

Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien

BMWi Vorhaben Nr. 50/10

Ecofys Germany GmbH

Dr. Christian Nabe
Bernhard Hasche
Markus Offermann
Dr. Georgios Papaefthymiou

Prognos AG

Friedrich Seefeldt
Nils Thamling
Henri Dziomba

31. Oktober 2011

© Ecofys 2011

Projektnummer: PSUPDE101686

Beauftragt durch: Bundesministerium für Wirtschaft & Technologie

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	8
1.1	Hintergrund	8
1.2	Vorgehensweise	8
2	Rahmenparameter der Szenarien	10
2.1	Betrachtete Szenarien	10
2.2	Verwendete Mengengerüste	11
2.2.1	Mengengerüste.....	11
2.2.2	Quellenlage.....	11
2.2.3	Sozioökonomische Rahmendaten	12
2.2.4	Marktdaten	13
2.2.5	Szenarien (Fortschreibung)	15
2.3	Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und Kraftwerkspark	23
3	Modellierung von Kraftwerkseinsatz und Wärmepumpenbetrieb.....	27
3.1	Überblick	27
3.2	Dynamisch thermische Simulationen	28
3.2.1	Berücksichtigte Varianten	28
3.3	Abbildung der Wärmepumpen im Strommarktmodell.....	29
3.3.1	Strommarktmodell.....	29
3.3.2	Abbildung der Wärmepumpen	31
3.3.3	Validierung des stromgeführten Wärmepumpeneinsatzes.....	33
4	Vergleichende Auswertung der Szenarien	37
4.1	Evaluierung des Systemnutzens	37
4.1.1	Systembetriebskosten	37
4.1.2	CO ₂ -Emissionen.....	38
4.1.1	Abregelung von Erneuerbaren Energien.....	40
4.1.2	Prognosefehler	41
4.2	Sensitivitätsanalysen.....	42
4.2.1	Erneuerbare Energien Anteil.....	42
4.2.2	Systemflexibilität.....	43
4.2.3	Maßnahmen zur Optimierung der Flexibilität.....	45
4.2.4	Vergleich mit Pumpspeicherkraftwerken	46
4.2.5	Vergleich mit dem Lastmanagementpotenzial der Elektromobilität	48
4.3	Beitrag und Einnahmen der Wärmepumpen auf dem Strommarkt und weiteren Märkten.....	50

4.3.1	Strommarkt	50
4.3.2	Angebot von Regelleistung.....	52
4.3.3	Einsparung von Spitzenlast	56
4.3.4	Netztechnische Aspekte	57
5	Analyse von regulatorischen Hemmnissen.....	59
5.1	Dynamische statt statische Abschaltzeiten	59
5.2	Veränderung des Bilanzierungs- und Abwicklungsverfahrens für Wärmepumpenkunden	60
5.3	Koordination der Vorgabe der Abschaltzeiten bzw. Betriebszeiten zwischen Lieferant und Netzbetreiber.....	61
5.4	Technische Umsetzung der Steuerung der Wärmepumpen	61
5.5	Gestaltung von Tarifen für Wärmepumpenkunden mit zeitvariabler Abschaltung.....	64
5.6	Rolle der Präqualifikationsbedingungen auf dem Regelenergiemarkt.....	65
5.7	Abschaltvereinbarungen in der EnWG Novelle.....	65
5.8	Zusammenfassung.....	66
6	Zusammenfassung und Fazit	68
A.	Anhang: Beschreibung der Modellierung der Gebäudesimulation	76
	Modellierung der Wärmepumpen	76
	Modellierung der Warmwasserbereitung	78
	Ergebnisse der TRNSYS Simulation (BAU).....	81
B.	Anhang: Randbedingungen der dynamisch thermischen Simulationen ...	84
	Referenzvarianten	84
C.	Parameter der Wärmepumpeneinheiten	95
	Referenzen	100

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Betrachtete Szenarien.....	11
Tabelle 2	Sozioökonomische Rahmendaten [Prognos/EWI/GWS 2010].....	12
Tabelle 3	Wohneinheiten im Sektor PHH [Prognos/EWI/GWS 2010].....	12
Tabelle 4	Wohnflächen im Sektor PHH [Prognos/EWI/GWS 2010]	12
Tabelle 5	Energiekennwerte im Sektor PHH [Prognos/EWI/GWS 2010]	13
Tabelle 6	Endenergieverbrauch für Raumwärme [Prognos/EWI/GWS 2010].....	13
Tabelle 7	Endenergieverbrauch für Prozesswärme bzw. Warmwasser in den Sektoren [Prognos/EWI/GWS 2010].....	13
Tabelle 8	Absatz von Wärmeerzeugern [BDH 2010].....	14
Tabelle 9	Absatz Wärmepumpen nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie und nach Neubau / Bestand (Renovierung) [BWP 2010]	14
Tabelle 10	Bestand Heizungswärmepumpen (ohne Brauchwasser WP) nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie [BWP 2010, eigene Berechnungen].....	14
Tabelle 11	Wohnungen & Beheizung mit Wärmepumpen (Vollbeheizungsäquivalente) [Prognos Modelldaten 2010]	15
Tabelle 12	Wohneinheiten mit Wärmepumpen nach Gebäudegröße (Vollbeheizungsäquivalente) [aktuelle Berechnungen Prognos 2010].....	15
Tabelle 13	Wohnflächen mit Wärmepumpen beheizt (Vollbeheizungsäquivalente) [Prognos Modelldaten 2010]	16
Tabelle 14	Entwicklung der Jahresarbeitszahlen neu installierter Wärmepumpen nach Neubau/Bestand (Renovierung) und Arbeitsmedium [BWP 2009].....	16
Tabelle 15	Entwicklung der Effizienz von elektrischen Wärmepumpen im Bestandsdurchschnitt nach Neubau/Renovierung und Arbeitsmedium [BWP 2010, aktuelle Berechnungen Prognos 2010]	17
Tabelle 16	Absatz Wärmepumpen nach Neubau/Bestand (Renovierung), Arbeitsmedium und Antriebsenergie [aktuelle Berechnungen Prognos 2010]	17
Tabelle 17	Bestand Wärmepumpen nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie [aktuelle Berechnungen Prognos 2010]	17
Tabelle 18	Durchschnittlich installierte Leistung im Bestand [aktuelle Berechnungen Prognos 2010 in Anlehnung an BWP]	18
Tabelle 19	Installierte elektrische Leistung nach Arbeitsmedium [aktuelle Berechnungen Prognos 2010 in Anlehnung an BWP]	18
Tabelle 20	Mit Wärmepumpen beheizte Wohneinheiten, nach Gebäudegröße (Vollbeheizungsäquivalente) [aktuelle Berechnungen Prognos 2010].....	19
Tabelle 21	Installierte thermische Leistung von Heizungswärmepumpen, Referenzszenario, nach Gebäudegröße (Vollbeheizungsäquivalente) [aktuelle Berechnungen Prognos 2010]	19
Tabelle 22	Durch Wärmepumpen bereitgestellte Nutzenergie nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie [aktuelle Berechnungen Prognos 2010]	19
Tabelle 23	In Wärmepumpen aufgewendete Endenergie nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie [aktuelle Berechnungne Prognos 2010]	20

Tabelle 24	Absatz Wärmepumpen nach Neubau/Bestand (Renovierung), Arbeitsmedium und Antriebsenergie [BWP2009, eigene Berechnungen].....	20
Tabelle 25	Bestand Wärmepumpen nach Neubau/Bestand (Renovierung), Arbeitsmedium und Antriebsenergie [BWP 2009, eigene Berechnungen].....	21
Tabelle 26	Durchschnittlich installierte Leistung im Bestand [BWP 2010, aktuelle Berechnungen Prognos 2010]	21
Tabelle 27	Installierte elektrische Leistung nach Arbeitsmedium [aktuelle Berechnungen Prognos 2010 in Anlehnung an BWP]	21
Tabelle 28	Mit Wärmepumpen beheizte Wohneinheiten nach Gebäudegröße (Vollbeheizungsäquivalente) [aktuelle Berechnungen Prognos 2010].....	21
Tabelle 29	Installierte thermische Leistung von Heizungswärmepumpen nach Gebäudegröße (Vollbeheizungsäquivalente) [aktuelle Berechnungen Prognos 2010] .	22
Tabelle 30	Durch Wärmepumpen bereitgestellte Nutzenergie nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie [BWP 2009, eigene Berechnungen].....	22
Tabelle 32	Anlagenbestand und installierte Leistungen in den Szenarien (Überblick)	23
Tabelle 33	Angenommene Nettostromnachfragen und EE Penetration in Deutschland für 2020 und 2030 [SZE10 bzw. Quelle Prognos/EWI/GWS 2010 siehe Lit.]	24
Tabelle 34	Angenommene Brennstoffpreise und Preise für CO ₂ [SZE10 bzw. Quelle Prognos/EWI/GWS 2010 siehe Lit.].....	24
Tabelle 35	Bruttostromerzeugungskapazitäten in GW, Szenario IIA [SZE10 bzw. Quelle Prognos/EWI/GWS 2010 siehe Lit.]	24
Tabelle 36	Angenommene technische Parameter konventioneller Kraftwerke.....	26
Tabelle 37	Reservebereitstellung konventioneller Kraftwerke.....	26
Tabelle 38	Regelreservebedarf im Modelljahr 2020 und 2030	26
Tabelle 39	Definition der Gebäudevarianten	28
Tabelle 40	PowerFys: Modellinput und Modellergebnisse (Auswahl).....	30
Tabelle 41	Vergleich des jährlichen Energieverbrauchs zur Gebäudebeheizung der unterschiedlichen Varianten zwischen der wärmegeführten (BAU) und den stromgeführten Validierungsberechnungen (Zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse wurde der Kalibrierfaktor zu Berücksichtigung der Effizienzsteigerung der Wärmepumpen herausgerechnet)	35
Tabelle 42	Übersicht über Handlungsfelder, status quo und notwendige Änderungen.	67
Tabelle 43	Vergleich von Flexibilitätsoptionen.....	73
Tabelle 44	Übersicht der Grundlagen für die Modellierung der Warmwassererzeugung	80
Tabelle 45	Beispielhafter Auszug der Übergabewerte aus den Ergebnissen der Variante 1 des BAU-Berechnungslauf an das Power Market Modell	82
Tabelle 46	Übersicht elektrischer Jahresenergiebedarf für die Gebäudebeheizung der Varianten	83
Tabelle 47	Anzahl Wärmepumpen, aufgeteilt auf die in der Simulation berücksichtigten Gebäudetypen.....	95
Tabelle 48	Stromverbrauch der Wärmepumpen in TWh/a.....	95

Tabelle 49 Durchschnittliche und maximale Erzeugungs- und Einspeicherleistungen der Wärmepumpeneinheiten97
 Tabelle 50 Durchschnittliche Speicherkapazität der Wärmepumpeneinheiten99

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Struktur der Analyse und Analyseschritte 9
 Abbildung 2 Merit order und Restlast im Jahr 202025
 Abbildung 3 Merit order und Restlast im Jahr 203025
 Abbildung 4 Schema der Modellierung27
 Abbildung 5 Rolling planning im PowerFys Modell.....31
 Abbildung 6 Load-shifting durch stromgeführten Wärmepumpeneinsatz.....32
 Abbildung 7 Vergleich des dreitägigen Lastverlaufs von drei Berechnungsläufen (BAU, 2020A und 2020A-Validierung) für Variante 1 vom beispielhaft für drei Tage. .34
 Abbildung 8 Eingesparte Systembetriebskosten pro Jahr und Effizienzverluste durch Mehrverbrauch der stromgeführten Betriebsweise.....38
 Abbildung 9 Reduktion der Emissionen im Stromsystem aufgrund stromgeführter Fahrweise der Wärmepumpen pro Jahr.....39
 Abbildung 10 Reduktion der von den Wärmepumpen verursachten Emissionen aufgrund des flexiblen Betriebs40
 Abbildung 11 Reduktion der Abregelung im Vergleich zum BAU Szenario41
 Abbildung 12 Kostenreduktion der Systemkosten in Abhängigkeit vom EE-Anteil .43
 Abbildung 13 Kostenreduktion für verschiedene Systemflexibilitäten45
 Abbildung 14 Reduktion der Systemkosten mit zusätzlichen Wärmespeichern (Szenario 2030 B Opt) sowie Vergleich zu zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten47
 Abbildung 15 Preisdauerlinie für Modelljahr 2030, Szenario BAU und B.....51
 Abbildung 16 Gewinne im stromgeführten Betrieb für die 7 Gebäude/Wärmepumpentypen52
 Abbildung 17 Prinzip der Bereitstellung von Regelleistung durch Regelleistung durch Wärmepumpen, Veranschaulichung anhand der Jahresdauerlinien der Last der Wärmepumpen, Last in [GW]54
 Abbildung 18 Mittlere jährliche Potenziale der Regelleistungsbereitstellung durch Wärmepumpen55
 Abbildung 19 Aufteilung der Steuereinrichtungen für Wärmepumpen (Quelle: BWP)62
 Abbildung 20 Vergleich der technischen Optionen zur Umsetzung einer Steuerungsinfrastruktur für Wärmepumpen64
 Abbildung 21 Bei der Modellierung berücksichtigte Beziehung zwischen Vorlauftemperatur (y-Achse) und Außentemperatur (x-Achse) für Heizungssysteme, die über Heizkörpern beheizt werden (obere Gerade) und für Heizungssysteme, die über Fußbodenheizung beheizt werden (untere Gerade)77
 Abbildung 22 Berücksichtigtes Warmwasser Zapfprofile.....79

Abbildung 23	Darstellung des el. Lastverlaufs zur Gebäudebeheizung über den ausgewählten einjährigen Referenzzeitraum am Beispiel der Variante 1.....	82
Abbildung 24	Darstellung des el. Lastverlaufs [kJ] und der Außentemperatur (Tau) zur Gebäudebeheizung an drei Tagen vom 1.-3.11.2007 am Beispiel der Varianten V4 (Passivhaus, Luftwärmepumpe), V2 (EFH 1990, Solewärmepumpe) und V5 (MFH saniert, Luftwärmepumpe mit Spitzenlastkessel).	83
Abbildung 25	Zeitlicher Verlauf der maximalen Erzeugungs- und Ladekapazität der WPE (Variante 1)	97
Abbildung 26	Temperaturverlauf und Temperaturgrenzen im BAU Szenario	98
Abbildung 27	Maximal erlaubte Temperaturdifferenz (Änderung des Speicherinhalts der WEP).	99

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Im Entwurf des Energiekonzepts der Bundesregierung vom 7. September 2010 werden die erneuerbaren Energien (EE) als eine tragende Säule der zukünftigen Energieversorgung dargestellt. Unter den erneuerbaren Energieträgern wird den dargebotsabhängigen Energiequellen Windenergie und Photovoltaik eine wesentliche Bedeutung zugemessen. Ihre Dargebotsabhängigkeit zieht die Notwendigkeit der Flexibilisierung des Stromversorgungssystems und der Nachfrage nach sich.

In den Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung wird, entsprechend des gegenwärtigen Trends, mit einer zunehmenden Marktdurchdringung von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme gerechnet. Da bereits heute Wärmepumpen im Regelfall durch den Netzbetreiber gesteuert werden können, liegt es nahe, dieses zunehmende Potenzial der Nachfragesteuerung im Zusammenhang mit der ebenso zunehmenden dargebotsabhängigen Erzeugungsleistung zu nutzen. Allerdings liegen noch keine Untersuchungen über die Größe des nutzbaren Potenzials von Wärmepumpen zum Lastmanagement vor. Weiterhin sind die Struktur und Größenordnung von Kosten und Nutzen nicht klar. Schließlich sind mögliche Barrieren der Erschließung dieses Potenzials zu identifizieren, die im gegenwärtigen Design des Elektrizitätsmarktes begründet sind. Die vorliegende Studie soll einen Beitrag zur Beantwortung dieser Fragen liefern.

1.2 Vorgehensweise

Die Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netz- bzw. Systemintegration von EE sind nur über eine gekoppelte Simulation von Gebäudesystemen mit dem Elektrizitätsversorgungssystem zu bewerten. Zur Ermittlung der Abhängigkeit der Anlageneffizienz der Wärmepumpen ist eine dynamische Simulation der Beheizung von Gebäuden und den in ihnen enthaltenen Wärmespeichern erforderlich. Aus der Gebäudesimulation ergeben sich mögliche Flexibilität des Wärmepumpeneinsatzes und die zugehörige Anlageneffizienz.

Die Speichereffizienz im Sinne der Flexibilisierung der Strom-Nachfrageseite ist wiederum nur mit einer dynamischen Kraftwerkseinsatzsimulation zu bewerten, in der Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt simuliert werden. Dieser Ansatz ermöglicht, eventuelle Mehrkosten dem Systemnutzen gegenüber zu stellen, um Aussagen über mögliche Optimierungsrichtungen des Gesamtsystems treffen zu können.

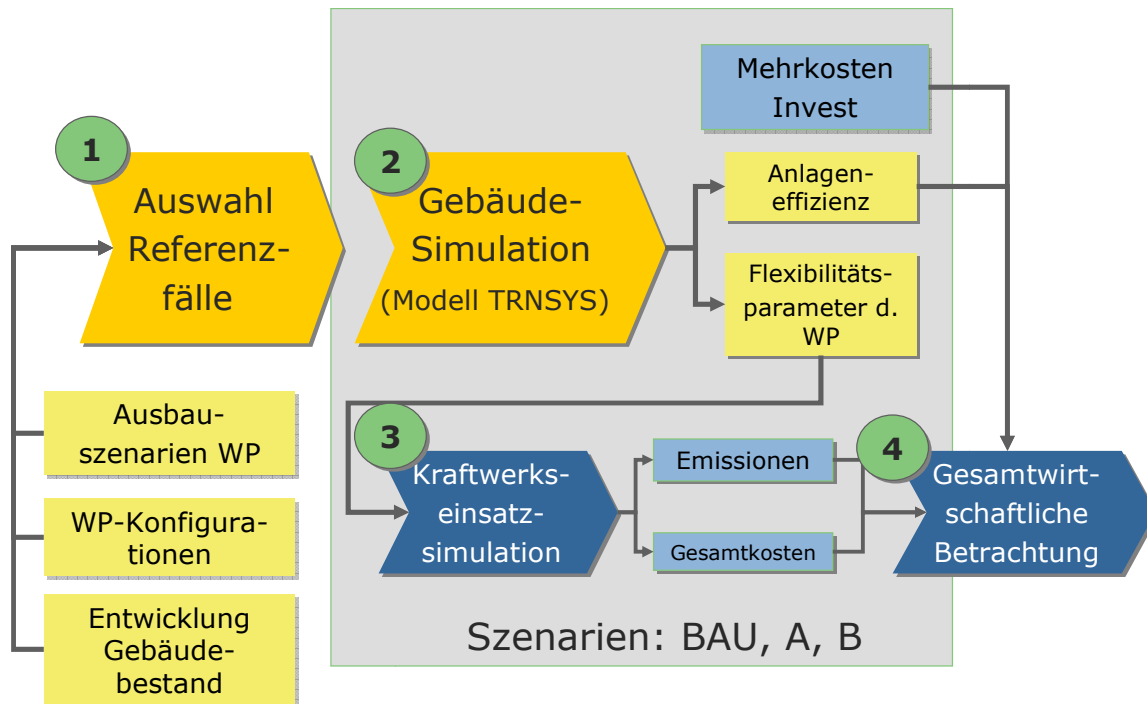


Abbildung 1 Struktur der Analyse und Analyseschritte

Die Vorgehensweise und groben Schritte der Analyse sind in Abbildung 1 zusammengefasst.

- In Schritt 1 werden die Basisannahmen in Anlehnung an die Annahmen aus den Energieszenarien 2010 vorgenommen und eine entsprechende Ableitung der Mengengerüste vorgenommen definiert (hauptverantwortlich: Prognos). Ferner erfolgt die Anpassung des PowerFys-Kraftwerksmodells an die entsprechenden Basisannahmen.
- In Schritt 2 werden die Referenzfälle für die zu simulierenden Gebäudetypen aufgestellt und der Einsatz der Wärmepumpen in einem dynamischen Gebäudemodell simuliert. Die daraus ermittelten Flexibilitätsparameter werden in das Kraftwerkseinsatzmodell übernommen.
- In Schritt 3 wird der Kraftwerkseinsatz detailliert und unter Einsatz der in dem jeweiligen Szenario unterstellten Flexibilität der Wärmepumpen simuliert.
- In Schritt 4 werden die Kosten- und Nutzenparameter aus der Gebäudesimulation und der Kraftwerkseinsatzsimulation zusammengeführt.
- Schließlich werden in Schritt 5 (nicht abgebildet) die regulatorischen Hemmnisse der Nutzung von Wärmepumpen zum Lastmanagement dargestellt.

2 Rahmenparameter der Szenarien

In diesem Kapitel werden die in dieser Studie untersuchten Szenarien vorgestellt und die verwendeten Mengengerüste für Wärmepumpen und Windpenetration illustriert.

