zu simulieren und nicht wie üblich fest vorzugeben, ist eine zeitliche Auflösung der Wärmenachfrage notwendig. Dies geschieht in Form einer Jahresdauerlinie, die die Verbrauchswerte der einzelnen Zeitsegmente nach ihrer Größe in absteigender Reihenfolge darstellt (Blesl et al. 2009).

Da im Gegensatz zu Wohngebäuden und öffentlichen Einrichtungen keine Referenzlastprofile für die Industrie vorliegen, schlägt Blesl (vgl. Blesl et al. 2009) die Nutzung von Ersatzverfahren wie das Hellwig-Verfahren und die Sochinsky-Kurve vor. Diese Verfahren erlauben aus wenig bekannten Eckdaten eine näherungsweise Bestimmung des zeitlichen Verlaufs des Wärmebedarfs. Da das Hellwig-Verfahren sich aber nur für den Niedertemperaturbereich eignet und keine Aussagen über außertemperaturunabhängige Verbrauchertypen getroffen werden können (vgl. Blesl et al. 2009), wird für dieses Modell die Erstellung von Jahresdauerlinien nach Sochinsky gewählt. Dieses Verfahren wurde bereits 1918 zur Lastberechnung von Stromnetzen und Betriebsführung von Kraftwerken (vgl. Sochinsky 1918) entwickelt.

Bei dieser Methode wird die Jahresdauerlinie P in Abhängigkeit der normierten Betriebsdauer t (0 bis 1) gemäß der Gleichung:

$$P(t) = P^{max} \times (1 - (1 - m^0) \times t^{\frac{m-m^0}{1-m}})$$

$$\text{mit } m^0 = \frac{Q^{min}}{Q^{max}} \quad \text{und} \quad m = \frac{Q^{total}}{P^{max} \times t^{operating}}$$

bestimmt (vgl. Blesl et al. 2009).

Dabei steht P^{max} für den Maximalwert der thermischen Leistung, Q^{min} bzw. Q^{max} für die kleinste bzw. größte innerhalb einer Zeiteinheit nachgefragte Wärmemenge sowie Q^{total} für den Jahreswärmebedarf und $t^{operating}$ für die Zahl der jährlichen Betriebsstunden.

Es muss zudem folgende Nebenbedingung gelten:

$$\frac{Q^{total}}{Q^{max}} < t^{operating} < \frac{Q^{total}}{Q^{min}}$$

Während P^{max} bereits bekannt ist, ist der Jahreswärmebedarf in kWh die Summe über alle Anwendungen:

$$Q_{Sc,b,Tl,Cs}^{total}(t) = \sum_{Appl} AHD_{Sc,Appl,b,Tl,Cs}(t)$$

Die maximal nachgefragte Wärmemenge in kWh ergibt sich aus:

$$Q_{Sc,b,Tl,Cs}^{max}(t) = P_{Sc,b,Tl,Cs}^{max}(t) \times 1h$$

Damit fehlen zur Anwendung des Sochinsky-Verfahrens Q^{min} und $t^{operating}$.

Um Q^{min} berechnen zu können, müssen Annahmen über m^0 für die jeweiligen Subsektoren und Unternehmensgrößen getroffen werden, wobei m^0 ein Indikator für die Grundlast bzw. den zeitunabhängigen Prozesswärmeanteil ist. Hier gilt, dass Q^{max} gleich P^{max} ist, daher kann m^0 auch als Verhältnis der Minimallast zur installierten Wärmeleistung beschrieben werden. Somit ergibt sich:

$$Q_{Sc,b,Tl,Cs}^{min}(t) = Q_{Sc,b,Tl,Cs}^{max}(t) \times m_{b,Cs}^0$$

Für die jährliche Betriebsdauer $t^{\text{operating}}$ wird angenommen, dass diese den Volllaststunden der Prozesswärme entspricht, multipliziert mit einem Operating Ratio (OR), der sinnvollerweise größer gleich eins ist, da ansonsten die Anlage konstant unter Volllast laufen würde:

$$t_{b,Cs}^{\text{operating}} = FLH_{Cs,b,Appl=Process} \times OR_{Cs,b}$$

Da das Modell FORECAST in einer Rechenumgebung implementiert ist, die zwar große Rechnerleistungen erlaubt, aber insbesondere die Berechnung von einer stündlichen Jahresdauerlinie für alle Profile und Anwendungsfälle die Rechenzeit signifikant erhöht hat, wurde nach einem anderen Weg der Implementierung gesucht.

Anstelle der Erstellung von stündlichen Jahresdauerlinien wird stattdessen der Schnittpunkt der Jahresdauerlinie mit der Leistung der Grundlasttechnologie berechnet (vgl. Abb. 14). Dabei wird die Tatsache ausgenutzt, dass die Fläche unterhalb der Sochinsky-Kurve dem normierten Jahresgesamtwärmebedarf des jeweiligen Unternehmensprofils entspricht

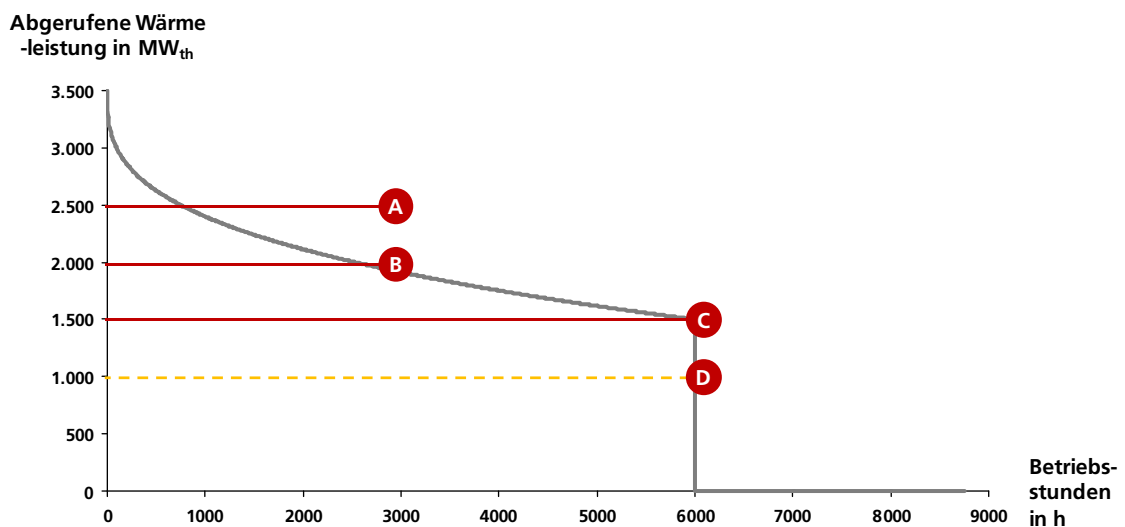


Abb. 14: Illustrative Jahresdauerlinie nach Sochinsky

Die Leistung der Grundlasttechnologie ist, wie bereits erwähnt, relativ zur maximal abgerufenen Wärmeleistung angegeben. So entspricht in Abb. 14 Punkt A: 71 % der maximalen Leistung von 3.500 MW_{th} (Punkt B 57 % und Punkt C 43 %). Der Punkt D würde einer Leistung kleiner als der minimalen Leistung von 1.500 MW_{th} entsprechen und wird in der Implementierung abgefangen, d. h., Dimensionierungen kleiner als die Minimallast werden von Grundlasttechnologien nicht zugelassen.

Die Formel für den Schnittpunkt t^S in Abhängigkeit von der relativen Grundlasttechnologiegröße rs in % ergibt sich aus folgender Herleitung:

$$rs \times P^{\text{max}} = P^{\text{max}} \times \left(1 - (1 - m^0) \times t^{\frac{m-m^0}{1-m}} \right) \quad | \div P^{\text{max}} | -rs \quad | + ((1 - m^0) \times t^{\frac{m-m^0}{1-m}})$$

$$(1 - m^0) \times t^{\frac{m-m^0}{1-m}} = 1 - rs \quad | \div (1 - m^0) \quad \left| \sqrt{\frac{m - m^0}{1 - m}} \right.$$

$$t^S = t = \frac{(1 - rs)^{\frac{(1-m)}{(m-m^0)}}}{(1 - m^0)}$$

Um nun mit Hilfe des Schnittpunktes t^S die durch die Grundlasttechnologie bereitgestellte Wärmemenge Q^{base} berechnen zu können, wird das Integral der Sochinsky-Gleichung hergeleitet:

$$\int P(t) = \int P^{max} \times (1 - (1 - m^0) \times t^{\frac{m-m^0}{1-m}})$$

$$\int P(t) = P^{max} \times t - \frac{(P^{max} \times (1 - m^0) \times t^{c+1})}{c+1} \quad \text{mit} \quad c = \frac{m-m^0}{1-m}$$

Mit Hilfe dieser Formel berechnet FORECAST nun die Fläche bzw. die durch die Grundlasttechnologie Q^{base} bereitgestellte Wärmemenge in kWh:

$$Q^{base} = \left(\int P(1) - \int P(t^S) \right) + [t^S \times r_s \times P^{max}] \times t^{operating}$$

Die Multiplikation mit der Betriebsdauer $t^{operating}$ ist notwendig, da t nur als normierte Betriebszeit in die Gleichung integriert ist und sich daher die Werte zwischen 0 und 1 bewegen (vgl. Blesl et al. 2009), wie auch schematisch in Abb. 15 dargestellt.

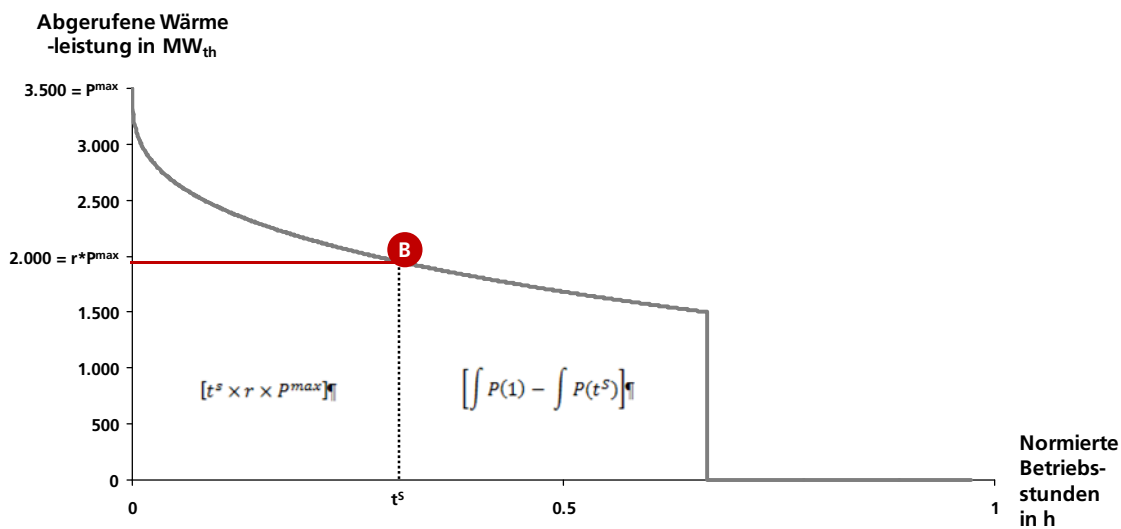


Abb. 15: Schematische Darstellung der Flächenberechnung in Abhängigkeit der Dimensionierung und des Lastgangs

Die bereitgestellte Wärme aus der Solarthermie wird um einen Solarfaktor ($SF24$) angepasst, da die installierte Leistung nur dargebotsabhängig Wärme produzieren kann. Dieser Solarfaktor ist durch die Einbeziehung von durchschnittlichen regionalen Strahlungsdaten ($RSRF$) (in kWh/qm) länderspezifisch (c) und nutzt zudem das vorgeschlagene Verfahren des ESTIF-Faktors (ESTIF 2014):

$$SF24_c = \frac{\text{Calculated Heat Produced}}{\text{Theoretical Heat Produced}} = \frac{AST \times RSRF_c \times ESTIF}{0.7 \frac{kW}{qm} \times AST \times 8760h}$$

wobei AST die Fläche der Solarthermie in qm darstellt und der Faktor 0.7, dem 2004 mit dem Ziel zur Vereinheitlichung der Statistik festgelegten Konvertierungsfaktor (Fläche in Leistung) entspricht (vgl. ESTIF 2014). Damit entspricht der Solarfaktor einer Art Nutzungsgrad basierend auf 24 Stunden Nutzungsdauer. Da jedoch in der Industrie nicht zwingend durchgehend 24 Stunden produziert wird – wird dieser Nutzungsgrad noch einmal unternehmensspezifisch unter Berücksichtigung der jeweiligen Betriebsstunden angepasst. Es wird hierbei implizit angenommen, dass kein nennenswerter Speicher installiert ist, und somit die gewonnene Wärme umgehend den Prozessen zugeführt wird. Ein konstant hoher

Wärmebedarf über das gesamte Jahr sollte dies in der Regel zulassen. Damit ergibt sich für die Solarthermie folgende, angepasste bereitgestellte Wärmemenge:

$$Q_{Sc,b,Tl,Cs,PHT=Solar}^{baseAdj}(t) = Q_{Sc,b,Tl,Cs,PHT=Solar}^{Base}(t) \times SF24_{c=Germany} \times \frac{8760h}{Max(\frac{8760}{2}, t_{b,Cs}^{operating})}$$

Nach Dimensionierung der Anlage und Berechnung der Q^{base} können nun in der Folge die weiteren abhängigen Parameter, wie die thermische Leistung der Grund- bzw. Spitzenlasttechnologie (P^{base} und P^{peak}), der Jahreswärmebedarf gedeckt durch die Spitzenlasttechnologie (Q^{peak}), die jeweiligen Effizienzen der Technologien (Eff^{base} und Eff^{peak}), die Stromkennzahl ($P2H$) für KWK-Anlagen und die daraus resultierende produzierte Strommenge (Q^{elec}) und die sich ergebende installierte Stromleistung (P^{elec}) berechnet werden. Diese Parameter bilden die Grundlage für den nächsten Berechnungsschritt „Wirtschaftlichkeitsrechnung“ und beeinflussen damit die Technologieauswahl in Schritt drei entscheidend mit.

Die Berechnung der Dimensionierung, wie auch alle daraus abgeleiteten Parameter, werden für jedes Jahr des Modellaufs und jede mögliche Kombination durchgeführt. Damit ist das Modell auch in der Lage in Szenarien mit hohen Effizienzgewinnen in den Vorstufen (Gebäudemodul bzw. Prozessmodul) eine tendenzielle Verkleinerung der durchschnittlichen Anlagen abzubilden, da der Wärmebedarf entsprechend gesunken ist.

Die Leistung der Grundlasttechnologie (P^{base}) berechnet sich in Abhängigkeit von der relativen Größe rs zur maximalen Wärmeleistung (P^{max}), wie folgt:

$$P_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{base}(t) = rs_{PHT} \times P_{Sc,b,Tl,Cs}^{max}(t)$$

wobei rs technologieabhängig (PHT) ist, da nicht für alle Technologien alle relativen Größen zugelassen sind. Somit ergibt sich ein technologie- und größenabhängiges P^{base} .

Die Leistung der Spitzenlasttechnologie (P^{peak}) ergibt sich aus der Subtraktion von der Leistung der Grundlasttechnologie und von der maximalen Wärmeleistung für das Temperaturlevel drei (0 bis 500 Grad). D. h., bedient die Grundlasttechnologie nur das Temperaturlevel eins (0 bis 100 Grad), muss die Leistung der Spitzenlasttechnologie so dimensioniert sein, dass sie den kompletten Wärmebedarf von 100 bis 500 Grad abdecken kann bzw. die Spitzen des Temperaturlevels eins.

$$P_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{peak}(t) = P_{Sc,b,Tl=3,Cs}^{max}(t) - P_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{base}(t)$$

Im Fall von Solarthermie gilt jedoch:

$$P_{Sc,b,Tl,Cs,PHT=Solar}^{peak}(t) = P_{Sc,b,Tl=3,Cs}^{max}(t)$$

da die Spitzenlasttechnologie auch bei fehlender Sonneneinstrahlung in der Lage sein muss, die komplette Wärmenachfrage zu decken. D. h., für Solarthermie gilt:

$$(P_{Sc,b,Tl,Cs,PHT=Solar}^{peak}(t) + P_{Sc,b,Tl,Cs,PHT=Solar,Rs}^{base}(t)) \geq P_{Sc,b,Tl=3,Cs}^{max}(t)$$

Dieser Sachverhalt wirkt sich entsprechend auf die Investitionssumme aus.

Die bereitgestellte Wärmemenge aus der Spitzenlasttechnologie (Q^{peak}) berechnet sich analog wie P^{peak} ohne Ausnahme für die Solarthermie, da Q^{base} bereits entsprechend angepasst ist:

$$Q_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{peak}(t) = Q_{Sc,b,Tl=3,Cs}^{total}(t) - Q_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{base}(t)$$

Die Effizienz sowie die Stromkennzahl der Prozesswärmetechnologien sind teilweise leistungsabhängig, d. h., eine Änderung der Dimensionierung beeinflusst auch die Effizienz bzw. die Stromkennzahl. Um diesen Sachverhalt abzubilden, sind für alle Technologien folgende Parameter hinterlegt: eine minimale und eine maximale Effizienz (Eff^{min} & Eff^{max}), ein Multiplier und ein Exponent (Mul^{Eff} & Exp^{Eff}) sowie ein CAGR⁷² ($CAGR^{Eff}$) zur Abbildung der Effizienzverbesserung über die Zeit bzw. zur Abbildung der Lernrate. Daraus ergibt sich für die Effizienz der Grundlasttechnologie Eff^{base} folgende Formel:

$$Eff_{Sc,b,TL,Cs,PHT,Rs}^{base}(t) = Max \left(Min \left(Mul_{PHT}^{Eff} \times [P_{Sc,b,TL,Cs,PHT,Rs}^{base}(t)]^{Exp^{Eff}}, Max_{PHT}^{Eff} \right), Min_{PHT}^{Eff} \right) \times (1 + CAGR_{PHT}^{Eff})^{(t-t_{BY})}$$

Die Berechnung von Eff^{peak} erfolgt analog, nur dass für alle Grundlasttechnologien jeweils die Werte für den Gas-Dampfkessel angenommen werden und anstatt von P^{base} P^{peak} in die Formel einfließt.

Auch die Stromkennzahl $P2H$ berechnet sich entsprechend der Eff^{base} mit der Ausnahme, dass die Technologieparameter Mul , Exp , Min , Max und $CAGR$ jeweils speziell für $P2H$ angenommen werden.

Nach der Berechnung der Stromkennzahl kann nun für die KWK-Technologien die elektrische Leistung (P^{elec}) in kW und die produzierte Menge Strom (Q^{elec}) in kWh berechnet werden:

$$P_{Sc,b,TL,Cs,PHT,Rs}^{elec}(t) = P_{Sc,b,TL,Cs,PHT,Rs}^{base}(t) \times P2H_{Sc,b,TL,Cs,PHT,Rs}(t)$$

$$Q_{Sc,b,TL,Cs,PHT,Rs}^{elec}(t) = Q_{Sc,b,TL,Cs,PHT,Rs}^{base}(t) \times P2H_{Sc,b,TL,Cs,PHT,Rs}(t)$$

Damit liegen nun alle Daten für alle Technologiekombinationen je Szenario, Subsektor, Temperaturlevel, Unternehmensgröße und relativer Größe für alle Prognosejahre vor, sodass nun im nächsten Schritt die Wirtschaftlichkeitsrechnung für diese Kombinationen durchgeführt werden kann.

Wirtschaftlichkeitsrechnung (2)

In diesem Berechnungsschritt werden die Kosten der möglichen Kombinationen berechnet und hinsichtlich ihrer Größe auf ihre Verfügbarkeit überprüft. Hierbei werden Gesamtbetriebskosten⁷³ betrachtet, um die verschiedenen Investitionsalternativen vergleichbar zu machen. Hierzu sind die Gesamtbetriebskosten in dieser Arbeit wie folgt definiert:

$$Gesamtbetriebskosten = Annualisierten Investitionen + Jährlich laufende Kosten$$

Die resultierenden Gesamtbetriebskosten sind Grundlage für die Marktanteilsermittlung im dritten Berechnungsschritt (vgl. Abb. 16).

⁷² Compound Annual Growth Rate = durchschnittliche jährliche Wachstum

⁷³ Analog zum TCO-Ansatz: Total Cost of Ownership

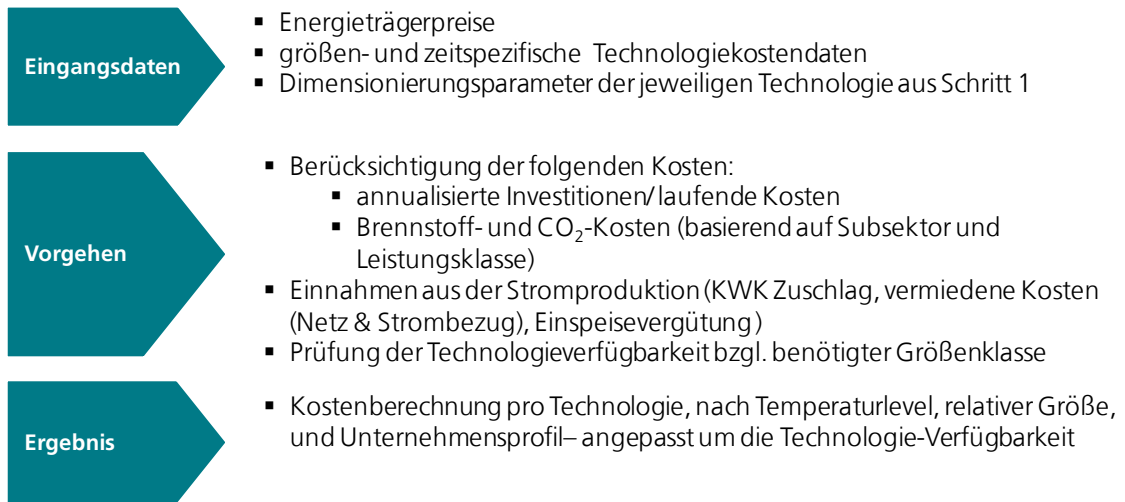


Abb. 16: Übersicht über die Wirtschaftlichkeitsrechnung im FORECAST-Prozesswärmemodul

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung unterteilt sich in drei Komponenten:

- Kostenberechnung der Grundlasttechnologie
- Kostenberechnung der Spitzenlasttechnologie
- Einnahme-Berechnung durch Stromproduktion im Falle von KWK-Technologien

In die Kostenberechnung fließen sowohl für die Grundlast- als auch für die Spitzenlasttechnologie folgende Komponenten ein:

- annualisierte Investitionen
- laufende Kosten
- Brennstoffkosten
- CO₂-Kosten

Die Kostenkomponenten werden jeweils für beide Technologien analog berechnet, mit dem Unterschied, dass zur Vereinfachung als Spitzenlasttechnologie nur der Gas-Dampfkessel Berücksichtigung findet. Später bei den Berechnungen der Marktanteile werden jedoch auch andere Technologien zur Deckung der Spitzenlast zugelassen – hierzu sind die Kosten dieses Berechnungsschritts Grundlage.

Im Folgenden werden nun die Formeln dieser Kostenkomponenten im Detail dargestellt – jeweils für die Grundlasttechnologie:

Die annualisierten Investitionen berechnen sich in zwei Schritten. Zunächst werden die Gesamtinvestitionen (TIC^{base}) in Euro für die benötigte Leistung (P^{base}) und das jeweilige Investitionsjahr t berechnet, wobei Min^{Inv} und Max^{Inv} die spezifischen Investitionen in Euro/kW sind:

$$\begin{aligned}
 TIC_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{base}(t) &= P_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{base}(t) \\
 &\times \text{Max} \left(\text{Min} \left(1 \frac{\text{EUR}}{\text{kW}} \times \text{Mul}_{PHT}^{Inv} \times [P_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{base}(t)]^{Exp^{Inv}}, \text{Max}_{PHT}^{Inv} \right), \text{Min}_{PHT}^{Inv} \right) \\
 &\times (1 + \text{CAGR}_{PHT}^{Inv})^{(t-t_{BY})}
 \end{aligned}$$

Dieser größenbasierter Ansatz findet schon für die Effizienz (Eff) und die Stromkennzahl ($P2H$)-Anwendung, daher sind die Parameter Min^{Inv} , Max^{Inv} , Exp^{Inv} , Mul^{Inv} , $CAGR^{Inv}$ entsprechend analog für die Investitionen definiert.

Im zweiten Schritt werden die TIC^{base} um mögliche Subventionen (SU) in Prozent der Gesamtinvestitionssumme bereinigt und unter Berücksichtigung der Lebensdauer (lt) und des zugrundeliegenden Diskontierungssatzes (i) wie folgt annualisiert:

$$TAIC_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{base}(t) = \frac{(1 - SU_{PHT}) \times TIC_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{base}(t) \times (i_{Sc} \times (1 + i_{Sc})^{lt_{PHT}})}{(1 + i_{Sc})^{(lt_{PHT}-1)}}$$

Die jährlich laufenden Kosten (ARC) in Euro/a sind als Prozentsatz (rcp) pro Jahr der TIC^{base} definiert:

$$ARC_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{base}(t) = TIC_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{base}(t) \times rcp_{PHT}$$

Die jährlichen Brennstoffkosten (AFC) in Euro/a ergeben sich aus der bereitgestellten Menge an Nutzwärme (Q^{base}), den jeweiligen Effizienzen (Eff^{base}), den Energieträgerpreisen (ECP) in Euro/GJ, dem Anteil genutzter Energieträgern nach Technologie pro Erzeugungseinheit (ECS) und der Konvertierung in kWh wie folgt:

$$AFC_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{base}(t) = \frac{Q_{Sc,b,TL,CS}^{base}(t)}{Eff_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{base}(t)} \times ECP_{Sc,b,CS,EC}(t) \times ECS_{PHT} \times CF2kWh$$

Eine Besonderheit des Modells ist hierbei sicherlich die mögliche Berücksichtigung von verbrauchsspezifischen Energieträgerpreisen inklusive Berücksichtigung von möglichen Freistellungen von EEG-Zahlungen (mehr Details, vgl. 4.1).

Die jährlichen CO_2 -Kosten in Euro ergeben sich aus folgender Formel:

$$\begin{aligned} ACO2C_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{base}(t) &= \sum_{Ec} \left(\frac{Q_{Sc,b,TL,CS}^{base}(t)}{Eff_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{base}(t)} \times EF_{Ec}(t) \times EUAP(t) \times CF2kWh \right) \\ &\times RCO2_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t) \end{aligned}$$

mit Emissionsfaktor in tCO_2/GJ (EF), dem CO_2 -Zertifikatepreis ($EUAP$) in Euro/ tCO_2eq und der Relevanz für den Emissionshandel ($RCO2$).

Der Faktor $RCO2$ ist hierbei eine binäre Variable mit dem Wert 0 und 1, d. h., im Falle von null werden keine CO_2 -Kosten in die Kostenberechnung einbezogen.

Laut der Richtlinie des Europäischen Parlaments (vgl. Europäisches Parlament 2009) werden Feuerungsanlagen mit einer Brennstoffeingangsleistung über 20 MW unabhängig von dem Subsektor in den Emissionshandel einbezogen. In die Feuerungsleistung einbezogen werden aber nur die Teile der Anlage, die 3 MW überschreiten. Leistung aus Biomasse, aber auch aus Solarthermie, werden nicht in die Gesamtfeuerungsleistung eingerechnet.

Zunächst einmal ist $RCO2$ eine Maximalfunktion von $RCO2^b$ und $RCO2^{burner}$. D. h., gehört der Subsektor⁷⁴ zum Emissionshandel, ist der Wert $RCO2^b$ 1, ansonsten 0. $RCO2^{burner}$ ist 1, wenn die Verbrennungstechnologie die oben aufgeführten Bedingungen erfüllt und in den Emissionshandel mit einbezogen wird, ansonsten 0:

$$RCO2_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t) = Max(RCO2_b^b(t), RCO2_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{burner}(t))$$

Die Relevanz des Brenners kann in diesem Modell anlagenscharf bewertet werden, da die Größe der Grundlast- und Spitzenlasttechnologie für den jeweiligen Zeitpunkt und das jeweilige Unternehmensprofil bekannt sind.

Wenn also gilt:

⁷⁴ Abgeleitet aus den Prozessen des Subsektors.

$$20.000kW \geq \frac{P_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{base}(t)}{Eff_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{base}(t)} + \frac{P_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{peak}(t)}{Eff_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{peak}(t)}$$

dann wird $RCO2_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{burner}(t) = 1$ gesetzt, wobei P^{base} und P^{peak} null gesetzt werden, falls sie kleiner als 3 MW sind, bzw. die hinterliegenden Prozesswärmetechnologien Biomasse oder die Sonnenenergie nutzen.

Aufgrund dieser detaillierten Implementierung ist es möglich, den Einfluss von Zertifikatepreisen besser zu analysieren. Tendenziell kann der Zertifikatepreis auch die Aufteilung zwischen Grundlast- und Spitzenlasttechnologie beeinflussen – zumindest wenn das Unternehmen im Grenzbereich der 20 MW liegt – z. B. wenn man die P^{peak} kleiner als 3 MW wählt und diese somit nicht in die Gesamtleistung hineinzählen, oder man die getrennte Wärmebereitstellung nach Temperaturlevel wählt, da eventuell die Anlage für die unter 100 Grad Wärmenachfrage kleiner als 3 MW ausfällt und so ebenfalls nicht in der Gesamtleistung Berücksichtigung findet.

Die Summe aller jährlichen Kosten (AC^{base}) ergibt sich aus der Addition dieser vier Komponenten:

$$\begin{aligned} AC_{c,b,TL,Cs,PHT,RS}^{base}(t) &= TAIC_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{base}(t) + ARC_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{base}(t) + AFC_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{base}(t) \\ &+ ACO2C_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{base}(t) \end{aligned}$$

Wie bereits erwähnt, berechnen sich die Kosten für die Spitzenlasttechnologie analog. Die Einnahmeseite ist nur relevant für KWK-Technologien, da ansonsten keine Stromproduktion stattfindet.

Folgende vier Komponenten werden hierbei berücksichtigt:

- vermiedene Kosten für Strombezug
- vermiedene Kosten für Netzentgelte
- Einspeisevergütung für eingespeisten Strom
- KWK-Zuschlag

Die vermiedenen Kosten für den Strombezug ($AESC$) in Euro/a ist das Produkt aus der Menge an erzeugtem Strom (Q^{elec}), aus dem Anteil des Eigenverbrauchs (SOW) und dem jeweils gezahlten Strombezugspreis (ECP). Wobei im Falle von der Einbeziehung der EEG-Zahlung noch beachtet werden muss, dass der Eigenverbrauch mit einem Teil der EEG-Abgabe belegt ist. Daher mindert dies den gezahlten Strombezugspreis und damit die möglichen Einsparungen.

$$\begin{aligned} AESC_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}(t) &= Q_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{elec}(t) \times SOW_{b,Cs} \\ &\times [ECP_{Sc,b,Cs,EC=Strom}(t) - (EEG_{Sc,Ec}(t) \times EEGR_{Sc,b,Cs,Ec}(t) \times EEGOC_{Sc}(t))] \\ &\times CR2kWh \end{aligned}$$

EEG spiegelt die EEG-Entwicklung in Euro/GJ wider. $EEGR$ gibt an, ob dieses Unternehmensprofil in die EEG-Zahlung einbezogen wird (1/0) und $EEGOC$ ist die Quote in Prozent mit der der Eigenverbrauch an der EEG beteiligt wird.

Die vermiedenen Netzentgelte (AGF) in Euro/a berechnen sich ähnlich, nur mit den Netzentgelten (GF) in Euro/kWh als Multiplikator:

$$AGF_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}(t) = Q_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{elec}(t) \times SOW_{b,Cs} \times GF_{Sc,Cs}(t)$$

Die jährliche Einspeisevergütung (AFR) in Euro/a ist abhängig von der eingespeisten Menge und dem Vergütungssatz, der als prozentualer Anteil ($SECP$) des selbst bezahlten Strompreises angenommen wird:

$$AFR_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}(t) = Q_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{elec}(t) \times (1 - SOW_{b,Cs}) \times ECP_{Sc,ECP=Strom,Cs}(t) \times SECP$$

Als letzte Einnahmekomponente wird der KWK-Zuschlag anlagenspezifisch berechnet. Komplexitätstreibend ist hierbei die Tatsache, dass dieser Zuschlag unterschiedlich nach Leistungsanteilen ist (vgl. Bafa 2014c), sodass letztlich jede Anlagengröße einen anderen durchschnittlichen Vergütungssatz bekommt. Zusätzlich ist die Dauer bei Neuanlagen auf 10 Jahre oder 30.000 Volllaststunden begrenzt und weicht damit von der angenommenen Lebensdauer ab.

Daher wird zunächst für jede Anlage der durchschnittliche Vergütungssatz berechnet ($ACHPS$) in Euro/kWh mit P^{elec} und hier mit den derzeit gültigen Vergütungssätzen pro Leistungsklasse:

$$\begin{aligned} ACHPS_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t) &= \left[\begin{aligned} &Max(\text{Min}(P_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{elec}(t), 50), 0) \times \frac{5,41ct}{kWh} \\ &+ \text{Min}(\text{Max}(P_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{elec}(t) - 50, 0), 200) \times \frac{4,0ct}{kWh} \\ &+ \text{Min}(\text{Max}(P_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{elec}(t) - 250, 0), 1750) \times \frac{2,4ct}{kWh} \\ &+ \text{Max}(P_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{elec}(t) - 2000, 0) \times \frac{1,8ct}{kWh} \end{aligned} \right] / P_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{elec}(t) \end{aligned}$$

Die jährliche Gesamtvergütung ($TCHPS$) in Euro in den Startjahren ergibt sich aus der Multiplikation mit der produzierten Strommenge (Q^{elec}):

$$TCHPS_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t) = ACHPS_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t) \times Q_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{elec}(t)$$

Um $TCHPS$ in die jährlichen Gesamteinnahmen (AR) einzubeziehen, ist eine Anpassung notwendig unter Berücksichtigung der Lebensdauer (lt) und der Volllaststunden ($\frac{Q^{base}}{p^{base}}$) der jeweiligen KWK-Technologie, da die Vergütung zeitlich begrenzt ist. Daraus ergibt sich die angepasste jährliche Gesamtvergütung $TCHP^{adj}$ wie folgt:

$$TCHPS_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{adj}(t) = TCHPS_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t) \times \frac{Max(10a, \text{Min}\left(\frac{30.000h}{\frac{Q^{base}}{p^{base}}}\right), lt_{PHT})}{lt_{PHT}}$$

Bei Anlagen größer als 50 kW berechnet sich $TCHP^{adj}$ nur aus den Volllaststunden, da hier das 10 Jahres-Kriterium nicht zur Anwendung kommt (vgl. Bafa 2014c).

Zuletzt ergeben sich die jährlichen Gesamteinnahmen (AR) aus der Addition dieser vier Komponenten:

$$\begin{aligned} AR_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t) &= AESC_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t) + AGF_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t) + AFR_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t) \\ &+ TCHPS_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{adj}(t) \end{aligned}$$

Die Summe aller jährlichen Kosten (AC^{total}) berechnet sich aus den drei Kosten- und Einnahmekomponenten und der Multiplikation mit der Verfügbarkeit (AV):

$$\begin{aligned} AC_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{total}(t) &= [AC_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{base}(t) + AC_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{peak}(t) - AR_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t)] \\ &\times AV_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t) \end{aligned}$$

Die Verfügbarkeit (AV) ist eine binäre Variable, die überprüft, ob die jeweilige Leistung der Grundlaststechnologie P^{base} sich überhaupt innerhalb der verfügbaren Leistungsgrößen befindet. Ist dies der Fall, ist AV eins, ansonsten null.

$$AV_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}(t) = 1, \text{ wenn gilt: } P_{PHT}^{Min}(t) \leq P_{Sc,b,TL,CS,PHT,RS}^{base}(t) \leq P_{PHT}^{Max}(t)$$

Sind die resultierenden AC^{total} null, dann werden sie im folgenden Berechnungsschritt bei der Verteilung der Marktanteile nicht berücksichtigt.

Technologieauswahl (3)

In diesem Berechnungsschritt werden auf Grundlage der Systemkosten der Technologien die jeweiligen Marktanteile endogen berechnet.

Zur Modellierung der Investitionsentscheidung wird das Verfahren des Logit-Ansatzes aus der „discrete choice“ Theorie gewählt. Grundlage für dieses Verfahren ist das Kalkül der Nutzenmaximierung (Marschak 1960). Marschak interpretierte die psychologischen Stimuli auf das individuelle Entscheidungsverhalten von Thurstone (vgl. Thurstone 1927) als den individuellen Nutzen. Da sich jedoch Entscheidungsträger hinsichtlich Präferenzen, Informationsstand und weiteren Eigenschaften, wie z. B. besondere Produktionsanforderungen in der Industrie unterscheiden, ist der individuelle Nutzen nur partiell quantifizierbar, es fließen auch qualitative Größen in die Entscheidungsfindung mit ein (vgl. Train 2003). Jedoch ist eine Nutzenbefriedigung immer mit einer Entscheidung für eine Alternative verbunden, daher lässt sich die Summe aller Entscheidungen auf Makroebene beschreiben, sofern diese an beobachtbare Größen gekoppelt ist. Das FORECAST-Prozesswärmemodul nutzt als beobachtbare Größe die Systemkosten, die als Gesamtbetriebskosten (TCO) den Hauptbestandteil der Nutzenfunktion bilden.

Voraussetzungen für die Anwendung eines „discrete choice“-Modells, wie dem Logit-Ansatz, sind gemäß Train (Train 2003) die folgenden drei Eigenschaften:

- Die Substitutionsalternativen müssen sich gegenseitig ausschließen.
- Sämtliche Alternativen müssen in die Entscheidungsfindung einbezogen werden.
- Die Anzahl der Alternativen muss endlich sein.

Bedingt durch die heterogenen Nutzenfunktionen der Entscheidungsträger liefert der Logit-Ansatz eine Verteilung der Marktanteile der Substitutionsalternativen als Ergebnis. Die allgemeine Formel (vgl. Train 2003) beschreibt den Zusammenhang zwischen dem individuellen Nutzen U , der Alternative i und dem resultierenden Marktanteil MS_i :

$$MS_i = \frac{e^{U_i}}{\sum_i e^{U_i}}$$

Wobei $\sum_i e^{U_i}$ der Summe des Nutzens aller Alternativen entspricht. Damit resultiert der Marktanteil einer Alternative aus seinem relativen Nutzen gegenüber denen der anderen Alternativen.

Grund für die Wahl des Logit-Ansatzes ist die Möglichkeit, eine Entscheidung zwischen verschiedenen Technologiealternativen treffen zu können⁷⁵, wobei nicht die beste alleine zum Zug kommt, wie es bei einem optimierenden Modell der Fall wäre. Sondern es besteht die Möglichkeit die Heterogenität der Realität zu berücksichtigen und mehrere Alternativen mit verschiedenen Wahrscheinlichkeiten (bzw. Marktanteilen) auszuwählen. Der Logit-Ansatz besticht dabei durch seine Einfachheit und ist dadurch der am weitesten verbreitete Ansatz in der „discrete choice“-Theorie (vgl. Train 2003). Erweiterungen, wie z. B. der Probit-Ansatz, versuchen zwar Schwächen des Logits wie die Abbildung von zufälligen Präferenzänderungen („*random taste variation*“) mit abzubilden. Doch hierzu bedarf es die Abschätzung von zusätzlichen Parametern. Auch wenn hier nur der Logit-Parameter lp abgeschätzt werden muss, ist das in der Industrie im Gegensatz zum Haushaltssektor aufgrund der schlechten Datenlage eine Herausforderung. Zudem gestaltet es sich als schwierig dem Unabhängigkeitskriterium der irrelevanten Alternativeigenschaften in Gänze Rechnung zu tragen. Daher ist es sicherlich sinnvoll, in Zukunft durch empirische Erhebungen die Datenbasis in der Industrie zur besseren Kalibrierung zu verbessern.

⁷⁵ Im Gegensatz zu einer Entscheidung für oder gegen die Investition einer einzelnen Technologie.

Zur konkreten Umsetzung dieses Ansatzes wurde für das Prozesswärme-Modul ein dreistufiges Vorgehen entwickelt:

1. Auswahl der optimalen relativen Größenklasse pro Technologie, Jahr und Unternehmensprofil
2. Nutzung des Logit-Ansatzes zur Simulation der Marktanteile
3. Anpassung der Marktanteile unter Berücksichtigung der Spitzenlasttechnologie

Im ersten Schritt wird für jede Prozesswärmetechnologie für jedes Jahr und jedes Unternehmensprofil die aus Kostengesichtspunkten günstigste relative Größenklasse identifiziert:

$$AC_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,RS=optimal}^{total} = \text{Min}(AC_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,RS=1}^{total}(t), \dots, AC_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,RS=8}^{total}(t))$$

Hintergrund für dieses Vorgehen ist, dass die Auslegung – d. h. die Aufteilung zwischen Grund- und Spitzenlast – im Allgemeinen auf einer Optimierung beruht. Zudem reduziert diese Vorstufe die Anzahl möglicher Substitutionsalternativen bei den KWK-Technologien pro Prozesswärmetechnologie auf genau eine Alternative pro Unternehmensprofil. Ohne Vorschaltung dieses Schritts, könnte es dazu führen, dass z. B. KWK-Technologien einen größeren Marktanteil zugewiesen bekommen, da der relative Nutzen von sechs Größenkombinationen dieser einen KWK-Alternative höher ist als der relative Nutzen von einer Größenkombination dieser Alternative. Das ist möglich, da dadurch das Unabhängigkeitskriterium der irrelevanten Alternativeigenschaften verletzt ist. Train verdeutlicht das in seinem Buch (Train 2003) anhand des Beispiels mit einem roten und blauen Bus – denn nur weil es zwei Farben bei Bussen gibt, entscheiden sich nicht mehr Menschen für die Nutzung der Busse und gegen die Nutzung des Autos.

Im zweiten Schritt wird der Logit-Ansatz angewendet. Die hierbei verwendete Nutzenfunktion basiert zwar größtenteils auf den Gesamtbetriebskosten mit myopischem⁷⁶ Informationsstand. Da jedoch eine Entscheidung gegen Rational-Choice möglich ist (Tutz 2000), wird noch eine zweite beschreibende Größe relevant, die den nicht an eine spezifische Einflussgröße koppelbaren Anteil der Nutzenfunktion abbildet (vgl. Train 2003): der Logit-Parameter (lp). Er bezeichnet den Verteilungsparameter, der idealerweise über eine statistische Regressionsanalyse geschätzt wird, sodass sich im Basisjahr die beobachteten Marktanteile ergeben. Diese Marktanteilsdaten fehlen im Industriesektor im Vergleich zum Haushaltssektor, sodass die Regressionsanalyse nicht möglich ist und der Logit-Parameter nach umfangreichen Sensitivitätsrechnungen angenommen wird (vgl. 4.2.3).

Da das Modell zudem auch für Szenariobetrachtungen genutzt werden soll, wird zudem ein ASC -Parameter eingeführt. ASC ist eigentlich als eine alternativenspezifische Konstante definiert, die sich zum Nutzen addiert, um z. B. die zusätzliche Zahlungsbereitschaft für ökologische Produkte abzubilden. Gleichzeitig kann darüber jedoch auch eine gewisse Risikoaversion abgebildet werden, da z. B. eine Prozesswärmebereitstellung durch Kohle in Zukunft mit politischen Auflagen belegt werden könnte, die mit Zusatzkosten in ungewisser Höhe verbunden sein würde, wie z. B. eine obligatorische Nachrüstung mit Filtertechnologie oder auch der erzwungene Austausch der gesamten Anlage. In diesem Modell sind die ASC als Multiplikator der Gesamtbetriebskosten implementiert, d. h. die Kosten der optimalen relativen Größenklasse werden mit den ASC multipliziert:

$$AC_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,RS=optimal}^{totaladj}(t) = AC_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,RS=optimal}^{total}(t) \times ASC_{SC,PHT}^{PHT} \times ASC_{SC,Tl}^{Tl}$$

Auch die ASC s werden im Idealfall basierend auf empirischen Daten bestimmt zusammen mit dem Logit-Parameter. Diese Daten sind jedoch für die Industrie nicht öffentlich verfügbar. Die im Basisszenario angenommenen ASC s sind in einer ausgedehnten Kalibrierungsphase im

⁷⁶ Myoptisch: kurzsichtig, d. h. in diesem Fall, die Entscheidung für eine Investition wird basierend auf den aktuellen Energieträgerpreisen und Wartungskosten getroffen. Es werden bei der TCO-Betrachtung keine Preissteigerungen für die Zukunft angenommen.

Hinblick zur Vermeidung unrealistischer Szenarien ermittelt worden. So kommt es durch die derzeit niedrigen Kohlepreise bei ausschließlicher Fokussierung auf die Gesamtbetriebskosten zu unrealistischen Marktanteilen für Kohle. Dies wird durch die Annahme eines $ASC^{Kohle} > 1$ korrigiert. Weitere Forschungen zu erhöhten Zahlungsbereitschaften für bestimmte Technologien könnten auch hier Abhilfe schaffen.

Hauptzweck der ASCs ist es aber, politische Szenarien besser abzubilden, da das Modell zum einen die Annahme von ASCs auf Ebene der Prozesswärmetechnologie (ASC^{PHT}) und zum anderen für die einzelnen Temperaturlevel (ASC^{Tl}) erlaubt, um gegebenenfalls in einem Szenario die getrennte Wärmebereitstellung als politisch gewollt abzubilden.

Die angewendete Formel für die Berechnung der Marktanteile (MS) in Prozent der jeweiligen Prozesswärmetechnologie sieht dann wie folgt aus:

$$MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs=optimal}(t) = \frac{e^{-\left(lp \times \frac{AC_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs=optimal}^{totaladj}(t)}{\emptyset AC_{Sc,b,Cs}^{totaladj}(t)}\right)}}{\sum_{Tl} \sum_{PHT} \left[\frac{e^{-\left(lp \times \frac{AC_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs=optimal}^{totaladj}(t)}{\emptyset AC_{Sc,b,Cs}^{totaladj}(t)}\right)}}{\#PHTG_{Sc}} \right]}$$

Wobei $\emptyset AC^{totaladj}$ die durchschnittlichen angepassten Gesamtbetriebskosten in Euro/a für das jeweilige Unternehmensprofil bezeichnet und $\#PHTG$ für die jeweilige Anzahl der verfügbaren Prozesswärmetechnologien innerhalb dieser Gruppe steht. Lp ist wie bereits erwähnt der Logit-Parameter, der die Verteilung basierend auf der Kostensensitivität determiniert – d. h., je höher der Wert, desto höher ist der Marktanteil der kosteneffizientesten Alternative.

Die Prozesswärmetechnologien werden gruppiert ($PHTG$), um dem Unabhängigkeitskriterium der irrelevanten Alternativeigenschaften Rechnung zu tragen. Denn der Marktanteil für Wärmepumpen steigt nicht zwingend, nur weil es eine Gas- bzw. eine Stromwärmepumpe gibt. Dieses Vorgehen wird bereits in Biere et al. 2014 dargelegt. Der Vorteil liegt darin begründet, dass es eine einstufige Berechnung erlaubt und nicht, wie z. B. ein *nested logit* (vgl. Kranzl et al. 2013, Train 2003) weitere Annahmen benötigt. Stattdessen wird hier zunächst für jede Wärmepumpenausprägung der Marktanteil berechnet, als ob es keine weitere Ausprägung geben würde. Anschließend werden die berechneten Marktanteile durch die Anzahl der Wärmepumpenausprägungen geteilt. Durch dieses Vorgehen bleiben die Marktanteile der Wärmepumpenausprägung innerhalb des Wärmepumpensegments gleich, doch der Gesamtmarktanteil aller Wärmepumpen reduziert sich. Daher eignet sich das Vorgehen nur bei Alternativen mit ähnlichem Nutzenniveau, ansonsten kann es zu starken Verzerrungen kommen.

Die Nutzensgewichtung zwischen Fixkosten zu Beginn der Laufzeit und den jährlich variablen Kosten wird implizit bereits durch den angenommenen Zinssatz bei der Annualisierung der Investitionen vorgenommen – daher entspricht dieser Zinssatz nicht zwingend dem Marktzins.

Nach dieser Berechnung sind die unbereinigten Marktanteile (MS) bekannt, d. h., wenn z. B. KWK-Technologien in dieser Berechnung 10 % Marktanteil haben, ist zu berücksichtigen, dass ein Teil der bereitgestellten Wärme in diesem Fall durch die Spitzenlasttechnologie, z. B. den Gasdampfkessel, bereitgestellt wird. In der Gesamtbetriebskosten-Betrachtung werden ja jeweils die Kosten für das Gesamtsystem inklusive der Spitzenlast berücksichtigt.

Da die relative Leistungsgröße des Spitzenlastkessels in diesem Modell im Gegensatz zu vielen anderen nicht vereinfacht auf 25 % der Maximalleistung festgelegt ist (vgl. Henning; Kranzl et al. 2012), sondern für jedes Unternehmensprofil und jedes Jahr erneut berechnet wird, wird an dieser Stelle eine Bereinigung vorgenommen.

Zur Bereinigung wird zunächst der Anteil der durch die Spitzenlasttechnologie bereitgestellten Wärme berechnet (QS^{peak}):

$$QS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{peak}(t) = \frac{Q_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{peak}(t)}{Q_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{peak}(t) + Q_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{base}(t)}$$

Um dann mit der Multiplikation mit dem Marktanteil (MS), den Marktanteil der Spitzenlast- (MS^{peak}) bzw. der Grundlasttechnologie (MS^{base}) zu berechnen:

$$MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs=optimal}^{peak}(t) = MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs=optimal}(t) \times QS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{peak}(t)$$

$$MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs=optimal}^{base}(t) = MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs=optimal}(t) \times (1 - QS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{peak}(t))$$

Da die Spitzenlasttechnologie auch als alleinige Technologie eingesetzt werden kann und damit nach Definition des Modells auch Grundlasttechnologie ist, muss MS^{peak} zu der entsprechenden MS^{base} addiert werden. Zuvor jedoch wird die MS^{peak} auf die Gas- und Biomasse-Dampfkessel-Prozesswärmetechnologie analog ihrer Marktanteile als Grundlasttechnologie verteilt – in der Gesamtbetriebskosten-Berechnung zuvor werden ausschließlich die Kosten der Spitzenlastbereitstellung durch den Energieträger Gas berücksichtigt, um die Komplexität in Grenzen zu halten. Die entsprechende Formel für den Marktanteil des Gas-Dampfkessel lautet:

$$MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT=Gas-DK,Rs=optimal}^{peak}(t) = MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs=optimal}(t) \times \frac{MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT=Gas-DK,Rs}}{MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT=Gas-DK,Rs} + MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT=Biomasse-DK,Rs}}$$

$$MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT=Gas-DK,Rs=optimal}^{adj}(t) = MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT=Gas-DK,Rs=optimal}(t) + MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT=Gas-DK,Rs=optimal}^{peak}(t)$$

Nach Bereinigung der Marktanteile sind die angepassten Marktanteile (MS^{adj}) nach Szenario (Sc), Unternehmensprofil (b & Cs), nach Temperaturlevel (Tl) und nach der Prozesswärmetechnologie (PHT) für jedes Jahr des Modelllaufs bekannt. Da jedoch das Bestandsmodell im vierten Schritt (vgl. Abb. 13) auf die Ausweisung des Temperaturlevels und der Unternehmensgröße verzichtet⁷⁷, müssen die Marktanteile entsprechend gewichtet werden zur impliziten Abbildung der Unternehmensgrößen bzw. aggregiert, um das Temperaturlevel zu eliminieren.

Hierzu wird zunächst die angepasste Entwicklung der Energienachfrage bis 500 Grad ohne Einsparungen durch das Dampfsystem in GJ berechnet ($ED^{HD12Radj}$). Das ist notwendig, da ein Teil der Raumwärme (SHO) je nach Szenarioeinstellung über das Raumwärmemodul gedeckt werden kann und sich somit die Gewichtung innerhalb der Unternehmensgrößen ($ShareHD$) verschieben kann.

$$ED_{Sc,Cs,b}^{HD12Radj}(t) = \sum_{Appl} \left\{ \sum_{Tl} [ED_{Sc,Appl,b,Tl}^{HD12R} \times (1 - SHO_{Appl=2 \& 3})] \times ShareHD_{Appl,Cs,b} \right\}$$

Aus $ED^{HD12Radj}$ lässt sich nun der Faktor zur Gewichtung der MS^{adj} berechnen. Mit einer Aufsummierung über alle Unternehmensgrößen und Temperaturlevel sind Cs und Tl eliminiert und es resultiert der angepasste gewichtete Marktanteil $MS^{adjweighted}$ in Prozent:

$$MS_{Sc,b,PHT,Rs}^{adjweighted}(t) = \sum_{Tl} \sum_{Cs} \left[\frac{ED_{Sc,Cs,b}^{HD12Radj}(t)}{\sum_{Cs} ED_{Sc,Cs,b}^{HD12Radj}(t)} \times MS_{Sc,b,Tl,Cs,PHT,Rs}^{adj}(t) \right]$$

Dieser angepasste gewichtete Marktanteil $MS^{adjweighted}$ fließt im nächsten Schritt in das Bestandsmodell ein.

⁷⁷ Zur Begrenzung der Datenmenge und damit auch der Berechnungszeit.

Bestandsmodell (4)

Nachdem in den ersten drei Berechnungsschritten die zukünftigen Marktanteile unter Berücksichtigung der jeweiligen Dimensionierung berechnet wurden, wird in diesem Berechnungsschritt das Bestandsmodell mit den Bestandsanlagen initialisiert, um als Folge darauf den Austausch von Altanlagen durch Neuanlagen zu simulieren. Im Kapitel 3.2.1 wurde mit dem Gebäudemodell bereits ein Bottom-up-stock-Modell vorgestellt. Generell ist das Vorgehen in diesem Schritt ähnlich. Daher wird hier besonders auf die Unterschiede bzw. die Besonderheiten dieses Bestandsmodells eingegangen.

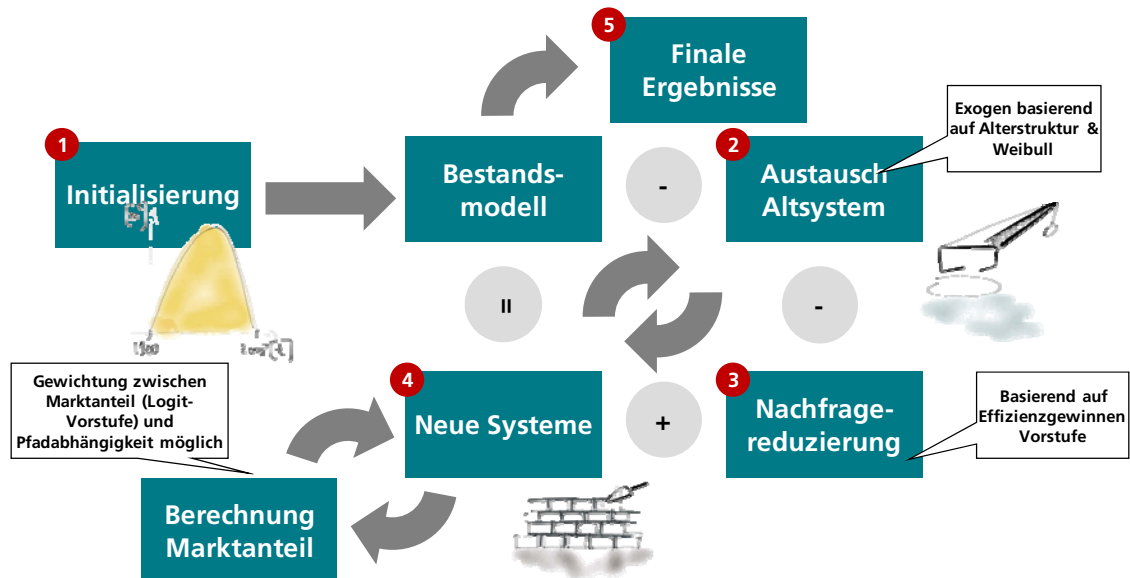


Abb. 17: Schematische Berechnungsschritte für das Prozesswärme-Bestandsmodell

Initialisierung (1)

Die Initialisierung ist eine große Herausforderung – doch je präziser die Initialisierung, desto belastbarer sind die generierten Ergebnisse. Die Datenlage für Industriegebäude ist recht gering, darum müssen dort einige Annahmen getroffen werden. Für den Fall der Prozesswärme sind zumindest für den Bereich der KWK-Technologien einige Datenpunkte vorhanden. Eine Herausforderung stellen die unterschiedlichen Quellen und deren verschiedene Granularität dar, um Energieträger und Subsektoren miteinander in Einklang zu bringen.

Folgende Datenquellen werden hierbei genutzt:

- **Bafa-Daten:** anonymisierte Liste der Industrie-KWK (Stand 08.01.2014) mit installierter Leistung in MW, Stromkennzahl, Inbetriebnahme- und Modernisierungsdatum und dem jeweiligen Brennstoffeinsatz in Prozent (Bafa 2014d)
- **Destatis-Daten:** KWK-Nettostrom- und -Wärmeerzeugung in GWh und finaler Brennstoffeinsatz in TJ für aggregierte Energieträger und Subsektoren (Destatis 2012c)
- **FORECAST 4-Daten:** Energieverbrauch unter 500 Grad nach Subsektor und Energieträger – abgeleitet aus den **AGEB-Daten 2011** in GJ

Die nachfolgenden Daten werden aus diesen Datensätzen abgeleitet und in FORECAST als exogener Input eingelesen:

- Aufteilung der Prozesswärmebereitstellung nach KWK und SHP nach Subsektor
- Technologiestruktur nach Subsektor für KWK und SHP
- Altersstruktur der KWK-Technologien und deren altersspezifische Stromkennzahlen

Die Aufteilung nach KWK und SHP und die Technologiestruktur wird aus einem gesondert aufgebauten Excel-Sheet hergeleitet. Hierzu muss zunächst die Netto-KWK-Wärmeerzeugung von Destatis in die finale KWK-Wärmeerzeugung umgewandelt werden, da AGEB den Energieverbrauch auf Endenergieniveau ausweist und sich die Aufteilung zwischen KWK und

SHP aus der Differenz der Endenergienachfrage bis 500 Grad für das Jahr 2011 aus FORECAST ($ED_{Sc,Appl,b,Tl,Ec}^{HD12R}$ (2011)) und der Endenergienachfrage nach der finalen KWK-Wärmeerzeugung ergibt.

Es ist dabei zu berücksichtigen, dass die AG Energiebilanz e. V. die KWK-Anlagen nach der finnischen Methode bilanziert (vgl. AGEb 2012 und Abb. 18), die auch Referenzwirkungsgradmethode genannt wird. Je nach gewählter Bilanzierungsmethode werden die resultierenden Einsparungen einer KWK-Anlage der Strom- bzw. der Wärmeproduktion gutgeschrieben. Einen Überblick über weitere Bilanzierungsmethoden von KWK-Anlagen findet man in Mauch (Mauch et al. 2010). Zudem wird der Energieträgereinsatz, der für die Stromproduktion benötigt wird (abhängig von der Bilanzierungsmethode) in der AGEb-Statistik dem Umwandlungssektor zugeordnet, während der Brennstoffeinsatz für die Wärmeproduktion im Industriesektor verbleibt (vgl. Abb. 18). Die AGEb nutzt als thermischen Referenzwirkungsgrad 80 % und als elektrischen 40 %. Diese lassen sich nun in die Formeln für die Primärenergieeinsparungen (PEE) in Abb. 18 einsetzen, sodass sich folgende vereinfachte Formeln ergeben, die im Modell genutzt werden:

$$PEE = 1 - \frac{1}{Eff^{therm} (1.25 + \frac{P2H}{0.4})}$$

$$\text{mit KWK - Stromkennzahl } (P2H) = \frac{KWK - \text{Nettostrom}}{KWK - \text{Nettowärme}} = \frac{Eff^{elec}}{Eff^{therm}}$$

$$\text{Anteil Brennstoff Wärme} = \left(\frac{1.25 \times Eff^{therm}}{Eff^{therm} \times \left(1.25 + \frac{P2H}{0.4}\right)} \right) = \frac{1}{(1 + 2 \times P2H)}$$

$$KWK - \text{Wärme(Endenergie)} = \frac{1}{(1 + 2 \times P2H)} \times KWK - \text{Finaler Brennstoffeinsatz}$$

Der finale Brennstoffeinsatz für die Wärme lässt sich mit der Stromkennzahl ($P2H$) berechnen, die aus KWK-Nettostrom und -wärme und dem finalen Brennstoffeinsatz hergeleitet wird.

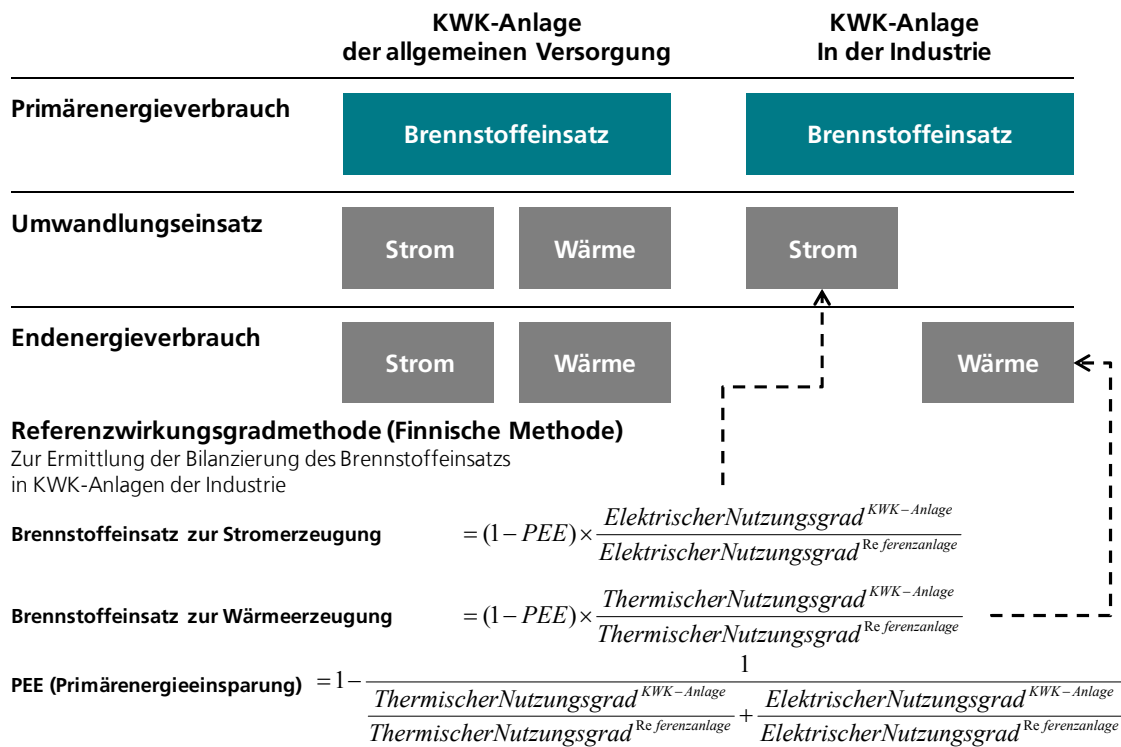


Abb. 18: Bilanzierung der Industrie-KWK-Anlagen in der AGEb-Statistik nach der Referenzwirkungsgradmethode (Quelle: AGEb 2012)

Nach der Umwandlung der Nettowärme in Bruttowärme (KWK-Wärme (Endenergie)) wird die Differenz zu $ED_{Sc, Appl, b, TI, Ec}^{HD12R}$ (2011) gezogen. Dabei werden die sieben berücksichtigten Wirtschaftszweige der Destatis auf die 14 AGEb-Subsektoren verteilt bzw. die vier Energieträger (Kohle, Gas, Heizöl und sonstiges) auf die 14 FORECAST-Energieträger und zwar so, dass keine Widersprüche, wie z. B. negative Energienachfrage bei einem Subsektor nach einem Energieträger für Temperaturen unter 500 Grad, für die getrennte Wärmeerzeugung entstehen, und die Gesamtsummen bzgl. Wärmebereitstellung durch die KWK-Technologien für die aggregierten Subsektoren und Energieträger übereinstimmen. Bei der Verteilung der vier aggregierten Energieträger auf die 14 FORECAST-Energieträger lieferten die Bafa-Daten, mit ihrer Informationen über den Energieträgersplit der einzelnen Anlage, den Startpunkt.

Zur Überprüfung der Richtigkeit der Aufteilung der finalen Brennstoffnachfrage der KWK-Technologien für die Strom- und Wärmeerzeugung werden die daraus resultierenden Daten mit den Zahlen von Baten et al. 2014 verglichen. Diese verteilen die 511,2 PJ Brennstoffeinsatz im Jahre 2011 für Industrie-KWK-Anlagen, unter Anwendung der finnischen Methode, zu 309,8 PJ auf die Wärme- und 201,4 PJ auf die Stromerzeugung.

Da FORECAST die Subsektoren „Kohlebergbau und Kokereien“ und „Mineralölverarbeitung“ nicht betrachtet, und damit nur 70 TWh der 84,4 TWh berücksichtigt, fließt hier die auf Subsektorebene hergeleitete Aufteilung von 253,9 PJ zu 174,6 PJ (Wärme zu Strom) in die Berechnung ein. Die leichten Unterschiede im Verhältnis kommen dadurch zustande, dass bei Baten et al. 2014 eine durchschnittliche Stromkennzahl für den gesamten Industriesektor genutzt wird, wohingegen die hier entwickelte Herleitung die jeweilige, durchschnittliche Stromkennzahl des Subsektors nutzt. Durch die Nichtberücksichtigung von zwei Subsektoren kommt es zur Veränderung der durchschnittlichen Stromkennzahl über alle hier betrachteten Subsektoren und damit zum leicht veränderten Aufteilungsverhältnis.

Interessant wäre in diesem Zusammenhang die Aufteilung der Mikro-KWK (vgl. Baten et al. 2014) auf die verschiedenen Sektoren – leider ist der Industrieanteil aus keiner Statistik ersichtlich, sodass dieser Anteil bei der Initialisierung nicht berücksichtigt werden kann.

Es wird davon ausgegangen, dass ein signifikanter Anteil der Mikro-KWK zur EEG-Stromerzeugung dient und dies im Allgemeinen nicht in der Industrie stattfindet. Aufgrund der

steigenden EEG-Abgabe in den letzten Jahren⁷⁸ sind auch immer mehr kleinere nicht-privilegierte Dienstleistungs- und Industrieendverbraucher dazu übergegangen ihren eigenen Strom zu erzeugen, um so die EEG-Abgabe zu umgehen (vgl. auch Appendix Abb. 1).

Da das Modell auf Technologieebene initialisiert wird, werden KWK- und SHP-Prozesswärmetechnologien definiert, um die Statistik der Energienachfrage auf Energieträger und nach KWK und SHP im Basisjahr entsprechend abzubilden (vgl. Appendix Tab. 2). Ein Teil der Technologien wird jedoch für die zukünftige Diffusion nicht zugelassen, da sie nicht mehr zeitgemäß sind, wie auch die Inbetriebnahmejahre der Bafa (Bafa 2014d) zeigen. Dies geschieht durch die bereits erwähnte Verfügbarkeitsmatrix (*AV*) (vgl. Wirtschaftlichkeitsrechnung (2)).

Jeder Technologie wird im nächsten Schritt eine Altersstruktur zugewiesen. Für SHP-Technologien wird aufgrund von fehlenden Daten, wie bereits in Abschnitt. 3.2.1 praktiziert, anhand der Überlebenswahrscheinlichkeit basierend auf der Weibullverteilung die Altersstruktur ermittelt. Für die KWK-Technologien wird die Verteilung der entsprechenden Altersklassen (vgl. Appendix Tab. 3) aus den nach installierter Leistung gewichteten Bafa-Daten berechnet. Hierbei wird, um die Modernisierung abzubilden, jeweils das letzte Modernisierungsjahr für die Zuteilung zur Altersklasse berücksichtigt, ansonsten das Inbetriebnahmejahr. Dieses Vorgehen impliziert zwei Annahmen: Zum einen, dass eine modernisierte Anlage die gleiche zusätzliche Lebenserwartung hat wie eine Neuanlage. Zum anderen, dass alle Anlagen einer Technologie die gleichen Volllaststunden haben. Die erste Annahme mag insbesondere bei grundlegenden Modernisierungen durchaus zutreffen, die zweite hingegen kann nur als Annäherung an die Realität gesehen werden, da es durchaus Unterschiede in den Volllaststunden auch innerhalb eines Subsektors geben wird. Besonders dann, wenn mehrere Anlagen verfügbar sind und/oder eine ältere Anlage nur als Back-up noch instand gehalten wird und daher in den Bafa-Daten auftaucht.

Abb. 19 zeigt die sich ergebende Altersstruktur für das Initialisierungsjahr – es zeigen sich sehr deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen KWK-Technologien.

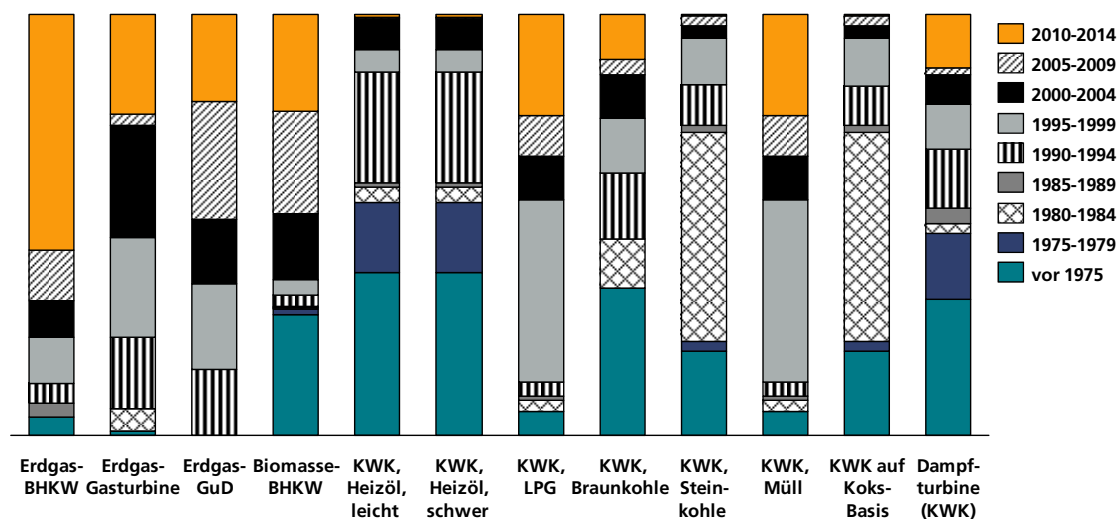


Abb. 19: Gewichtete Altersstruktur der KWK-Anlagen im Startjahr unter Berücksichtigung von Modernisierungen (Quelle: Bafa-Daten, eigene Auswertung)

In Formeln lässt sich das beschriebene Vorgehen wie folgt darstellen: Startpunkt ist die verbleibende Wärmenachmenge ED^{HD12R} in GJ. Diese wird zunächst um den Anteil (*SHO*) der Wärmemenge bereinigt, die durch das Raumwärmemodul bereitgestellt wird, und danach über alle Anwendungen (*AppI*) und Temperaturlevel (*TI*) aggregiert, sodass das Ergebnis ED^{HDPH12} , die für das Prozesswärmemodul relevante Wärmemenge ist:

⁷⁸ Ein neueres Phänomen, welches insbesondere nach den EEG-Kostenexplosionen in den Jahren 2010 (+81,2 %), 2011 (+72,4 %) und 2013 (46,9 %) an Bedeutung gewonnen hat (vgl. BDEW 2014c).

$$ED_{Sc,b}^{HDPH12}(t) = \sum_{Appl,TI} [ED_{Sc,Appl,b,TI}^{HD12R}(t) \times (1 - SHO_{Appl=2 \& 3})]$$

Diese Wärmemenge wird mit der entsprechenden Altersstruktur (AS^{PHT}), der relativen Technologiegröße (RS^{PHT}), dem Technologieanteil (TSH^{PHT}) und dem KWK-Anteil (SPT^{CHP}) multipliziert und damit entsprechend initialisiert:

$$ED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg}^{HDPH12}(t_{BY}) = ED_{Sc,b}^{HDPH12}(t_{BY}) \times AS_{b,PHT}^{PHT} \times RS_{PHT}^{PHT} \times TSH_{b,PHT,Eg} \times SPT_{b,Eg}^{CHP}$$

Der Index Eg gibt an, ob es sich bei der Technologie (PHT) um eine stromproduzierende Technologie handelt oder nicht. Als Ergebnis erhält man den Endenergiebedarf für Wärme (ED^{HDPH12}), wie er nach der finnischen Methode in der Statistik ausgewiesen wird. Da das Bestandsmodell auf dem Nutzprozesswärmebedarf aufgebaut werden soll, muss nun die Nettowärmeerzeugung hergeleitet werden. Hierzu sind Annahmen zur Systemeffizienz der Technologie (Eff^{System}) bzw. zur Stromkennzahl (SKZ) bei KWK-Technologien notwendig.

Durchschnittliche altersklassenbedingte Stromkennzahlen lassen sich durch Gewichtung der einzelnen Anlagen aus den entsprechenden Bafa-Daten herleiten. Die Systemeffizienz wird für das Basisjahr für die jeweilige Technologie vorgegeben und anhand von Annahmen der durchschnittlichen Effizienzgewinne ($CAGR^{EffPast}$) in der Vergangenheit für das jeweilige mittlere Jahr einer Altersklasse (t_{as}) berechnet.

Mit diesen Annahmen lässt sich der Nutzwärmebedarf (UED^{HDPH}) in GJ für das Basisjahr (t_{BY}) wie folgt berechnen:

$$UED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg}^{HDPH12}(t_{BY}) = \frac{ED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg}^{HDPH12}(t_{BY}) \times \frac{1}{(1 + 2 \times P2H_{PHT,as})}}{Eff_{PHT,as}^{therm}}$$

$$\text{Mit } Eff_{PHT,as}^{therm} = \frac{Eff_{PHT,as}^{System}}{P2H_{PHT,as} + 1} = \frac{Eff_{PHT,as=t_{BY}}^{System} \times (1 + CAGR_{PHT}^{EffPast})^{(t_{as}-t_{BY})}}{P2H_{PHT,as} + 1}$$

Damit ist das Bestandsmodell mit dem Nutzprozesswärmebedarf nach Technologie (PHT), der jeweiligen Altersklasse (as), der Branche (b), dem Szenario (Sc) sowie nach der relativen Technologiegröße (Rs) initialisiert.

Die Stromproduktion ergibt sich direkt aus dem Technologiebestand und der jeweiligen Wärmeproduktion und kann im Nachgang berechnet werden (vgl. Berechnung der finalen Energieeinsparungen (6)).

Der Austausch von Altsystemen (2)

Die Auswahl der auszutauschenden Systeme erfolgt wie beim Gebäudemodul exogen basierend auf der Altersstruktur der Technologien durch Nutzung der Ausfallsrate der Weibullverteilung. Die entsprechenden Weibullparameter werden prozesswärme-spezifisch festgelegt:

$$UED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg}^{Repl}(t) = \left(\frac{\gamma_{PHT}}{5} \times k_{PHT} \times (\gamma_{PHT} \times x)^{(k_{PHT}-1)} \right) \times UED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg}^{HDPH12}(t-1)$$

Mit $x = as_{year} - as_{PHT}$.

Im Unterschied zum Gebäudemodell gibt es keine Modernisierungsklassen – zwar war dies ursprünglich angedacht und eine ähnliche Implementierung wäre möglich –, da aber eine Modernisierung sehr anlagenspezifisch zu sein scheint, hat eine Literaturrecherche zu diesem Thema wenig allgemein Verwertbares zutage gebracht.

In Deutschland wird eine Modernisierung dahingehend unterstützt – zumindest bei Erfüllung des Effizienzkriteriums –, dass man erneut oder auch erstmalig für Altanlagen in den Genuss der KWK-Zulage kommt (vgl. Bafa 2014c). Deren Förderdauer ist an die relative Höhe der Investitionssumme in Relation zu Neuanlagen gekoppelt.

Die Motivation einer Modernisierung dürfte sich in Zukunft erhöhen, denn durch die Einschränkung des Eigenstromprivilegs sind Neuanlagen gegenüber Altanlagen finanziell benachteiligt (vgl. §61 EEG 2014). Damit besteht eventuell der Anreiz, Altanlagen länger zu betreiben, um das Eigenstromprivileg nicht zu verlieren. Inwieweit diese Anlagen bei der Modernisierung bzw. Instandhaltung effizienter werden, ist offen. Es hätte auf jeden Fall zur Folge, dass sich die Zusammensetzung des Technologiebestands langsamer ändern dürfte, da z. B. eine Kohle-KWK modernisiert würde, anstatt durch eine Gas- oder Biomasse-KWK ersetzt zu werden. Damit würde sich die Pfadabhängigkeit tendenziell erhöhen. Wobei §61 Absatz 3 des EEG 2014 auch einen Ersatz ohne Verlust des Eigenstromprivileg zulässt, wenn die installierte Leistung sich um weniger als 30 % erhöht.

Als Ergebnis dieses Schritts ist bekannt, bei welcher absoluten Nutzwärmemenge ($UED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg}^{Repl}(t)$) die Technologie ausgetauscht wird und welche Technologiezusammensetzung für diese „ausgetauschte“ Nutzwärmemenge besteht.

Nachfragereduzierung und neue Systeme (3 & 4)

In diesem Schritt werden die neuen Technologien für die „ausgetauschte“ Nutzwärmemenge in das Bestandsmodell aufgenommen.

Hierzu wird zunächst die „ausgetauschte“ Nutzwärmemenge (UED^{Repl}) in GJ um die inkrementell erreichten Effizienzgewinne - umgewandelt in Nutzenergie mit der durchschnittlichen Effizienzrate pro Sektor im Basisjahr - aus den Vorstufen des Prozesswärmemoduls bereinigt:

$$UED_{Sc,b}^{ReplAdj}(t) = \sum_{PHT,Rs,as,Eg} \left[UED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg}^{Repl}(t) \right] + \frac{\left[ED_{Sc,b}^{HDPH12}(t) - ED_{Sc,b}^{HDPH12}(t-1) \right]}{\left[\frac{UED_{Sc,b}^{HDPH12}(t_{BY})}{ED_{Sc,b}^{HDPH12}(t_{BY})} \right]}$$

Diese Anpassung verlangsamt die Bestandsumwälzung, da dadurch die „ausgetauschte“ Nutzwärmemenge reduziert wird. Damit wird implizit angenommen, dass die Effizienzgewinne bei den Prozessen und den Dampfverteilsystemen innerhalb eines Unternehmens zeitgleich bzw. zeitnah mit dem Austausch der Prozesswärmetechnologie erfolgen, und dadurch die Wärmenachfrage gesenkt wird, bevor ein neues System angeschafft wird. Das ist sicherlich nicht immer gegeben. Es ist daher eine konservative Annahme. Ein anderes bzw. alternatives Vorgehen ist im Raumwärmemodell gewählt worden (vgl. 3.2.3). Dort werden die Effizienzgewinne durch eine bessere Gebäudehülle und durch eine nachträgliche Normierung der Nutzwärmenachfrage indirekt über alle Altersklassen gleich verteilt.

Im Abschnitt Technologieauswahl (3) wurde bereits der Marktanteil $MS_{Sc,b,PHT,Rs}^{adjWeighted}(t)$ für die einzelnen Jahre berechnet. Durch die Multiplikation mit $UED_{Sc,b}^{ReplAdj}(t)$ würde sich recht einfach der Technologieanteil in GJ Nutzenergie berechnen lassen. In diesem Modell wurde jedoch die Möglichkeit implementiert, eine Gewichtung zwischen $MS_{Sc,b,PHT,Rs}^{adjWeighted}$ und einem pfadabhängigen Marktanteil $MS_{Sc,b,PHT,Rs}^{path}$ zu wählen. Es wird zwar versucht, aus Gesamtbetriebskosten die neuen Marktanteile herzuleiten, doch neben Kosten können noch weitere Restriktionen bestehen, die von diesem Modell nicht berücksichtigt werden. Zudem erlaubt diese Implementierung mögliche Einflüsse zu untersuchen – wie z. B. die Beschneidung des Eigenstromprivilegs –, die besonders ohne den § 61 Absatz 3 des EEG 2014 zu einer höheren Pfadabhängigkeit führen dürften. Der Stock-Modell-Ansatz hat den Vorteil, dass der Technologieanteil der „ausgetauschten“ Nutzwärme bekannt ist und daher zur Modellierung der Pfadabhängigkeit verwendet werden kann. Ähnlich wie beim Logit-Parameter fehlen empirische Daten oder Studien zum Entscheidungsverhalten von Industriekunden, daher kann die Gewichtung α nur angenommen werden. Sie eignet sich aber sehr gut, um eine Sensitivitätsrechnung durchzuführen (vgl. 4.2.3).

$$MS_{Sc,b,PHT,Rs}^{final}(t) = \alpha^{MS} \times MS_{Sc,b,PHT,Rs}^{adjWeighted}(t) + (1 - \alpha^{MS}) \times MS_{Sc,b,PHT,Rs}^{path}(t)$$

$$\text{mit } MS_{Sc,b,PHT,RS}^{path}(t) = \frac{UED_{Sc,b,PHT,RS}^{Repl}(t)}{\sum_{Sc,b} UED_{Sc,b,PHT,RS}^{Repl}(t)}$$

Damit ergibt sich die neu hinzukommende Nutzwärme aus folgender Rechnung:

$$UED_{Sc,b,PHT,RS}^{NewPHT}(t) = MS_{Sc,b,PHT,RS}^{final}(t) \times UED_{Sc,b}^{ReplAdj}(t)$$

$UED_{Sc,b,PHT,RS}^{NewPHT}$ wird noch um die jeweilige Altersklasse des jeweiligen Jahres ergänzt, sodass $UED_{Sc,b,PHT,RS,as}^{NewPHT}(t)$ resultiert.

Der neue Technologiebestand in GJ Nutzprozesswärmebedarf ergibt sich dann für alle Prognosejahre wie folgt:

$$UED_{Sc,b,PHT,RS,as,Eg}^{HDPH12}(t) = UED_{Sc,b,PHT,RS,as,Eg}^{HDPH12}(t-1) - UED_{Sc,b,PHT,RS,as,Eg}^{Repl}(t) + UED_{Sc,b,PHT,RS,as,Eg}^{NewPHT}(t)$$

Berechnung von KPIs des Bestandsmodell (5)

Die KPIs, wie die Systemeffizienz und die Stromkennzahlen, sind notwendig, um aus dem Nutzprozesswärmebedarf den Endenergiebedarf für die Wärme bzw. für die Stromproduktion zu berechnen.

Da diese Zahlen nicht allein von der Technologie und dem Zeitpunkt der Installation abhängen, sondern auch von der installierten Leistung und diese Information die Unternehmensgröße bedingt, die aus Laufzeitgründen nicht im Bestandsmodell gespeichert wird, muss sie mit Hilfe der Daten aus dem Schritt „Dimensionierung der Prozesswärmetechnologie (1)“ wieder rekonstruiert werden.

Hierzu wird eine durchschnittlich Systemeffizienz nach Technologie, Branche und Szenario für jedes Jahr des Prognosezeitraums durch Gewichtung mit dem Anteil Energienachfrage nach Unternehmensgröße wie folgt berechnet:

$$Eff_{Sc,b,PHT,RS}^{Systemfuture}(t) = \sum_{Cs,TL} \left[Eff_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}^{base}(t) \times \left(1 + P2H_{Sc,b,TL,Cs,PHT,RS}(t)\right) \times \frac{ED_{Sc,Cs,b}^{HD12Radj}(t)}{\sum_{Cs} ED_{Sc,Cs,b}^{HD12Radj}(t)} \right]$$

Mit der Division des Integrals über die Endenergie der „neuinstallierten“ Nutzprozesswärme, durch das Integral der neuinstallierten Nutzprozesswärme ergeben sich $\emptyset Eff^{total}$, die durchschnittliche Systemeffizienz für jede Altersklasse der jeweiligen Technologie, der Branche und des Szenarios.

$$\emptyset Eff_{Sc,b,PHT,RS,as,Eg}^{total} = \frac{\int \left[\frac{UED_{Sc,b,PHT,RS,as,Eg}^{HDPH12}(t)}{Eff_{Sc,b,PHT,RS}^{Systemfuture}(t)} \right]}{\int UED_{Sc,b,PHT,RS,as,Eg}^{HDPH12}(t)}$$

Die $\emptyset P2H$ für jede Altersklasse der jeweiligen Technologie, der Branche und des Szenarios lässt sich analog berechnen.

Aus diesen Angaben lässt sich dann unter Gebrauch der allgemeinen KWK-Formeln die $\emptyset Eff_{Sc,b,PHT,RS,as,Eg}^{therm}$, $\emptyset Eff_{Sc,b,PHT,RS,as,Eg}^{elec}$ und der durchschnittliche Anteil Brennstoff für die Prozesswärme (nach der Finnischen Methode) herleiten.

Berechnung der finalen Energieeinsparungen (6)

Im letzten Schritt kann nun nach Berechnung der durchschnittlichen KPIs die Nutzprozesswärmefrage nach der Finnischen Methode in Endenergie ($ED^{Phfinal}$) umgewandelt werden und durch Vergleich mit dem bedingten Frozen Efficiency Szenario (hier: ED^{HDPH12}) die statistischen Energieeinsparungen durch das Prozesswärmemodul (ES^{PHT}) berechnet werden.

$$ED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg,Ec}^{PHfinal}(t) = \frac{UED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg}^{HDPH12}(t)}{\emptyset Eff_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg}^{therm}} \times \frac{1}{(1 + 2 \times \emptyset P2H_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg})} \times ECS_{PHT,Ec}$$

$$ES_{c,b,Ec}^{PH}(t) = ED_{Sc,b,Ec}^{HDPH12}(t) - \sum_{PHT,Rs,as,Eg} ED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg,Ec}^{PHfinal}(t)$$

Die Energieeinsparung aus dem Prozesswärmemodul ist nur ein Teil der Gesamtenergieeinsparung, da beim Einsatz von KWK-Technologien auch Einsparungen bei der Stromproduktion auftreten, die je nach genutzter Methode auf die Wärme- und Stromproduktion verteilt werden. So ergibt sich der statistische Endenergiebedarf für die Stromproduktion ($ED^{PHEGfinal}$) analog der Formel für $ED^{Phfinal}$:

$$ED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg,Ec}^{PHEGfinal}(t) = \frac{UED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg}^{HDPH12}(t)}{\emptyset Eff_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg}^{therm}} \times \left(1 - \frac{1}{(1 + 2 \times \emptyset P2H_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg})}\right) \times ECS_{PHT,Ec}$$

Um die Einsparungen berechnen zu können, muss zunächst das bedingte Frozen Efficiency Szenario geschaffen werden.

Hierzu wird zunächst die Nettostromproduktion UEG^{PH} in GJ berechnet:

$$UEG_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg,Ec}^{PH}(t) = UED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg}^{HDPH12}(t) \times \emptyset P2H_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg} \times ECS_{PHT,Ec}$$

Um im Anschluss diese Strommenge im gleichen Verhältnis wie im Basisjahr in die Endenergie umzuwandeln und damit ein bedingtes Frozen Efficiency Vergleichsszenario zu schaffen, wird wie folgt gerechnet:

$$ED_{Sc,b,Eg,Ec}^{PHEGFE}(t) = \frac{\sum_{PHT,Rs,as} ED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg,Ec}^{PHEGfinal}(t_{BY})}{\sum_{PHT,Rs,as} UEG_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg,Ec}^{PH}(t_{BY})} \times \sum_{PHT,Rs,as} UEG_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg,Ec}^{PH}(t)$$

Die Energieeinsparung ergibt sich dann analog zur Prozesswärme:

$$ES_{Sc,b,Ec}^{PHEG}(t) = ED_{Sc,b,Eg,Ec}^{PHEGFE}(t) - \sum_{PHT,Rs,as,Eg} ED_{Sc,b,PHT,Rs,as,Eg,Ec}^{PHEGfinal}(t)$$

3.2.3 Das Raumwärmemodul

Das Raumwärmemodul führt die Heiztechnologien für den Teil der Nutzwärme aus dem Gebäudemodul ein, der getrennt von der Prozesswärme bereitgestellt wird, und determiniert dadurch die Endenergienachfrage für die Raumwärme. Wie beim Gebäude- und Prozesswärmemodul handelt es sich bei der Modellierung um ein Bottom-Stock-Modell. Daher sind die einzelnen Berechnungsschritte (vgl. Abb. 20) bereits zum Teil aus den vorher beschriebenen Modulen bekannt. Trotzdem soll auf einige Besonderheiten dieses Moduls kurz eingegangen werden.

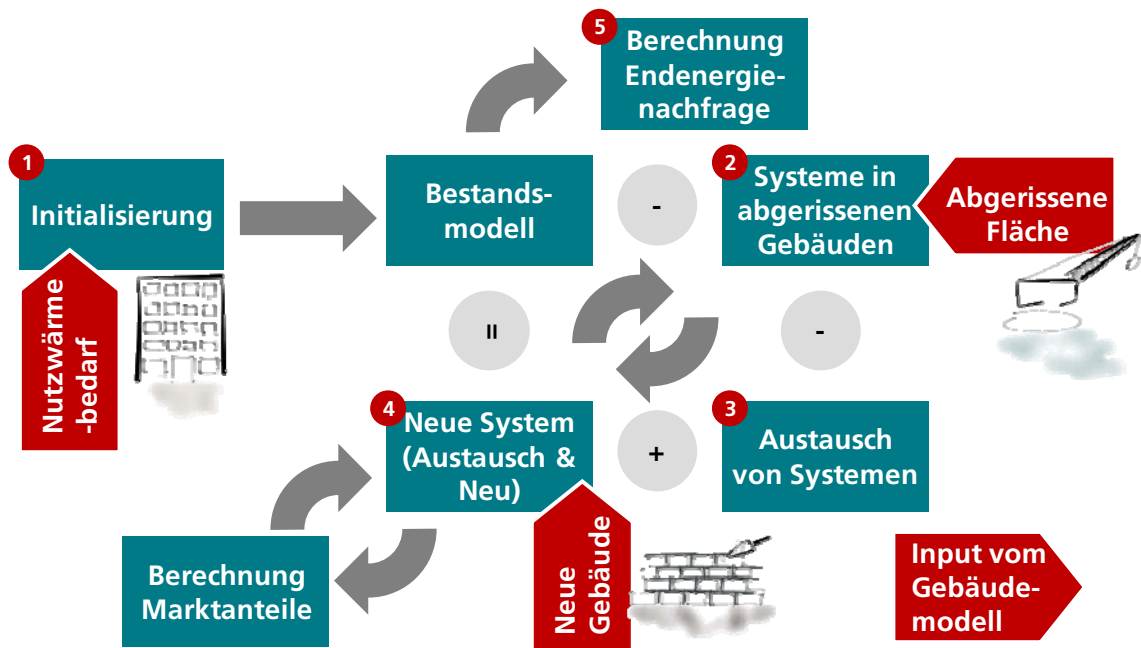


Abb. 20: Schematische Darstellung des Raumwärmemoduls

Initialisierung Raumwärmemodul (1)

Startpunkt für das Raumwärmemodul ist der errechnete Nutzwärmebedarf ($USHD$) aus dem Gebäudemodul – je nach Szenarioeinstellung wird ein Teil davon (abhängig von der Wahl des SHO -Faktors) durch das Raumwärmemodul gedeckt, sodass sich der für das Raumwärmemodul relevante Raumnutzwärmebedarf wie folgt ergibt:

$$USHD_{b,bt,Sc}^{SHO} = \sum_{as,r} USHD_{b,bt,as,r} \times SHO_{Sc}$$

Zur Vereinfachung der Implementierung rechnet das Modell jedoch mit der gesamten $USHD$ und passt erst am Ende des Moduldurchlaufs die Ergebnisse um den SHO -Faktor an.

Durch die bereits im Gebäudemodul vorgestellte Nutzung der Weibull-Überlebenswahrscheinlichkeit wird $USHD$ mit einer entsprechenden Altersstruktur für das Basisjahr hinterlegt. Die Einführung von Effizienzklassen basierend auf den Altersklassen, erlaubt es abzubilden, dass ältere Anlagen der gleichen Technologie weniger effizient sind und somit ein Austausch zu höheren Effizienzgewinnen führt. Für den in der Zukunft liegenden Prognosezeitraum können dann je nach Szenarioannahmen mehrere Effizienzklassen einer Technologie miteinander in Konkurrenz treten.

Die Hinterlegung der Technologie erfolgt basierend auf einer Energieträgerstatistik von Eurostat (Eurostat 2006) und einer jeweils generisch angenommenen Heiztechnologie je Energieträger und dem jeweiligen Nutzungsgrad bzw. der Effizienz für die jeweilige Effizienzkategorie (vgl. Appendix Tab. 4).

Hierbei ist zu beachten, dass die genutzte Eurostat-Statistik nicht den absoluten Energieträgerverbrauch angibt, sondern nur den relativen Anteil eines Energieträgers, der in der Industrie für die Raumwärme genutzt wird. Daher musste der absolute Verbrauch durch die Multiplikation mit dem Gesamtverbrauch des jeweiligen Energieträgers zunächst hergeleitet werden. Während in der Arbeit (Biere et al. 2014) der Technologiesplit nur länderspezifisch ist, aus Mangel an besseren Daten und aufgrund der Vielzahl der Länder, wurde diesmal ein sektorspezifischer Technologiesplit angenähert, in dem ähnlich wie im Prozesswärmemodul die hergeleitete Brennstoffnachfrage für Raumwärme zwischen den Subsektoren so verschoben wird, dass der Technologiesplit für den gesamten Industriesektor konstant bleibt. Aber in den Subsektoren, wo z. B. keine Kohle verbraucht wird, kommt auch keine Kohleheizung zum Einsatz.

Der Technologiesplit basiert auf der Endnachfrage und wird unter Zuhilfenahme der altersklassen- und technologiebasierten Nutzungsraten in einen Technologiesplit für Nutzwärme umgewandelt, mit dem anschließend die relevante Nutzwärme initialisiert wird und daraus $USHD_{Sc,b,bt,ht,as,ef}(t_{By})$ resultiert. Wobei ef für die jeweilige Effizienzklasse steht, as für die Altersstruktur der Heizungen und ht für die entsprechende Heizungstechnologie.

Systeme in abgerissenen Gebäuden und Austausch von Systemen (2,3)

Das Raumwärmemodul erhält vom Gebäudemodul die Information der abgerissenen Fläche DS in qm. Da die Heizungen nicht direkt an die einzelnen Gebäude gekoppelt sind, ist der Technologiesplit der abgerissenen Gebäude nicht bekannt. Daher wird zur Wiederherstellung der Kopplung angenommen, dass für alle bestehenden Heizungen älter als 10 Jahre (der letzten zwei Altersklassen (as)) die Wahrscheinlichkeit gleich ist vom Abriss eines Gebäudes betroffen zu sein. Da sich während des Modelllaufs die Technologiestruktur für die verschiedenen Altersklassen unterschiedlich entwickelt, ändert sich auch die Technologiezusammensetzung in den abgerissenen Gebäuden (MS^{Demo}) über die Zeit.

Die "abgerissene" Raumnutzwärme (DHT) in GJ ergibt sich dann wie folgt:

$$DHT_{Sc,b,bt,ht,as,ef}(t) = MS_{Sc,b,bt,ht,as,ef}^{Demo}(t) \times \sum_{bas,r} \left[DS_{b,bt,bas,r}(t) \times \frac{SUHD_{Sc,bt,bas,r}^{new}}{CF2kWh} \right]$$

Der Teil der Raumnutzwärme, der von einem Technologieaustausch betroffen ist, wird wie im Gebäudemodul endogen basierend auf der Altersstruktur mit der Weibull Ausfallwahrscheinlichkeit berechnet, jedoch mit den heizungsspezifischen Parametern γ_{ht} und k_{ht} :

$$RHT_{Sc,b,bt,ht,as,ef}(t) = \left(\frac{\gamma_{ht}}{5} \times k_{ht} \times (\gamma_{ht} \times x)^{(k_{ht}-1)} \right) \times USHD_{Sc,b,bt,ht,as,ef}(t-1)$$

Wobei x , die Differenz zwischen der Altersklasse des jeweiligen Berechnungsjahrs und der Altersklasse der Heizung ist: $x = as_{year} - as_{heattech}$

Neue Systeme und Berechnung der Marktanteile (4)

Ausgetauschte Systeme in Bestandsgebäuden und neue Systeme in Neubauten ergeben die Gesamtnachfrage nach neuen Heizsystemen. Während die Summe der "ausgetauschten" Nutzwärme RHT bereits aus der Vorstufe bekannt ist, ergibt sich die Nutzwärmemenge neuer Gebäude NHT in GJ aus folgender Formel:

$$NHT_{Sc,b,bt}(t) = \sum_{bas,r} \left[NCS_{b,bt}(t) \times \frac{SUHD_{Sc,bt,bas,r}^{new}}{CF2kWh} \right]$$

Um nun die Technologieanteile für die neuen Heizsysteme zu berechnen wird die Unterscheidung ausgetauschtes bzw. neues Heizsystem beibehalten. Während sich der Technologieanteil für Neusysteme ausschließlich basierend auf den bereits im Prozesswärmemodul vorgestellten Logit-Ansatz berechnet, ermöglicht das Modell für ausgetauschte Systeme eine pfadabhängige Komponente, durch die Gewichtung des Marktanteils aus dem logit-Ansatz und dem Technologieanteil der ausgetauschten Systeme (vgl. Abb. 21):

$$MS_{Sc,b,bt,ht,ef}^{HTfinalexist}(t) = \alpha^{HT} \times MS_{Sc,b,bt,ht,ef}^{HTlogitexist}(t) + (1 - \alpha^{HT}) \times MS_{Sc,b,bt,ht,ef}^{HTpath}$$

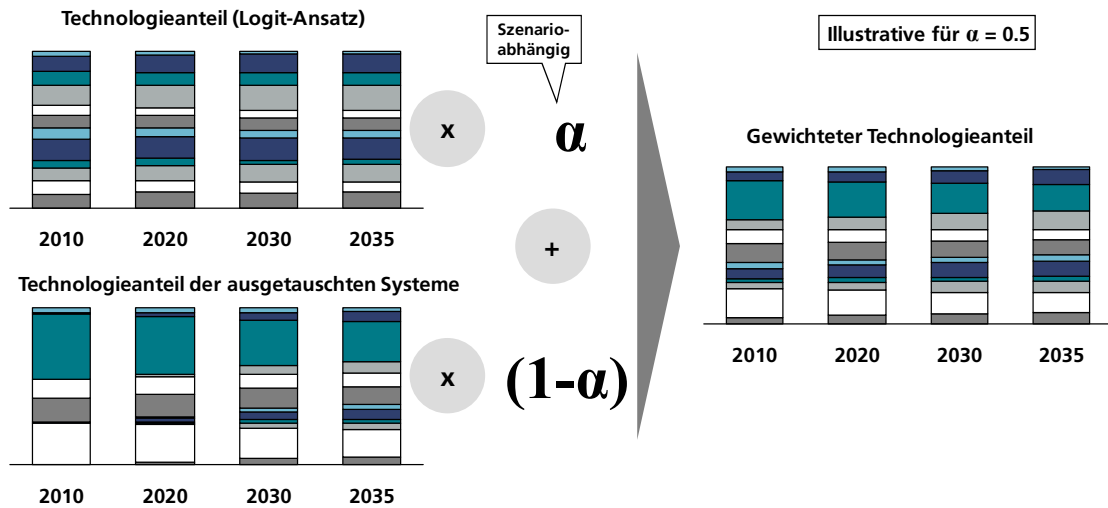


Abb. 21: Schematische Darstellung der Gewichtung der verschiedenen Technologieanteile

Der Marktanteil $MS^{HTlogit}$, der sich aus dem Logit-Ansatz ergibt, wird für Bestands- und Neubauten analog berechnet, wie auch im Prozesswärmemodul unter Berücksichtigung der Gesamtbetriebskosten, der Einbeziehung von ASC-Parametern und unter Berücksichtigung der Technologieverfügbarkeit.

Die unterschiedlichen Technologiemarktanteile bei Neu- und Bestandsgebäuden kommen durch die verschiedenen nachgefragten Heizungsgrößen zustande. So haben Neubauten durch ihre effizientere Gebäudehülle bei gleicher Fläche einen geringeren Wärmebedarf und benötigen daher ein kleineres Heizungssystem. Um die jeweils benötigte Heizleistung zu spezifizieren, wurde die Kostenberechnung für drei Gebäudegrößen (bs) (klein, mittel, groß) für Neu- und Bestandsgebäude durchgeführt, deren Energiebedarf sich aus der Multiplikation der Fläche mit dem spezifischen Energieverbrauch pro qm ergibt. Während für Neubauten die $SUHD$ bereits bekannt ist, wird für die Bestandsgebäude jeweils die durchschnittliche $SUHD$ des Bestands ($\emptyset SUHD$) in kWh berechnet:

$$\emptyset SUHD_{Sc,bt}(t) = \frac{USHD_{Sc,bt}(t) \times CF_{2kWh}}{TS_{bt}(t)}$$

$\emptyset SUHD$ ist dann Grundlage für die Berechnung der benötigten installierten Leistung (RP^{HT}) in kW , je nach Gebäudetyp (bt) und Gebäudegröße (bs) mit der beheizten Gebäudefläche (HBS) und den Volllaststunden (FLH)⁷⁹ und des Nutzungsgrads (UR) für die Anwendung Raumwärme ($Appl=2$):

$$RP_{Sc,bt,bs}^{HT}(t) = \frac{\emptyset SUHD_{Sc,bt}(t) \times HBS_{bt,bs}}{UR_{Appl=2} \times FLH_{Appl=2}}$$

RP^{HT} fließt direkt in die Berechnung der Investitionen und der laufenden Kosten ein, sodass sich die Gesamtinvestitionen für die Heiztechnologien (TIC^{HT}) in Euro wie folgt berechnen:

$$TIC_{Sc,bt,bs,ht}^{HT}(t) = RP_{Sc,bt,bs}^{HT}(t) \times \text{Max} \left(\text{Min} \left(1 \frac{EUR}{kW} \times Mul_{ht}^{Inv} \times [RP_{Sc,bt,bs}^{HT}(t)]^{Exp_{ht}^{Inv}}, Max_{ht}^{Inv} \right), Min_{ht}^{Inv} \right) \times (1 + CAGR_{ht}^{Inv})^{(t-t_{BY})}$$

Die jeweiligen Technologieanteile für die verschiedenen Gebäudegrößen berechnen sich nach dem Logit-Ansatz (vgl. „Technologieauswahl (3)“, Biere et al. 2014) – und werden anschließend gewichtet, sodass die Dimension Gebäudegröße (bs) entfällt und ein

⁷⁹ Durch länderspezifische Volllaststunden und SUHDs ergeben sich für Europa unterschiedliche Anlagegrößen.

$MS_{b,bt,Sc,ht}^{HTlogit}(t)$ sich für Neubauten (*new*) und Bestandsgebäude (*exist*) ergibt und sich die Raumnutzwärme mit neuen Heizsystemen (*TNHT*) wie folgt in GJ darstellt:

$$TNHT_{Sc,b,bt,ht,ef}(t) = [\alpha^{HT} \times MS_{Sc,b,bt,ht,ef}^{HTlogitexist}(t) + (1 - \alpha^{HT}) \times MS_{Sc,b,bt,ht,ef}^{HTpath}(t)] \times \sum_{ef,as,ht} RHT_{Sc,b,bt,ht,as,ef}(t) + MS_{Sc,b,bt,ht,ef}^{HTlogitnew}(t) \times NHT_{Sc,b,bt}(t)$$

TNNT wird anschließend noch um die jeweilige Altersklasse (*as*) des jeweiligen Jahres des Zubaus ergänzt.

Berechnung Endenergienachfrage (5)

Die Nutzenergienachfrage und die Technologiezusammensetzung ergibt für jedes Jahr aus folgender Formel:

$$USHD_{Sc,b,bt,ht,as,ef}(t) = USHD_{Sc,b,bt,ht,as,ef}(t-1) - DHT_{Sc,b,bt,ht,as,ef}(t) - RHT_{Sc,b,bt,ht,as,ef}(t) + TNHT_{Sc,b,bt,ht,as,ef}(t)$$

Da diese Raumnutzwärme jedoch mit dem Basisjahr initialisiert wird und während der Kreisberechnung nicht um die Effizienzgewinne der Gebäudehülle bereinigt wird, geschieht dies mit einem Adjustierungsfaktor im Nachgang. Danach wird die Nutzwärme mit den spezifischen Nutzungsgraden der Technologien und der jeweiligen Effizienzklasse in Endenergie umgewandelt und der Energieträger je nach Technologie ergänzt. Die Einsparungen ergeben sich letztlich aus der Differenz zu "Frozen Efficiency" – einer Referenz ohne Effizienzgewinne mit den gleichen zugrundeliegenden makroökonomischen Treibern, um Einflüssen wie z. B. von Beschäftigungseffekten auf die Energienachfrage, nicht als zusätzliche Einsparung bzw. Reduktion der Einsparung fehlzuinterpretieren. Die resultierende Einsparung ES^{HT} wird am Ende um den *SHO*-Faktor angepasst, sodass sie mit den Einsparungen aus den anderen Modulen verrechnet werden kann.

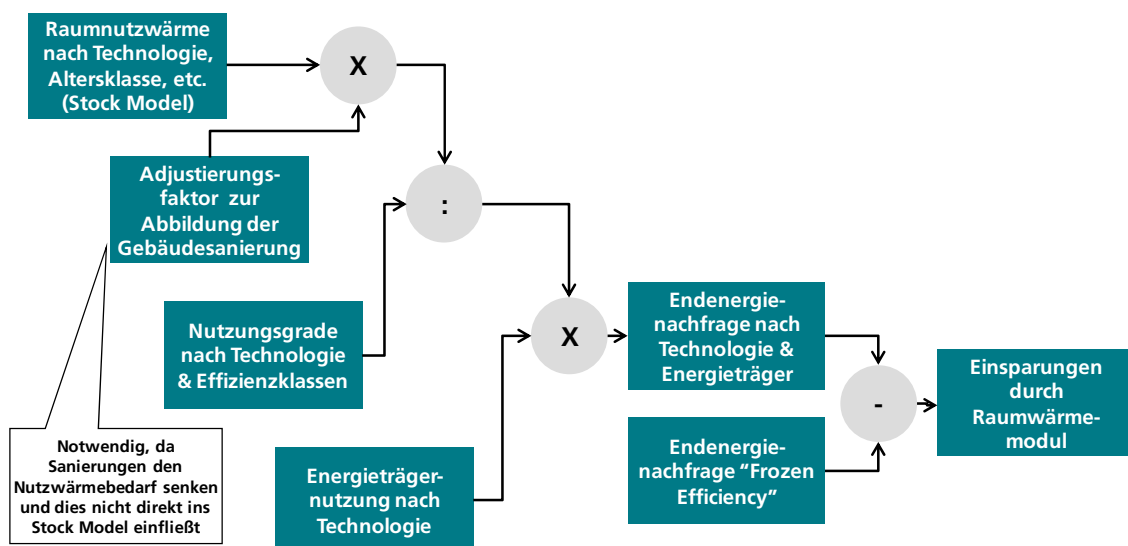


Abb. 22: Schematische Umwandlung der Nutzwärmeentwicklung des Raumwärmemoduls auf die Endenergienachfrage und die absolute resultierende Einsparung nach dem Stock-Modell-Berechnungszyklus (vgl. Biere et al. 2014)

3.2.4 Das Energieträgerwechselmodul

Das Energieträgerwechselmodul ist nur bedingt im Rahmen dieser Dissertation entwickelt worden, es soll nur der Vollständigkeit wegen hier erwähnt werden. Dieses Modul läuft momentan auch außerhalb der FORECAST-Umgebung. Durch bereits implementierte Schnittstellen ist dieses Modul jedoch bereits voll eingebunden. Es fokussiert sich ausschließlich auf die Energieträgernachfrage für Wärme über 500 Grad (ED^{HD4}), da für den Temperaturbereich unterhalb von 500 Grad bereits ein Energieträgerwechsel im Raum- und Prozesswärmemodul abgebildet ist.

Abb. 23 zeigt den schematischen Ablauf der Berechnung. Der Energieträgerwechsel basiert auf einem Logitansatz (vgl. "Technologieauswahl (3)"), mit der Besonderheit, dass die zugrundeliegende Nutzenfunktion nicht nur auf den Kosten (C) basiert (Brennstoff- und CO_2 -Kosten), sondern weitere Parameter einbezieht, die mit den Daten von 1995 bis 2010 kalibriert sind.

Die dem Logit-Ansatz zugrundeliegende Nutzenfunktion (angelehnt an Kesicki; Yanagisawa 2015; Braun 2010 und Jaccard; Dennis 2006) lautet:

$$U_{EC}(t) = -\varepsilon * \alpha_{EC} * \frac{C_{EC}}{\varnothing C} + \beta_{EC} * \sqrt{t} + \gamma_{EC}$$

mit

ε : Faktor für die Markttransparenz, Einfluss von Preissignalen auf Nutzenbewertung

α_{EC} : Preisfaktor, individuelle Gewichtung des Energieträgers EC

β_{EC} : Zeitfaktor, Änderung der Nutzenbewertung des Energieträgers EC mit der Zeit

γ_{EC} : Systemwert, "intangible cost/benefit" des Energieträgers EC , wie z. B. Versorgungssicherheit

$\varnothing C$: Durchschnittskosten aller Energieträger

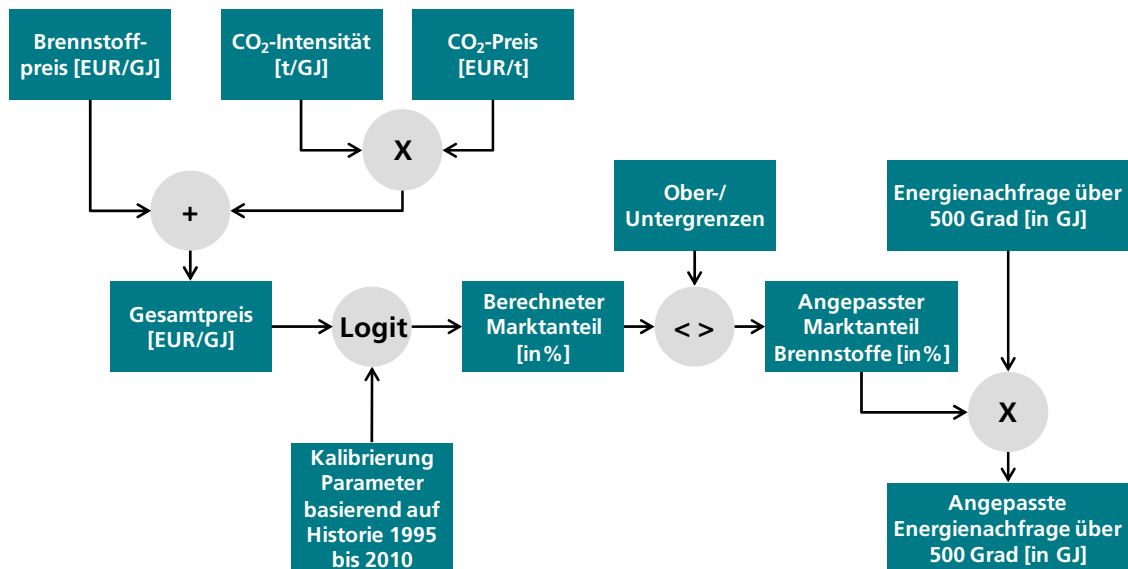


Abb. 23: Schematische Darstellung der Berechnung des Energieträgerwechselmoduls

Mit den sich ergebenden Marktanteilen aus der Logit-Funktion (MS^{logit}) werden zusammen mit dem Marktanteil des Energieträgers des Vorjahres und einer Diffusionsgeschwindigkeit δ mit $0 < \delta < 1$ die neuen resultierenden MS berechnet.

$$MS_{EC,b}(t) = MS_{EC,b}(t - 1) + \delta \times (MS_{EC,b}^{logit} - MS_{EC,b}(t - 1))$$

Diese werden mit angenommenen Ober- und Untergrenzen verglichen, um keine preissensitive Nachfrage darzustellen - wie z. B. der Einsatz von Kohle und Koks als Reduktionsmittel in der Stahlindustrie (vgl. Stahlinstitut VDEh Wirtschaftsvereinigung Stahl Düsseldorf 2013) – um

diese gegebenenfalls entsprechend anzupassen. Mit den angepassten Marktanteilen MS^{Adj} kann nun der neue Energieträgersplit berechnet werden:

$$ED_{Sc,b,Ec}^{HDANew}(t) = ED_{Sc,b,Ec}^{HDA}(t) \times MS_{Ec,b}^{Adj}(t)$$

Während die Preise für die Brennstoffe und den CO₂-Ausstoß und $ED_{Sc,b,Ec}^{HDA}(t)$ aus FORECAST kommen, fließt nur die Differenz ΔED^{HDA} zurück an FORECAST.

$$\Delta ED_{Sc,b,Ec}^{HDA} = ED_{Sc,b,Ec}^{HDANew}(t) - ED_{Sc,b,Ec}^{HDA}(t), \text{ mit } \sum_{Ec} \Delta ED_{Sc,b,Ec}^{HDA} = 0$$

Die Energienachfrage ändert sich in der Summe über alle Energieträger nicht. Es kommt jedoch zu einer Verschiebung der Brennstoffnachfrage und dies bedingt einen veränderten CO₂-Ausstoß.

3.2.5 Ergebniskonsolidierung

Im letzten Schritt werden die Energieeinsparungen der neuentwickelten Module konsolidiert und anschließend mit den Ergebnissen des bereits im Vorfeld bestehenden FORECAST-Modell ($ED^{afterCCTel}$) verrechnet:

$$ES_{Sc,b,Ec}^{Add}(t) = ES_{b,Ec}^{bld}(t) + \sum_{Appl,Tl} ES_{Sc,Appl,b,Tl}^{ASDSE}(t) + ES_{Sc,b,Ec}^{PHEG}(t) + ES_{Sc,b,Ec}^{HTadj} + \Delta ED_{Sc,b,Ec}^{HDA}$$

$$ED_{Sc,b,Ec}^{final}(t) = ED_{Sc,b,Ec}^{afterCCTel}(t) - ES_{Sc,b,Ec}^{Add}(t)$$

Analog lässt sich auch die CO₂-Emission berechnen, hierzu wird ES^{Add} mit den jeweiligen Emissionsfaktoren (EF) multipliziert und das Ergebnis von den Emissionen vom bereits bestehenden FORECAST-Modell abgezogen.

$$CO_2 E_{Sc,b}^{Final}(t) = CO_2 E_{Sc,b}^{afterCCTel}(t) - \sum_{Ec} [ES_{Sc,b,Ec}^{Add}(t) \times EF_{Ec}(t)]$$

3.2.6 Kritische Würdigung der Methodik

Die im Rahmen dieser Arbeit neuentwickelten Gebäude-, Prozesswärme- und Raumwärmemodule machen aus der Modellplattform FORECAST ein veritables Simulationsmodell, da alle neuen Module sowohl über einen expliziten Technologiebestand sowie eine endogen modellierte Diffusion von effizienteren Gebäuden bzw. Technologien verfügen.

FORECAST INDUSTRY ist nach umfangreichen Recherchen des Autors dabei das derzeit einzige der Industrienachfragemodelle (vgl. Tab. 1 und Kapitel 2), das den Industriegebäudebestand explizit modelliert und damit in der Lage ist, Effizienzgewinne aus Verbesserung der Gebäudehülle im Detail zu simulieren. Die Einsparungen basieren dabei nicht ausschließlich auf einer Bestandsumwälzung von alt zu neu, sondern zusätzlich werden Modernisierungen unter Berücksichtigung des Zeitpunkts, des Gebäudezustands und der Modernisierungsqualität abgebildet. Dadurch ist das Modul in der Lage, die Auswirkungen von verschiedenen Politikvorgaben hinsichtlich Modernisierungsquote, -qualität und Neubaumindeststandards zu quantifizieren.

Nicht abgebildet sind jedoch die Kosten der Modernisierungen, bzw. verfügt das Gebäudemodul über keine endogene Rückkopplung zwischen der Entwicklung der Energieträgerpreise und der Modernisierungsquote. Diese müssen exogen als Szenarioparameter vorgegeben werden.

Der Stellenwert der KWK-fähigen Prozesswärme ist in der Industrie wesentlich höher als der der Raumwärme, daher bilden Bottom-Up-Industrienachfragemodelle diesen Bereich in der Regel gesondert ab.

Eine große Herausforderung besteht in der Quantifizierung der KWK-fähigen Wärmemenge, die durch ein subsektorübergreifendes Prozesswärmemodul modelliert werden kann. Im Allgemeinen geschieht dies über das Temperaturniveau. Während einige stand-alone Prozesswärmemodelle die Wärmemenge exogen annehmen, besteht der Vorteil der Nutzung der Modellplattform FORECAST im integrativen Ansatz. Durch die im Bestandmodell implementierten Prozesse ist es möglich, die nachgefragte Wärme nach Temperaturniveau bottom-up aus den Prozessen und nicht nur alleine aus der Subsektornachfrage abzuleiten und so selbst makroökonomische Verschiebungen auf Prozessebene abzubilden. Die Aufteilung der Wärme auf die Temperaturniveaus ist jedoch kein Bestandteil dieser Arbeit gewesen, sondern nur der Aufbau dieser Schnittstelle.

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Prozesswärmemodul zeichnet sich insgesamt durch seinen hohen Detailgrad aus. Ziel dieses detaillierten Ansatzes ist es, neben der Erhöhung der Sensitivität zur Klärung der Forschungsfragen, den erklärbaren bzw. abbildbaren Anteil der Entscheidung zu präzisieren und so bereits einen Teil der Heterogenität der Industrie zu berücksichtigen ohne auf die Irrationalität des Entscheiders verweisen zu müssen.

Die Technologieentscheidung wird daher für 84 Unternehmensprofile unter Berücksichtigung von verbrauchsspezifischen Brennstoffpreisen, CO₂-Preisen, dem speziellen Wärmebedarf und deutschen Besonderheiten, wie den KWK-Zuschlag und der EEG-Abgabe, getroffen.

Das Alleinstellungsmerkmal dieses Moduls ist neben der endogenen Dimensionierung der Anlagengröße basierend auf profilspezifischen Jahresdauerlinien, die Annahme von relativen Anlagegrößen für einige Technologietypen, anstatt fest vorgegebener Anlageleistungen. Dies ermöglicht ein endogen berechnetes Verhältnis zwischen Spitzen- und Grundlasttechnologie. Zudem findet die Entscheidung bzw. die Verteilung der Marktanteile zwischen SHP und KWK parallel unter Zuhilfenahme des Logit-Ansatzes statt und bezieht auch Technologien ein, die nicht das ganze Temperaturspektrum abdecken, wie Solarthermie und Wärmepumpen. Kennzahlen, wie Systemeffizienz, Stromkennzahlen und Kosten, sind außerdem nicht nur zeitabhängig, sondern auch als nicht-lineare leistungsabhängige Funktionen hinterlegt, um so auch den Einfluss von "downsizing" auf die Technologiewahl realistisch abzubilden.

Dieser hohe Detailgrad impliziert jedoch auch eine hohe Datenmenge, sodass an einigen Stellen Einschränkungen gemacht werden müssen, um die Datenmenge auf einem handhabbaren Niveau zu halten. So werden als Spitzenlasttechnologie nur Gas- und Biomasse-Dampfkessel zugelassen.

Bei der Bestandsmodellierung kommt ein Vintage-Stock-Modell zum Einsatz, um die Trägheit einer Bestandsumwälzung adäquat zu berücksichtigen. Jedoch gibt es mehrere Möglichkeiten, Wärmeeinsparungen aus den Prozesstechnologien zu berücksichtigen. Hier wird die Nachfrage nach neuen Anlagen⁸⁰ um die Effizienzgewinne aus den Vorstufen bereinigt, das aber impliziert, dass Neuanlagen zeitgleich mit den Effizienzgewinnen bei den Prozessen realisiert werden. Denkbar wäre jedoch auch, dass dies unabhängig geschieht und stattdessen die Effizienzgewinne auf den gesamten Prozesswärmeanlagenbestand verteilt werden, wie es auch an der Schnittstelle zwischen Gebäude- und Raumwärmemodul implementiert ist (vgl. 3.2.3).

Bei der Technologiewahl kommt der Simulationsansatz zum Einsatz unter Einbeziehung von nicht-monetären Kosten. Zuvor jedoch findet eine Vorselektion statt, so geht jeweils pro Jahr und Unternehmensprofil nur die kostenminimalste Dimensionierung eines KWK-Typs oder der Solarthermieanlage je Unternehmensprofil in die finale Technologieauswahl ein.

Gleichzeitig berücksichtigt die genutzte Logit-Funktion zur Berechnung der Marktanteile eine exogen vorgegebene Gruppierung der Technologien, um dem Problem des

⁸⁰ Ergibt sich aus der Differenz zwischen Wärmebedarf und Anlagebestand nach Austausch.

Unabhängigkeitskriteriums der irrelevanten Alternativeigenschaften⁸¹ Rechnung zu tragen. Die Gruppierung kann die berechneten Marktanteile schon beeinflussen, da jedoch keine empirischen Untersuchungen zu diesem Sachverhalt existieren, ist das natürlich auch eine mögliche Fehlerquelle.

Die Modernisierung von KWK-Systemen ist nur vereinfacht über die Pfadabhängigkeit bzw. bei der Initialisierung berücksichtigt. Grund hierfür ist das Fehlen von belastbaren Kostendaten, daher war der zusätzliche Implementierungsaufwand nicht gerechtfertigt. Sollte es sich jedoch in der Zukunft herausstellen, dass Modernisierungen einen höheren Stellenwert haben und sich dabei modernisierte Anlagen signifikant von Neuanlagen gleichen Technologietyps unterscheiden, muss das Modell entsprechend erweitert werden.

Das Raumwärmemodul, das die Technologieauswahl für den Raumnutzwärmebedarf vornimmt, modelliert explizit den Bestand und hebt sich dadurch bereits von den anderen Industrienachfragemodellen ab. Jedoch besteht aus Komplexitätsgründen keine direkte Kopplung zwischen Gebäude- und Raumwärmemodul, wie es bei Haushaltsmodellen teilweise üblich ist. So wird beim Austausch eines Heizsystems in einem Bestandsgebäude nur der durchschnittliche Wärmebedarf als Grundlage zur Dimensionierung und Herleitung der Kosten genommen. Andererseits wird der Heterogenität der Industrie bei der Technologiewahl sehr wohl Rechnung getragen, so wird zwischen Bestands- und Neubau, sowie Gebäudetyp und jeweils drei Gebäudegrößen unterschieden.

Subsektorspezifische Besonderheiten sind bisher nur über die Technologieverfügbarkeitsmatrix abgebildet, d. h., nicht jede Technologie ist in allen Subsektoren verfügbar. Denkbar wäre aber auch, sektorspezifische Gebäudegrößen zu definieren, um so in den verschiedenen Subsektoren zu signifikant unterschiedlichen Technologieentscheidungen zu kommen.

Die FORECAST-Implementierung erlaubt es durch eine exogen vorgegebene Aufteilung, die Raumwärme sowohl über die Prozesswärme, als auch separat über spezielle Technologien im Raumwärmemodul zu decken. Aufgrund der daraus resultierenden unterschiedlichen Dimensionierung der Technologie führt dies in der Regel zu einer leicht anderen Verteilung der Marktanteile der Technologien.

Während die Einbindung in die FORECAST Plattform gegenüber einem stand-alone Prozesswärmemodul erlaubt, makroökonomische Umbrüche in der Entwicklung der Prozesswärmefrage abzubilden, fehlt der FORECAST-Plattform eine Rückkopplung zu den Preisen. Die Brennstoffpreise sind exogen vorgegeben und werden im Modelllauf nicht verändert, auch wenn die Nachfrage nach einem Brennstoff sich während des Modelllaufs signifikant verändert. Kritisch kann das insbesondere hinsichtlich der Biomasse sein, da hier der Markt noch nicht den Reifegrad der fossilen Energieträger erreicht hat und hier in Zukunft hohe Zuwachsraten erwartet werden. Und je nachdem wie strikt die Vorgaben der Politik hinsichtlich Nachhaltigkeit oder Regionalität sind, beeinflusst das die verfügbaren Biomassepotenziale und letztlich auch den Preis.

⁸¹ Um zu verhindern, dass z.B. Wärmepumpen höhere Marktanteile erzielen, nur weil es mehrere Ausprägungen der Wärmepumpe gibt, wie Gas und Strom.

4 Definition Referenzszenario & Sensitivitäten

Bevor in diesem Kapitel das Referenzszenario mit seinen Annahmen vorgestellt wird und basierend darauf Ergebnisse ausgewählter Sensitivitätsrechnungen gezeigt werden, soll im folgenden Abschnitt noch einmal detailliert auf die Abbildung bzw. Herleitung der subsektor- und unternehmensgrößenspezifischen Energieträgerpreise eingegangen werden, da hier nach dem Wissensstand des Autors ein Alleinstellungsmerkmal gegenüber ähnlichen Modellkonzepten vorliegt. Der Grund liegt in der entstehenden Komplexität bzw. des benötigten Detailgrads, den dieses Vorgehen erfordert.

4.1 Exkurs: Unternehmensprofilsspezifische Energieträgerpreise

4.1.1 Herleitung und Zuordnung der Verbrauchsbänder

FORECAST INDUSTRY rechnet bisher ausschließlich mit einheitlichen Energieträgerpreisannahmen. Doch die Entwicklung des Prozesswärmemoduls (vgl. 3.2.2) ermöglicht erstmalig aufgrund des größeren Detailgrades in diesem Modul die Berücksichtigung von verbrauchsabhängigen Preisen. Die Abb. 24 zeigt zunächst die angenommenen Endkundenpreise für die Hauptenergieträger, die dem Referenzszenario aus der Leitstudie (vgl. Fraunhofer ISI 2015) mit Ausnahme des Strompreises entsprechen und in allen Modulen außerhalb des Prozesswärmemoduls zur Anwendung kommen. Der Strompreis ist hingegen gegenüber der Leitstudie um die EEG-Abgabe bereinigt, da diese in der vorliegenden Arbeit gesondert bottom-up prognostiziert wird (vgl. 4.1.2).

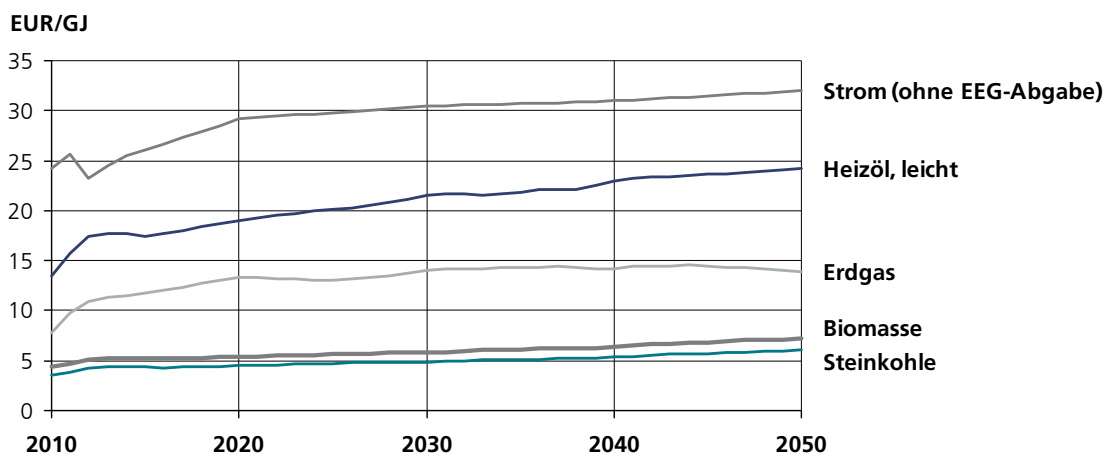


Abb. 24: Angenommene Energieträgerpreise Endkunden-Industrie (Quelle: Fraunhofer ISI 2015, eigene Darstellung)

In der FORECAST-Modellierung basiert, wie auch in vielen anderen Bottom-up Simulationsmodellen (vgl. 2.2.2), die Diffusion neuer Technologien auf einer Wirtschaftlichkeitsberechnung. Dabei sind die Brennstoffkosten ein signifikanter Kostenfaktor. Daher scheint es sinnvoll, eine Differenzierung bei den Energieträgerkosten nach Verbrauchsbändern, so wie sie in der Praxis i. d. R. anzufinden sind, vorzunehmen.

Dazu werden die durchschnittlichen Gas- und Stromendkundenpreisdaten von Eurostat (Eurostat 2014) ausgewertet. Diese werden auf halbjährlicher Basis für sechs Verbrauchsgruppen, länderspezifisch sowohl inklusive Steuern und Abgabe sowie ohne jegliche Steuern und Abgaben, veröffentlicht.

In Abb. 25 wird die relative Entwicklung der Strompreise ohne Steuern und Abgaben für die verschiedenen Verbrauchsgruppen in Relation zum Band IC (Band 3) gezeigt, das Grundlage für den generell angenommenen Strompreis in FORECAST ist. Es zeigt sich sehr deutlich, dass signifikante Unterschiede zwischen den einzelnen Verbrauchsbändern bestehen.

Zwar scheint zunächst im Hinblick auf die Statistik Strom für die Wärmebereitstellung in der Industrie keine große Rolle zu spielen, doch bei näherer Betrachtung stellt man fest, dass die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen insbesondere auch von den Strombezugspreisen bzw. den Strombörsenpreisen abhängen (vgl. 3.2.2, Wirtschaftlichkeitsrechnung (2)). Dies wird auch noch mal gesondert in der Sensitivitätsanalyse dargestellt (vgl. Abb. 52, Abb. 65).

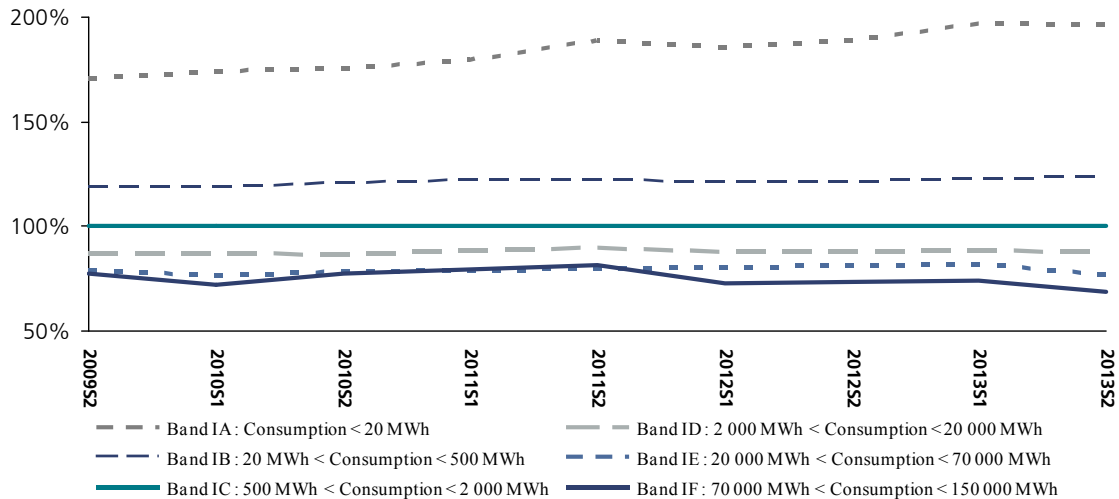


Abb. 25: Relative Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (Vertriebs- und Netzkosten) ohne Steuern und Abgaben in Deutschland nach Verbrauchsgruppen in Relation zum Verbrauchsband IC von 2009 bis 2013 (Quelle: Eurostat 2014, eigene Darstellung)

Für Gas ergibt sich ein ähnliches Bild (vgl. Appendix Abb. 2). Es ist daher sinnvoll, eine Preisdifferenzierung für die verschiedenen Verbrauchsbänder einzuführen. Hierzu wird jeweils aus den Mittelwerten der Jahre 2009 bis 2013 ein Index gebildet, der als Grundlage für diese Differenzierung für das Prozesswärmemodul angenommen wird (vgl. Tab. 5).

Verbrauch	Einheit	Gas ohne Steuern	Gas mit Steuern (ohne MWSt)	Strom ohne Steuern	Strom mit Steuern (ohne MWSt)
Band 1	%	123%	120%	184%	169%
Band 2	%	114%	112%	121%	116%
Band 3	%	100%	100%	100%	100%
Band 4	%	87%	88%	88%	89%
Band 5	%	77%	80%	79%	81%
Band 6	%	73%	76%	75%	75%

Tab. 5: Mittelwerte der relativen Preishöhe der Verbrauchsbänder gegenüber Band 3, abgeleitet aus den Daten von 2009 bis 2013 (Quelle: Eurostat 2014, eigene Darstellung)

Die Zuordnung der 84 Unternehmensprofile erfolgt einmalig durch Berechnung der durchschnittlichen Wärme- und Stromnachfrage für jedes der Unternehmensprofile für das Jahr 2011.

Die durchschnittliche Wärmenachfrage AHD^{124} in GJ berechnet sich analog der durchschnittlichen Wärmenachfrage bis 500 Grad mit der Besonderheit, dass hier die Gesamtwärmenachfrage über alle Temperaturlevel betrachtet wird:

$$AHD_{Sc,b,Cs}^{124}(t_{BY}) = \sum_{Appl,Tl} \frac{ED_{Sc,Appl,b,Tl}^{HD124}(t_{BY}) \times Share_{HD,Appl,Cs,b} \times UR_{Appl}}{\#C_{b,Cs}}$$

Die durchschnittliche Stromnachfrage wird analog berechnet. Basierend auf dem Ergebnis werden die 84 Unternehmensprofile den Verbrauchsbändern für Strom und Gas zugeordnet (vgl. Appendix Tab. 5), wobei der berechnete Index aus dem Verbrauchsband "Gas" auch für die anderen verbleibenden Energieträger aus Mangel an besseren Daten angenommen wird. Erdgas ist neben Strom der dominierende Energieträger in der Industrie (vgl. Jahr 2011, Abb. 60). Durch die teilweise bestehenden Substitutionsbeziehungen zu den anderen Energieträgern besteht daher eine gewisse Preisabhängigkeit.

Insbesondere bei Strom gibt es jedoch nicht nur die verbrauchsabhängigen Unterschiede, es kann zudem auch zu Differenzen innerhalb eines Bandes kommen, wenn Steuern und Abgaben berücksichtigt werden.

Der Verband BDEW wertet regelmäßig die Entwicklung der Industriestrompreise und dessen Kostenbestandteile für Deutschland aus. Die Auswertung für 2014 (vgl. BDEW 2014a, S.15) zeigt, dass die theoretische Bandbreite selbst für Großabnehmer (in diesem Fall Band IF (Band 6)) stark differiert. Der minimale Preis liegt bei ca. 4,21 ct/kWh, der maximale bei ca. 15,06 ct/kWh im Jahr 2014 (vgl. Abb. 26). Der Preisunterschied beträgt damit mehr als das Dreieinhalbfache. Des Weiteren zeigt die Graphik sehr deutlich, dass die Hauptunterschiede aufgrund der EEG-Umlage, der Netzentgelte und der Stromsteuer bestehen, von denen sich Unternehmen jeweils nahezu komplett befreien lassen können. Alle anderen Abgaben sind in diesem Zusammenhang zu vernachlässigen.

Die Entlastung des Endverbrauchers ist von verschiedenen Kriterien abhängig (vgl. BDEW 2014a): Unternehmen des produzierenden Gewerbes sind entweder aufgrund energieintensiver Produktionsprozesse von der Stromsteuer komplett befreit (StromStG, § 9a), oder sie bekommen eine bis zu 90 %ige Rückerstattung (StromStG, § 10) vom bereits ermäßigten Steuersatz von 1,54 ct/kWh (StromStG, § 9b) abhängig von den abgeführten Rentenversicherungsbeiträgen für ihre Beschäftigten.

Die Stromnetzentgelte sind in der StromNEV geregelt. Es gibt Ermäßigungen für Großverbraucher mit atypischer Netznutzung (§ 19 (2)) sowie ab einer Benutzungstundenzahl von mehr als 7000 Stunden und mehr als 10 GWh Stromverbrauch pro Jahr (bis zu 80 % sowie bis 90 % Ermäßigung).

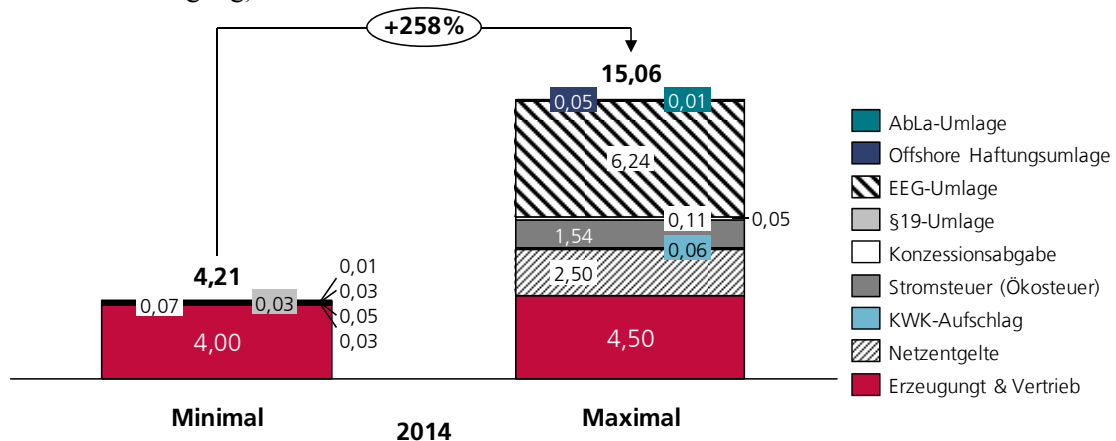


Abb. 26: Bandbreite Industriestrompreis: Großabnehmer 100 GWh/a in ct/kWh (Quelle: BDEW 2014a, eigene Darstellung)⁸²

Für die EEG-Abgabe hängt die Teilbefreiung bzw. die Reduzierung auf 0,1 ct/kWh bzw. 0,05 ct/kWh von der Stromkostenintensität ab (vgl. EEG 2014, § 64). Während es in der Vergangenheit keine generellen Einschränkungen bzgl. der Branchen gab, können in Zukunft nur Unternehmen einer Branche von der Reduzierung der EEG profitieren, die in der Liste 1 bzw. Liste 2 des EEG's enthalten sind (vgl. Anlage 4, EEG 2014).

⁸² AbLa-Umlage: Umlage für abschaltbare Lasten

Da die Netzkosten bereits in den Zahlen von Eurostat (vgl. Abb. 25) enthalten sind, ist somit bereits eine verbrauchsabhängige Komponente abgebildet. Da die Stromsteuer sich zudem für den größten Teil der Industriebetriebe signifikant reduzieren sollte, verbleibt von den drei großen Abgabenblöcken nur die EEG-Abgabe.

Um die EEG-Abgabe in der Modellierung zu berücksichtigen, muss zum einen die Entwicklung der EEG-Abgabe bis 2050 hergeleitet werden. Zum anderen muss eine Abschätzung gemacht werden, welche der Unternehmensprofile freigestellt bzw. privilegiert⁸³ sind. Während die Entwicklung der EEG-Abgabe aufgrund ihrer Komplexität gesondert betrachtet wird (vgl. 4.1.2), wird die Privilegierung von Unternehmensprofilen vom Status quo abgeleitet. Der Grund liegt darin, dass zwar nach dem neuen EEG (vgl. EEG 2014, Anhang 4) die einzelnen Branchen bekannt sind, die diese besondere Ausgleichsregelung beantragen können. Da diese jedoch gleichzeitig eine Stromkostenintensität von 16 bzw. 20 % aufweisen müssen, ist noch unklar, wie viele Unternehmen davon Gebrauch machen bzw. machen können.

Daher wird als bessere Annäherung die Liste der Unternehmensteile als Basis genommen, die für 2014 die besondere Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen (Bafa 2014e), da diese Unternehmen bereits eine hohe Stromkostenintensität von mindestens 14 % der Bruttowertschöpfung nachweisen konnten (vgl. § 41 (1), EEG 2012) und die Sektorenbeschränkung weniger restriktiv war, als zunächst erwartet wurde. So müssen nur ca. 350 der ca. 2000 Unternehmen mit Rückzahlungen rechnen (vgl. BMWi 2014b).