2.1 Betrachtete Szenarien

Die Auswirkungen einer stromgeführten gegenüber einer wärmegeführten Betriebsweise von Wärmepumpen werden durch den Vergleich einer Referenzsituation mit verschiedenen Szenarien ermittelt. Dabei müssen die Auswirkungen der Änderung der Betriebsweise sowohl im Bereich Raumwärme-/ Warmwasserbereitstellung als auch im Bereich Stromerzeugung betrachtet und zusammenfassend analysiert werden. Die betrachteten Szenarien sind folgendermaßen charakterisiert (vgl. Tabelle 1):

- 1** Die Referenzsituation stellt die Auswirkungen der Wärmepumpenverbreitung in einem Business as Usual (BAU) Szenario dar, in dem Wärmepumpen ohne Kopplung an den Strommarkt eingesetzt werden. In der Referenzsituation werden Abschaltzeiten unterstellt, die in Stromlieferverträgen für Wärmepumpen üblicherweise vereinbart werden. Damit wird bereits im Basisfall ein Teil der Flexibilität des Systems ausgenutzt.

In zwei weiteren Szenarien werden die Auswirkungen eines gezielten regulatorischen Eingriffs zur forcierten Nutzung des Lastmanagementpotenzials von Wärmepumpen beleuchtet:

- 2** Szenario A „Kopplung“ zeigt die Auswirkungen einer optimierten Stromführung (Kopplung des Kraftwerkseinsatzmodells mit dem Gebäudemodell) bei einer Wärmepumpenverbreitung gemäß BAU.
- 3** Szenario B „Optimierung“ zeigt gegenüber Szenario A eine zusätzliche Forcierung der Wärmepumpenverbreitung in Alt- und Neubauten.

Die Szenarien werden hinsichtlich der erzielbaren Kosteneinsparungen ausgewertet. Weiterhin werden Veränderungen von Emissionen sowie des Energieverbrauchs (Wärme- und Strombereich) gezeigt. Aus der Auswertung kann abgeleitet werden, in welcher Größenordnung sich die Kosten-Nutzen-Relationen der Forcierungsmaßnahmen bewegen.

Tabelle 1 Betrachtete Szenarien

	Gebäudebestand, Beheizungsstruktur	Einsatzstrategie Wärmepumpen
Business As Usual	lt. Szenarien f. Energiekonzept	wärmegeführt
Szenario A "Kopplung"	lt. Szenarien f. Energiekonzept	stromgeführt
Szenario B "Optimierung"	Steigerung des WP-Bestands	Stromgeführt

2.2 Verwendete Mengengerüste

2.2.1 Mengengerüste

Die in den Modellrechnungen hinterlegten Mengengerüste orientieren sich an den grundlegenden sozioökonomischen Rahmendaten der Energieszenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung [Prognos/EWI/GWS 2010].

Dies betrifft die folgenden Eingangsparameter

- Wirtschaftsentwicklung (BIP),
- Bevölkerungsentwicklung nach Altersklassen,
- Entwicklung der Haushalte und Haushaltsgrößen.

In Anlehnung an diese Fundamentaltreiber wurden in der Modellierung der Energieszenarien die grundlegenden Entwicklungen im Wohnungsmarkt modelliert:

- Wohneinheiten,
- Wohnflächen,
- Wohngebäude.

Auf diesen Daten setzt wiederum die Entwicklung der Heizungsanlagen in Wohngebäuden auf. Die Heizungsanlagen in Wohngebäuden orientieren sich an den entsprechenden Marktdaten (Marktzugang) im Heizungsanlagenmarkt und ergeben unter Annahme entsprechender Abgangsraten die Bestandszahlen für einzelne Anlagentypen.

2.2.2 Quellenlage

Für die vorliegende Studie wurden die Daten der mit Wärmepumpen beheizten Wohneinheiten nach Gebäudegrößenklassen und Anlagentypen differenziert. Die Differenzierung erfolgte sowohl auf Basis aktueller Berechnungen in den Prognos-Modellen zu privaten Haushalten und dem Heizungsanlagenmodell als auch auf Basis aktueller Marktdaten der Branchenverbände.

Die Wärmepumpenhersteller sind in den beiden Branchenverbänden Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V. (BDH) und Bundesverband Wärmepumpe e.V. (BWP) organisiert. Diese erheben gemeinsam in regelmäßigen Abständen die Absatzzahlen ihrer Mitglieder, welche ca. 95% der

Unternehmen der Wärmepumpenbranche abdecken. Damit stellt diese Quelle zurzeit die beste statistische Datenbasis für den Wärmepumpenmarkt dar. Andere Publikationen wie z. B. die Studie des Geothermiezentrums Bochum „Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes – Bestandsaufnahme und Trends“ [GZB 2010] beziehen die entsprechenden Daten zum Wärmepumpenmarkt ebenfalls von diesen Verbänden.

2.2.3 Sozioökonomische Rahmendaten

BAU Szenario, Szenario A und Szenario B gehen von den gleichen Rahmendaten hinsichtlich der demografischen Entwicklung aus. Im Betrachtungszeitraum geht die Bevölkerung in Deutschland von 81,6 Mio. auf 79,1 Mio. zurück, gleichzeitig setzt sich die Alterung fort. Die Zahl der privaten Haushalte liegt im Jahr 2030 mit 41 Mio. über dem Ausgangswert des Jahres 2010, der bei 39,9 Mio. lag. Dabei ist die Alterung der Hauptgrund für den Trend zu kleineren, und damit zahlenmäßig mehr Haushalten.

Tabelle 2 Sozioökonomische Rahmendaten [Prognos/EWI/GWS 2010]

		2010	2015	2020	2025	2030
Bevölkerung (Jahresmitte)	[1000]	81.635	80.930	80.476	79.938	79.124
Haushalte (Jahresmitte)	[1000]	39.890	40.333	40.706	40.948	41.027
Personen / Haushalt	[1]	2,05	2,01	1,98	1,95	1,93
BIP	[€₂₀₀₀ real]	2180,6	2327,1	2436,9	2533,5	2632,2

Die Wirtschaftsentwicklung geht von einem Wachstum des BIP (in realen Größen) von durchschnittlich knapp einem Prozent p.a. aus.

Tabelle 3 Wohneinheiten im Sektor PHH [Prognos/EWI/GWS 2010]

Wohneinheiten		2010	2015	2020	2025	2030
Wohnungen insgesamt, Jahresmitte	[1000]	40.597	41.304	41.876	42.157	42.201
Wohnungen bewohnt, Jahresmitte	[1000]	38.522	39.308	39.965	40.343	40.495
Leerstand		5,11%	4,83%	4,56%	4,30%	4,04%
Wohnungen	[1000]	40.597	41.304	41.876	42.157	42.201
Wohnungen 1+2 FH	[1000]	18.610	19.136	19.596	19.942	20.252
Wohnungen 3+-FH, NWG, WH	[1000]	21.987	22.168	22.280	22.215	21.950

Die oben genannte Entwicklung der Fundamentaldaten sorgt für einen signifikanten Anstieg der Wohneinheiten und Flächen in Ein- und Zweifamilienhäusern, während die Zahl der Wohneinheiten und Wohnflächen im Mehrfamilienhausbereich im Prognosezeitraum annähernd konstant bleiben dürfte.

Tabelle 4 Wohnflächen im Sektor PHH [Prognos/EWI/GWS 2010]

Wohnflächen		2010	2015	2020	2025	2030
Wohnflächen	[1000 m²]	3.472	3.573	3.662	3.720	3.759
Wohnflächen insgesamt 1+2 FH	[1000 m ²]	2.022	2.100	2.171	2.224	2.272
Wohnflächen insgesamt MFH, NWG	[1000 m ²]	1.450	1.473	1.491	1.496	1.486
Wohnflächen	[1000 m²]	100%	100%	100%	100%	100%
Wohnflächen insgesamt 1+2 FH	[1000 m ²]	58%	59%	59%	60%	60%
Wohnflächen insgesamt MFH, NWG	[1000 m ²]	42%	41%	41%	40%	40%

Dennoch geht der Endenergieverbrauch im Wohnbereich insgesamt aufgrund der verbesserten Energiekennwerte zurück.

Tabelle 5 Energiekennwerte im Sektor PHH [Prognos/EWI/GWS 2010]

Energiekennwerte		2010	2015	2020	2025	2030
spez. Wärmebedarf (RW + WWB)	[kWh/m²/a]	175	160	148	141	135
Wohnflächen insgesamt 1+2 FH	[kWh/m ² /a]	197	180	168	159	154
Wohnflächen insgesamt MFH, NWG	[kWh/m ² /a]	140	128	118	111	106

In beiden Szenarien liegt der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 um ca. 12 % und im Jahr 2030 um ca. 18 % unter dem Wert des Jahres 2009. Dabei wirkt sich insbesondere der Rückgang des Endenergieverbrauchs für Raumwärme von 2'750 PJ in 2010 um 22% auf 2'145 PJ bereits signifikant aus.

Tabelle 6 Endenergieverbrauch für Raumwärme [Prognos/EWI/GWS 2010]

davon: Raumwärme		2010	2015	2020	2025	2030
Insgesamt	[PJ]	2.750	2.566	2.423	2.276	2.145
Private Haushalte	[PJ]	1.940	1.816	1.719	1.645	1.587
davon 1 + 2 FH	[PJ]	1.321	1.247	1.192	1.154	1.128
davon MFH	[PJ]	604	556	516	483	453
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	[PJ]	589	525	485	422	355
Industrie	[PJ]	221	225	219	209	202
Verkehr	[PJ]					

Der Rückgang des Endenergieverbrauchs für die Warmwasserbereitung ist wesentlich geringer und fällt im gleichen Zeitraum um ca. 3,5% auf 2019 PJ. In Wohngebäuden ist dieser insgesamt annähernd konstant, wobei er sich -demografie- und flächenbedingt- in Ein- und Zweifamilienhäusern insgesamt eher ausweitet und in Mehrfamilienhäuser aufgrund fortschreitender Anlageneffizienz eher zurückgeht.

Tabelle 7 Endenergieverbrauch für Prozesswärme bzw. Warmwasser in den Sektoren [Prognos/EWI/GWS 2010]

davon: Warmwasser / Prozesswärme		2010	2015	2020	2025	2030
Insgesamt	[PJ]	2.072	2.132	2.105	2.050	2.019
Private Haushalte	[PJ]	242	237	233	237	241
davon 1 + 2 FH	[PJ]	116	116	117	123	129
davon MFH	[PJ]	125	122	117	115	113
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	[PJ]	297	301	310	319	329
Industrie (Prozesswärme)	[PJ]	1.533	1.594	1.561	1.494	1.449
Verkehr	[PJ]					

2.2.4 Marktdaten

2.2.4.1 Heizungsanlagen

Für die ex-post Betrachtung des Wärmepumpenmarktes wurde zunächst der Gesamtmarkt von Wärmeerzeugern 2005 – 2009 mit Absatzzahlen nach Angaben des

BDH in abgebildet. Es zeigt sich eine Verdreifachung des Wärmepumpenabsatzes zwischen 2005 und 2008, gefolgt von einem leichten Einbruch in 2009.

Tabelle 8 Absatz von Wärmeerzeugern [BDH 2010]

	Einheiten	2005	2006	2007	2008	2009
Markt für Heizungsanlagen						
Gesamt	[Anzahl p.a.]	735.000	762.000	550.000	618.500	638.000
Gasthermen	[Anzahl p.a.]	149.940	118.872	94.050	91.538	95.700
Gas-Brennwert (Wand)	[Anzahl p.a.]	268.275	326.136	255.750	290.077	311.344
Gas-Brennwert (Boden)	[Anzahl p.a.]	19.845	18.288	15.400	17.937	19.140
Gas-NT Kessel	[Anzahl p.a.]	61.740	33.528	18.150	14.844	13.398
Öl Brennwert	[Anzahl p.a.]	21.315	38.862	36.850	58.139	72.094
Öl NT	[Anzahl p.a.]	163.905	118.110	65.450	47.006	44.022
Wärmepumpen	[Anzahl p.a.]	19.110	48.768	45.650	62.469	54.868
Biomasse	[Anzahl p.a.]	30.870	54.102	18.700	36.492	27.434

2.2.4.2 Wärmepumpen

Die Aufgliederung des Wärmepumpenabsatzes in Tabelle 9 erfolgte in Anlehnung an die Branchenprognose des Bundesverbandes Wärmepumpe (BWP). Es dominieren Sole/Wasser- und Luft/Wasser-Wärmepumpen, die mit jeweils gleichen Anteilen über 90% des Marktes abdecken. Über die letzten Jahre wurden ca. 75% der Wärmepumpen im Zuge von Renovierungen installiert, dieser Anteil steigt tendenziell weiter. Es besteht eine leichte Abweichung zwischen BWP und BDH, was möglicherweise der geringfügig unterschiedlichen Aktualität der Quellen geschuldet sein dürfte.

Tabelle 9 Absatz Wärmepumpen nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie und nach Neubau / Bestand (Renovierung) [BWP 2010]

	Einheiten	2005	2006	2007	2008	2009
Markt für Wärmepumpen						
Gesamt	[Anzahl p.a.]	20.500	48.000	49.000	62.000	61.000
Strom	[Anzahl p.a.]	20.500	48.000	49.000	62.000	61.000
Sole/Wasser	[Anzahl p.a.]	12.370	26.470	25.953	29.776	28.609
Wasser/Wasser	[Anzahl p.a.]	2.524	4.826	3.562	4.425	4.331
Luft/Wasser	[Anzahl p.a.]	5.607	16.705	19.485	27.799	28.060
Gesamt (Neubau / Renovierung)	[%]	100%	100%	100%	100%	100%
Neubau	[%]	29,0%	29,0%	29,0%	25,0%	23,0%
Renovierung	[%]	71,0%	71,0%	71,0%	75,0%	77,0%

Tabelle 10 zeigt den Feldbestand an Wärmepumpen ausgehend von den Absatzzahlen. Im Betrachtungszeitraum wächst die Zahl der installierten Wärmepumpen ebenfalls stark von 130.000 Anlagen in 2005 auf 340.000 Anlagen in 2009. Die Aufteilung nach verschiedenen Arbeitsmedien folgt aufgrund des noch vergleichsweise jungen Marktes mit kurzer Verzögerung der Absatzentwicklung.

Tabelle 10 Bestand Heizungswärmepumpen (ohne Brauchwasser WP) nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie [BWP 2010, eigene Berechnungen]

	Einheiten	2005	2006	2007	2008	2009
Bestand an Wärmepumpen						
Gesamt	[Anzahl]	132.805	179.477	226.682	286.415	344.551
Strom		132.805	179.477	226.682	286.415	344.551
davon Sole/Wasser	[Anzahl]	85.341	110.957	135.801	164.219	191.185
davon Wasser/Wasser	[Anzahl]	18.828	23.466	26.794	30.950	34.972
davon Luft/Wasser	[Anzahl]	28.636	45.054	64.088	91.246	118.394

2.2.5 Szenarien (Fortschreibung)

2.2.5.1 Wohnungsbestand und Heizungsstruktur

Entsprechend der oben beschriebenen Entwicklungen im Wohnungs- und Heizungsanlagenmarkt geht das Referenzszenario davon aus, dass bis 2030 ca. 4% aller Wohneinheiten mit Wärmepumpen beheizt werden. Aufgrund der künftig zu erwartenden Zunahme an bivalenten Heizungssystemen sind die Zahlen in den Tabellen als sog. Vollbeheizungsäquivalente ausgewiesen. Das bedeutet, dass z. B. zwei Einheiten bivalente Heizungssysteme, in denen die Wärmepumpe etwa drei Viertel der Nutzenergie bereitstellt, aus Gründen einer konsistenten Modellierung wie anderthalb Einheiten monovalenter Wärmepumpen- (WP-) Vollbeheizungsäquivalente gerechnet wird. Die entsprechenden WP-Vollbeheizungsäquivalente verteilen sich wie folgt auf die Gebäudeklassen (nach Gebäudegröße: Wohneinheiten pro Gebäude)

Tabelle 11 Wohnungen & Beheizung mit Wärmepumpen (Vollbeheizungsäquivalente) [Prognos Modelldaten 2010]

Wohneinheiten		2010	2015	2020	2025	2030
Wohnungen insgesamt, Jahresmitte	[1000]	40.597	41.304	41.876	42.157	42.201
Wohnungen bewohnt, Jahresmitte	[1000]	38.522	39.308	39.965	40.343	40.495
Leerstand		5,11%	4,83%	4,56%	4,30%	4,04%
Wohnungen	[1000]	40.597	41.304	41.876	42.157	42.201
Wohnungen 1+2 FH	[1000]	18.610	19.136	19.596	19.942	20.252
Wohnungen 3+-FH, NWG, WH	[1000]	21.987	22.168	22.280	22.215	21.950
davon: Wohnungen mit Waermepumpen	[1000]	374	718	1.073	1.375	1.651
Wohnungen 1+2 FH	[1000]	279	541	814	1.044	1.257
Wohnungen 3+-FH, NWG, WH	[1000]	95	177	260	331	394
davon: Wohnungen mit Waermepumpen	[%]	0,92%	1,74%	2,56%	3,26%	3,91%
Wohnungen 1+2 FH	[%]	1,50%	2,83%	4,15%	5,24%	6,21%
Wohnungen 3+-FH, NWG, WH	[%]	0,43%	0,80%	1,17%	1,49%	1,80%

Tabelle 12 Wohneinheiten mit Wärmepumpen nach Gebäudegröße (Vollbeheizungsäquivalente) [aktuelle Berechnungen Prognos 2010]

Wohneinheiten mit WP		2010	2015	2020	2025	2030
1 WE	[1.000]	170	330	496	636	766
2 WE	[1.000]	109	211	318	408	491
3 bis 6 WE	[1.000]	40	75	109	139	166
7 bis 12 WE	[1.000]	37	69	102	129	154
13 bis 20 WE	[1.000]	8	15	21	27	32
21 und mehr WE	[1.000]	10	19	28	35	42
gesamt	[1.000]	374	718	1.073	1.375	1.651

Ein analoges Bild ergibt sich für die mit Wärmepumpenheizungen beheizten Wohnflächen, wobei auch hier die bivalenten Systeme in Vollbeheizungsäquivalente umgerechnet wurden.

Tabelle 13 Wohnflächen mit Wärmepumpen beheizt (Vollbeheizungsäquivalente) [Prognos Modelldaten 2010]

Wohnflächen		2010	2015	2020	2025	2030
Wohnflächen	[1000 m²]	3.472	3.573	3.662	3.720	3.759
Wohnflächen insgesamt 1+2 FH	[1000 m ²]	2.022	2.100	2.171	2.224	2.272
Wohnflächen insgesamt MFH, NWG	[1000 m ²]	1.450	1.473	1.491	1.496	1.486
Wohnflächen	[1000 m²]	100%	100%	100%	100%	100%
Wohnflächen insgesamt 1+2 FH	[1000 m ²]	58%	59%	59%	60%	60%
Wohnflächen insgesamt MFH, NWG	[1000 m ²]	42%	41%	41%	40%	40%
davon: Wohnflächen mit Waermepumpen	[1000 m ²]	40,8	80,8	122,4	157,2	189,3
Wohnflächen 1+2 FH	[1000 m ²]	34,3	68,1	103,5	133,0	160,2
Wohnflächen 3+-FH, NWG, WH	[1000 m ²]	6,5	12,7	18,9	24,3	29,1

Die Bereitstellung der Raumwärme und des Warmwasserbedarfs entspricht einer installierten thermischen Leistung von knapp 5 GW (2010) bzw. 17,2 GW (2030) im Szenario A. Entsprechend der Vollbeheizungsäquivalente können die Szenarien BAU, A und B zur Marktentwicklung von Wärmepumpen konsistent auf den Gebäudebestand und die entsprechenden Gebäudeklassen verteilt werden (vgl. hierzu Kap 2.2.5.3 und 2.2.5.4).

2.2.5.2 Effizienzentwicklung bei Wärmepumpen

Die in Tabelle 14 dargestellte Entwicklung der Effizienz von Wärmepumpen zeigt bis 2030 einen kontinuierlichen Anstieg der Jahresarbeitszahlen auf einen Durchschnittswert von 4,4 im Neubau sowie 4,1 bei im Bestand installierten Anlagen. Für die Effizienz von Gaswärmepumpen wird von einer Jahresarbeitszahl von 1,3 zur Markteinführung ausgegangen, die sich bis 2050 auf 1,5 steigert.

Die sich aus den Bestandszahlen und der wachsenden Effizienz neu installierter Wärmepumpen (siehe Tabelle 14) ergebenden durchschnittlichen Jahreszahlen im Feldbestand sind für Szenario BAU und A in Tabelle 15 dargestellt. Hierzu wurden die Bestandswerte für 1990 einmal geschätzt und dann entsprechend der Marktzugangszahlen Jahr für Jahr aktualisiert. Im Feldbestand wird bis 2030 eine durchschnittliche Jahreszahl von 3,9 für Neubauten sowie 3,6 in sanierten Bestandsbauten erreicht.