In Zukunft ist sicherlich eine Aktualisierung sinnvoll, das im Folgenden beschriebene Vorgehen kann hierzu beibehalten werden:

- Zuteilung der Unternehmen auf die 14 Subsektoren des Modells,
- Bereinigung der Liste um Mehrfachnennungen und nicht für die Industrie relevante Bereiche, wie z. B. Schienenbahn-Unternehmen,
- Auswertung der Anzahl befreiter Unternehmen nach Subsektor und Vergleich mit der statistischen Anzahl der Unternehmen nach Unternehmensgröße (Destatis 2012b).

Befolgt man dieses Vorgehen werden als Ergebnis 2052 Industrieunternehmen als privilegiert angenommen (vgl. Tab. 6), verglichen mit 1989 in der Realität (vgl. Bafa 2014e), dem derzeitigen Status quo.

In der Praxis ist die Ausgleichsregelung nicht direkt an die Unternehmensgröße gekoppelt, doch zeigen Auswertungen des BDEWs, das zwar nur 4 % der Industrie-Unternehmen privilegiert sind, aber fast 40 % des Industrie-Stromverbrauchs darunter fällt (BDEW 2014a, S. 20). Die Annahme erscheint daher nicht abwegig, dass besonders große Unternehmen der jeweiligen Branche von der Ausgleichsregelung profitieren.

⁸³ Die privilegierten Letztverbraucher sind Unternehmen, die nach § 64 und § 65 des EEGs (EEG 2014) von dem größten Teil der EEG-Abgabe aufgrund ihrer Stromintensität befreit sind.

ID-Subsector	U-Größe 1	U-Größe 2	U-Größe 3	U-Größe 4	U-Größe 5	U-Größe 6	# Unternehmen privilegiert (Annäherung)	# Unternehmen privilegiert (Status quo 2014)
Gewinnung von Steinen und Erden	2871	165	57	15	6	0	78	115
Ernährung und Tabak	9714	3738	3018	954	345	87	432	359
Papiergewerbe	840	693	903	291	87	15	102	135
Grundstoffchemie	633	432	378	168	96	102	198	162
Sonstige chemische Industrie	1362	936	954	381	192	102	0	1
Gummi- u. Kunststoffwaren	3900	2667	2067	600	207	99	306	319
Glas u. Keramik	540	543	483	177	63	6	246	193
Verarbeitung v. Steine u. Erden	5967	954	564	144	15	3	0	0
Metallerzeugung	48	30	36	51	57	51	225	205
NE-Metalle, -gießereien	498	480	513	261	99	75	0	0
Metallbearbeitung	12540	5766	3546	969	366	99	465	229
Maschinenbau	3243	2337	2145	879	420	255	0	50
Fahrzeugbau	1386	1002	1062	624	402	390	0	28
Sonstige Wirtschaftszweige	19947	8724	6399	1929	798	483	0	193
	Σ:						2052	1989

Tab. 6: Annäherung der Inanspruchnahme der besonderen Ausgleichsregelung nach Unternehmensprofil (alle gelb hinterlegten werden als privilegiert angenommen) (Quelle: eigene Herleitung, Bafa 2014e, Destatis 2012b)

Insgesamt gesehen scheint die Annäherung trotz vereinzelter Ausnahmen realistisch zu sein, wie die letzten zwei Spalten der Tabelle zeigen (vgl. Tab. 6).

Die Ergebnisse aus Tab. 6 werden in eine binäre Matrix *EEGR* übertragen: eins für nicht freigestellte und null für freigestellte Unternehmensprofile. Mit diesen Annahmen lässt sich nun der unternehmensspezifische Energieträgerpreis (*ECP*) nach folgender Formel berechnen:

$$ECP_{Sc,b,Cs,Ec}(t) = ECP_{Sc,Ec}(t) \times ACB_{b,Cs,Ec} \times RPCB_{Ec,Cb} + EEG_{Sc}(t) \times EEGR_{b,Cs}$$

wobei *ACB* die Zuteilung des Unternehmensprofils zum jeweiligen Verbrauchsband durchführt und *RPCB* den relativen Preisunterschied der Verbrauchsbänder beinhaltet. Für alle nicht-privilegierten Unternehmen wird die prognostizierte *EEG* noch hinzu addiert.

4.1.2 Berechnung der EEG-Abgabe über 2018 hinaus

Die EEG-Abgabe entspricht 2014 im maximalen Fall ungefähr dem aufsummierten Entgelt für Netz und Erzeugung (vgl. Abb. 26). Gleichzeitig hat die EEG-Abgabe in den letzten fünf Jahren von 2010 bis 2014 eine signifikante Steigerungsdynamik (+ 205 %) ⁸⁴ erfahren, sodass die Frage aufkommt, wie die künftige Preisentwicklung aussehen wird.

Trotz der hohen Relevanz und den über 20-jährigen Zahlungsverpflichtungen, ab dem Inbetriebnahmezeitpunkt, sind dem Autor nur Mittelfristprognosen der EEG-Abgabe für die jeweils nächsten fünf Jahre bekannt (vgl. R2B ENERGY CONSULTING GMBH 2013, Nagl et al. 2012, Öko-Institut 2013).

Insbesondere für Industrieunternehmen ist dieser Planungshorizont viel zu kurz, da Investitionsentscheidungen für Anlagen mit Laufzeiten von 20 bis 30 Jahren und mehr getroffen werden müssen. Nach der aktuellen Einigung der deutschen Bundesregierung mit der EU haben freigestellte Unternehmen hinsichtlich der Industrierabatte mehr Planungssicherheit, zuvor hatte die EU die Rabatte als unzulässige Beihilfe gewertet (vgl. tagesschau.de 2014; BMWi 2014b).

Da jedoch 96 % der Industriebetriebe nach der Schätzung des BDEW's die volle EEG-Umlage entrichten und dabei für 47 % des Stromverbrauchs der Industrie verantwortlich sind (vgl. BDEW 2014a, S. 20), bleibt die EEG-Abgabe hoch relevant für diese Unternehmen.

⁸⁴ Von 2,047 ct/kWh auf 6,24 ct kWh (vgl. Netztransparenz.de 2014b).

Neben den knapp 40 % privilegierten Stromverbrauchs, wird für weitere 14 % des Industriestromverbrauchs bisher ebenfalls keine EEG-Abgabe fällig, da von der Privilegierung der Eigenstromerzeugung Gebrauch gemacht wird. Damit hängt die Wirtschaftlichkeit der Eigenstromerzeugung ebenfalls stark von der Entwicklung der EEG-Abgabe ab. Darum wird im Rahmen dieser Arbeit ein Modell entwickelt, das es erlaubt, Abschätzungen der EEG-Abgabe über das Jahr 2018 hinaus zu machen und damit dem Bottom-up Modell FORECAST einen besseren Input bereitzustellen.

Die zukünftige EEG-Abgabe hängt von mehreren Faktoren ab, die zum Teil mit Unsicherheit behaftet sind und daher hier szenarioabhängig berechnet werden. So sind der zukünftige Zubau und die Vergütungsstruktur im neuen EEG zwar ein Stückweit durch die Vorgabe von Ausbaukorridoren und entsprechender Kostendegression determiniert (vgl. EEG 2014, §27-§31), doch die Entwicklung des Strombörsenpreises bzw. die Entwicklung des privilegierten Endverbrauchs und der Eigenstromerzeugung ist hingegen mit großer Unsicherheit behaftet. Im ersten Schritt wird daher die Bruttovergütung berechnet, d. h., die Einnahmen aus dem Verkauf des EEG-geförderten Stroms bleiben unberücksichtigt. Dies wird zum einen für die Bestandsanlagen gemacht (Stichtag 31.12.2012, Netztransparenz.de 2013a) und zum anderen für die zukünftigen Anlagen. Erst im zweiten Schritt wird nun unter weiteren Annahmen die Nettovergütung, bzw. die resultierende EEG-Umlage, berechnet.

Entwicklung der EEG-Zahlungen für Bestandsanlagen

Die Unterscheidung zwischen Bestands- und zukünftigen Anlagen ist sinnvoll, da die Bestandsanlagen bereits hinsichtlich ihrer installierten Leistung und der ihnen zugestandenen Vergütung bekannt sind. Damit ist die produzierte Strommenge nur noch abhängig von den jeweilig betriebenen Volllaststunden. Da zudem die Netzbetreiber auf ihrer Plattform (Netztransparenz.de 2014b) den Standort, die installierte Leistung, die Technologie und den Zeitpunkt der Inbetriebnahme aller ca. 1,4 Mio. EEG-geförderten Anlagen bereitstellen, bilden diese Daten eine nahezu perfekte⁸⁵ Grundlage für ein Bottom-up-Stock-Modell. Das Vorgehen wird bereits detailliert beschrieben in Biere; Merl 2014. Daher wird hier nur kurz auf die Besonderheiten und das Ergebnis eingegangen.

⁸⁵ Fehlende Angaben zur genutzten Biomasse erlauben nur die Annahme einer durchschnittlichen Vergütung für alle Biomasseanlagen bzw. die fehlende Nabenhöhe bei Windrädern erlaubt nur die Annahme einer einheitlichen Höhe.

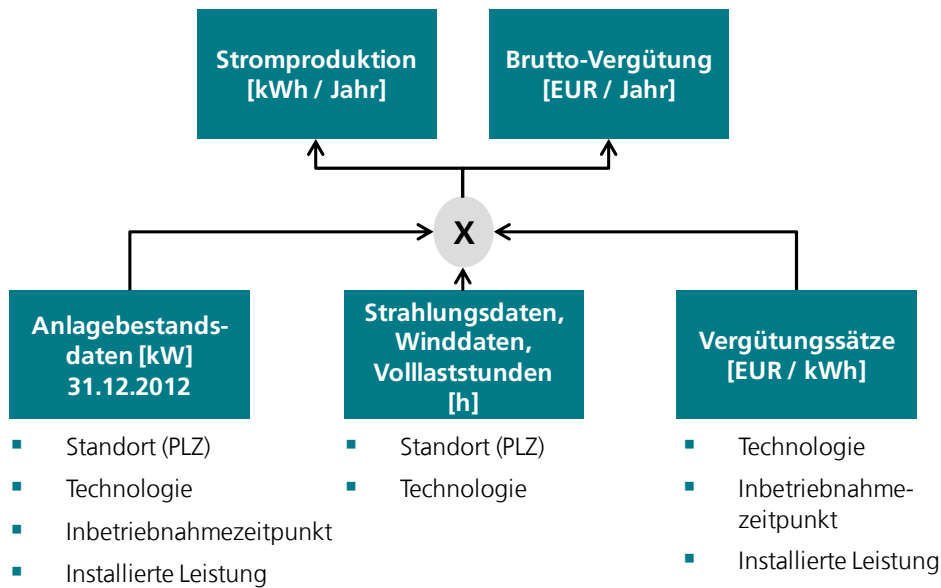


Abb. 27: Methodik des Bestandsanlagen-EEG-Modells zur Berechnung der jährlichen Stromproduktion und Vergütung (Quelle: Biere; Merl 2014)

Die Abb. 27 zeigt die Methodik. So wird jeweils anlagenspezifisch der Vergütungssatz in Abhängigkeit von der Technologie, dem Inbetriebnahmezeitpunkt und der installierten Leistung berechnet sowie bei Solar- bzw. Windanlagen basierend auf postleitzahlenspezifischen Strahlungsdaten bzw. Windgeschwindigkeiten die jeweils produzierte Strommenge kalkuliert. Auch der Wechselzeitpunkt⁸⁶ von der Anfangs- in die Endvergütung wurde postleitzahlenspezifisch für Windanlagen ermittelt, da hier ein möglicher Ansatzpunkt für eine vorzeitige Reduzierung der EEG-Bruttovergütung vor dem Jahr 2021 gesehen wird. Das Ergebnis ist jedoch aus Sicht der Stromkunden eher ernüchternd, da selbst beim Erreichen des Energieertrags einer Referenzanlage, der Vergütungswechselzeitpunkt erst nach 16 Jahren stattfindet und somit Einsparungen erst sehr spät realisiert werden und daher nicht sehr kostendämpfend wirken (vgl. Abb. 29).

Um das Ergebnis des Bottom-up-Modells, die EEG-Bruttovergütung, zu plausibilisieren, wird das Ergebnis für das Jahr 2012 mit der von Wirtschaftsprüfern geprüften Jahresabrechnung, dem EEG-Mengentestat für 2012 (Netztransparenz.de 2013b), verglichen (vgl. Abb. 28). Hierzu müssen zu den Zahlen aus dem Mengentestat noch die Einnahmen aus der direktvermarkteten Strommenge und der nichtvergüteten Menge abgeschätzt und addiert werden. Dies geschieht durch die Multiplikation der Menge mit den durchschnittlichen Referenzmarktwerten nach eingesetzter Technologie für das Jahr 2012. Anschließend wird das Ergebnis um die Managementprämien- und die Repowering-Bonus-Zahlungen bereinigt, um es mit dem Resultat des Bottom-up-Modells vergleichbar zu machen, dass diese Zahlungen nicht beinhaltet. Die Zahlungen der Boni werden basierend auf Abschätzungen für die Quote der Inanspruchnahme der jeweiligen Boni bezogen auf den Gesamtbestand der Windanlagen berechnet. Während für den Systemdienstleistungsbonus angenommen wird, dass alle Windanlagen ab dem Inbetriebnahmejahr 2009 diesen Bonus zu 100 % in Anspruch nehmen, und für die Inbetriebnahmejahr 2002 bis 2008 zu 75 %; wird für den Repowering-Bonus angenommen, dass 4,6 % der Anlagen "repowered" werden und Zahlungen erhalten (abgeleitet aus DEWI 2012). Im Ergebnis weichen IST-Zahlen und Bottom-up-Berechnung nur um 1,7 % ab (vgl. Abb. 28), was die Qualität dieses Vorgehens untermauert.

⁸⁶ Im Gegensatz zu anderen Technologien gibt es für Windanlagen zwei Vergütungssätze. Nach einem anfänglich höheren Vergütungssatz fällt die Anlage, in Abhängigkeit von ihren Volllaststunden relativ zu einer theoretischen Referenzanlage, in eine niedrigere Endvergütung. Je früher dies geschieht, desto geringer ist die Gesamtvergütung für die Anlage.

In der bereits erwähnten Veröffentlichung (Biere; Merl 2014) wird diese Herleitung nur für Onshore-Windenergie des Netzgebiets 50Hertz durchgeführt, um das Vorgehen zu illustrieren – dabei kommt es zur Abweichung von ca. 11,4 %. Wird diese Herleitung jedoch mit dem damals nicht verfügbaren Referenzmarktwert für Wind anstelle des durchschnittlichen Marktwerts des EEG-Stroms im Jahre 2012 durchgeführt, dann reduziert sich die Abweichung auf 3,2 % (Netztransparenz.de 2014c). Dieser Sachverhalt zeigt gleichzeitig die Relevanz des Referenzmarktwertes bei der finalen Ermittlung der EEG-Abgabe.

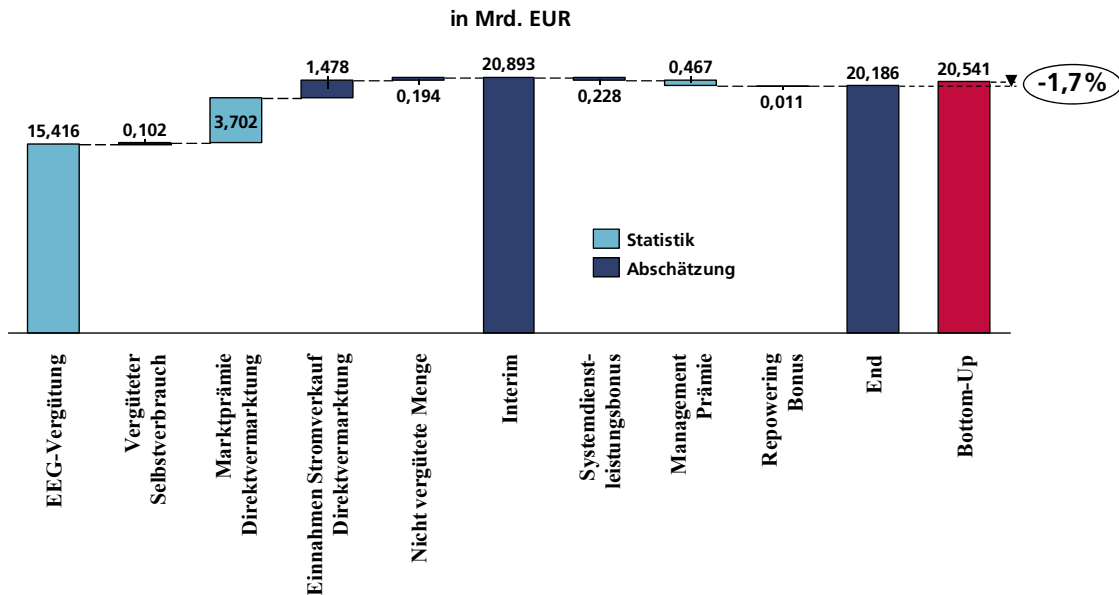


Abb. 28: Vergleich: Vergütung für 2012 IST vs. Modell 2012 in Mrd. Euro (eigene Berechnung analog zu Biere; Merl 2014)

Mit 21 Mrd. Euro im Jahr 2013 ergibt sich für die Bestandsanlagen (Stand 31.12.2012) die höchste Vergütung. Durch den angenommenen Leistungsabfall von 0,3 % pro Jahr bei Photovoltaik und den vereinzelt Vergütungswechsel bei Windanlagen kommt es zu minimalen Reduktionen in den Folgejahren. Erst ab 2021, mit dem Herausfallen der ersten Anlagen, kommt es zu einem signifikanten Rückgang der EEG-Bruttovergütung (vgl. Abb. 29).

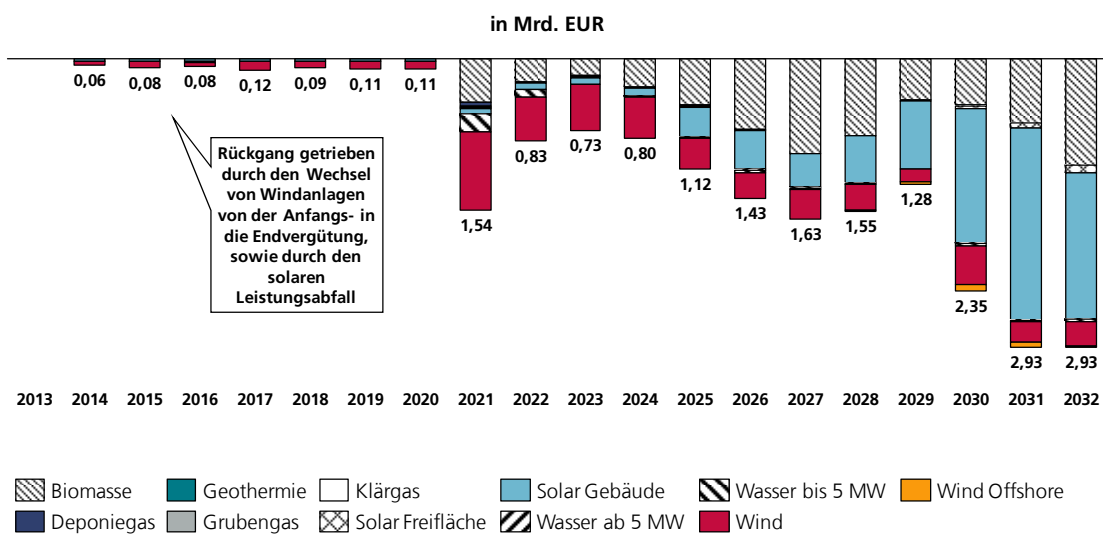


Abb. 29: Prognostizierter jährlicher Rückgang der EEG-Brutto-Vergütung nach Technologie bis 2032 für die Bestandsanlagen vom 31.12.2012 in Mrd. Euro (Quelle: Biere; Merl 2014)

Ein interessantes Bild ergibt sich, wenn man die für 2013 prognostizierte Bruttovergütung in ihre einzelnen Bestandteile zerlegt (vgl. Abb. 30), was die Bottom-up-Modellierung möglich

macht. Die Gründe für die Kostenexplosion (seit 2001 wird fast jedes Jahr teurer als das Vorhergehende) in den letzten Jahren sind schnell erkennbar. Ab 2009 gibt es einen signifikanten Kostenzuwachs getrieben durch einen in der Höhe unvorhergesehenen Solarzubau, bedingt durch eine temporäre Überförderung. Die Zubaujahre 2009 bis 2011 stehen für mehr als 40 % der Kosten. Im Zubaujahr 2012 könnte eine Trendwende eingetreten sein, da die Kosten auf das Niveau von 2005 zurückgefallen sind.

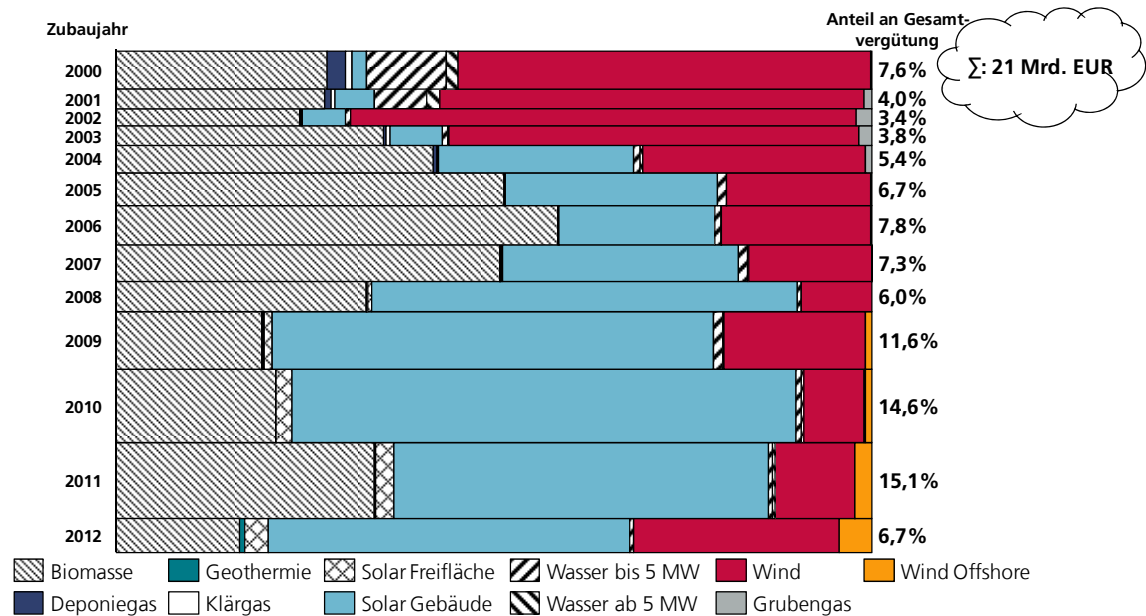


Abb. 30: Aufteilung der Brutto-Vergütung im Jahre 2013 der Bestandsanlagen (Stand vom 31.12.2012) nach Technologie und Inbetriebnahmejahr (Quelle: Biere; Merl 2014)

Eine Übersicht über die angenommenen Volllaststunden nach Technologie und generelle Annahmen zur Prognose der Bruttovergütung der Bestandsanlagen bietet Tab. 7. Diese Annahmen sind zugleich auch die Input-Parameter in dem Tool, die nach Belieben variiert werden können.

Technologien	Volllaststunden in h
Wasser bis 5 MW	4000
Wasser ab 5 MW	4000
Deponiegas	4200
Klär gas	4200
Grubengas	4200
Biomasse	6200
Geothermie	3500
Wind Offshore	4250

Generelle Annahmen	Werte
Jährlicher Leistungsabfall Solar	0,3%
%-Anteil Eigenverbrauch Solar (nur bei Gebäuden)	2%
Leistungsgrenze Solar Gebäude und Freifläche (in kW)	10000
Volllaststunden Referenzanlage in 5 Jahren in h	11000

Tab. 7: Angenommene Volllaststunden nach Technologie und generelle Annahmen (Quelle: Biere; Merl 2014)

Die Entwicklung der EEG-Zahlungen für Neuanlagen ab 2013

Zur Prognose der Entwicklung der Brutto-EEG-Vergütung für die EEG-Anlagen ab 2013, müssen neben der produzierten Menge Q^{EEG} auch die jeweiligen Vergütungssätze ACP^{EEG} abgeschätzt werden.

$$Q_{Tech,ly}^{EEG}(t) = P_{Tech,ly}^{EEG}(t) \times FLH_{Tech}^{EEG}(t)$$

Während sich die produzierte Menge für die jeweilige EEG-Technologie (*Tech*) und das Installierungsjahr (*IY*) relativ einfach aus der Multiplikation der installierten Leistung (P^{EEG}) mit den Betriebsstunden (FLH^{EEG}) berechnen lässt (Annahmen siehe Tab. 9), ist die Berechnung der resultierenden jährlichen Gesamtvergütung (ACP^{EEG}) komplexer, da zuvor die Durchschnittsvergütungssätze (CPR^{EEG}) hergeleitet werden müssen.

$$ACP_{Tech,IY}^{EEG}(t) = Q_{Tech,IY}^{EEG}(t) \times CPR_{Tech,IY}^{EEG}(t)$$

Wie in der Vergangenheit sind auch die Vergütungssätze im neuen EEG weiterhin technologiespezifisch, degressiv und unterteilt in Vergütungsgrößenklassen definiert.

Während die Vergütungssätze (vgl. EEG 2014, Abschnitt 4) und ihre jeweiligen Degressionen (EEG 2014, § 27-§ 31) bei Einhaltung des Ausbaukorridors definiert sind, ist die Größenklassenzusammensetzung des zukünftigen Zubaus und damit die jeweilige Nutzung der Vergütungsklassen mit Unsicherheit behaftet.

Es wird pro EEG-Technologie ein durchschnittlicher jährlicher Vergütungssatz (CPR^{EEG}) durch die Gewichtung der Vergütungsklassensätze mit dem Zubau in der Vergangenheit abgeschätzt (vgl. Tab. 8). Auf diese wird die Kostendegression angewandt, um die Sätze für die zukünftigen Installierungsjahre zu berechnen (vgl. Appendix Tab. 7).

Für Onshore-Windanlagen muss zudem ein durchschnittlicher Wechselzeitpunkt (*WZ*) in Jahren von der Anfangs- in die Endvergütung festgelegt werden. Dies geschieht nach der neuen Formel laut EEG 2014, § 49 (2):

$$WZ_{Tech=Wind}^{EEG} = 5 + \frac{(130 - \text{Min}(\frac{FLH_{Wind}}{FLH_{WindReference}} \times 100, 130))}{0.36} + \frac{(100 - \text{Min}(\frac{FLH_{Wind}}{FLH_{WindReference}} \times 100, 100))}{0.48}$$

Im Gegensatz zu der alten Formel, die bei den Bestandsanlagen angewandt wird, bekommt eine Windanlage, die der Referenzanlage entspricht, die erhöhte Anfangsvergütung für 11,94 Jahren – nach der alten Formel sind es ca. 16 Jahre.

Für Offshore-Windanlagen wird bei der Grunddauer für die Anfangsvergütung nach Installationszeitpunkt vor und nach 2020 unterschieden (8 bzw. 12 Jahre, vgl. EEG 2014 § 50). Zudem wird eine durchschnittliche Verlängerungsdauer angenommen, die Anlagen erhalten, wenn sie eine gewisse Wassertiefe bzw. Küstenentfernung überschreiten (hier um 3,2 Jahre, Annahme: 20 Meilen Küstenentfernung bei 40m Wassertiefe).

	Kl. 1	Kl. 2	Kl. 3	Kl. 4	Kl. 5	Kl. 6	Kl. 7	Bemerkung
Solar	28%	13%	34%	25%	NA	NA	NA	Ø Zubau Jan-Jun. 2014
Biomasse	27%	34%	37%	2%	NA	NA	NA	Ø Zubau 2012
Deponiegas	55%	45%	NA	NA	NA	NA	NA	Ø Zubau 2003-2012
Klärgas	62%	38%	NA	NA	NA	NA	NA	Ø Zubau 2003-2012
Grubengas	35%	49%	16%	NA	NA	NA	NA	Ø Zubau 2003-2012
Wasserkraft	50%	24%	14%	3%	3%	6%	0%	Ø Zubau 2003-2012

Tab. 8: Angenommene Vergütungs-/Größenklassenzusammensetzung nach EEG-Technologie (Quelle: eigene Herleitung basierend auf Netztransparenz.de 2013a, Bundesnetzagentur 2014)

Bei Solarenergie wird zudem ein Eigenverbrauchsanteil von 25 % angenommen, ein jährlicher Leistungsabfall von 0,3 % sowie eine Höchstgrenze von 52.000 MW für die kumulierte installierte Leistung, ab der die EEG-Vergütung auf null sinkt (vgl. EEG 2014 § 31 (6)).

Tab. 9 zeigt die angenommenen jährlichen Neuinstallationen, abgeleitet aus dem durchschnittlichen Zubau der Jahre 2003 bis 2012, oder basierend auf den geplanten Ausbaukorridoren des neuen EEGs (EEG 2014, § 28, § 29, § 31). Die Annahmen zu den Volllaststunden entsprechen den der Bestandsanlagen, mit Ausnahme der von Wind und Solar, da diese nun nicht mehr postleitzahlenspezifisch hergeleitet werden.

	Neuinstallation in MW pro Jahr	Volllaststunden in h	Bemerkung
Wasserkraft	50	4000	Ø Zubau 2003-2012
Deponiegas	16	4200	Ø Zubau 2003-2012
Klärgas	3	4200	Ø Zubau 2003-2012
Grubengas	6	4200	Ø Zubau 2003-2012
Biomasse	100	6200	EEG14-Korridor
Geothermie	2	3500	Ø Zubau 2003-2012
Windenergie Land	2500	2000	EEG14-Korridor
Windenergie Offshore	bis 2020 6,5GW	4250	Ø Zubau 2003-2012
Solar-Freifläche	500	990	EEG14-Korridor
Solar-Dach	2000	990	EEG14-Korridor

Tab. 9: Annahmen zu jährlich neuinstallierter Leistung nach Technologie und jeweiligen Volllaststunden

Aus diesen Annahmen wird für neuinstallierte Anlagen wie für die Bestandsanlagen ein Stock-Bottom-up-Modell aufgebaut. Es unterscheidet sich darin, dass es nicht mehr anlagenspezifisch, sondern nur klassiert nach Installationsjahr und Technologie rechnet. Ein solches Vorgehen ermöglicht weiterhin detaillierte Auswertungsmöglichkeiten, wie die Abb. 31 zeigt: Im Jahr 2025 werden 15,9 Mrd. Euro an Bruttovergütungen für die neuen EEG-Anlagen, zusätzlich zu den Zahlungen für Bestandsanlagen, fällig. Interessant erscheint der Aspekt, dass der Betrag im Jahr 2025 von Offshore-Windanlagen dominiert wird, da neue Solaranlagen ab 2020 nach Erreichen der 52.000 MW Grenze nicht mehr gefördert werden. Durch das Herausfallen der Solaranlagen aus der Förderung wird das Zubaujahr 2021 (6,2 %) merklich billiger als 2020 (7,4 %), vorausgesetzt diese Kosteneinsparung wird in der Realität nicht durch einen größeren bzw. schnelleren Zubau an Offshore-Windanlagen überkompensiert. Der angenommene Ausbaupfad für Wind Offshore erreicht bis 2020 das Ziel des Ausbaukorridors von 6.500 MW installierter Leistung (vgl. WindEnergie e. V. 2014), 2030 das Ziel von 15.000 MW (vgl. EEG 2014, §3 (2)) und anschließend wird ein verlangsamter Ausbau angenommen (vgl. Appendix Tab. 6).

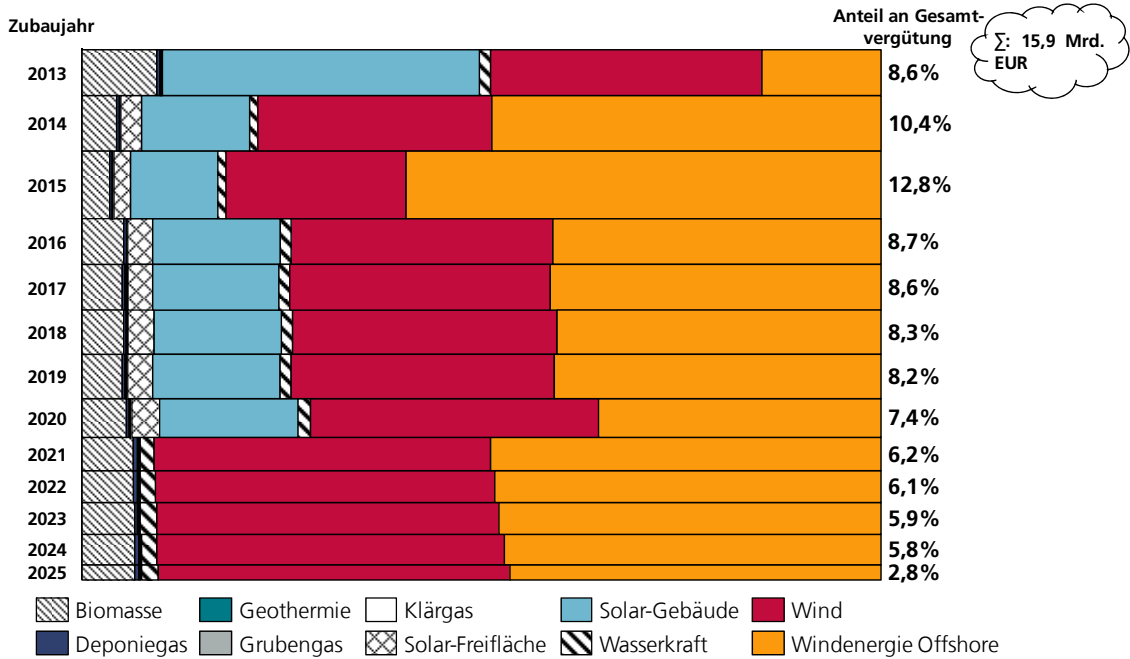


Abb. 31: Aufteilung der Brutto-Vergütung im Jahr 2025 nach Technologie und Jahr der Inbetriebnahme für die Neuanlagen ab 01.01.2013 (Quelle: eigene Berechnung)

Insgesamt erreicht die Brutto-Vergütung für Neuanlagen im Jahr 2033 ihren Höhepunkt mit 17,2 Mrd. Euro (vgl. Abb. 32), bevor ab 2034 Anlagen aufgrund des Erreichens des Förderendes aus der Förderung fallen. Dadurch sinkt die Brutto-Vergütung kontinuierlich bis 2050.

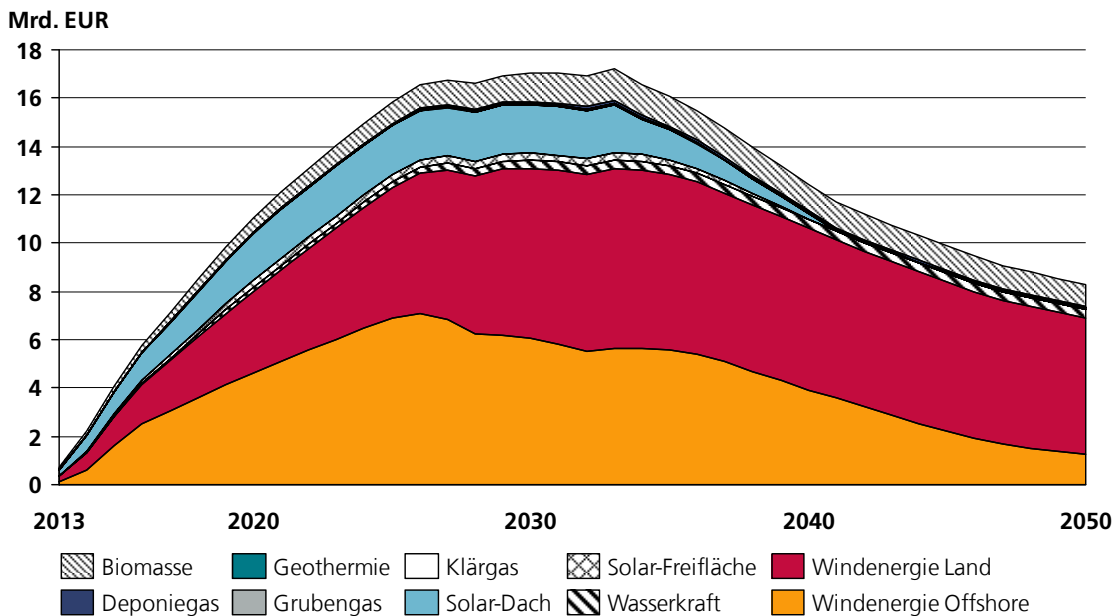


Abb. 32: Entwicklung der Brutto-Vergütung der Neuanlagen ab 2013 bis 2050 in Mrd. Euro

Die Herleitung der EEG-Umlage bis 2050

Nach der Herleitung der Bruttovergütung für Bestands- und Neuanlagen ergibt die Konsolidierung die Gesamtbruttovergütung für alle EEG-geförderten Anlagen bis 2050. Zur weiteren Berechnung der EEG-Umlage müssen zur Bruttovergütung die bisher vernachlässigten Kosten für den Systemdienstleistungsbonus und die Managementprämie addiert werden. Der

Repowering-Bonus wird aufgrund seiner zu vernachlässigenden Größe unbeachtet gelassen (vgl. Abb. 28).

Von den Gesamtvergütungen werden die Erlöse aus dem Verkauf des EEG-Stroms, abhängig vom Strompreis, der produzierten Strommenge, bereinigt um den Eigenverbrauch und der Wertigkeit der jeweiligen Technologie, subtrahiert. Der verbleibende Betrag wird auf die Stromnachfrage umgelegt. Aufgrund der Privilegierung eines Teils der Stromnachfrage, wird zuvor eine theoretische Stromnachfrage berechnet, die den Divisor zur Berechnung der EEG-Umlage pro kWh ergibt (vgl. Abb. 33).

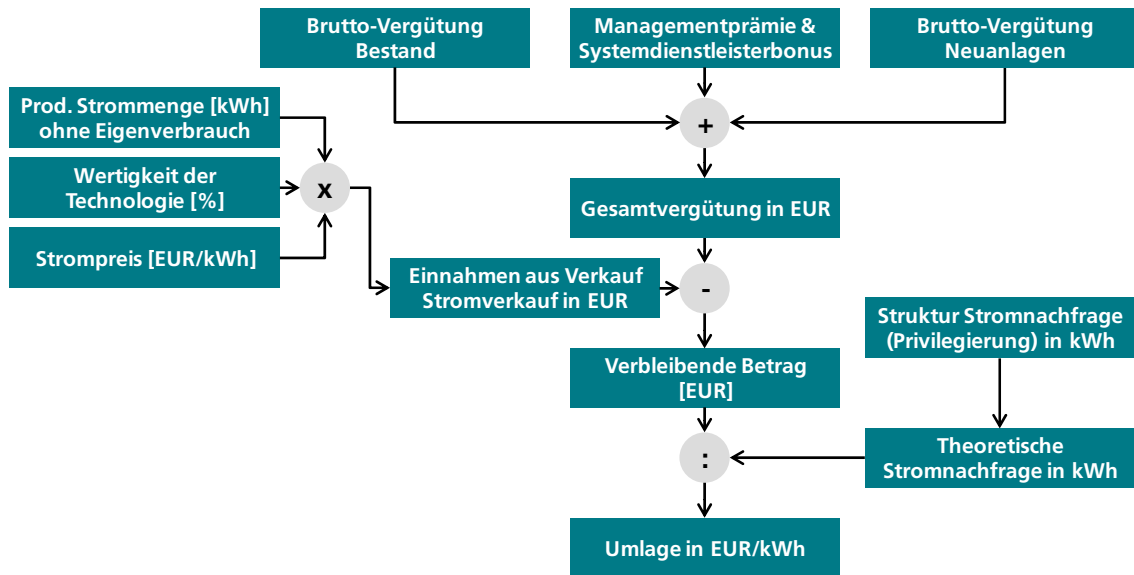


Abb. 33: Methodik zur Berechnung der EEG-Umlage in Euro/kWh

Das bedeutet: Zur Berechnung der EEG-Umlage werden Annahmen zur Inanspruchnahme der Managementprämie und des Systemdienstleistungsbonus, zum Durchschnittsstrompreis eines Jahres (vgl. Appendix Tab. 6) sowie dem Marktwertfaktor der jeweiligen Technologie getroffen. Zudem muss die Entwicklung der Zusammensetzung der Stromnachfrage bzgl. der Privilegierung prognostiziert werden (vgl. Tab. 11).

Da die Managementprämie in dem neuen EEG bereits in der Vergütung berücksichtigt wird und damit letztlich eine Direktvermarktung in Zukunft für Neuanlagen vorgesehen ist (EEG 2014, § 2 (2) und § 37), muss nur eine Annahme für die Bestandsanlagen getroffen werden. Sie besteht darin, dass ihre Inanspruchnahme der Direktvermarktung dem Anteil von 2013 entspricht (Netztransparenz.de 2014a).

Auch der Systemdienstleistungsbonus wird bereits im Anfangsvergütungssatz für Windneuanlagen berücksichtigt, da die Nachrüstung der Regelbarkeit für Windanlagen mit der Inbetriebnahme nach dem 1. Juli 2010 verpflichtend ist. D. h., auch hier müssen nur die Bestandsanlagen beachtet werden. Der Bonus ist für Anlagen, die zwischen den Jahren 2002 und 2008 in Betrieb gingen auf 60 Monate begrenzt, ihre Nachrüstung ist jedoch optional. Es wird hier von einer Nachrüstungsquote von 75 % ausgegangen. Ab Inbetriebnahme 2009 wird mit einer Nachrüstungsquote von 100 % und einer Durchschnittsdauer der Anfangsvergütung von 18 Jahren⁸⁷ gerechnet. Mit diesen Annahmen lassen sich der Systemdienstleistungsbonus und die Managementprämie entsprechend berechnen.

Die Abb. 34 zeigt die resultierende Gesamtvergütungsentwicklung der Bestands- und Neuanlagen inklusive zusätzlicher Prämien. 2020 wird das Maximum mit 30,98 Mrd. Euro erreicht und bis 2026 bleibt sie nahezu konstant, bevor alle Bestandsanlagen (Stand bis

⁸⁷ Bei Annahme von 2000 Volllaststunden jährlich und der Anwendung der alten Windformel ergibt sich eine Dauer von 18 Jahren für die Anfangsvergütung, bei jährlich angenommenen 2200 Volllaststunden einer Referenzanlage (abgeleitet aus Enercon 2013).

31.12.2012) bis 2033 komplett aus der Förderung herausfallen. Dadurch kommt es zu einem merklichen Rückgang der Gesamtvergütung.

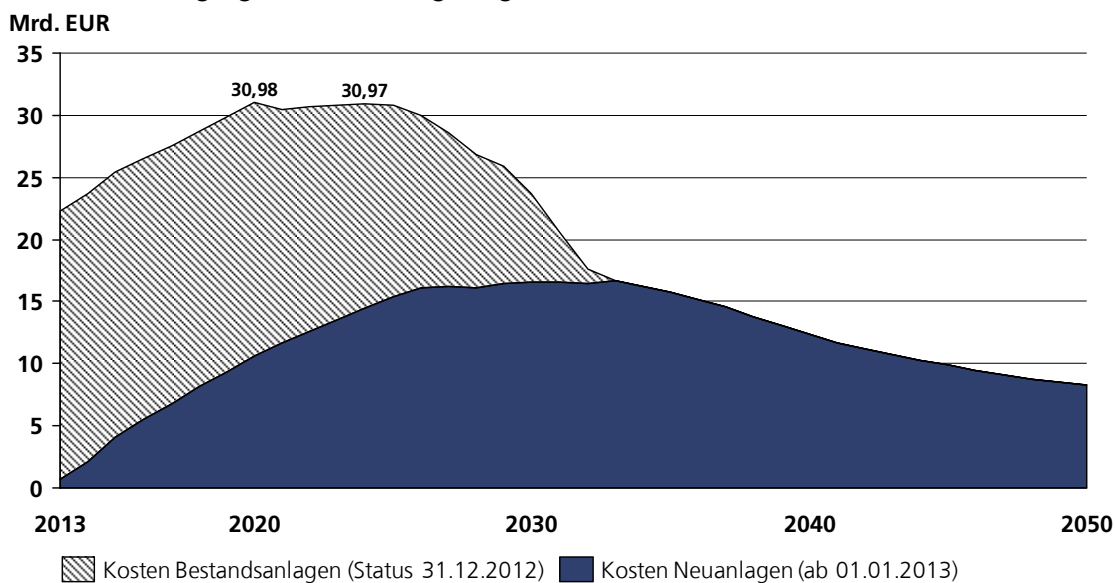


Abb. 34: Gesamtvergütungsentwicklung (inkl. SDL-Bonus und Managementprämie) Bestands- und Neuanlagen ohne Berücksichtigung von Einnahmen in Mrd. Euro von 2013 bis 2050

Zur Berechnung der Stromerlöse wird neben der Annahme über die Strompreisentwicklung, auch eine Annahme zum Marktwertfaktor der jeweiligen Technologie getroffen, um so den Marktwert der produzierten Strommenge berechnen zu können (vgl. Abb. 33).

Die Tab. 10 gibt eine Übersicht über die getroffenen Annahmen, wobei die Marktwertfaktoren für Wind und Solar leicht unterhalb der Werte aus der Studie von „R2B Energy Consulting 2013“ liegen, da die veröffentlichten Referenzmarktwerte von der „Plattform Netztransparenz“ für 2013 noch geringer sind (vgl. Netztransparenz.de 2014c).

Technologie	Anteil Menge Direktvermarktung	Marktwertfaktor des Stroms	Eigen-erzeugung
Wasser	52%	100%	0%
Deponie-/ Klär-/ Grubengas	70%	100%	0%
Biomasse	46%	100%	0%
Geothermie	15%	100%	0%
Wind Onshore	85%	82%	0%
Wind Offshore	100%	88%	0%
Solar Gebäude	12%	92%	25%
Solar Freifläche	12%	92%	0%

Tab. 10: Annahmen zur Direktvermarktung, des Marktwertfaktors des Stroms und der Eigenstromerzeugung (Quelle: Netztransparenz.de 2014a, R2B Energy Consulting 2013, Netztransparenz.de 2014c)

Nach dem Abzug der Erlöse aus der EEG-geförderten, produzierten Strommenge wird der verbleibende Betrag auf die Stromnachfrage unter Berücksichtigung der Privilegierung - analog dem Vorgehen von Energy Brainpool (Energy Brainpool 2013) - umgelegt. Abweichende Annahmen sind den Änderungen des neuen EEGs geschuldet. So wird die inkrementelle Steigerung der „Eigenherzeugung Eigenverbrauch (Industrie)“ mit 40 % der EEG-Umlage belastet (EEG 2014, § 61 (1)), „Schienenbahnen“ mit 20 % (EEG 2014, § 65 (2)) und der Stromanteil des privilegierten Letztverbrauchs mit 15 % (EEG 2014, § 61 (2)).

Die angenommene Struktur der Stromnachfrage für die Jahre 2014 bis 2018 entspricht den Annahmen des „Trendszenarios von Energy Brainpool“ (Energy Brainpool 2013), mit der Ausnahme des „Eigenverbrauchs PV“, dort ist die Entwicklung an den prognostizierten Zubau und die Eigenverbrauchsquote gekoppelt (vgl. Tab. 11).

Bereich	Einheit	2014	2015	2016	2017	2018	Annahmen Wachstum 2019 bis 2050
Nettostrombedarf	In TWh	529.9	531.6	533.7	529.9	528.6	0% p.a.
Eigenerzeugung Eigenverbrauch (Industrie)	In TWh	44.3	46.5	48.5	50.7	51.8	1% p.a.
Eigenverbrauch (PV)	In TWh	2.8	3.3	3.8	4.3	4.8	<i>Gekoppelt an PV-Zubau (25% Eigenverbrauch)</i>
Summe Eigenverbrauch:	In TWh	47.1	49.7	52.3	54.9	56.6	Summe
Pivilegierte Letztverbraucher	In TWh	106.5	108.4	111.1	107.4	110.5	Summe
davon Stromanteil 1 bis 10 GWh	In TWh	14.4	15.0	15.8	15.6	16.4	0% p.a.
davon Stromanteil 10 bis 100 GWh	In TWh	22.1	22.4	22.9	22.2	22.8	0% p.a.
davon Stromanteil über 100, 14-20%	In TWh	1.3	1.3	1.4	1.3	1.3	0% p.a.
davon über 100 GWh, > 20%	In TWh	58.1	58.9	60.1	57.9	59.2	0% p.a.
Schienenbahnen	In TWh	10.7	10.8	11.0	10.5	10.8	0.5% p.a.
Umlagereduziert nach § 39	In TWh	6.0	5.9	5.8	5.7	5.6	0% p.a.
Nicht privilegierte Letztverbraucher	In TWh	370.3	367.5	364.5	361.8	355.9	Summe

Tab. 11: Annahmen zur Zusammensetzung der Stromnachfrage und der Entwicklung bis 2050 (Quelle: Energy Brainpool 2013, eigene Annahmen)

Mit diesen Annahmen lässt sich die daraus resultierende EEG-Umlage bis 2050 berechnen, wobei vermiedene Netzentgelte und das Grünstromprivileg hier keine Berücksichtigung finden. Die Abb. 35 zeigt die für die weiteren Berechnungen genutzte EEG-Abgabe (+ 0 % p. a. Stromnachfrage) für nicht privilegierte Letztverbraucher. Die EEG-Abgabe wird nach einer Senkung im Jahr 2015⁸⁸ – notwendig, da die EEG-Abgabe 2014 aufgrund zu hoher Zubauprognosen überschätzt wurde – auf etwas mehr als 6 ct/kWh im Jahr 2020 steigen und dort bis 2025 verharren, bevor es aufgrund von höheren Verkaufserlösen durch höhere Strommarktpreise und des Herausfalls von teuren Altanlagen zu einem Absinken der Umlage ab 2025 kommt.

Gleichzeitig zeigt die Abb. 35 auch, dass es im Fall von einer sinkenden Stromnachfrage (-1 % p. a.) zu einer erhöhten Umlage von 6,5 ct/kWh im Jahr 2024 kommen kann. Geringere Strombörsenpreise würden ebenfalls zu höheren Umlagen für die Verbraucher führen, dass ist insbesondere in Hinblick auf den Merit-Order-Effekts (vgl. Sensfuß et al. 2008) der Erneuerbaren Energien ein nicht zu vernachlässigender Punkt. Denn einerseits führt dieser Effekt beim Ausbau der Erneuerbaren Energien zu geringeren Börsenstrompreisen, der nicht freigestellte Letztverbraucher muss jedoch einen Teil der Ersparnis wieder über eine höhere EEG-Umlage abgeben. Andererseits wird dieser Effekt im Fall von steigenden Börsenstrompreisen auch kostendämpfend für den Endverbraucher wirken, wenn die Marktwertfaktoren (vgl. Tab. 10) stabil bleiben.

⁸⁸ Am 15. Oktober 2014 wurde die neue EEG-Abgabe für 2015 veröffentlicht, diese wird 6,17 ct/kWh betragen – Grund für die wesentlich geringere Absenkung als prognostiziert ist u.a auch, dass die zu erwartenden Überschüsse in den Monaten Oktober bis Dezember 2014 nicht in die Berechnung der EEG-Umlage 2015 eingeflossen sind. Hierfür war der EEG-Kontostand am 30.09.2014 entscheidend (vgl. Netztransparenz.de 2014b). Zudem wird über politische Einflussnahme spekuliert (vgl. Spiegel Online 2014).

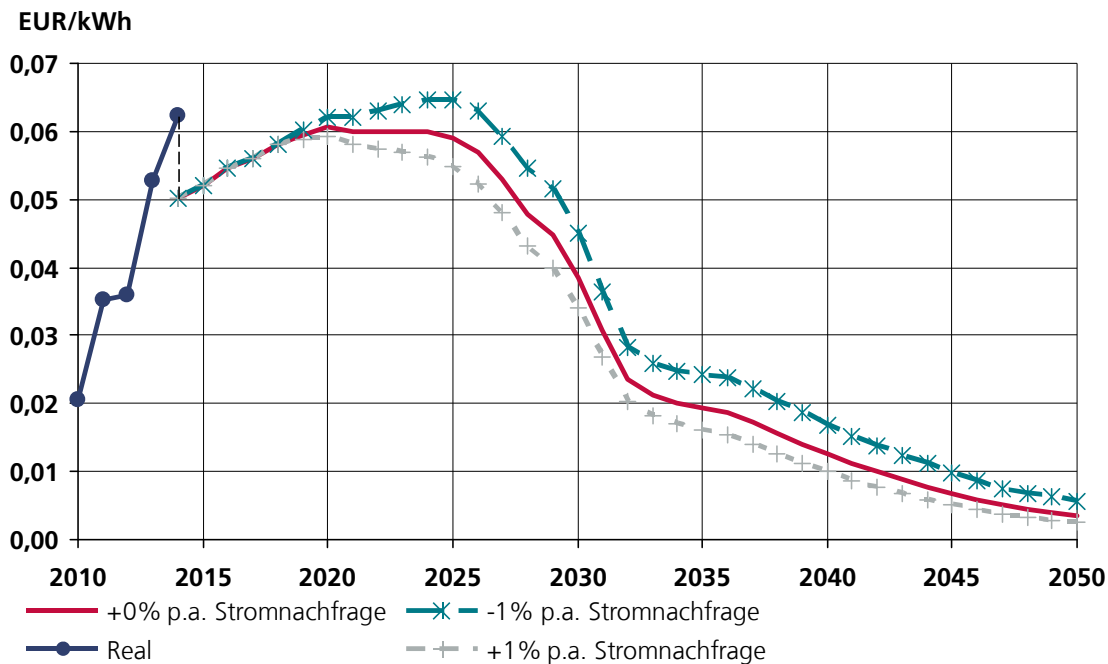


Abb. 35: Prognostizierte EEG-Umlage bis 2050 in EURO/kWh für nicht privilegierten Letztverbrauch in Abhängigkeit von der Entwicklung der Stromnachfrage

4.2 Annahmen, Ergebnisse und Sensitivitäten des Referenzszenarios

4.2.1 Annahmen und Ergebnisse des Bestandsmodell FORECAST INDUSTRY

Annahmen des Bestandsmodells

Die Annahmen für das bestehende Teilmodell kommen aus zwei unterschiedlichen Bereichen, zum einen sind es Technologieannahmen, die in der Regel in allen Szenarien gleich sind; zum anderen sind es szenariospezifische Annahmen zur Erstellung von Szenarien.

Zu den Technologieannahmen die auf intensiven Literaturrecherchen und auf internen Know-How des Fraunhofer ISIs basieren gehören die definierten Einsparmaßnahmen (*EEM*) mit ihrem spezifischen Einsparpotenzial (*SP*), der notwendigen Investitionssumme (*C^I*), den laufenden Kosten (*C^R*) und der Diffusion für das Basisjahr (*Diff(t_{BY})*) der Prozesstechnologien sowie den Stromquerschnittstechnologien (*CCTel*). Zudem werden der spezifische Energieverbrauch (*SEC*) je Prozess bzw. die Emissionsfaktoren (*EF*) sowie die direkten Emissionsfaktoren (*CO₂EF_P*) für alle Szenarien gleich angenommen. Eine detaillierte Beschreibung der Prozesse und der Einsparoptionen mit weiteren Hintergrundinformationen findet man in Fleiter et al. 2013.

Die BIP-Entwicklung (ΔBIP), die Produktionsmenge (*IP*), die Energieträgerpreise (*ECP*), der CO₂-Zertifikatepreis (*EUAP*), der Korrelationsfaktor (*CRF*) sowie die Parameter für die Diffusion *f(0)* und β sind szenariospezifische Annahmen (vgl. Appendix Tab. 8 bis Appendix Tab. 11).

Für diese Arbeit werden die Annahmen des Referenzszenarios der Leitstudie zugrunde gelegt (Fraunhofer ISI 2015). Eine Ausnahme betrifft allerdings den Strompreis. Durch eine gesonderte Prognose der EEG-Abgabe in dieser Arbeit (vgl. 4.1.2) kommt es zu abweichenden Endverbraucherpreisen. Der zugrundeliegende Börsenstrompreis wird hingegen gleich angenommen.

Zudem existieren Annahmen, die die resultierende Energienachfrage auf die Wärmebereitstellung und die jeweiligen Temperaturniveaus aufteilen.

Für dieses Teilmodul werden keine gesonderten Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, da diese aus Zeit- und Kapazitätsgründen nur für Module, die im Rahmen dieser Arbeit neuentwickelt wurden, durchgeführt werden. Bei der Durchführung von Sensitivitätsrechnungen für das gesamte Teilmodell werden die bestehenden Module sehr wohl berücksichtigt und teilweise auch gesondert betrachtet (vgl. Abb. 65).

Ergebnisse des Bestandsmodell

Wie bereits im Abschnitt 3.1.2 erläutert, berechnet sich die wirtschaftlich getriebene Diffusion einer Einsparoption in Abhängigkeit der Entwicklung der statischen Amortisationszeit. Sie liegt dabei immer zwischen der exogen vorgegebenen autonomen und technischen Diffusion (vgl. Abb. 7). Während die autonome und technische Diffusion bereits Effizienzgewinne beinhaltet, ist das *“Frozen Efficiency”* ein Referenzfall ohne Effizienzfortschritt. D. h. das im Basisjahr erreichte Effizienzniveau wird *“eingefroren”* und für die Folgejahre beibehalten. Es dient dadurch als Benchmark und erlaubt die Quantifizierung der echten Effizienzgewinne.

Die Abb. 36 zeigt die Entwicklung der Energienachfrage der deutschen Industrie für das wirtschaftlich getriebene Referenzszenario unter Berücksichtigung der Prozess- und CCTel-Einsparungen gegenüber einem *“Frozen Efficiency”*.

Gegenüber dem Basisjahr 2008 steigt die Energienachfrage zwar minimal von ~2.530 PJ auf ~2.570 PJ. Doch im Vergleich zum *“Frozen Efficiency”*, das die makroökonomischen Entwicklungen wie die erhöhte Industrieproduktion sowie die Subsektorverschiebungen mit abbildet, werden Energieeinsparungen in Höhe von 9 % erzielt.

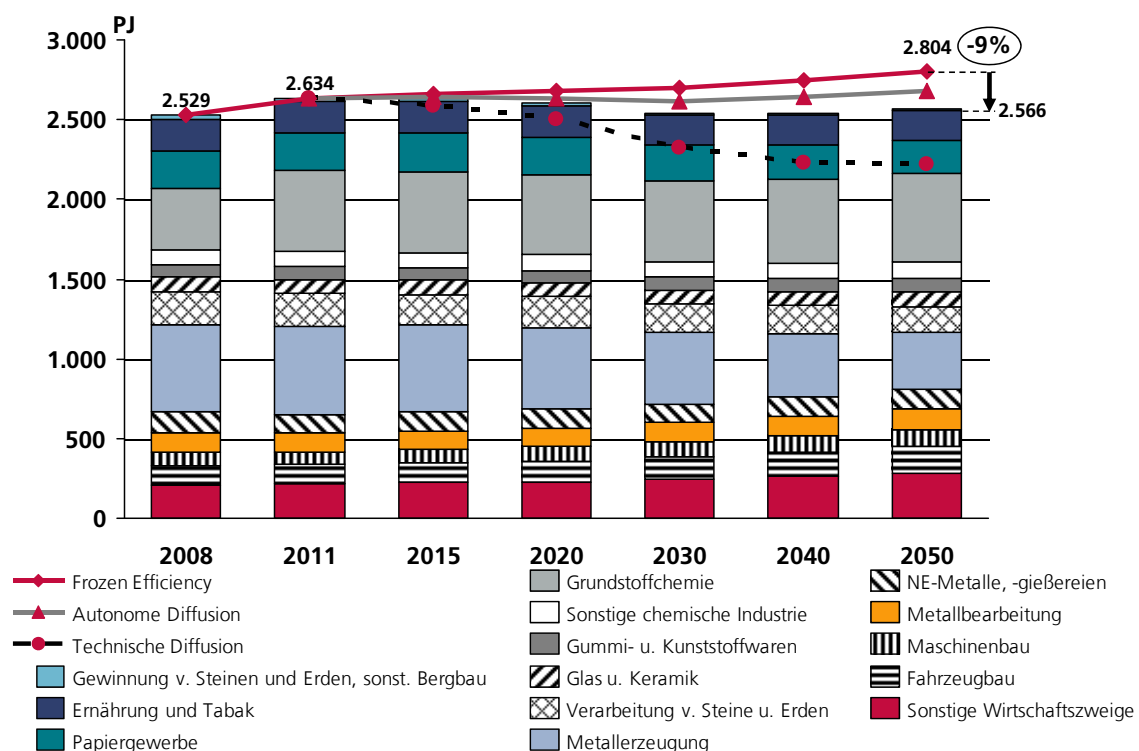


Abb. 36: Entwicklung der Energienachfrage nach Subsektor für das Referenzszenario unter Berücksichtigung der Prozess- und CCTel-Einsparungen für die deutsche Industrie von 2008 bis 2050 in PJ

Die skizzierten Ergebnisse in Abb. 36 für die autonome und technische Diffusion zeigen, dass das Referenzszenario im Jahr 2050 wesentlich näher an der autonomen Diffusion liegt und daher das technische Potenzial nur zu einem kleinen Teil ausgenutzt wird. Es werden nur 114 PJ an zusätzlichen Einsparungen gegenüber der autonomen Diffusion realisiert. 350 PJ technisches Einsparpotenzial bleiben damit unerschlossen.

Der Grund besteht in den für die Industrie teilweise inakzeptabel langen Amortisationszeiten⁸⁹ der Effizienzmaßnahmen, die u. a. so lang sind, da hier nur ein moderater Anstieg der Energieträger- und CO₂-Preise unterstellt wird.

Stärker steigende Energiepreise bzw. CO₂-Preise verbessern die Wirtschaftlichkeit einzelner Effizienzmaßnahmen durch die Reduzierung der Amortisationsdauer mit dem Effekt von größeren Energieeinsparungen (vgl. 4.3.1, Abb. 63 und Abb. 65).

Der Energieträgersplit des Referenzszenarios ändert sich nur minimal vom Jahr 2011 bis zum Jahr 2050 (vgl. Abb. 37). Diese sind dann teilweise auch noch auf die Subsektorverschiebungen zurückzuführen, wie man in Abb. 36 erkennt.

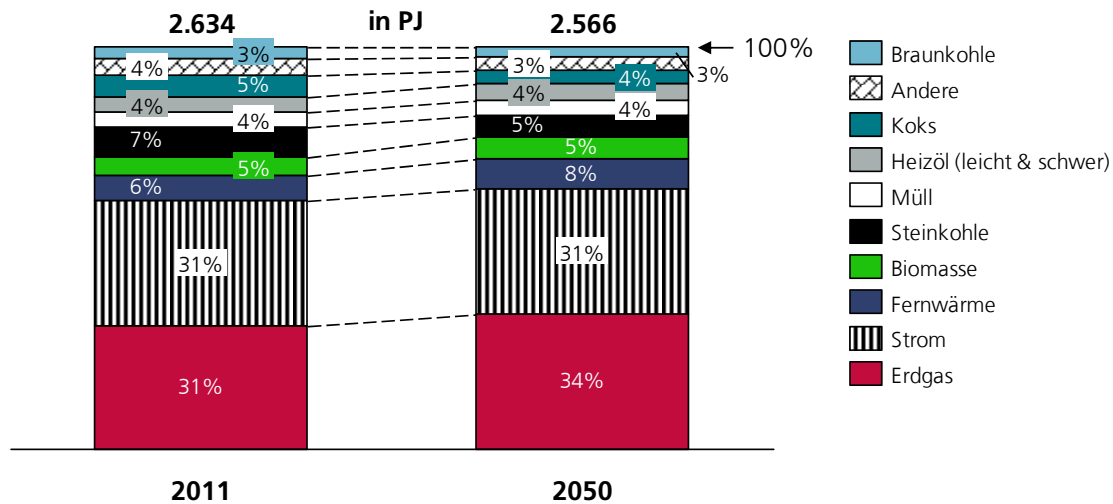


Abb. 37: Energieträgersplit der Energienachfrage der deutschen Industrie nach Prozess- und CCTel-Einsparung für 2050 zum Vergleichsjahr 2011

4.2.2 Annahmen, Ergebnisse und Sensitivitäten des Gebäudemoduls

Annahmen des Gebäudemoduls

Während Tab. 12 die generellen Annahmen und deren Quellen zeigt⁹⁰, beinhaltet Tab. 13 die angenommenen Weibull-Parameter für die Initialisierung des Gebäude-Stock-Modells und zur Abbildung des Abrisses und der Modernisierung. Da für diese Annahmen neben der Modernisierungsrate aus Tab. 12 keine Quellen verfügbar sind, wird ein Teil dieser Parameter im Anschluss einer Sensitivitätsanalyse unterzogen (vgl. 4.2.2, Sensitivitäten).

⁸⁹ Vgl. auch 3.1.1: Die Amortisationszeit ist in Unternehmen als Entscheidungskriterium sehr weit verbreitet bzw. Projekte mit kurzen Amortisationszeiten werden eher umgesetzt (vgl. Anderson; Newell 2004).

⁹⁰ Appendix Tab. 12 bis Appendix Tab. 15 enthalten zudem die Werte für die Stützjahre für die Variablen *EMPL*, *SPPE*, *EMPLSP* und *ECS*.

Variable n	Variable nbeschreibung	Annahmen & Erklärung	Quelle n
<i>EMPL</i>	Beschäftigte	nach Subsektor, Entwicklung wie Referenzszenario Leitstudie	Destatis, Leitstudie
<i>SPPE</i>	Flächenbedarf pro Beschäftigter	Leichter Anstieg aufgrund Rückgang der Beschäftigten bei steigendem Output analog der Leitstudie	Abgeleitet aus verschiedensten Studien und kalibriert mit Eurostat-Energiestatistik
<i>EMPLSP</i>	Aufteilung zwischen Angestellten und Arbeitern	Subsektorspezifisch	Abgeleitet aus internen Zahlen (Fraunhofer ISI)
<i>USHWD</i>	Heißwasserverbrauch für sanitäre Zwecke	6.4 kWh/sqm	Müller & Biermayr (2011)
<i>RR</i>	Modernisierungsrate	1,1% in 2008 und auf 1,65% bis 2020 steigend um den Einfluss der EPBD abzubilden	Annahme
α	Renovierungstiefe	Gewichtung zur Ermittlung der Verbesserung: 30%	Antanaius et al. (2013)
<i>ECS^{ht}</i>	Energieträgersplit im Basisjahr	Zum Umlegen der Energieeinsparung auf die Energieträger	AGEB (2011), Eurostat (2006)

Tab. 12: Übersicht über generelle Annahmen und Quellen des Gebäudemoduls (Destatis 2010; Destatis 2012a; Fraunhofer ISI 2015; Atanasiu; Kouloumpi 2013; Müller; Biermayr 2011; AGEB 2011; Eurostat 2006)

Die Annahmen zum Energieträgersplit *ECS^{ht}* im Basisjahr sind notwendig, um die eingesparte Nutzwärme des Gebäudemoduls am Ende bei der Ergebniskonsolidierung, bzw. bei der Übergabe der Zwischenergebnisse an das Prozesswärmemodul, in den Energieverbrauch nach Energieträger umzurechnen. Das Vorgehen zur Herleitung dieses Splits aus zwei Statistiken (AGEB 2011; Eurostat 2006) wird in Abschnitt 3.2.3 (Initialisierung Raumwärmemodul (1)) beschrieben.

Prozessschritt	Parameter	Bürogebäude	Produktionsgebäude	Quelle
Initialisierung / Abriss	Lebensdauer der Gebäude in Jahren	60	40	angelehnt an Rosenkranz et al. (2011)
Initialisierung / Abriss	Weibull Formparameter (k)	2,5	2,5	Annahme
Modernisierung	T= 1/ γ (bereits klassiert)	10	10	Annahme
Modernisierung	Weibull Formparameter (k)	1,5	1,5	Annahme

Tab. 13: Überblick über die Parameterannahmen für das Gebäude-Stock-Modell (Quelle: eigene Annahmen, Rosenkranz et al. 2011)

Die Tab. 14 zeigt die angenommenen spezifischen Nutzwärmebedarfe für die hier betrachteten zwei Gebäudetypen und den jeweiligen Baualtersklassen. Die Annahmen für Produktionsgebäude basieren auf Rosenkranz et al. 2011. Sie rechtfertigen ihre vereinfachte Annahme von 243 kWh/qm für ältere Hallengebäude mit den Baujahren vor 1979 mit der Vermutung, dass diese unterdessen modernisiert wurden. Die Daten für Bürogebäude basieren auf Schломann et al. 2011. Zusätzlich wird angenommen, dass eine zweite Modernisierung frühestens 20 Jahre nach der ersten Modernisierung erfolgen wird und dass modernisierte Gebäude für 10 bis 20 Jahre vom Abriss ausgenommen sind. Dadurch wirkt eine Modernisierung teilweise lebenszeitverlängernd, wie es auch in der Praxis sein sollte.

Baualter-klasse	Einheit	Büro-gebäude	Produktions-gebäude
vorher	kWh/qm und Jahr	260	243
1950-1959	kWh/qm und Jahr	270	243
1960-1969	kWh/qm und Jahr	240	243
1970-1979	kWh/qm und Jahr	180	243
1980-1989	kWh/qm und Jahr	140	213
1990-1999	kWh/qm und Jahr	120	151
2000-2009	kWh/qm und Jahr	100	90
2010-2019	kWh/qm und Jahr	29	55
2020-2029	kWh/qm und Jahr	21	55
ab 2030	kWh/qm und Jahr	21	20

Tab. 14: Übersicht über die Annahmen zum spezifischen Nutzwärmebedarf (*SUHD*) nach Gebäudetypen und Baualterklassen (basierend auf Rosenkranz et al. 2011; Schlomann et al. 2011)

Ergebnisse des Gebäudemoduls

Die Abb. 38 zeigt die prognostizierte Flächenentwicklung nach Baujahresalterklassen. Die Gesamtfläche sinkt bis 2050 um 23 % zum Vergleichsjahr 2008. Der wesentliche Grund dafür liegt in dem angenommenen Rückgang der Beschäftigtenzahlen, der nur zum Teil durch einen höheren Flächenbedarf pro Mitarbeiter ausgeglichen wird. Gleichzeitig sieht man, besonders in den Jahren 2015 und 2020, dass die Gesamtfläche bei einer sinkenden Nachfrage dieser zeitversetzt folgt. Hierdurch kommt es zur Differenz zwischen theoretischer Flächennachfrage und -bestand, der sich erst über die Zeit abbaut. Es handelt sich hierbei aber weniger um komplett leer stehende Gebäude, sondern eher um Gebäude, die weiterhin genutzt und beheizt werden, aber zeitweise überdimensioniert sind. D. h. die Fläche pro Mitarbeiter steigt temporär, bevor z. B. aufgrund des Auslaufens eines Mietvertrags eine kleinere Fläche bezogen wird oder die Fläche anderweitig angepasst wird. Für die abschließende Berechnung der Nutzwärmenachfrage ist neben der Baualterklasse auch der Modernisierungsstatus relevant.

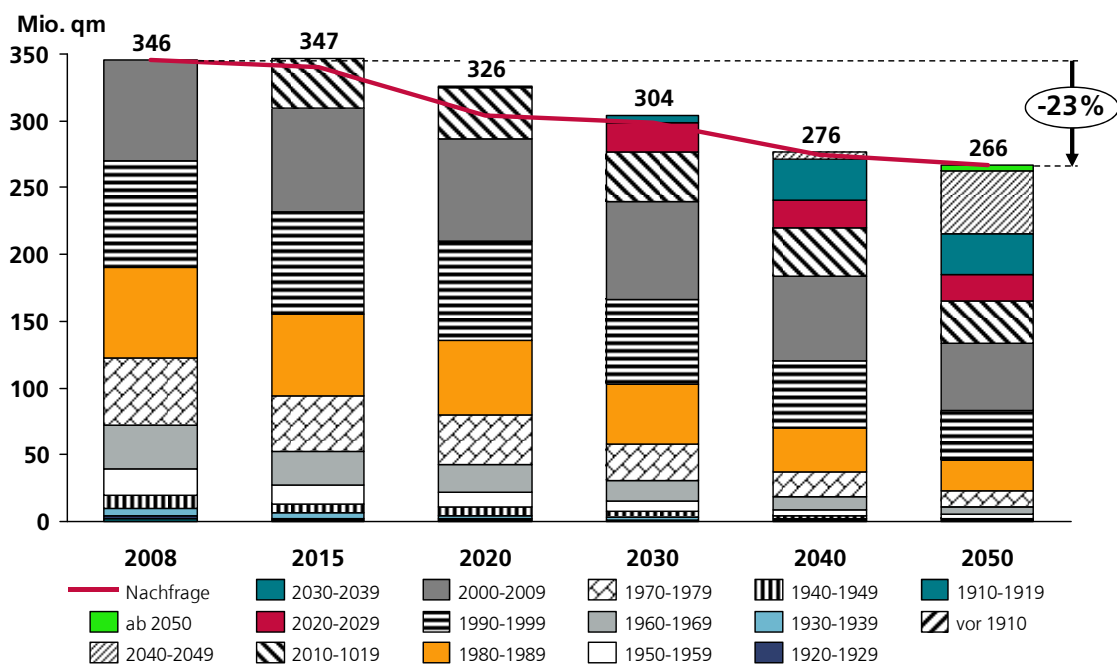


Abb. 38: Prognose der Flächenbestandszusammensetzung nach Altersklasse im Vergleich zur Entwicklung der Nachfrage in Mio. qm für das Referenzszenario

Die Abb. 39 zeigt den Zeitpunkt der ersten Modernisierung (innerhalb des Prognosezeitraums) für die verschiedenen Stützjahre. Zu Beginn des Modelllaufs ist der Status für die Gesamtfläche unbekannt und bereits durchgeführte Modernisierungsmaßnahmen werden indirekt über einen angepassten *SUHD* abgebildet (vgl. Tab. 14). Im Jahr 2050 sind, unter diesen Annahmen, 51 % der Flächen mindestens einmal einer Renovierung unterzogen worden. Dies verdeutlicht die hohe Relevanz des Themas. Etwas mehr als zwei Drittel der unrenovierten Gebäudefläche im Jahr 2050 ist erst nach 2020 errichtet worden und daher sind diese im Regelfall noch nicht modernisierungsbedürftig.

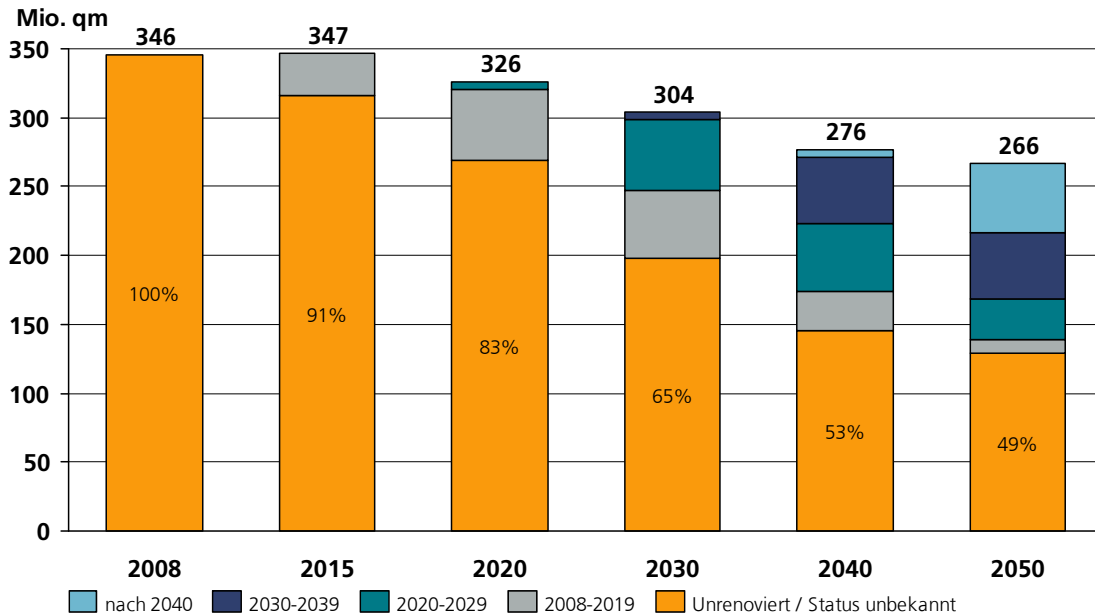


Abb. 39: Prognose der Flächenbestandszusammensetzung nach Modernisierungsjahren in Mio. qm für das Referenzszenario

Aus der Flächenentwicklung ohne Berücksichtigung der Modernisierungen und dem spezifischen Nutzwärmebedarf (*SUHD*) des Basisjahrs, ergibt sich der Vergleichsfall „*Frozen Efficiency*“ ohne Effizienzfortschritt.

Die Abb. 40 zeigt die resultierende Raumnutzwärmenachfrage, die sich aus der Flächenzusammensetzung und dem jeweiligen spezifischen Nutzwärmebedarfs (*SUHD*) ergibt. 2050 sinkt die Nutzwärmenachfrage gegenüber dem Basisjahr 2008 um 68 %. Da sich jedoch die Fläche im gleichen Zeitraum um 23 % reduziert, sinkt die Nachfrage alleine durch die Flächenreduktion bereits um ~50 PJ. Die zusätzlichen Einsparungen durch besser gedämmte Gebäude betragen ~100 PJ, eine Verbesserung um 58 % im Vergleich zum „*Frozen Efficiency*“-Vergleichsfall.

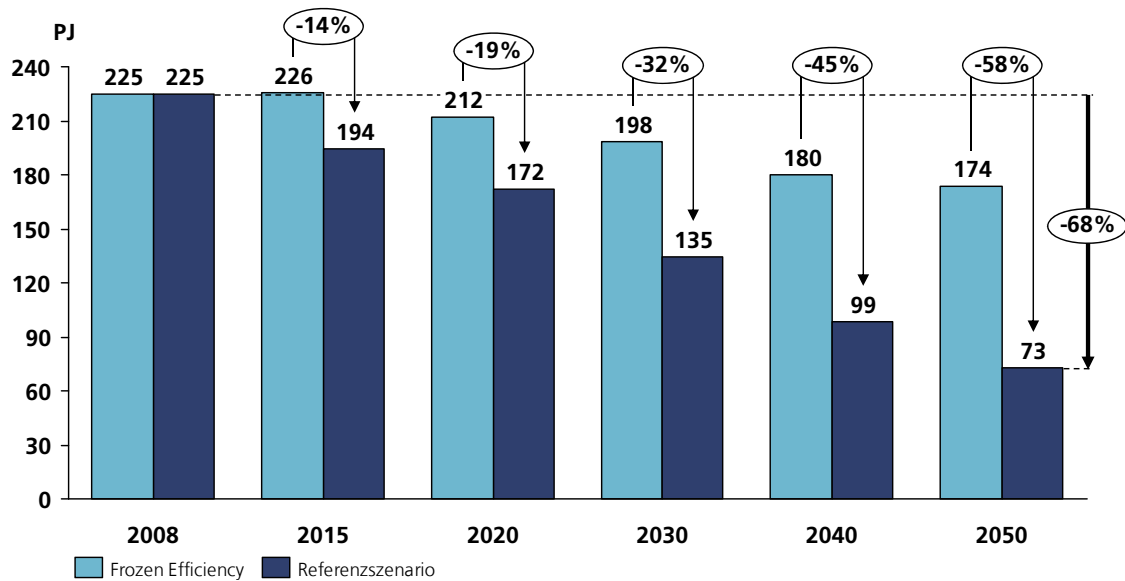


Abb. 40: Entwicklung der Raumnutzwärmenachfrage der deutschen Industrie im Vergleich zu Frozen Efficiency in PJ für das Referenzszenario

Sensitivitäten des Gebäudemoduls

Es werden ausgewählte Sensitivitätsrechnungen für das Gebäudemodul durchgeführt, um den Einfluss einiger Annahmen zu quantifizieren bzw. um die Modelldynamik besser zu verstehen. Die Abb. 41 zeigt als Ergebnis die Differenz für die einzelnen Stützjahre im Vergleich zum Referenzszenario nach Änderung des jeweiligen Parameters.

Zunächst wird die Auswirkung des Abrisses auf die Energieeinsparung untersucht. Da dieser endogen über eine Weibullverteilung im Modell berechnet wird, beeinflusst die Wahl des Formparameters bzw. des Lageparameters das Ergebnis. Insbesondere die Wahl eines adäquaten Formparameters k erweist sich aufgrund fehlender empirischer Daten als schwierig. Je höher dieser ausfällt ($k > 1$), desto mehr streut die Ausfallzeit. Der Effekt: Ältere Gebäude haben eine höhere Abrisswahrscheinlichkeit als jüngere. Durch eine Erhöhung des Formparameters kommt es, wie erwartet, zu höheren Einsparungen aufgrund der höheren Abrissraten bei älteren Gebäuden gegenüber dem Referenzszenario.

Bei der Reduzierung des Formparameters ist die Entwicklung entgegengesetzt. Gegenüber dem Referenzszenario haben jüngere Gebäude eine höhere Abrisswahrscheinlichkeit und ältere eine geringere als zuvor. Dadurch bleiben ältere, weniger effiziente Gebäude länger im Bestand und verringern die Einsparungen gegenüber dem Ergebnis des Referenzszenarios.

Überraschender ist dagegen das zweite Ergebnis (vgl. Abb. 41, zweites Diagramm). Eine Erhöhung der Modernisierungsrate führt zunächst zu zusätzlichen Energieeinsparungen. Jedoch ab 2030 ändert sich das Bild, die erhöhte Modernisierungsrate führt im Vergleich zum Referenzszenario zu geringeren Energieeinsparungen (vgl. hierzu auch Biere et al. 2014). Analog ist die Entwicklung einer halbierten Modernisierungsrate. Der Grund für diese Entwicklung liegt in der Annahme, dass modernisierte ältere Gebäude über einen gewissen Zeitraum vom Abriss ausgenommen werden. Dadurch kommt es indirekt zu einer Verlängerung der Bestandsdauer, die zur Veränderung der Altersstruktur im Jahr 2050 (vgl. auch Abb. 42) führt. Dieser Effekt tritt mittel- bis langfristig auf, so lange Neubauten energetisch effizienter sind als modernisierte Gebäude. Je geringer die durchschnittliche Lebensdauer eines Gebäudetyps ist, desto früher tritt dieser Effekt auf. Bei Produktionsgebäuden tritt dieser Effekt bereits 2026 auf, bei Bürogebäuden erst ab 2030. Das relativ nahe Zusammenliegen dieser beiden Gebäudetypen, trotz eines Unterschieds von 20 Jahren in der angenommenen durchschnittlichen Lebensdauer, erklärt sich durch die Annahme der zeitversetzten Entwicklung der spezifischen Nutzwärmebedarfe der beiden Gebäudetypen (vgl. Tab. 14).

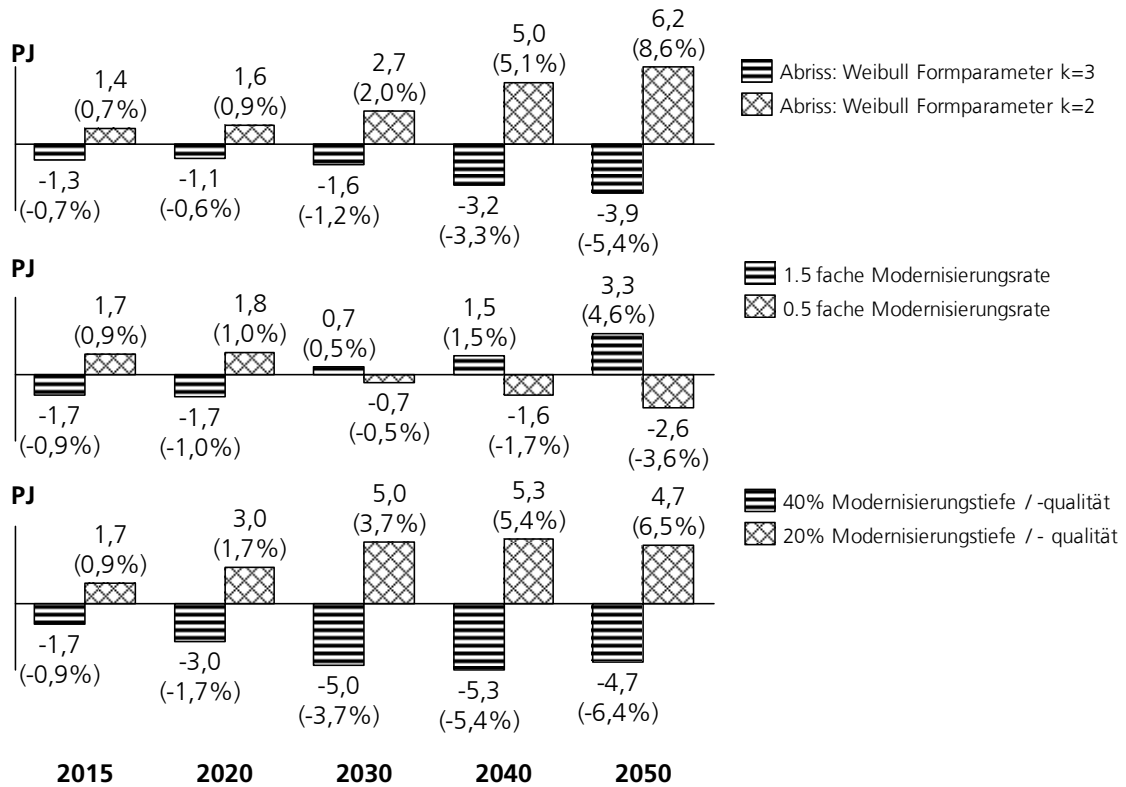


Abb. 41: Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung für das Gebäudemodul: zusätzlicher Energiemehraufwand in PJ und % gegenüber dem Referenzszenario

Eine Erhöhung der Modernisierungstiefe bzw. -qualität führt, wie erwartet, zu einer Erhöhung der Energieeinsparung (vgl. Abb. 41, drittes Diagramm). Sinkt die Qualität, führt das zu einer umgekehrten Entwicklung. Die zusätzlichen Einsparungen sind insbesondere gegenüber den Modernisierungsraten signifikant. Daher scheint die Erhöhung der Modernisierungsqualität durch die Auflage von Mindeststandards eine bessere Strategie zur Erreichung von Effizienzzielen zu sein. Eine höhere Modernisierungsqualität würde sogar den zuvor beschriebenen Effekt der Erhöhung der Modernisierungsrate dämpfen. Im Jahr 2050 geht die absolute Einsparung gegenüber dem Jahr 2040 zwar zurück, jedoch steigt die relative Einsparung gegenüber dem Referenzszenario von 5,4 % auf 6,4 %.

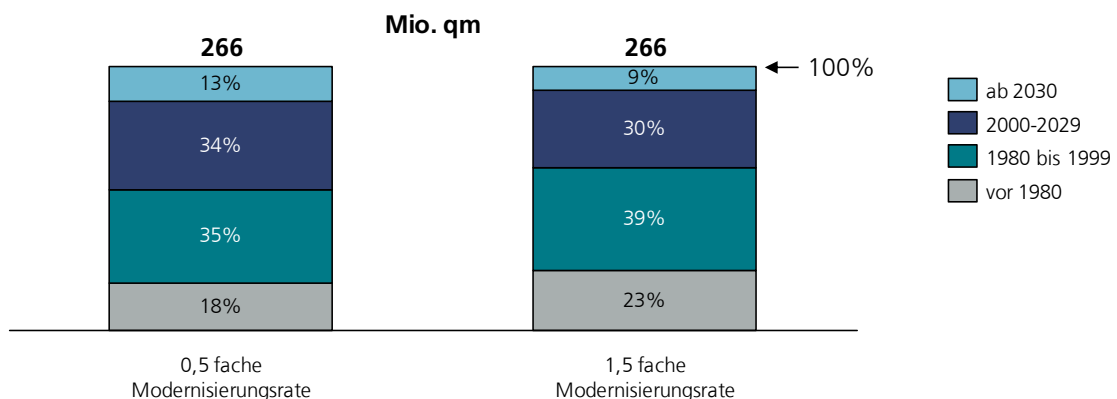


Abb. 42: Zusammensetzung der Gebäudefläche im Jahr 2050 nach Baujahresaltersklassen für verschiedene Modernisierungsraten in Relation zum Referenzszenario

Da für die zweite Modernisierungswelle kein weiterer Renovierungsstatus definiert ist (vgl. Diskussion Absatz 3.2.1, Modernisierung (4)), lässt sich der Einfluss der zweiten Modernisierungswelle nur durch den Vergleich der Energienachfrage bei Unterbindung einer

zweiten Modernisierung quantifizieren. Berechnungen hierzu zeigen, dass die zweite Modernisierungswelle mit den Annahmen des Referenzszenarios erst ab 2040 relevant wird und im Jahr 2050 für Einsparungen in Höhe von 0,48 PJ verantwortlich ist. Damit sind die Einsparungen, wie erwartet, im Vergleich zu den insgesamt erzielten Einsparungen von 100 PJ überschaubar.

4.2.3 Annahmen, Ergebnisse und Sensitivitäten des Prozesswärmemoduls

Annahmen des Prozesswärmemoduls

Nach Bereinigung der Wärmenachfrage um die Energieeinsparungen aus der Verbesserung des Dampfverteilungssystems (vgl. Appendix Tab. 16), lassen sich die benötigten Annahmen drei Schritten zuordnen:

1. Annahmen zur Dimensionierung
2. Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung und Technologieauswahl
3. Annahmen zur Initialisierung und Berechnung des Stock-Modells

Für die Dimensionierung sind zunächst Annahmen über die Verteilung der Wärmenachfrage auf die Unternehmensgröße notwendig. Dies geschieht durch den exogen vorgegebenen $Share_{HD, Appl, Cs, b}$. Dieser Parameter wird basierend auf 2012er-Zahlen hergeleitet und für alle Jahre als konstant angenommen. Die Prozesswärme wird, wie bereits in Abschnitt 3.2.2 beschrieben, analog den Umsatzzahlen auf die Unternehmensgrößen verteilt (vgl. Abb. 43) und die Raumwärme analog der Beschäftigtenzahlen (Destatis 2012b). In Appendix Tab. 21 sind die hergeleiteten Zahlen neben der Gesamtzahl der Unternehmen aufgeführt.

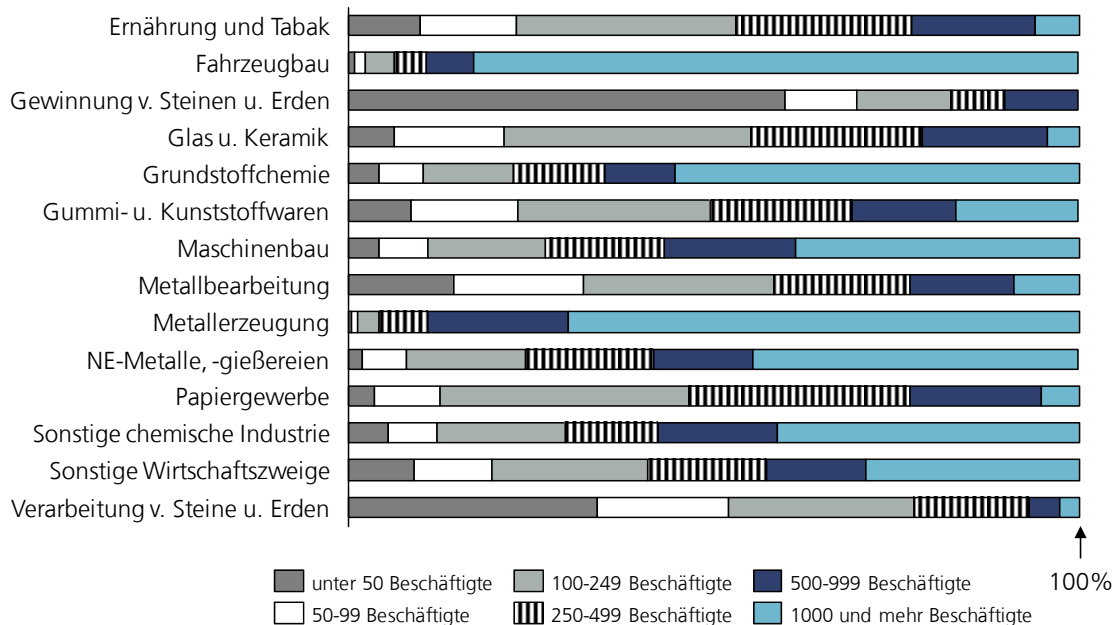


Abb. 43: Angenommene Verteilung der Prozesswärme innerhalb der einzelnen Subsektoren auf die verschiedenen Unternehmensgrößen (eigene Herleitung basierend auf Destatis 2012b)

Nach Berechnung der durchschnittlichen Wärmenachfrage pro Unternehmensprofil muss diese Wärmenachfrage auf die Stunden des Jahres verteilt werden. Hierzu wird die Jahresdauerlinie nach Sochinsky angenommen (Sochinsky 1918, Blesl et al. 2009). Zur Herleitung für die jeweiligen Unternehmensprofile werden, angelehnt an Blesl (Blesl et al. 2009), für die Subsektoren der Operating Ratio⁹¹ OR und das Verhältnis⁹² m^0 (vgl. Tab. 15) sowie Betriebsvolllaststunden nach Unternehmensgröße (vgl. Appendix Tab. 21) angenommen.

⁹¹ Faktor zur Umwandlung der Betriebsstunden in Volllaststunden.

⁹² Verhältnis Minimallast zur installierten Wärmeleistung.

Subsektor	Einheit	Operating Ratio (OR)	Minimallast zur installierten Wärmeleistung (m^0)
Gewinnung v. Steinen u. Erden	%	130%	60%
Ernährung und Tabak	%	130%	60%
Papiergewerbe	%	130%	60%
Grundstoffchemie	%	130%	60%
Sonstige chemische Industrie	%	130%	60%
Gummi- u. Kunststoffwaren	%	130%	40%
Glas u. Keramik	%	130%	20%
Verarbeitung v. Steine u. Erden	%	130%	20%
Metallerzeugung	%	130%	20%
NE-Metalle, -gießereien	%	130%	20%
Metallbearbeitung	%	130%	40%
Maschinenbau	%	130%	40%
Fahrzeugbau	%	130%	40%
Sonstige Wirtschaftszweige	%	130%	40%

Tab. 15: Angenommene Parameter zur Herleitung der Jahresdauerlinie nach Sochinsky basierend auf Blesl et al. 2009

Die Annahmen aus Tab. 16 sind notwendig, um basierend auf der Jahresdauerlinie die Dimensionierung zwischen Grund- und Peak-Technologie für die beiden Temperaturniveaus zu berechnen. Sie zeigt die in diesem Modell zugelassenen Prozesswärmetechnologien, wobei KWK-Technologien, Solarthermie und Wärmepumpen jeweils für verschiedene Dimensionierungen (in Relation zur maximal benötigten Wärmeleistung) betrachtet werden. Für einige KWK-Technologien wird hingegen nur eine 75 %ige Dimensionierung berechnet. Der Grund liegt darin, dass diese zum Teil von der zukünftigen Diffusion ausgeschlossen sind oder sie zumindest als weniger relevant betrachtet werden. Daher dienen sie teilweise nur dazu, die Startlösung abzubilden, die aus Destatis 2012c und Bafa 2014d abgeleitet wird (vgl. 3.2.2, Initialisierung (1)).

Neben der relativen Dimensionierung beinhaltet diese Tabelle auch die zweite Besonderheit dieses Ansatzes: die Betrachtung zweier Temperaturniveaus. Jede Technologie wird daher jeweils einem Temperaturniveau zugeordnet.

Prozesswärmetechnologie	Relative Größe zur maximal abgerufenen Wärmeleistung								Strom- erzeugend?	Energieträger	Temperatur- niveau
	10%	25%	40%	50%	60%	75%	90%	100%			
Erdgas-BHKW		x	x	x	x	x	x		x	Erdgas	bis 100 Grad
Erdgas-Gasturbine		x	x	x	x	x	x		x	Erdgas	bis 500 Grad
Erdgas-Gas- und Dampfturbine		x	x	x	x	x	x		x	Erdgas	bis 500 Grad
Biomasse-BHKW		x	x	x	x	x	x		x	Biomasse	bis 100 Grad
Brennstoffzelle		x	x	x	x	x	x		x	Erdgas	bis 500 Grad
Gas-Dampfkessel								x		Erdgas	bis 500 Grad
Kohle-Dampfkessel								x		Kohle	bis 500 Grad
Öl-Dampfkessel								x		Heizöl, leicht	bis 500 Grad
Biomasse-Dampfkessel								x		Biomasse	bis 500 Grad
Erdgas-Wärmepumpe	x	x	x	x	x	x	x			Erdgas	bis 100 Grad
Elektrische Wärmepumpe	x	x	x	x	x	x	x			Strom	bis 100 Grad
Solarthermie	x	x	x	x	x	x				Solar	bis 100 Grad
Fernwärme								x		Fernwärme	bis 100 Grad
KWK, Heizöl, leicht							x		x	Heizöl, leicht	bis 500 Grad
KWK, Heizöl, schwer							x		x	Heizöl, schwer	bis 500 Grad
KWK, LPG							x		x	Sekundärgase	bis 500 Grad
KWK, Braunkohle							x		x	Braunkohle	bis 500 Grad
KWK, Steinkohle							x		x	Steinkohle	bis 500 Grad
KWK, Müll							x		x	Müll	bis 500 Grad
Koks-Brenner								x		Koks	bis 500 Grad
Petrolkoks-Brenner								x		Petrolkoks	bis 500 Grad
Braunkohle-Brenner								x		Braunkohle	bis 500 Grad
Heizöl, schwer Brenner								x		Heizöl, schwer	bis 500 Grad
Kokereigas, LPG Brenner								x		Sekundärgase	bis 500 Grad
Gichtgas Brenner								x		Gichtgas	bis 500 Grad
Müll-Brenner								x		Müll	bis 500 Grad
Stromheizer								x		Strom	bis 500 Grad
KWK auf Koks-Basis							x		x	Koks	bis 500 Grad
Dampfturbine (KWK)							x		x	Erdgas	bis 500 Grad

Tab. 16: Übersicht der angenommenen Prozesswärmetechnologien und der zugelassenen relativen Größe in %, des zugrundeliegenden Energieträgers und des Temperaturbereitstellungsniveaus

Für alle Technologien sind nach Berechnung der Dimensionierung weitere Annahmen notwendig, um mit der Wirtschaftlichkeitsrechnung fortfahren zu können (vgl. Tab. 17). Die Annahmen sind im Allgemeinen technologieabhängig sowie teilweise sogar größenabhängig, wie z. B. die Investitionssumme⁹³.

Weitere allgemeine Annahmen und deren Quellen sind in Tab. 18 angegeben. War keine Quelle auffindbar, wurden vereinfachte Annahmen getroffen, die von einer ISI-Expertenrunde als plausibel eingeschätzt wurden. Hierbei stand der Haushaltssektor häufig Pate. Eine anschließende Analyse der Ergebnisse führte bei Inplausibilität zu einer Kalibrierung oder Anpassung der Annahmen. Zudem werden die Annahmen im Anschluss einer Sensitivitätsanalyse unterworfen, um deren Einfluss zu verdeutlichen.

⁹³ Detaillierten zugrundeliegenden Annahmen sind im Angang aufgeführt. (vgl. Appendix Tab. 17 bis Appendix Tab. 20).

Annahmen	Größen-abhängig	Technologie-abhängig	Quelle
Effizienzen (Eff)	x	x	Bremer Energie Institut 2011, Leitstudie 2010, Ableitungen aus Bafa-Daten (2014) und Annahmen
P2H-Kennzahl ($P2H$)	x	x	Bremer Energie Institut 2011, Leitstudie 2010, Ableitungen aus Bafa-Daten (2014)
Investitionssumme (C^I)	x	x	Bremer Energie Institut 2011, Leitstudie 2010, Annahmen
Laufende Kosten (C^R)		x	Bremer Energie Institut 2011, Leitstudie 2010, Annahmen
Subventionen (SU)		x	Abgeleitet Bafa 2014, Stand heute bis 2020 fortgeschrieben
Lebensdauer (lt)		x	Bremer Energie Institut 2011, Leitstudie 2010, Annahmen
Verfügbarkeitsmatrix (AV)	x	x	Abgeleitet aus Bremer Energie Institut 2011, Leitstudie 2010, Annahmen
ASC (ASC)		x	Annahme
Technologiegruppen ($PHTG$)		x	Annahme
Relevanz CO ₂ (RCO_2)	x		Größen- und Subsektorspezifisch, Europäisches Parlament 2009

Tab. 17: Notwendige Technologieannahmen mit ihrem Detaillierungsgrad (Quelle: Eikmeier et al. 2011, Bafa 2014d, Europäisches Parlament 2009 und DLR 2010)

Parameter	Annahme	Quelle
Logit-Parameter Technologie (lp)	7	Annahme
Zinssatz (i)	35%	Rivers, Jaccard (2006)
Anteil Eigenverbrauch (SOW)	80%	Annahme
Netzentgelt (GF)	0.01 EUR/kWh	Angelehnt an BHKW-Prinz (2012)
Strompreis-Einspeisung ($SECP$)	48% des Strompreises inkl. Steuern	Hergeleitet auf Kostenstruktur 2010
KWK-Zuschlag	Stand heute, bis 2020	Bafa 2014
Raumwärme-Only-Anteil (SHO)	50%	Annahme
Regionale Strahlungsdaten D ($RSRF$)	1066 kWh/qm	Eurostat, Schnitt 1996 - 2010
ESTIF (nur Solarthermie)	0.42	ESTIF 2014

Tab. 18: Annahmen Prozesswärmemodell zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit und der Technologieauswahl (Quelle: Rivers; Jaccard 2006, Bafa 2014b, BHKW-Prinz 2012, ESTIF 2014, Eurostat 2012, eigene Annahmen)

Die Tab. 19 und Tab. 20 zeigen die Annahmen für die Initialisierung und Berechnung des Stock-Modells. Die Herleitung der Altersstruktur für KWK, der Technologieanteil und der KWK-Anteil werden bereits hinreichend im Abschnitt 3.2.2, Bestandsmodell (4), Initialisierung (1) erläutert. Die anderen Annahmen werden in der folgenden Sensitivitätsrechnung noch einmal betrachtet.

Annahmen	Technologie-spezifisch	Sub-sektor-spezifisch	Quelle
Altersstruktur (<i>AS</i>) KWK	x		Bafa 2014 unter Einbeziehung der letzten Modernisierung
Altersstruktur (<i>AS</i>) SHP	x		Annahme (Weibull)
Technologieanteil (<i>TSH</i>)	x	x	Hergeleitet aus Destatis 2012, Bafa 2014 und AGEB 2011
KWK-Anteil (<i>SPT</i>)		x	Hergeleitet aus Destatis 2012, Bafa 2014 und AGEB 2011

Tab. 19: Annahmen zur Initialisierung des Stock-Modells für das Prozesswärmemodul (Quelle: eigene Herleitung basierend auf Bafa 2014d, Destatis 2012c, AGEB 2011)

Prozessschritt	Parameter	Annahme	Quelle
Initialisierung / Austausch SHP	Weibull-Formparameter k	3	Annahme
Initialisierung / Austausch SHP	Weibull-Lageparameter γ	Kehrwert der Lebensdauer	NA
Austausch KWK	Weibull-Formparameter k	2.5	Annahme
Austausch KWK	Weibull-Lageparameter γ	Kehrwert der Lebensdauer	NA
Marktanteile Neuanlagen	Gewichtungsfaktor α^{MS} (zur Abb. Pfadabhängigkeit)	75%	angelehnt an Henkel 2011

Tab. 20: Annahmen zur Initialisierung und Berechnung des Stock-Modells des Prozesswärmemoduls (Quelle: Annahmen, Henkel)

Die Ergebnisse des Referenzszenarios

Die Abb. 44 zeigt den resultierenden Endverbrauch in PJ, bilanziert nach der finnischen Methode für Prozesswärme bis 500 Grad für das Referenzszenario. Von 2011 bis 2050 fällt der Endverbrauch um 13 %. Im Vergleich zum bedingten "Frozen Efficiency", das zwar die Effizienzgewinne aus den Vorstufen des Modells mitabbildet, jedoch in diesem Modul keine weiteren Effizienzfortschritte zulässt, nur um 11 %.

Erdgas bleibt trotz seines Rückgangs der dominierende Energieträger. Besonders Biomasse verdoppelt fast ihren Anteil und trägt dadurch zu einer erheblichen Senkung des CO₂-Ausstoßes um 23 % bei den direkten Energieumwandlungsemissionen bei (vgl. Abb. 45). Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Biomasse als CO₂-neutral in diesem Szenario angenommen wird und daher mit dem Emissionsfaktor 0 g/kWh in diese Berechnung eingeht.

Da bei der Herstellung, wie auch dem Transport von Biomasse aber insbesondere bei der Flächennutzung⁹⁴ sehr wohl CO₂ freigesetzt werden kann (vgl. Searchinger et al. 2008), versucht die EU durch die Festlegung von Kriterien, die Nachhaltigkeit der Biomasse sicherzustellen (vgl. EU 2009). Jedoch wird auch bei diesem Nachhaltigkeitskriterium nicht der Zeitpunkt der Emissionen sowie ein potenzieller Rebound-Effekt⁹⁵ in Betracht gezogen. Bei der Verbrennung von Biomasse werden Emissionen auf einmal freigesetzt, die über die Wachstumsdauer angesammelt wurden. So zeigt McKechnie in einer Fallstudie, dass die Co-Befuerung mit Holzpellets in den ersten 10 Jahren bei Berücksichtigung der

⁹⁴ „Land use change“, wie z. B. beim Anbau von Palmöl auf gerodeten Flächen oder auch die Trockenlegung von Sümpfen.

⁹⁵ Ein Rebound-Effekt kann die lokalen Einsparungen durch Biomasse global wieder reduzieren, da die Nachfrage nach Öl durch die Substitution durch Biomasse zunächst sinkt, aber bei einem gleichzeitigen Preisrückgang die Nachfrage nach Öl in anderen Teilen der Welt wieder ansteigt (vgl. Smeets et al. 2014).

Verbrennungsemissionen⁹⁶ der Biomasse höher liegen als bei der Stromproduktion durch Steinkohle, erst über einen mittleren Zeitraum erreicht die Biomasse signifikante Emissionseinsparungen (vgl. McKechnie; MacLean 2014).

Obwohl in diesem Szenario davon ausgegangen wird, dass Steinkohle aufgrund ihrer Emissionen nicht unkritisch gesehen wird⁹⁷, kann sie dennoch ihren Marktanteil steigern. Die angenommenen Energieträgerkosten und CO₂-Zertifikate-Kosten bleiben im Referenzszenario zu niedrig, um Steinkohle aus dem Markt zu drängen.

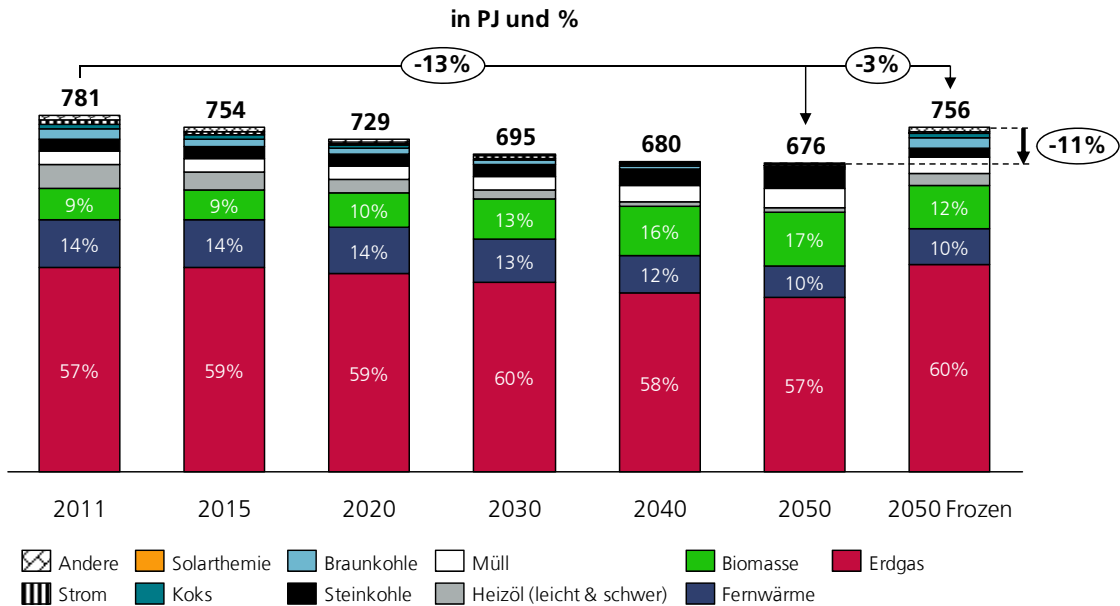


Abb. 44: Endenergieverbrauch Referenzszenario (finnische Methode) nach Energieträger für Prozesswärme bis 500 Grad vs. Energieverbrauch ohne Technologieverbesserung (Frozen Efficiency)

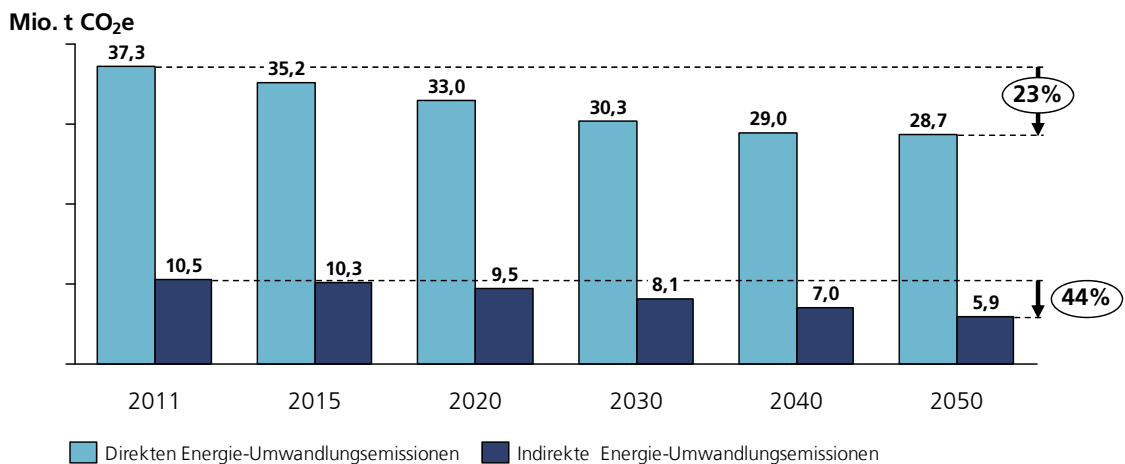


Abb. 45: Entwicklung der direkten und indirekten Energie-Umwandlungsemissionen für Prozesswärme bis 500 Grad im Referenzszenario in Mio. t CO₂e

Während die Abb. 44 die Endenergie zeigt, veranschaulicht die Abb. 47 die dazugehörige Nutzenergie, die im Referenzszenario bis 2050 nahezu konstant bleibt. Aufgeschlüsselt nach

⁹⁶ Verglichen mit der Alternative der langsamen CO₂-Freisetzung, die bei der Verrottung der Biomasse entsteht.

⁹⁷ Abgebildet durch eine künstliche Erhöhung der Gesamtkosten durch eine Multiplikation mit einem ASCs größer eins, um damit indirekt die geringere Zahlungsbereitschaft abzubilden.

den Haupttechnologien zeigt sich, dass in diesem Rahmen die KWK-Technologien massiv an Marktanteil einbüßen.

Während im Jahr 2011 224 PJ und damit 32 % der Nutzwärme durch KWK bereitgestellt wird, sinkt dieser Anteil bis 2050 auf 21 % und damit auf 148 PJ. Besonders die KWK-Dampfturbine verliert stark. Der Grund liegt in dem insgesamt niedrigen Börsenstrompreis, der die Einnahmen aus der Stromvermarktung schmälert. Weitere Effekte, wie die Belastung durch die EEG-Abgabe, die EEG-Freistellung etc. werden im Abschnitt 5.2 gesondert untersucht.

Wärmepumpen können signifikante Marktanteile hinzugewinnen, insbesondere wenn man bedenkt, dass sie nicht das gesamte Temperaturspektrum abdecken können, sondern ihr Einsatz auf den Teil der Prozesswärmenachfrage unter 100 Grad begrenzt ist (vgl. Abb. 46). Sie stellen 2050 fast 31 PJ Nutzwärme bereit.

Doch bedingt durch ihre hohe Effizienz, gekennzeichnet durch ihre Stromkennzahl, und durch die Tatsache, dass fast zwei Drittel der Wärmepumpen mit Erdgas betrieben werden, sinkt der Strombedarf für Prozesswärme im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2011 (vgl. Abb. 44).

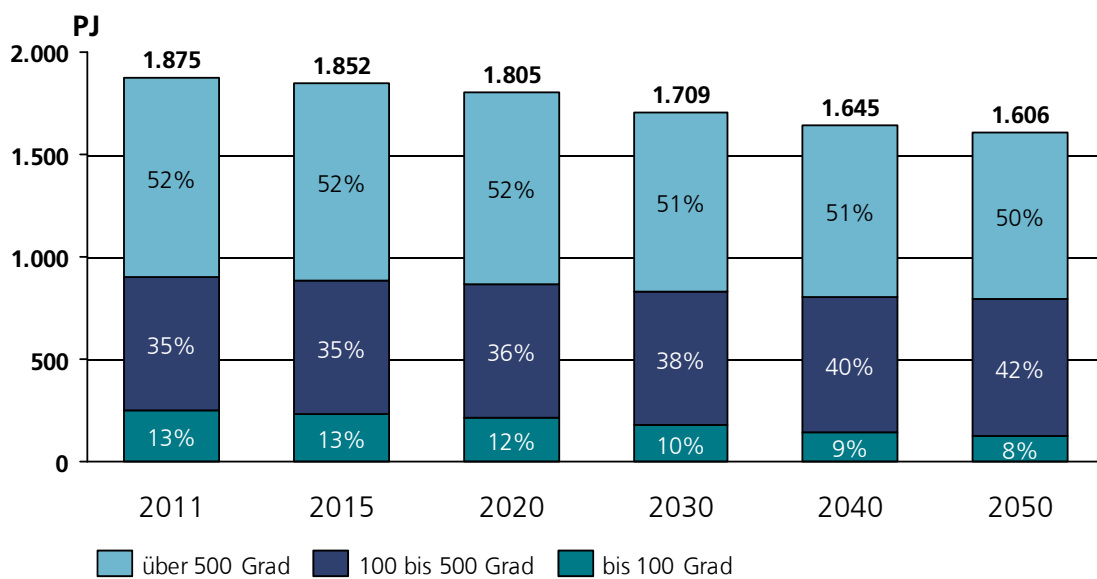


Abb. 46: Entwicklung der Wärmenachfrage nach Temperaturniveau im Referenzszenario

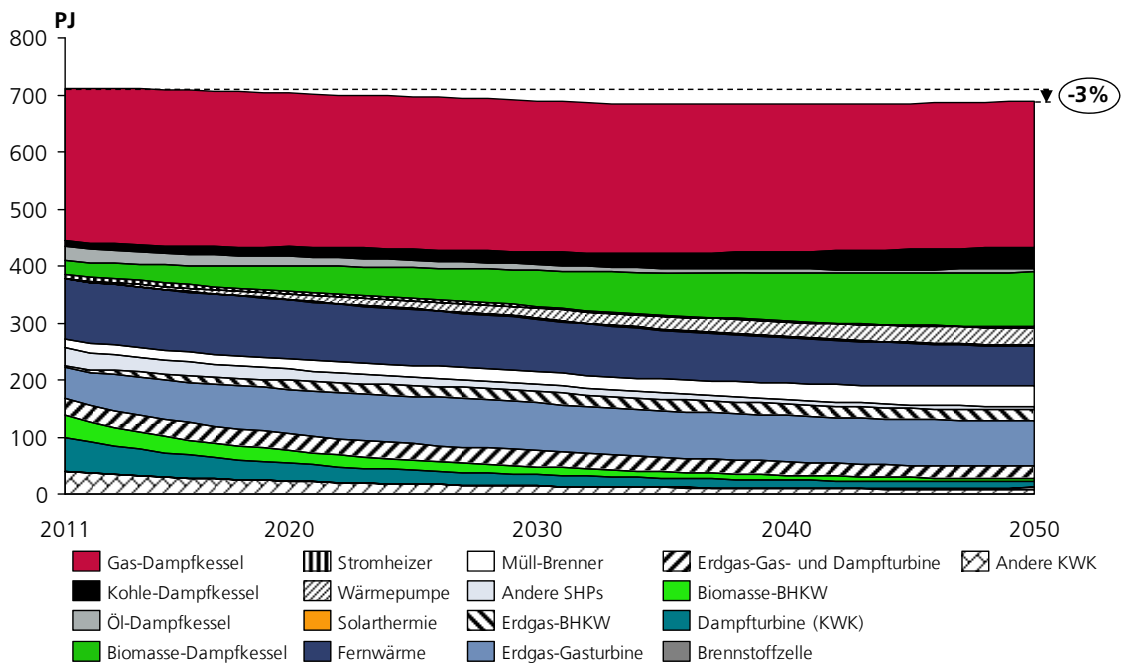


Abb. 47: Technologiezusammensetzung zur Deckung des Nutzwärmebedarfs für die Wärmebereitstellung bis 500 Grad beim Referenzszenario von 2011 bis 2050

Die Abb. 48 zeigt für das Jahr 2030 die Technologieanteile der Nutzwärme bei Neuanlagen für den Subsektor „Nahrung und Tabak“ unterschiedlicher Unternehmensgrößen. Der pfadabhängige Anteil, der die finale Technologiezusammensetzung unabhängig von der Wirtschaftlichkeitsrechnung anpasst, ist in der Abbildung nicht berücksichtigt.

Die Graphik verdeutlicht den Detailgrad dieses Modells. Erst die Gewichtung⁹⁸ der unternehmensgrößenspezifischen Technologieanteile ergibt die Subsektorenzusammensetzung.

Je größer das Unternehmen bzw. dessen Energieverbrauch desto höher ist zunächst der Anteil der KWK-Technologien. Erst bei den Unternehmensgrößen fünf und sechs wird dieser Trend gebrochen. Dies liegt insbesondere an der EEG-Befreiung der beiden Unternehmensgrößen, wodurch die Attraktivität des Selbstverbrauchs aufgrund der geringeren Preisdifferenz zwischen Strombezug und der KWK-Stromgestehungskosten entscheidend geschmälert wird. Appendix Abb. 5 zeigt die Technologiezusammensetzung für verschiedene Sensitivitäten. So steigt der KWK-Marktanteil von 21,4 % auf 24 %, wenn eine generelle Erhöhung der Energieträgerpreis um 10 % erfolgt. Einen stärkeren Einfluss hat jedoch die Befreiung des selbstproduzierten KWK-Stroms von der EEG (vgl. 5.2.2). Eine Abschaffung der Privilegierung des Stromletzverbraucher (und damit die volle EEG-Belastung für alle Verbraucher) würde den KWK-Anteil nochmals erhöhen (auf etwa 28 %⁹⁹).

Von einer Erhöhung der CO₂-Preise profitieren KWK hingegen nicht, stattdessen stagniert der Marktanteil bei 1,5-fachen CO₂-Preisen bei 21,3 %.

Bei den Gas-Dampfkesseln ergibt sich ein umgekehrtes Bild. Je größer das Unternehmen, desto mehr Marktanteile erlangen die Biomasse-Dampfkessel zu Ungunsten der Gas-Dampfkessel. Diese Marktanteile ändern sich über die Jahre. Zugleich bestehen starke Unterschiede zwischen den Subsektoren aufgrund der unterschiedlichen Jahresdauerlinien und den differenzierenden Energieträgerpreisen (vgl. Appendix Abb. 3, die Technologieanteile des Maschinenbausubsektors im Jahr 2030). Durch diesen Detailgrad wird der Heterogenität des Industriesektors Rechnung getragen.

⁹⁸ Die Gewichtung erfolgt hierbei nach der Subsektorenzusammensetzung aus Abb. 43.

⁹⁹ Diese Maßnahmen haben letztlich einen Effekt auf die EEG-Umlage und damit auch auf den resultierenden Endkundenstrompreis, der hier außen vorgelassen wurde. Im Abschnitt 5.2 wird daher der Einfluss der EEG als Szenario untersucht.

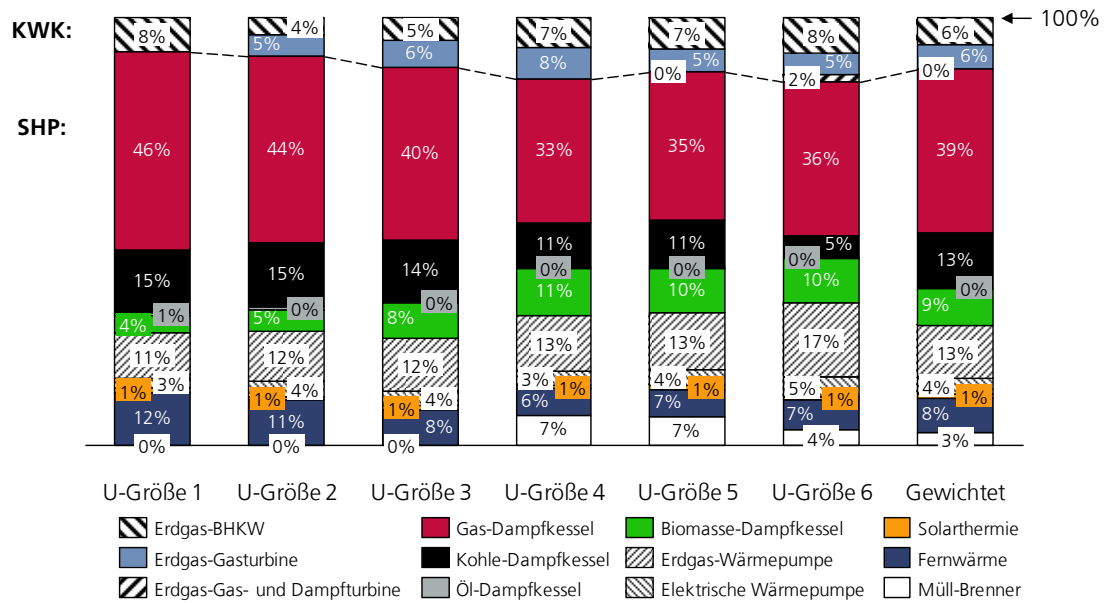


Abb. 48: Technologiemarktanteile nach Unternehmensgröße für Prozessnutzwärme bis 500 Grad im Jahr 2030 für den Subsektor „Nahrung und Tabak“ ohne Berücksichtigung der Pfadabhängigkeit des Referenzszenarios

Trotz der Abnahme der Wärmeproduktion von KWK-Anlagen um 33 % bis 2050 erhöht sich die Nettostromproduktion aufgrund verbesserter Stromkennzahlen bis 2050 um 19 % (vgl. Abb. 49). Wird der spezifische CO₂e-Ausstoß der KWK-Anlagen betrachtet und vergleicht man diesen mit dem in diesem Szenario zugrundeliegenden spezifischen CO₂e-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks, lässt sich feststellen, dass zwischen 2020 und 2030 der Vorteil der KWK-Anlagen verloren geht. 2011 ist der spezifische Verbrauch¹⁰⁰ des KWK-Bestands noch um 39 % besser, im Jahr 2020 immerhin noch um 16 %.

Es handelt sich hierbei lediglich um eine statische Betrachtung, da eine ganzheitliche Betrachtung die Modellierung auf Stundenbasis¹⁰¹ erforderlich machen würde.

Ein hier nicht quantifiziertes zusätzliches Emissionspotenzial würde der Einsatz von Biogas bringen.

¹⁰⁰ Die Berechnung des Brennstoffeinsatzes erfolgt auf Basis der finnische Methode.

¹⁰¹ Über den Zeitpunkt der Einspeisung und damit über die verdrängte Alternativtechnologie würde sich erst abschließend bewerten lassen, ob KWK-Anlagen weiterhin ein positiven Beitrag zur Emissionsminderung leisten.

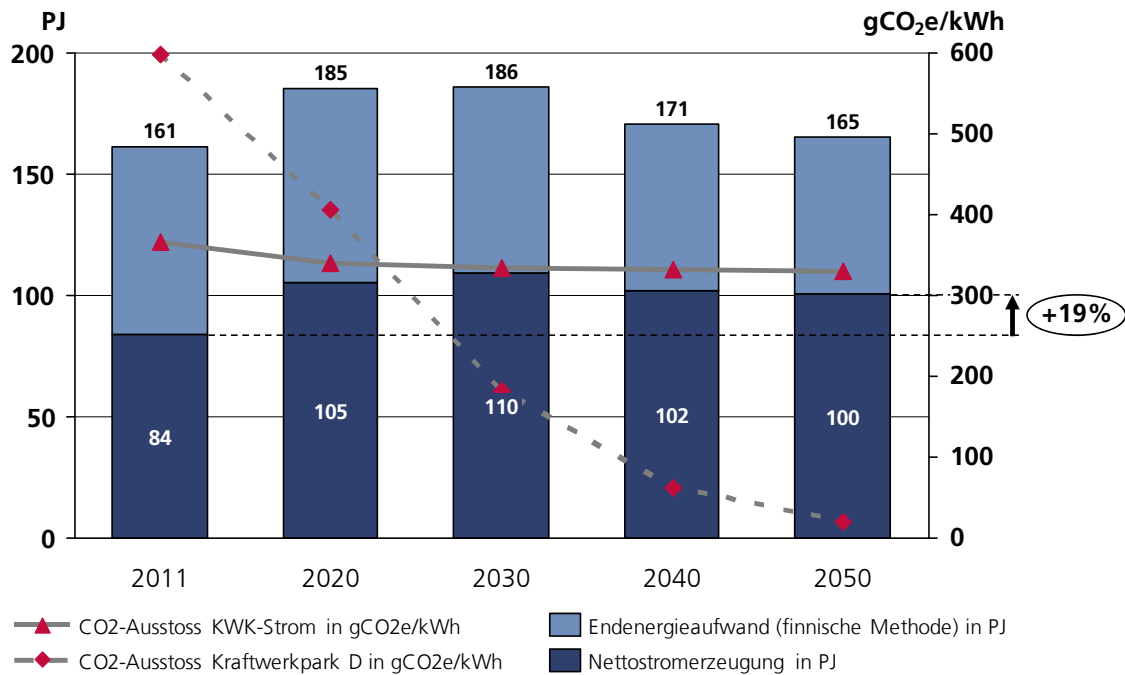


Abb. 49: Entwicklung der Nettostromproduktion und des Brennstoffeinsatzes in PJ sowie der Vergleich des spezifischen CO₂-Ausstosses der KWK-Anlagen vs. des deutschen Kraftwerkparks in gCO₂e/kWh für das Referenzszenario

Sensitivitäten des Prozesswärmemoduls

Die Veränderung von Parametern führt zu einer veränderten Technologieauswahl, die letztlich aufgrund der unterschiedlichen Effizienzgrade die Endenergienachfrage für Prozesswärme bis 500 Grad verändern. Die Abb. 50 und die Abb. 51 zeigen die Veränderung des Endenergieaufwands des Referenzszenarios bei Veränderung eines spezifischen Parameters: Eine Erhöhung des Logit-Parameters (vgl. Abb. 50, erstes Diagramm), der gleichbedeutend mit einer höheren Kostensensitivität der Unternehmen ist, reduziert die Endenergienachfrage. Dies ist zunächst verwunderlich, doch ein Blick auf die darunterliegende Technologiezusammensetzung (vgl. Appendix Abb. 4) für die Prozessnutzwärme zeigt, dass durch die höhere Kostensensitivität der Unternehmen der Marktanteil der teureren Biomasse-Dampfkessel von 16 % bei einem Logit-Parameter (lp) von 5 auf 12 % zurückgeht ($lp = 9$). Im Gegensatz dazu steigt der Marktanteil von Wärmepumpen von 3,7 % auf 5,2 % und der von Gas-Dampfkessel von 35,8 % auf 38 %. Beide Technologien haben einen höheren Effizienzgrad und senken dadurch den Endenergieverbrauch. Der CO₂-Ausstoss erhöht sich jedoch um 1,7 % im Jahr 2050 gegenüber dem Referenzszenario.

Je höher die Pfadabhängigkeit, desto länger dauert es, bis weniger effiziente Technologien aus dem Bestand rotiert werden. Doch eine erhöhte Pfadabhängigkeit führt nur bis ca. 2030 zu einem jährlich steigenden zusätzlichen Endenergieaufwand. Danach nähert sich das Ergebnis dem des Referenzszenarios wieder an (vgl. Abb. 50, zweites Diagramm). Ähnlich verhält sich die Erhöhung bzw. die Reduzierung des Formparameters (vgl. Abb. 51, drittes Diagramm). So reduziert eine Erhöhung des Formparameters k den Endenergieverbrauch besonders in den ersten Jahren des Modelllaufs, da ältere Anlagen mit einer höheren Wahrscheinlichkeit ausgetauscht werden und hierdurch der Anlagenbestand schneller effizienter wird. Bis 2050 verschwindet der Effekt aber nahezu vollständig, sodass der Unterschied gegenüber dem Referenzszenario sehr gering ist. Damit verändern Formparameter bzw. die Pfadabhängigkeit das Endergebnis bei einem längeren Betrachtungszeitraum kaum. Sie verlangsamen oder beschleunigen aber die Diffusion der neuen Technologien. Einschränkend muss hier erwähnt werden, dass dies der Fall ist, da keine neue Technologieentwicklung zu einem späteren Zeitpunkt (z. B. nach 2030) angenommen wird. Das beschränkte technologische Wissen in

Bottom-up-Modellen stellt allgemein eine Herausforderung bzw. Modelleinschränkung bei langen Prognosezeiträumen dar (vgl. Murphy et al. 2007).

Sehr interessant ist die Sensitivität bzgl. der Kostendegression und damit indirekt des Fortschritts, da diese einen sich verstärkenden, nachhaltigen Effekt in beide Richtungen hat. Hierbei geht es um den Lerneffekt, der zur Kostendegression bei den Anschaffungskosten beiträgt, bzw. bei einem Rückgang der Lernrate auch erhöht. Die Kostendegression wird technologiespezifisch im Referenzszenario angenommen (vgl. Tab. 17) und in der Sensitivitätsrechnung um den Faktor 1,5 verstärkt bzw. um 0,5 abgeschwächt. Da bei bewährten Technologien ein geringerer Fortschritt erwartet wird, profitieren jüngere Technologien überproportional von einem verstärkenden Faktor und umgekehrt. Brennstoffzellen (von 0,6 % auf 4,1 % Marktanteil), Biomasse-Dampfkessel (14 % auf 15,1 % Marktanteil) und Wärmepumpen (4,5 % auf 4,7 % Marktanteil) sind die Hauptgewinner bei einer Erhöhung der Kostendegression. Von einer sinkenden Lernrate profitieren Kohle-Dampfkessel (5,5 % auf 8 % Marktanteil), Müll-Brenner (5,4 % auf 7,1 % Marktanteil) und die Erdgas-Gasturbine (11,8 % auf 15 % Marktanteil). Interessant ist der Aspekt, dass in beiden Fällen der KWK-Anteil mit 24,5 % und 25,3 % signifikant über dem Anteil des Referenzszenarios liegt (21,4 %). Der Erdgas-Dampfkessel verliert in beiden Szenarien, erstens zugunsten des Kohle-Dampfkessels und zweitens zugunsten des Biomasse-Dampfkessels.

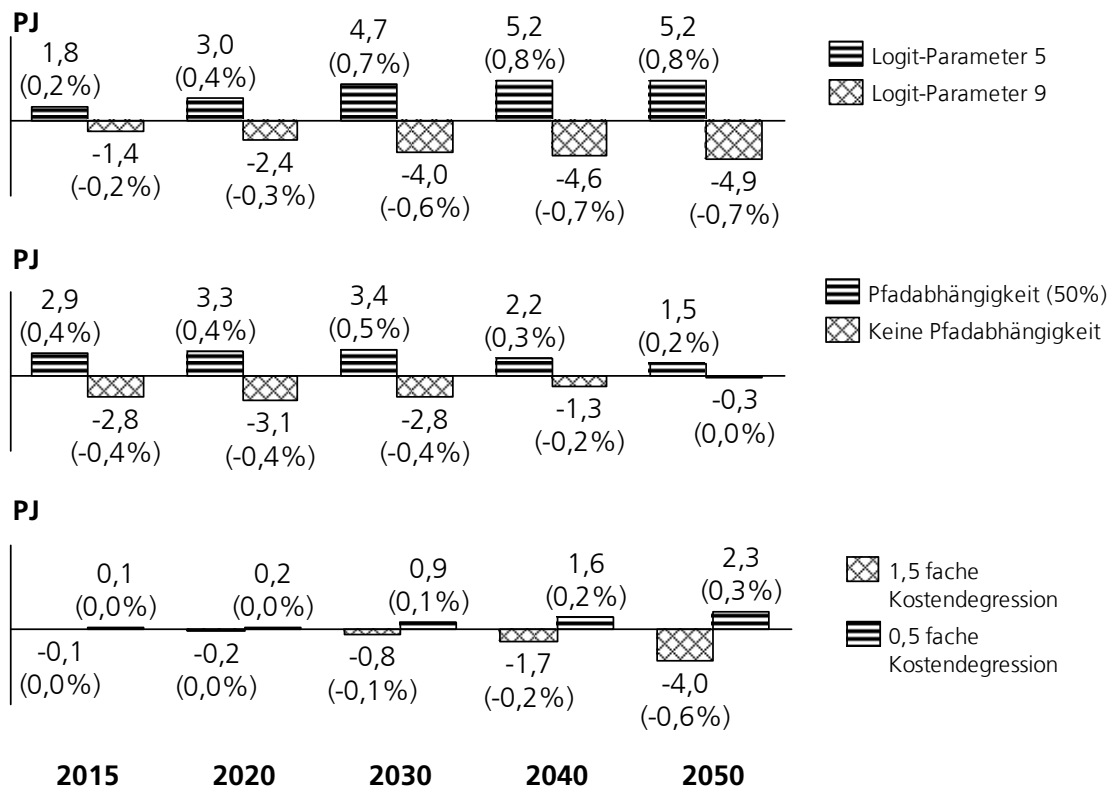


Abb. 50: Sensitivitätsanalyse des Prozesswärmemoduls Teil 1: Zusätzlicher Energiemehraufwand in PJ gegenüber der Prozesswärmeendnachfrage bis 500 Grad in PJ und % gegenüber dem Referenzszenario

Wird jedoch ein Diskontierungssatz von 10 % anstatt der 35 % (Rivers; Jaccard 2006) angenommen, führt dies zu zusätzlichen Einsparungen in Höhe von 5 % im Jahr 2050 (vgl. Abb. 51, erstes Diagramm). Der Grund liegt in einer gänzlich abweichenden Technologiezusammensetzung. Der Marktanteil bei der Prozessnutzwärme von Erdgas-Dampfkesseln sinkt auf ungefähr 13 % gegenüber 37 % im Referenzszenario; KWK-Anlagen (49 % Marktanteil) und Biomasse-Dampfkessel (20 % Marktanteil) können hingegen ihren Marktanteil erheblich ausbauen (vgl. Abb. 53). Durch die niedrigere Diskontierungsrate fallen höhere Investitionssummen bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung weniger ins Gewicht. Während

die Brennstoffzelle von dieser Entwicklung ebenfalls profitiert, sinken dagegen die Marktanteile von Solarthermie und Wärmepumpen.

Die Annahme eines einheitlichen mittleren Energieträgerpreises hat auf die Endenergienachfrage nur einen unwesentlichen Einfluss, wie das zweite Diagramm der Abb. 51 zeigt. Im Jahr 2050 beträgt der Unterschied nahezu null. Jedoch weist die Technologiezusammensetzung auf Prozessnutzwärmeebene (vgl. Abb. 53) auch 2050 einen Unterschied auf. Der KWK-Anteil sinkt um ungefähr 2 %-Punkte im Vergleich zum Referenzszenario.

Fernwärme, Gas- und Kohledampfkessel sowie Wärmepumpen können hingegen leicht zulegen. Durch die geänderte Technologiezusammensetzung ergibt sich auch ein abweichender CO₂-Ausstoß, der im Jahr 2050 1,2 % über dem des Referenzszenarios liegt.

Die Annahme der Reduzierung des Eigenverbrauchsanteils des KWK-Stroms von 80 % auf 50 % lässt die Endenergienachfrage um fast 10 PJ steigen (vgl. Abb. 52). Ein Blick auf die Technologiezusammensetzung (vgl. Abb. 53) zeigt einen Rückgang der KWK-Technologien auf knapp 14 % im Jahr 2050. Es muss daher im Interesse des Betreibers liegen, den Anteil des selbstverbrauchten KWK-Stroms möglichst hochzuhalten. Sollte es in Zukunft vermehrt zu Preisspitzen an der Börse kommen, die sich oberhalb des Bezugspreises des KWK-Besitzers befinden, kann sich das Bild natürlich ändern. Angesichts der Tatsache, dass aber die meisten KWK-Anlagen weiterhin wärmegetrieben sind, da sie in der Regel nicht über ausreichend Wärmespeicherkapazität verfügen, bleibt fraglich, wie realistisch ein solches Szenario wäre. Laut einer Aussage von Herrn Brehme (Brehme 2013) von Hochtief Energy Management, einem Contractor für KWK-Anlagen, besitzen KWK-Anlagen selten mehr als einen einstündigen Wärmepuffer, da ansonsten eine zusätzliche Baugenehmigung erforderlich wäre. Dies wird eher als ein weiteres Investitionshemmnis gesehen, da Energieeffizienzmaßnahmen selten die Top-Prioritäten des Managements sind.

Des Weiteren wirken für kleine und mittlere Verbraucher die zusätzlichen Kosten hemmend, die neben Personalkosten für die Anbindung an den Spotmarkt entstehen.

Großverbraucher (> 150 GWh) verfügen in der Regel bereits heute über eine direkte oder indirekte¹⁰² Anbindung zum Spotmarkt, wo sie ungefähr 20 % ihres Bedarfs¹⁰³ decken (vgl. Ecofys; Fraunhofer ISI 2014).

¹⁰² Indirekt, d. h. die Anbindung läuft über einen Zwischenhändler.

¹⁰³ 80 % werden über längerfristige Verträge gedeckt (mit unterschiedlichen Vorlaufzeiten). Dadurch kommt es dazu, dass niedrigere Stromspotpreise sich erst versetzt auf die effektiv gezahlten Strompreise der Unternehmen auswirken.