Tabelle 14 Entwicklung der Jahresarbeitszahlen neu installierter Wärmepumpen nach Neubau/Bestand (Renovierung) und Arbeitsmedium [BWP 2009]

Effizienz von Wärmepumpen		2010	2015	2020	2025	2030
Ø JAZ neu installierter Anlagen (Neubau)		3,59	3,79	4,00	4,19	4,41
Sole/Wasser	[JAZ]	3,97	4,18	4,38	4,59	4,80
Wasser/Wasser	[JAZ]	3,88	4,60	5,10	5,55	5,70
Luft/Wasser	[JAZ]	3,18	3,41	3,64	3,87	4,10
Ø JAZ neu installierter Anlagen(Renovierung)		3,21	3,41	3,63	3,83	4,05
Sole/Wasser	[JAZ]	3,47	3,67	3,88	4,09	4,30
Wasser/Wasser	[JAZ]	3,38	3,85	4,35	4,69	4,90
Luft/Wasser	[JAZ]	2,93	3,16	3,39	3,62	3,85
Ø JAZ Gas-Wärmepumpen	[JAZ]	1,30	1,38	1,45	1,48	1,50

Tabelle 15 Entwicklung der Effizienz von elektrischen Wärmepumpen im Bestandsdurchschnitt nach Neubau/Renovierung und Arbeitsmedium [BWP 2010, aktuelle Berechnungen Prognos 2010]

	Einheiten	2010	2015	2020	2025	2030
Effizienz von Wärmepumpen						
Durchschnittliche JAZ Bestand (Neubau)		3,21	3,40	3,56	3,74	3,92
Sole/Wasser	[JAZ]	3,43	3,63	3,80	3,99	4,19
Wasser/Wasser	[JAZ]	3,22	3,52	3,81	4,13	4,45
Luft/Wasser	[JAZ]	2,86	3,08	3,26	3,46	3,65
Durchschnittliche JAZ Bestand (Renovierung)		2,97	3,17	3,33	3,48	3,63
Sole/Wasser	[JAZ]	3,13	3,35	3,53	3,68	3,83
Wasser/Wasser	[JAZ]	2,95	3,27	3,58	3,83	4,06
Luft/Wasser	[JAZ]	2,74	2,95	3,13	3,28	3,44

Aufgrund der veränderten Marktzahlen ergibt sich für die Effizienz im Durchschnitt des Feldbestands für das Szenario B nur geringfügig veränderte Werte. Auch hier erreicht der Bestandsdurchschnitt bis 2030 einen Wert der Jahresarbeitszahl von 3,9 für Neubauten sowie 3,6 in sanierten Bestandsbauten.

2.2.5.3 Szenario A: Kopplung

Die Fortschreibung des Wärmepumpenmarktes nach Szenario A in Tabelle 16 zeigt ein weiterhin deutliches Wachstum bis 2030, getrieben vor allem durch die Luft/Wasser Wärmepumpen, während der Absatz von Sole/Wasser und Wasser/Wasser Anlagen zwischen 2010 und 2030 nahezu stagniert. Dies deckt sich mit dem unterstellten höheren Anteil der Installationen im Gebäudebestand, wo nötige Erdbohrungen oder großflächige Erdkollektoren zur Installation von Sole/Wasser Anlagen seltener möglich sind.

Tabelle 16 Absatz Wärmepumpen nach Neubau/Bestand (Renovierung), Arbeitsmedium und Antriebsenergie [aktuelle Berechnungen Prognos 2010]

	Einheiten	2010	2015	2020	2025	2030
Markt für Wärmepumpen	[Anzahl p.a]					
Gesamt (Strom / Gas)	[Anzahl p.a]	61.200	79.200	95.400	99.900	106.200
Strom-Wärmepumpen	[Anzahl p.a]	60.840	74.700	86.400	88.650	92.700
Sole/Wasser	[Anzahl p.a]	28.002	30.180	33.729	32.214	33.663
Wasser/Wasser	[Anzahl p.a]	4.284	4.752	4.293	3.497	3.717
Luft/Wasser	[Anzahl p.a]	28.514	39.768	48.378	52.940	55.320
Gas-Wärmepumpen	[Anzahl p.a]	360	4.500	9.000	11.250	13.500
Gesamt (Neubau / Renovierung)	[%]	100%	100%	100%	100%	100%
Neubau	[%]	22,0%	15,0%	16,0%	18,0%	20,0%
Renovierung	[%]	78,0%	85,0%	84,0%	82,0%	80,0%

Der resultierende Feldbestand ist in Tabelle 17 dargestellt. Bis 2030 wird von 1,5 Mio. installierten Wärmepumpen ausgegangen, wobei eine durchschnittliche Lebensdauer der Wärmepumpen von ca. 25 Jahren hinterlegt ist.

Tabelle 17 Bestand Wärmepumpen nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie [aktuelle Berechnungen Prognos 2010]

	Einheiten	2010	2015	2020	2025	2030
Bestand an Wärmepumpen						
Gesamt (Strom / Gas / WP Arten)	[Anzahl]	393.692	668.859	975.461	1.273.938	1.551.219
Strom		393.292	656.578	931.312	1.188.592	1.420.908
davon Sole/Wasser	[Anzahl]	212.496	316.619	410.736	496.687	570.606
davon Wasser/Wasser	[Anzahl]	38.032	53.431	65.727	72.768	77.875
davon Luft/Wasser	[Anzahl]	142.764	286.528	454.850	619.136	772.427
Gas	[Anzahl]	360	12.248	44.121	85.323	130.292

Aus den Bestandszahlen und der durchschnittlichen Heizleistung errechnet sich die gesamte installierte Leistung wie in Tabelle 18 dargestellt. Die nahezu konstante durchschnittliche Heizleistung des Gesamtbestandes über den Fortschreibungszeitraum zwischen 11,05 und 11,23 kW erklärt sich durch den Zuwachs an Gaswärmepumpen mit hohen durchschnittlichen Heizleistungen im Bestand, welche die aufgrund der besseren Gebäudedämmung tendenziell fallenden Heizleistungen der elektrischen Anlagen ausgleichen. Bis 2030 vervierfacht sich die installierte Leistung auf 17,3 GW.

Tabelle 18 Durchschnittlich installierte Leistung im Bestand [aktuelle Berechnungen Prognos 2010 in Anlehnung an BWP]

	Einheiten	2010	2015	2020	2025	2030
Heizleistung von Wärmepumpen						
Durchschnittliche Heizleistung		11,13	11,05	11,15	11,23	11,14
Sole/Wasser	[kW]	10,00	9,50	9,00	8,60	8,10
Wasser/Wasser	[kW]	14,00	13,50	13,00	12,60	12,10
Luft/Wasser	[kW]	12,00	11,50	11,00	10,60	10,10
Gas	[kW]	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Gesamt installierte Heizleistung	[GW]	4,38	7,39	10,88	14,31	17,27

Von Bedeutung ist im Hinblick auf das Potential der Wärmepumpe für das Lastmanagement besonders die installierte elektrische Leistung, dargestellt in Tabelle 19. Für das Jahr 2030 wird hier von einer installierten Gesamtleistung von 3,7 GW ausgegangen.

Tabelle 19 Installierte elektrische Leistung nach Arbeitsmedium [aktuelle Berechnungen Prognos 2010 in Anlehnung an BWP]

	Einheiten	2010	2015	2020	2025	2030
Gesamt installierte el. Leistung						
Gesamt	[GW]	1,46	2,20	2,86	3,36	3,66
Sole/Wasser	[GW]	0,66	0,88	1,03	1,14	1,19
Wasser/Wasser	[GW]	0,18	0,22	0,24	0,24	0,23
Luft/Wasser	[GW]	0,62	1,11	1,59	1,98	2,24
Gas	[GW]	0,01	0,27	0,91	1,74	2,61

Diese Berechnungen decken sich mit der auf Basis der Vollbeheizungsäquivalente errechneten Verteilung auf Wohngebäude in Tabelle 20. Bis 2030 werden demnach insgesamt ca. 1,65 Mio. Wohneinheiten durch Wärmepumpen versorgt.

Tabelle 20 Mit Wärmepumpen beheizte Wohneinheiten, nach Gebäudegröße (Vollbeheizungsäquivalente) [aktuelle Berechnungen Prognos 2010]

		2010	2015	2020	2025	2030
Wohneinheiten mit WP						
1 WE	[1.000]	195	379	570	732	881
2 WE	[1.000]	83	162	244	312	376
3 bis 6 WE	[1.000]	40	75	109	139	166
7 bis 12 WE	[1.000]	37	69	102	129	154
13 bis 20 WE	[1.000]	8	15	21	27	32
21 und mehr WE	[1.000]	10	19	28	35	42
gesamt	[1.000]	374	718	1.073	1.375	1.651

Die daraus resultierende installierte Leistung ist in Tabelle 21 aufgeführt. Es ergibt sich für 2030 eine Gesamtleistung von 17 GW.

Tabelle 21 Installierte thermische Leistung von Heizungswärmepumpen, Referenzszenario, nach Gebäudegröße (Vollbeheizungsäquivalente) [aktuelle Berechnungen Prognos 2010]

		2010	2015	2020	2025	2030
Gesamt installierte Heizleistung						
1 WE	[GW]	3,3	6,0	8,4	10,3	11,8
2 WE	[GW]	1,0	1,8	2,5	3,0	3,5
3 bis 6 WE	[GW]	0,3	0,5	0,7	0,8	0,9
7 bis 12 WE	[GW]	0,2	0,4	0,5	0,6	0,7
13 bis 20 WE	[GW]	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
21 und mehr WE	[GW]	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
Gesamt	[GW]	4,9	8,8	12,3	14,9	17,2

Aus der installierten Leistung sowie den durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden berechnet sich die von Wärmepumpen bereitgestellte Nutzenergie in Tabelle 22. Die Vollbenutzungsstunden nehmen aufgrund der durch Gebäudedämmung erreichten kürzeren Heizperiode tendenziell ab, so dass die bereitgestellte Nutzenergie leicht unterproportional zur installierten Leistung wächst. Die Gaswärmepumpen nehmen aufgrund der größeren durchschnittlichen Heizleistung in 2030 einen Anteil von über 20% ein.

Tabelle 22 Durch Wärmepumpen bereitgestellte Nutzenergie nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie [aktuelle Berechnungen Prognos 2010]

	Einheiten	2010	2015	2020	2025	2030
Energiebereitstellung						
Vollbenutzungsstunden	[h]	1.925	1.900	1.875	1.850	1.825
Bereitgestellte Nutzenergie	[GWh]	8.434	14.044	20.396	26.475	31.526
Strom-Wärmepumpen	[GWh]	8.413	13.346	17.915	21.740	24.392
Sole/Wasser	[GWh]	4.091	5.715	6.931	7.902	8.435
Wasser/Wasser	[GWh]	1.025	1.371	1.602	1.696	1.720
Luft/Wasser	[GWh]	3.298	6.261	9.381	12.141	14.238
Gas-Wärmepumpen	[GWh]	21	698	2.482	4.735	7.133

Tabelle 23 zeigt die aufgewendete Endenergie, welche sich mittels der Werte der Jahresarbeitszahlen (siehe Tabelle 15) aus der bereitgestellten Nutzenergie ableitet.

Aufgrund der niedrigeren Jahresarbeitszahl macht die in Gaswärmepumpen aufgewendete Endenergie ca. 40% der 11.400 GWh insgesamt aufgewendeten Endenergie in 2030 aus.

Tabelle 23 In Wärmepumpen aufgewendete Endenergie nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie [aktuelle Berechnungne Prognos 2010]

	Einheiten	2010	2015	2020	2025	2030
In Wärmepumpen aufgewendete Endenergie						
Gesamt	[GWh]	2.817	4.696	7.068	9.425	11.435
Strom-Wärmepumpen	[GWh]	2.801	4.188	5.356	6.215	6.679
Sole/Wasser	[GWh]	1.273	1.673	1.937	2.115	2.168
Wasser/Wasser	[GWh]	339	413	442	437	417
Luft/Wasser	[GWh]	1.189	2.102	2.976	3.662	4.094
Gas-Wärmepumpen	[GWh]	16	508	1.712	3.210	4.756

2.2.5.4 Szenario B: Optimierung

Die Fortschreibung des Wärmepumpenmarktes nach Szenario B in Tabelle 24 zeigt ein ambitionierteres Wachstum gegenüber Szenario A bei ähnlicher Marktaufgliederung nach Antriebsenergie und Arbeitsmedium. Hier wird bis 2030 ein Gesamtmarkt von 118.000 Anlagen erreicht. Dabei führt die unterstellte Marktentwicklung im in 2030 zu einem Gesamtbestand von ca. 2 Mio. WP-Anlagen im Bestand. Damit orientiert sich dieses Szenario eng am sog. Szenario 1 der BWP Branchenprognose 2009 [BWP 2009].

Tabelle 24 Absatz Wärmepumpen nach Neubau/Bestand (Renovierung), Arbeitsmedium und Antriebsenergie [BWP2009, eigene Berechnungen]

	Einheiten	2010	2015	2020	2025	2030
Markt für Wärmepumpen						
Gesamt (Strom / Gas)	[Anzahl p.a]	68.000	88.000	106.000	111.000	118.000
Strom-Wärmepumpen	[Anzahl p.a]	67.600	83.000	96.000	98.500	103.000
Sole/Wasser	[Anzahl p.a]	31.130	33.200	36.810	35.015	36.470
Wasser/Wasser	[Anzahl p.a]	4.760	5.280	4.770	3.885	4.130
Luft/Wasser	[Anzahl p.a]	31.710	44.520	54.420	59.600	62.400
Gas-Wärmepumpen	[Anzahl p.a]	400	5.000	10.000	12.500	15.000
Gesamt (Neubau / Renovierung)	[%]	100%	100%	100%	100%	100%
Neubau	[%]	22,0%	15,0%	16,0%	18,0%	20,0%
Renovierung	[%]	78,0%	85,0%	84,0%	82,0%	80,0%

Tabelle 25 zeigt die entsprechende Entwicklung des Feldbestandes an Wärmepumpen. Der starke Anstieg des Bestandes von 400.000 in 2010 auf über 2 Millionen Anlagen in 2030 (Szenario A: 1,5 Mio.) impliziert unter Berücksichtigung der prognostizierten Absatzzahlen eine niedrigere Abgangsquote. Für Gas-Wärmepumpen wird ab der Markteinführung ein sehr stark steigender Bestand bis auf 170.000 Anlagen in 2030 prognostiziert, der Anteil am Gesamtmarkt bleibt mit unter 8% jedoch klein.

Tabelle 25 Bestand Wärmepumpen nach Neubau/Bestand (Renovierung), Arbeitsmedium und Antriebsenergie [BWP 2009, eigene Berechnungen]

Einheiten		2010	2015	2020	2025	2030
Bestand an Wärmepumpen						
Gesamt (Strom / Gas / WP Arten)	[Anzahl]	409.106	784.479	1.230.644	1.704.637	2.187.474
Strom	[Anzahl]	408.706	770.381	1.177.929	1.598.095	2.017.490
davon Sole/Wasser	[Anzahl]	220.404	370.743	520.745	670.393	814.199
davon Wasser/Wasser	[Anzahl]	39.382	62.663	84.160	100.833	115.714
davon Luft/Wasser	[Anzahl]	148.920	336.976	573.024	826.869	1.087.577
Gas	[Anzahl]	400	14.098	52.715	106.542	169.984

Die gesamte installierte Leistung ist in Tabelle 26 dargestellt. Auch hier zeigt sich analog zu Szenario A eine über den Fortschreibungszeitraum nahezu konstante durchschnittliche Heizleistung des Bestandes. Bis 2030 verfünffacht sich die installierte Leistung bis auf 24 GW.

Tabelle 26 Durchschnittlich installierte Leistung im Bestand [BWP 2010, aktuelle Berechnungen Prognos 2010]

Einheiten		2010	2015	2020	2025	2030
Heizleistung von Wärmepumpen						
Durchschnittliche Heizleistung		11,13	11,05	11,10	11,14	11,01
Sole/Wasser	[kW]	10,00	9,50	9,00	8,60	8,10
Wasser/Wasser	[kW]	14,00	13,50	13,00	12,60	12,10
Luft/Wasser	[kW]	12,00	11,50	11,00	10,60	10,10
Gas	[kW]	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Gesamt installierte Leistung	[GW]	4,55	8,67	13,67	19,00	24,08

Die damit korrespondierenden elektrischen Leistungen sind in Tabelle 27 aufgeführt, es ergibt sich eine Gesamtleistung von 5,3 GW in 2030, von denen der Großteil auf Luft/Wasser Anlagen entfällt.

Tabelle 27 Installierte elektrische Leistung nach Arbeitsmedium [aktuelle Berechnungen Prognos 2010 in Anlehnung an BWP]

Einheiten		2010	2015	2020	2025	2030
Gesamt installierte el. Leistung						
Gesamt	[GW]	1,51	2,59	3,63	4,56	5,27
Sole/Wasser	[GW]	0,69	1,03	1,32	1,56	1,72
Wasser/Wasser	[GW]	0,18	0,25	0,30	0,33	0,35
Luft/Wasser	[GW]	0,64	1,30	2,01	2,67	3,20

Die dazugehörige Verteilung auf Wohneinheiten ist Tabelle 28 zu entnehmen. Es ergeben sich in 2030 2,3 Mio. mit Wärmepumpen beheizte Wohneinheiten.

Tabelle 28 Mit Wärmepumpen beheizte Wohneinheiten nach Gebäudegröße (Vollbeheizungsäquivalente) [aktuelle Berechnungen Prognos 2010]

	2010	2015	2020	2025	2030	
Wohneinheiten mit WP						
1 WE	[1.000]	195	417	684	951	1.233
2 WE	[1.000]	83	178	292	406	527
3 bis 6 WE	[1.000]	40	82	131	181	232
7 bis 12 WE	[1.000]	37	76	122	168	216
13 bis 20 WE	[1.000]	8	16	26	35	45
21 und mehr WE	[1.000]	10	21	33	46	59
Gesamt	[1.000]	374	790	1.288	1.787	2.312

Tabelle 29 zeigt die entsprechende Aufteilung der installierten Leistung auf die Gebäudegröße, welche sich in der Gesamtleistung gut mit den in Tabelle 26 errechneten Werten deckt.

Tabelle 29 Installierte thermische Leistung von Heizungswärmepumpen nach Gebäudegröße (Vollbeheizungsäquivalente) [aktuelle Berechnungen Prognos 2010]

		2010	2015	2020	2025	2030
Gesamt installierte Heizleistung						
1 WE	[GW]	3,3	6,6	10,1	13,3	16,6
2 WE	[GW]	1,0	2,0	3,0	3,9	4,9
3 bis 6 WE	[GW]	0,3	0,5	0,8	1,0	1,3
7 bis 12 WE	[GW]	0,2	0,4	0,6	0,8	0,9
13 bis 20 WE	[GW]	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
21 und mehr WE	[GW]	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2
Gesamt	[GW]	4,9	9,7	14,8	19,4	24,0

Die bereitgestellte Nutzenergie wurde in Tabelle 30 berechnet. Es wurden bezüglich der Vollbenutzungsstunden die Annahme verbesserten Gebäudestandards analog Szenario A getroffen, hier ergibt sich insgesamt ein Wert von 44.000 GWh in 2030.

Tabelle 30 Durch Wärmepumpen bereitgestellte Nutzenergie nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie [BWP 2009, eigene Berechnungen]

		Einheiten	2010	2015	2020	2025	2030
Energiebereitstellung							
Vollbenutzungsstunden		[h]	1.925	1.900	1.875	1.850	1.825
Bereitgestellte Nutzenergie		[GWh]	8.767	16.466	25.623	35.144	43.945
Strom-Wärmepumpen		[GWh]	8.744	15.662	22.658	29.231	34.638
Sole/Wasser		[GWh]	4.243	6.692	8.788	10.666	12.036
Wasser/Wasser		[GWh]	1.061	1.607	2.051	2.350	2.555
Luft/Wasser		[GWh]	3.440	7.363	11.819	16.215	20.047
Gas-Wärmepumpen		[GWh]	23	804	2.965	5.913	9.307

Tabelle 31 zeigt die dafür aufzuwendende Endenergie, hier machen die Gaswärmepumpen ca. 1/3 des Gesamtwertes von gut 16 TWh in 2030 aus.

Tabelle 31 In Wärmepumpen aufgewendete Endenergie nach Arbeitsmedium und Antriebsenergie [BWP 2009, eigene Berechnungen]

		Einheiten	2010	2015	2020	2025	2030
In Wärmepumpen aufgewendete Endenergie							
Gesamt			3.017	5.628	9.031	12.690	16.146
Strom-Wärmepumpen		[GWh]	2.999	5.036	6.958	8.627	9.857
Sole/Wasser		[GWh]	1.364	2.013	2.530	2.957	3.226
Wasser/Wasser		[GWh]	363	499	588	636	658
Luft/Wasser		[GWh]	1.272	2.524	3.840	5.034	5.973
Gas-Wärmepumpen		[GWh]	18	592	2.072	4.063	6.289

2.2.5.5 Zusammenfassung und Ausblick

In Anlehnung an die sozioökonomischen Rahmendaten der Energieszenarien für eine Energiekonzept für die Bundesregierung [Prognos/EWI/GWS 2010] wurde die Entwicklung der Wohneinheiten, Wohnflächen und Heizungsanlagen die mit Wärmepumpensystemen beheizten Wohngebäude differenziert fortgeschrieben. Dabei wurden die Gebäude und Anlagen nach Größenklassen differenziert. Die sich ergebenden Mengengerüste bilden die Grundlagen für die Modellierung der Szenarien BAU und A. In Anlehnung an das Szenario 1 des Branchenverbandes Wärmepumpen [BWP 2010] wurden analog die Mengengerüste für das Szenario B bestimmt.