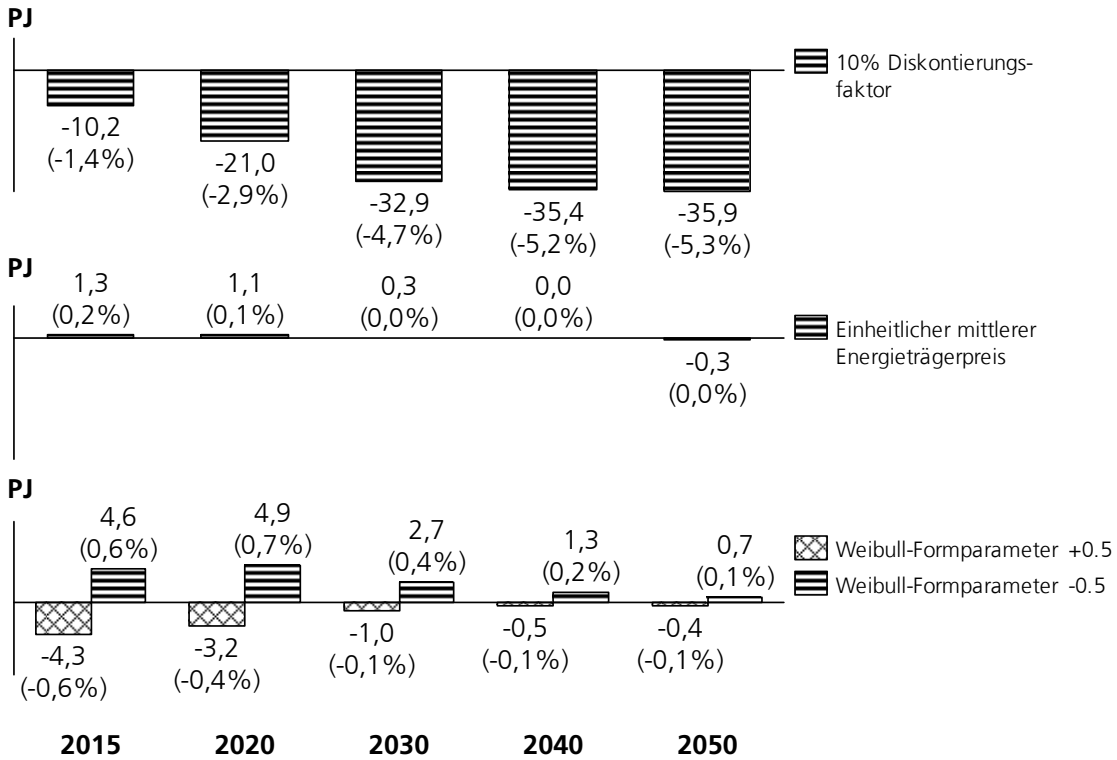


Abb. 51: Sensitivitätsanalyse des Prozesswärmemoduls Teil 2: Zusätzlicher Energiemehraufwand in PJ gegenüber der Prozesswärmeendnachfrage bis 500 Grad in PJ und % gegenüber dem Referenzszenario

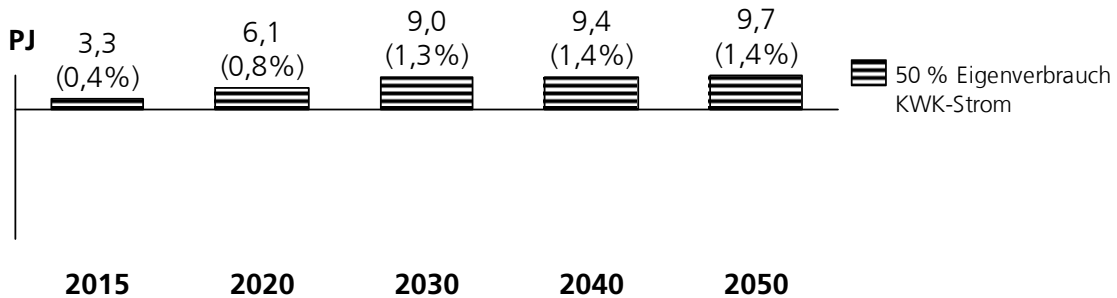


Abb. 52: Sensitivitätsanalyse des Prozesswärmemoduls Teil 3: Zusätzlicher Energiemehraufwand in PJ gegenüber der Prozesswärmeendnachfrage bis 500 Grad in PJ und % gegenüber dem Referenzszenario

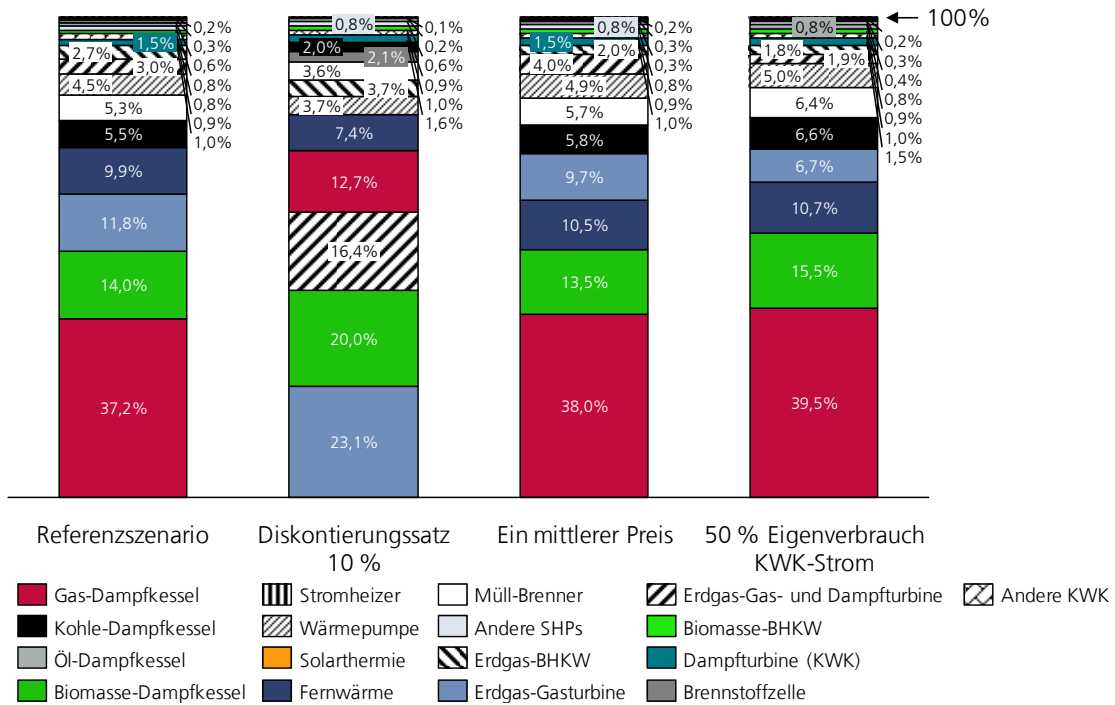


Abb. 53: Technologiemarktanteile für Prozessnutzwärme bis 500 Grad im Jahr 2050 für verschiedene Sensitivitätsrechnungen Teil 2

4.2.4 Annahmen, Ergebnisse und Sensitivitäten des Raumwärmemoduls

Annahmen des Raumwärmemoduls

Das Raumwärmemodul betrachtet nur den Raumwärmeanteil, der nicht durch das Prozesswärmemodul abgedeckt wird. Dieser Anteil "Raumwärme-Only" (SHO) wird hier mit 50 % angenommen. Nimmt man als SHO 0 % werden in diesem Modul keine Ersparnisse berechnet.

Die Tab. 21 zeigt die generellen Annahmen des Moduls, die Tab. 22 die Annahmen für die Initialisierung und Berechnung des Heizungs-Stock-Modells und die Tab. 23 den Detaillierungsgrad der Technologieannahmen. Die Annahmen entsprechen weitestgehend den Annahmen aus Biere et al. 2014, wobei hier die Investitionssumme (C^I) und die laufenden Kosten (C^R) von der konkreten Dimensionierung der Anlage abhängen, die jeweils für die sechs Standardgebäude aus der Modellgebäudedatenbank (vgl. Tab. 22) pro Jahr für Bestands- und Neubauten berechnet werden. Dadurch und durch veränderte Brennstoffkosten kommt es zu abweichenden Ergebnissen.

Variable / Beschreibung	Annahmen & Erklärung	Quellen
Technologiesplit Raumwärme Basisjahr	Abgeleitet aus Energieträgersplit - länder- und sektorspezifisch	Eurostat 2006, AGEBA 2008
Zinssatz (i)	35 %, analog zur Prozesswärme	Rivers, Jaccard (2006)
Raumwärme-Only-Anteil (SHO)	50%	Annahme
Logit-Parameter Technologie (lp)	2	Annahme
Heiz-Volllaststunden ($FLH_{Appl=2}$)	2000	Blesl 2009
Ausnahme vom Abriss (Gebäude)	5 bis 10 Jahre	Annahme

Tab. 21: Generelle Annahmen zum Raumwärmemodul (Quelle: eigene Annahmen, Eurostat 2006, Rivers; Jaccard 2006, Blesl et al. 2009)

Prozessschritt	Parameter	Büro- gebäude	Produktions- gebäude	Quelle
Initialisierung / Austausch	Weibull-Formparameter k	3	3	Annahme
Initialisierung / Austausch	Lebensdauer in Jahren	20	25	Annahme
Dimensionierung Heizung bei Neuanlagen	Beheizte Fläche kleine Gebäudegröße in qm (HBS)	1028	1972	angelehnt an Modell- gebäude- datenbank ZUB Kassel
Dimensionierung Heizung bei Neuanlagen	Beheizte Fläche mittlere Gebäudegröße in qm (HBS)	7951	6998	
Dimensionierung Heizung bei Neuanlagen	Beheizte Fläche große Gebäudegröße in qm (HBS)	11208	12540	

Tab. 22: Annahmen zur Initialisierung und Berechnung für das Stock-Modell des Raumwärmemoduls (Quelle: eigene Annahmen, ZUB 2010)

Annahmen	Größen- abhängig	Technologie- abhängig	Effizienz- klassen- abhängig	Quelle
Nutzungsgrad (UR)		x	x	angelehnt an FORECAST Haushalte
Investitionssumme (C^I)	x	x		angelehnt an TEP-Energy 2014
Laufende Kosten (C^R)	x	x		angelehnt an TEP-Energy 2014
Kalkulatorische Lebensdauer (lt)		x		Annahme nur zur Berechnung der
Verfügbarkeitsmatrix (AV)			x	Annahme zur Modellierung von strikteren Effizienzrichtlinien
ASC (ASC)		x		Annahme
Technologiegruppen (HTG)		x		Annahme

Tab. 23: Getroffene Technologieannahmen mit ihrem Detaillierungsgrad (Quelle: eigene Annahmen, TEP-Energy 2014)

Ergebnisse des Raumwärmemoduls

Die Abb. 54 zeigt die resultierende Endnachfrage, des durch das Raumwärmemodul gedeckten Nutzwärmebedarfs. Die Endnachfrage sinkt insgesamt von 119 PJ auf 31 PJ, wobei der größte Teil dieses Rückgangs nicht der verbesserten Heiztechnologie zuzuschreiben ist, sondern auf die verbesserte Gebäudehülle und den Rückgang des Flächenbedarfs (vgl. Abb. 40). Nur die Differenz zwischen dem Endenergieverbrauch Frozen¹⁰⁴ und dem Endenergieverbrauch des Referenzszenarios ist auf eine effizientere Heiztechnologie zurückzuführen.

Die effizienteren Heiztechnologien senken den Endenergieverbrauch für Raumwärme im Jahr 2050 um zusätzlich 18 % - dies geschieht durch die Erhöhung des durchschnittlichen Nutzungsgrads von 95 % im Jahr 2008 auf 116 % im Jahr 2050. Einen großen Anteil an diesem Fortschritt haben die Wärmepumpen¹⁰⁵, die beim Endenergieverbrauch auf einen Marktanteil von 9 % im Jahr 2050 kommen (vgl. Abb. 55).

¹⁰⁴ Frozen entspricht dem Vergleichsfall ohne technischen Fortschritt bei den Heiztechnologien, aber es berücksichtigt bereits die Effizienzgewinne aus dem vorgelagerten Gebäudemodul und den Flächenrückgang.

¹⁰⁵ Wärmepumpen sind mit ihren angenommenen Stromkennzahlen zwischen 2,9 und 4 in der Lage, die Effizienz über 100 % zu heben.

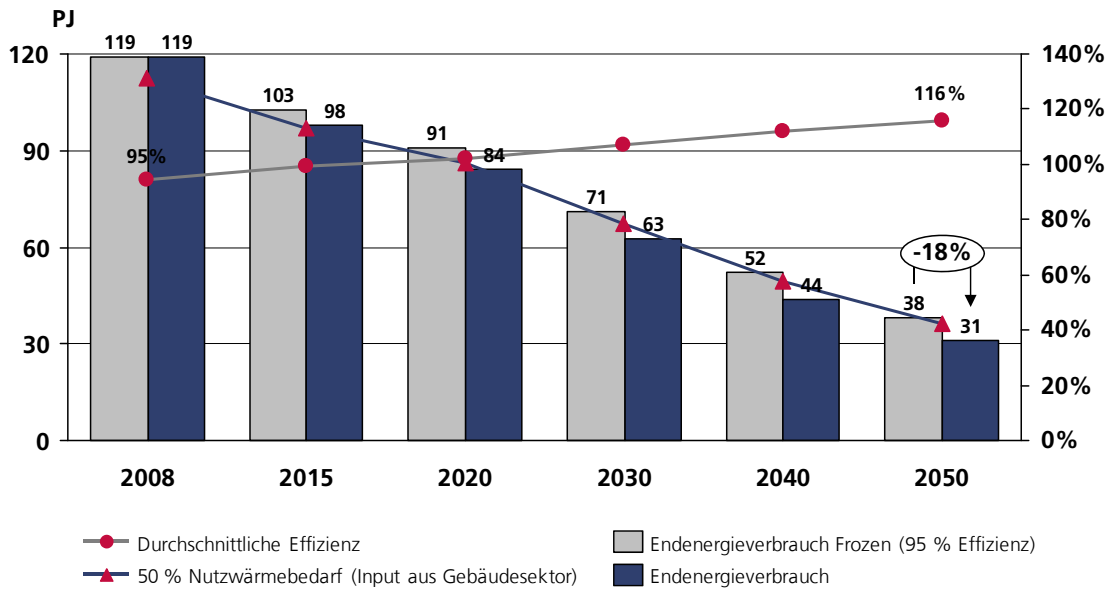


Abb. 54: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Raumwärmenachfrage, die über das Raumwärmemodul gedeckt wird für das Referenzszenario in PJ

Während der Blick auf die Technologieanteile in Abb. 55 einen deutlichen Marktanteilsrückgang des Energieträgers Erdgas vermuten lässt, bleibt der Marktanteil von Erdgas dagegen nahezu über den gesamten Verlauf konstant (vgl. Appendix Abb. 6). Die gekoppelten Systeme mit Solarthermie gewinnen zwar an Einfluss, doch der durch solare Strahlung gedeckte Energieanteil beträgt für Deutschland nur 15 %. Die verbleibenden 85 % werden weiterhin durch Erdgas gedeckt. Der Anteil erdgasbetriebener Wärmepumpen liegt zudem bei knapp unter 50 %. Die Biomasse drängt Ölheizungen¹⁰⁶ und Fernwärme zurück. Reine Stromheizungen verschwinden nahezu komplett aus dem Markt. Der Stromanteil steigt aber dank der elektrischen Wärmepumpen von 3 % im Jahr 2008 auf 5 % im Jahr 2050. In absoluten Zahlen betrachtet, geht der Strombedarf dennoch zurück, da der Endenergieverbrauch stärker sinkt.

¹⁰⁶ Hierbei handelt es sich insbesondere auch um Schwerölheizungen. Bisher gibt es keinerlei Indikation, dass diese vom Markt verbannt werden sollen. Da in Europa die Ethen-Produktion größtenteils auf Naphtha basiert und bei diesem Verfahren Reststoffe wie Schweröl auch in der Zukunft entstehen, muss davon ausgegangen werden, dass Schweröl aufgrund seiner Verfügbarkeit auch in Zukunft eine Rolle spielen wird.

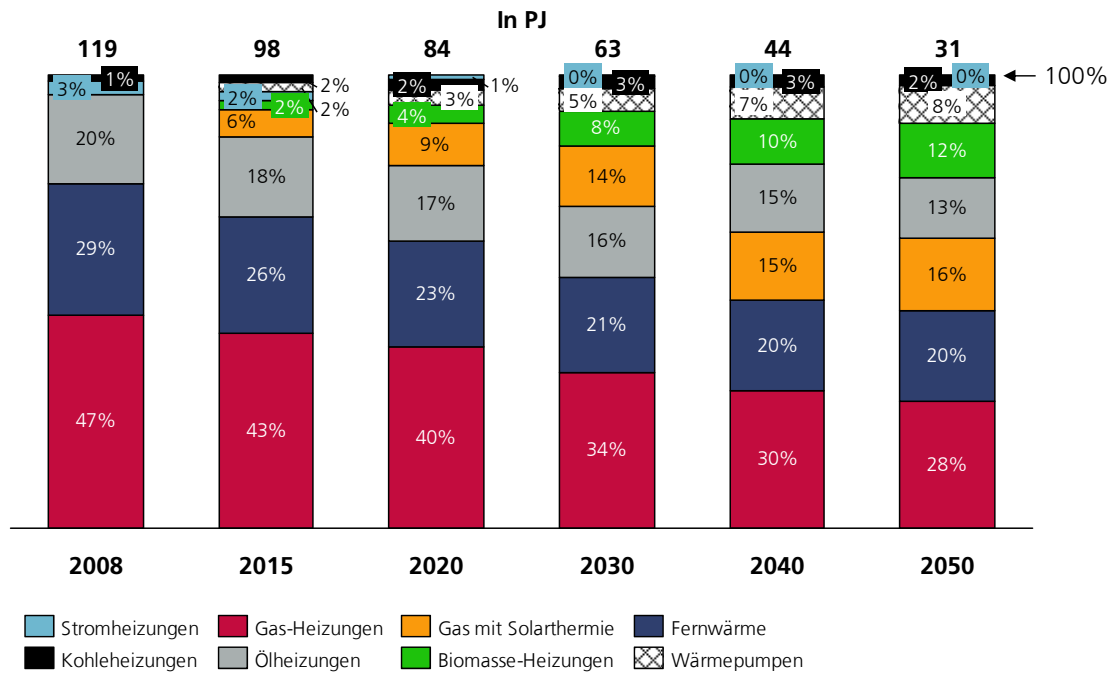


Abb. 55: Raumwärme-Technologieanteile nach Endenergieverbrauch des Referenzszenarios

Die Abb. 56 zeigt die Zusammensetzung des Heizungsbestands aufgeschlüsselt nach Effizienzklassen über die Jahre. Die Effizienzklassen dienen hauptsächlich dazu, um den technischen Fortschritt und Politikmaßnahmen, wie das Labeling und Mindeststandards, zu modellieren. Im Referenzszenario wird angenommen, dass bessere Effizienzklassen auf den Markt kommen, sich aber dem Wettbewerb mit den älteren und daher schlechteren Effizienzklassen stellen müssen. Interessant ist der in der Sensitivitätsanalyse im Anschluss untersuchte Aspekt der Beschränkung bzw. das Aus-dem-Verkehr-Ziehen von weniger effizienten Klassen.

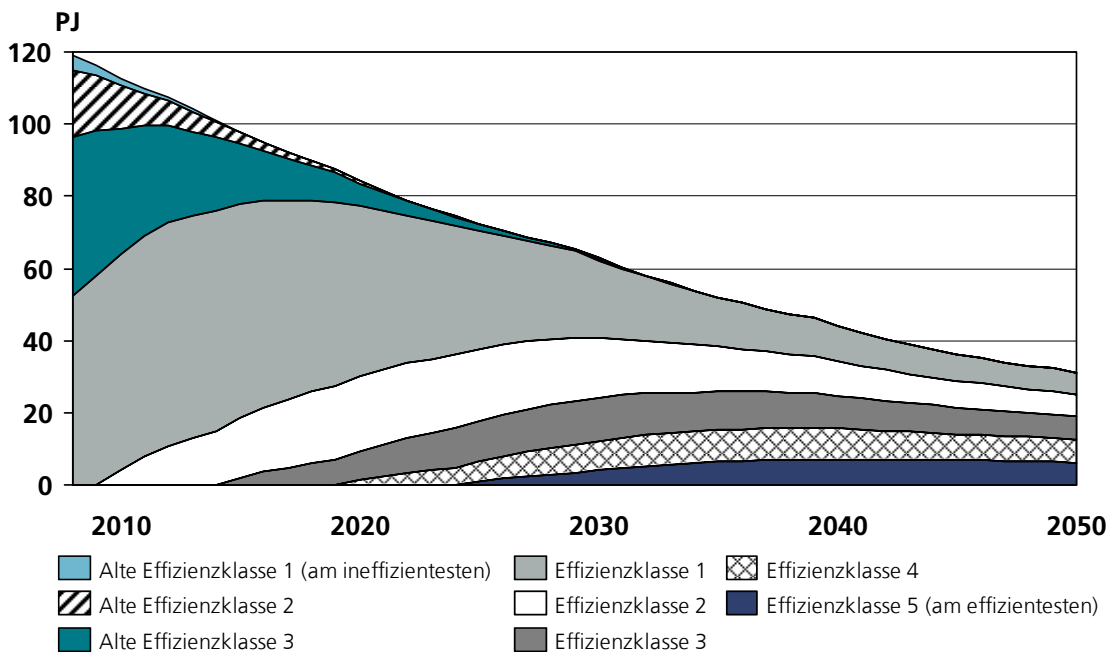


Abb. 56: Zusammensetzung der Effizienzklassen für das Heizungsbestandsmodell für das Referenzszenario in PJ

In Abb. 57 wird das signifikante Sinken des durchschnittlichen Nutzraumwärmebedarfs in kWh/qm für den Gebäudebestand gezeigt. Dieser Aspekt führt dazu, dass neuere Heizungen bzw. Heizungssysteme in neuen Gebäuden kleiner dimensioniert werden. Dadurch ergibt sich eine andere relative Kostenstruktur mit Rückkopplungen auf die resultierenden Marktanteile: So dominieren Wärmepumpen und Fernwärme als Heizungstechnologie in Neubauten, während in Bestandsgebäuden die Gasheizungen weiter signifikante Marktanteile erreichen (vgl. Abb. 58). Auffällig ist auch, dass der Marktanteil der Biomasse-Heizungen bei Bestandsgebäuden um den Faktor zwei größer ist als bei Neubauten.

Der durchschnittliche Nutzraumwärmebedarf in Produktionsgebäuden geht gegenüber Bürogebäuden schneller zurück (vgl. Abb. 57), obwohl dort der spezifische Nutzwärmebedarf bei gleichem Baujahr höher ist (vgl. Tab. 14). Der Grund hierfür liegt in der geringeren durchschnittlichen Lebenszeit, damit ist der Bestand insgesamt moderner und daher effizienter.

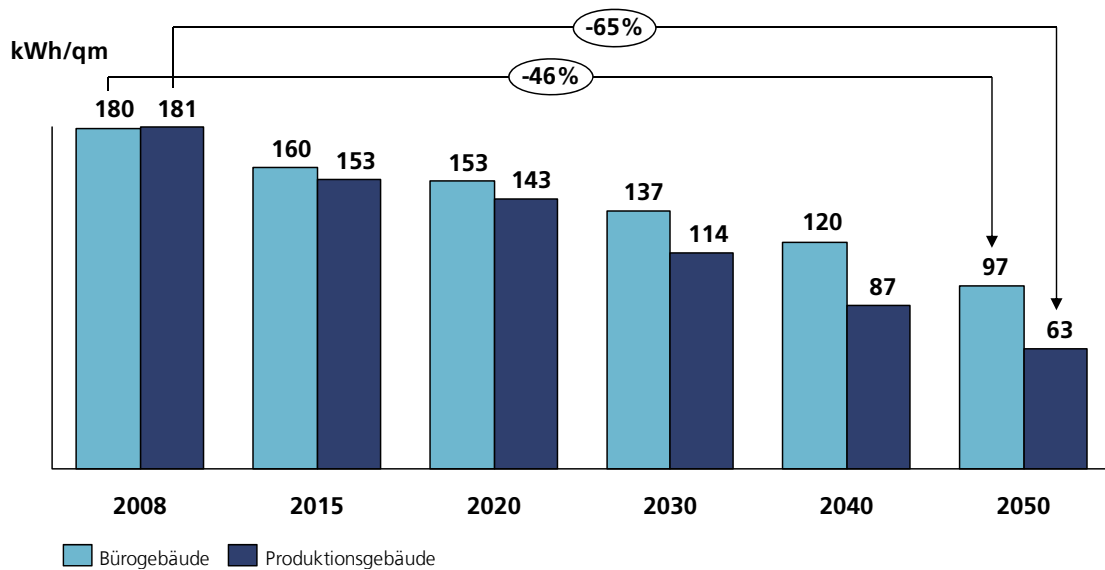


Abb. 57: Entwicklung des durchschnittlichen Nutzwärmebedarfs in kWh/qm nach Gebäudetyp für Bestandsgebäude im Referenzszenario

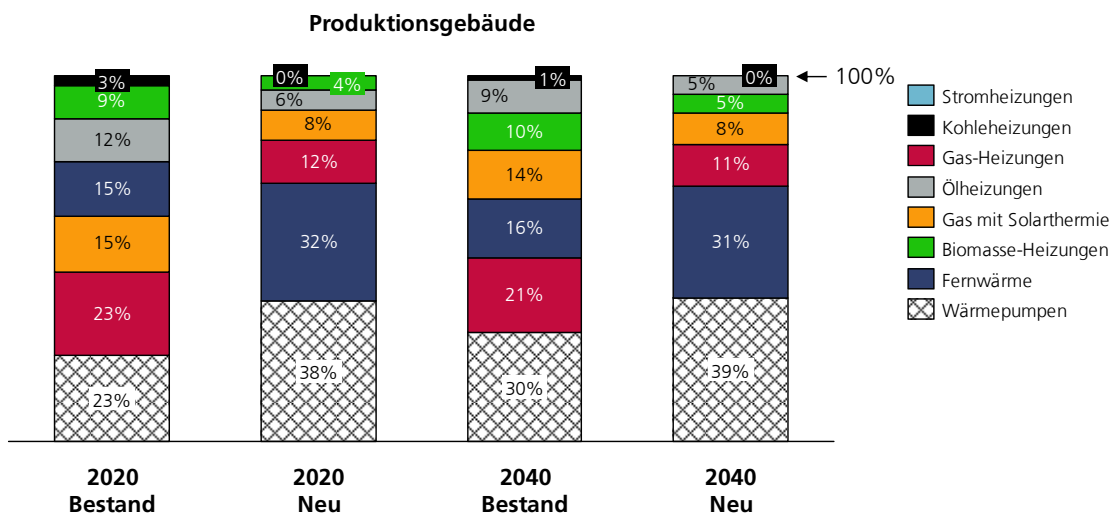


Abb. 58: Vergleich der Marktanteile für neue Heizsysteme in Bestands- und Neubauten für Produktionsflächen im Jahr 2020 und 2040 im Referenzszenario

Sensitivitäten des Raumwärmemoduls

Die Abb. 59 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse in Relation zur Raumwärme-Endenergienachfrage des Referenzszenarios. Bei der Variation des Logit-Parameters (lp) und der Pfadabhängigkeit ($1-\alpha^{Ms}$) lassen sich ähnliche Muster wie beim Prozessmodul erkennen.

Je kostensensitiver die Entscheidungsträger sind ($lp=7$), desto größer sind die Energieeinsparungen. Dies liegt zum einen erneut an einem Rückgang der etwas teureren und weniger effizienten Biomasse-Heizungen. Zum anderen werden eher effizientere Heizungsklassen derselben Technologie gewählt, da diese die Mehrkosten über ihre Lebensdauer aufwiegen.

Eine höhere Pfadabhängigkeit verlangsamt besonders das Herausfallen der wenig effizienten Ölheizungen. Auffällig ist, dass der Einfluss dieser Parameteränderung größeren Einfluss hat (bis zu 4,7 %) als bei der Prozesswärme (bis zu 0,8 %).

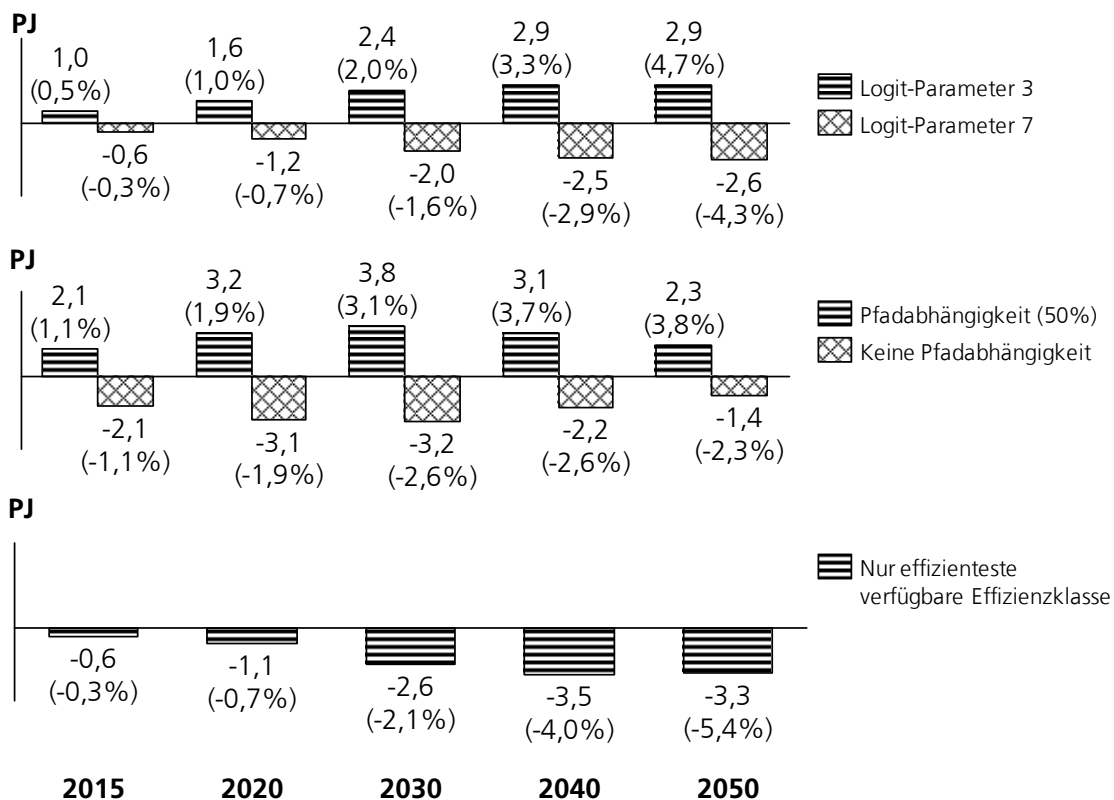


Abb. 59: Sensitivitätsanalyse des Raumwärmemoduls: Zusätzlicher Energiemehraufwand in PJ und % gegenüber der Raumwärmeendnachfrage des Referenzszenarios

Ein neuer, und damit auch der interessanteste Aspekt dieser Sensitivitätsanalyse, ist der Unterschied zu einem Szenario, in dem nur das jeweils effizienteste Heizungsmodell einer Technologie zur Auswahl steht (Abb. 59, drittes Diagramm). Dadurch kann die Endenergienachfrage für Raumwärme um weitere 5,4 % gegenüber dem Referenzszenario gesenkt werden. Dieser Effekt lässt sich durch Vorgaben von Mindesteffizienzstandards durch die Politik erreichen.

Die Sensitivität des Weibull-Parameters hinsichtlich des Austauschs von Heizungsanlagen wird nicht gesondert gezeigt, da der Effekt minimal ist.

Der Einfluss zur Deckung der Raumwärme über die Prozesswärmebereitstellung, bzw. separat über das Raumwärmemodul, wird in der übergeordneten Sensitivitätsanalyse (vgl. im Abschnitt 4.3.1) untersucht.

4.3 Gesamtergebnis des Referenzszenarios und kritische Würdigung

4.3.1 Gesamtergebnis und Sensitivitäten des Referenzszenarios

Ergebnisse des Referenzszenarios

In dem vorgestellten Referenzszenario sinkt die Endenergienachfrage gegenüber „Frozen Efficiency“, dem Vergleichsfall ohne Effizienzgewinne um 17 %, von ca. 2.800 PJ auf 2.335 PJ (vgl. Abb. 60).

Gegenüber dem Jahr 2011, dem letzten Jahr der Kalibrierung mit der AGEB-Statistik (AGEB 2011), sinkt die Endenergienachfrage jedoch nur um 11 %, da das Wirtschaftswachstum einen Teil der Energieeinsparungen wieder aufwiegt.

Erdgas und Strom bleiben auch im Jahr 2050 die wichtigsten Energieträger. Während Strom seinen Anteil kontinuierlich steigern kann, ist der Anteil von Erdgas in diesem Szenario leicht rückläufig. Der Hauptgrund liegt in der steigenden Attraktivität von Biomasse.

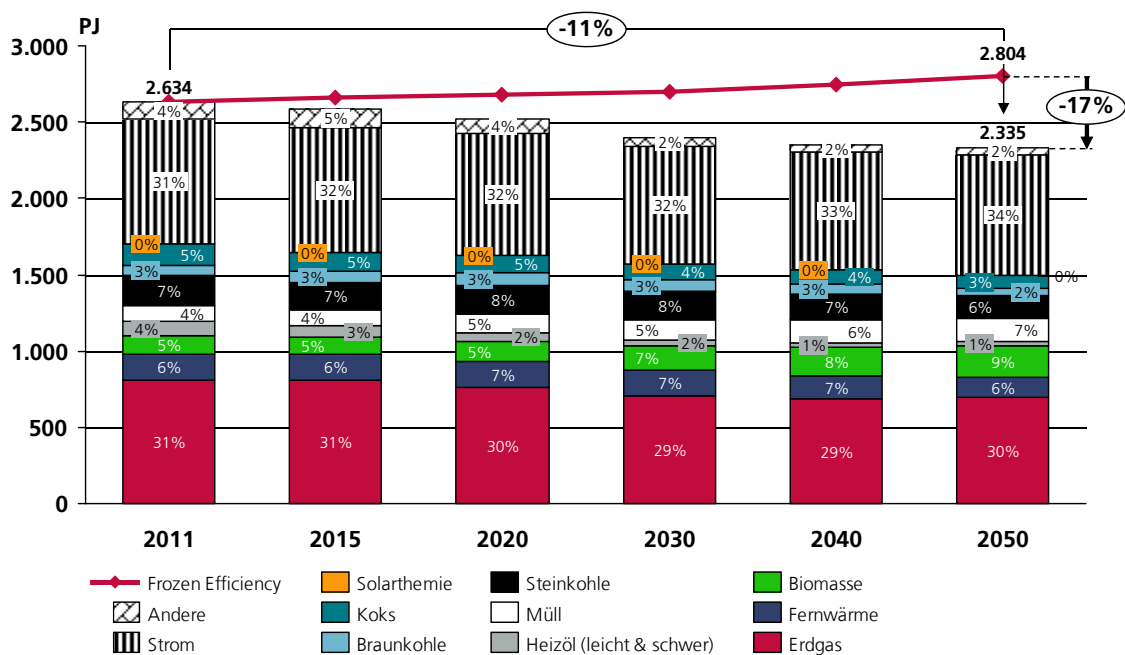


Abb. 60: Entwicklung der Endenergienachfrage und der Energieträgersplit für die deutsche Industrie im Referenzszenario in PJ gegenüber dem Ausgangsjahr 2011 und Frozen Efficiency

Betrachtet man die resultierenden Emissionen des Referenzszenarios, sinken diese gegenüber dem Frozen Efficiency Vergleichsfall um 22 % und damit stärker als die Endenergienachfrage (vgl. Abb. 61). Der Grund hierfür liegt in der Zunahme der Biomasse und dem leichten Rückgang der emissionsintensiven Steinkohle (vgl. Abb. 60). Gegenüber dem Jahr 2011 werden die Emissionen mehr als halbiert (vgl. Abb. 61). Dabei handelt es sich aber hauptsächlich um einen Rückgang der indirekten Emissionen, da die zugrundeliegende angenommene deutsche Stromerzeugung unter den getroffenen Annahmen weitestgehend dekarbonisiert wird (vgl. auch Abb. 49).

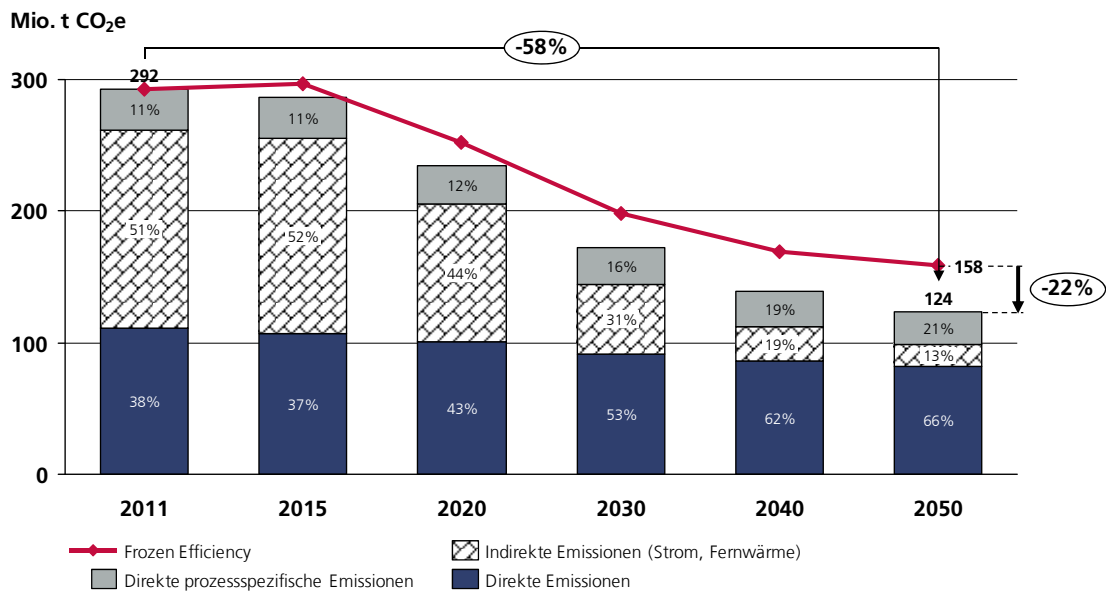


Abb. 61: Entwicklung der Emission in Mio. tCO₂e des Referenzszenarios für die deutsche Industrie im Vergleich zum Ausgangsjahr 2011 und Frozen Efficiency

Sensitivitäten des Referenzszenarios

Nach Betrachtungen der Sensitivitäten in den einzelnen Modulen, wird in diesem Abschnitt der Einfluss auf das Gesamtteilmodell untersucht. Hierzu werden die Energieträgerpreise, der CO₂-Preis und der *SHO*-Parameter variiert. Während Abb. 63 den Einfluss auf die Endenergienachfrage zeigt, erklärt Abb. 64 den Einfluss auf die Gesamtemissionen.

Wie erwartet führen höhere Energieträgerpreise bzw. CO₂-Preise zu weiteren Energieeinsparungen gegenüber dem Referenzszenario. Bemerkenswert hingegen ist der Aspekt, dass das Brennstoffwechselmodul bei einer generellen Energieträgerpreiserhöhung, die CO₂-Emissionen erhöht (vgl. auch Abb. 65). Die Wettbewerbsfähigkeit von Kohle gegenüber dem Energieträger Gas wird dadurch verbessert und somit findet teilweise ein Brennstoffwechsel von Gas zu Kohle statt.

Eine Erhöhung der CO₂-Preise verändert die Energienachfrage nur wenig, doch der Effekt auf die CO₂-Emissionen ist dafür umso größer. Das Brennstoffwechselmodul ist hierbei für mehr als die Hälfte der absoluten Veränderung verantwortlich. So wirkt sich eine Erhöhung des CO₂-Preises im Gegensatz zur generellen Energieträgerpreiserhöhung nicht auf alle Energieträger gleich aus. Es belastet insbesondere CO₂-intensive Energieträger wie Steinkohle, dadurch kommt es vermehrt zu einem Brennstoffwechsel von Kohle Richtung Gas bzw. auch zur Biomasse.

Hierbei wird sehr deutlich, wie die steuernde Wirkung durch die Belastung des CO₂-Ausstosses relevant wird, wenn der CO₂-Preis ein gewisses Niveau erreicht. Jedoch selbst bei einem 1,5-fachen CO₂-Preis gegenüber dem Referenzszenario für den Zeitraum ab 2015 beträgt dieser nur 45 Euro im Jahr 2050. Zudem ist zu beachten, dass erst in den letzten zehn Jahren des Prognosezeitraums eine signifikante Steigerung des CO₂-Preises angenommen wird (vgl. Abb. 62). Dadurch entfaltet sich die Wirkung des höheren Preises, bedingt durch die Systemträgheit, nicht komplett.

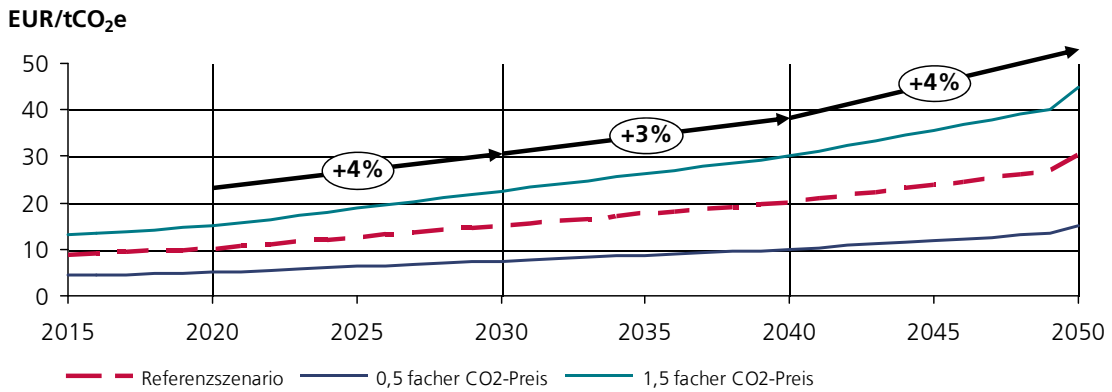


Abb. 62: Entwicklung der CO₂-Preise im Referenzszenario im Vergleich zu den Sensitivitätsrechnungen und Darstellung des durchschnittlichen jährlichen Preiszuwaches nach Dekaden

Auffällig ist auch das dritte Ergebnis. Es zeigt, dass die gesonderte Wärmebereitstellung für Raumwärme, getrennt von der Prozesswärme, zu höheren Energieeinsparungen und geringeren Emissionen führt. Insgesamt ist der Einfluss auf das Gesamtergebnis zwar gering, da die Relevanz der Raumwärme durch die enormen Effizienzgewinne im Gebäudebereich weiter an Einfluss verliert.

Der Grund liegt in der unterschiedlichen Technologiezusammensetzung. So sind die Anteile der Fernwärme und die der Wärmepumpen bei Raumheizungssystemen fast doppelt so hoch wie bei der Prozesswärme. Auch die Solarthermie kommt bei der Raumwärme auf signifikante Marktanteile, während sie bei der Prozesswärme kaum in Erscheinung tritt (vgl. Abb. 46 und Abb. 55). Die differenzierte Technologiezusammensetzung wird natürlich durch die unterschiedliche Dimensionierung und durch die benötigten Temperaturniveaus befördert. Dieser Aspekt ist bereits im Raumwärmemodul beim Vergleich der Marktanteile bei Neu- und Bestandsgebäuden aufgefallen (vgl. Abb. 58).

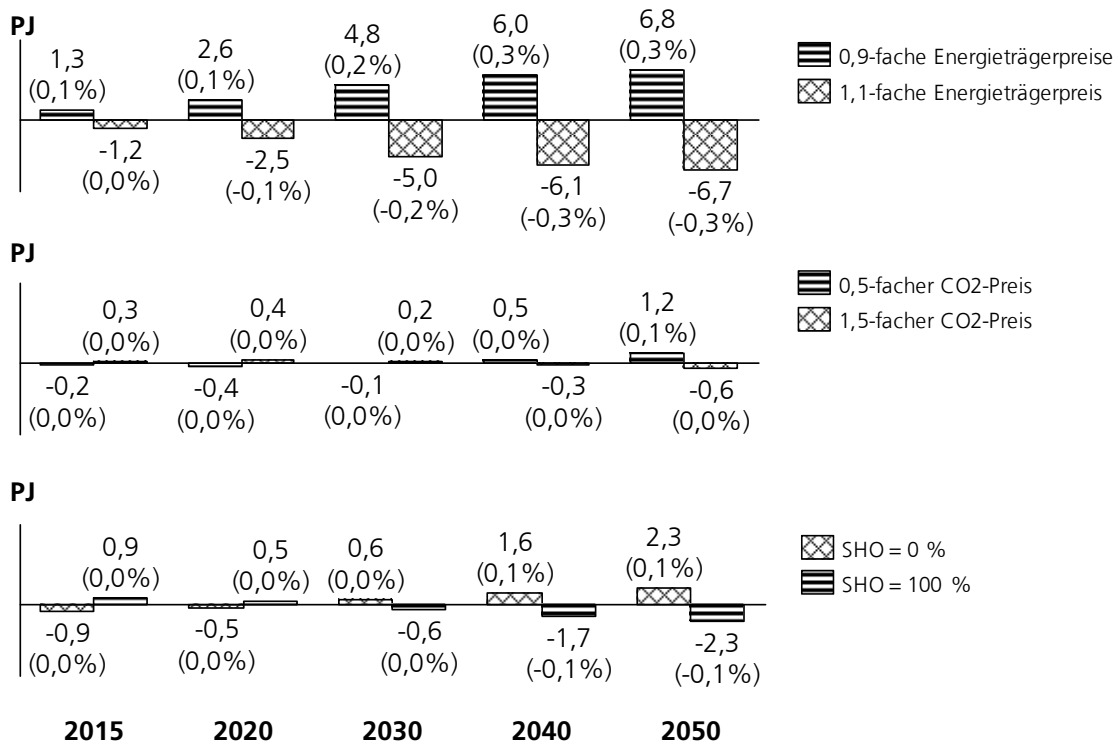


Abb. 63: Sensitivitätsanalyse des Teilmodells Industrie: Zusätzlicher Energieaufwand für die deutsche Industrie gegenüber dem Referenzszenario in PJ und %

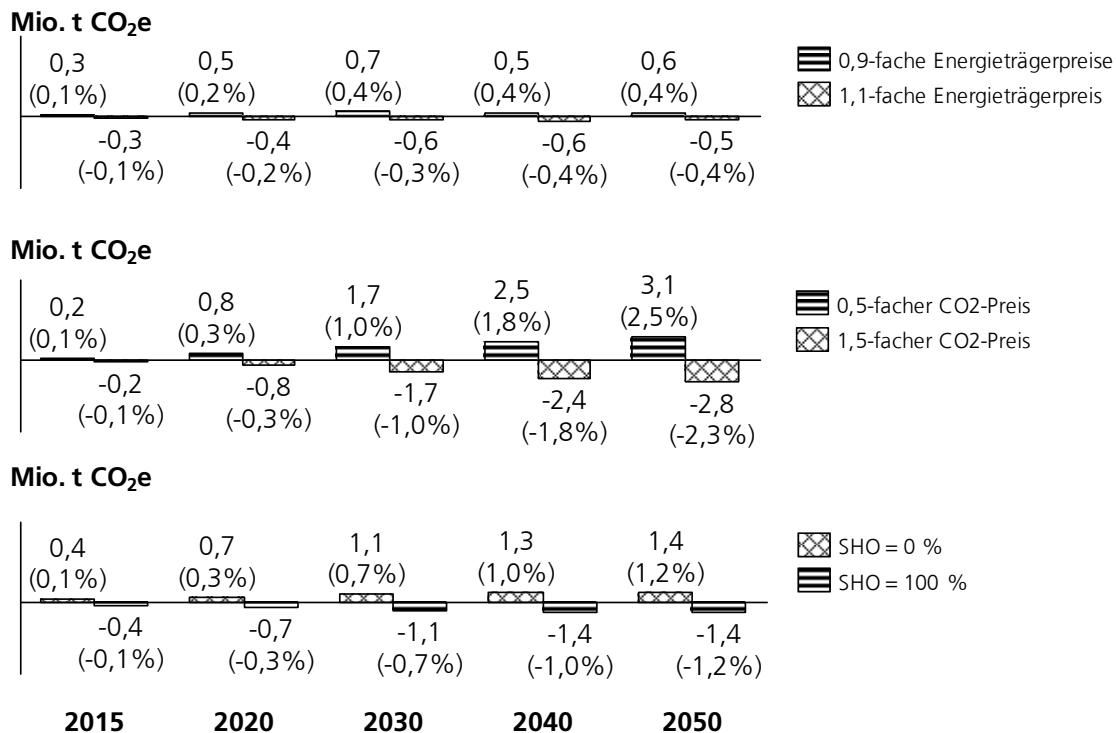


Abb. 64: Sensitivitätsanalyse des Teilmodells Industrie: Zusätzliche Emissionen in Mio. tCO₂e für die deutsche Industrie gegenüber dem Referenzszenario

Die Abb. 65 zeigt die Herkunft der Energie- und Emissionseinsparungen im Referenzszenario für das Jahr 2050. Obwohl die Raumwärme im Industriebereich, im Vergleich zur Prozesswärme, einen wesentlich geringeren Stellenwert einnimmt, sind die Einsparungen aus dem Gebäudemodul größer als die Einsparungen aus dem Prozesswärme-Modul.

Die Stärke des Prozesswärmemoduls zeigt sich besonders bei den Emissionseinsparungen. Da es als eines der wenigen Module, neben dem Raumwärme- und dem Brennstoffwechsel-Modul, einen Energieträgerwechsel erlaubt, ist sein prozentualer Anteil an den Emissionseinsparungen fast doppelt so hoch (32 %) als der Beitrag zu den Energieeinsparungen (17 %) im Referenzszenario.

Zu beachten ist jedoch, dass die Emissionseinsparungen hier nicht die Einsparungen enthalten, die sich direkt aus den Prozessen ergeben. Diese eingesparten direkten Emissionen betragen insgesamt ungefähr 6 Mio. tCO₂e und fallen ausschließlich im Prozess-Modul an, sodass sich die gesamten Emissionseinsparungen auf 34 Mio. tCO₂e summieren, wie es in der Abb. 61 ersichtlich ist.

Das Brennstoffwechsel-Modul trägt nur zur Verringerung der Emissionen bei.

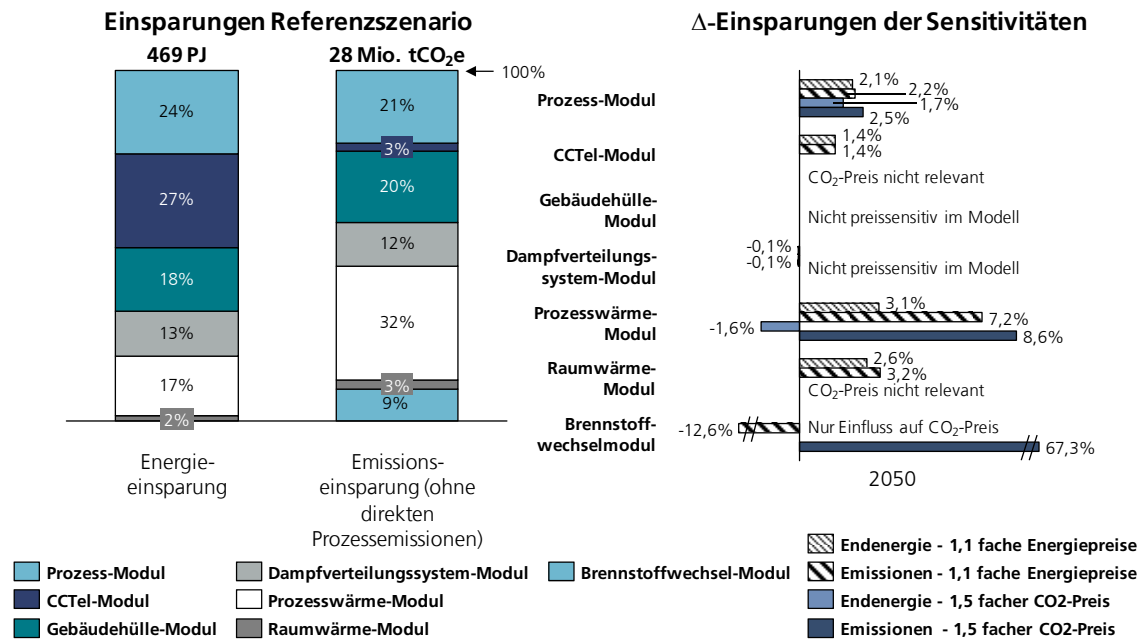


Abb. 65: Erzielte Endenergie- und Emissionseinsparung und ausgewählte Sensitivitäten nach Modulen im Jahr 2050 für das Referenzszenario

Betrachtet man nun die Sensitivitäten der erhöhten Energiepreise und des CO₂-Preises auf Modul-Ebene, lässt sich bei den Energieträgerpreisen feststellen, dass im Prozess-Modul bzw. beim CCTel-Modul die prozentualen zusätzlichen Energieeinsparungen den Emissionseinsparungen nahezu entsprechen. Anders ist es jedoch bei dem Raumwärme- bzw. dem Prozesswärmemodul, hier erlaubt ein Energieträgerwechsel, dass die CO₂-Einsparungen jeweils über den Energieträgereinsparungen liegen. Das Dampfverteilungssystem-Modul bleibt von alledem nahezu unbeeinflusst, da hier eine exogene Verbesserung vorgegeben ist. Die höheren Einsparungen in der Vorstufe schlagen sich nur minimal in den erzielten Einsparungen nieder.

Nur das Prozess-Modul, das Prozesswärmemodul und das Brennstoffwechselmodul werden durch den CO₂-Preis beeinflusst. Während das Prozess-Modul sowohl Emissionen, als auch Energie in dieser Sensitivitätsrechnung einspart, kommt es bei dem Prozesswärmemodul in diesem Fall zur Erhöhung der Energienachfrage um 1,6 %, jedoch kann es seine Emissionen um 8,6 % senken. Bedingt wird dies durch die Anteilssteigerung der Biomasse und durch die Verringerung der Steinkohle (vgl. Appendix Abb. 5). Emissionseinsparungen gehen auf Kosten der Effizienz. Bei dem Brennstoffwechselmodul wird ersichtlich, dass eine generelle Energieträgerpreiserhöhung hinsichtlich der CO₂-Emissionen kontraproduktiv sein kann. Eine CO₂-Preiserhöhung aber dagegen die Emissionseinsparungen in diesem Modul, im Vergleich zum Referenzszenario, um ca. 67 % erhöht.

4.4 Kritische Würdigung der Ergebnisse und der Datengrundlage

Die im Rahmen dieser Arbeit neuentwickelten Module zeichnen sich insbesondere durch ihren Detailgrad der Modellierung aus (vgl. 3.2.6), der zumindest für Deutschland einmalig sein sollte¹⁰⁷. Je detaillierter die Implementierung, desto größer sind die Datenanforderungen an das Modell. Eine Schwierigkeit in der Industrie, insbesondere im Vergleich zum Haushaltssektor, sind fehlende oder unzureichende empirische Daten.

¹⁰⁷ In der KWK-Potenzialanalyse (vgl. Prognos 2014) wird zwar ein KWK-Potenzial quantifiziert, aber die KWK-Typ-Zusammensetzung ist unklar, da keine direkte Verknüpfung zwischen Wirtschaftlichkeitsrechnung und Diffusion besteht.

Die Bestandmodellierung eignet sich hervorragend, um die Trägheit der Bestandsumwälzung bei langlebigen Gütern zu modellieren, jedoch ist die Initialisierung des Anfangsbestands mit einer der größten Herausforderungen, da der Startbestand nicht nur die Energienachfrage für die Folgejahre mitbestimmt, sondern auch entscheidend ist für die Umwälzungsgeschwindigkeit und Effizienzgewinne im Prognosezeitraum.

Während für das Prozesswärmemodul zumindest auf drei verschiedene Statistiken zurückgegriffen werden konnte (vgl. 3.2.2, Bestandsmodell (4)), die es ermöglicht haben einen sektorspezifischen Technologiebestand nach verschiedenen Altersklassen herzuleiten, musste für die Abschätzung des Startbestands bei den Gebäuden und den Raumwärmetechnologien auf Weibullverteilungen zurückgegriffen werden. Der Vorteil dieser Verteilung ist, dass neben der durchschnittlichen Lebenszeit nur ein weiterer Parameter geschätzt werden muss.

Sensitivitätsrechnungen haben gezeigt, dass die Ergebnisse des Gebäudemoduls insbesondere auch von der Modernisierungsrate, -tiefe und Parametern bzgl. des Abrisses abhängen. Alle Datenpunkte, die für die Industrie in Deutschland nicht gesondert erhoben oder zumindest nicht gesondert veröffentlicht werden.

Beim Prozesswärmemodul wäre eine Kalibrierung der Marktanteilsfunktion mit den Verkaufszahlen des Basisjahres oder eines früheren Jahres sehr hilfreich, leider gibt es jedoch für die Industrie keine Erhebung vergleichbar mit der Erhebung der Schornsteinfeger über die messpflichtigen Anlagen (vgl. ZIV 2013), die eine Regressionsanalyse erlauben. Daher musste sehr viel Zeit in die Plausibilisierung und Kalibrierung des Modells investiert werden.

Für andere fehlende Datenpunkte wurden in dieser Arbeit Verfahren und Methoden aufgezeigt, die es anhand von Schätzungen weniger Parameter ermöglichen, Datenpunkte anzunähern. Ein gutes Beispiel für eine solche Abschätzung ist die Herleitung der Jahresdauerlinie nach Sochinsky, die Hinterlegung von fehlenden Altersstrukturen durch die Berechnung der Überlebenswahrscheinlichkeiten mit Hilfe der Weibullverteilung, aber auch die Zuordnung der Unternehmensprofile zu Verbrauchsbändern, die Herleitung der Freistellung von der EEG oder auch die Verteilung der Energienachfrage auf die Unternehmensgrößen.

Nichtsdestotrotz basieren viele dieser Parameter aufgrund fehlender empirischer Daten auf Schätzungen, daher ist eine Verbesserung der Empirie unterstützenswert, denn die Ergebnisse des Referenzszenarios zeigen sehr wohl, dass in der Industrie signifikantes Einsparpotenzial besteht, insbesondere wenn man die absoluten Einsparungen in Höhe von nahezu 470 PJ im Jahr 2050 betrachtet (vgl. Abb. 60).

Auffällig ist auch der Aspekt, dass gerade das Gebäudemodul, dass in allen Industrienachfragemodellen im Allgemeinen nicht explizit modelliert ist, Einsparungen in der Größenordnung des Prozesswärmemoduls beisteuern kann (vgl. Abb. 65), obwohl Raumwärme längst nicht den Stellenwert der Prozesswärme in der Industrie erreicht. Das Prozesswärmemodul zeigt insbesondere seine Bedeutung bei der Reduzierung der Treibhausgasemissionen, wobei hier beachtet werden muss, inwieweit die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in diese Betrachtung miteinbezogen wird und wie sich die CO₂-Intensität des zugrundeliegenden deutschen Kraftwerksparks entwickelt. Erst danach ist eine abschließende Bewertung hinsichtlich der CO₂-Emissionen möglich.

5 Szenariendefinitionen und deren Ergebnisse

5.1 Das Gastief- und Gashochpreisszenario

5.1.1 Exkurs: Herleitung des Gaspreiseinflusses auf den Stromgroßhandelspreis

Eine Veränderung des Erdgaspreises beeinflusst im Allgemeinen auch die Preise der anderen Energieträger bzw. wird durch diese beeinflusst. Die Entwicklung des Kohle-, Öl- und des Gaspreises verlief in den Jahren von 2000 bis 2007 nahezu synchron (vgl. Abb. 2), doch in den letzten Jahren zeichnet sich eine Entkopplung der Preisentwicklung ab. Der Grund hierfür liegt unter anderem an dem Aufkommen von Schiefergasen in den USA, die das Angebot an Erdgas nachhaltig erhöht haben, wodurch das bestehende Gleichgewicht verschoben wurde.

Der Effekt, wenn sich die Energieträgerpreise entkoppeln bzw. sich das vorher bestehende Gleichgewicht zu Gunsten bzw. Ungunsten von Erdgas verändert, soll hier untersucht werden.

Daher wird für beide Szenarien zunächst angenommen, dass sich der Kohle- und der Biomassepreis gegenüber dem Referenzszenario nicht verändern¹⁰⁸.

In dem hier definierten Gastief- und Gashochpreisszenarien wird jeweils eine Entkopplung für den Zeitraum von 2017 bis 2020 angenommen. In dieser Periode kommt es zum signifikanten Anstieg- bzw. zur signifikanten Senkung des Erdgaspreises und den angelegten Energieträgern, wie Gicht- und Kokereigas.

Strom und Fernwärme stellen einen Sonderfall da. Während die Herleitung des Fernwärmepreises¹⁰⁹ analog der Leitstudie durchgeführt wird (vgl. Fraunhofer ISI 2015), wird der Strompreis im Folgenden gesondert betrachtet.

Um den Einfluss des Erdgaspreises auf den Stromgroßhandelspreis quantifizieren zu können, müsste für jedes Jahr des Prognosezeitraums die viertelstündliche Energienachfrage dem jeweiligen bestehenden Kraftwerkspark und der entsprechenden Einspeisung der Erneuerbaren Energien gegenüber gestellt werden. Die dazu benötigten Modelle sind in der Regel Optimierungsmodelle oder Agentenbasierte Modelle, wie das am Fraunhofer ISI eingesetzte PowerACE-Modell (vgl. Sensfuß et al. 2008). Da dies jedoch über den Rahmen dieser Arbeit hinausgehen würde, wird stattdessen der Effekt auf Basis der stündlichen Spotpreisdaten des Jahres 2012 (vgl. EEX 2012) und dem Kraftwerkspark von 2012 (vgl. Platts 2010 und Fraunhofer ISI 2013 mit den Daten der Bundesnetzagentur 2013 erweitert) hergeleitet und auf die Folgejahre übertragen.

Eine Quantifizierung wird vorgenommen, indem zunächst basierend auf den stündlichen Preisdaten die preissetzende Kraftwerksparktechnologie identifiziert und dann mit der jeweils nachgefragten Strommenge des Zeitpunkts gewichtet wird.

Anhand des zur jeweiligen Stunde aufgerufenen Strompreises wird, unter Zuhilfenahme der Merit-Order-Kurve (vgl. Abb. 67) mit den durchschnittlichen Energieträgerpreisen 2012, die preissetzende Technologie abgeleitet. Preise zwischen 30 und 50 Euro/MWh weisen auf Steinkohlekraftwerke hin, Preise über 50 Euro/MWh bis 120 Euro/MWh auf Gaskraftwerke.

Die Abb. 66 zeigt das mengengewichtete Ergebnis: bei 58,2 % der Strommenge waren Steinkohlekraftwerke die preissetzende Kraftwerkstechnologie mit einem Durchschnittspreis von 39,4 Euro/MWh. Insgesamt betrug der Durchschnittsstrompreis im Jahr 2012 42,57 Euro/MWh (vgl. Abb. 66).

¹⁰⁸ Dies würde auch ansonsten eher dem Ergebnis der generellen Preisänderung in der Sensitivitätsrechnung entsprechen (vgl. 4.3.1) und damit wenig Neues zu Tage fördern.

¹⁰⁹ Aufgrund des vermehrten Einsatzes von Biomasse und Power-to-heat verliert Erdgas analog der Leitstudie (Fraunhofer ISI 2015) in allen Szenarien an Bedeutung bei der Herkunft der Fernwärme.

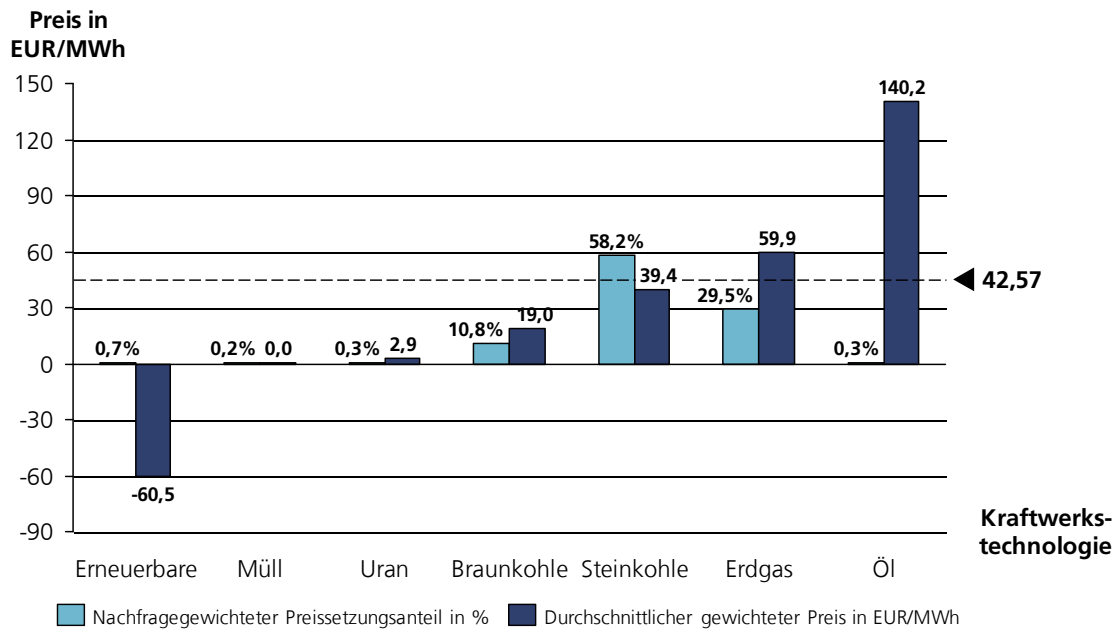


Abb. 66: Ergebnis der Herleitung der preissetzenden Kraftwerkstechnologie für das Jahr 2012 mit dem mengengewichteten durchschnittlichen Strompreis und Preissetzungsanteil in EUR2012/MWh und Prozent

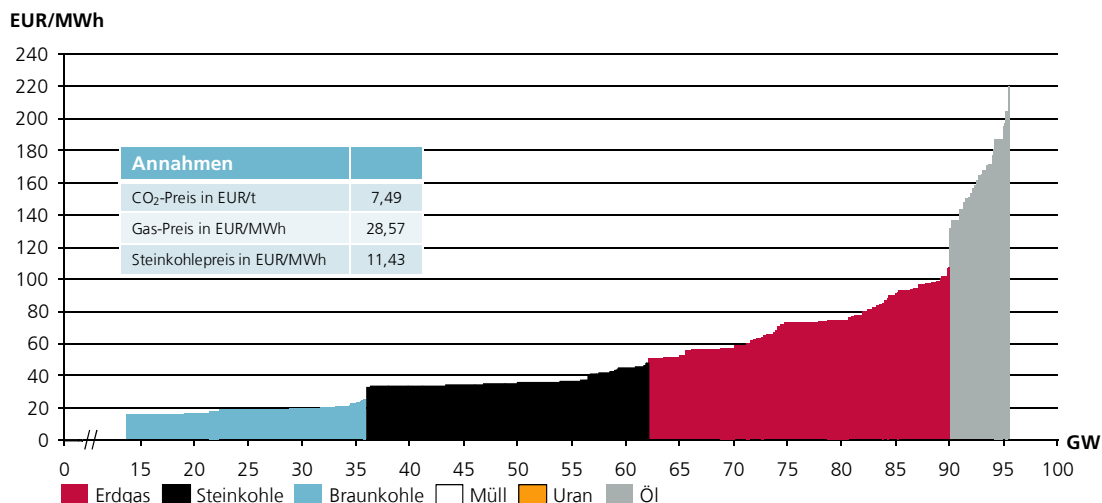


Abb. 67: Merit-Order-Kurve für den deutschen Kraftwerkspark 2012 mit den Brennstoffpreisen von 2012 (eigene Analyse basierend auf Platts 2010, Bundesnetzagentur 2013, Fraunhofer ISI 2013)

Ein sinkender Gaspreis verändert die variablen Kosten der Gaskraftwerke, wodurch diese zu niedrigeren Preisen den Strom an der Börse anbieten können. So lange sich die Position der Gaskraftwerke in der Merit-Order-Kurve nicht verändert, wird davon ausgegangen, dass der Preissetzungsanteil der Gaskraftwerke in Höhe von 29,5 % konstant bleibt. Dadurch ergibt sich zunächst (nach Bereinigung um den Anteil des CO₂-Preises) der in Abb. 68 dargestellte Zusammenhang zwischen Gas- und Börsenstrompreis. Sinkt der Gaspreis jedoch stärker, verändert sich die Merit-Order-Kurve. Der effizienteste Teil der installierten Gaskraftwerkskapazitäten schiebt sich vor den besonders ineffizienten Teil der installierten Kohlekraftwerkskapazitäten, sodass sich der Preissetzungsanteil der Gaskraftwerke erhöht bzw. der von Kohlekraftwerken entsprechend sinkt.

Dies ist auch der Fall bei dem hier angenommenen Gastiefpreis-Szenario, da hier mit einem Preisverfall von 45 % gegenüber dem Preis des Referenzszenarios im Jahr 2017 über 4 Jahre gerechnet wird (vgl. Abb. 71). Dadurch rutschen signifikante Gaskraftwerkskapazitäten in der Merit-Order-Kurve vor Kohlekraftwerke (vgl. Abb. 69). Es wird daher angenommen, dass der

Preissetzungsanteil von Gaskraftwerken auf 45 % steigt, wodurch der Durchschnitt des Strombörsenpreises bei gleichbleibender Herleitungslogik um 22 % sinkt.

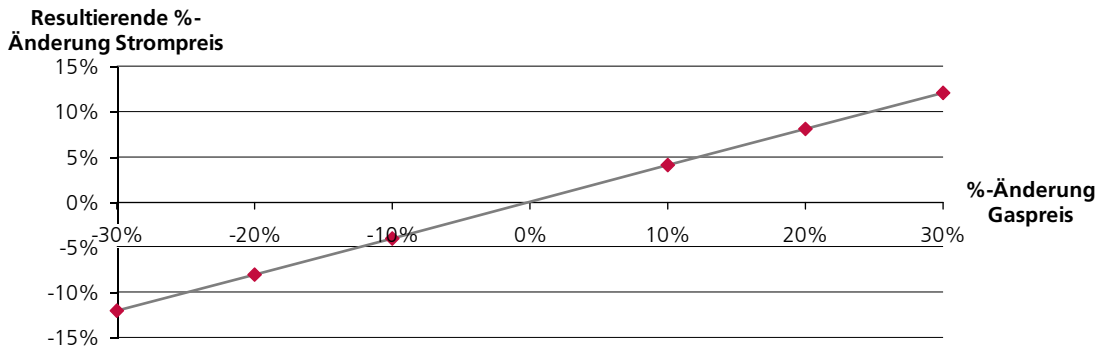


Abb. 68: Hergeleitete Abhängigkeit zwischen Gas- und Großhandelsstrompreis für das Jahr 2012

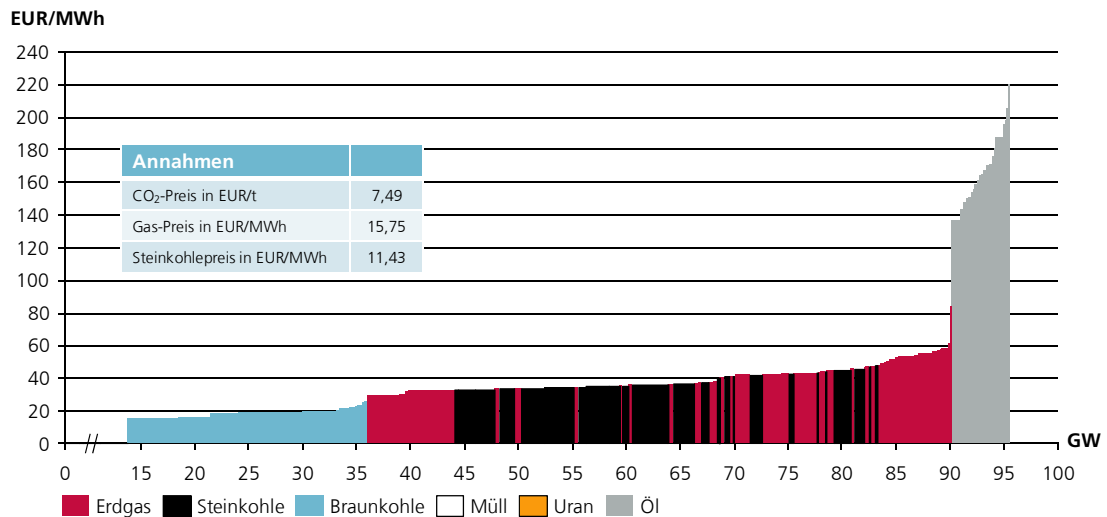


Abb. 69: Merit-Order-Kurve für den deutschen Kraftwerkspark 2012 mit den Brennstoffpreisen 2012 und einem Gastiefpreis (eigene Analyse basierend auf Platts 2010, Bundesnetzagentur 2013, Fraunhofer ISI 2013)

Im Gashochpreisszenario wird mit einem Anstieg um 29 % gerechnet. Hierdurch verändert sich die Reihenfolge in der Merit-Order-Kurve nicht (vgl. Appendix Abb. 7), darum steigt der Börsenstrompreis analog der Abb. 68 um ungefähr 12 %.

5.1.2 Annahmen des Gastief- und Gashochpreis-Szenarios

Die Grundlage für das Gastiefpreisszenario bildet die Erschließung der Schiefergasvorkommen in den USA, wodurch der US-amerikanische Erdgas-Großhandelspreis "Henry Hub" momentan weniger als die Hälfte des Großhandelspreises in Europa beträgt (vgl. Abb. 71). Bisher fehlen jegliche Übersee-Exportmöglichkeiten. Die USA verfügen zwar über LNG-Terminals mit einer jährlichen Kapazität in Höhe von ca. 284 Mrd. m³ Gas (vgl. Abb. 70). Diese sind aber ausschließlich für den Import geeignet. Daher führt das hohe Gasangebot zu fallenden Gaspreisen in den USA. Im Jahr 2012 lagen diese sogar unter 8 Euro/MWh – ein Preis, bei dem sogar große Ölfirmen, wie z. B. BP (BP 2012) kein Geld mit ihren Gasaktivitäten in den USA verdienen. Die IEA geht davon aus, dass die Förderkosten für Schiefergas zwischen 8 und 19 Euro/MWh liegen (IEA 2012). Europa bekommt den Schiefergasboom augenblicklich nur durch die preiswerte Steinkohle zu spüren, da diese in den USA von Gas verdrängt und

stattdessen exportiert wird¹¹⁰. Der deutsche Drittlandskohlepreis fiel seit 2011 um mehr als 30 % (Bafa 2014a).

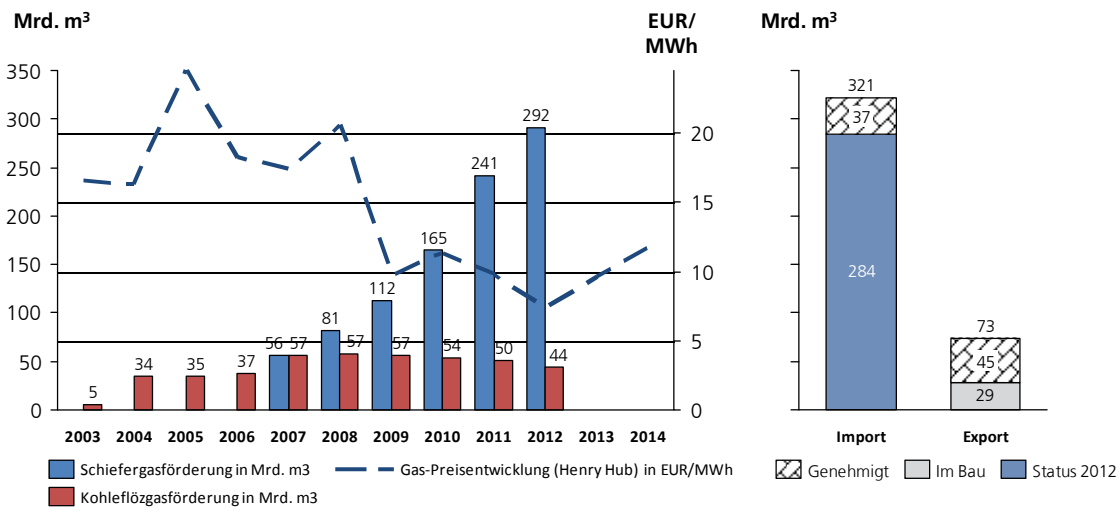


Abb. 70: Entwicklung der jährlichen Schiefergas- und Kohleflözgasförderung in den USA in Mrd. m³ im Vergleich zur Gaspreisentwicklung (Henry Hub) in Euro/MWh sowie die Darstellung der Import und Export-Kapazitäten (Quellen: Weltbank 2014, EIA 2014a, FERC 2014, IEA 2012)

Im Gastiefpreisszenario wird davon ausgegangen, dass die USA ihre Export-Kapazitäten massiv ausweiten und damit Preissenkungen in Europa anstoßen.

Frühestens ab 2016 gehen mit *Sabine Pass* (Cheniere Energy 2014) das erste LNG-Export-Terminal in Betrieb. Weitere Export-Kapazitäten sind nach langen innerpolitischen Diskussionen¹¹¹ zumindest genehmigt (vgl. FERC 2014), sodass ab 2017 mit einer Angleichung der weltweiten Preise gerechnet werden kann. Ein Export würde zu einem Ansteigen der Gaspreise in den USA führen. Der Druck auf die Kohlepreise würde nachlassen, sodass in diesem Szenario nicht mit einem weiteren Preisverfall der Steinkohle gerechnet wird. Bereits 2013 gingen die Steinkohleexporte der USA um fast 7 % gegenüber dem Rekordjahr 2012 zurück, im ersten Halbjahr 2014 um weitere 14,6 % gegenüber dem Vorjahreszeitraum (EIA 2014b). Diese Entwicklung dürfte sich bei steigenden Gaspreisen in den USA fortsetzen.

Zusätzlich wird in dem Gastiefpreisszenario davon ausgegangen, dass Japan nach dem Atomunglück von Fukushima im Jahr 2011 langsam wieder einen Teil seiner Kernkraftwerke¹¹² hochfährt, sodass die Gasnachfrage der Japaner sinkt. Kürzlich meldete die Presse¹¹³, dass die ersten beiden Reaktoren nach Bestehen von verschärften Sicherheitsprüfungen wieder hochfahren dürfen, nachdem zwischenzeitlich alle Reaktoren nach dem Atomunglück in Fukushima abgeschaltet wurden.

Die LNG-Importe nach Japan sind von 2010 bis 2013 um 25 % gestiegen¹¹⁴. Damit gingen 2013 34 % des gehandelten LNG-Volumens nach Japan, bzw. etwa 75 % nach Asien (IEA 2014).

¹¹⁰ Der Kohle-Export der USA stieg von 5 Mio. Tonnen im Jahr 2000 auf 114 Mio. Tonnen im Jahr 2012, das entsprach im Jahr 2000 5 % des inländischen Verbrauchs, im Jahr 2012 bereits 14 % (vgl. EIA 2014b). Seitdem sind die Exporte leicht rückläufig, wohl aufgrund des steigenden Erdgaspreises (vgl. 1.1).

¹¹¹ Die amerikanische Chemieindustrie spricht sich gegen Exporte aus, um den Wettbewerbsvorteil des preiswerten Gases zu erhalten, wohingegen die Ölindustrie sich durch den Export ein steigendes Preisniveau und damit Gewinnniveau verspricht.

¹¹² Vor dem Jahr 2011 wurde etwa ein Drittel des Strombedarfs in Japan über die Kernkraft gedeckt.

¹¹³ Vgl. Handelsblatt 2014.

¹¹⁴ 98.787 Mio. m³ (2010) auf 122.823 Mio. m³ (2013)

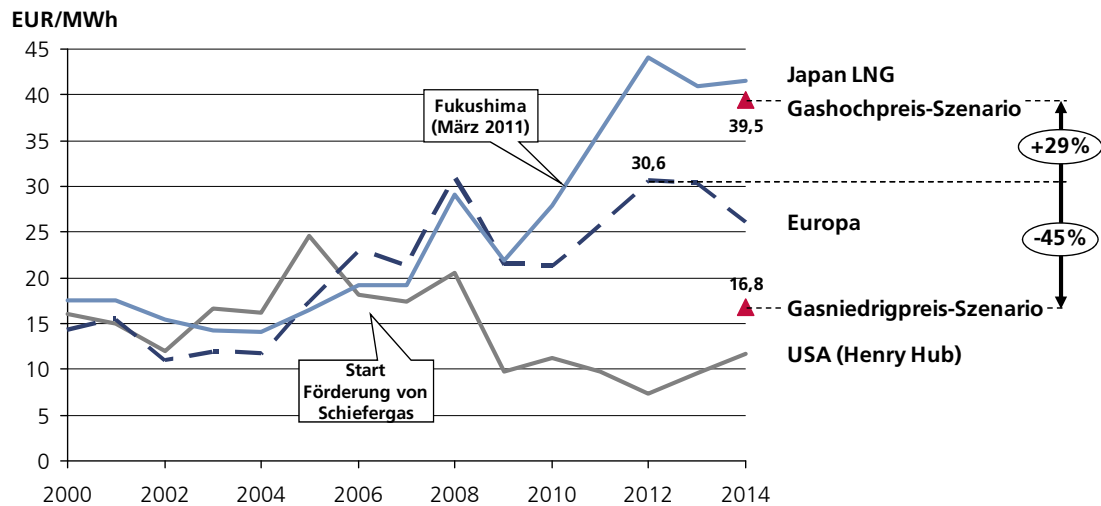


Abb. 71: Historische Entwicklung der Erdgas-Großhandelspreise in Euro/MWh und Einordnung der Szenarienpreise

Im Gashochpreisszenario wird davon ausgegangen, dass der Schiefergasboom aufgrund der hohen Förderkosten und der überschätzten Gasreserven¹¹⁵ nicht die Erwartungen erfüllen kann. Bereits genehmigte Export-Terminals werden daher gar nicht oder nur zum Teil umgesetzt.

Es wird zudem angenommen, dass sich Russland nach der Ukraine-Krise vermehrt Asien zuwendet – im Jahr 2020 wird der Pipeline-Bau nach China abgeschlossen sein (vgl. IEA 2014). Die wachsende Gasnachfrage Chinas wird nicht durch eine sinkende Gasnachfrage Japans ausgeglichen, da der größte Teil der Kernkraftwerke aufgrund eines angenommenen politischen Konsens abgeschaltet bleibt. Das hohe asiatische Preisniveau würde daher bestehen bleiben und das europäische würde sich stattdessen diesem ab 2017 bis 2020 langsam angleichen. Die Kohlepreise verbleiben auf dem Niveau des Referenzszenarios, da die Nachfrage des chinesischen Energiesektors nach Kohle aufgrund eines angenommenen politisch vorgegebenen Umstiegs auf Erdgas stagniert.

Die Abb. 72 zeigt die angenommene nominale Entwicklung der Gas-Endkundenpreise und das Auseinanderdriften der Preise im Zeitraum von 2017 bis 2020. Basierend auf der Herleitung (vgl. 5.1.1) für 2012 beeinflusst der Gaspreis den Börsenstrompreis (vgl. Abb. 73). Der sich ergebende Stromendkundenpreis berechnet sich analog¹¹⁶ der Leitstudie (Fraunhofer ISI 2015) mit Ausnahme der EEG-Abgabe, die gesondert nach der in Absatz 4.1.2 vorgestellten Methode berechnet wird. Denn durch die Veränderung des Börsenstrompreis ergibt sich auch eine Änderung der EEG-Abgabe. So dämpft die EEG-Abgabe, zumindest bei den nicht-freigestellten Unternehmen, bei einem Hochpreisszenario den Anstieg der Endkundenpreise. Bei einem Tiefpreisszenario sorgt ein Ansteigen der EEG-Abgabe für eine Teilkompensation des gesunkenen Strombörsenpreises, sodass sich die Differenz zwischen dem Hochpreis- und dem Tiefpreis-Endkundenstrompreis leicht verringert.

¹¹⁵ Vgl. Hughes 2014.

¹¹⁶ D. h., zusätzliche Aufschläge werden mit Ausnahme der EEG-Abgabe gleich angenommen.

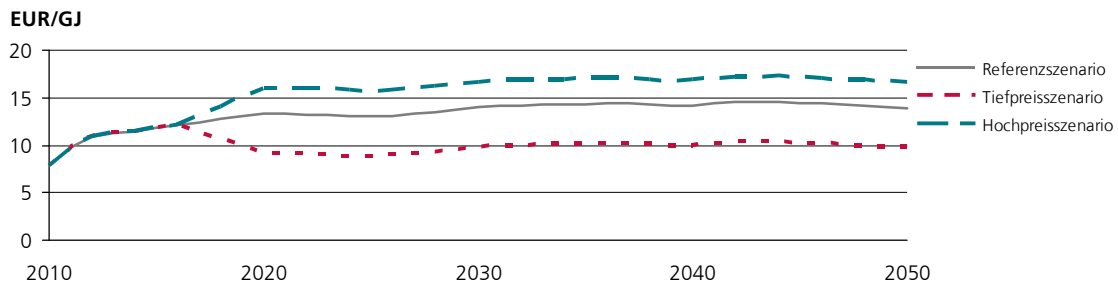


Abb. 72: Vergleich der nominalen Entwicklung des Erdgas-Endkundenpreises für die verschiedenen Szenarien

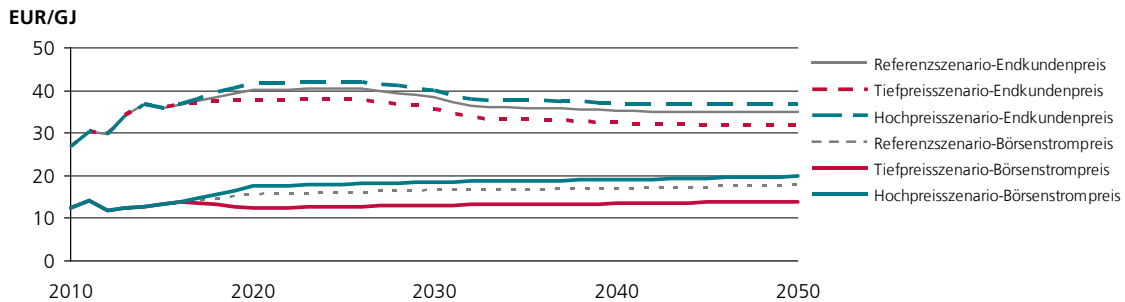


Abb. 73: Vergleich der nominalen Entwicklung des Börsenstrom- und des mittleren Endkundenpreises (inkl. 50 % EEG-Umlage) für die verschiedenen Szenarien

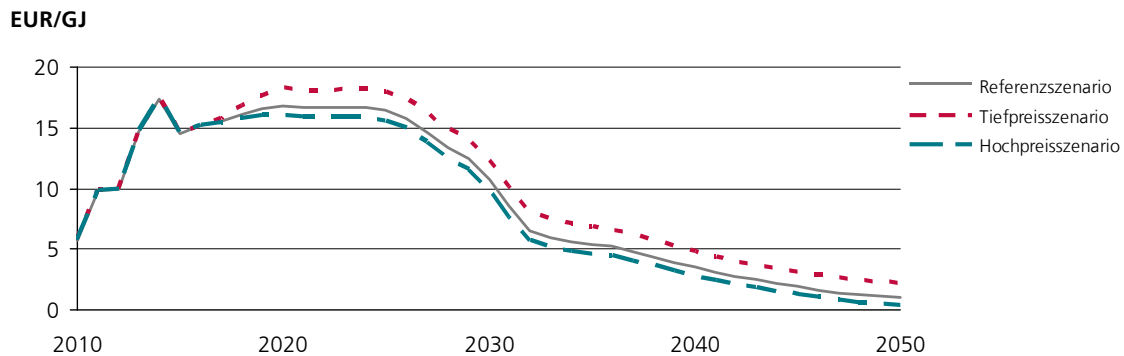


Abb. 74: Entwicklung der nominalen EEG-Abgabe in Euro/GJ für die verschiedenen Szenarien

Neben den teilweise unterschiedlichen Brennstoffpreisen wird angenommen, dass sich ein Gastief- bzw. ein Gashochpreisszenario auf die Renovierungstiefe und auf die Renovierungsrate im Gebäudemodul auswirkt. Zudem wird angenommen, dass ein höherer Gaspreis zu erhöhten Forschungsausgaben führt. Was zur Folge hat, dass die Kostendegression, insbesondere bei neueren Technologien, steigt.

Der CO_2 -Preis, das Bruttoinlandsprodukt, die Tonnagen und die Anzahl der Beschäftigten werden in allen Szenarien gleich angenommen. D. h., es wird implizit vorausgesetzt, dass ein Steigen oder Fallen des Gaspreises zu keinerlei zusätzlichen Vor- oder Nachteilen im internationalen Wettbewerb führt. Insgesamt wird viel mehr davon ausgegangen, dass sich die internationalen Brennstoffpreise wieder angleichen. Diese Annahmen sind natürlich auch der Beschränktheit dieses Modells geschuldet, dass diese Daten als exogenen Input benötigt und nicht in der Lage ist, diese endogen zu berechnen (vgl. auch Kapitel 2). Eine Übersicht aller Unterschiede zeigt Tab. 24.

	Referenz 2050	Tiefpreis 2050	Hochpreis 2050
Erdgaspreis (Endkunde)	13,94 EUR/GJ	70% v. Referenz	120% v. Referenz
Strompreis (Endkunde)	35,06 EUR/GJ	91% v. Referenz	105% v. Referenz
Fernwärme (Endkunde)	17,39 EUR/GJ	98% v. Referenz	102% v. Referenz
EEG-Abgabe	spezifisch	spezifisch, höher	spezifisch, niedriger
Renovierungstiefe	30%	25%	35%
Renovierungsrate	Referenz	75% v. Referenz	150% v. Referenz
Kostendegression Technologien	Referenz	wie Referenz	150% v. Referenz
BIP / Tonnagen / Beschäftigte	Referenz	wie Referenz	wie Referenz
CO ₂ -Preis	Referenz	wie Referenz	wie Referenz

Tab. 24: Übersicht der Unterschiede der Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario

5.1.3 Ergebnisse des Gastief- und Gashochpreisszenarios

Werden nun die Ergebnisse verglichen, kommt es zur ersten Auffälligkeit: ein Gastiefpreisszenario führt zu größeren Endenergieeinsparungen als das Referenz- bzw. das Hochpreisszenario (vgl. Abb. 75). D. h., dieses Szenario beinhaltet eine höhere Energieeffizienz.

Beim näheren Hinsehen zeigen sich die Herkunft und die Gründe für die zusätzlichen Einsparungen.

Während in dem Prozess- und dem CCTel-Modul die Einsparungen, wie erwartet, in einem Tiefpreisszenario sinken, da durch den niedrigeren Gaspreis die Amortisationszeiten der Effizienzmaßnahmen steigen und damit die Diffusion gebremst wird; sind die Einsparungen im Gebäudemodul bzw. insbesondere im Prozesswärmemodul größer als in den beiden Vergleichsszenarien. Im Gebäudemodul gehen die zusätzlichen Einsparungen auf die geringere Renovierungsrate zurück, die zwar kurz- bis mittelfristig zunächst zu höheren Einsparungen führt, langfristig aber aufgrund der teilweise lebenszeitverlängernden Wirkung einen gegenteiligen Effekt erzielt, wie bereits die Sensitivitätsanalyse (vgl. 4.2.2) gezeigt hat.

Bei Betrachtung der CO₂-Emissionseinsparungen schneidet jedoch das Gashochpreisszenario wesentlich besser ab. Es erzielt mehr als 14 % höhere Emissions-Einsparungen (ohne Betrachtung der direkten Prozessemissionen) als das Gastiefpreisszenario (vgl. Abb. 75).

Auch hier ist ein Blick in die Modulergebnisse hilfreich, um die Herkunft der zusätzlichen Einsparungen zu klären.

Im Gastiefpreisszenario werden zwar im Brennstoffwechselmodul höhere Treibhausgas-Einsparungen erreicht als beim Gas-Hochpreisszenario. Die Abb. 77 zeigt, wie im Tiefpreisszenario besonders Kohle durch Gas ersetzt wird, wohingegen im Hochpreisszenario Erdgas durch Kohle, Biomasse und Müll substituiert wird. Doch der größte Unterschied liegt erneut im Prozesswärmemodul.

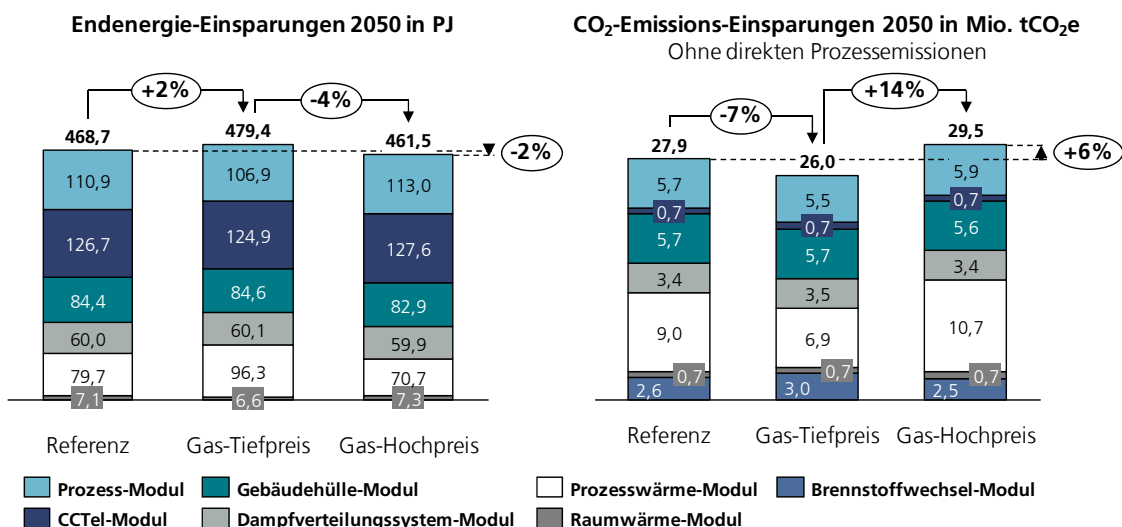


Abb. 75: Ergebnisse der Szenarien hinsichtlich erzielter Endenergie-Einsparung und CO₂-Emissions-Einsparung je nach Modul im Jahr 2050

Insgesamt unterscheidet sich die resultierende Endenergienachfrage für das Jahr 2050 kaum zwischen den einzelnen Szenarien (vgl. Abb. 76). Schaut man sich jedoch die Brennstoffzusammensetzung an, zeigen sich signifikante Unterschiede, insbesondere für den Energieträger Erdgas.

Im Gastiefpreisszenario liegt die Erdgasnachfrage fast doppelt so hoch wie im Hochpreisszenario: 39 % versus 24 % Marktanteil bzw. 900 PJ versus 555 PJ. Damit würde eine Gaspreisentkopplung die Gasnachfrage um 30 % im Vergleich zum Referenzszenario steigen lassen.

Bei einem Gashochpreisszenario wäre nach den geschätzten Energieträgerpreisen die Biomasse Hauptprofiteur eines Rückgangs des Erdgasverbrauchs, aber auch Kohle und Müll würden profitieren. Die Biomasse ist auch der Hauptgrund für das Sinken des Emissionsausstosses im Hochpreisszenario – sollte sich jedoch der Biomassepreis aufgrund der hohen Nachfrage überproportional verteuern, ist es tendenziell möglich, dass Kohle einen höheren Stellwert bekommt, dadurch aber wäre es möglich, dass der positive Emissionsreduktionseffekt der Biomasse überkompensiert wird.

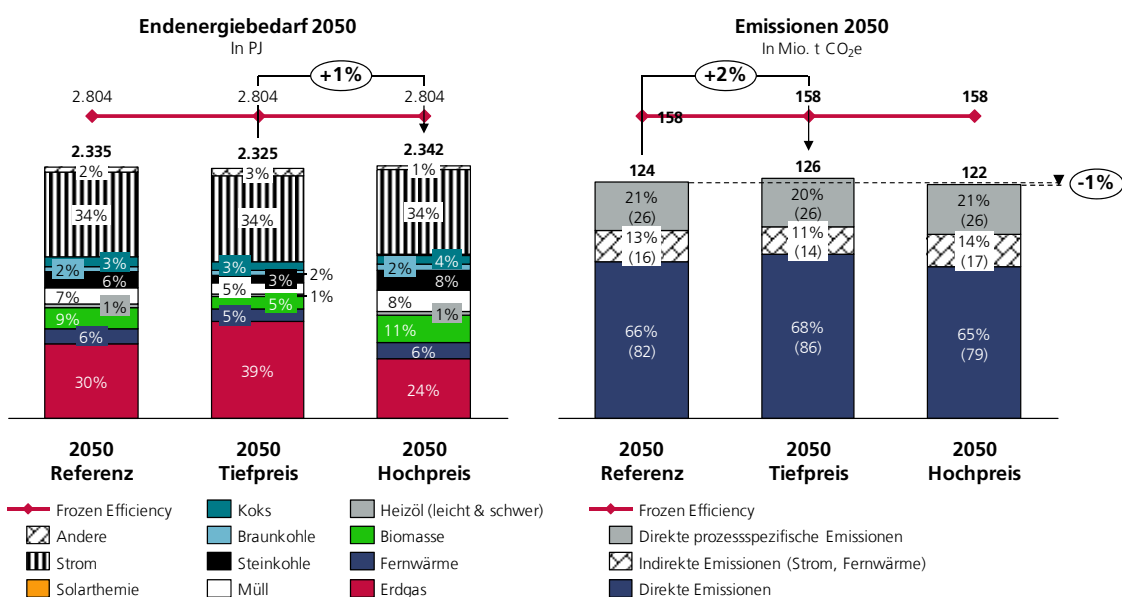


Abb. 76: Vergleich der gesamten Endenergienachfrage nach dem jeweiligen Szenario: Endenergiebedarf nach Energieträger und Emissionen nach Emissionstyp

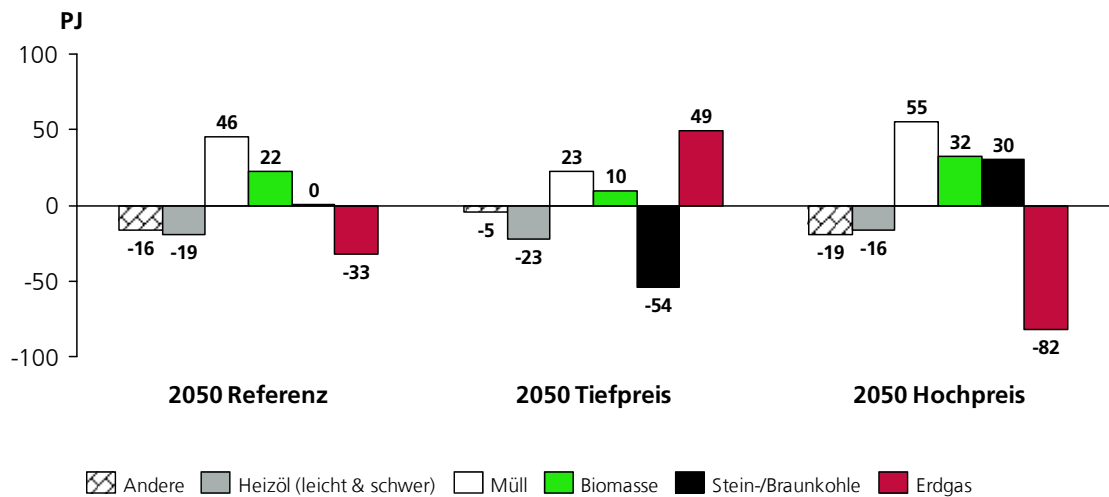


Abb. 77: Veränderung der Energieträger durch das Brennstoffwechsel-Modul nach Szenario im Jahr 2050

Da das Prozesswärmemodul sowohl bei den Endenergieeinsparungen sowie den Emissionseinsparungen hauptverantwortlich ist für die Unterschiede zwischen Gastief- und Gashochpreisszenario, wird es im Folgenden noch etwas ausführlicher betrachtet.

Die Abb. 78 zeigt, dass im Tiefpreisszenario Erdgas den Endenergiebedarf 2050 mit 76 % klar dominiert und sogar im Hochpreisszenario immer noch für 43 % des Endenergiebedarfs verantwortlich ist. Die Fernwärme hält in allen Szenarien ihren Marktanteil recht stabil. Im Gastiefpreisszenario sinkt er bezogen auf die Nutzenergie nur leicht auf 9 %. Hauptgrund hierfür ist die Konkurrenz durch Gas-Blockheizkraftwerke und der Rückgang des Wärmebedarfs unter 100 Grad.

Im Hochpreisszenario entspricht er in etwa dem des Referenzszenarios, zwar wird Fernwärme wettbewerbsfähiger gegenüber KWK-Anlagen, das wird jedoch durch Verluste gegenüber den Wärmepumpen wieder ausgeglichen, die insbesondere von der höheren Kostendegression bei den Anschaffungskosten profitieren.

Der Boom des Erdgases wird, wie ein Blick auf den Technologiesplit der Nutzenergie zeigt, sowohl von Gas-Dampfkesseln, wie auch der Entwicklung von KWK-Technologien getragen. Im Tiefpreisszenario steigt der KWK-Anteil auf ca. 28 %, verglichen zu 21 % im Referenz- bzw. 19 % im Tiefpreisszenario.

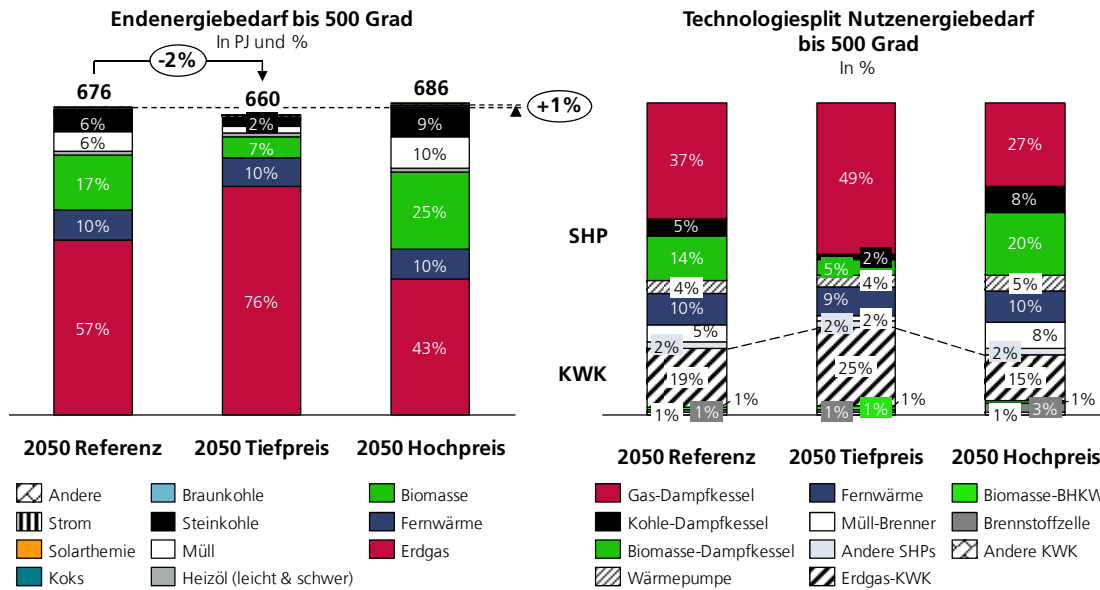


Abb. 78: Prozesswärme bis 500 Grad nach Szenario: Endenergiebedarf nach Energieträger und Technologiesplit der Nutzenergie

Schaut man sich die Entwicklung der Prozesswärme-Endenergienachfrage über den Prognosezeitraum an (vgl. Abb. 79), so lässt sich feststellen, dass die Zunahme bzw. Abnahme nicht gleichmäßig verläuft. Der Anteil der Biomasse kann sich im Tiefpreisszenario ab 2030 stabilisieren. Die Zunahme von Erdgas verlangsamt sich nach dem Jahr 2040.

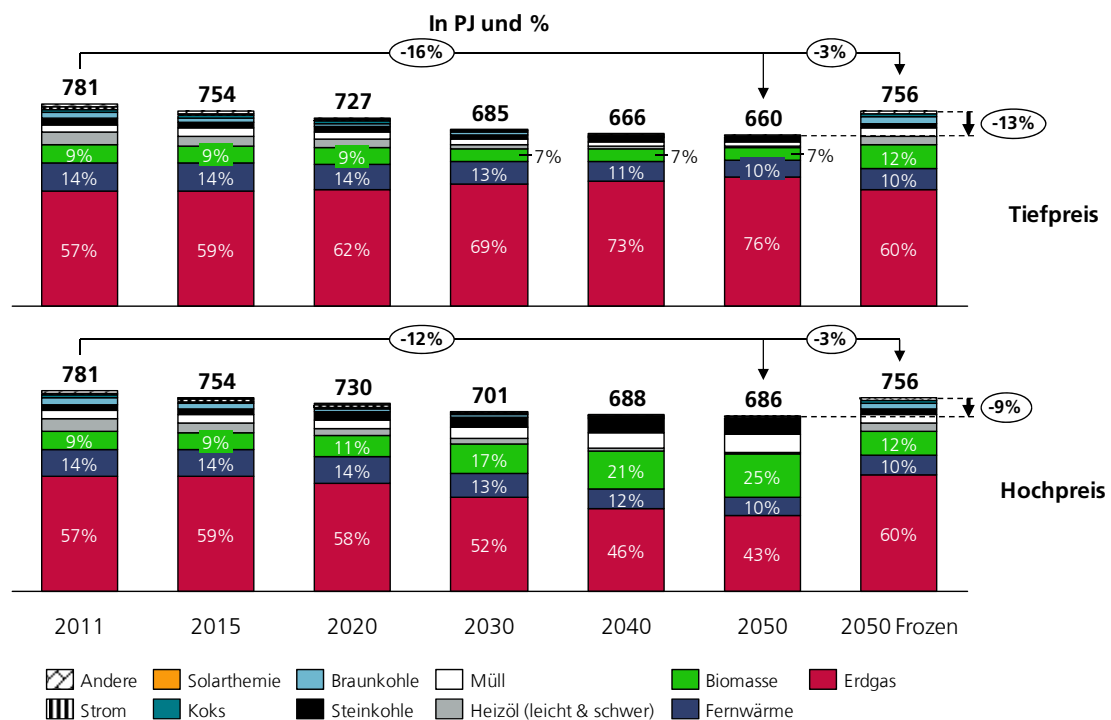


Abb. 79: Entwicklung der Endenergie für Prozesswärme bis 500 Grad in PJ im Gastiefpreis- (oben) und Gashochpreisszenario (unten)

Der höhere KWK-Anteil des Gas-Tiefpreisszenarios schlägt sich direkt in einer höheren Netto-KWK-Stromproduktion nieder. So steigt die KWK-Nettostromproduktion im Jahr 2050 auf 135 PJ gegenüber 89 PJ im Gashochpreisszenario (vgl. Abb. 81). Dadurch steigt die Gasnachfrage, die der KWK-Stromproduktion zugeschrieben wird, von 121 PJ im Jahr 2011 auf 212 PJ im Jahr 2050 im Tiefpreisszenario, im Hochpreisszenario immerhin noch auf 139 PJ.

Da jedoch die spezifischen CO₂e-Emissionen pro kWh erzeugten Strom der KWK-Anlagen spätestens ab dem Jahr 2030 schlechter sind als die spezifischen CO₂e-Emissionen des zugrundeliegenden deutschen Kraftwerksparks verschlechtert jedes produzierte PJ KWK-Strom die Emissionsbilanz der Szenarien für die Jahre danach¹¹⁷. D. h., je höher die Nettostromproduktion der Szenarien, desto schlechter die CO₂-Bilanz im Jahr 2050. Da jedoch schon zuvor das Hochpreisszenario die beste CO₂-Bilanz ausgewiesen hat, vor dem Referenzszenario (vgl. Abb. 76), verändert sich die Reihenfolge durch Einbeziehung der KWK-Strom-Emissionen nicht.

Im Jahr 2020 hingegen würde der KWK-Strom noch einen positiven Beitrag zur Verbesserung der CO₂-Bilanz leisten. Da jedoch der Preisverfall des Erdgases erst 2017 einsetzt, hat sich bis 2020 noch nicht die volle Wirkung entfaltet, sodass es der Einfluss auf die Erreichung der Klimaziele 2020 zu gering ist.

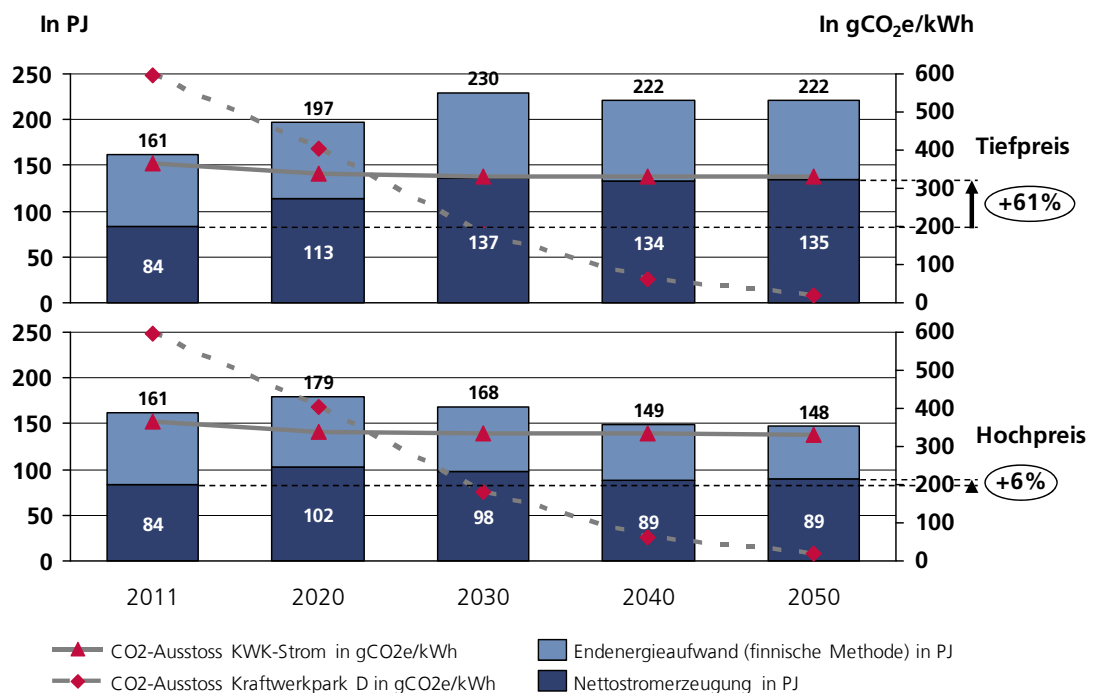


Abb. 80: Entwicklung der Nettostromerzeugung und des Endenergieaufwands der Industrie-KWK-Stromerzeugung in PJ und der resultierende spezifische CO₂-Ausstoss in gCO₂e/kWh für das Gastiefpreis- (oben) und das Gashochpreisszenario (unten)

¹¹⁷ Zumindest bei einer statischen Betrachtung.

5.2 Untersuchung des Einflusses der EEG-Abgabe und der EEG-Belastung der Eigenversorgung auf die Energienachfrage

5.2.1 Annahmen der EEG-Szenarien

Im Folgenden soll der Einfluss der EEG-Abgabe bzw. die Belastung der Stromeigenversorgung mit der EEG-Abgabe auf die Energienachfrage, insbesondere für Erdgas und die CO₂-Emissionen der deutschen Industrie untersucht werden.

Es werden zwei unterschiedliche Szenarien definiert, um diese komplexe Fragestellung möglichst präzise zu beantworten, die sich hinsichtlich der EEG-Belastung (0 und 100 %) der nach 2014 neu hinzugefügten Eigenversorgungskapazitäten differenzieren (vgl. Tab. 25). Diese Diskrepanz beeinflusst jedoch auch die EEG-Abgabe und den Stromendkundenpreis, daher werden diese analog dem Verfahren aus dem Abschnitt 4.1.2 neu berechnet.

Anhand der Differenz zwischen diesen beiden Szenarien kann der maximale Effekt einer EEG-Belastung der Eigenversorgung abgeschätzt werden. Unter Hinzuziehung des Referenzszenarios kann auch der Effekt gegenüber dem Status quo quantifiziert werden.

Zusätzlich zu diesen beiden Szenarien wird noch ein Szenario B erstellt, das annimmt, dass die Industrie komplett von der EEG-Abgabe ab 2015 befreit ist, um den Gesamteffekt der EEG-Abgabe abzuschätzen.

Zur eindeutigen und einfachen Referenzierung werden diese Szenarien analog der Tab. 25 in Szenario A.1 bis B benannt, gleichzeitig zeigt die Übersicht die Unterscheidungsmerkmale der EEG-Szenarien.

	Referenzszenario	Szenario A.1 Freistellungen, 0% Belastung Eigenversorgung	Szenario A.2 Freistellungen, 100% Belastung Eigenversorgung	Szenario B Keine EEG- Abgabe ab 2015 für die Industrie
Freistellung ab 2015	Status Quo 2014	Status Quo 2014	Status Quo 2014	alle
Belastung der Eigenversorgung ab 2015	40%	0%	100%	NA
Jährliches Wachstum Eigenversorgung	1%	5%	0%	NA
EEG-Abgabe 2020 in EUR/GJ (Industrie)	16,84	17,26	16,53	NA
Stromendkundenpreis 2020 in EUR/GJ	40,15	40,36	40,00	31,73

Tab. 25: Übersicht der Szenarien-Parameter im Vergleich zum Referenzszenario

Die Abb. 81 zeigt die resultierende EEG-Abgabe¹¹⁸ für die Szenarien A.1 und A.2 verglichen mit dem Referenzszenario. Da nur die inkrementell neu hinzugefügten Eigenversorgungskapazitäten mit der EEG-Abgabe belastet werden, ist der Unterschied zunächst gering, erst ab 2020 entwickelt sich die EEG-Abgabe signifikant auseinander.

Das Szenario B „Keine EEG-Abgabe ab 2015 für die Industrie“ entspricht einer kompletten Freistellung der Industrie von der EEG-Abgabe. Daher ist die resultierende EEG-Abgabe ab 2015 für die Industrie auch null.

Die resultierende Differenz bei den Endkundenpreisen ist kleiner. Da die EEG-Abgabe entsprechend dem Status Quo¹¹⁹ der Freistellungen zu 50 % in den Endkundenpreis des Referenzszenarios und den Szenarien A.1 und A.2 einfließt.

Bei dem Szenario B „Abschaffung der EEG-Abgabe für die Industrie“ ist ab 2015 keine EEG-Abgabe mehr im Endkundenpreis enthalten.

¹¹⁸ Die Bruttovergütung bzw. der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist in allen Szenarien gleich, die Kosten werden nur auf mehr oder weniger Stromverbrauch umgelegt, je nach Belastung der Eigenversorgung verändert sich die zu belastende Strommenge.

¹¹⁹ Dies entspricht in etwa dem Durchschnitt der gezahlten EEG-Abgabe in der Industrie.

Der Grund für diese Annahmen ist der Modellrestriktion geschuldet, da bis auf das Prozesswärmemodul alle anderen Module mit einem einheitlichen Energieträgerpreis rechnen (vgl. Diskussion 4.1). Erwähnenswert ist, dass in allen Szenarien die zugrundeliegende makroökonomische Entwicklung, wie das BIP bzw. die Tonnagen der energieintensiven Prozesse, sich nicht ändert. Daher handelt es sich letztlich nur um theoretische Szenarien, die dazu dienen, den Einfluss unter Ausklammerung des makroökonomischen Einflusses zu untersuchen. Es ist z. B. davon auszugehen, dass es besonders bei einer zusätzlichen Belastung der energieintensiven Industrien zu makroökonomischen Verwerfungen kommt, deren Einflüsse auf die Energienachfrage wesentlich größer sein würden, als der hier berechnete. Darum wird auf ein Szenario verzichtet, dass die Energienachfrageentwicklung für den Fall der Aufhebung der Industrieprivilegierung untersucht.

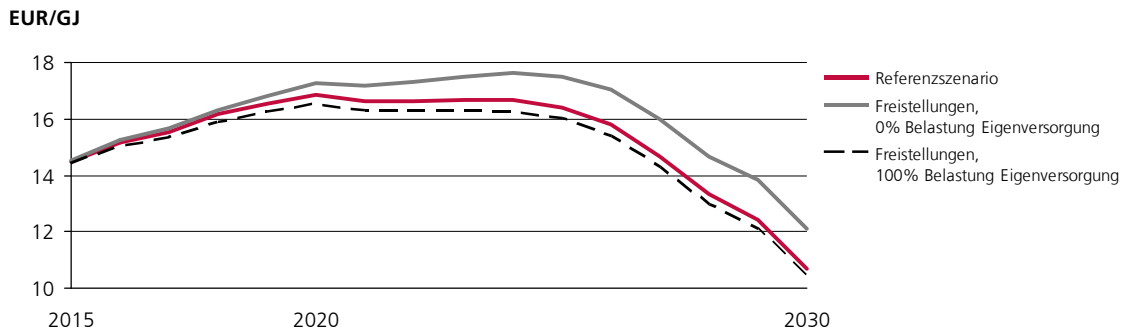


Abb. 81: Vergleich der EEG-Abgaben-Entwicklung in Euro/GJ in den verschiedenen EEG-Szenarien für den Zeitraum 2015 bis 2030

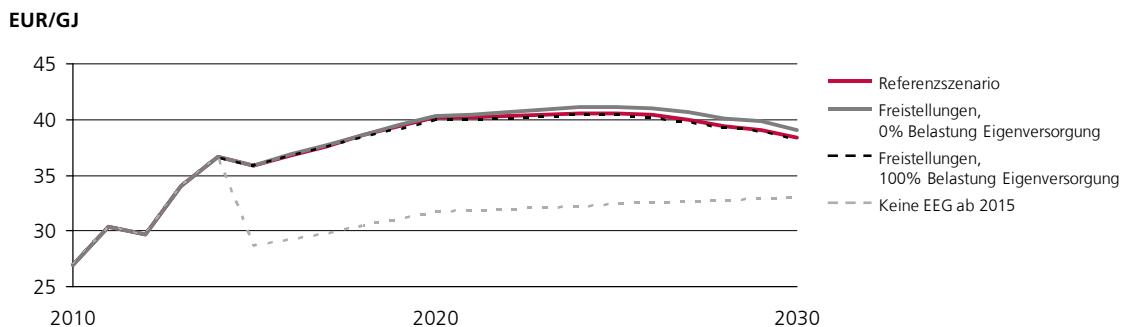


Abb. 82: Resultierende mittlere Stromendverbraucherpreise für die Industrie mit der mittleren EEG-Abgabe in Euro/GJ für die unterschiedlichen EEG-Szenarien

5.2.2 Ergebnisse der EEG-Szenarien

Die Abb. 83 und die Abb. 84 zeigen die jeweiligen resultierenden Einsparungen nach Modulen für die Jahre 2020, 2035 und 2050.

Anhand dieser Ergebnisse lässt sich nun annähernd der Einfluss der Belastung der Eigenstromversorgung, wie im EEG 2014 beschlossen (EEG 2014, § 61), quantifizieren. Da in der Realität das Eigenstromprivileg unter Einschränkungen auch für Ersatzinvestitionen erhalten bleibt (vgl. EEG 2014, § 61 (3)), und auch bei einer vollständigen Belastung des Eigenstromverbrauchs einige Unternehmen aufgrund des Bestandschutzes weiterhin von der vollständigen Befreiung profitieren, ist die Quantifizierung eher als Obergrenze zu verstehen.

Die Differenz zwischen Szenario A.1 und A.2 entspricht dem maximalen Einfluss der EEG-Belastung der Eigenstromversorgung. Aus Abb. 83 wird ersichtlich, dass eine komplette Freistellung der Eigenstromversorgung von der EEG die Endenergie-Einsparungen im Jahr 2020 um 4,7 % erhöht. Dies entspricht ca. 7,5 PJ. Bis 2035 erhöht sich die absolute Differenz

auf fast 16 PJ, bevor die Differenz bis 2050 aufgrund der sinkenden EEG-Abgabe auf 14 PJ absinkt (vgl. auch Tab. 26).

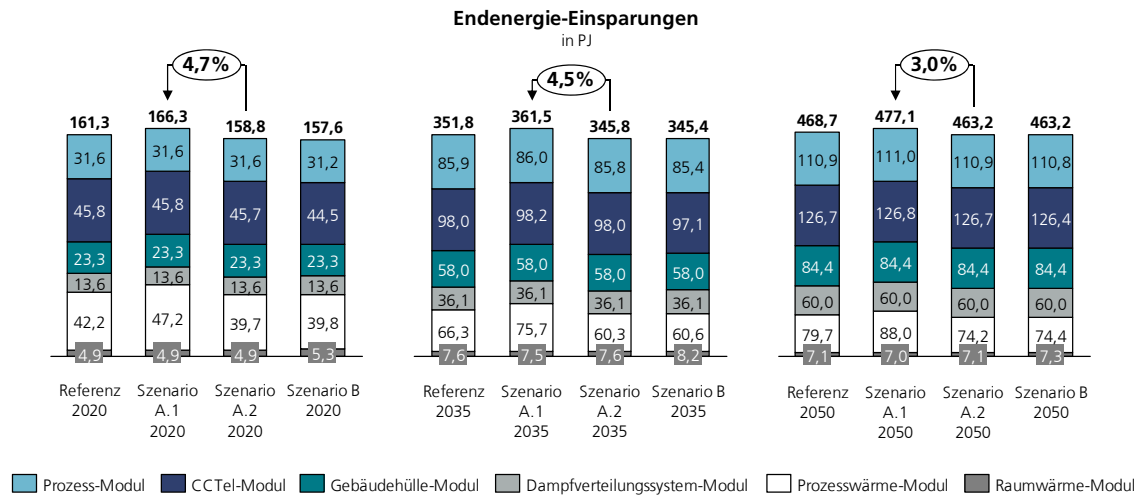


Abb. 83: Vergleich Endenergieeinsparungen der einzelnen Module für die unterschiedlichen EEG-Szenarien in den Jahren 2020, 2035 und 2050 in PJ

Bei den CO₂e-Emissionen erscheint ebenso eine Belastung der Eigenerzeugung nicht zielführend, denn auch hier erzielt das Szenario A.1 die höchsten Einsparungen (vgl. Abb. 84), einschränkend lässt sich jedoch sagen, dass die Unterschiede mit maximal 0,8 %, bzw. 0,2 Mio. tCO₂ zusätzlichen Einsparungen gegenüber dem Szenario A.2 doch recht unerheblich sind.

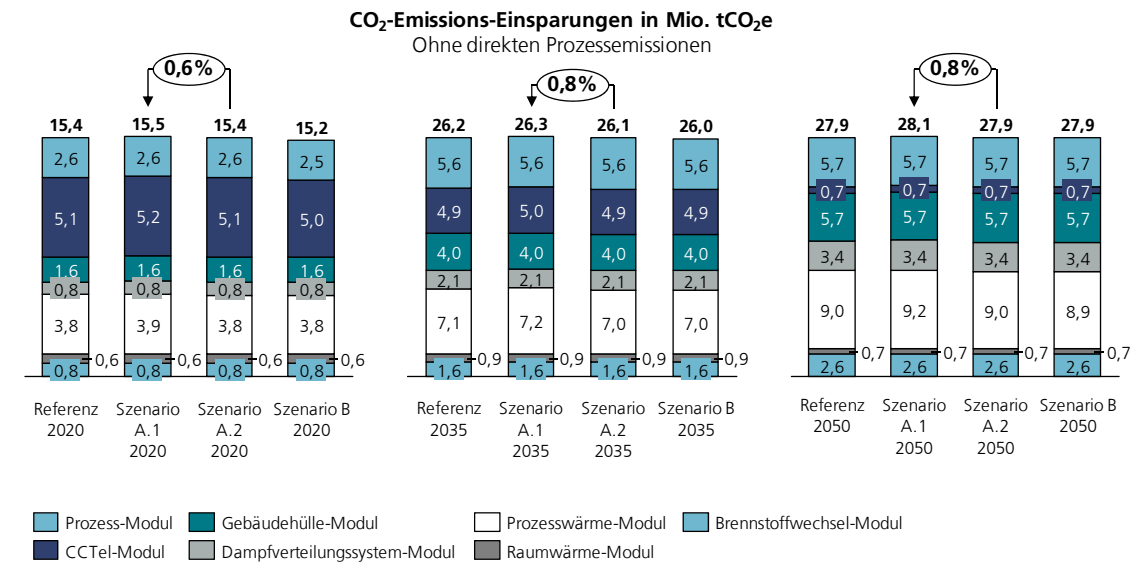


Abb. 84: Vergleich der CO₂-Emissionseinsparungen der einzelnen Module für die verschiedenen EEG-Szenarien im Jahr 2020, 2035 und 2050 in Mio. tCO₂e

Wenn man sich für 2035 die Herkunft der Energie- und CO₂-Emissionseinsparungen anschaut, bemerkt man, dass das Prozesswärmemodul nahezu alleine für die Differenz verantwortlich ist. Dies liegt in der Technologiezusammensetzung begründet. Der KWK-Anteil sinkt im Szenario A.1 im Jahr 2050 leicht auf 27 % gegenüber dem Jahr 2011¹²⁰, wohingegen er im Referenzszenario auf 21 % und im Szenario A.2 auf 18 % sinkt.

¹²⁰ Im Jahr 2011 beträgt der KWK-Anteil noch 32 %.

Während sich der unterschiedliche KWK-Anteil im Jahr 2035 nur minimal auf die resultierende Endenergienachfrage auswirkt (-0,7 % im Jahr 2035 vgl. Appendix Abb. 8), und auch den Marktanteil von Erdgas nur um etwas mehr als 1 %-Punkt erhöht, ist der Einfluss auf die Nettostromproduktion wesentlich signifikanter:

Im Jahr 2035 erhöht eine Freistellung der Eigenstromproduktion (Szenario A.1) die Nettostromproduktion gegenüber dem Referenzszenario um 31 %, von 105 PJ auf 139 PJ (vgl. Abb. 85). Gegenüber dem Szenario A.2 kommt es zu einer Steigerung von 62 % (von 84 PJ auf 139 PJ).

Da gleichzeitig der Erdgas-Anteil der KWK-Anlagen von 75 % im Jahr 2011 auf 93 % bis 96 % je nach Szenario im Jahr 2050 ansteigt, schlägt sich der Mehr-Endenergieverbrauch¹²¹ für die Stromproduktion nahezu 1 : 1 in einer erhöhten Erdgasnachfrage nieder (vgl. auch Tab. 27).

Bezieht man die Emissionen aus der KWK-Stromerzeugung in die Betrachtung mit ein, führt eine höhere KWK-Stromproduktion, bei dem hier zugrundeliegenden Kraftwerkspark, tendenziell spätestens ab 2030 zu einer Erhöhung der CO₂e-Emissionen. Dieser Effekt tritt bereits im Referenzszenario auf (vgl. Abb. 49) und ist daher im Szenario A.1 entsprechend stärker ausgeprägt.

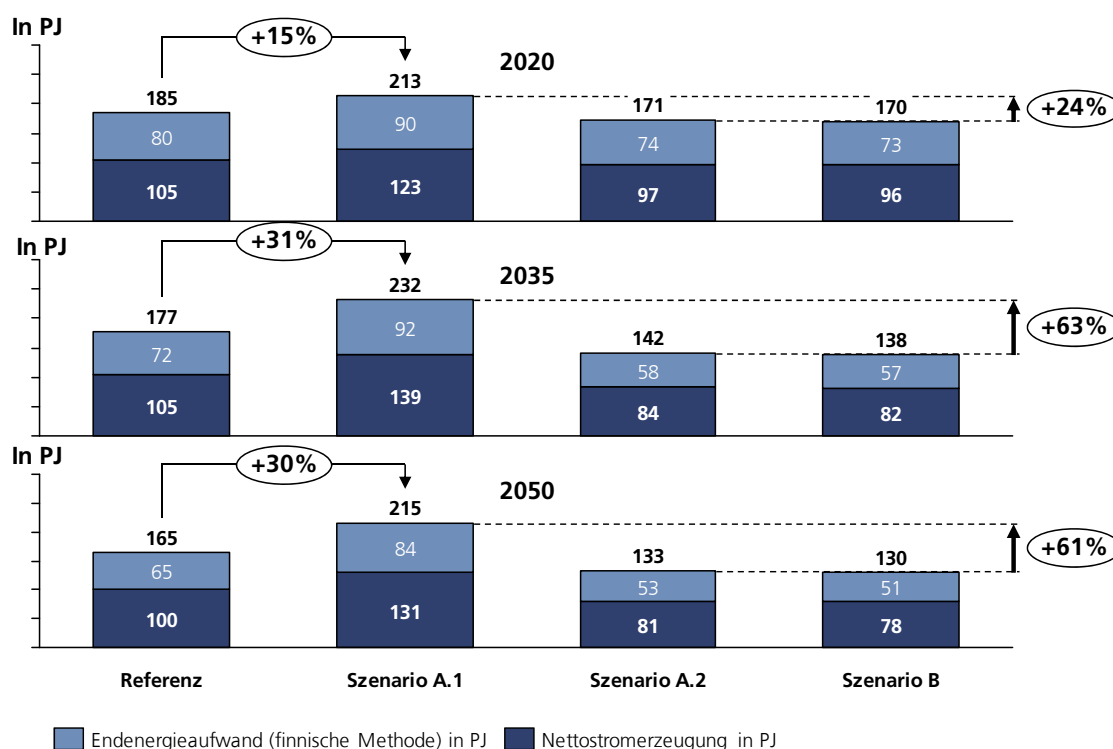


Abb. 85: Entwicklung der Nettostromerzeugung in den verschiedenen Szenarien; sowie der nach der finnischen Methode abgeleitete Endenergieverbrauch für die Jahre 2020 , 2035 und 2050 in PJ

Um den Gesamteinfluss der EEG-Abgabe ab 2015 auf die Endenergienachfrage zu bestimmen, wird das Szenario B „Industrie wird komplett von der EEG-Abgabe ausgenommen“ zum einen mit dem Szenario A.2 „Freistellungen Status Quo 2014 und 100 % Belastung der Eigenversorgung“ verglichen und zum anderen mit dem Referenzszenario (vgl. Tab. 26 und Tab. 27).

Während der Vergleich des Szenarios B mit dem Referenzszenario eine Abschätzung des Einflusses der EEG-Abgabe gegenüber des heutigen Status Quo ist, also inklusive des Einflusses der Privilegierung der Eigenversorgung, wird beim Vergleich zwischen Szenario A.2 und Szenario B der Einfluss der EEG ohne den Effekt der Eigenversorgung versucht zu erfassen.

¹²¹ Nach der finnischen Methode berechnet.

Die Abb. 86 zeigt die Zusammenhänge zwischen den Szenarien und die jeweiligen Effekte. Der Effekt der Eigenerzeugung zum Status Quo zusammen mit dem Effekt EEG ohne Eigenerzeugung, ergibt die Differenz zwischen dem Referenzszenario und Szenario B, und somit den Gesamteffekt der EEG zum Status Quo. In Abb. 86 zeigt sich sehr deutlich, dass der Effekt der Belastung der Eigenerzeugung den Haupteffekt darstellt.

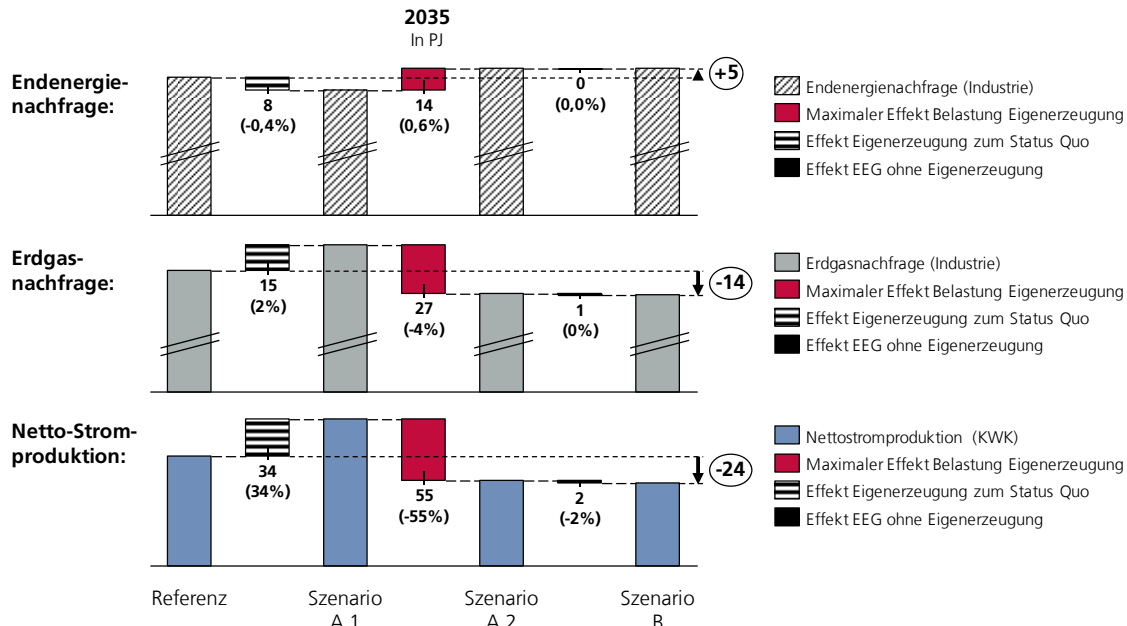


Abb. 86: Absolute und relative Differenzen zwischen den Szenarien für die Endenergie-, Gasnachfrage und die Nettostromproduktion im Jahr 2035 in PJ

Der EEG-Effekt ohne Eigenerzeugung (Differenz zwischen Szenario A.2 und Szenario B) ist recht gering. Erst der Blick ins Detail lässt Unterschiede erkennen.

Die größten Unterschiede bestehen noch im Jahr 2020, bevor sich Endenergie- und CO₂-Emissionseinsparungen immer mehr angleichen. Durch die wesentlich niedrigeren Endkundenstrompreise (vgl. Abb. 82) kommt es im Prozess- und CCTel-Modul zu wesentlich geringeren Einsparungen. Nach Angleichung der Endkundenstrompreise werden die Einsparungen teilweise aber nachgeholt, sodass die Differenz im Jahr 2050 kaum noch vorhanden ist (vgl. Abb. 83). Auffällig sind dagegen die höheren Einsparungen im Prozesswärme- und Raumwärmemodul gegenüber dem Szenario A.2. Im Prozesswärme-Modul sinkt der KWK-Anteil auf 17 % im Jahr 2050, ebenso verliert Biomasse gegenüber dem Szenario A.2 an Marktanteilen. Im Gegenzug können Gas- und Kohle-Dampfkessel ihre Marktanteile leicht erhöhen. Die Technologie mit dem größten prozentualen Zuwachs gegenüber dem Szenario A.2 ist jedoch die Wärmepumpe, deren Zuwachs nahezu 9 % von 8,9 PJ Nutzwärme auf 10,7 PJ beträgt.

Die zusätzlichen Einsparungen aus dem Raumwärme-Modul kommen ausschließlich von zusätzlichen Wärmepumpen. Alle anderen Technologien sind im Szenario B gegenüber dem Szenario A.2 weniger präsent.

In beiden Fällen profitieren Wärmepumpen von den insgesamt preiswerteren Strompreisen. Die EEG-Abgabe bremst also die Diffusion der sehr effizienten Wärmepumpen, KWK-Anlagen hingegen profitieren. Auffallend ist, dass ab dem Jahr 2048 der Endenergieverbrauch des Szenarios B den des Szenarios A.2 unterschreitet. Damit wäre langfristig eine vollständige Belastung des Eigenverbrauchs auch weniger effizient als die komplette Freistellung der Industrie von der EEG-Abgabe.

Hauptteilhaber für die Zu- oder Abnahme des Erdgasverbrauchs ist somit der Erfolg der KWK-Anlagen¹²². Die Abb. 85 zeigt die Entwicklung der Nettostromerzeugung der einzelnen Szenarien in den Jahren 2020, 2035 und 2050. In dem Szenario A.1, in denen die KWK-Eigenstromversorgung keiner EEG-Belastung unterliegt, übersteigt die Nettostromproduktion die des Referenzszenarios deutlich mit 34 PJ im Jahr 2035 bzw. 31 PJ im Jahr 2050. Eine komplette Freistellung der Industrie von der EEG-Abgabe (Szenario B) bzw. die komplette Belastung der Eigenversorgung mit der EEG-Abgabe (Szenario A.2), würde die Gasnachfrage im Jahr 2050 um 5 % bzw. 6 % im Vergleich zum Referenzszenario senken (vgl. Abb. 87). Eine Beibehaltung der Freistellung der Eigenversorgung (Szenario A.1) würde hingegen zu einer Steigerung des Gasverbrauchs von 8 % führen. Vergleicht man jedoch diese Zahlen mit dem Gasverbrauch der Industrie im Jahr 2011, zeigt sich, dass alle Szenarien einen niedrigeren Verbrauch aufweisen (vgl. Abb. 87).

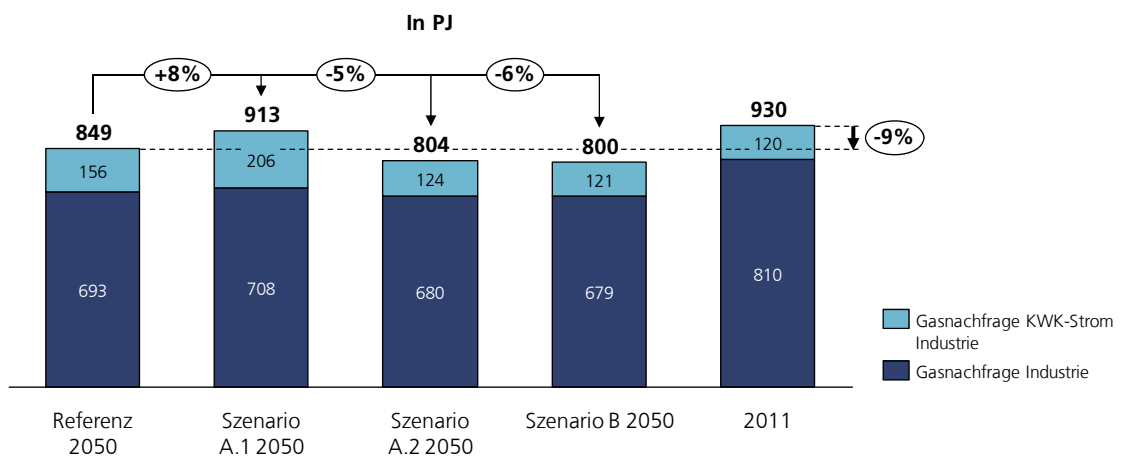


Abb. 87: Prognose des Erdgasverbrauchs in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2050 im Vergleich mit dem Jahr 2011 in PJ

Der Endenergiebedarf ist im Jahr 2050 für das Szenario A.1 am geringsten, aber nur 0,3 % geringer als im Referenzszenario bzw. 0,6 % geringer als in den Szenarien A.2 und B (vgl. Abb. 88). Signifikanter ist der Einfluss der EEG-Abgabe auf die CO₂e-Emissionen, jedenfalls dann, wenn man die Stromerzeugung miteinbezieht.

¹²² Sowohl für den Teil der nach der finnischen Methode der Wärme zugeschrieben wird, wie auch für den Stromteil.