Tabelle 32 Anlagenbestand und installierte Leistungen in den Szenarien (Überblick)

Heizungswärmepumpen elt. (Szenario BAU und A)		2010*	2015	2020	2025	2030
Anlagenbestand	[1000]	393	657	931	1.189	1.421
Installierte Leistung thermisch	[GW th]	4,37	7,02	9,55	11,75	13,37
Installierte Leistung elektrisch	[GW el]	1,46	2,20	2,86	3,36	3,66

Heizungswärmepumpen elt. (Szenario B)		2010*	2015	2020	2025	2030
Anlagenbestand	[1000]	409	770	1.178	1.598	2.017
Installierte Leistung thermisch	[GW th]	4,54	8,24	12,08	15,80	18,98
Installierte Leistung elektrisch	[GW el]	1,51	2,59	3,63	4,55	5,27

* leichte Abweichungen in 2010 sind modelltechnisch bedingt

Bei den beiden Szenarien liegt in 2030 die Zahl der installierten Heizungswärmepumpen im Feldbestand zwischen 1,4 und 2 Mio. Anlagen mit einer installierten thermischen Leistung zwischen 13,4 und 19 GW_{th}.

Für die in 2030 installierte elektrische Leistung liegt der Wert im Szenario A bei 3,6 GW_{el} und im Szenario B bei 5,3 GW_{el}. Die Werte der installierten elektrischen Leistung bildet als erstes Zwischenergebnis die obere Potenzialgrenze für das Lastmanagementpotenzial von elektrisch betriebenen Heizungswärmepumpen.

In der weiteren Bearbeitung der Studie wird es darum gehen, in wieweit dieses theoretisch zur Verfügung stehende Lastmanagementpotenzial praktisch genutzt werden kann. Hierzu soll die Simulation der Wärmepumpen in einzelnen ausgewählten Gebäudetypen und die Modellierung des Strommarktes weitere Erkenntnisse liefern.

2.3 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und Kraftwerkspark

Als Grundlage für die energiewirtschaftlichen Rahmenparameter wurde das Szenario IIA der Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung ausgewählt.

In Tabelle 33 sind die Annahmen über die Stromnachfrage, in Tabelle 34 die Annahmen für die Brennstoffpreise und in Tabelle 35 die installierten Kraftwerkskapazitäten dargestellt.

Tabelle 33 Angenommene Nettostromnachfragen und EE Penetration in Deutschland für 2020 und 2030 [SZE10 bzw. Quelle Prognos/EWI/GWS 2010 siehe Lit.]

	2020 [TWh]	2030 [TWh]
Nettostromnachfrage	496,9	470,7
Windenergie	102	134
Rest EE	78,5	86
Penetration EE	36%	47%

Tabelle 34 Angenommene Brennstoffpreise und Preise für CO₂ [SZE10 bzw. Quelle Prognos/EWI/GWS 2010 siehe Lit.]

	2020 [€/MWh _{th}]	2030 [€/MWh _{th}]
Kernkraft	3,2	3,2
Braunkohle	1,4	1,4
Steinkohle	10,1	10,8
Erdgas	23,0	25,9
Heizöl	27,4	31,3
	2020 [€/t]	2030 [€/t]
CO ₂	18,2	38,4

Tabelle 35 Bruttostromerzeugungskapazitäten in GW, Szenario IIA [SZE10 bzw. Quelle Prognos/EWI/GWS 2010 siehe Lit.]

		2020 [GW]	2030 [GW]
Konventionelle Kraftwerke	Kernkraft	20,4	12,1
	Steinkohle	21,3	18,2
	Steinkohle CCS	0	1,8
	Braunkohle	21,2	11,7
	Erdgas	16,3	26,5
	Heizöl	5,3	0
	Pumpspeicher	7,7	7,7
	Andere Brennstoffe	3,5	3,8
Erneuerbare Energien	Lauf und Speicherwasser	5,6	5,6
	Wind onshore	33,3	33,7
	Wind offshore	10,1	16,7
	Biomasse	5,7	6
	Photovoltaik	33,3	37,5
	Geothermie	0,3	0,4
	Andere erneuerbare Brennstoffe	1,6	1,6
	Erneuerbare Energien	89,9	101,5
	Ingesamt	185,6	183,3

Abbildung 2 und Abbildung 3 zeigen die aus diesen Annahmen resultierende Merit Order Kurve des Kraftwerksparks sowie die Verteilung der zu deckenden Restlast. Aus diesen Grafiken lassen sich bereits die Bandbreiten ablesen, in denen sich die Grenzkosten auf dem Strommarkt bewegen.

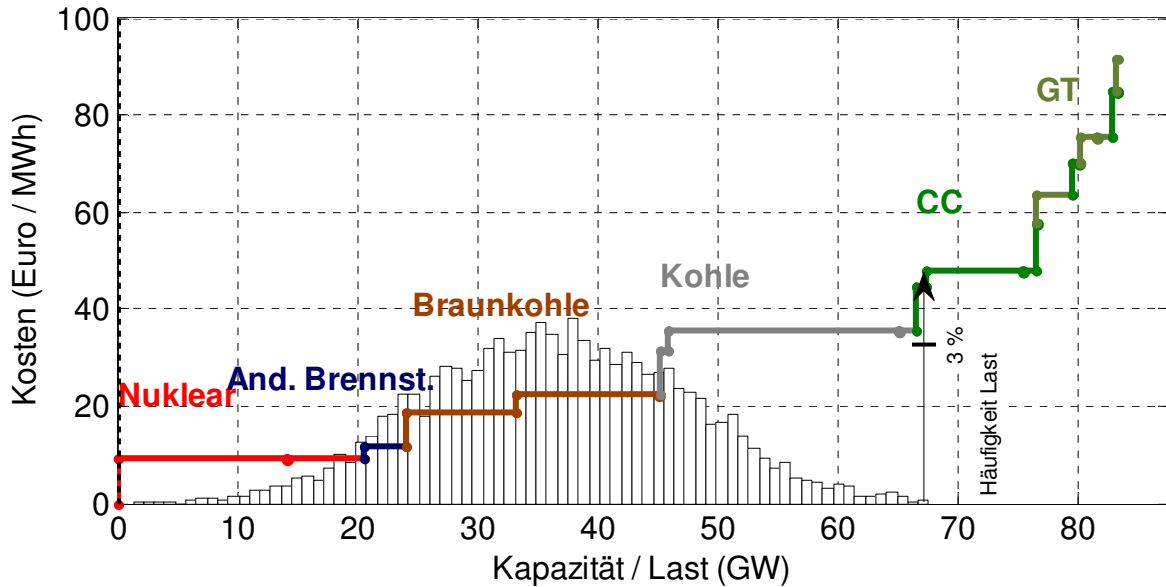


Abbildung 2 Merit order und Restlast im Jahr 2020

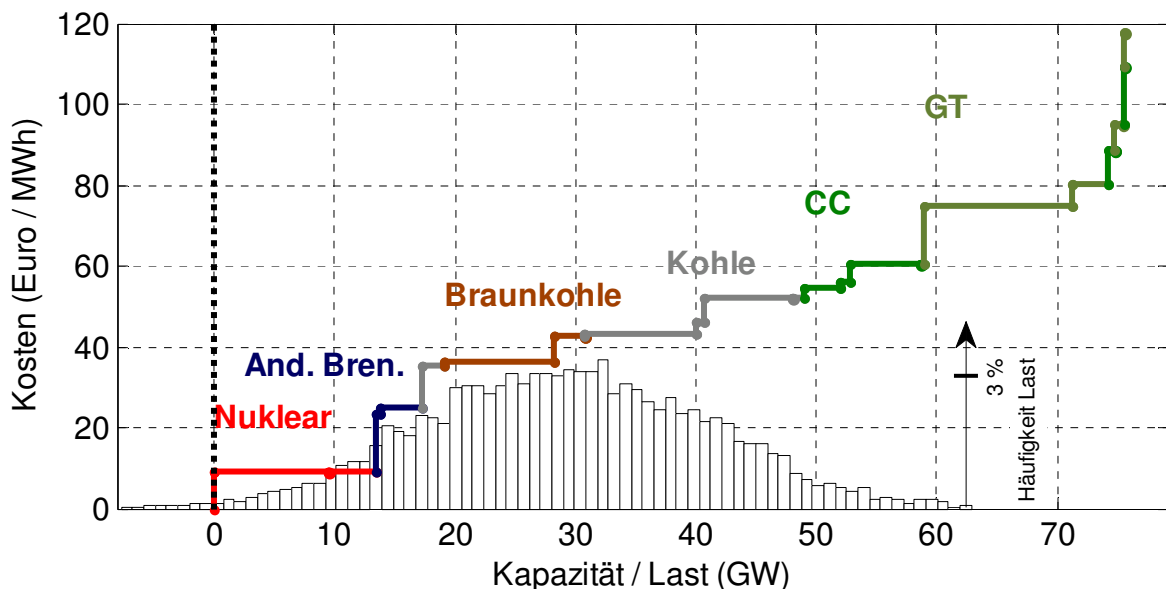


Abbildung 3 Merit order und Restlast im Jahr 2030

In der Strommarktmodellierung sind die Kraftwerke blockscharf abgebildet und die ihre Fahrweise ist durch folgende technische Restriktionen eingeschränkt: Die Mindestleistung eines Kraftwerks gibt die minimale Erzeugungsleistung im angefahrenen Zustand an. Minimale Betriebs- und Stillstandszeiten garantieren, dass zwischen An- und Abfahren ein ausreichender Zeitraum eingehalten wird. Die maximalen Laständerungsgeschwindigkeiten geben an, wie flexibel die Kraftwerke in angefahrenem Zustand betrieben werden können. Die Kosten, die mit Anfahrvorgängen aufgrund von zusätzlichem Brennstoff- und Chemikalienbedarf, erhöhtem Personalaufwand, Abnutzung, Verschleiß, Korrosion und anderem verbunden sind, werden über den Parameter Anfahrkosten abgeschätzt, der sich auf einen Startvorgang und ein Megawatt installierter Leistung bezieht. Die Parameterannahmen für die einzelnen Kraftwerkstypen sind in Tabelle 36 zusammengefasst.

Tabelle 36 Angenommene technische Parameter konventioneller Kraftwerke

Kraftwerkstyp	Mindestlast (% P _N)	Minimale Betriebszeit (h)	Minimale Stillstandszeit (h)	Max. pos. Laständerung (% P _N / min)	Max. neg. Laständerung (% P _N / min)	Anfahrkosten (€/MW)
Kernkraftwerke	50%	14	14	0,05	0,05	239
Braunkohle-KW	45%	9	9	0,025	0,05	128
Steinkohle-KW	35%	4	4	0,04	0,05	128
GuD-KW	33%	2	2	0,04	0,07	91
Gasturbinen-KW	20%	0	0	0,15	0,15	31
Öl/Gaskessel-KW	35%	4	4	0,04	0,05	128

Eine weitere technische Eigenschaft der Kraftwerke ist die Fähigkeit, Primär- und Sekundärreserve sowie Tertiärreserve bereitzustellen. Bei der Tertiärreserve ist außerdem die Möglichkeit der Reservebereitstellung aus einem abgeschalteten Zustand heraus zu berücksichtigen. Tabelle 37 fasst die diesbezüglichen Annahmen zusammen.

Tabelle 37 Reservebereitstellung konventioneller Kraftwerke

Kraftwerkstyp	Primär- und Sekundärreserve	Tertiärreserve (spinning)	Tertiärreserve (non-spinning)
Kernkraftwerke	Ja	Ja	Nein
Braunkohle-KW	Ja	Ja	Nein
Steinkohle-KW	Ja	Ja	Nein
GuD-KW	Ja	Ja	Nein
Gasturbinen-KW	Ja	Ja	Ja
Öl/Gaskessel-KW	Ja	Ja	Nein
Pumpspeicher-KW	Ja	Ja	Ja

Die Reserveanforderungen sind aus der angenommenen installierten Wind- und PV-Leistung und der zukünftigen Prognosegüte abgeleitet. Für die Modelljahre 2020 und 2030 ergeben sich die Werte gemäß Tabelle 38

Tabelle 38 Regelreservebedarf im Modelljahr 2020 und 2030

Reserveart	2020		2030	
	Positiv	Negativ	Positiv	Negativ
Primär- und Sekundärreserve	2575	1925	2615	1845
Tertiärreserve	5043	5355	5871	6273

3 Modellierung von Kraftwerkseinsatz und Wärmepumpenbetrieb

Die modelltechnischen Ansätze der Studien werden in diesem Kapitel vorgestellt. Der folgende Überblick fasst den Modellansatz zusammen. Im Anschluss werden die Gebäudewärmesimulation, das Strommarktmodell und die Verknüpfung der Modelle vorgestellt. Eine Validierung des Ansatzes wird am Ende des Kapitels gezeigt.

3.1 Überblick

Die Modellierung der Wärmepumpen im Stromsystem ist in Abbildung 4 schematisch dargestellt. Der Einsatz der Wärmepumpe wird über eine physikalische Simulation des Temperaturhaushaltes in Gebäuden bestimmt (Gebäudesimulation). Der resultierende Strombedarf wird in der Simulation (Optimierung) des Stromsystems (Kraftwerkseinsatzsimulation) berücksichtigt. Die Gebäudesimulation ist in Kapitel 3.2 beschrieben, während das Strommarktmodell in Kapitel 3.3 vorgestellt wird.

Im Referenzszenario sind die Wärmepumpen als wärmegeführt angenommen. Es gibt daher keine Rückkopplung zwischen Strommarkt und Wärmepumpe. Für dieses Szenario ist es ausreichend, den Strombedarf der wärmegeführten Wärmepumpen über den Gebäudebestand zu aggregieren und den resultierenden Gesamtstrombedarf als zusätzliche Nachfrage im Strommarktmodell zu berücksichtigen.

In Szenario A und B sind die Wärmepumpen als stromgeführt angenommen. Die Wärmepumpen reagieren daher auf die Strommarktpreise und der Wärmepumpeneinsatz ist in das Strommarktmodell zu integrieren. Dazu werden die Wärmepumpen in geeigneter Weise parametrisiert und im Strommarktmodell in ähnlicher Weise wie Speicherkraftwerke modelliert. Die entsprechenden Einheiten repräsentieren dann das Lastverschiebepotential der Wärmepumpen. Der sich im Strommarktmodell ergebende Einsatz der Wärmepumpen wird anschließend in der Gebäudesimulation validiert. Die Kopplung der beiden Modelle ist in Kapitel 3.3.2 präzise beschrieben.

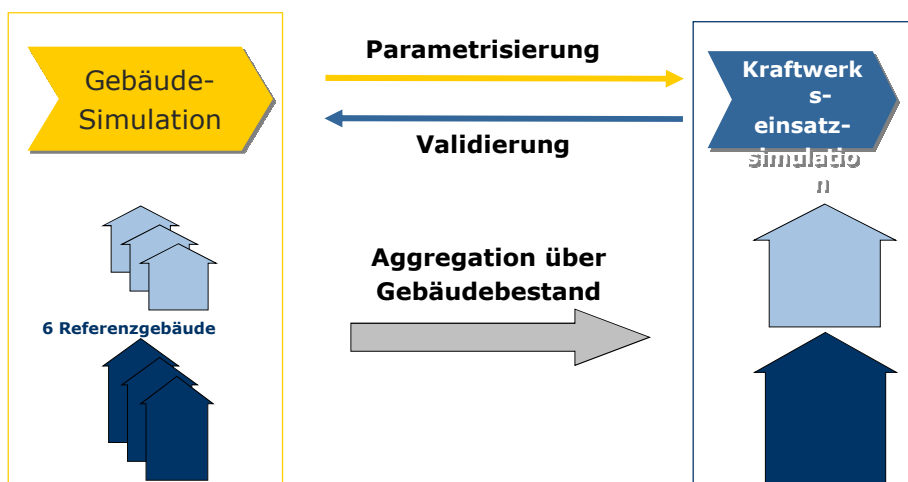


Abbildung 4 Schema der Modellierung

3.2 Dynamisch thermische Simulationen

Die dynamisch thermischen Simulationen wurden mit dem Softwareprogramm TRNSYS (aktuelle Version 17) durchgeführt. Die jeweils mehrzonigen Modelle erlauben eine realistische Abbildung des dynamisch thermischen Verhaltens der Referenzgebäudetypen u.a. unter Berücksichtigung wechselnder interner und solarer Wärmegewinne.

3.2.1 Berücksichtigte Varianten

Auf der Grundlage der Ergebnisse der Marktdatenanalyse wurden die folgenden **Basis-Varianten** berücksichtigt:

Tabelle 39 Definition der Gebäudevarianten

Variante	Beschreibung
1	Freistehendes Einfamilienhaus ohne mechanische Lüftungsanlage, Bj. 1970, vollsaniert gem. EnEV 2009 mit Sole-Wärmepumpe, Heizkörper, Heizungspufferspeicher
1a	wie Variante 1 jedoch mit Luftwärmepumpe
2	Freistehendes Einfamilienhaus ohne mechanische Lüftungsanlage, Bj. 1990, Sole-Wärmepumpe und Fußbodenheizung
3	Doppelhaushälfte, mit mechanischer Abluftanlage, Gebäudehülle gem. EnEV 2004, Sole-Wärmepumpe, Fußbodenheizung
4	Doppelhaushälfte, Passivhaus mit Luftwärmepumpenkompaktgerät, mechanischer Lüftungsanlage mit hocheffizienter Wärmerückgewinnung
5	Mehrfamilienhaus (8 WE) ohne mechanische Lüftungsanlage, Bj. 1950, vollsaniert gem. EnEV 2009 mit Luft-Wärmepumpe und Spitzenlastkessel (Gas), Heizkörper
6	Sechsgeschossiger Bürogebäuderiegel mit mechanischer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung, Gebäudehülle gem. EnEV 2004, Grundwasserwärmepumpe, Heizkörpern, Heizungspufferspeicher

Eine ausführliche Beschreibung der Varianten und der grundlegenden Modellierungsparameter befindet sich im Anhang B.

Bei der Auswahl der Varianten wurden insbesondere auch die folgenden Erfahrungswerte berücksichtigt:

- Wärmepumpen werden vor allem in Ein- Zweifamilienhäusern und Reihenhäusern eingesetzt, Mehrfamilienhäuser und Nichtwohngebäude spielen eine eher untergeordnete Rolle
- Wärmepumpen sind fast ausschließlich in Neubauten oder Vollsanierungen anzutreffen
- Möglichst viele unterschiedliche Optionen bzgl. des Lastgangs sollten berücksichtigt werden
- Hocheffiziente Gebäude (wie z.B. Passivhäuser) sind, trotz aktuell noch geringer Relevanz vor dem Zeithorizont 2020/2030 ebenfalls zu berücksichtigen

Für die Modellierung des Verhaltens der Wärmepumpen im BAU-Szenario wurden feste Unterbrechungszeiten vorgegeben.

- Unterbrechungsintervall 1: 11:00-13:00 Uhr
- Unterbrechungsintervall 2: 17:00-19:00 Uhr

Die Unterbrechungszeiten wurden anhand von typischen, im Internet veröffentlichten temperaturabhängigen Lastprofile ermittelt. Weiterhin wurde ein Abgleich mit Spotpreisen auf dem Großhandelsmarkt der vergangenen drei Jahre durchgeführt. Die genannten Unterbrechungsintervalle liegen in den Zeiten der durchschnittlich höchsten Strompreise (Mittags- und Abendspitze). Insofern erfolgt bereits im Status quo eine gewisse Optimierung und Lastglättung.

Eine ausführliche Darstellung der Modellierung der Wärmepumpen sowie der Warmwasserbereitung sowie der Simulationsergebnisse für das BAU-Szenario findet sich im Anhang A.

3.3 Abbildung der Wärmepumpen im Strommarktmodell

Der stromgeführten Einsatz der Wärmepumpen wird in einem Strommarktmodell simuliert, so dass die Veränderung des Wärmepumpeneinsatzes zum wärmegeführten Betrieb sich in direkter Kopplung aus der Strommarktsituation beziehungsweise den Strompreisen ergibt.

3.3.1 Strommarktmodell

Die Ecofys Modellfamilie PowerFys bietet mit PowerFys-generation das geeignete Modell, um für einen gegebenen Kraftwerkspark und gegebenen Anteil von EE den Betrieb der Kraftwerke und die Abregelung der EE zu simulieren. Die Strommarktergebnisse werden dabei über Optimierungsmodelle in stündlicher Auflösung simuliert. Das Modell erlaubt daher, das ökonomische und technische Potential kurzfristiger Lastverschiebungen abzuschätzen.

PowerFys-generation simuliert den Kraftwerkseinsatz in einem idealen Elektrizitätsmarkt unter besonderer Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten. Das Modell ist ein

gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell, das den Einsatz und die Fahrweise der Kraftwerke optimiert. Optional kann zusätzlich ein optimiertes Einsatzmanagement der EE berechnet werden. Aufgrund des gemischt-ganzzahligen Ansatzes ist der Betrieb jedes Kraftwerk individuell abgebildet.