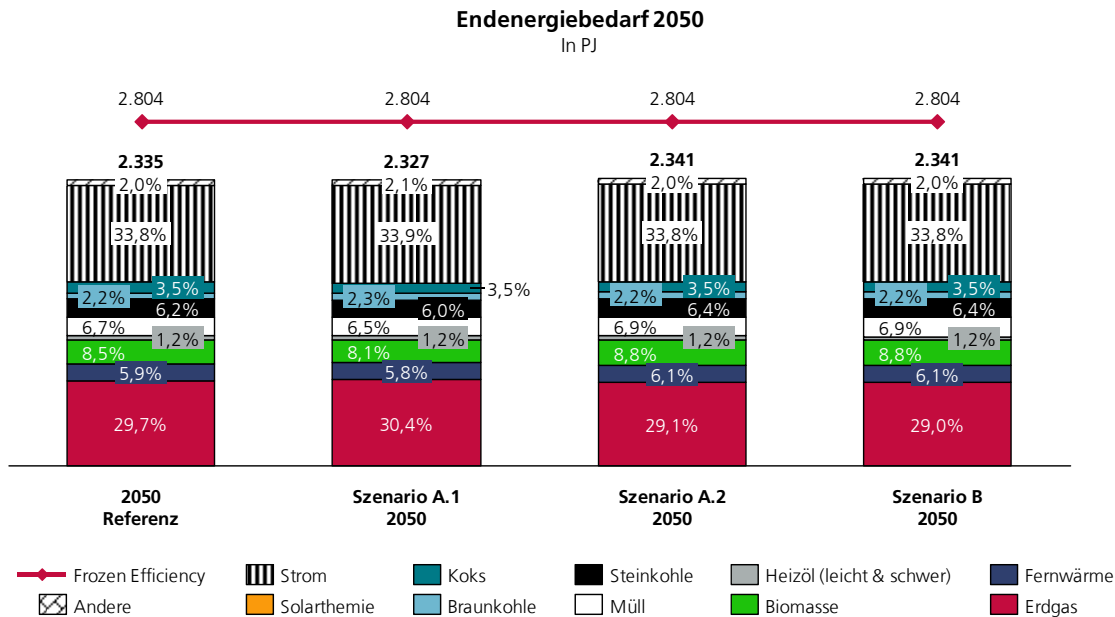


Abb. 88: Endenergiebedarf inklusive Energieträgersplit für die verschiedenen EEG-Szenarien im Jahr 2050 im Vergleich zum Frozen Efficiency-Fall

Die Abb. 89 zeigt zunächst die statische Betrachtung der CO₂e-Emissionen inklusive des KWK-Stroms für das Szenario A.1. Betrachtet man ausschließlich die Emissionen, die nach der AGE-Statistik der Industrie zugeordnet werden, erscheint das Szenario A.1 nicht nur das effizienteste im Hinblick auf den Endenergieverbrauch, sondern auch das sauberste hinsichtlich der Emissionen (vgl. Abb. 90). Basierend auf diesen Ergebnissen würde sich klar die Nichtbelastung der Eigenversorgung mit der EEG-Abgabe empfehlen. Doch vergleicht man die Emissionen der Industrie inklusive der KWK-Stromerzeugung mit den Emissionen der Industrie und den Emissionen des deutschen Kraftwerksparks, die bei Strombezug einer äquivalenten Strommenge nach einer statischen Betrachtungsweise entstehen, stellt sich heraus, dass die KWK-Stromerzeugung nicht über den gesamten Prognosezeitraum vorteilhaft gegenüber einem externen Strombezug ist. Bereits im Jahr 2035 beträgt der Ausstoß des zugrundeliegenden Kraftwerksparks weniger als die Hälfte der Emissionen, die die KWK-Anlagen bei gleicher produzierten Strommenge ausstoßen (vgl. Abb. 89). Bei Fremdbezug würden die Industrieemissionen im Jahr 2050 um 8 % unterhalb des Szenarios A.1 liegen.

In Abb. 90 werden daher die Ergebnisse für die CO₂e-Emissionen unter Einbeziehung der KWK-Stromproduktion für das Jahr 2050 verglichen. Dabei lässt sich feststellen, dass nun das Szenario A.1 den größten Emissionsausstoß aufweist, sogar wenn die 0,8 Mio. tCO₂e von dem Ergebnis abgezogen werden, da diese auch bei einem Fremdbezug entstünden.

Schlussfolgernd lässt sich sagen, dass eine Beibehaltung der Freistellung der KWK-Eigenerzeugung zu einer signifikant höheren KWK-Stromproduktion führt, als es im Referenzszenario zu erwarten ist. Zudem ist die Energieeffizienz für die Industrie am höchsten und die Emissionen am niedrigsten. Berücksichtigt man jedoch die Industrie-KWK-Stromproduktion mit in dieser Analyse, gilt die Aussage nur bis maximal zum Jahr 2030. Durch die Dekarbonisierung der deutschen Stromerzeugung übersteigen in den folgenden Jahren die Emissionen der KWK-Stromerzeugung die des Stromfremdbezugs, sodass am Ende die Szenarien A.2. und B mit der geringsten KWK-Strommenge die geringsten Gesamtemissionen (Industrie plus Industrie-KWK-Strom) aufweisen.

Aus dieser Sicht erscheint die Belastung der KWK-Stromerzeugung mit der EEG-Abgabe ein richtiger Schritt zu sein. Je nach Dekarbonisierungsfortschritt der allgemeinen Stromerzeugung,

erscheint es sogar sinnvoll, ab einem bestimmten Zeitpunkt¹²³ diese Belastung schrittweise in Richtung 100 % zu steigern. Alternativ wäre auch die komplette Befreiung der Industrie möglich, da dies zu einem ähnlichen Gesamtergebnis führt. Die komplette Befreiung der Industrie hätte, wenn man von einer Mehrbelastung der anderen Verbraucher absieht, auch den Vorteil, dass dadurch das in Zukunft wichtiger werdende Power-to-Heat-Verfahren¹²⁴ einfacher den Markt durchdringen könnte. Die Technologie ist recht einfach und bereits heute verfügbar. Doch diejenigen Stadtwerke, die es schon aktuell zur „Beheizung“ der Fernwärme nutzen, machen damit Verluste. Da auch bei negativen Strompreisen weiterhin die EEG-Abgaben anfallen. Daher wird das Power-to-Heat-Verfahren nur eine Rolle spielen, wenn der genutzte Strom von der EEG-Abgabe befreit ist. Die Abregelung¹²⁵ von Windkraftanlagen wird in der Regel ineffektiver sein als ein Heizen mit Strom. Es wird jedoch ähnlich wie bei Speichern (vgl. Genoese) nicht wirtschaftlich sinnvoll sein, jede überschüssige Kilowattstunde per se nicht abzuregeln, insbesondere wenn ein Ausbau von Netzkapazitäten notwendig wäre.

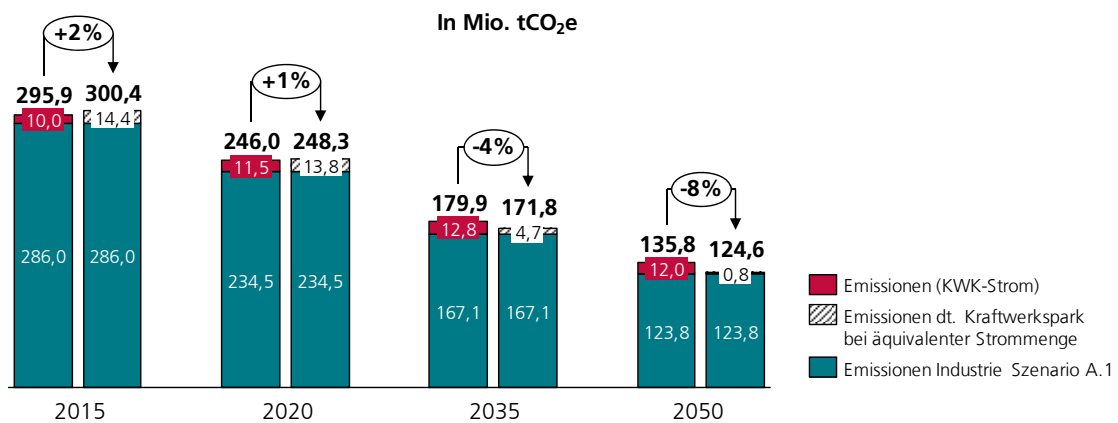


Abb. 89: Statische Betrachtung der CO₂e-Emissionen inklusive der Emissionen des KWK-Stroms im Szenario A.1 zum Vergleich zur Emission bei Strombezug aus deutschem Kraftwerkspark

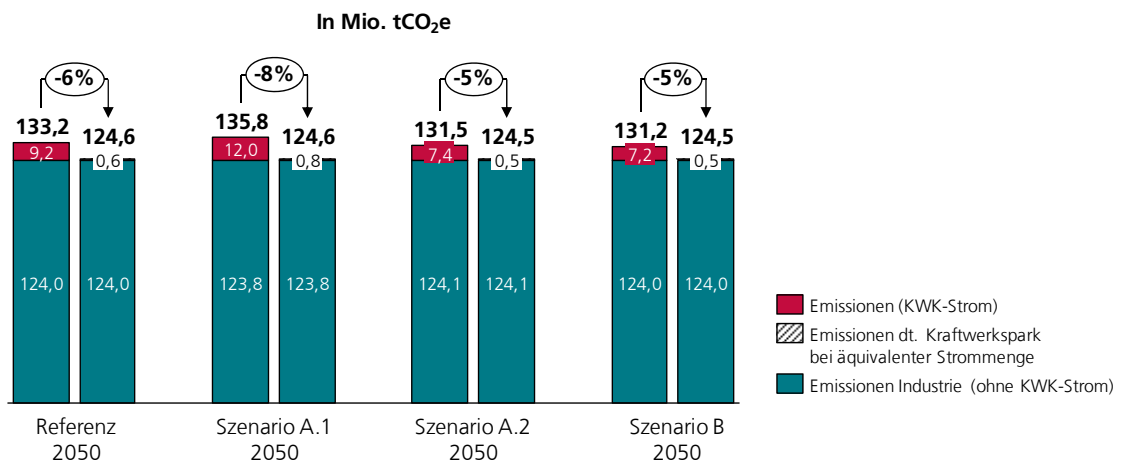


Abb. 90: Vergleich der CO₂e-Emissionen für die verschiedenen Szenarien zwischen KWK-Strom-Erzeugung und Strombezug der äquivalenten Menge

¹²³ Die Wahl des Zeitpunkts müsste natürlich die Trägheit bzw. die Lebensdauern von KWK-Anlagen berücksichtigen.

¹²⁴ Aus Strom Wärme produzieren, ist immer dann sinnvoll, wenn zu viel Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird. Mehr Informationen findet man unter <http://www.kraftwirte.de/power-to-heat-fuer-fernwaermetetze/>.

¹²⁵ Das Abschalten bzw. das Vom-Netz-Nehmen von Windkraftanlagen.

	Relevante Szenarien	Delta Endenergie (Industrie) in PJ			Delta Emissionen (Industrie) in PJ			Delta Gasnachfrage (Industrie) in PJ		
		2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Maximaler Effekt Belastung Eigenverbrauch	A.1 zu A.2	8	16	14	0.1	0.2	0.2	-12	-27	-27
Effekt Belastung Eigenverbrauch gegenüber Status Quo	Referenz zu A.1	-5	-10	-8	-0.1	-0.1	-0.1	6	14	15
Einfluss der EEG-Abgabe insgesamt (Status Quo)	Referenz zu B	4	6	5	0.2	0.1	0.1	-6	-14	-14
Einfluss der EEG-Abgabe (ohne Effekt Eigenversorgung)	A.2 zu B	1	0	0	0.1	0.0	0.0	-1	-1	-1

Tab. 26: Übersicht Ergebnisse Teil 1: Einfluss auf die Endenergienachfrage, die Emissionen und die Erdgasnachfrage der deutschen Industrie in den Jahren 2020, 2035 und 2050

	Relevante Szenarien	Delta Endenergie (KWK) in PJ			Delta Emissionen (KWK) in PJ			Delta Gasnachfrage (KWK) in PJ		
		2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Maximaler Effekt Belastung Eigenverbrauch	A.1 zu A.2	-41	-90	-81	-2.3	-5.0	-4.6	-41	-90	-81
Effekt Belastung Eigenverbrauch gegenüber Status Quo	Referenz zu A.1	28	55	49	1.6	3.1	2.8	28	55	49
Einfluss der EEG-Abgabe insgesamt (Status Quo)	Referenz zu B	-15	-39	-36	-0.9	-2.2	-2.0	-15	-39	-36
Einfluss der EEG-Abgabe (ohne Effekt Eigenversorgung)	A.2 zu B	-2	-4	-4	-0.1	-0.2	-0.2	-2	-4	-4

Tab. 27: Übersicht Ergebnisse Teil 2: Einfluss auf die Endenergienachfrage, die Emissionen und die Erdgasnachfrage für die KWK-Stromproduktion der deutschen Industrie in den Jahren 2020, 2035 und 2050

6 Zusammenfassung mit Schlussfolgerungen und Ausblick

6.1 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit hat das Ziel, die Auswirkungen von verschiedenen Gaspreisentwicklungen (einem Gas-Tiefpreis- und einem Hochpreisszenario), sowie die kürzlich beschlossene Belastung der KWK-Eigenstromversorgung mit der EEG-Abgabe auf die Gasnachfrage und den Gesamtenergiebedarf der deutschen Industrie modellgestützt zu untersuchen. Abschließend wird dies unter Berücksichtigung der Treibhausgasemissionen und Energieeffizienzentwicklung bewertet.

Motivation für diese Arbeit sind aktuelle Entwicklungen, die das Potenzial haben, die Brennstoffzusammensetzung der Energienachfrage nachhaltig zu verändern. Das ist zum einen der Schiefergasboom in den USA und zum anderen der deutsche Trend zur privilegierten¹²⁶ Eigenstromerzeugung, hervorgerufen durch steigende EEG-Abgaben. Der Schiefergasboom wirkt sich schon heute auf das Preisgefüge zwischen den Brennstoffen in Deutschland aus und wird dies in Zukunft noch verstärkt tun, bedingt durch den beschlossenen Aufbau von Gas-Übersee-Exportkapazitäten in den USA.

Obwohl die deutsche Industrie mit etwa 40 % Anteil der Hauptkonsument des Erdgases ist, ist gleichzeitig die Energienachfragemodellierung in diesem Sektor, besonders im Vergleich zum Haushaltssektor, sehr schwach aufgestellt.

Um diese Frage hinreichend und möglichst realitätsnah beantworten zu können, wird daher ein Simulationsansatz aus der Bottom-up-Modellierung ausgewählt, da dieser sich aufgrund seiner Technologieexplizität, der Möglichkeit der Berücksichtigung von Technologiealternativen zur Abbildung von Preissensitivität, der Ermöglichung von einer Vintage-Stock-Modellierung und der Einbeziehung von Heterogenität in die Entscheidungsfindung am besten eignet. Der Optimierungsansatz, der auch von sehr vielen Bottom-up-Modellen genutzt wird, eignet sich aufgrund des Effekts des „penny-switching“ und der Beschränkung auf die *eine* optimale Technologie (vgl. 2.2.2) nur bedingt zur Klärung der Forschungsfrage.

Da kein bestehendes Modell existiert (vgl. Absatz 2.5 und 3.2.2)¹²⁷, welches die Anforderungen für Deutschland erfüllt, wird das Simulationsmodell FORECAST INDUSTRY des Fraunhofer ISI als Grundlage genommen und um weitere notwendige Module zur Verbesserung der Wärmenachfrageseite wesentlich erweitert: das Gebäude-, Prozess- und Raumwärmemodul.

Die Integration der neuen Module in die FORECAST INDUSTRY Modellplattform ermöglicht es u. a., die Wärmenachfrage nach den verschiedenen Temperaturniveaus weitestgehend bottom-up aus der Energienachfrage der einzelnen Prozesse unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen bei den Prozesstechnologien und makroökonomischen Verschiebungen hinsichtlich der Produktionsmengen¹²⁸ abzuleiten. Die sich ergebende Wärmenachfrage nach Temperaturniveau bildet den Ausgangspunkt für das Prozesswärmemodul.

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Module zeichnen sich insbesondere durch den hohen Detailgrad und einer Kombination von Eigenschaften aus, auf die im Folgenden eingegangen wird und die in dieser Form für die Modellierung der deutschen Industrie neu sind. Jedes dieser Module verfügt über ein Vintage-Stock-Modell, um die Trägheit der Bestandsumwälzung ausreichend zu berücksichtigen. Die Herausforderung dieser Art der Modellierung ist jedoch weniger die Entwicklung eines komplett neuen Modellansatzes, sondern vielmehr die

¹²⁶ Die Stromeigenversorgung war bis 2014 komplett von der EEG-Abgabe befreit.

¹²⁷ Viele Studien, die die Gas- oder Wärmenachfrage betrachten, klammern häufig den Industrieteil aufgrund von fehlender Daten komplett aus (vgl. Connoly et al. 2013, Economidou et al. 2011, EWI 2014).

¹²⁸ D. h., eine Produktverschiebung von Primär- zu Sekundäraluminium wirkt sich direkt auf die Wärmenachfrage und deren Temperaturniveaus aus. Hier in dieser Arbeit wird jedoch nur ein angenommener Produktionspfad betrachtet.

Entwicklung von Verfahren und Methoden zur Erreichung des Detailgrades und der abschließenden Kalibrierung trotz der begrenzten Datenlage für die deutsche Industrie. So erfordert allein schon die Initialisierung einen sehr hohen Aufwand, da im Allgemeinen mehrere Statistiken mit unterschiedlichen Granularitäten verknüpft werden müssen. Im Fall von fehlenden Daten, besonders bei Altersdaten, werden zudem Weibull-Überlebenswahrscheinlichkeiten zur Herleitung der Altersstruktur angenommen.

Das neu entwickelte Gebäudemodul macht das FORECAST INDUSTRY Modell nach Wissen des Autors zum einzigen Industrienachfragemodell, das die Industriegebäude explizit über die beheizte Fläche modelliert. Damit ist es als einziges in der Lage Energieeinsparungen aus der Verbesserung der Gebäudehülle über den Zeitverlauf, nach Annahme einer Modernisierungsrate, -tiefe und der Entwicklung des Neubaustandards, zu quantifizieren. Die Auswahl der zu modernisierenden bzw. der abzureißenden Gebäudeflächen erfolgt endogen. Ein Modernisierungsstatus, der den Zeitpunkt der letzten Modernisierung beinhaltet, verhindert hierbei unrealistische Mehrfach-Modernisierungen und ermöglicht die Modellierung von zweiten Modernisierungswellen.

Den Schwerpunkt der Neuentwicklungen bildet jedoch das Prozesswärmemodul, das den Technologiebestand zur Deckung der Prozesswärme bis 500 Grad abbildet. Basierend auf einer Wirtschaftlichkeitsrechnung, unter Berücksichtigung von den Gesamtbetriebskosten und nicht-monetären Bestandteilen, wird die Technologiewahl vorgenommen. Als Besonderheiten sind besonders folgende Punkte aufzuführen:

- Die Entscheidung wird auf Unternehmensprofilebene in 14 Subsektoren mit jeweils 6 Unternehmensgrößen, zur Abbildung der Heterogenität der Industrie, getroffen.
- Jedem Unternehmensprofil werden, basierend auf dem Durchschnittsverbrauch, profilspezifische Brennstoffpreise zugewiesen, sowie die Entscheidung über die Einbeziehung von der EEG-Abgabe in den Strompreis.
- Endogenisierte Dimensionierung der erforderlichen Anlage erfolgt jährlich und profilspezifisch, basierend auf einer Jahresdauerlinie nach Sochinsky.
- Die zur Auswahl stehenden Technologien sind nur durch ihre minimale bzw. maximale Größe begrenzt¹²⁹, daher berechnet sich das Verhältnis zwischen Spitzenlastkessel und KWK-Anlage endogen und wird nicht wie üblich exogen vorgegeben.
- Die Anlagekosten sowie die dazugehörigen Effizienzen und Stromkennzahlen sind zeit- und leistungsabhängig, wodurch kleinere Dimensionierungen zu einer anderen Technologieentscheidung führen können als größere.
- Der mittlere KWK-Zuschlag sowie die Einbeziehung der CO₂-Preise wird für jede Anlage individuell ermittelt.
- SHP- und KWK-Technologien stehen im direkten Wettbewerb zueinander.
- Die parallele Betrachtung von zwei Temperaturniveaus (bis 100 Grad und 100 bis 500 Grad) erlaubt die direkte Einbeziehung von Solarthermie, Wärmepumpen, Fernwärme und Blockheizkraftwerken in die Technologieauswahl, obwohl sie nicht das gesamte Temperaturspektrum abdecken.
- Der Deckungsgrad der Solarthermie hängt von den profilspezifischen Betriebsstunden ab.
- Die Technologieauswahl erfolgt über eine Logit-Marktanteilsfunktion, angelehnt an Train (Train 2003), unter Berücksichtigung von nicht monetären Kosten und einer Gruppierung der Technologien.
- Die technologieexplizite Initialisierung des Bestandsmodell erfolgt sektorspezifisch und unter Berücksichtigung von empirischen, technologieabhängigen Altersstrukturen.
- Ein endogen modellierter Technologieaustausch basiert auf technologiespezifischen Lebenszeiten und Ausfallwahrscheinlichkeiten.

¹²⁹ Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt anstatt durch die Vorgabe fester Anlagegrößen, über die relative Größe der Anlage in Relation zur erforderlichen Maximalleistung.

- Im Falle von Ersatzinvestitionen treten alle für die jeweilige Größe verfügbaren Technologien erneut in direkten Wettbewerb, mit Ausnahme eines exogen vorgegebenen pfadabhängigen Anteils, die an der vorherigen Technologiewahl festhalten.

Zur Berücksichtigung von unternehmensprofilsspezifischen Brennstoffpreisen in diesem Modul werden im Vorfeld relative Preise für die verschiedenen Verbrauchsbänder hergeleitet sowie die Freistellungen von der EEG-Abgabe aus dem Status Quo abgeleitet und den 84 Unternehmensprofilen zugeordnet. Da bei nicht freigestellten Unternehmen die EEG-Abgabe einen signifikanten Anteil des Strompreises ausmacht, muss die EEG-Abgabe über den Prognosezeitraum für das jeweilige Szenario bekannt sein. Jedoch sind nur Kurz- bis Mittelfristprognosen für die nächsten fünf Jahre verfügbar¹³⁰. Darum muss die EEG-Abgabe im Rahmen dieser Arbeit bis 2050 prognostiziert werden. Hierzu wird unter Einbeziehung von mehr als 1,4 Mio. bestehender, geförderter EEG-Anlagen ein gesondertes Bottom-up-Modell aufgesetzt, um die jährliche Vergütung und den Herausfall der Anlagen aus der Förderung anlagespezifisch berechnen zu können (vgl. Biere; Merl 2014). Zusammen mit einem Kohortenmodell für den zukünftigen Zubau wird, unter Annahme eines szenariospezifischen Börsenstrompreises, die resultierende EEG-Abgabe berechnet.

Das Raumwärmemodul, zur Modellierung des Technologiebestands des Raumwärmebedarfs, ist nicht zwingend erforderlich, da die Raumwärme auch komplett über das Prozesswärmemodul gedeckt werden kann. Jedoch führt eine Deckung der Raumwärme zusammen mit der Prozesswärme zu einer anderen Technologieauswahl als eine getrennte Entscheidung. Da eine unterschiedliche Dimensionierung der Anlage aufgrund leistungsspezifischer, nicht-linearer Investitionssummen zu unterschiedlichen Kostenstrukturen führen kann.

Die Technologieauswahl erfolgt analog der Auswahl im Prozesswärmemodul. Politische Vorgaben lassen sich über eine Verfügbarkeitsmatrix, hinsichtlich Technologien und Effizienzklassen, abbilden. Obwohl keine direkte Kopplung zwischen dem Gebäude- und dem Raumwärmemodul besteht, berücksichtigt das Raumwärmemodul die Effizienzverbesserung des Gebäudebestands bei der Dimensionierung der Anlagen. Die Dimensionierung der Anlage wird dabei jeweils für Bestands- und Neubauten für drei verschiedene Gebäudegrößen je Gebäudetyp berechnet, um so auch, trotz gleicher Rahmenparameter, der Heterogenität der Industrie Rechnung zu tragen.

Nach einer detaillierten Beschreibung der neu entwickelten Module wird zunächst ein Referenzszenario definiert, angelehnt an das Referenzszenario der Leitstudie (Fraunhofer ISI 2015). Dies wird berechnet und insbesondere hinsichtlich Sensitivitäten analysiert. Daraus ergeben sich folgende Erkenntnisse:

- Die EEG-Vergütungszahlen für bereits heute installierte Anlagen sinken vor 2020 nur minimal. Daher ist bei einer Fortsetzung des Ausbaus der EEG-Anlagen innerhalb des Ausbaukorridors der Bundesregierung noch bis mindestens 2025 mit einem Steigen der Gesamtvergütung¹³¹ zu rechnen, auch wenn der Anstieg im Vergleich zu früheren Anstiegen moderat sein wird. Während die Bruttovergütung recht robust prognostiziert werden kann, führt eine abweichende Entwicklung des Börsenstrompreises oder ein weiterer Verfall des Marktwertfaktors des EEG-geförderten Stroms zu einer abweichenden EEG-Abgabe.
- Auffallend ist, dass die Einsparungen aus Verbesserungen der Gebäudehülle im Referenzszenario in einer vergleichbaren Größenordnung liegen wie die Einsparungen des Prozesswärmemoduls, obwohl der Raumnutzwärmebedarf in der Industrie nur etwa ein Drittel der Prozesswärme bis 500 Grad beträgt. Daher sollte der Gebäudesektor der Industrie in zukünftigen Bemühungen zur Effizienzmaßnahmen mit einbezogen werden. Die Bereitstellung der Prozesswärme bis 500 Grad eignet sich hingegen aufgrund der Möglichkeit des Brennstoffwechsels sehr gut zur Reduzierung von Emissionen.

¹³⁰ Vgl. R2B ENERGY CONSULTING GMBH 2013.

¹³¹ Vergütung für Bestandsanlagen und noch zu bauende Anlagen.

- Eine Erhöhung der Modernisierungsrate führt mittel- bis langfristig zu einem erhöhten Energiebedarf aufgrund der teilweise lebenszeitverlängernden Wirkung einer Modernisierung. Mit einer höheren Modernisierungstiefe¹³² kann dieser Effekt jedoch abgemildert werden.
- Je preissensitiver die Industrieunternehmen sind, desto höher liegen die Energieeinsparungen im Prozesswärmebereich, da sie effizientere Gasdampfkessel gegenüber teureren, weniger effizienten Biomassekesseln bevorzugen. Eine erhöhte Pfadabhängigkeit bremst erwartungsgemäß zunächst die Entfaltung von Energieeinsparungen, langfristig beim Ausbleiben von neuen innovativen Technologien verringert sich jedoch dieser Effekt und die Pfadabhängigkeit verliert an Bedeutung.
- Die Sensitivitätsanalyse im Prozesswärmemodul zeigt, dass insbesondere der angenommene Diskontierungsfaktor signifikanten Einfluss auf die Technologieauswahl hat.
- Der Trend zum Downsizing kommt im Raumwärmebereich den Wärmepumpen und der Fernwärme zugute. So liegt der Marktanteil dieser Technologien bei neuen Gebäuden teilweise um den Faktor zwei höher als bei Neuanlagen in Bestandsgebäuden¹³³.
- Im Referenzszenario sinkt die Energienachfrage der Industrie bis zum Jahr 2050 um 11 % gegenüber dem Jahr 2011. Unter Berücksichtigung der positiven wirtschaftlichen Entwicklung entspricht dies sogar einer Einsparung von 17 % gegenüber einem Frozen Efficiency Vergleichsfall¹³⁴. Die Emissionen liegen 22 % niedriger als im Frozen Efficiency Vergleichsfall, bzw. 58 % gegenüber dem Jahr 2011. Der Grund für die starke Diskrepanz ist die hier zugrundeliegende, exogen angenommene Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors.
- Eine generelle Brennstoffpreiserhöhung steigert erwartungsgemäß die Energieeinsparungen, aber die Emissionseinsparungen steigen nicht im gleichen Maße. Eine CO₂-Preiserhöhung hat hingegen weniger eine Auswirkung auf die Energieeinsparungen, jedoch einen steuernden Effekt bei den Treibhausgasemissionen. Eine separate Raumwärmebereitstellung erzielt höhere Einsparungen als eine über die Prozesswärme gekoppelte. Begründet wird dies durch die sich ergebende unterschiedliche Dimensionierung der Anlagen, analog dem Effekt bei Bestands- und Neubauten.

Im Anschluss daran werden die Szenarien zum Gas-Tief- und Hochpreis, bzw. zur EEG definiert, deren Ergebnisse dann mit dem Referenzszenario verglichen werden, um die Effekte quantifizieren zu können.

Im Gastiefpreisszenario fällt der Erdgaspreis im Zeitraum von 2017 bis 2020 um 45 % unter das Niveau des Referenzszenarios, im Hochpreisniveau hingegen steigt der Preis im selben Zeitraum um 29 % über das Niveau des Referenzszenarios.

Auffallend ist, dass das Tiefpreisszenario 2 % höhere Gesamtenergieeinsparungen im Jahr 2050 erzielt als das Referenzszenario, bzw. sogar 4 % höhere Energieeinsparungen als das Hochpreisszenario.

Bei Betrachtung der Emissionseinsparungen ergibt sich jedoch ein umgekehrtes Bild; hier liegen diese beim Tiefpreisszenario um 7 % unterhalb des Referenz- und um 14 % unterhalb des Gashochpreisszenarios. Haupttreiber für diese Entwicklung ist die Prozesswärme. Es erhöhen sich zwar die Einsparungen aufgrund der höheren absoluten Energieträgerpreise bei den Prozesstechniken im Hochpreisszenario, jedoch reicht dies nicht aus, um die Effizienzverluste auszugleichen, die bei der Prozesswärme durch die Substitution von Gasdampfkesseln durch

¹³² Eine Modernisierungstiefe von 100 % bedeutet hier, das Neubaustandard erreicht wird. 50 % besagt hingegen, dass sich die Effizienzlücke zwischen modernisierten und neu gebauten Gebäude nach Modernisierung halbiert hat.

¹³³ Wärmepumpen machen zur Erzeugung von Raumwärme im Allgemeinen Fußboden- oder großflächige Wandheizungen erforderlich, die bei Bestandsgebäuden eventuell aufgrund von Nichtvorhandensein Zusatzinvestitionen erforderlich machen, daher ist die notwendige Investitionssumme bei Neubauten für Wärmepumpen unabhängig von der Dimensionierung geringer als bei Bestandsgebäuden.

¹³⁴ Dies entspricht einer Fortschreibung der Energienachfrage in Abhängigkeit des Produktionsvolumens ohne Berücksichtigung von Effizienzfortschritten seit dem Startjahr.

Biomasse-Dampfkessel¹³⁵ und dem Absinken des Anteils der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) entstehen. Der Anteil des Energieverbrauchs durch Gas-Dampfkessel sinkt vom Tief- zum Hochpreisszenario von 49 % auf 27 %, bzw. der KWK-Anteil von 28 % auf 19 %.

Diese Entwicklungen wirken sich direkt auf die Gasnachfrage aus. Im Tiefpreisszenario beträgt sie 900 PJ gegenüber 555 PJ im Hochpreis- bzw. 693 PJ im Referenzszenario für das Jahr 2050. Hinzukommt die Gasnachfrage, die durch die KWK-Stromerzeugung entsteht, sodass insgesamt die Gasnachfrage im Tiefpreisszenario um 60 % über der Gasnachfrage des Hochpreisszenarios liegt (vgl. Abb. 91).

Hinsichtlich der Treibhausgasbilanz schneidet, wie bereits erwähnt, das Gashochpreisszenario am besten ab. Dieses Ergebnis lässt sich jedoch weitestgehend auf die Annahme der CO₂-Neutralität der Biomasse zurückführen. Bezieht man jedoch die Emissionen des KWK-Stroms mit ein, verbessert sich die Treibhausgasbilanz des Gashochpreisszenarios gegenüber den anderen beiden Szenarien weiter, da bei einer Beibehaltung der Dekarbonisierungsstrategie der deutschen Stromerzeugung der Emissionsvorteil von KWK-Strom gegenüber der durchschnittlichen deutschen Stromerzeugung zwischen 2020 und 2030 verloren geht.

Bei den Szenarien der EEG-Belastung wird zum einen der Fall betrachtet, dass die KWK-Eigenstromversorgung von der EEG-Abgabe komplett befreit ist, bzw. zu 100 % diese mittragen muss.

Die Belastung der KWK-Eigenstromproduktion mit der EEG-Abgabe wirkt sich signifikant auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen aus und damit direkt auch auf deren Marktanteile im Prozesswärmetechnologiebestand.

Da die EEG-Abgabe in allen Szenarien ab 2028 rapide abnimmt, ist der Unterschied zwischen den drei Szenarien „keine EEG-Belastung“, „volle EEG-Belastung“ und dem Referenzszenario (40 % EEG-Belastung) im Jahr 2035 höher als im Jahr 2050. So beträgt die zusätzliche Endenergieeinsparung im Jahr 2035 bei dem höheren KWK-Anteil 4,5 % bei gleichzeitig höheren Emissionseinsparungen in Höhe von 0,8 %.

Damit erscheint eine EEG-Belastung kontraproduktiv zu sein, um die Energiesparziele der Bundesregierung zu erreichen, besonders da die KWK-Nettostromproduktion der Industrie im Szenario „keine EEG-Belastung“ im Jahr 2020 bei 123 PJ liegt, im Gegensatz zu 97 PJ im Szenario „volle EEG-Belastung“.

2035 beträgt das KWK-Nettostromproduktionsverhältnis 139 PJ zu 84 PJ und im Jahr 2050 immer noch 131 PJ zu 81 PJ.

Zieht man jedoch die hier zugrunde gelegte exogen vorgegebene Dekarbonisierung der deutschen Stromproduktion in die Betrachtung mit ein, ergibt sich im Jahr 2035 eine negative Treibhausgasbilanz der KWK-Erzeugung, die sich bis zum Jahr 2050 entsprechend verschärft (vgl. Abb. 89 und Abb. 90).

Die Belastung der Stromeigenproduktion mit der EEG-Abgabe wirkt sich auch direkt negativ auf die Gasnachfrage aus. Unter Einbeziehung der KWK-Stromproduktion beträgt diese bei keiner EEG-Belastung 913 PJ gegenüber 804 PJ bei voller EEG-Belastung im Jahr 2050 (vgl. Abb. 91).

¹³⁵ Biomassedampfkessel verfügen über einen niedrigeren Wirkungsgrad als z. B. Gasdampfkessel.

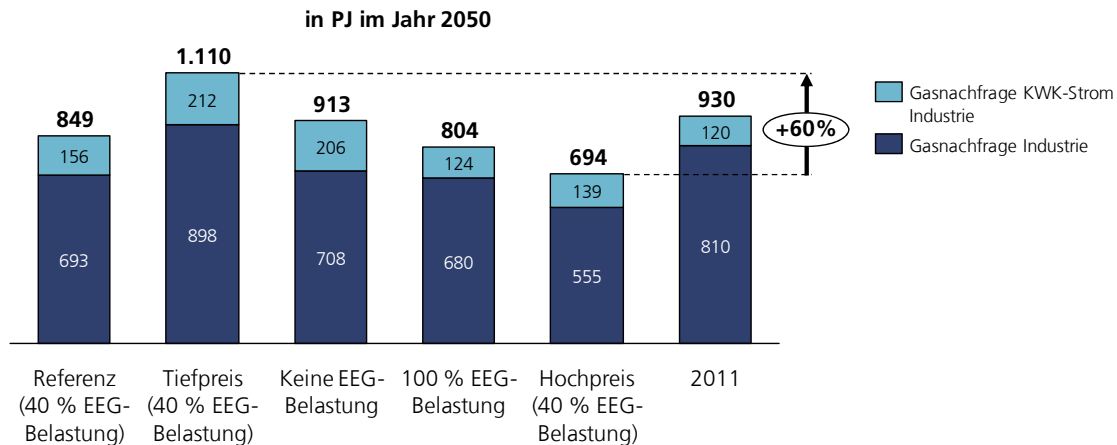


Abb. 91: Gasnachfrage der deutschen Industrie im Jahr 2050 für die unterschiedlichen Szenarien

6.2 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der ausgewählten Szenarien zeigen sehr deutlich, dass sich die Gasnachfrage der deutschen Industrie bei Änderung weniger Rahmenbedingungen bei gleichem industriellen Produktionsniveau sehr unterschiedlich entwickeln kann (vgl. Abb. 91).

Dabei wird auch deutlich, dass es in Zukunft vermehrt zu einem Zielkonflikt zwischen Energieeinspar- und Emissionsminderungszielen kommen wird (vgl. auch Kuder 2014). So liefert das Gastiefpreisszenario die höchsten Energieeinsparungen, während das Gashochpreisszenario die höchsten Emissionsminderungen verspricht (vgl. Abb. 75, Abb. 83 und Abb. 84). Der Grund hierfür liegt insbesondere in der Biomasse, die in dieser Arbeit als CO₂-neutral angenommen wird und daher den Emissionsausstoß reduziert, aber aufgrund des schlechteren Wirkungsgrades von Biomasseanlagen den Energieverbrauch erhöht.

Je weiter die Dekarbonisierung der deutschen Stromproduktion fortschreitet, desto mehr kristallisiert sich dieser Zielkonflikt auch bei der Einbeziehung des Energiebedarfs heraus, der dem KWK-Strom nach der finnischen Methode¹³⁶ zugeordnet wird, bzw. den daraus resultierenden Treibhausgasemissionen.

Aktuell trägt der KWK-Strom zur Senkung des spezifischen CO₂-Ausstoßes pro produzierter kWh bei. Doch wird sich das bei Beibehaltung der Dekarbonisierungsstrategie der deutschen Stromproduktion mittelfristig ändern und der positive Beitrag der KWK-Anlagen verkehrt sich in einen negativen. Um dies abschließend bewerten zu können, bedarf es jedoch einer Einbeziehung des deutschen Kraftwerkparcs in die Analyse. Da tendenziell die KWK-Anlagen durch eine stromgeführte und virtuell zusammengeschaltete Anlagensteuerung auch den Part der flexiblen konventionellen Kraftwerke übernehmen können, der sicherlich auch in Zukunft benötigt wird. Es ist jedoch in einer solchen Analyse kritisch zu hinterfragen, ob das Ziel der Bundesregierung, die KWK-Stromerzeugung auf 25 % bis 2020 zu steigern, erstrebenswert ist, da, bedingt durch die Lebensdauer der Anlagen, der Bestand von 2020 wohl zu einem großen Teil auch noch im Jahr 2030 im Einsatz ist.

Als guter Steuerungsparameter für den KWK-Ausbau eignet sich, wie die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, die Erhöhung oder Senkung der Belastung der KWK-Eigenstromproduktion mit der EEG-Abgabe. So kann im Falle eines Eintretens des Gastiefpreisszenarios der KWK-Ausbau durch die Erhöhung der Belastung gedrosselt werden.

Aber nicht nur bei Betreibern von flexiblen KWK-Anlagen, auch für andere Industrieverbraucher kann es in Zukunft sinnvoll sein, zumindest in Zeiten von Stromüberschüssen¹³⁷ aufgrund der Einspeisung von Erneuerbaren Energien, mit Strom zu

¹³⁶ Aktuelle AGE-Bilanzierungsmethode der Brennstoffe, die bei KWK-Anlagen zum Einsatz kommen (vgl. 3.2.2).

¹³⁷ Für die Industrie sollten nur die Stromüberschüsse relevant sein, die einher gehen mit niedrigen Börsenstrompreisen oder anderweitigen finanziellen Anreizen.

heizen (Stichwort Power-to-heat). Aus Effizienz­sicht ergibt das zwar keinen Sinn, doch ist es eine vielversprechende Strategie um fossile Energieträger, die ansonsten auch in Zukunft die Wärmeversorgung der Industrie dominieren werden, zumindest temporär zu verdrängen und den CO₂-Ausstoß zu vermindern.

Daher ist es sinnvoll bei Beibehaltung von mehreren Zielen, die Ziele in Zukunft zu priorisieren oder mindestens zu gewichten.

Kritisch für die Industrie ist auch die Tatsache zu sehen, dass die Energiesparziele der Bundesregierung keine Kopplung an die wirtschaftliche Entwicklung beinhaltet. Zwar wird in dieser Arbeit nur ein Produktionspfad betrachtet, doch zeigt z. B. das Ergebnis des Referenzszenario (vgl. Abb. 60), dass der Energiebedarf sich gegenüber dem Frozen Efficiency Fall um 17 % reduziert, da jedoch von 2010 bis 2050 die Produktionsmenge steigt, beträgt die Einsparung gegenüber 2010 nur 11 %.

Durch diesen Effekt ist es möglich, dass die nationalen Energiesparziele durch Produktionsverlagerung ins Ausland erreicht werden können, obwohl sich am globalen Energieverbrauch gar nichts geändert hat, bzw. im schlechtesten Fall diese sogar aufgrund von laxeren Umweltstandards insgesamt gestiegen sind. Stattdessen verstärkt dies den Zielkonflikt zwischen Energieeinsparung und Wirtschaftswachstum. Es wäre daher sinnvoll die Einsparungen ähnlich dieser Arbeit zu berechnen, im Vergleich zu einem Frozen Efficiency Fall.

Die Ergebnisse der Modellierung des Gebäudebestands der Industrie zeigen, dass es sinnvoll ist, diesen Bereich nicht zu vernachlässigen, wie es häufig in Studien geschieht. Dieser beinhaltet ein enormes Einsparpotenzial, zumindest, wenn die Mindeststandards für Neubauten auch für Industriegebäude gelten. Beachtenswert ist jedoch, dass eine Erhöhung der Modernisierungsrate mittel- bis langfristig zu einer Verringerung der Energieeinsparungen führen kann. Dieser Effekt kann durch eine Erhöhung der Modernisierungstiefe verringert werden.

6.3 Ausblick

Die Erhöhung der Treibhausgasemissionen der Industrie in einem Gastiefpreisszenario gegenüber dem Referenzszenario resultieren besonders aus der Verdrängung von Biomasse durch Erdgas. Zur vollständigen Bewertung des Gastiefpreisszenarios gehört jedoch auch der Stromerzeugungssektor. Die Merit-Order-Kurve des deutschen Kraftwerkparcs 2012 zeigt bei einem Gastiefpreis eindeutig, dass effiziente Gaskraftwerke vor Kohlekraftwerke rücken würden und damit der CO₂-Ausstoß des deutschen Kraftwerkparcs ohne jegliche Zusatzinvestitionen stark sinken könnte (vgl. Abb. 69). Es wäre untersuchenswert, ob es sich dabei um einen nachhaltigen Effekt handelt, oder nur einen temporären.

Im Gashochpreisszenario werden die Emissionsminderungen besonders durch den hohen Einsatz von Biomasse erreicht. Dies setzt aber voraus, dass die gesteigerte Nachfrage nach Biomasse nicht zu einer höheren Preisdynamik bei dieser führt, sodass deren Einsatz dadurch nicht wieder unattraktiv wird. Das könnte zu einem erhöhten Einsatz von Steinkohle führen. Zudem muss sichergestellt werden, dass der Ursprung der Biomasse nachhaltig ist und nicht aufgrund von Transport oder Flächenumnutzung (vgl. Searchinger et al. 2008) oder durch den zeitlichen Aspekt (vgl. McKechnie; MacLean 2014) die CO₂-Neutralität in Frage gestellt werden muss. Ein besseres Verständnis der zukünftigen Angebotskurve der Biomasse und deren Nachhaltigkeit wäre Grundvoraussetzung zur Modellierung einer endogenen Preisentwicklung und einer besseren Emissionsbewertung.

Eine Endogenisierung der Preisentwicklung würde eine Weiterentwicklung der Modellplattform FORECAST hin zu einem hybriden Modell notwendig machen, da hierzu das dritte Kriterium der „macroeconomic completeness“ (Bataille 2005) noch erfüllt werden müsste, um durch makroökonomische Rückkopplungen ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage herzustellen. Bei der Modellierung von Deutschland wäre es wohl zunächst ausreichend, diese Rückkopplung auf Biomasse zu beschränken, da eine Nachfrageänderung von Deutschland sich

unter normalen Umständen nur geringfügig auf die globalen Preise der anderen Brennstoffe auswirken würde.

Insgesamt leistet dieses Modell einen ersten Schritt zur Verbesserung der Nachfrageprognose in der Industrie durch die Einführung einer höheren Detailtiefe, wie z. B. durch die Schaffung von 84 Unternehmensprofilen, die auch als Agenten interpretiert werden können; aber auch durch die Herleitung und Beschaffung einer ersten entsprechenden Datengrundlage.

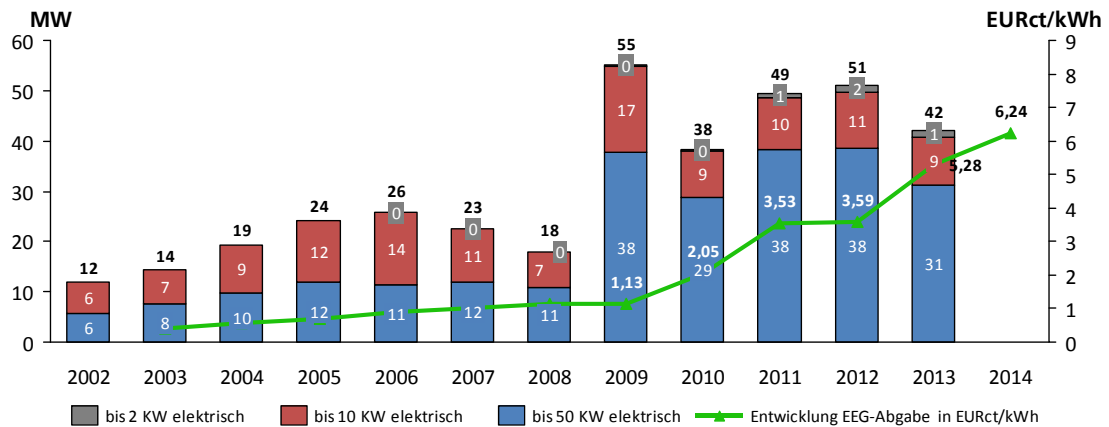
Um die Modellergebnisse jedoch noch aussagekräftiger zu machen, sollte der zukünftige Fokus weniger in der Modellweiterentwicklung, als vielmehr in der Verbesserung der Empirie liegen, besonders in Hinblick auf die für die Technologieentscheidung relevanten Parameter.

Bisher ist es kaum möglich, diese Parameter aus empirischen Daten abzuleiten da jährliche Marktdaten wie auch Studien fehlen. Die in dieser Arbeit durchgeführten Sensitivitätsrechnungen geben eine gute Indikation, welche Parameter die Entscheidung bzw. das Ergebnis signifikant beeinflussen. Ein Beispiel für einen solchen Parameter wäre z. B. der zugrundeliegende Diskontierungssatz. Hier könnten Studien analog dem Vorgehen von Jaccard für Europa einen Beitrag leisten (Jaccard; Dennis 2006). Auch eine Untersuchung hinsichtlich zusätzlicher Zahlungsbereitschaften der Unternehmen gegenüber umweltfreundlichen Technologien und deren Einstellung gegenüber der sehr wirtschaftlichen, aber leider auch sehr CO₂-intensiven Steinkohle, wäre erstrebenswert.

Die bereits erwähnten Agenten unterscheiden sich in ihrem Wärmebedarf, dem Verlauf der Jahresdauerlinie, den Brennstoffbezugspreisen, etc. und können dadurch zu unterschiedlichen Entscheidung im selben Szenario kommen, auch ohne Einbeziehung von nicht-monetären Bestandteilen. Die hier eingeführte Sochinsky-Kurve zur Darstellung der Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs hat den Vorteil, dass sie sich anhand von wenigen Parametern beschreiben lässt. Jedoch liegen nicht für alle Profile Daten vor, diese mussten daher teilweise durch Analogieschlüsse hergeleitet werden. Eine empirische Untersuchung hierzu könnte die Qualität der Agentenmodellierung wesentlich verbessern.

Bessere Bestandsdaten der Industrie für Gebäude, Prozesswärme- und Raumwärmetechnologien würden zudem den Startpunkt der Bestandsmodellierung verbessern, so stammt z. B. die letzte Erfassung der Dampf- und Heißezeuger in der westdeutschen Industrie noch aus dem Jahre 1989 (vgl. Reichert; Eichhammer 1997).

7 Anhang



Appendix Abb. 1: Hochrechnung der Entwicklung der jährlich installierten Leistung in MW von KWK-Anlagen bis 50 KW_{elektrisch} nach Inbetriebnahmejahr in Relation zur Entwicklung der EEG-Abgabe in EURct/kWh (eigene Hochrechnung basierend auf Bafa 2013 Daten)

ID	Energieträger
1	Strom
2	Heizöl, leicht
3	Steinkohle
4	Koks
5	Braunkohle
6	Erdgas
7	Petrolkoks
8	Heizöl, schwer
9	Kokereigas, Stadtgas, LPG, Raffineriegas
10	Gichtgas
11	Müll
12	Biomasse
13	Fernwärme
14	Solarthermie

Appendix Tab. 1: Übersicht Energieträger FORECAST-Industry

ID	Prozesswärmetechnologien
1	Erdgas-BHKW
2	Erdgas-Gasturbine
3	Erdgas-Gas- und Dampfturbine
4	Biomasse-BHKW
5	Brennstoffzelle
6	Gas-Dampfkessel
7	Kohle-Dampfkessel
8	Öl-Dampfkessel
9	Biomasse-Dampfkessel
10	Erdgas-Wärmepumpe
11	Elektrische Wärmepumpe
12	Solarthermie
13	Fernwärme
14	KWK, Heizöl, leicht
15	KWK, Heizöl, schwer
16	KWK, LPG
17	KWK, Braunkohle
18	KWK, Steinkohle
19	KWK, Müll
20	Koks-Brenner
21	Petrolkoks-Brenner
22	Braunkohle-Brenner
23	Heizöl, schwer Brenner
24	Kokererigas, LPG Brenner
25	Gichtgas Brenner
26	Müll-Brenner
27	Stromheizer
28	KWK auf Koks-Basis
29	Dampfturbine (KWK)

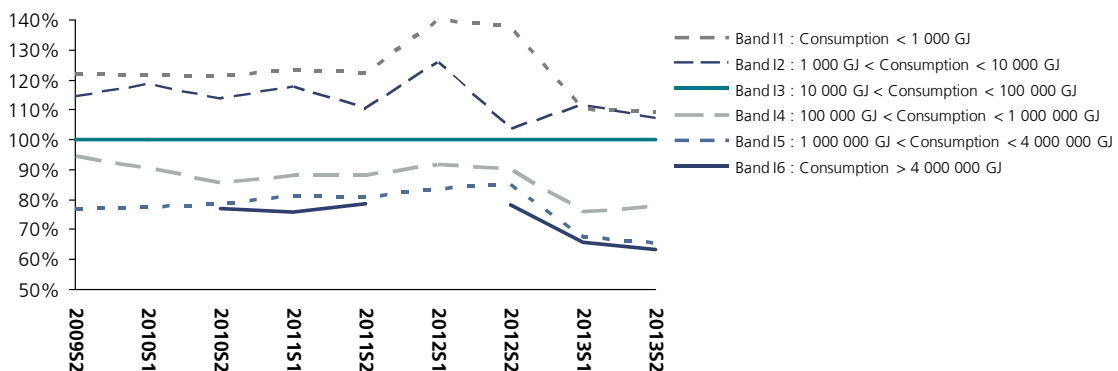
Appendix Tab. 2: Übersicht der Prozesswärmetechnologien aus FORECAST

ID	Technologiealtersklassen
1	vor 1975
2	1975-1979
3	1980-1984
4	1985-1989
5	1990-1994
6	1995-1999
7	2000-2004
8	2005-2009
9	2010-2014
10	2015-2019
11	2020-2024
12	2025-2029
13	2030-2034
14	2034-2039
15	2040-2044
16	from 2045

Appendix Tab. 3: Übersicht der Altersklassen der Prozess-/Raumwärmetechnologien FORECAST-Industry

Raumwärmetechnologie	Effizienz Bestand vor 1980	Effizienz Bestand von 1981 bis 1990	Effizienz Bestand vor 1991 bis 2000	Effizienzklasse I	Effizienzklasse II	Effizienzklasse III	Effizienzklasse IV	Effizienzklasse V
Stromheizung	95.0%	96.0%	97.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%
Steinkohleheizung	73.3%	76.3%	79.2%	82.3%	83.0%	83.7%	84.3%	85.0%
Gasbrenner	90.0%	92.0%	94.0%	96.0%	96.5%	97.1%	97.5%	98.0%
Wärmepumpe (Erdgas)	237.5%	255.0%	272.5%	290.0%	307.5%	325.0%	342.5%	360.0%
Wärmepumpe (Strom)	241.6%	264.3%	286.9%	309.5%	332.1%	354.8%	377.4%	400.0%
Ölbrenner	85.9%	88.4%	90.9%	93.4%	93.8%	94.2%	94.6%	95.0%
Kokereigasbrenner, LPG-Brenner	83.9%	86.4%	88.9%	91.4%	91.8%	92.2%	92.6%	93.0%
Solarthermie mit Gasbrenner	90.0%	92.0%	94.0%	96.0%	96.5%	97.1%	97.5%	98.0%
Biomasseheizung	72.7%	75.7%	78.7%	81.7%	84.8%	88.2%	90.6%	91.0%
Fernwärme	97.7%	97.7%	97.7%	97.7%	97.7%	97.7%	97.7%	97.7%
Industrial Waste Heat	95.7%	95.7%	95.7%	95.7%	95.7%	95.7%	95.7%	95.7%

Appendix Tab. 4: Übersicht über Raumwärmetechnologien und deren Nutzungsgraden in Abhängigkeit der Effizienzklassen



Appendix Abb. 2: Relative Entwicklung der durchschnittlichen Endkunden-Gaspreise ohne Berücksichtigung von Steuern und Abgaben in Deutschland nach Verbrauchsgruppen in Relation zum Verbrauchsband 13 von 2009 bis 2013 (Quelle: Eurostat 2014, eigene Darstellung)

AGEB-Subsektoren	Gruppe	U-Größe 1	U-Größe 2	U-Größe 3	U-Größe 4	U-Größe 5	U-Größe 6
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	Strom	1	2	2	2	3	1
Ernährung und Tabak	Strom	1	2	2	2	2	2
Papiergewerbe	Strom	2	2	2	3	3	4
Grundstoffchemie	Strom	2	2	3	3	3	4
Sonstige chemische Industrie	Strom	1	2	2	2	2	3
Gummi- u. Kunststoffwaren	Strom	1	2	2	2	2	3
Glas u. Keramik	Strom	2	2	2	2	3	3
Verarbeitung v. Steine u. Erden	Strom	1	2	2	2	3	4
Metallerzeugung	Strom	2	2	3	3	4	4
NE-Metalle, -gießereien	Strom	2	2	2	2	3	4
Metallbearbeitung	Strom	1	1	2	2	2	3
Maschinenbau	Strom	1	1	2	2	2	3
Fahrzeugbau	Strom	1	1	2	2	2	3
Sonstige Wirtschaftszweige	Strom	1	1	2	2	2	3
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	Brennstoffe	1	2	2	2	3	1
Ernährung und Tabak	Brennstoffe	1	2	2	2	3	3
Papiergewerbe	Brennstoffe	2	2	3	3	3	4
Grundstoffchemie	Brennstoffe	2	3	3	3	3	4
Sonstige chemische Industrie	Brennstoffe	1	2	2	2	3	3
Gummi- u. Kunststoffwaren	Brennstoffe	1	1	2	2	2	3
Glas u. Keramik	Brennstoffe	2	2	3	3	3	4
Verarbeitung v. Steine u. Erden	Brennstoffe	2	2	3	3	4	4
Metallerzeugung	Brennstoffe	2	3	3	4	4	5
NE-Metalle, -gießereien	Brennstoffe	1	2	2	3	3	4
Metallbearbeitung	Brennstoffe	1	1	1	2	2	3
Maschinenbau	Brennstoffe	1	1	1	2	2	3
Fahrzeugbau	Brennstoffe	1	1	1	2	2	3
Sonstige Wirtschaftszweige	Brennstoffe	1	1	2	2	2	3

Appendix Tab. 5: Zuordnung der 84 Unternehmensprofile zu den Verbrauchsbändern für Strom und andere Brennstoffe (Quelle: eigene Herleitung basierend auf Daten von Eurostat 2014, Destatis 2012b)

	Einheit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle
Großhandelsstrompreis	EUR/GJ	13.30	15.75	16.19	16.62	16.86	17.09	17.44	17.78	Leitstudie Referenzszenario
Großhandelsstrompreis	EUR/kWh	0.048	0.057	0.058	0.060	0.061	0.062	0.063	0.064	Leitstudie Referenzszenario
Zubau Windenergie Offshore	MW	1,500	700	850	850	300	300	300	300	Angelehnt an Ziele EEG -2014

Appendix Tab. 6: Übersicht Annahmen Großhandelspreise und Zubau Windenergie Offshore (Quelle: Leitstudie 2015, EEG 2014)

Technologie	Jährliche Degression ab 2016	Einheit	2013	2015	2020	2030	2040	2050	Quelle
Wasserkraft	0.50%	ct/kWh	9.68	9.58	9.34	8.88	8.45	8.04	EEG 2014, eigene Herleitung
Deponie gas	1.50%	ct/kWh	7.26	7.15	6.63	5.70	4.90	4.21	EEG 2014, eigene Herleitung
Klärgas	1.50%	ct/kWh	6.35	6.25	5.80	4.99	4.29	3.68	EEG 2014, eigene Herleitung
Grubengas	1.50%	ct/kWh	5.36	5.28	4.90	4.21	3.62	3.11	EEG 2014, eigene Herleitung
Biomasse	1.99%	ct/kWh	20.80	11.72	10.60	8.67	7.10	5.81	EEG 2014, eigene Herleitung
Geothermie	5.00%	ct/kWh	25.00	25.20	21.61	12.94	7.75	4.64	EEG 2014, eigene Herleitung
Wind Anfang	1.59%	ct/kWh	9.30	9.16	8.45	7.20	6.14	5.23	EEG 2014, eigene Herleitung
Wind Ende	1.59%	ct/kWh	4.87	4.87	4.49	3.83	3.26	2.78	EEG 2014, eigene Herleitung
WindOffshore Anfang	NA	ct/kWh	19.00	19.00	13.90	8.90	3.90	3.90	EEG 2014, eigene Herleitung
WindOffshore End	NA	ct/kWh	3.50	3.90	3.90	3.90	3.90	3.90	EEG 2014, eigene Herleitung
Solar-Gebäude	1.99%	ct/kWh	13.26	11.56	10.45	8.56	7.00	5.73	EEG 2014, eigene Herleitung
Solar-Freifläche	1.99%	ct/kWh	11.78	9.23	8.35	6.83	5.59	4.58	EEG 2014, eigene Herleitung

Appendix Tab. 7: Übersicht über die durchschnittlichen angenommenen Vergütungen nach EEG-Technologie in ct/kWh und die jährliche Degression (Quelle: EEG 2014 und eigene Herleitung)

Subsektor	Einheit	Y2010	Y2020	Y2030	Y2040	Y2050
Gewinnung von Steinen und Erden	Mrd. EUR 05	2	2	1	1	1
Ernährung und Tabak	Mrd. EUR 05	45	43	42	41	40
Papiergewerbe	Mrd. EUR 05	9	9	9	10	10
Grundstoffchemie	Mrd. EUR 05	24	24	25	26	27
Sonstige chemische Industrie	Mrd. EUR 05	29	30	31	32	34
Gummi- u. Kunststoffwaren	Mrd. EUR 05	21	22	23	25	26
Glas u. Keramik	Mrd. EUR 05	5	5	5	6	6
Verarbeitung v. Steine u. Erden	Mrd. EUR 05	7	7	7	7	7
Metallerzeugung	Mrd. EUR 05	6	6	6	7	7
NE-Metalle, -gießereien	Mrd. EUR 05	8	9	9	9	9
Metallbearbeitung	Mrd. EUR 05	37	39	40	42	43
Maschinenbau	Mrd. EUR 05	67	77	86	96	106
Fahrzeugbau	Mrd. EUR 05	77	88	99	110	121
Sonstige Wirtschaftszweige	Mrd. EUR 05	87	96	106	115	124

Appendix Tab. 8: Angenommene Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts angelehnt an das Referenzszenario der Leitstudie in Mrd. Euro 2005 (Quelle: Fraunhofer ISI 2015)

Prozesse	Einheit	Y2010	Y2020	Y2030	Y2040	Y2050
Sintern	Mio. t	28.6	26.5	24.3	22.5	20.6
Oxygenstahl - Hochofen	Mio. t	30.6	28.4	26.0	24.1	22.1
Elektrostahl - EAF	Mio. t	13.2	16.3	16.8	16.9	18.0
Walzstahl	Mio. t	36.8	37.6	36.0	34.4	33.7
Koksofen	Mio. t	8.2	7.6	6.9	6.4	5.9
Schmelzreduktion	Mio. t	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Direkte Reduktion	Mio. t	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Aluminium primär	Mio. t	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3
Aluminium sekundär	Mio. t	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9
Aluminium Strangpressen	Mio. t	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8
Aluminium Gießereien	Mio. t	0.8	0.8	0.9	1.0	1.2
Aluminium Walzen	Mio. t	1.9	2.0	2.2	2.5	2.8
Kupfer primär	Mio. t	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Kupfer sekundär	Mio. t	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Kupferbearbeitung	Mio. t	1.7	1.8	1.8	1.8	1.9
Primärzink	Mio. t	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Sekundärzink	Mio. t	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Papier	Mio. t	22.5	24.0	24.3	24.4	25.0
Zellstoff - Verfahren	Mio. t	1.4	1.3	1.1	0.9	0.8
Holzstoff - Verfahren	Mio. t	1.5	1.4	1.2	1.0	0.8
Altpapierstoff	Mio. t	15.4	16.5	17.0	17.4	18.3
Behälterglas	Mio. t	4.4	4.4	4.5	4.7	4.8
Flachglas	Mio. t	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0
Glasfasern	Mio. t	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
Übriges Glas	Mio. t	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Haushalts- und Sanitärkeramik	Mio. t	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Technische Keramik	Mio. t	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik	Mio. t	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3
Klinker Brennen (trocken)	Mio. t	22.8	22.7	20.8	19.0	17.7
Klinker Brennen (halbtrocken)	Mio. t	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Klinker Brennen (feucht)	Mio. t	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Aufbereitung von Kalkstein	Mio. t	24.3	22.5	20.6	18.8	17.5
Gips	Mio. t	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9
Zementmahlen	Mio. t	32.7	31.1	30.2	29.5	28.9
Kalkmahlen	Mio. t	5.3	5.0	4.9	4.9	4.9
Ziegel	Mio. t	10.6	10.9	10.6	10.3	9.9
Kalkbrennen	Mio. t	6.3	6.6	6.5	6.5	6.5
Adipinsäure	Mio. t	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6
Ammoniak	Mio. t	3.1	3.3	3.2	3.2	3.1
Calciumcarbid	Mio. t	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Industrieruß	Mio. t	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6
Chlor, Diaphragma	Mio. t	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0
Chlor, Membran	Mio. t	2.6	3.6	4.8	4.9	4.8
Chlor, Amalgan	Mio. t	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Ethylen	Mio. t	4.8	5.0	5.4	5.8	6.3
Methanol	Mio. t	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8
Salpetersäure	Mio. t	2.5	2.8	3.2	3.5	3.8
Sauerstoff	Mio. t	7.3	7.6	8.2	8.9	9.6
Polycarbonat	Mio. t	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7
Polyethylen	Mio. t	2.7	3.1	3.3	3.6	4.0
Polypropylen	Mio. t	1.8	2.1	2.2	2.5	2.7
Polysulfone	Mio. t	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5
Soda	Mio. t	1.5	1.4	1.3	1.3	1.3
TDI	Mio. t	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6
Titandioxid	Mio. t	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6
Zucker	Mio. t	3.8	3.9	3.8	3.8	3.8
Molkerei	Mio. t	13.9	13.9	13.7	13.7	13.7
Bierbrauen	Mio. t	9.9	9.7	9.3	9.1	8.9
Fleischverarbeitung	Mio. t	4.6	4.8	4.8	5.0	5.1
Backwaren	Mio. t	4.3	4.4	4.4	4.4	4.4

Appendix Tab. 9: Angenommene Entwicklung der Produktionsmengen in Mio. Tonnen für die energie-intensiven Prozessen (Quelle: Fraunhofer ISI 2015)

Energieträger	Einheit	Y2010	Y2020	Y2030	Y2040	Y2050
Strom	EUR/GJ	26.98	40.15	38.38	35.28	35.06
Heizöl, leicht	EUR/GJ	13.45	18.96	21.50	22.99	24.27
Steinkohle	EUR/GJ	3.60	4.47	4.87	5.32	6.05
Koks	EUR/GJ	6.88	8.54	9.29	10.15	11.55
Braunkohle	EUR/GJ	1.80	2.24	2.43	2.66	3.02
Erdgas	EUR/GJ	7.84	13.27	13.99	14.18	13.94
Petrolkoks	EUR/GJ	6.88	8.54	9.29	10.15	11.55
Heizöl, schwer	EUR/GJ	9.98	11.89	11.68	13.17	14.45
Kokereigas, LPG, etc.	EUR/GJ	7.84	13.27	13.99	14.18	13.94
Gichtgas	EUR/GJ	5.49	9.29	9.79	9.93	9.76
Müll	EUR/GJ	1.80	2.24	2.43	2.66	3.02
Biomasse	EUR/GJ	4.33	5.37	5.84	6.38	7.26
Fernwärme	EUR/GJ	12.98	16.03	16.84	17.32	17.39
Solarthermie	EUR/GJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO ₂ -Preis	EUR/t	10.00	10.00	15.00	20.00	30.00

Appendix Tab. 10: Angenommene Endkunden-Energieträgerpreise in Euro/GJ und CO₂-Preis in Euro/t analog des Referenzszenarios der Leitstudie mit Ausnahme des Strompreises (Quelle: Fraunhofer ISI 2015, eigene Herleitung)

Variable name	Beschreibung	Wert
CRF	Korrelationsfaktor	0,9
1-f(0)	Startwert für den Anteil der technischen Diffusion	0,4
β	Logistischer Koeffizient	0,6

Appendix Tab. 11: Weitere angenommene Parameter des Bestandsmodells analog des Referenzszenarios der Leitstudie (Quelle: Fraunhofer ISI 2015)

Subsektor	Einheit	Y2010	Y2020	Y2030	Y2040	Y2050
Gewinnung von Steinen und Erden	#-Beschäftigte in 1000	28	18	14	11	10
Ernährung und Tabak	#-Beschäftigte in 1000	551	420	359	298	281
Papiergewerbe	#-Beschäftigte in 1000	132	105	90	77	70
Grundstoffchemie	#-Beschäftigte in 1000	167	140	112	97	93
Sonstige chemische Industrie	#-Beschäftigte in 1000	248	204	163	141	135
Gummi- u. Kunststoffwaren	#-Beschäftigte in 1000	353	307	293	265	237
Glas u. Keramik	#-Beschäftigte in 1000	82	65	56	47	42
Verarbeitung v. Steine u. Erden	#-Beschäftigte in 1000	100	82	71	59	54
Metallerzeugung	#-Beschäftigte in 1000	73	62	56	49	43
NE-Metalle, -gießereien	#-Beschäftigte in 1000	128	112	102	88	78
Metallbearbeitung	#-Beschäftigte in 1000	636	570	519	448	399
Maschinenbau	#-Beschäftigte in 1000	561	541	517	473	436
Fahrzeugbau	#-Beschäftigte in 1000	827	767	742	667	620
Sonstige Wirtschaftszweige	#-Beschäftigte in 1000	1402	994	897	694	579

Appendix Tab. 12: Angenommene Entwicklung der Beschäftigten nach Subsektor analog des Referenzszenarios der Leitstudie (Quelle: Fraunhofer ISI 2015)

Subsektor	Angestellte	Arbeiter
Gewinnung von Steinen und Erden	38%	62%
Ernährung und Tabak	35%	65%
Papiergewerbe	29%	71%
Grundstoffchemie	54%	46%
Sonstige chemische Industrie	54%	46%
Gummi- u. Kunststoffwaren	38%	62%
Glas u. Keramik	29%	71%
Verarbeitung v. Steine u. Erden	29%	71%
Metallerzeugung	27%	73%
NE-Metalle, -gießereien	25%	75%
Metallbearbeitung	33%	67%
Maschinenbau	33%	67%
Fahrzeugbau	33%	67%
Sonstige Wirtschaftszweige	38%	62%

Appendix Tab. 13: Angenommene Aufteilung zwischen den Beschäftigten analog der Leitstudie (Quelle: Fraunhofer ISI 2015)

Subsektor	Gebäudetyp	Einheit	Y2010	Y2020	Y2030	Y2040	Y2050
Gewinnung von Steinen und Erden	Produktion	qm/Beschäftigter	81	88	95	101	108
Ernährung und Tabak	Produktion	qm/Beschäftigter	81	88	95	101	108
Papiergewerbe	Produktion	qm/Beschäftigter	81	88	95	101	108
Grundstoffchemie	Produktion	qm/Beschäftigter	81	88	95	101	108
Sonstige chemische Industrie	Produktion	qm/Beschäftigter	81	88	95	101	108
Gummi- u. Kunststoffwaren	Produktion	qm/Beschäftigter	81	88	95	101	108
Glas u. Keramik	Produktion	qm/Beschäftigter	81	88	95	101	108
Verarbeitung v. Steine u. Erden	Produktion	qm/Beschäftigter	81	88	95	101	108
Metallerzeugung	Produktion	qm/Beschäftigter	81	88	95	101	108
NE-Metalle, -gießereien	Produktion	qm/Beschäftigter	81	88	95	101	108
Metallbearbeitung	Produktion	qm/Beschäftigter	67	73	78	84	89
Maschinenbau	Produktion	qm/Beschäftigter	67	73	78	84	89
Fahrzeugbau	Produktion	qm/Beschäftigter	67	73	78	84	89
Sonstige Wirtschaftszweige	Produktion	qm/Beschäftigter	82	94	107	121	135
Gewinnung von Steinen und Erden	Büro	qm/Beschäftigter	65	70	76	81	86
Ernährung und Tabak	Büro	qm/Beschäftigter	173	187	201	215	229
Papiergewerbe	Büro	qm/Beschäftigter	122	132	142	152	162
Grundstoffchemie	Büro	qm/Beschäftigter	112	121	130	139	149
Sonstige chemische Industrie	Büro	qm/Beschäftigter	112	121	130	139	149
Gummi- u. Kunststoffwaren	Büro	qm/Beschäftigter	65	70	76	81	86
Glas u. Keramik	Büro	qm/Beschäftigter	123	133	143	153	163
Verarbeitung v. Steine u. Erden	Büro	qm/Beschäftigter	123	133	143	153	163
Metallerzeugung	Büro	qm/Beschäftigter	67	73	78	84	89
NE-Metalle, -gießereien	Büro	qm/Beschäftigter	68	74	79	85	91
Metallbearbeitung	Büro	qm/Beschäftigter	57	62	66	71	76
Maschinenbau	Büro	qm/Beschäftigter	57	62	66	71	76
Fahrzeugbau	Büro	qm/Beschäftigter	57	62	66	71	76
Sonstige Wirtschaftszweige	Büro	qm/Beschäftigter	66	76	86	97	108

Appendix Tab. 14: Angenommene Entwicklung des Flächenbedarfs nach Subsektor und Gebäudetyp in qm/ Beschäftigter analog des Referenzszenarios der Leitstudie (Quelle: Fraunhofer ISI 2015)

Subsektor	Erdgas	Heizöl, leicht	Heizöl, schwer	Fern- wärme	Stein- kohle	Strom
Gewinnung von Steinen und Erden	57%	25%	11%	5%	0%	3%
Ernährung und Tabak	44%	22%	7%	20%	3%	3%
Papiergewerbe	5%	0%	7%	88%	0%	0%
Grundstoffchemie	0%	0%	26%	74%	0%	0%
Sonstige chemische Industrie	0%	0%	19%	81%	0%	0%
Gummi- u. Kunststoffwaren	57%	15%	1%	24%	0%	3%
Glas u. Keramik	53%	5%	37%	0%	0%	5%
Verarbeitung v. Steine u. Erden	25%	22%	27%	6%	20%	0%
Metallerzeugung	37%	5%	33%	5%	20%	1%
NE-Metalle, -gießereien	60%	20%	6%	9%	0%	5%
Metallbearbeitung	77%	15%	0%	5%	0%	3%
Maschinenbau	49%	15%	1%	31%	0%	4%
Fahrzeugbau	43%	8%	0%	46%	0%	3%
Sonstige Wirtschaftszweige	59%	17%	1%	18%	0%	5%

Appendix Tab. 15: Angenäherter Energieträgersplit für Raumwärme im Basisjahr nach Subsektor, hergeleitet basierend auf AGEB 2011 und Eurostat 2006

Einheit	Y2008	Y2010	Y2020	Y2030	Y2040	Y2050
in %	80%	80%	83%	85%	87%	90%

Appendix Tab. 16: Angenommene Entwicklung zur Effizienz der Dampfverteilungssystem (Quelle: Fraunhofer ISI 2015, IEA 2007)

Prozesswärmetechnologien	Mul ^{Inv}	Exp ^{Inv}	Min ^{Inv} in EUR/KW	Max ^{Inv} in EUR/KW	CAGR Inv	Kalk. Lebensdauer in a	Reale Lebensdauer in a	Betriebskostenanteil	Quelle
Erdgas-BHKW	1115.40	-0.04	700	1260	-0.3%	20	25	2.0%	Eikmeier (2011)
Erdgas-Gasturbine	579.10	-0.01	450	550	-0.3%	30	35	4.0%	Eikmeier (2011)
Erdgas-Gas- und Dampfturbine	1371.76	-0.01	1000	1300	-0.3%	30	35	7.0%	Eikmeier (2011)
Biomasse-BHKW	5527.85	-0.05	3050	4750	-0.3%	20	25	7.0%	Leitstudie 2010
Brennstoffzelle	5000.00	-0.01	4500	5000	-5.0%	20	25	5.0%	Annahme
Gas-Dampfkessel	616.42	-0.28	40	724	-0.3%	20	25	4.0%	Leitstudie 2010
Kohle-Dampfkessel	264.54	-0.25	24	268	-0.2%	20	25	7.0%	Leitstudie 2010
Öl-Dampfkessel	775.42	-0.30	40	789	-0.3%	20	25	4.0%	Leitstudie 2010
Biomasse-Dampfkessel	1104.64	-0.10	445	1480	-0.6%	20	25	5.0%	Leitstudie 2010
Erdgas-Wärmepumpe	897.99	-0.04	667	1122	-2.0%	20	20	0.5%	angelehnt an Verhältnis aus ISE 2013
Elektrische Wärmepumpe	1346.98	-0.04	1000	1683	-2.0%	20	20	0.5%	Leitstudie 2010
Solarthermie	1182.60	-0.12	315	1020	-1.3%	20	25	2.0%	Renewable Energies and CO2 2013, Leitstudie 2010
Fernwärme	500.00	-0.26	40	500	-0.2%	25	40	1.0%	Annahme
Dampfturbine (KWK)	1646.11	-0.01	1200	1560	0.0%	20	30	5.0%	Eikmeier (2011)

Appendix Tab. 17: Übersicht über die Parameter zur Berechnung der erforderlichen Investitionssumme, die Lebensdauer und der Betriebskostenanteil nach Prozesswärmetechnologie (Quelle: Eikmeier et al. 2011, DLR 2010, Guerrero-Lemus; Martinez-Duart 2013, Fraunhofer ISE 2013)

Prozesswärmetechnologien	Mul^{Eff}	Exp^{Eff}	Min^{Eff}	Max^{Eff}	CAGR Eff	Hist. Eff	Quelle
Erdgas-BHKW	54.5%	-0.018	47%	60%	0.01%	0.40%	Eikmeier(2011)
Erdgas-Gasturbine	52.0%	0.000	52%	52%	0.01%	0.40%	Eikmeier(2011)
Erdgas-Gas- und Dampfturbine	44.1%	-0.010	35%	42%	0.01%	0.40%	Eikmeier(2011)
Biomasse-BHKW	72.7%	-0.017	60%	70%	0.01%	0.40%	DLR (2010)
Brennstoffzelle	45.0%	0.000	45%	45%	0.25%	0.40%	Annahme
Gas-Dampfkessel	91.1%	0.003	90%	94%	0.15%	0.45%	DLR (2010)
Kohle-Dampfkessel	86.1%	0.003	85%	89%	0.25%	0.50%	DLR (2010)
Öl-Dampfkessel	85.0%	0.000	85%	85%	0.25%	0.50%	DLR (2010)
Biomasse-Dampfkessel	79.6%	0.002	79%	81%	0.25%	0.50%	DLR (2010)
Erdgas-Wärmepumpe	357.0%	0.005	350%	375%	0.50%	0.50%	angelehnt an Verhältnis aus Fraunhofer ISE 2013
Elektrische Wärmepumpe	357.0%	0.005	350%	375%	0.50%	0.50%	Leitstudie 2010
Solarthermie	100.0%	0.000	100%	100%	0.00%	0.00%	Renewable Energies and CO2 2013, Leitstudie 2010
Fernwärme	100.0%	0.000	100%	100%	0.00%	0.00%	Annahme
Müll-Brenner	85.0%	0.000	85%	85%	0.20%	0.50%	DLR (2010)
Stromheizler	97.1%	0.003	96%	99%	0.00%	0.10%	DLR (2010)
Dampfturbine (KWK)	62.6%	0.011	63%	67%	0.20%	0.35%	Eikmeier(2011)

Appendix Tab. 18: Parameter zur Berechnung der größen- und technologiebasierten Effizienz
Quelle: Eikmeier et al. 2011, DLR 2010, Guerrero-Lemus; Martinez-Duart 2013, Fraunhofer ISE 2013)

Prozesswärmetechnologien	Mul^{P2H}	Exp^{P2H}	Min^{P2H}	Max^{P2H}	CAGR P2H	Quelle
Erdgas-BHKW	59%	0.05	65%	90%	0%	Eikmeier(2011)
Erdgas-Gasturbine	58%	0.01	60%	65%	0%	Eikmeier(2011)
Erdgas-Gas- und Dampfturbine	97%	0.02	105%	130%	0%	Eikmeier(2011)
Biomasse-BHKW	19%	0.07	22%	42%	0%	DLR (2010)
Brennstoffzelle	70%	0.00	70%	80%	0%	Annahme
Dampfturbine (KWK)	100%	0.00	22%	25%	0%	Eikmeier(2011)

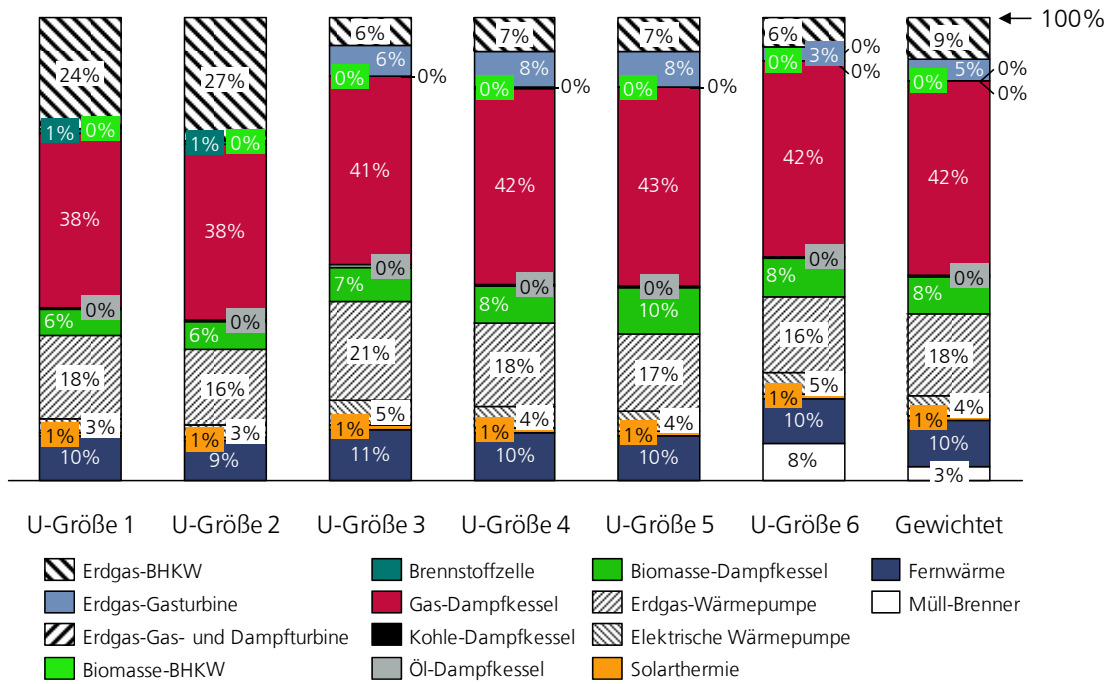
Appendix Tab. 19: Parameter zur Berechnung der größen- und technologiebasierten Stromkennzahl
(Quelle: Eikmeier et al. 2011, DLR 2010)

Prozesswärme- technologien	ASC	Subvention	Endjahr Subvention
Erdgas-BHKW	100%	0%	2020
Erdgas-Gasturbine	100%	0%	2020
Erdgas-Gas- und Dampfturbine	100%	0%	2020
Biomasse-BHKW	90%	0%	2020
Brennstoffzelle	100%	0%	2020
Gas-Dampfkessel	100%	0%	2020
Kohle-Dampfkessel	175%	0%	2020
Öl-Dampfkessel	100%	0%	2020
Biomasse-Dampfkessel	100%	10%	2020
Erdgas-Wärmepumpe	75%	10%	2020
Elektrische Wärmepumpe	75%	20%	2020
Solarthermie	85%	40%	2020
Fernwärme	90%	0%	2020
Müll-Brenner	250%	0%	2020

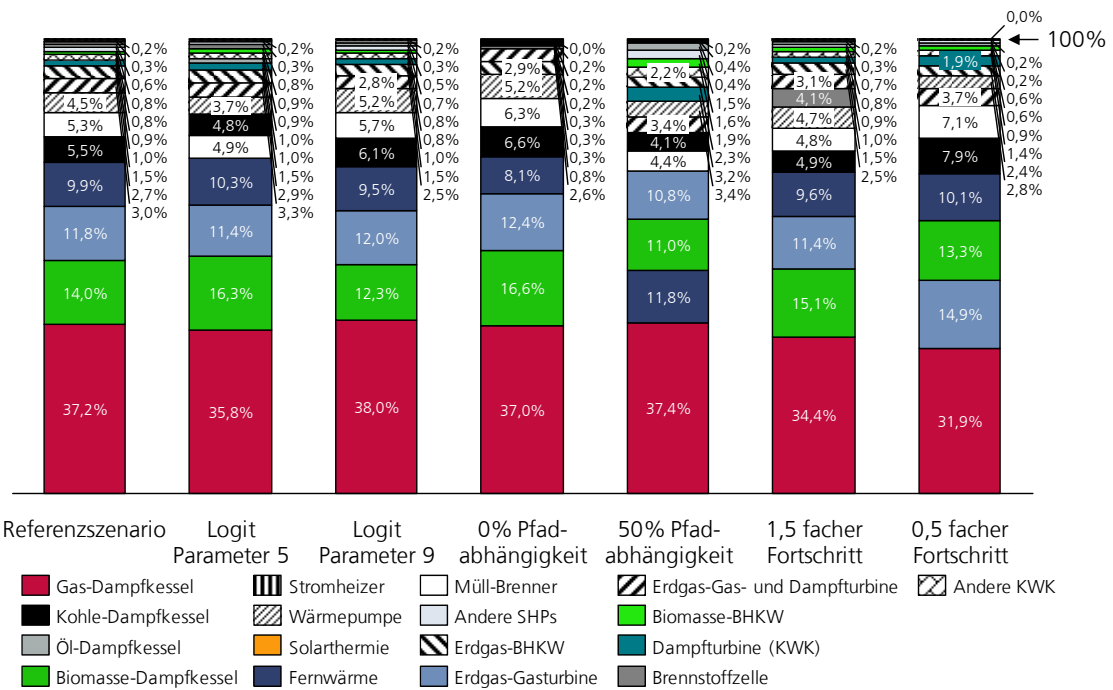
Appendix Tab. 20: Übersicht über angenommene ASC-Parameter und Subvention in % der Investitionssumme angelehnt an Bafa-Daten für die Prozesswärmetechnologien

Subsektor	Unternehmensgröße	Anteil Raumwärme in %	Anteil Prozesswärme in %	Anzahl Unternehmen	Angenommene Betriebsstunden	Quelle
Gewinnung v. Steinen u. Erden	unter 50 Beschäftigte	60.2%	59.8%	957	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Gewinnung v. Steinen u. Erden	50-99 Beschäftigte	13.1%	9.8%	55	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Gewinnung v. Steinen u. Erden	100-249 Beschäftigte	11.3%	12.9%	19	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Gewinnung v. Steinen u. Erden	250-499 Beschäftigte	6.5%	7.4%	5	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Gewinnung v. Steinen u. Erden	500-999 Beschäftigte	8.9%	10.1%	2	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Gewinnung v. Steinen u. Erden	1000 und mehr Beschäftigte	0.0%	0.0%	0	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Ernährung und Tabak	unter 50 Beschäftigte	16.5%	9.7%	3240	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Ernährung und Tabak	50-99 Beschäftigte	15.5%	13.3%	1250	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Ernährung und Tabak	100-249 Beschäftigte	27.0%	30.1%	1010	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Ernährung und Tabak	250-499 Beschäftigte	19.5%	23.9%	318	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Ernährung und Tabak	500-999 Beschäftigte	13.7%	16.9%	115	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Ernährung und Tabak	1000 und mehr Beschäftigte	7.7%	6.1%	29	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Papiergewerbe	unter 50 Beschäftigte	6.8%	3.6%	280	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Papiergewerbe	50-99 Beschäftigte	12.5%	8.9%	231	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Papiergewerbe	100-249 Beschäftigte	35.2%	34.0%	301	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Papiergewerbe	250-499 Beschäftigte	26.0%	30.5%	97	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Papiergewerbe	500-999 Beschäftigte	14.2%	17.8%	29	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Papiergewerbe	1000 und mehr Beschäftigte	5.4%	5.3%	5	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Grundstoffchemie	unter 50 Beschäftigte	3.4%	4.3%	211	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Grundstoffchemie	50-99 Beschäftigte	6.2%	6.1%	144	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Grundstoffchemie	100-249 Beschäftigte	10.8%	12.3%	126	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Grundstoffchemie	250-499 Beschäftigte	11.1%	12.4%	56	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Grundstoffchemie	500-999 Beschäftigte	12.3%	9.6%	32	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Grundstoffchemie	1000 und mehr Beschäftigte	56.4%	55.4%	34	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Sonstige chemische Industrie	unter 50 Beschäftigte	5.7%	5.4%	454	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Sonstige chemische Industrie	50-99 Beschäftigte	8.6%	6.8%	312	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Sonstige chemische Industrie	100-249 Beschäftigte	19.7%	17.5%	318	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Sonstige chemische Industrie	250-499 Beschäftigte	17.0%	12.7%	127	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Sonstige chemische Industrie	500-999 Beschäftigte	17.0%	16.4%	64	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Sonstige chemische Industrie	1000 und mehr Beschäftigte	32.0%	41.3%	34	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Gummi- u. Kunststoffwaren	unter 50 Beschäftigte	11.5%	8.6%	1300	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Gummi- u. Kunststoffwaren	50-99 Beschäftigte	16.8%	14.6%	889	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Gummi- u. Kunststoffwaren	100-249 Beschäftigte	27.9%	26.3%	689	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Gummi- u. Kunststoffwaren	250-499 Beschäftigte	18.7%	19.4%	200	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Gummi- u. Kunststoffwaren	500-999 Beschäftigte	12.2%	14.3%	69	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Gummi- u. Kunststoffwaren	1000 und mehr Beschäftigte	12.9%	16.7%	33	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Glas u. Keramik	unter 50 Beschäftigte	7.3%	6.3%	180	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Glas u. Keramik	50-99 Beschäftigte	15.9%	15.0%	181	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Glas u. Keramik	100-249 Beschäftigte	30.1%	34.0%	161	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Glas u. Keramik	250-499 Beschäftigte	24.3%	23.4%	59	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Glas u. Keramik	500-999 Beschäftigte	18.2%	17.1%	21	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Glas u. Keramik	1000 und mehr Beschäftigte	4.0%	4.3%	2	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Verarbeitung v. Steine u. Erden	unter 50 Beschäftigte	31.6%	34.1%	1990	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Verarbeitung v. Steine u. Erden	50-99 Beschäftigte	21.6%	18.0%	318	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Verarbeitung v. Steine u. Erden	100-249 Beschäftigte	27.3%	25.5%	188	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Verarbeitung v. Steine u. Erden	250-499 Beschäftigte	15.4%	15.6%	48	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Verarbeitung v. Steine u. Erden	500-999 Beschäftigte	3.1%	4.2%	5	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Verarbeitung v. Steine u. Erden	1000 und mehr Beschäftigte	1.0%	2.6%	1	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Metallerzeugung	unter 50 Beschäftigte	0.7%	0.4%	16	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Metallerzeugung	50-99 Beschäftigte	1.0%	0.7%	10	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Metallerzeugung	100-249 Beschäftigte	2.6%	3.0%	12	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Metallerzeugung	250-499 Beschäftigte	8.2%	6.7%	17	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Metallerzeugung	500-999 Beschäftigte	17.8%	19.3%	19	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
Metallerzeugung	1000 und mehr Beschäftigte	69.7%	69.9%	17	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
NE-Metalle, -gieBereien	unter 50 Beschäftigte	4.1%	1.9%	166	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
NE-Metalle, -gieBereien	50-99 Beschäftigte	8.6%	6.1%	160	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
NE-Metalle, -gieBereien	100-249 Beschäftigte	21.2%	16.4%	171	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)
NE-Metalle, -gieBereien	250-499 Beschäftigte	22.5%	17.4%	87	2000	Destatis (2012), Blesl (2009)

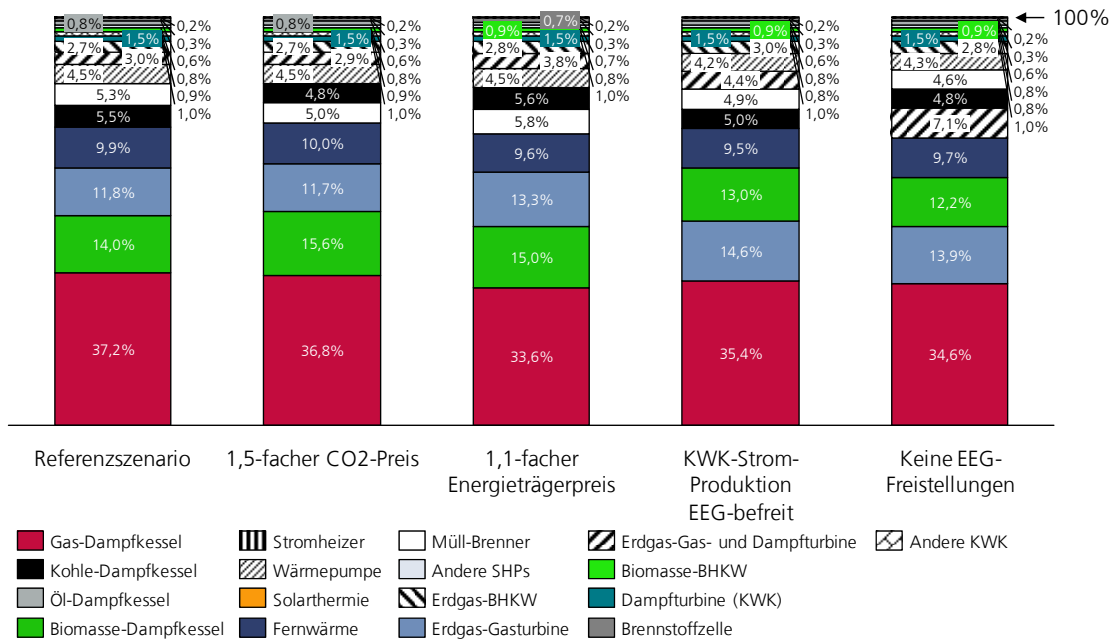
Appendix Tab. 21: Übersicht hergeleitete Verteilung der Prozess- und Raumwärme nach Unternehmensgröße, sowie Anzahl Unternehmen und angenommene Betriebsstunden (basierend auf Destatis 2012b, Blesl et al. 2009)



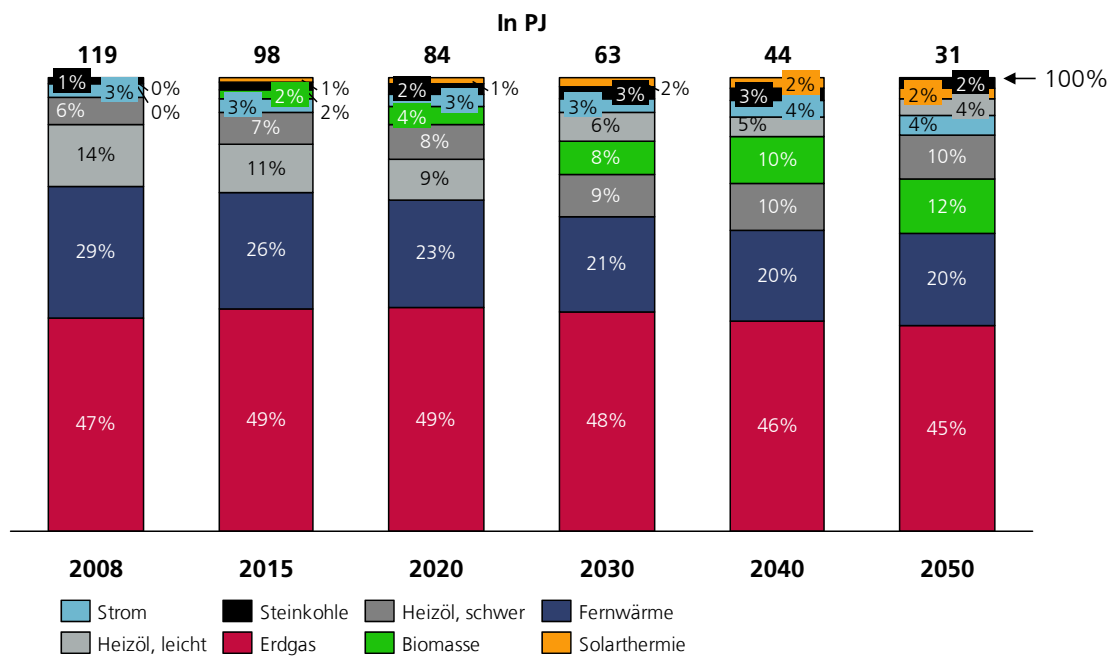
Appendix Abb. 3: Technologiemarktanteile nach Unternehmensgröße für Prozessnutzwärme bis 500 Grad im Jahr 2030 im Subsektor „Maschinenbau“ ohne Berücksichtigung der Pfadabhängigkeit für das Referenzszenario



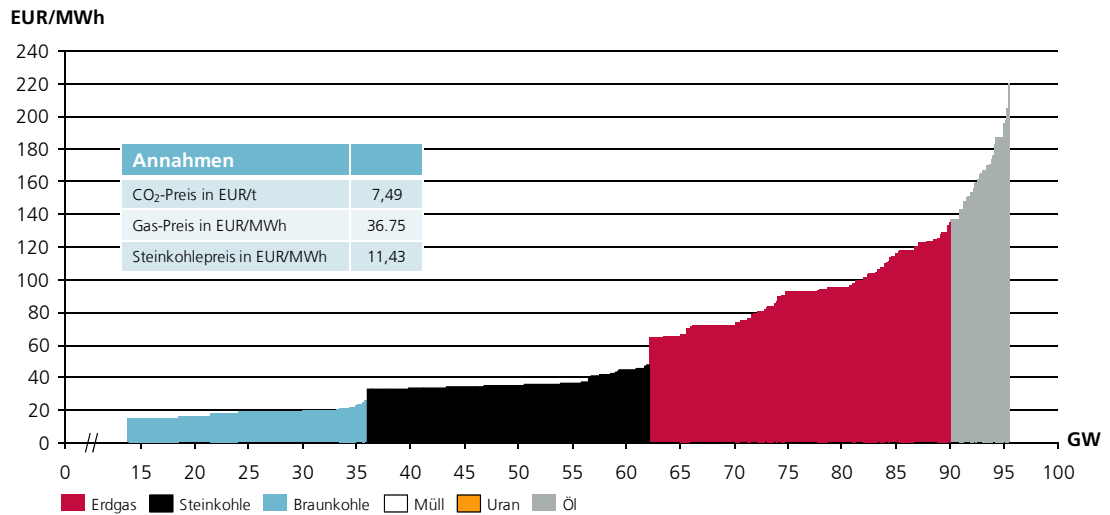
Appendix Abb. 4: Technologiemarktanteile für Prozessnutzwärme bis 500 Grad im Jahr 2050 für verschiedene Sensitivitätsrechnungen



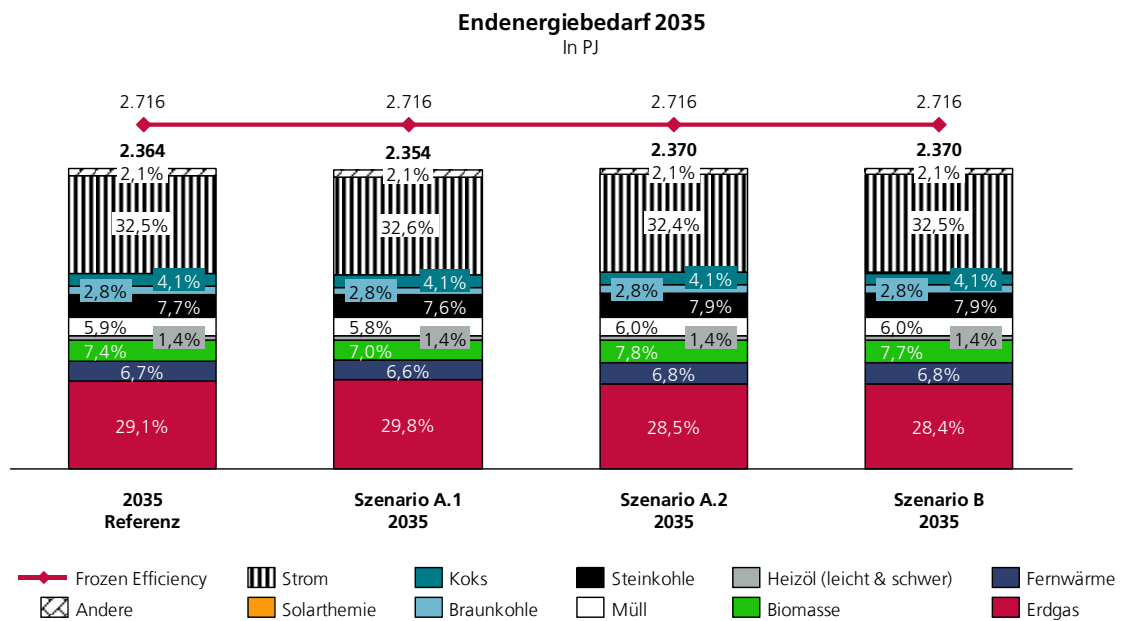
Appendix Abb. 5: Technologiemarktanteile für Prozessnutzwärme bis 500 Grad im Jahr 2050 für ausgewählte Sensitivitätsrechnungen Teil 3



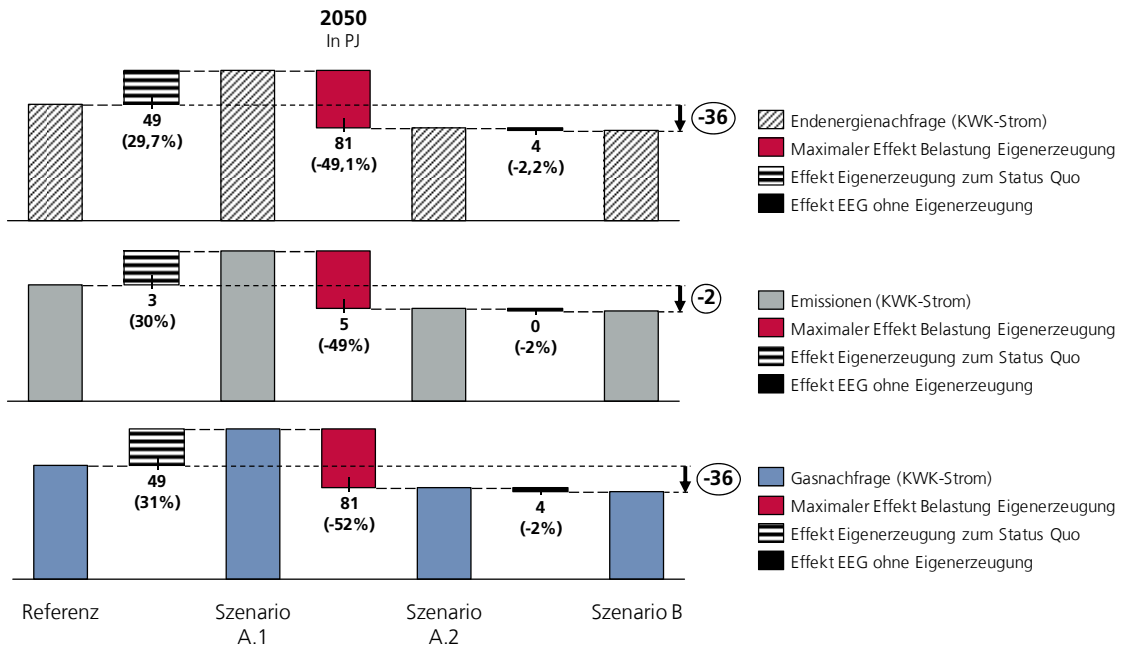
Appendix Abb. 6: Raumwärme-Endenergieverbrauch nach Energieträger für das Referenzszenario



Appendix Abb. 7: Merit-Order-Kurve für den deutschen Kraftwerkspark 2012 mit den Brennstoffpreisen 2012 und einem Gashochpreis (eigene Analyse basierend auf Platts 2010, Bundesnetzagentur 2013, Fraunhofer ISI 2013)



Appendix Abb. 8: Energieträgersplit der verschiedenen EEG-Szenarien für den Endergiebedarf der deutschen Industrie im Jahr 2035



Appendix Abb. 9: Absolute und relative Differenz zwischen den Szenarien für die Endenergie-, Gasnachfrage und die Emissionen für den KWK-Strom nach der finnischen Methode

8 Quellenverzeichnis

AGEB (2011): *Bilanz 2011. Bilanzen 1990-2012*. Herausgeber AG Energiebilanz e. V. Online-Adresse: <http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2012.html>, zuletzt geprüft am 23.09.2014.

AGEB (2012): *Energie in Zahlen. Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen*. Unter Mitarbeit von Ziesing, H.-J., Görden, R., Maaßen, U., Nickel, M., et al. Herausgeber AG Energiebilanz e. V. Berlin. Online-Adresse: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_broschuere_2012_web.pdf, zuletzt geprüft am 13.08.2014.

AGEB (2014): *Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern. Stand 22.10.2014*. Herausgeber AG Energiebilanz e. V. Online-Adresse: <http://www.ag-energiebilanzen.de/>, zuletzt geprüft am 06.12.2014.

Andersen, T. B.; Nilsen, O. B.; Tveteras, R. (2011): *How is demand for natural gas determined across European industrial sectors?* *Energy Policy*, 39 (9), S. 5499–5508.

Anderson, S. T.; Newell, R. G. (2004): *Information programs for technology adoption: the case of energy-efficiency audits*. *Resource and Energy Economics*, 26 (1), S. 27–50.

Atanasiu, B.; Kouloumpi, I. (2013): *Boosting building renovation. An overview of good practices. Renovation requirements, long-term plans and support programmes in the EU and other selected regions*. Unter Mitarbeit von Faber, M., Marian, C., Nolte, I., Rapf, O., Staniaszek, D. Buildings Performance Institute Europe (BPIE). Online-Adresse: http://bpie.eu/uploads/lib/document/attachment/26/Boosting_building_renovation_-_Good_practices_BPIE_2013_small.pdf, zuletzt geprüft am 16.12.2013.

Bafa (2013): *Nicht öffentliche Daten: KWK-Anlagen bis 50KW elektrisch zugelassen zum KWK-G nach Inbetriebnahmejahr*. Status 13.11.2013. Herausgeber Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.

Bafa (2014a): *Drittlandssteinkohlepreise*. Herausgeber Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Online-Adresse: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/energie_steinkohle_statistik_en_preise.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2014.

Bafa (2014b): *Heizen mit Erneuerbaren Energien. Attraktive Fördersätze seit 15. August 2012*. Herausgeber Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Online-Adresse: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/index.html, zuletzt geprüft am 10.10.2014.

Bafa (2014c): *KWK-Zuschlag*. Herausgeber Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Online-Adresse: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/stromverguetung/kwk-anlagen_ueber_2mw/kwk-zuschlag/index.html, zuletzt geprüft am 04.08.2014.

Bafa (2014d): *Nicht öffentliche Daten der Industrie-KWK*. Stand 8.01.2014. Herausgeber Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.

Bafa (2014e): *Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2014 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren*. Herausgeber Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Online-Adresse: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/statistisch_e_auswertungen/index.html, zuletzt geprüft am 27.09.2014.

Bataille, C. (2005): *Design and application of a technologically explicit hybrid energy-economy policy model with micro and macro economic dynamics*. Thesis submitted in partial fulfilment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy. Simon Fraser University, BC, zuletzt geprüft am 17.07.2014.

Baten, T.; Buttermann, H.-G.; Nieder, T. (2014): *Gesamtbilanz der Kraft-Wärme-Kopplung 2003 bis 2012*. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 64 (5), S. 37–44, zuletzt geprüft am 18.08.2014.

BDEW (2013): *Witterungsdaten Deutschland 2012. Übersicht der Wetterdaten für 2012*. Herausgeber Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Online-Adresse: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Klimadaten_Deutschland_uebersicht?open&ccm=900030, zuletzt geprüft am 07.09.2014.

BDEW (2014a): *Industriestrompreise. Ausnahmeregelungen bei Energiepreisbestandteilen*. Energie-Info. Herausgeber Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Online-Adresse: <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/ECDDD41A15ECE9AEC12578230040A1C8>, zuletzt geprüft am 11.09.2014.

BDEW (2014b): *Rubrik: Daten / Gas / Grafiken. Gas*. Herausgeber Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Online-Adresse: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/AC0DCE76C6BE28FDC125782300408591>, zuletzt geprüft am 06.01.2015.

BDEW (2014c): *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme*. Herausgeber BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Online-Adresse: <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/03F6105F01E0FD59C125782300408A73>, zuletzt geprüft am 09.09.2014.

Bergman, L. (1988): *Energy Policy Modeling: A survey of general equilibrium approaches*. *Journal of Policy Modeling*, vol. 10 (3), S. 377–399.

BHKW-Prinz (2012): *Die Strom-Einspeisevergütung für Mini-BHKW*. Online-Adresse: <http://www.bhkw-prinz.de/die-strom-einspeisevergutung-fur-mini-bhkw/437>, zuletzt geprüft am 12.09.2014.

Biere, D.; Fleiter, T.; Hirzel, S.; Sontag, B. (2014): *Industry - more than just processes: A combined stock-model approach to quantify the energy saving potential for space heating in European industry*. ECEEE Industrial Summer Study 2014. Online-Adresse: <http://proceedings.ecee.org/visabstrakt.php?event=4&doc=4-041-14>, zuletzt geprüft am 16.07.2014.

Biere, D.; Merl, O. (2014): *Entwicklung der EEG-Zahlung der Bestandsanlagen über 2018 hinaus*. 13. Symposium Energieinnovation. Online-Adresse: http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2014/files/lf/LF_Biere.pdf, zuletzt geprüft am 09.09.2014.

BKWK (2011): *Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie*. Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V. Online-Adresse: http://www.bkwk.de/infos_zahlen_zur_kwk/broschueren/broschuere_kwk_in_der_industrie/, zuletzt geprüft am 12.12.2014.

Blesl, M.; Kempe, S.; Ohl, M.; Fahl, U.; König, A.; Jenssen, T.; Eltrop, L. (2009): *Wärmeatlas Baden-Württemberg. Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen*. Universität Stuttgart Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Online-Adresse: <http://www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/90488/?COMMAND=DisplayBericht&FIS=203&OBJECT=90488&MODE=METADATA>, zuletzt geprüft am 07.01.2014.

BMU (2011): *Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Online-Adresse: <http://www.bmub.bund.de/themen/atomenergie-strahlenschutz/nukleare-sicherheit/gesetze-zur-aenderung-atg/>, zuletzt geprüft am 07.09.2014.

BMU (2014): *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Online-Adresse: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_23_2014_komplett.pdf, zuletzt geprüft am 07.01.2015.

BMWi (2014a): *Die Energie der Zukunft. Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende - Langfassung*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online-Adresse: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=672424.html>, zuletzt geprüft am 05.12.2014.

BMWi (2014b): *EEG-Reform: Einigung mit EU-Kommission erzielt*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online-Adresse: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=646128.html>, zuletzt geprüft am 26.10.2014.

Böhringer, C. (2008): *The synthesis of bottom-up and top-down in energy policy modeling*. Energy Economics, vol. 20 (3), S. 233–248.

BP (2012): *Group results: Third quarter and nine months 2012*. London. Online-Adresse: <http://www.bp.com/en/global/corporate/investors/results-and-reporting/quarterly-results/quarterly-results-archive.html>, zuletzt geprüft am 31.03.2013.

Braun, F. G. (2010): *Determinants of households' space heating type: A discrete choice analysis for German households*. In Energy Policy 38 (10), S. 5493–5503.

Brehme, A. (2013): *Podiumsdiskussion Hannover Messe: "Führung der KWK-Anlagen"*. Hochtief Energy Management. Hannover, 2013.

Bundesnetzagentur (2013): *Liste der Kraftwerksstilllegungsanzeigen. Stand 01.02.2013*.

Online-Adresse: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html, zuletzt geprüft am 13.03.2013.

Bundesnetzagentur (2014): *Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze. Datenmeldungen vom 1. Januar 2014 bis 30. Juni 2014*. Online-Adresse: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html, zuletzt geprüft am 25.09.2014.

Bundesregierung (2010): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Online-Adresse: http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 05.12.2014.

Capros, P.; Paroussos, L.; Fragkos, P.; Tsani, S.; Boitier, B.; Wagner, F. et al. (2014): *Description of models and scenarios used to assess European decarbonisation pathways*. Energy Strategy Reviews, vol. 2 (3/4), S. 220–230.

Chateau, B.; Lapillonne, B. (1978): *Long-term energy demand forecasting A new approach*. Energy Policy, vol. 6, S. 140–157.

Cheniere Energy (2014): *Sabine Pass Liquefaction Project*. Online-Adresse: http://www.cheniere.com/liquefaction_expansion/expansion_project.shtml, zuletzt geprüft am 27.10.2014.

Connolly, D.; Mathiesen, B.; Ostergaard, P.; Möller, B.; Nielsen, S.; Lund, H.; Persson, U. et al. (2013): *Heat Roadmap Europe 2050. Second Pre-Study for the EU27*. Herausgeber Euroheat & Power. Online-Adresse: <http://www.heatroadmap.eu/publications.php>, zuletzt geprüft am 20.01.2014.

Daniëls, B. W.; van Dril, A. (2007): *Save production: A bottom-up energy model for Dutch industry and agriculture*. In Energy Economics 29 (4), S. 847–867.

Destatis (2010): *VGR des Bundes - Input-Output-Rechnung. Fachserie 18 Reihe 2 - 2010*. Statistisches Bundesamt. Online-Adresse: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/VGR/InputOutputRechnung/InputOutputRechnung.html>, zuletzt geprüft am 23.09.2014.

Destatis (2012a): *Arbeitskräfteerhebung / Mikrozensus. Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen 2008 (WZ 2008)*. Statistisches Bundesamt. Online-Adresse: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Arbeitsmarkt/Arbeitsmarkt.html>, zuletzt geprüft am 25.09.2014.

Destatis (2012b): *Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Beschäftigtengrößenklassen, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-/3-/4-Steller)*. Statistisches Bundesamt (WZ2008 (2-Steller): Verarbeitendes Gewerbe (U) (29)). Online-Adresse: https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;jsessionid=4AA412FA5AC36214E041CD46D23622EC.tomcat_GO_2_1?operation=abrufabelleAbrufen&selectionname=42271-0005&levelindex=1&levelid=1382087706016&index=1, zuletzt geprüft am 15.02.2014.

Destatis (2012c): *Produzierendes Gewerbe. Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden 2011*. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden (Fachserie 4 Reihe 6.4). Online-Adresse: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Energie/Struktur/Stromerzeugungsanlage/n2040640117004.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 13.08.2014.

DEWI (2012): *Windenergie in Deutschland - Aufstellungszahlen für das Jahr 2012*. Wilhelmshaven. Online-Adresse: http://www.dewi.de/dewi_res/index.php?id=23, zuletzt geprüft am 23.09.2014.

DLR (2010): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. "Leitstudie 2010"*. Datenanhang II. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Online-Adresse: http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-15254/, zuletzt geprüft am 12.10.2014.

E3MLab/ICCS (2014): *PRIMES MODEL 2013-2014. Detailed Model Description*. Online-Adresse: <http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/PRIMES%20Manual/>, zuletzt geprüft am 25.11.2014.

Ecofys; Fraunhofer ISI (2014): *Vergleich der Stromkosten ausgewählter Industrien in Deutschland, Frankreich, den Niederlanden, dem Vereinigten Königreich, Korea, China und den USA*. Unveröffentlichter Entwurf.

Economidou, M.; Atanasiu, B.; Despret, C.; Maio, J.; Nolte, I.; Rapf, O. (2011): *EUROPE's buildings under the microscope. A country-by-country review of the energy performance of buildings*. Herausgeber Buildings Performance Institute Europe (BPIE). Online-Adresse: http://www.bpie.eu/eu_buildings_under_microscope.html, zuletzt geprüft am 20.01.2014.

EEG (2012): *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2012)*, Fassung Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 10/25/2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8/17/2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist. Online-Adresse: <https://www.clearingstelle-eeb.de/eeb2012>, zuletzt geprüft am 21.09.2014.

EEG (2014): *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)*, Fassung Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 7/21/2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 7/22/2014 (BGBl. I S. 2406) geändert worden ist. Online-Adresse: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeb_2014/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 09.09.2014.

EEX (2012): *Stündliche Strommarktdaten 2012*. EEX-Transparenzplattform. Online-Adresse: www.transparency.eex.com/, zuletzt geprüft am 24.10.2013.

- Egging, R. G.** (2010): *Multi-Period Natural Gas Market Modeling - Applications, Stochastic Extensions and Solution Approaches*. Dissertation, University of Maryland (College Park, Md.). Civil Engineering. Online-Adresse: <http://hdl.handle.net/1903/11188>, zuletzt geprüft am 21.11.2014.
- EIA** (2013a): *Electric Power Annual. Table 3.1.A. Net generation by energy source: Total (all sectors)*. Electric Power Annual. U.S. Energy Information Administration. Online-Adresse: <http://www.eia.gov/electricity/annual/>, zuletzt geprüft am 06.12.2014.
- EIA** (2013b): *Model Documentation Report: Industrial Demand Module of the National Energy Modeling System. September 2013*. U.S. Energy Information Administration. Washington, DC. Online-Adresse: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/nems/documentation/industrial/pdf/m064%282013%29.pdf>, zuletzt geprüft am 21.07.2014.
- EIA** (2014a): *Natural Gas Gross Withdrawals and Production*. U.S. Energy Information Administration. Online-Adresse: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_u_nus_a.htm, zuletzt geprüft am 27.10.2014.
- EIA** (2014b): *U.S. Coal Exports. Table 7*. U.S. Energy Information Administration. Online-Adresse: <http://www.eia.gov/coal/production/quarterly/pdf/t7p01p1.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2014.
- Eikmeier, B.; Klobasa, M.; Toro, F.; Menzler, G. et al** (2011): *Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen*. Auftraggeber: Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen. BremerEnergieInstitut, Fraunhofer ISI, IREES, EnBGmbH. Online-Adresse: http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfopool/KWK%20NRW_Entwurf%20Endbericht_Stand%20040311.pdf, zuletzt geprüft am 03.08.2013.
- Elsland, R.; Boßmann, T.; Peksen, I.; Wietschel, M.** (2013): *Auswirkungen des Nutzerverhaltens und Klimawandels bis 2050. Themenbereich 5: Energieeffizienz in Gebäuden*. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2013), zuletzt geprüft am 22.07.2014.
- Enercon** (2013): *Veröffentlichung der Referenzerträge. Enercon*. Herausgeber Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW e. V.). Online-Adresse: http://www.wind-fgw.de/eeg_referenzertrag.htm, zuletzt geprüft am 13.12.2013.
- Energie & Management** (2013): *Verhindert die nächste Kostenexplosion*. Auflage 3/13.
- Energy Brainpool** (2013): *Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher bis 2018. Gutachten für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Auftrag der TransnetBW GmbH*. Unter Mitarbeit von Henkel, J., Lenck, T. Energy Brainpool. Online-Adresse: <http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>, zuletzt geprüft am 26.09.2014.
- ESTIF** (2014): *Converting Installed Solar Collector Area & Power Capacity into Estimated Annual Solar Collector Energy Output. Proposed method to calculate the annual production of solar thermal energy in kWh*. European Solar Thermal Industry Federation. Online-Adresse: http://www.estif.org/st_energy/area_to_energy_conversion_method/, zuletzt geprüft am 05.08.2014.
- EU (2009)**: *RL 2009/28/EG (Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen)*, Fassung 28. Online-Adresse: <http://clearingstelle-eeg.de/EERL>, zuletzt geprüft am 20.12.2014.
- Europäisches Parlament (2009)**: *Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten*. Online-Adresse: eur-lex.europa.eu, zuletzt geprüft am 07.08.2014.

European Parliament, Council (2010): *Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings*. Online-Adresse: <http://www.buildup.eu/publications/9631>, zuletzt geprüft am 23.07.2014.

Eurostat (2006): *Space Heating Shares*. Internal available data which have been obtained/calculated on the basis of Member States's replies to Eurostat's formal request in 2006.

Eurostat (2010): *Energy statistics - supply, transformation, consumption (nrg_10)*. Online-Adresse: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>, zuletzt geprüft am 08.12.2012.

Eurostat (2011): *Heating degree-days - monthly data*. Online-Adresse: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/dataset?p_product_code=NRG_ESDGR_M, zuletzt geprüft am 30.10.2014.

Eurostat (2014): *Energy statistics - gas and electricity prices - new methodology from 2007 onwards (nrg_pc)*. Online-Adresse: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>, zuletzt geprüft am 11.09.2014.

EWI (2014): *Potentiale von Erdgas als CO₂-Vermeidungsoption. Für Auftraggebergemeinschaft Wintershall/Statoil*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). Köln. Online-Adresse: <http://www.ewi.uni-koeln.de/publikationen/studien/>, zuletzt geprüft am 27.10.2014.

FERC (2014): *North American LNG Import /Export Terminals Approved*. Federal Energy Regulation Commission. Online-Adresse: <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2014.

Fichtner, W.; Möst, D.; Wietschel, M.; Weinhardt, C.; Rentz, O. (2003): *Strategische Planung von Energieversorgern in liberalisierten Energiemärkten*. Zeitschrift für Studium und Forschung, vol. 32. München, S. 707–712.

Fleiter, T.; Fehrenbach, D.; Worrell, E.; Eichhammer, W.: *Energy efficiency in the German pulp and paper industry – A model-based assessment of saving potentials*. Energy, 40 (1), S. 84–99.

Fleiter, T.; Worrell, E.; Eichhammer, W. (2011): *Barriers to energy efficiency in industrial bottom-up energy demand models - A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15 (6), S. 3099–3111.

Fleiter et al. (2013): *Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*. Stuttgart. Fraunhofer-Verlag.

Forrester, J. W. (1958): *Industrial Dynamics--A Major Breakthrough for Decision Makers*. Harvard Business Review, 36 (4), S. 37–66.

Franklin, S.; Graesser, A. (1996): *Is it an Agent, or just a Program?: A Taxonomy for Autonomous Agents*. In Intelligent Agents III: Agent Theories, Architectures, and Languages. Unter Mitarbeit von J. P. Müller, M. Woolridge, N. R. Jennings. London. Springer Verlag, S. 21–35.

Fraunhofer ISE (2013): *Energiesystem Deutschland 2050*. Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme. Freiburg. Online-Adresse: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-energiesystem-deutschland-2050.pdf>, zuletzt geprüft am 21.12.2014.

Fraunhofer ISE (2014): *Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage*. Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme. Freiburg. Online-Adresse: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/kurzstudie-zur-historischen-entwicklung-der-eeg-umlage.pdf>, zuletzt geprüft am 09.01.2015.

Fraunhofer ISI (2013): *PowerACE. Effizienzgrade der Kraftwerke*. Interne Daten. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung.

Fraunhofer ISI (2015): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Entwicklung sowie regionaler Aspekte - Leitstudie 2014*. Report in Arbeit (Status 31.10.2014). Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung; Consentec; Ifeu; R2b; EEG TU Wien; TEP Energy. Karlsruhe.

Gabler Wirtschaftslexikon (2014): *Stichwort: Amortisationsdauer*. 3rd ed.. Springer Gabler Verlag. Online-Adresse: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/124944/amortisationsdauer-v3.html>, zuletzt geprüft am 23.09.2014.

Genoese, F.: *Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland*. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.

Geroski, P. A. (2000): *Models of technology diffusion*. Research Policy, vol. 29, S. 603–625.

Gielen, D.; Taylor, M. (2007): *Modelling industrial energy use: The IEAs Energy Technology Perspectives*. Energy Economics, vol. 29, S. 889–912.

Gstach, D. (2010): *Einführung in die Input-Output-Analyse*. Online-Adresse: http://www.wu.ac.at/iqv/mitarbeiter/gstach/io_intro.pdf, zuletzt geprüft am 27.11.2014.

Guerrero-Lemus, R.; Martinez-Duart, J. M. (2013): *Renewable Energies and CO2. Cost analysis, environmental impacts and technological trends*. 2012 ed (3). London, New York. Springer Verlag.

Handelsblatt (2014): *Japanische Atomkraftwerke können wieder ans Netz gehen*. Online-Adresse: <http://www.handelsblatt.com/politik/international/nach-fukushima-japanische-atomkraftwerke-koennen-wieder-ans-netz-gehen/10950564.html>, zuletzt geprüft am 21.12.2014.

Henkel, J.: *Modelling the Diffusion of Innovative Heating Systems in Germany. Decision Criteria, Influence of Policy Instruments and Vintage Path Dependencies*. Dissertation, Berlin. Online-Adresse: <http://opus4.kobv.de/opus4-tuberlin/frontdoor/index/index/docId/3305>, zuletzt geprüft am 06.01.2014.

Henning; Kranzl et al. (2012): *Erarbeitung einer Integrierten Wärme-und Kältestrategie. Arbeitspaket 6 - Integrale Modellierung auf Basis vorhandener sektoraler Modelle und Erstellen eines integrierten Rechenmodells des Wärme- und Kältebereichs*. Herausgeber Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Wien / Karlsruhe / Bremen. Online-Adresse: <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/endberichte-erarbeitung-einer-integrierten-waerme-und-kaeltestrategie/>, zuletzt geprüft am 02.11.2013.

Herbst, A.; Toro, F.; Reitze, F.; Jochem, E. (2012): *Introduction to Energy Systems Modelling*. In Swiss Society of Economics and Statistics, 148 (2), S. 111–135.

Hirzel, S.; Plötz, P., Obergföll, B.: *A function-based approach to stock modelling applied to compressed air systems*. ECEEE 2012 Summer Study, S. 579–589, zuletzt geprüft am 07.01.2014.

Hughes, D. (2014): *Drilling Deeper: A Reality Check on U.S. Government Forecast for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom*. Post Carbon Institute. Online-Adresse: <http://shalebubble.org/drilling-deeper/>, zuletzt geprüft am 21.12.2014.

IAEA (2006): *Model for Analysis of Energy Demand (MAED-2). User's Manual*. Computer manual series no. 18. International Atomic Energy Agency. Wien. Online-Adresse: www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/CMS-18_web.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2014.

IEA (2007): *Tracking Industrial Energy Efficiency and CO2 Emissions. In support of the G8 Plan of Action*. International Energy Agency. Online-Adresse:

https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/tracking_emissions.pdf, zuletzt geprüft am 31.07.2014.

IEA (2012): *Natural Gas Information 2012. IEA STATISTICS*. International Energy Agency.

IEA (2014): *Natural Gas Information 2014. IEA STATISTICS*. International Energy Agency.

Illsen, R. (2012): *Ein Beitrag zur modellgestützten Analyse umweltpolitischer Instrumente in den Bereichen Luftreinhaltung und Klimawandel. Dissertation*. Karlsruhe. KIT Scientific Publ.

IWU (2014): *"TABULA" - Entwicklung von Gebäudetypologien zur energetischen Bewertung des Wohngebäudebestands in 13 europäischen Ländern*. Herausgeber Institut Wohnen und Umwelt. Online-Adresse: <http://www.iwu.de/forschung/energie/abgeschlossen/tabula/>, zuletzt geprüft am 22.07.2014.

Jaccard, M.; Dennis, M. (2006): *Estimating home energy decision parameters for a hybrid energy–economy policy model*. In *Environmental Modeling & Assessment* 11 (2), S. 91–100.

Kemfert, C. (1998): *Makroökonomische Wirkungen umweltökonomischer Instrumente. Eine Untersuchung der Substitutionseffekte anhand ausgewählter volkswirtschaftlicher Modelle für Deutschland*. Frankfurt am Main, New York. P. Lang.

Kesicki, F.; Yanagisawa, A. (2015): *Modelling the potential for industrial energy efficiency in IEA's World Energy Outlook*. In *Energy Efficiency* (8), S. 155–169.

Koch, M.; Harnisch, J.; Blok, K. (2003): *Systematische Analyse der Eigenschaften von Energiemodellen im Hinblick auf ihre Eignung für möglichst praktische Politik-Beratung zur Fortentwicklung der Klimaschutzstrategie*: Forschungsbericht 29997311. Online-Adresse: http://books.google.de/books/about/Systematische_Analyse_der_Eigenschaften.html?id=4Nf2GgAACAAJ&redir_esc=y, zuletzt geprüft am 21.11.2014.

Koesrindartoto, D. (2002): *Discrete Double Auctions with Artificial Adaptive Agents: A Case Study of an Electricity Market Using a Double Auction Simulator*. Department of Economics Working Papers Series N0 022005. Online-Adresse: <https://www.econ.iastate.edu/sites/default/files/publications/papers/p3809-2002-09-12.pdf>, zuletzt geprüft am 25.11.2014.

Kranzl, L.; Hummel, M.; Müller, A.; Steinbach, J. (2013): *Renewable heating: Perspectives and the impact of policy instruments*. In *Energy Policy* 59, S. 44–58.

Kuder, R. (2014): *Energieeffizienz in der Industrie. Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor*. Forschungsbericht. Herausgeber Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Stuttgart (Band 115). Online-Adresse: http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2014/9063/pdf/FB_115_Energieeffizienz_Ralf_Kuder.pdf, zuletzt geprüft am 11.08.2014.

Lapillonne, B. (1976): *System Analysis and Scenario Approach for Detailed Long Range Energy Demand Forecasting*. International Institute for Applied Systems Analysis.

Leontief, W. (1985): *Essays in economics. Theories, theorizing, facts, and policies*. New Brunswick (U.S.A.). Transaction Books.

Liang, S.; Wang, C.; Zhang, T. (2010): *An improved input–output model for energy analysis: A case study of Suzhou*. *Ecological Economics*, vol. 69, S. 1805–1813.

Loulou, R.; Goldstein, G.; Noble, K. (2004a): *Documentation for the MARKAL Family of Models. Part III: System for Analysis of Global Energy markets (SAGE)*. Online-Adresse: <http://www.iea-etsap.org/web/Documentation.asp>, zuletzt geprüft am 22.11.2014.

Loulou, R.; Goldstein, G.; Noble, K. (2004b): *Documentation for the MARKAL Family of Models. PART I: The Standard MARKAL Model*. Online-Adresse: www.iea-etsap.org/web/MrklDoc-I_StdMARKAL.pdf, zuletzt geprüft am 22.11.2014.

Lutz, C.; Meyer, B.; Nathani, C.; Schleich, J. (2005): *Endogenous technological change and emissions: the case of the German steel industry*. Energy Policy, vol. 33, S. 1143–1154.

Marschak, J. (1960): *Binary choice constraints on random utility indications*. Unter Mitarbeit von Arrow, K. (Stanford Symposium on Mathematical Methods in the Social Science). Stanford, California. Stanford University Press.

Mauch, W.; Corradini, R.; Wiesemeyer, K.; Schwentzek, M. (2010): *Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen*. In ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 55 (9), S. 12–14.

McFarland, J. R.; Reilly, J. M.; Herzog, H. J. (2004): *Representing energy technologies in top-down economic models using bottom-up information*. Energy Economics, 26(4), S. 685–707.

McKechnie, J.; MacLean, H. L. (2014): *Implications of emissions timing on the cost-effectiveness of greenhouse gas mitigation strategies: application to forest bioenergy systems*. GCB Bioenergy, vol. 6, S. 414–424.

Meadows, D. L.; Randers, J.; Behrens, W. W. (1972): *Limits to growth. The 30-year update*. London. Pan Books.

Müller, A.; Biermayr, P. (2011): *Die Zukunft des Wärmebedarfs für Heizung und Brauchwassererwärmung in österreichischen Gebäuden bis 2050*. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT 2011. Online-Adresse: http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/presentation_iewt2011/Pr_30_Mueller_Andreas_16-Feb-2011,_10-21.pdf, zuletzt geprüft am 07.01.2014.

Murphy, R.; Rivers, N.; Jaccard, M. (2007): *Hybrid modeling of industrial energy consumption and greenhouse gas emissions with an application to Canada*. Energy Economics, vol. 29, S. 826–846.

Nagl, S.; Paulus, S.; Lindenberger, D. (2012): *Mögliche Entwicklung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz bis 2018*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). Online-Adresse: www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/Moegliche_Entwicklung_der_EEG-Umlage_bis_2018_INSM.pdf, zuletzt geprüft am 29.01.2014.

Netztransparenz.de (2013a): *EEG-Anlagenstammdaten zum 31.12.2012 Gesamtdeutschland als.zip-Datei*. Online-Adresse: <http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm>, zuletzt geprüft am 06.06.2014.

Netztransparenz.de (2013b): *EEG-Mengentestat 2012 auf Basis von WP-Bescheinigungen*. Online-Adresse: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm, zuletzt geprüft am 23.09.2014.

Netztransparenz.de (2014a): *EEG-Mengentestat 2013 auf Basis von WP-Bescheinigungen*. Online-Adresse: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm, zuletzt geprüft am 26.09.2014.

Netztransparenz.de (2014b): *Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Online-Adresse: <http://www.netztransparenz.de/de/index.htm>, zuletzt geprüft am 23.09.2014.

Netztransparenz.de (2014c): *Marktwert- / Referenzmarktwertübersicht*. Online-Adresse: <http://www.netztransparenz.de/de/Referenzmarktwerte.htm>, zuletzt geprüft am 23.09.2014.

Nitsch, J. et al. (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht*. BMU - FKZ 03MAP146. Herausgeber Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Online-Adresse: www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/.../leitstudie2011_bf.pdf, zuletzt geprüft am 06.08.2014.

- NTUA** (2014): *The PRIMES Energy System Model. Summary Description*. Online-Adresse: <http://www.e3mlab.ntua.gr/manuals/PRIMsd.pdf>, zuletzt geprüft am 23.11.2014.
- Nyboer, J.** (1997): *Simulating evolution of technology: An aid to energy policy analysis*. PhD Thesis. School of Resource and Environmental Management, Simon Fraser University. Vancouver.
- ODYSSEE**: *ODYSSEE Database Residential Technical & Economical Data*. Herausgeber ENERDATA. Online-Adresse: <http://www.indicators.odyssee-mure.eu/energy-efficiency-database.html>, zuletzt geprüft am 17.07.2014.
- Öko-Institut** (2013): *EEG Calculator - Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage*. Unter Mitarbeit von Haller, M., Loreck, C., Hermann, H., Matthas, F. Berlin. Online-Adresse: <http://www.oeko.de/aktuelles/presse/pressemitteilungen/dok/1510.php>, zuletzt geprüft am 01.02.2014.
- Öko-Institut e. V.; Fraunhofer ISI** (2014): *Klimaschutzszenario 2050. 1. Modellierungsrunde*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Online-Adresse: <http://www.oeko.de/oekodoc/2065/2014-638-de.pdf>, zuletzt geprüft am 06.12.2014.
- Platts** (2010): *World Electric Power Plants Database 2010*. Online-Adresse: <http://www.platts.com/Products/worldelectricpowerplantsdatabase/Overview>, zuletzt geprüft am 27.10.2014.
- Prognos** (2014): *Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13*. Prognos AG; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult. Berlin. Online-Adresse: www.bkww.de/fileadmin/users/bkww/download/studien/KWK-Potenzialanalyse_und_Evaluierung_2014.pdf, zuletzt geprüft am 12.11.2014.
- Prognos AG** (2011): *Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung*. Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Online-Adresse: http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/aktuelles/110929_Zwischenbericht_KWK-Gesetz.pdf, zuletzt geprüft am 02.08.2013.
- R2B Energy Consulting** (2013): *Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken (Los 1)*. Gutachten für die Transnet BW GmbH in Vertretung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Online-Adresse: https://www.netztransparenz.de/de/file/r2b_Marktwertfaktoren.pdf, zuletzt geprüft am 24.09.2014.
- R2B ENERGY CONSULTING GMBH** (2013): *Jahresprognose 2014 und Mittelfristprognose bis 2018 zur deutschlandweiten Strom-erzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken*. Endbericht. Herausgeber 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Köln. Online-Adresse: <http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>, zuletzt geprüft am 23.09.2014.
- Reichert, J.; Eichhammer, W.** (1997): *Dampf- und Heißwassererzeuger. Bericht und Datensammlung*. 2.th ed.;
- Ricardo-AEA** (2013): *Projections of CHP capacity and use to 2030*. Online-Adresse: <http://www.ricardo-aea.com/cms/assets/Documents/ProjectionsofCHPcapacityuseto2030.pdf>, zuletzt geprüft am 24.07.2014.
- Rivers, N.; Jaccard, M.** (2006): *Useful models for simulating policies to induce technological change*. In Energy Policy 34, S. 2038–2047.
- Rosenkranz, J.; Mailach, B.; Gritzki, R.; Kaiser, J.; Perschk, A.; Rösler, M. et al.** (2011): *Gesamtanalyse-Energieeffizienz-Hallengebaeude. Abschlussbericht*. ITG Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH. Dresden. Online-Adresse:

http://www.systemvergleich-hallenheizung.de/GAEEH_Studie.php, zuletzt geprüft am 17.12.2013.

Schieritz, N.; Milling, P. (2003): *Modeling the Forest or Modeling the Trees. A Comparison of System Dynamics and Agent-Based Simulation*. Online-Adresse:

<http://www.systemdynamics.org/conferences/2003/proceed/PAPERS/140.pdf>, zuletzt geprüft am 21.08.2014.

Schlenzig, C. (1997): *PlaNet – Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung*. Dissertaion. Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Online-Adresse: http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2001/742/pdf/diss_cs.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2014.

Schlomann, B.; Dütschke, E.; Gigli, M.; Steinbach, J.; Kleeberger, H.; Gieger, B. et al. (2011): *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010. Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)*. Karlsruhe, München, Nürnberg. Online-Adresse: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=452016.html>, zuletzt geprüft am 07.01.2014.

Searchinger, T.; Heimlich, R.; Houghton, R. A.; Dong, F.; Elobeid, A.; Fabiosa, J. et al. (2008): *Use of U.S. croplands for biofuels increases greenhouse gases through emissions from land-use change*. *Science*, vol. 319, S. 1238–1240.

Sensfuß, F. (2007): *Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector. An agent based simulation approach*. Dissertation. Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.

Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genoese, M. (2008): *The Merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot prices in Germany*. *Energy Policy*, 36 (8), S. 3086–3094.

Smeetsa, E.; Tabeau, A.; van Berkum, S.; Moorad, J.; van Meijl, H.; Woltjer, G. (2014): *The impact of the rebound effect of the use of first generation biofuels in the EU on greenhouse gas emissions: A critical review*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, S. 393–403.

Sochinsky, B. (1918): *Die Vorausberechnung der Selbstkosten von Elektrizitätswerken*. etz-a, vol. 39.

Spiegel Online (2014): *Ökostromumlage: Stromkunden sollen 2015 deutlich zu viel zahlen*. Online-Adresse: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/eeg-wirtschaftsministerium-liess-oekostrom-umlage-zu-hoch-ansetzen-a-997889.html>, zuletzt geprüft am 20.10.2014.

Stahlinstitut VDEh Wirtschaftsvereinigung Stahl Düsseldorf Herausgeber (2013): *Beitrag der Stahlindustrie zu Nachhaltigkeit, Ressourcen- und Energieeffizienz*. Nachhaltigkeitsbericht 2013. Online-Adresse: <http://www.stahl-online.de/index.php/themen/energie-und-umwelt/nachhaltigkeit/>, zuletzt geprüft am 12.12.2014.

tagesschau.de (2014): *Höhe der Industrierabatte bleibt. Einigung mit der EU zur EEG-Umlage*. In Tagesschau.de 2014, 4/8/2014. Online-Adresse: <http://www.tagesschau.de/wirtschaft/eeg-rabatte110.html>, zuletzt geprüft am 23.09.2014.

Taylor, P. G.; Upham, P.; McDowall, W.; Christopherson, D. (2014): *Energy model, boundary object and societal lens: 35 years of the MARKAL model in the UK*. *Energy Research & Social Science*, vol. 4, S. 32–41.

TEP-Energy (2014): *Unveröffentlichte Kostendaten für ausgewählte Heiztechnologien nach Leistungsklassen*. Online-Adresse: <http://www.tep-energy.ch/>, zuletzt geprüft am 21.02.2014.

Thurstone, L.: *A law of comparative judgement*. *Psychological Review*, vol. 34, S. 273–286.

Toksari, M. (2010): *Predicting the Natural Gas Demand Based on Economic Indicators: Case of Turkey*. *Energy Sources*, 32(6), S. 559–566.

- Train, K.** (2003): *Discrete Choice Methods with Simulation*. 1.th ed.. Cambridge University Press. Online-Adresse: <http://eml.berkeley.edu/books/choice2.html>, zuletzt geprüft am 11.08.2014.
- Tubbs, W. J.** (2008): *A simulation model for Canada-US climate policy analysis*. Research project submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of master of resource management. Online-Adresse: http://www.academia.edu/5603320/A_Simulation_Model_for_US-Canada_Climate_Policy_Analysis, zuletzt geprüft am 17.07.2014.
- Tutz, G.** (2000): *Die Analyse kategorialer Daten: Anwendungsorientierte Einführung in Logit-Modellierung und kategoriale Regression*. Lehr- und Handbücher der Statistik. München. Oldenbourg.
- U.S. EIA** (2013): *Integrating Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation 2013. June 2013*. U.S. Energy Information Administration. Washington, DC. Online-Adresse: [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/nems/documentation/integrating/pdf/m057\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/nems/documentation/integrating/pdf/m057(2013).pdf), zuletzt geprüft am 23.11.2014.
- Wadud, Z.; Dey, H. S.; Kabir, M. Ashfanoo; Khan, S. I.** (2011): *Modeling and forecasting natural gas demand in Bangladesh*. Energy Policy, 39(11), S. 7372–7380.
- Weltbank** (2014): *Global Economic Monitor (GEM) Commodities. World DataBank*. Online-Adresse: <http://databank.worldbank.org/data/views/variableselection/selectvariables.aspx?source=global-economic-monitor-%28gem%29-commodities#>, zuletzt geprüft am 27.10.2014.
- Wietschel, M.** (2000): *Produktion und Energie. Planung und Steuerung industrieller Energie- und Stoffströme*. Frankfurt am Main, New York. P. Lang.
- Wilker, H.** (2010): *Band 3: Weibull-Statistik in der Praxis: Leitfaden zur Zuverlässigkeitsermittlung technischer Komponenten*. Ausgabe 2. Norderstedt. Books on Demand GmbH.
- WindEnergie e. V.** (2014): *Offshore-Windenergie: Ausbau schreitet voran*. Wolfram Axthelm, Tel.: +49 30 212341 251 w.axthelm@wind-energie.de. Online-Adresse: <http://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/2014/offshore-windenergie-ausbau-schreitet-voran>, zuletzt geprüft am 23.09.2014.
- Wooldridge, M.; Jennings, N. R.** (1995): *Intelligent agents: theory and practice*. The Knowledge Engineering Review, 10 (2), S. 115.
- Zhang, Z.; Folmer, H.** (1998): *Economic modelling approaches to cost estimates for the control of carbon dioxide emissions*. Energy Economics, 20(1), S. 101–120.
- ZIV** (2013): *Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2013*. Herausgeber Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks. Online-Adresse: <http://www.schornsteinfeger.de/artikel-159.html>, zuletzt geprüft am 12.12.2014.
- ZUB** (2010): *Entwicklung einer Datenbank mit Modellgebäuden für energiebezogene Untersuchungen*. Zentrum für Umweltbewusstes Bauen e.V. Online-Adresse: http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/FP/ZB/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2010/DatenbankModellgebaeude/01_start.html?nn=436654¬First=false, zuletzt geprüft am 23.09.2013.

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit eidesstattlich, dass ich die vorliegende Dissertation ohne fremde Hilfe und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Quellen angefertigt habe. Alle Ausführungen der Arbeit, die wörtlich oder sinngemäß übernommen wurden, sind als solche gekennzeichnet. Zudem wurde die Arbeit bisher keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht. Ich bin mir bewusst, dass eine unwahre Erklärung rechtliche Folgen haben kann.

Karlsruhe, den 01.04.2015

David Biere

In Erinnerung an Jonathan