Des Weiteren werden Prognoseunsicherheiten und die Abfolge von Spot- und Intradaymärkten explizit simuliert. Das Day-ahead Marktmodell bestimmt anhand einer Optimierung die Stromerzeugungsgebote für den nächsten Tag, während das Intraday Marktmodell den stündlichen Intraday Handel mit aktualisierten Prognosen der EE Erzeugung optimiert. Neben Day-ahead und Intraday Markt sind auch die Reservemärkte modelliert. Ein Modellergebnis sind die jeweiligen Marktpreise, womit die Kraftwerkseinnahmen an verschiedenen Märkten in der Auswertung berücksichtigt werden können.

PowerFys-generation ist durch die folgenden Eigenschaften charakterisiert, die je nach Untersuchungsrahmen angepasst werden können:

- Angebotserstellung von allen Kraftwerken im Day-ahead und Intradaymarkt
- Clearing verschiedener Reservemärkte
- Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten
- Flexibilitätsrestriktionen wie bspw. minimale Stillstands- und Betriebszeiten für thermische Kraftwerke
- Systembedingter Mindestbetrieb
- Abregelung von EE.

Die wichtigsten Eingabe- und Ausgabeparameter sind in Tabelle 40 zusammengefasst.

Tabelle 40 PowerFys: Modellinput und Modellergebnisse (Auswahl)

Input	Output
<ul style="list-style-type: none"> • Kraftwerkspark • technische Parameter der Kraftwerke (Fahrrestriktionen) • Brennstoffpreise • Ganglinien der Nachfrage, der fluktuierenden Erzeugung und der Grenzflüsse • Grenzkuppelkapazitäten • Güte der Windprognose • Regelreservebedarf (in Abhängigkeit von der Windprognose) 	<ul style="list-style-type: none"> • Kraftwerkseinsatz- und fahrweise • Brennstoffverbrauch inkl. Startkosten • Emissionen • Regelreservebereitstellung • Strompreise am Day-Ahead-, Intraday- und Regelreservemarkt • Einkünfte der Kraftwerksbetreiber • Abregelung von EE

Die zeitliche Abfolge von Day-ahead und Intradaymodell ist in Abbildung 5 wiedergegeben. Im Day-ahead Modell wird für die gegebene Tagesprognose der EE Einspeisung über die Kraftwerkserzeugung und Reservebereitstellung am nächsten Tag

entschieden Neben Brennstoff- und Emissionskosten werden dabei Anfahrkosten und Reservebereitstellungskosten berücksichtigt. Im Intraday-Modell stehen aktualisierte Prognosen der EE Einspeisung zur Verfügung und die Abweichungen zu früheren Prognosen werden ausgeglichen. Die Fahrplanänderungen erfolgen dabei unter Beachtung der im Spotmarkt bestimmten zeitübergreifenden Entscheidungen wie die Reservebereitstellung.

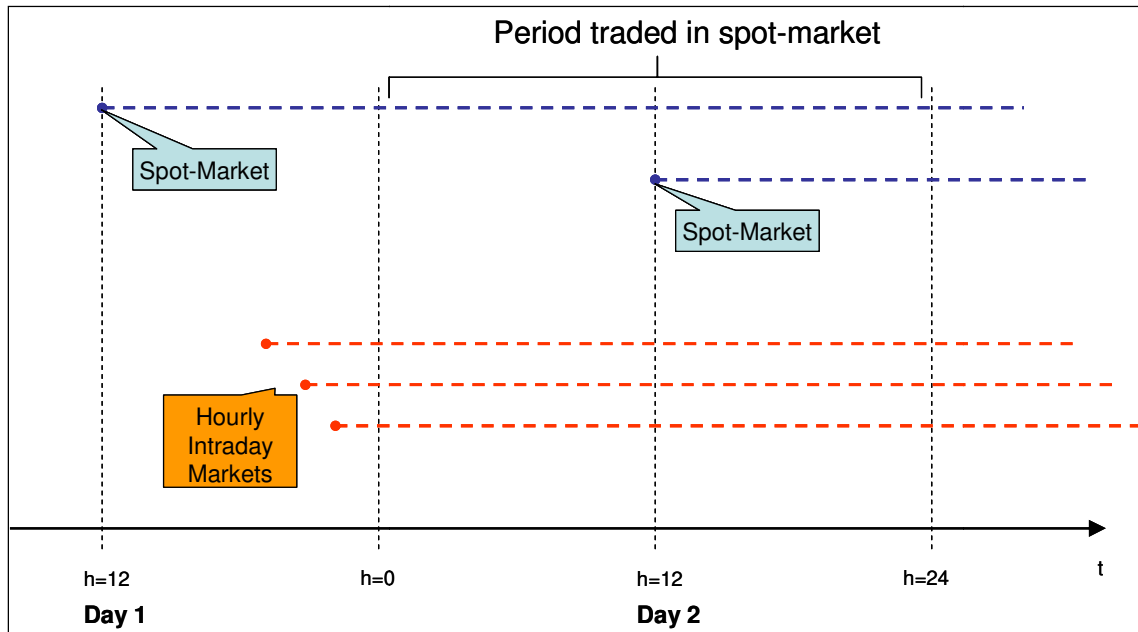


Abbildung 5 Rolling planning im PowerFys Modell

Die Prognosen der Windstromeinspeisung werden in einem vorgelagerten Simulationstool, PowerFys-forecast, erzeugt. Die simulierten Prognosefehler werden dabei über einen Moment Matching Ansatz an die statistischen Eigenschaften gemessener Prognosefehler angepasst. Die Erfassung mehrerer statistischer Parameter erlaubt eine realitätsgetreue Wiedergabe der Prognosefehler. Die folgenden Statistiken sind in der Simulation berücksichtigt: Prognosegüte (RMSE), höhere Momente als Maß für die Häufigkeit von Extremszenarien (Schiefe und Kurtosis) sowie Korrelationen zwischen räumlich getrennten und zeitlich versetzten Prognosen. Die Prognosegüte kann, wenn gewünscht, in der Simulation angepasst werden. In der Regel wird ein RMSE von 5% für die deutsche Day-ahead Windstromprognose verwendet.

3.3.2 Abbildung der Wärmepumpen

Die Wärmepumpen im stromgeführten Betrieb werden in das im Strommarktmodell integriert. Dadurch wird die Simulation ihres aus System-sicht optimalen Einsatzes ermöglicht, so wie er sich aus einer idealen Anpassung der Wärmepumpensteuerung an die Strompreise ergeben würde (online Steuerung).

Es werden daher Einheiten im Strommarktmodell definiert, die entweder die Stromnachfrage senken (entsprechend einer Abregelung der Wärmepumpen) oder erhöhen können (entsprechend eines verstärkten Einsatzes der Wärmepumpen). Die Wärmepumpeneinheiten ähneln Speicherkraftwerken, die entweder Strom speichern (Erhöhung der Stromnachfrage) oder Strom erzeugen können (Absenkung der

Stromnachfrage). Das Load-shifting ist in Abbildung 6 durch die grünen und roten Pfeile illustriert.

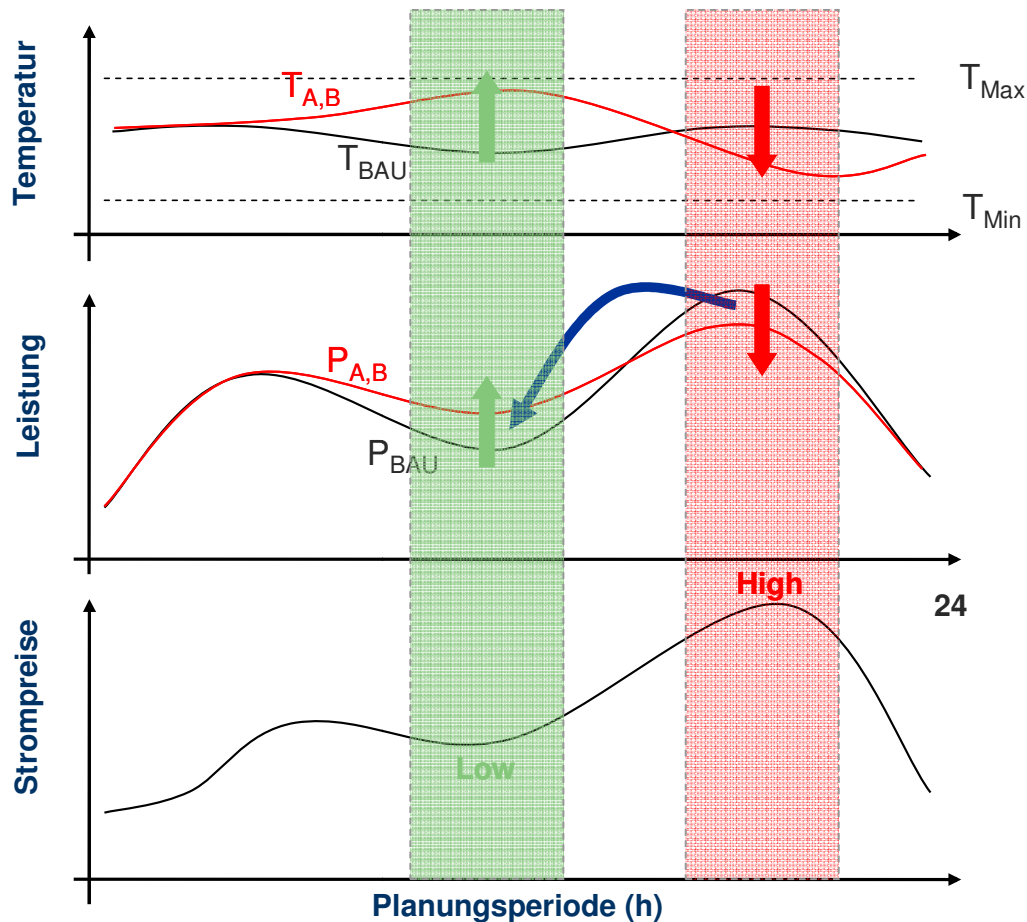


Abbildung 6 Load-shifting durch stromgeführten Wärmepumpeneinsatz

Wichtig ist nun, dass ein solches Load-shifting leistungsbezogenen und zeitlichen Restriktionen unterworfen ist, die dem Flexibilisierungspotential der Wärmepumpen entsprechen. Es ergeben sich zwei leistungsbezogene Restriktionen:

- 1 Die Abregelung der Wärmepumpen im stromgeführten Betrieb ist durch das Einsatzniveau im wärmegeführten Betrieb begrenzt. Die Stromerzeugung der Wärmepumpeneinheiten kann daher in keiner Stunde größer als die im wärmegeführten Betrieb verwendete Leistung sein.
- 2 Die verstärkte Nutzung der Wärmepumpen ist durch deren installierte elektrische Leistung begrenzt. Das Speichern von Strom in den Wärmepumpeneinheiten ist daher niemals größer als der Spielraum zwischen der installierten Leistung und der eingesetzten Leistung im wärmegeführten Betrieb.

Eine dritte, zeitübergreifende Restriktion ergibt sich aus dem Temperaturhaushalt. Die Abregelung bzw. verstärkte Nutzung der Wärmepumpen führt zu einer sinkenden bzw. zunehmenden Raumtemperatur. Das Verhältnis zwischen Abregelung (Hochregelung) und

Temperaturabfall (Temperaturanstieg) lässt sich über die thermische Kapazität des Gebäudes und den Wirkungsgrad der Wärmepumpe linearisieren. Die Linearisierung ist angemessen, da der veränderte Wärmepumpeneinsatz um den Betriebspunkt des wärmegeführten Betriebes herum erfolgt (der Linearisierungsfaktor ist aber in der Zeit variabel, da abhängig von der Außentemperatur). Die Stromerzeugung und -speicherung der Wärmepumpeneinheiten wird daher direkt im Strommarktmodell in eine entsprechende Temperaturveränderung übersetzt. Ein mehrstündiger verstärkter Einsatz der Wärmepumpen führt in jeder Stunde zu einem Temperaturanstieg. Deren Summe führt zu dem Gesamttemperaturanstieg über den betrachteten Zeitraum, woraus sich die beiden folgenden zeitübergreifenden Restriktionen ergeben:

- 1 Der sich durch den verstärkten Einsatz der Wärmepumpeneinheiten ergebende Temperaturanstieg muss unterhalb der Maximaltemperatur bleiben.
- 2 Der sich durch die Abregelung der Wärmepumpeneinheiten ergebende Temperaturabfall muss oberhalb der Minimaltemperatur bleiben.

Der mit dem Strommarktmodell berechnete stromgeführte Einsatz der Wärmepumpen wird anschließend im physikalischen Gebäudemodell überprüft. Dabei sollte weder eine Überschreitung von Temperaturlimits noch eine mangelnde Ausnutzung der Temperaturspielräume zu beobachten sein. Die in der Modellierung genutzten Parameter der Wärmepumpeneinheiten sind im Anhang C dargestellt.

3.3.3 Validierung des stromgeführten Wärmepumpeneinsatzes

Der stromgeführte Betrieb der Wärmepumpen wurde anhand einer vereinfachten Abbildung der Wärmepumpen mit dem Strommarktmodell berechnet. Zur Validierung der Betriebsweise wurden im Anschluss nochmals Berechnungen mit den TRNSYS-Gebäudemodellen durchgeführt. Damit wird sichergestellt, dass auch in der stromgeführten Betriebsweise die Temperaturgrenzen in den Gebäuden eingehalten werden.

Bei den Validierungsberechnungen wird der Wärmepumpeneinsatz für die einzelnen Gebäudetypen aus dem Power Market Modell als Steuerparameter in die TRNSYS-Gebäudemodelle zurückgespeist. Als Steuerparameter für die Validierungsrechnungen dient die Differenz des Momentanverbrauchs der Wärmepumpen zwischen der wärmegeführten (BAU) und der stromgeführten Betriebsweise im Strommarktmodell: Ist der Momentanverbrauch im stromgeführten Szenario kleiner, wird der untere Temperaturgrenzwert (Grenzwerte siehe unten) als Zielgröße des Wärmepumpeneinsatzes gewählt. Ist er größer, wird entsprechend der obere Grenzwert angestrebt. zu diesen Zeiten wurde entsprechend versucht, möglichst viel Energie in dem jeweiligen Gebäude abzuspeichern. Bei den Validierungsrechnungen werden gegenüber den Basissimulationen (BAU) folgende Änderungen vorgenommen:

- Die fixen Sperrzeiten aus dem BAU-Szenario wurden eliminiert
- Analog zu den Optimierungsläufen Power Market Modells sind die folgenden Zieltemperaturintervalle vorgegeben:
Varianten 1-5: Tagsüber 20,5 °C bis 22,5 °C; nachts 17,5 °C bis 21 °C

Variante 6: Tagsüber 21,0 °C bis 23,0 °C; nachts 18,5 °C bis 22 °C
 Bei einer Leistungsdifferenz von „0“, d.h. weder Lastabwurf noch Lastanfragebedürfnis wird der untere Grenzwert angestrebt

- Bei den Varianten mit Fußbodenheizung (Variante 2 und 3) wird, analog zu den Annahmen im Power Market Modells, die Vorlauftemperatur ganzjährig auf 35°C angehoben, um die mögliche Abpufferung von Systemüberkapazitäten zu maximieren.

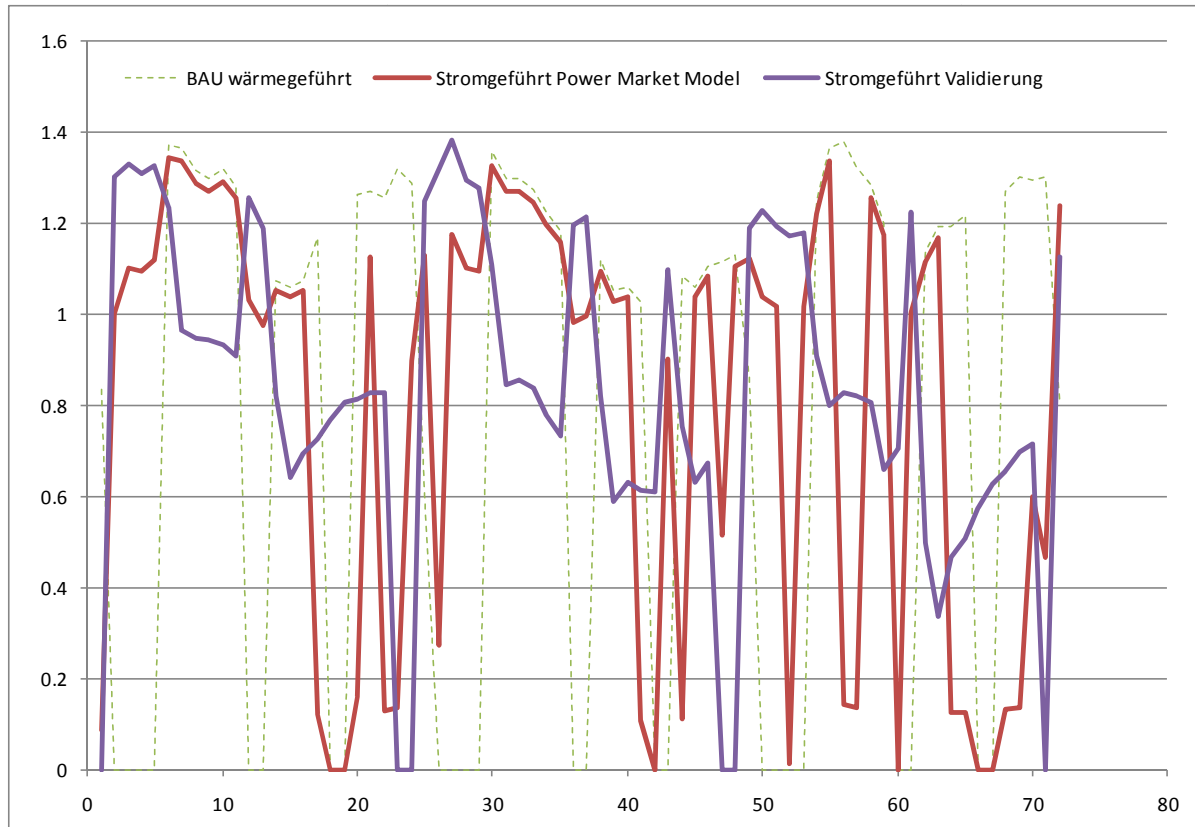


Abbildung 7 Vergleich des dreitägigen Lastverlaufs von drei Berechnungsläufen (BAU, 2020A und 2020A-Validierung) für Variante 1 vom beispielhaft für drei Tage.

In Abbildung 7 werden die Abweichungen zwischen der wärmegeführten und stromgeführten Betriebsweise deutlich. Des Weiteren ist jedoch auch eine Abweichung zwischen der stromgeführten Betriebsweise anhand des vereinfachten Ansatzes zur Abbildung der Wärmepumpen im Power Market Modell und der TRNSYS-Validierungsrechnung zu erkennen. Dieser ist vor allem auf die Tatsache zurückzuführen, dass bei dem vereinfachten Ansatz die solaren und inneren Lasten nur als Mittelwerte nicht aber als Momentanwerte berücksichtigt werden können.

Der Wechsel von der wärmegeführten (BAU) zur stromgeführten Betriebsweise führte bei den Validierungsrechnungen, im Gegensatz zu den Ergebnissen des Strommarktmodells, bei den meisten Gebäudetypen zu einer Veränderung des Jahresenergiebedarfs. Die Änderungen wurden bedingt durch die variierten Raumtemperaturen und den damit verbundenen Transmissionsverluständerungen. Diese Abweichungen zwischen den BAU

Varianten und den entsprechenden Varianten aus den Validierungssimulationen sind in der folgenden Tabelle 38 zusammengestellt.

Tabelle 41 Vergleich des jährlichen Energieverbrauchs zur Gebäudebeheizung der unterschiedlichen Varianten zwischen der wärmegeführten (BAU) und den stromgeführten Validierungsberechnungen (Zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse wurde der Kalibrierfaktor zu Berücksichtigung der Effizienzsteigerung der Wärmepumpen herausgerechnet)

	BAU	2020A	2020B	2030C	2030D
V1	0%	4%	4%	5%	5%
V1a	0%	5%	5%	5%	5%
V2	0%	11%	11%	11%	10%
V3	0%	2%	2%	2%	2%
V4	0%	22%	21%	21%	21%
V5	0%	23%	26%	26%	27%
V6	0%	-6%	-6%	-6%	-6%

Neben der Verschiebung des durchschnittlichen Raumtemperaturniveaus hat vor allem der Zeitpunkt der Raumtemperaturänderung einen wesentlichen Einfluss den Energieverbrauch. Darüber hinaus haben zahlreiche weitere Faktoren, wie z.B. die thermische Gebäudemasse sowie die Tagesgänge der solaren und internen Lasten einen Einfluss auf die Änderung des Energieverbrauchs. Da der Lastabwurf vor allem in den Nachtstunden erfolgt, weisen die stromgeführten Varianten meist einen höheren Energiebedarf als die wärmebedarfsgeregelten Varianten auf. Die Höhe des so verursachten Mehrverbrauchs ist nahezu unabhängig von der Außentemperatur. Vor allem während der Übergangszeiten wird erhöht sich der Mehrverbrauch im Verhältnis zum aktuellen Gesamtverbrauch. Dies zeigt sich deutlich bei dem überproportional hohen Mehrenergieverbrauch von Variante V5, wo Luft-Wärmepumpen nur während Übergangszeiten aktiviert werden. Bei Varianten mit sehr niedrigem elektrischem Heizenergiebedarf (vgl. Passivhausvariante V4) wird dieser innerhalb eines kurzen Zeitraumes während der extremen Winterwochen verursacht. In den Übergangsmonaten hingegen ist der Heizenergiebedarf bei diesen Gebäuden gering, teilweise wird gar keine Beheizung benötigt. Durch die stromgeführte Betriebsweise kommt es während der langen Perioden der Übergangszeiten häufig zu einer Zwangsaufheizung bis zum oberen Raumtemperatursollwert und somit ebenfalls zu einer signifikanten Zunahme des gesamten Heizenergiebedarfs bei diesem Gebäudetyp. Dass die stromgeführte Betriebsweise jedoch nicht zwangsläufig zu einem Mehrverbrauch führen muss, zeigen die Ergebnisse von der Nichtwohngebäudevariante V6. Hier überwiegt offensichtlich der Einfluss eines niedrigeren mittleren Raumtemperaturniveaus.

Aufgrund der der beschriebenen Abweichungen zu den Validierungsrechnungen ist davon auszugehen, dass die mittels des ersten Berechnungslaufs der stromgeführten Betriebsweise des Power Market Modells errechneten Einsparungen lediglich eine Obergrenze der tatsächlich erreichbaren Einsparungen darstellen, wie in Kapitel 4.1.1 diskutiert. Allerdings ließen sich durch eine weitere Verfeinerung der Regelungstechnik der Wärmepumpen eine Verringerung des Energiemehrverbrauchs erzielen. Dies müsste durch mehrfache Iterationsläufe beider Modelle erreicht werden. Möglicherweise sind für die verschiedenen Gebäudetypen und Anlagenkonfigurationen unterschiedliche

Regelungsstrategien optimal. Eine derartige, weitergehende Optimierung liegt jedoch außerhalb des Untersuchungsraums dieser Studie.

4 Vergleichende Auswertung der Szenarien

Der stromgeführte Betrieb der Wärmepumpen wird zunächst anhand der Systembetriebskosten und der CO₂-Emissionen evaluiert. Die anschließenden Sensitivitätsanalysen zeigen die Bedeutung des EE-Anteils und der Systemflexibilität auf und bringen den Systemnutzen in Relation zu anderen Integrationsmaßnahmen wie Pumpspeicherkraftwerken. Außerdem werden die Strompreise betrachtet und die verschiedenen Wärmepumpentypen anhand ihrer Einnahmen untereinander verglichen. Das Potential der Wärmepumpen auf anderen Märkten der Stromversorgung wird aufgezeigt.

4.1 Evaluierung des Systemnutzens

Der Nutzen der Wärmepumpen für das System zeigt sich sowohl in einer Reduktion der Systembetriebskosten als auch einer Verringerung der CO₂-Emissionen. Außerdem werden die Auswirkungen auf die Abregelung und der Einfluss der Prognosefehler diskutiert.

4.1.1 Systembetriebskosten

Der flexible, stromgeführte Einsatz der Wärmepumpen führt zu einer Reduktion der gesamten jährlichen Systembetriebskosten gemäß Abbildung 8. Die Kosteneinsparung wird durch eine verringerte Abregelung der Einspeisung aus EE und durch einen allgemein effizienteren Systembetrieb (Vermeidung von Lastspitzen) erreicht.

Die Kostenreduktionen gemäß Abbildung 8 sind als Obergrenzen zu verstehen. Der stromgeführten Betrieb ist optimiert mit Blick auf den Strommarkt, aber nicht mehr vollständig optimiert hinsichtlich der Temperaturregelung in den Gebäuden. Die Validierung des stromgeführten Betriebs mittels der dynamischen Simulation der Gebäudetemperatur zeigt auf, dass im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb Effizienzverluste auftreten (vgl. Kapitel 3.3.3). Die Effizienzverluste und die resultierende Erhöhung des Strombedarfs führen zu einer Verringerung der Kosteneinsparungen, die durch den stromgeführten Wärmepumpenbetrieb erzielt werden können. Die Kosteneinsparungen, die durch die Effizienzverluste verloren gehen, entsprechen den grau schattierten Flächen in Abbildung 8. Das Kostenreduktionspotential ist demnach um circa 10% kleiner als zunächst angegeben. Dabei ist zu beachten, dass die Effizienzverluste sich auch aufgrund der approximativen Kopplung von Gebäudethermik und Strommarktoptimierung ergeben. Bei genauerer Abbildung können sich die Verluste verringern. Die folgenden Ergebnisse enthalten daher keine Berücksichtigung der Effizienzverluste und sind als Potentialobergrenzen zu verstehen.

Der größere Bestand an Wärmepumpen in Szenario B erlaubt eine größere Kostenreduktion, wobei diese für die zusätzlichen Einheiten leicht abnimmt. Die gegenüber Szenario A im Szenario B zusätzlich installierten Wärmepumpen (600.000 Stück) erzielten damit eine zusätzliche Kostenreduktion von lediglich 19,3 €/WP. Damit zeigt sich ein Sättigungseffekt, der sich bei einer weiteren Erhöhung der Wärmepumpenzahl im vermutlich noch weiter verstärken würde.

Zwischen 2020 und 2030 steigt die Kosteneinsparung wegen des Zubaus an Wärmepumpen und des höheren Anteils an EE im System an. Die Kostenreduktion ist dabei begrenzt durch die zunehmende Bedeutung der Kosten für CO₂-Emissionen. So erlaubt der lastverschiebende Effekt der Wärmepumpen grundsätzlich einen verstärkten Einsatz von Grundlastkraftwerken. Deren Kostenvorteil ist aber, betrachtet man die Braunkohlekraftwerke, in den späteren Modelljahren aufgrund des hohen CO₂-Preises limitiert.

In Relation zu den gesamten Systembetriebskosten sind die Kosteneinsparungen in allen Szenarien und Modelljahren niedrig und liegen unterhalb von 0,7%. Auf die Anzahl der Wärmepumpen umgerechnet bewegen sich die Einsparungen in einem Bereich zwischen 25 € und 40 € pro Wärmepumpe und Jahr.

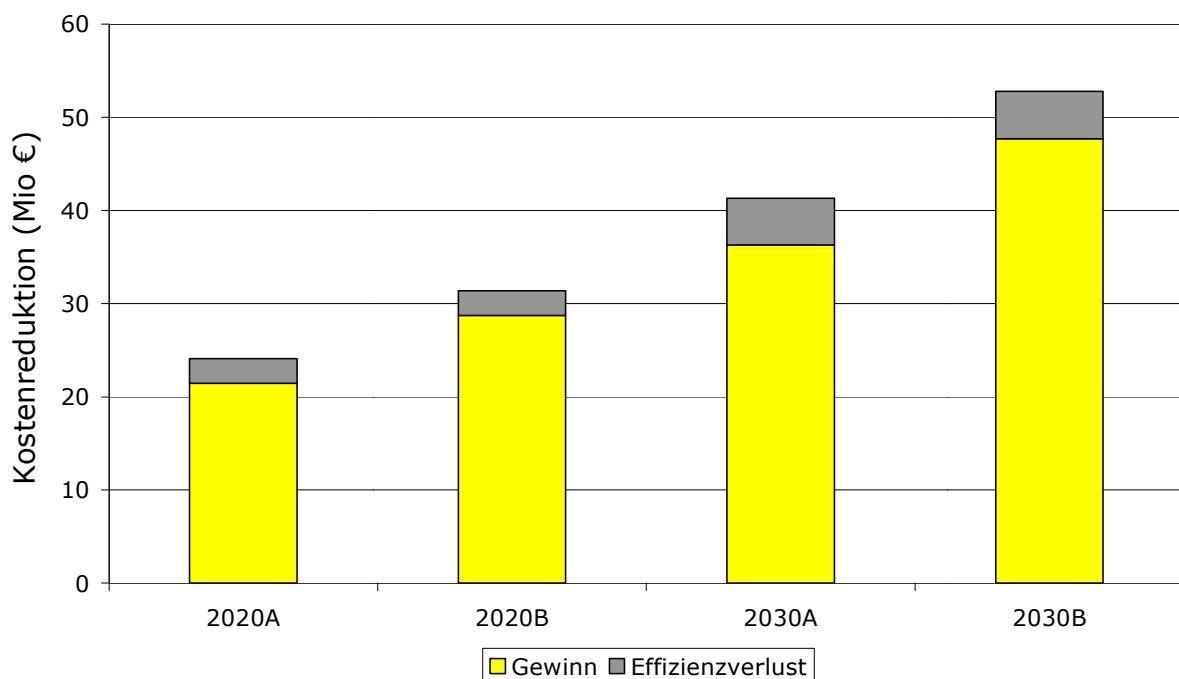


Abbildung 8 Eingesparte Systembetriebskosten pro Jahr und Effizienzverluste durch Mehrverbrauch der stromgeführten Betriebsweise

4.1.2 CO₂-Emissionen

Die Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen des gesamten Kraftwerksparks zeigt Abbildung 9. Der CO₂-Ausstoß verringert sich aufgrund des effizienteren Kraftwerksbetriebs, der durch den stromgeführten Betrieb der Wärmepumpen ermöglicht wird. Die zusätzlichen Wärmepumpen in Szenario B führen zu einer höheren Reduktion von CO₂-Emissionen als im Szenario A. Die Emissionsreduktion wächst allerdings deutlich unterproportional mit der Anzahl der Wärmepumpen. So sinkt die spezifische Emissionsreduktion pro Wärmepumpe im Jahr 2020 von 236 auf 185 kg CO₂/a. Im Jahr 2030 sinken die Reduktionen von 171 auf 130 kg CO₂/a. Die zusätzlich installierten Wärmepumpen führen

damit zu einer Reduktion von 33 kg CO₂ pro Wärmepumpe. Somit treten auch hier deutliche Sättigungseffekte auf.

In *absoluten* Zahlen nimmt die Reduktion der Emissionen in 2030 ab. Dies liegt an der niedrigeren Ausgangsbasis. Bei Betrachtung der *relativen* Zahlen sind die Reduktionen vergleichbar in den beiden Szenariojahren vergleichbar groß und betragen 0,25% bis 0,3% der Gesamtemissionen.¹

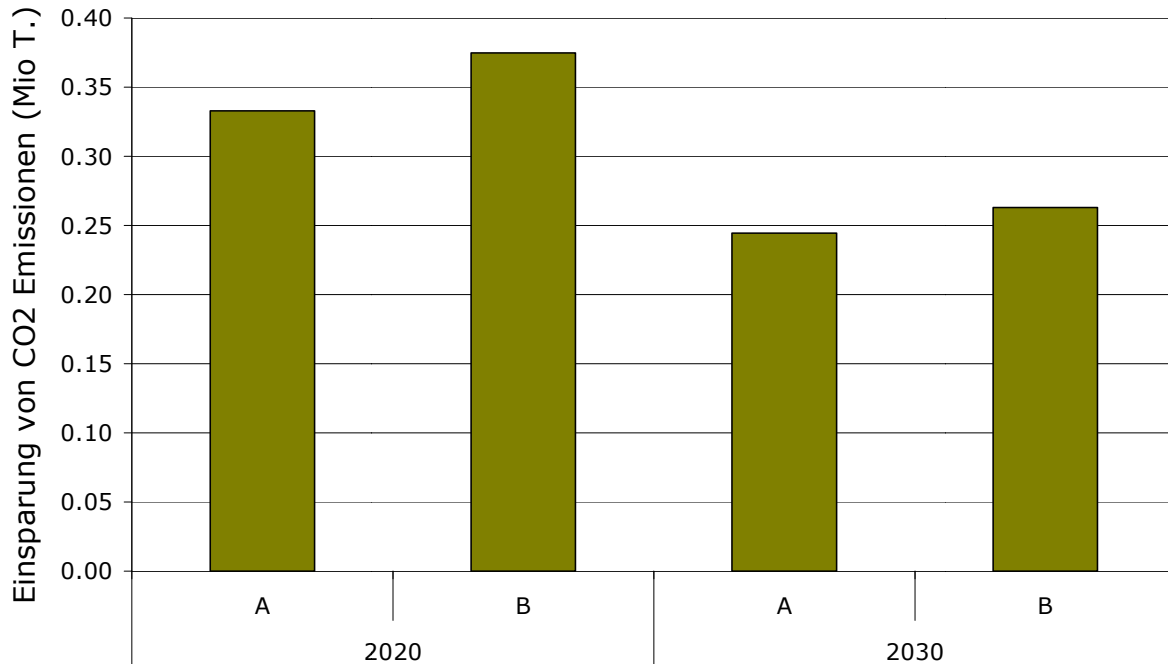


Abbildung 9 Reduktion der Emissionen im Stromsystem aufgrund stromgeführter Fahrweise der Wärmepumpen pro Jahr

Die eingesparten CO₂-Emissionen durch den stromgeführten Wärmepumpenbetrieb lassen sich auch auf die Emissionen der Wärmepumpen beziehen. Im wärmegeführten Betrieb verursachen die Wärmepumpen aufgrund des Strombezugs Emissionen. In Abhängigkeit vom Szenario summieren sich die Emissionen aller Wärmepumpen zu 1 bis 1,7 Millionen Tonnen pro Jahr. Bei Nutzung des stromgeführten Betriebs reduziert sich der CO₂-Ausstoß im System. Die Subtraktion dieser Einsparungen von den Emissionen im wärmegeführten Betrieb zeigt Abbildung 10. Die von den Wärmepumpen verursachten Emissionen können durch die Flexibilisierung in Abhängigkeit vom Szenario und Szenariojahr um rund 16% bis 28 % reduziert werden.

¹ Prinzipiell müsste die relative Emissionsreduktion in 2030 aufgrund des höheren Wärmepumpenbestandes größer als in 2020 sein. Dies ist nicht der Fall, da die Emissionsreduktion vor allem durch eine bessere Auslastung der Kernkraftwerke erreicht wird und in 2030 die Kernkraftwerkskapazität deutlich geringer als in 2020 ist.

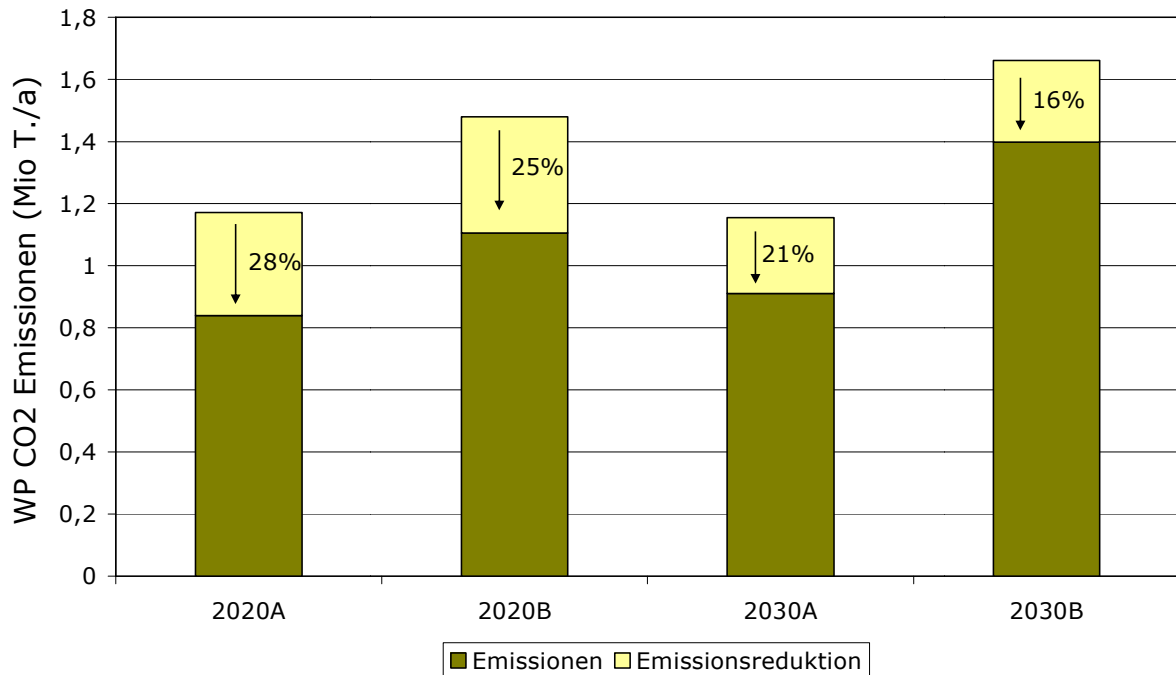


Abbildung 10 Reduktion der von den Wärmepumpen verursachten Emissionen aufgrund des flexiblen Betriebs

4.1.1 Abregelung von Erneuerbaren Energien

Ein wesentlicher Punkt bei der Integration von EE in das Stromsystem besteht darin, dass sie aufgrund von Erzeugungsüberschüssen zeitweise abgeregelt werden müssen². Diese Abregelung ist gleichbedeutend mit dem Verlust von zu Grenzkosten von Null bereitgestellter Energie. Abbildung 11 zeigt die Verringerung von Abregelung aufgrund des stromgeführten Betriebs der Wärmepumpen. Generell kann die abgeregelt Energiemenge, in Abhängigkeit von Szenario und Szenariojahr im Bereich von rund 13 % bis zu knapp 18% reduziert werden. Im Szenario B sind wegen des größeren Bestands an Wärmepumpen stärkere Effekte zu beobachten.

² Davon zu unterscheiden ist die Abregelung aufgrund von Netzengpässen gem. § 11 EEG (Einspeisemanagement)

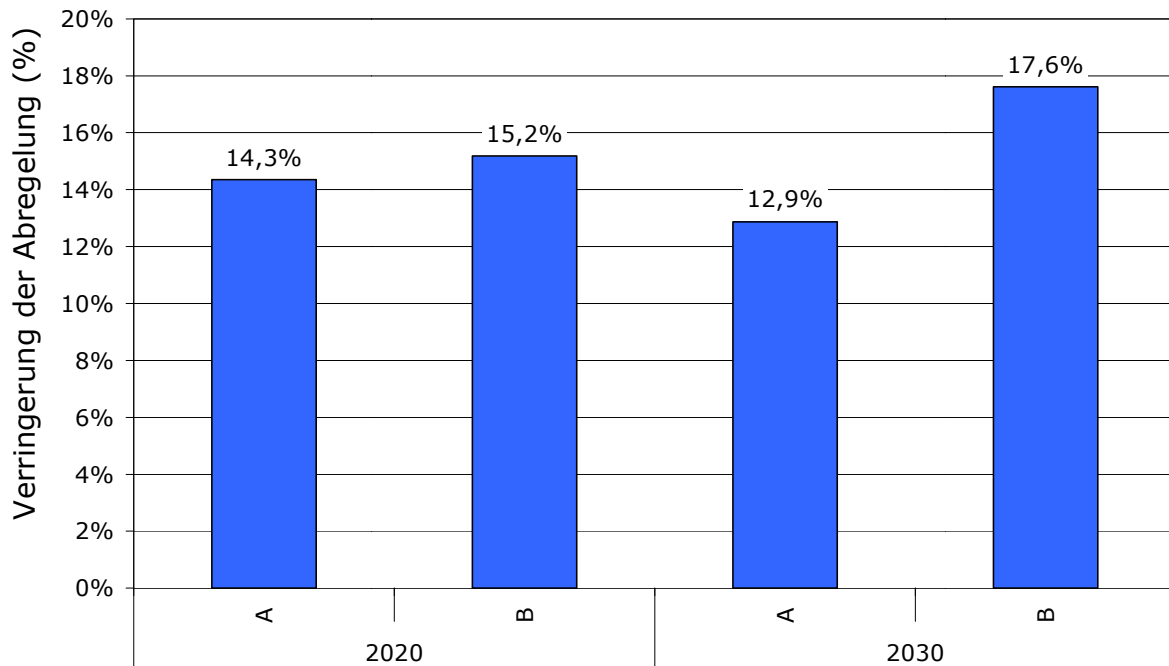


Abbildung 11 Reduktion der Abregelung im Vergleich zum BAU Szenario

Im Modelljahr 2020 ist zu beachten, dass die Abregelung im BAU Szenario (wärmegeführter Betrieb der Wärmepumpen) nur circa 400 GWh/a beträgt und somit das System auch ohne Wärmepumpen ausreichend flexibel ist, um die EE Mengen weitestgehend zu integrieren. Im Modelljahr 2030 beträgt die Abregelung im BAU Szenario ca. 2 TWh. Ein höherer Anteil von EE im Stromsystem wird im Rahmen der folgenden Sensitivitätsanalysen untersucht.

Die absolute Reduktion der Abregelung im Jahr 2030 beträgt im Szenario A 260 GWh; im Szenario B 351 GWh. Pro Wärmepumpe ausgedrückt reduziert sich die Abregelung von EE im Szenario A um 185 kWh/WP und im Szenario B um 176 kWh/WP. Die zusätzliche Reduzierung der Abregelung für die zusätzlichen Wärmepumpen im Szenario B beträgt nur 151 kWh/WP. Dies zeigt auch hier einen Sättigungseffekt.

4.1.2 Prognosefehler

Die obigen Ergebnisse beziehen sich auf Modellläufe ohne Berücksichtigung von kurzfristigen Windprognosefehlern. Diesbezügliche Untersuchungen zeigen zum einen, dass die Effekte des stromgeführten Wärmepumpenbetriebs in der Größenordnung der stochastischen Effekte der Prognosefehler liegen. Die stochastische Realisierung der Prognosefehler in der Simulation führt daher zu unpräziseren Ergebnissen bei der Evaluierung der Effekte des stromgeführten Einsatzes von Wärmepumpen. Da die Effekte der stromgeführten Fahrweise von Wärmepumpen insgesamt sehr klein sind, werden die Ergebnisse deutlich verzerrt.

Ein weiterer Punkt ist, dass bei kombinierter Betrachtung der Systemnutzen der stromgeführten Wärmepumpen nicht grundsätzlich im Zusammenhang mit dem Vorliegen

eines Prognosefehlers korreliert ist. So ergibt sich einerseits durch die Prognoseunsicherheiten ein zusätzlicher Bedarf an Flexibilität im System und damit ein größeres Potential für den stromgeführten Betrieb. Auf der anderen Seite erlaubt das Lastverschiebungspotential der Wärmepumpen im Day-ahead Markt eine erhöhte Einsatzmöglichkeit für unflexible Grundlastkraftwerke. Aufgrund des verstärkten Einsatzes dieser Kraftwerke wird aber im Intraday Markt der Reaktionsspielraum auf Prognosefehler geringer. Im Intraday Markt können daraufhin kostenintensive Fahrplankorrekturen nötig werden. Aufgrund dieser Zusammenhänge und des hier vorliegenden Fokus auf den Wärmepumpen wurde deshalb auf eine Berücksichtigung der Prognosefehler verzichtet.

4.2 Sensitivitätsanalysen

Der Nutzen einer flexibilitätsfördernden Maßnahme wie der stromgeführte Betrieb von Wärmepumpen ist abhängig von dem Bedarf an Flexibilität im System, der vor allem durch den Anteil an fluktuierenden EE bestimmt ist. Ein zusätzliches Hochpenetrationsszenario dient zur Evaluierung dieses Zusammenhangs. Andererseits ist der Nutzen auch von der schon vorhandenen Systemflexibilität abhängig. Diesbezügliche Sensitivitäten werden durch verschiedene Szenarien der technischen Systemparameter überprüft. Abschließend zeigt ein Vergleich zu dem Systemnutzen von zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerken die Effektivität des stromgeführten Betriebs der Wärmepumpen auf.

4.2.1 Erneuerbare Energien Anteil

Der EE Anteil in 2030 beträgt nach den der Studie unterstellten Vorgaben des Energiekonzeptes circa 50% der Stromerzeugung. Das im Folgenden untersuchte Hochpenetrationsszenario legt ein EE-Anteil von rund 70% zugrunde. Die fluktuierende Windenergie beträgt dabei zwei Drittel der EE-Einspeisung.

Die Einsparungen an Systembetriebskosten durch den stromgeführten Wärmepumpenbetrieb sind in Abbildung 12 für die verschiedenen EE-Anteile gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass bei einem höheren Anteil von EE im System die prozentuale Kosteneinsparung deutlich ansteigt und sich in etwa verdoppelt. Dies ist vor allem durch den niedrigeren Basiswert der Systemkosten im Hochpenetrationsfall begründet. Die Systemkosten, die im Wesentlichen Brennstoffkosten umfassen, sinken bei steigenden Anteilen von EE deutlich. Die Investitionskosten für diese Anlagen sind definitionsgemäß in den Systemkosten nicht enthalten, so dass sie für eine volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung hinzugezogen werden müssten.

In absoluten Zahlen steigen die Kosteneinsparungen nur geringfügig an. Für das Szenario A beträgt die Systemkostenreduktion 33,9 Mio. € und bei einem EE-Anteil von 72% 34,2 Mio. € (jeweils im Jahr 2030). Die entsprechenden absoluten Kosteneinsparungen für das Szenario B betragen 39,4 Mio. € bzw. 41 Mio. €.

Wird das System mit weiteren Wärmespeichern flexibilisiert, steigen die absoluten Kosteneinsparungen im Szenario B auf 51,1 Mio. €. Dies bedeutet, dass die Investitionen in Flexibilisierung maximal 10 Mio. € betragen dürften, um keine volkswirtschaftlichen Mehrkosten zu verursachen.

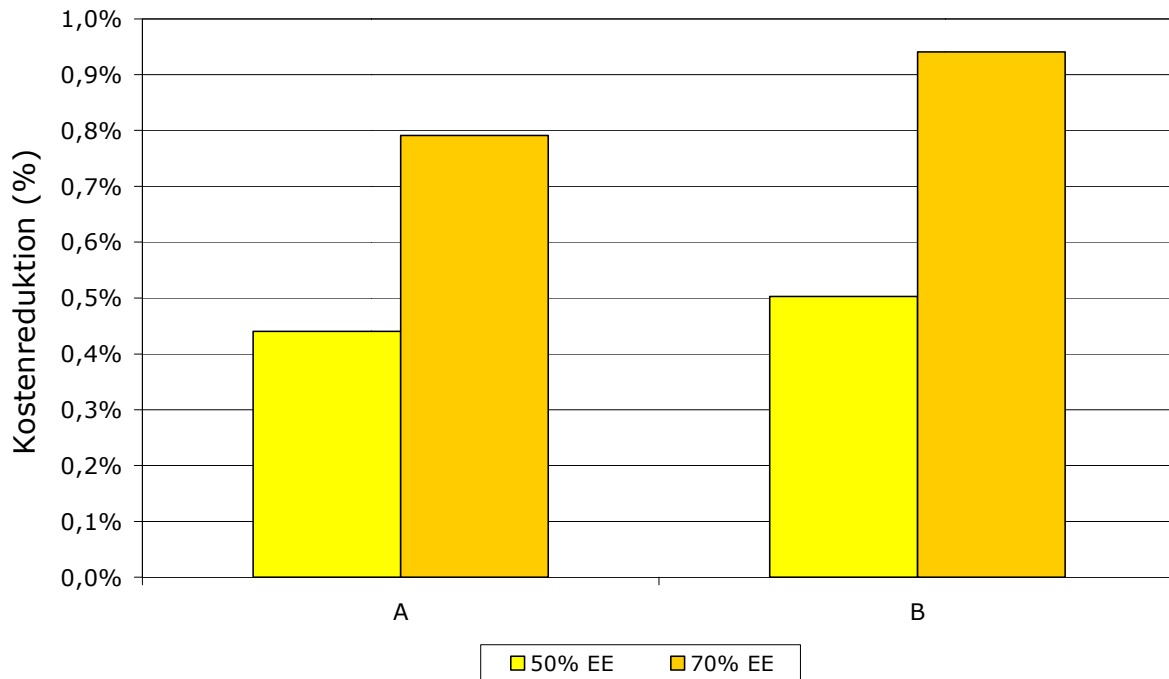


Abbildung 12 Kostenreduktion der Systemkosten in Abhängigkeit vom EE-Anteil

Das nach oben hin begrenzte Potential der Wärmepumpen für Kosteneinsparungen und Lastverschiebungen zeigt sich auch bei in der Höhe der Abregelung. Bei einem EE Anteil von 50% beträgt die Abregelung etwa 2 TWh, für einen EE Anteil von 70% dagegen circa 40 TWh (jeweils bei wärmegeführten Wärmepumpen). Im Gegensatz dazu reduziert sich die Abregelung in beiden Fällen um weniger als 1 TWh (0,8 TWh im 72% Fall und 0,4 TWh im 50% Fall) durch den stromgeführten Wärmepumpenbetrieb.

4.2.2 Systemflexibilität

Die Flexibilität des Systems ist durch verschiedene Parameter definiert. So sind zum einen technische Parameter der Kraftwerke wie Mindestlast oder Startkosten von Bedeutung. Des Weiteren könnte es aufgrund von Systemstabilitätsgründen erforderlich sein, dass ein bestimmter Anteil an konventionellen Kraftwerkskapazitäten immer am Übertragungsnetz angeschlossen, angefahren und damit synchronisiert werden muss.³ So werden Spannungsstabilität (Bereitstellung von Kurzschlussleistung) und Blindleistungsbereitstellung, Frequenzstabilität (Netzanlaufzeit) und Frequenzregelung sowie Anforderungen aus den Betriebsregimes zur Kraft-Wärme-Kopplung in den hierzu angeführten Argumenten erwähnt. Das würde bedeuten, dass immer eine definierte Mindestleistung konventioneller Erzeugung synchronisiert ist. Eine solche systemweite Mindestleistung käme daher einer Einschränkung der Systemflexibilität gleich. Schließlich reduziert auch die Vorgabe, den Strom aus EE unabhängig von Kostenbetrachtungen in jedem Fall Vorrang einzuräumen, die Flexibilität des Systems (bzw. erhöht den

³ Die Thematik wird zurzeit in einer umfassenden externen Studie von den Übertragungsnetzbetreibern untersucht.

Flexibilitätsbedarf). Im Ausgangsszenario erfolgt eine Abregelung nur aus ökonomischen Gründen, aber es ist keine vorrangige Abnahme vorgeschrieben.⁴ Die folgenden Szenarien sind demnach Bestandteil der Sensitivitätsanalyse:

- 1 Mindestlast der Kraftwerke:** in diesem Szenario wird die Mindestlast aller konventionellen Kraftwerke um 30% angehoben.
- 2 Anfahrkosten:** in diesem Szenario werden die Anfahrkosten für alle konventionelle Kraftwerke verdoppelt.
- 3 Systemweite Mindestleistung aus großen Kraftwerke:** in diesem Szenario sind in jeder Stunde 10% der Stromnachfrage aus konventionellen Kraftwerken zu decken.
- 4 Keine Abregelung von EE:** in diesem Szenario ist das Abregeln von EE nur erlaubt, wenn dies technisch erforderlich ist (keine ökonomische Gesamtoptimierung des Systembetriebs).

Abbildung 13 vergleicht die Kostenreduktionen für die verschiedenen Szenarien für das Jahr 2030 und Szenario B. Jede Verringerung der Systemflexibilität führt zu einem verstärkten Nutzen des stromgeführten Betriebs der Wärmepumpen. Eine Veränderung der technischen Parameter der Kraftwerke zeigt dabei vergleichbare Auswirkungen. Auch das Festsetzen einer systemweiten konventionellen Mindestleistung führt zu einer ähnlichen Verstärkung der Kosteneinsparung. Die bedeutendste Veränderung ergibt sich mit der Vorschrift, Strom aus EE auch dann vorrangig einzuspeisen, auch wenn dadurch das Kostenoptimum des Systems nicht erreicht wird. In diesem Fall verdreifacht sich die Kosteneinsparung im Vergleich zum Ausgangsszenario, bei dem eine Abregelung von EE auch aus ökonomischen Gründen stattfinden kann. Der Vergleich der Szenarien zeigt, dass der relative Nutzen der Wärmepumpen stark von der vorliegenden Flexibilität des Systems abhängt und sich auch abhängig von den Rahmenparametern stark erhöhen kann. Die Größenordnung der Kosteneinsparung bleibt aber über die Szenarien gleich und liegt im Bereich von 1% der Systemkosten.

⁴ Die vorrangige Abnahme entspricht in der Modellformulierung der Einführung von negativen Marktpreisen. Ein minimaler Marktpreis von Null entspricht dagegen dem Fall, dass EE so abgeregelt werden, dass es für das Gesamtsystem am günstigsten ist.

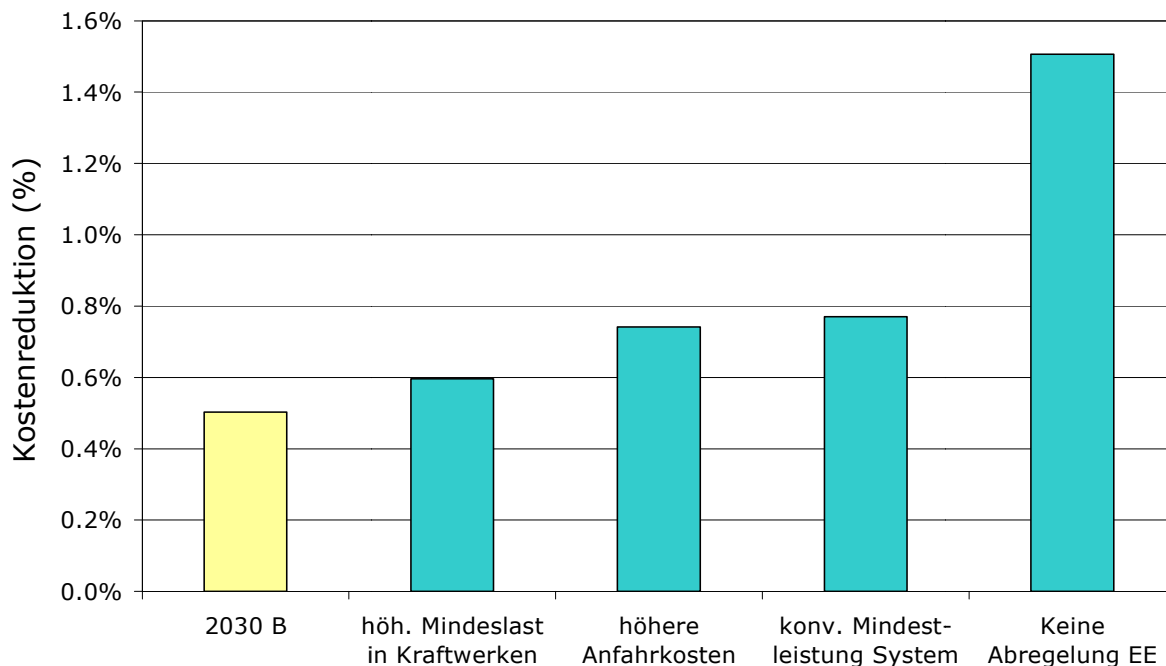


Abbildung 13 Kostenreduktion für verschiedene Systemflexibilitäten

4.2.3 Maßnahmen zur Optimierung der Flexibilität

Durch verschiedene technische Maßnahmen kann die Flexibilität von Wärmepumpen weiter erhöht werden. Zum einen können zusätzliche Heizungspufferspeicher installiert werden oder die Kapazität von bestehenden Speichern erhöht werden. Zum anderen können Luftwärmepumpenheizsysteme überdimensioniert werden, so dass sich eine erhöhte Flexibilität ergibt.

Zur Ermittlung der Auswirkungen dieser Maßnahmen wurde ein zusätzliches Szenario für 2030 entworfen. Es baut auf dem Ausbauszenario „B“ auf und enthält folgende zusätzliche technische Maßnahmen:

- Für die Gebäudetypen V1 (Einfamilienhaus, vollsaniert), V1A (Einfamilienhaus, vollsaniert mit Luftwärmepumpe) und V4 (Doppelhaushälfte, Passivhaus) wurde jeweils ein zusätzlicher 1000 l Heizungspufferspeicher installiert
- Für die Gebäudetypen V5 (Mehrfamilienhaus) ein 2000l und V6 (Bürogebäude) ein 10000 l Heizungspufferspeicher angenommen
- Gleichzeitig wurde die Leistung der über Luftwärmepumpen beheizten Gebäudetypen V1A, V4 und V5 um jeweils 30 % erhöht.⁵

Das Simulationsergebnis zeigt, dass die erhöhte Flexibilität der Wärmepumpenanlagen zu einer erhöhten Kostenreduktion führt. Diese erhöht sich für das Szenario 2030 B von

⁵ Bei den mit dem Strommarktmodell durchgeführten Berechnungen wurden die zusätzlichen Heizungspufferspeicher durch die Annahme einer erhöhten thermischen Speichermasse von jeweils 24 kWh(/h) je 1000 l Speichervolumen idealisiert abgebildet.

53 Mio. € auf 67 Mio. € und Jahr. Entsprechend kann auch die Abregelung von EE weiter verringert werden. Die vermiedene Abregelung erhöht sich von 351 auf 434 GWh/a.

4.2.4 Vergleich mit Pumpspeicherkraftwerken

Lastverschiebung durch die Stromführung von Wärmepumpen ist wie der Zubau von Speicherkraftwerken eine Maßnahme für eine verbesserte Integration der EE in die Stromversorgung. Um den Systemnutzen der Wärmepumpen einordnen zu können und mit anderen Optionen vergleichbar zu machen, werden im Folgenden Szenarien mit zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerken untersucht. Das Modelljahr 2030, Szenario B wird dabei als Ausgangspunkt genommen. Anstelle der Wärmepumpen wird in den Sensitivitätsanalysen die Flexibilität des Systems durch zusätzliche Pumpspeicherkapazitäten gesteigert. Die zusätzliche Pumpspeicherleistung orientiert sich dabei mit 1433 MW an der durchschnittlichen Einspeicherkapazität der Wärmepumpen in Szenario B (vgl. Tabelle 49)

Verschiedene Speichergrößen für das zugefügten Pumpspeicherkraftwerks zeigen die Bedeutung des Speicherinhaltes auf, wobei kleine Speicherinhalte nur geringfügige Lastverschiebungen erlauben und somit das kurzfristige Lastverschiebungspotential von Wärmepumpen simulieren. In einem weiteren Szenario wird die Ähnlichkeit zu den stromgeführten Wärmepumpen durch die Annahme eines Wirkungsgrades von 100% noch verstärkt. Die betrachteten Fälle für das hinzugefügte Pumpspeicherkraftwerk (1,4 GW) sind:

- Speichervolumen für 4,5 Stunden Erzeugung bei Nennleistung
- Speichervolumen für 8 Stunden Erzeugung bei Nennleistung
- Speichervolumen für 20 Stunden Erzeugung bei Nennleistung,
- Speichervolumen für 4,5 Stunden Erzeugung bei Nennleistung und ein Wirkungsgrad von 100%

Die resultierenden Kostenreduktionen für die verschiedenen Szenarien, die sich aus der Simulation ergeben, sind in Abbildung 14 gezeigt. Die Kosteneinsparung ist bei allen Pumpspeicherkraftwerken mit einem Wirkungsgrad von 80% geringer als beim stromgeführten Betrieb der Wärmepumpen. Der Nutzen der Pumpspeicherkraftwerke nimmt dabei mit dem verfügbaren Speicherinhalt näherungsweise linear zu. Bei einem Speicherinhalt ausreichend für 20h Nennlastbetrieb werden ähnliche Kostenreduktionen wie bei den stromgeführten Wärmepumpen erreicht. Speicherinhalte in dieser Größe sind an die Verhältnisse in Norwegen angelehnt und in Mitteleuropa nicht vorhanden. Stromgeführte Wärmepumpen könnten also die Anbindung von norwegischen Pumpspeicherkraftwerken teilweise ersetzen.

Der Kosten senkende Effekt des Einsatzes von Wärmepumpen könnte dabei noch um ein Drittel erhöht werden, wenn die Anlagenkonfiguration durch zusätzliche Heizungspufferspeicher, wie oben skizziert verbessert wird (Szenario B Opt).

Außerdem zeigt Abbildung 14 die Kosteneinsparung für das Szenario mit einem idealtypischen, verlustfreien Pumpspeicherkraftwerk. Nur in diesem Fall übertrifft die Kostenreduktion die für den stromgeführten Wärmepumpenbetrieb. Der starke Anstieg

deutet darauf hin, dass für den begrenzten Nutzen der Speicherkraftwerke die Wirkungsgradverluste entscheidend sind.

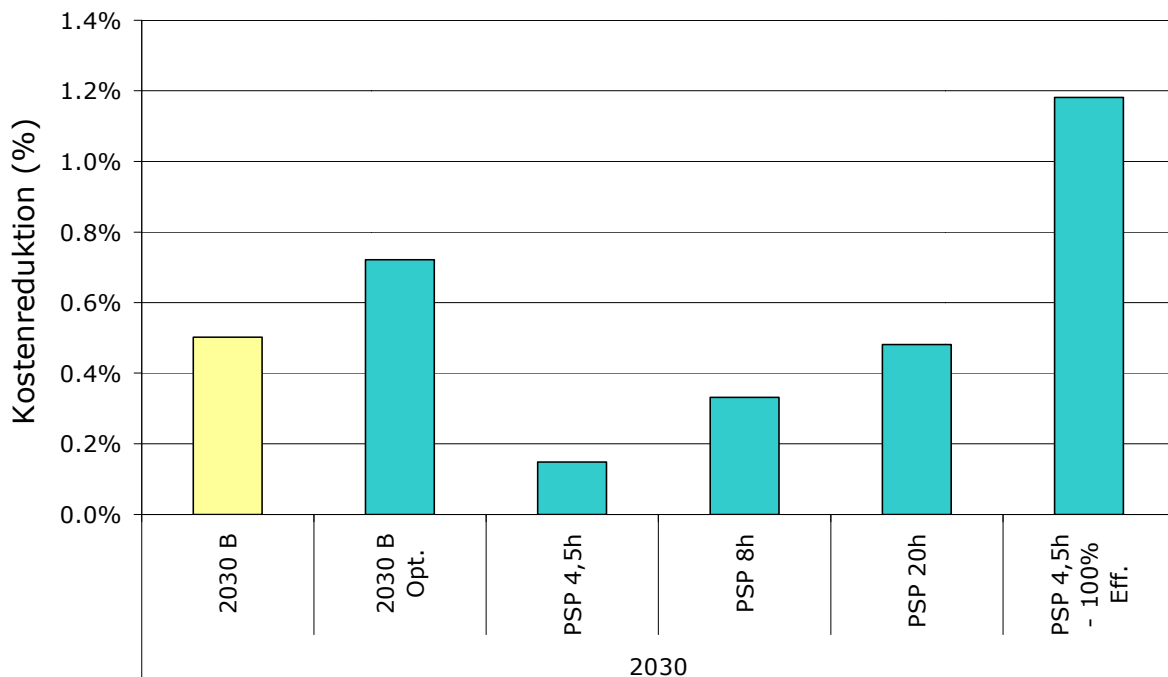


Abbildung 14 Reduktion der Systemkosten mit zusätzlichen Wärmespeichern (Szenario 2030 B Opt) sowie Vergleich zu zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten

Zwei Punkte werden durch die Ergebnisse deutlich: Zum einen wird durch die vergleichbare Größenordnung der Ergebnisse die Kosteneinsparung, die für den stromgeführten Betrieb der Wärmepumpen berechnet wurde, validiert. Wie bei den Wärmepumpen liegt die Kostenreduktion bei zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten bei unter einem Prozent der Systembetriebskosten. Zum anderen weist der Vergleich darauf hin, dass ein stromgeführter Wärmepumpenbetrieb den unter Umständen kostspieligen Ausbau von Speicherkapazitäten ersetzen könnte. Das Potential der Wärmepumpen kann dabei durch Flexibilisierungen der Wärmepumpensysteme noch gesteigert werden.

Zur weiteren Verifikation der berechneten Effekte der Einbindung von zusätzlichen Speicherkapazitäten in ein Stromversorgungssystem wird nachfolgend eine Vergleichsstudie vorgestellt. In einer Untersuchung der Deutschen Energieagentur dena in Zusammenarbeit mit dem Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München wurden für das geplante 1,4 GW Pumpspeicherkraftwerk Atdorf Systemkosten, Emissionen sowie die Auswirkungen auf die Abregelung von EE untersucht [dena 2010b].

Der Bau des PSW Atdorf hat gemäß den Ergebnissen dieser Studie folgende Effekte:

- Durch Einsatz des PSW Atdorf sind im Zeitraum 2020 bis 2030 jährliche Kosteneinsparungen von 20 bis 27 Mio. EUR (sinkende Stromnachfrage) bzw. 11 bis 33 Mio. EUR (steigende Stromnachfrage) erreichbar.

- Im Zeitraum 2020 bis 2030 können durch den Betrieb des Pumpspeicherwerks jährlich von 284 bis 606 Tsd. Tonnen CO₂ eingespart werden.
- Durch die Speicherung der zeitweisen Stromüberproduktion kann eine zusätzliche Strommenge von insgesamt 3,7 TWh (sinkende Stromnachfrage) bzw. 1,3 TWh (steigende Stromnachfrage) im Zehnjahreszeitraum 2020-2030 im deutschen Stromversorgungssystem genutzt werden und muss nicht abgeregelt werden. Dies entspricht in Mittel einer jährlichen Reduktion der Abregelung von EE im Bereich zwischen 130 und 370 GWh.

Die Größenordnungen der gezeigten Effekte entsprechen damit in etwa denen dieser Studie.

4.2.5 Vergleich mit dem Lastmanagementpotenzial der Elektromobilität

Grundsätzlich sind zwei Strategien für eine Nutzung von Elektrofahrzeugen zur Systemintegration von EE denkbar:

- 1 Steuerung des Ladeverhaltens der Fahrzeugakkus, Laden zu Zeiten zu Zeiten niedriger Strompreise bzw. Erzeugungsüberschüsse: „gesteuertes Laden“
- 2 Integration der Speicherkapazität der Fahrzeugakkus in den Systembetrieb des Energieversorgungssystems durch Koordination des Lade- und Entladebetriebs mit dem Systemerfordernissen: „gesteuertes Laden und Entladen“

Die Nutzung dieser beiden Optionen unterliegt umfangreichen Restriktionen. Die wichtigste Restriktion ist, dass sich das Fahrzeug tatsächlich am Netz befinden muss, um zum Lastmanagement beizutragen. Weiterhin hängt das jeweilige Potenzial zum Lastmanagement vom Ist- und gewünschtem Ladezustand der Fahrzeugakkus, und vom Fahrverhalten vor Ankopplung und von der erwarteten Nutzung des Fahrzeugs ab. Wenn Fahrzeugnutzer ihre Flexibilität maximieren wollen, indem Sie das Fahrzeug stets nach der letzten Nutzung schnellstmöglich voll aufladen, reduziert sich das Lastmanagementpotential des Fahrzeugs auf Null. Es ist zu erwarten, dass der monetäre Wert dieser Flexibilitätseinschränkung nutzerabhängig ist und stark schwankt.

Das Lastmanagementpotenzial ist weiterhin von der maximalen Ladeleistung abhängig, die vom verwendeten Netzanschluss des Fahrzeugs bestimmt wird. Insbesondere spezielle Gleichstrom-Ladestationen ermöglichen Ladezeiten, die nur ein Bruchteil der Ladezeiten an gewöhnlichen Schuko-Steckdosen betragen. Je höher der Anteil an Schnellladestationen, desto höher ist die theoretisch erzielbare Flexibilität der Lade- (bzw. Entladestrategie) und damit der Nutzen für die Systemintegration von EE.

Der starke Einfluss von Nutzerbedürfnissen, das Nutzerverhalten und Ladeinfrastruktur auf das Flexibilitätspotenzial sowie die unterschiedlichen möglichen Strategien der Einbindung führen zu erheblichen Bandbreiten, bei der Abschätzung eines realistischen Potenzials, selbst wenn die Zielstellungen der Bundesregierung zur Verbreitung von Elektrofahrzeugen unterstellt werden. Entsprechend existieren in der Literatur bislang nur

grobe Abschätzungen der erwarteten bzw. nutzbaren Flexibilitätspotenziale. Wesentliche, bislang vorliegende Ergebnisse werden in den folgenden Abschnitten diskutiert.

In einem Forschungsvorhaben zur Begleitung der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes 2011 wurden die beiden oben genannten Einsatzstrategien miteinander verglichen [EEG-EB 2011].⁶ Ergebnis der Analyse ist, dass eine bessere Lastglättung erreicht wird, wenn die gesamte Akkukapazität zum Lastmanagement genutzt wird, als wenn ein Teil der Kapazität zum Speichermanagement freigehalten wird. Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass bei Nutzung des Fahrzeugakkus als Speicher die daraus entstehenden zusätzlichen Speicherzyklen Einfluss auf die Lebensdauer des Akkus haben.

Im zweiten Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität wurde für 2020 ein theoretisches Speicherpotenzial der nutzbaren Akkukapazität von einer Million Elektrofahrzeugen in Höhe von 2,5 GWh grob abgeschätzt [NPE 2011]. Im oben diskutierten Szenario 2020A sind ebenfalls rund eine Million Wärmepumpen installiert. Ihre mittlere elektrische Anschlussleistung beträgt 2,9 kW pro Anlage bzw. 2,9 GW insgesamt. Unterstellt man das Laden an einer üblichen Haushalts-Schukosteckdose (maximale Ladeleistung im Bereich von 3 bis 3,7 kW), bewegt sich die Anschlussleistung der Elektrofahrzeuge etwa in der gleichen Größenordnung.

Die Verschiebepotentiale der Leistungsaufnahme von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen sind jedoch nur schwierig vergleichbar. Bei Wärmepumpen liegt eine deutliche jahreszeitliche Charakteristik vor, während bei Elektrofahrzeugen deutliche Unterschiede zwischen Werk- und Wochentagen bestehen. Weiterhin sind diese Potenziale sehr stark vom individuellen Nutzerverhalten abhängig.

Wenn Lastverschiebepotentiale bzw. Flexibilitätsangebote stark durch Restriktionen eingeschränkt sind, ist ein direkter Vergleich der beiden technischen Optionen nicht möglich. Vielmehr müssen die Flexibilitäten mit der Höhe der Flexibilitätsnachfrage des Systems verglichen werden. Die Flexibilitätsnachfrage wiederum ist ebenfalls zeitlich variabel und maßgeblich von der Höhe der Last und der Höhe der Einspeisung aus EE abhängig. Somit ist es unumgänglich, die Effekte im Gesamtsystem, d.h. im gesamten Kraftwerkspark im Rahmen einer Systemstudie zu simulieren und mit den Effekten dieser Studie zu vergleichen.

In einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln wurden die Effekte der Systemintegration von Elektrofahrzeugen untersucht [EWI 2010]. Dabei wurden die erwarteten Effekte in den Jahren 2020 bis 2050 analysiert. Für das Jahr 2020 wurde im Szenario mit einer hohen Marktdurchdringung ein Bestand von knapp einer Million Elektrofahrzeugen unterstellt, für das Jahr 2030 sind es in diesem Szenario bereits rund fünf Millionen.

Für die Analysen der Systemintegrationspotentiale wurde die Annahme getroffen, dass bei 10% des Fahrzeugbestandes ein gesteuertes Laden und Entladen erfolgen kann und

⁶ Bei den Untersuchungen dieser Strategien wurde kein Kraftwerkseinsatzmodell genutzt, sondern eine Lastgangglättung (Vermeidung von Spitzenleistungen sowie Abregelung) angestrebt

bei den verbleibenden 90% ein nur gesteuertes Laden. Die Ladestrategie wird durch Restriktionen definiert. Insbesondere muss morgens um sechs Uhr ein Ladestand von 90% erreicht sein. Innerhalb dieser Restriktionen orientiert sich die Ladestrategie der Elektrofahrzeuge an den Strompreisen und damit indirekt an der Höhe der residualen Last (Last abzüglich Einspeisung aus EE).

Die gewählte Ladestrategie führt im Mittel über das Jahr zu einer Ladung vor allem in den frühen Morgenstunden. In Tagen mit hoher Einspeisung von EE und entsprechender geringer residualer Last werden auch dort Lasttäler aufgefüllt. Da kein Vergleichsszenario untersucht wurde, in der eine starre, strompreisunabhängige Ladestrategie unterstellt wird, können die Auswirkungen der flexiblen Ladestrategie isoliert betrachtet werden. Damit ist auch ein Vergleich zu den Ergebnissen dieser Studie nicht möglich.

Die Ergebnisse der Modellsimulationen zeigen, dass Elektrofahrzeuge vor allem negative Regelleistung kostengünstig bereitstellen können, wenn sie sich in Ladebereitschaft befinden. Beim Abruf der Regelleistung werden die Fahrzeuge geladen. Die Bereitstellung negativer Regelleistung zeigt einen ausgeprägten tageszeitlichen Verlauf. Im Jahr 2030 werden tagsüber rund 400 MW Leistung bereitgestellt. Dieser Wert steigt in den Nachtstunden auf bis zu 700 MW. Diese Werte beziehen sich auf die tatsächlich *eingesetzte* Leistung, die Ergebnis einer Kostenminimierung über alle Optionen der Bereitstellung von Regelleistung ist. Sie hängen damit stark von den gewählten Annahmen über die Kosten der Nutzung ab. In dieser Studie wurde dagegen die Höhe des zur Verfügung stehenden Angebots*potenzials* von Regelleistung aus Wärmepumpen abgeschätzt (vgl. Kapitel 4.3.2). Wie ausgeführt, kann auch durch Wärmepumpen vorwiegend negative Regelleistung bereitgestellt werden. Im Gegensatz zur tageszeitlichen Charakteristik der Reservebereitstellung der Elektromobilität liegt für Wärmepumpen eine jahreszeitliche Charakteristik vor. Dies bedeutet, dass sich beide Potenziale teilweise ergänzen können und nur teilweise in einem Konkurrenzverhältnis zueinander stehen.

4.3 Beitrag und Einnahmen der Wärmepumpen auf dem Strommarkt und weiteren Märkten

Im Folgenden wird der Systemnutzen des stromgeführten Wärmepumpenbetriebs unter dem Blickwinkel verschiedener Märkte betrachtet. Damit verknüpft ist die Frage, welche Einnahme die Wärmepumpen durch die Partizipation an diesen Märkten erzielen könnten. Zunächst werden die Elektrizitätspreise und Einnahmen am Spotmarkt analysiert. Die Bereitstellung von Regelenergie und die Reduzierung der Spitzenlast in Hinblick auf Kapazitätsmärkte werden im Anschluss diskutiert. Außerdem werden netztechnische Aspekte angesprochen.

4.3.1 Strommarkt

Neben den Systemkosten und Emissionen können auch die Elektrizitätspreise für eine Evaluierung der Wärmepumpen betrachtet werden. Die Dauerlinie der Spotmarkt Preise

ist in Abbildung 15 für den wärme- und stromgeführten Betrieb der Wärmepumpen abgebildet. Der Durchschnittspreis ist in beiden Fällen gleich hoch. Der stromgeführte Betrieb der Wärmepumpen führt aber zu einer leichten Erhöhung der Preise in den Niedrigpreisstunden und zu einer geringfügigen Absenkung der Preise in den Hochpreisstunden (und damit einem gleichbleibendem durchschnittlichen Preisniveau). Der stromgeführte Wärmepumpenbetrieb erlaubt eine Verringerung der Lastspitzen und eine teilweise Verschiebung der Spitzenlast zu anderen Stunden.

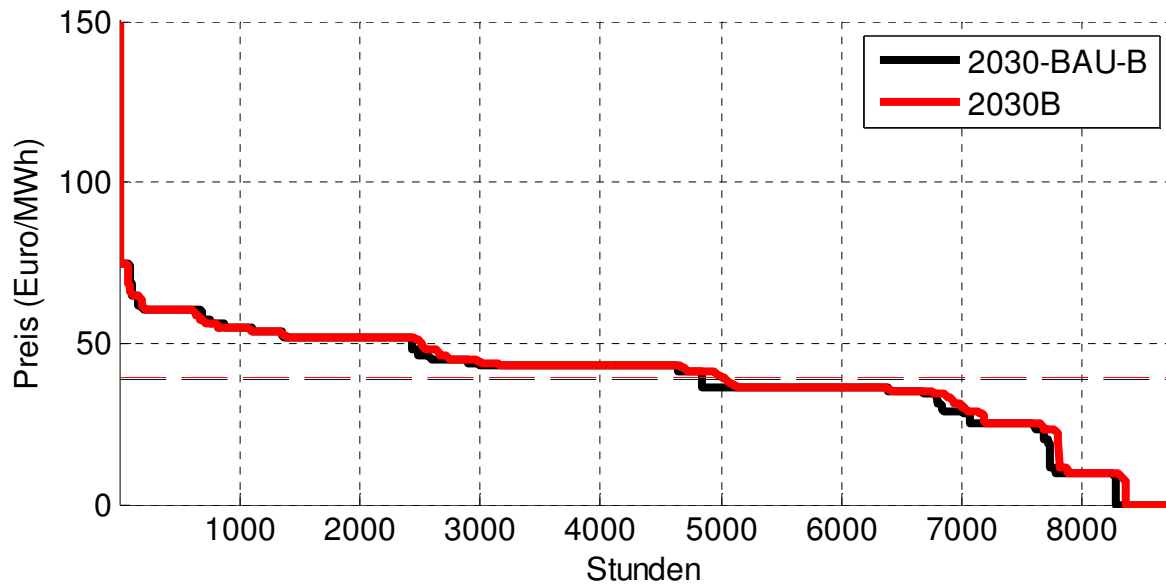


Abbildung 15 Preisdauerlinie für Modelljahr 2030, Szenario BAU und B

Durch den stromgeführten Betrieb können die Wärmepumpen Einnahmen im Strommarkt generieren. So kann ein im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb reduzierter Betrieb zu Hochpreisstunden den Wärmepumpenbetreiber Stromkosten sparen, da der Strom, der dann zu anderen Stunden zusätzlich bezogen werden muss, um das Temperaturniveau aufrechtzuerhalten, günstiger ist. Dabei ist wichtig, dass diese Gewinne ohne Einbußen bei der Beheizung der Gebäude realisiert werden können (abgesehen von Effizienzeffekten, siehe Kapitel 4.1.1). Die jährlichen Einnahmen Gewinne der Wärmepumpen durch den stromgeführten Betrieb müssten daher nur die Kosten für die Einrichtungen und Prozesse decken, die einen solchen Betrieb ermöglichen.

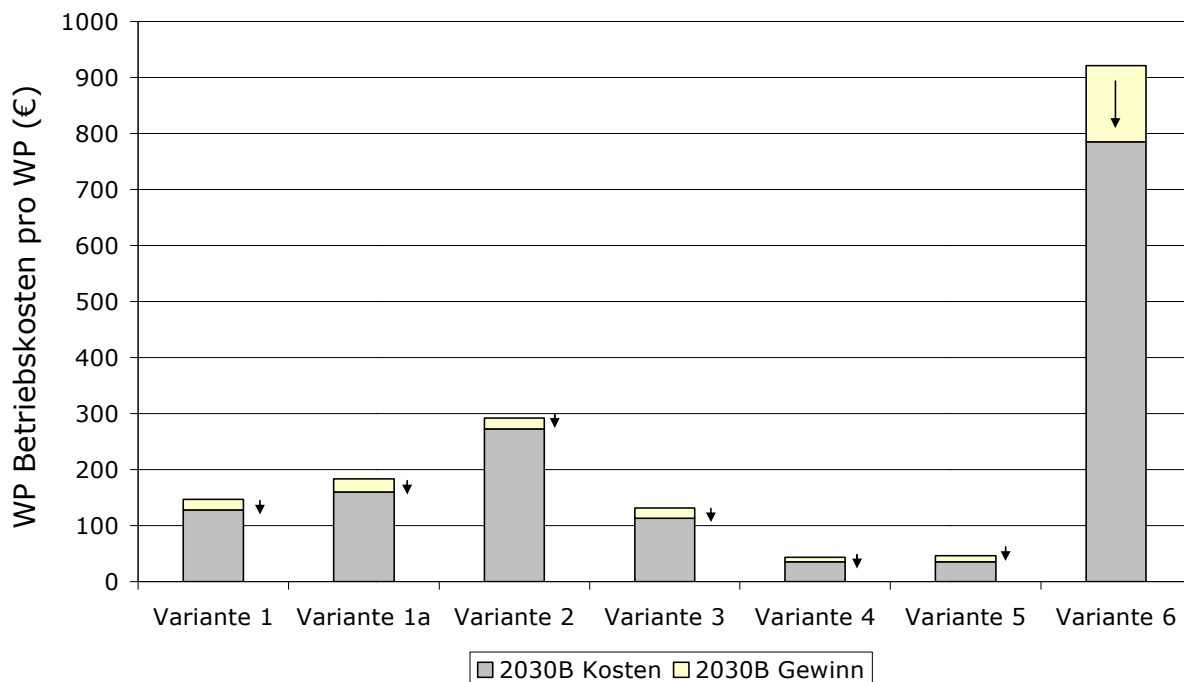


Abbildung 16 Gewinne im stromgeführten Betrieb für die 7 Gebäude/Wärmepumpentypen

Die Gewinne bzw. Betriebskosteneinsparungen im stromgeführten Betrieb für die verschiedenen Gebäudevarianten sind in Abbildung 16 gegenübergestellt. Sie bewegen sich im Bereich von 8 bis 23 Euro pro Wärmepumpe und Jahr, bis hin zu 136 Euro pro Wärmepumpe und Jahr für das große Bürogebäude. Diese Einsparungen erscheinen sehr gering. Allerdings muss ergänzt werden, dass das eingesetzte Fundamentalmodell im Vergleich zum realen Strommarkt Preisdifferenzen unterschätzt. Durch Marktunvollkommenheiten entstehen in einem realen Markt größere Preissprünge, die fundamental nicht erklärbar sind. In der Realität dürften damit die betriebswirtschaftlichen Einsparungen höher sein. Weiterhin ist zu beachten, dass sich die angegebenen Betriebskosten lediglich auf die Großhandelsstrompreise beziehen. Weitere Kostenbestandteile des Strompreises für Endkunden wie Netzentgelte, Stromsteuer, Konzessionsabgabe etc. sind nicht berücksichtigt.⁷

Damit ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht eine Refinanzierung von Mehrkosten, die durch die Stromführung von Wärmepumpen entstehen eher bei sehr großen Systemen gewährleistet.

4.3.2 Angebot von Regelleistung

Neben einer Lastverlagerung zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes unter Nutzung von Anreizen aus dem Strommarkt kann eine Bereitstellung von Regelleistung erfolgen.

⁷ Diese Annahme ist gerechtfertigt, da die sonstigen Kostenbestandteile nicht oder kaum durch den Einsatz von Wärmepumpen reduziert werden können bzw. sich Umverteilungseffekte ergeben.

Prinzipiell ist es technisch möglich, alle Regelleistungsarten (Primärregelung, Sekundärregelung sowie Minutenreserve) durch Wärmepumpen bereitzustellen.

Die Nutzung von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Regelleistung unterliegt ähnlichen Beschränkungen wie das Lastverschiebepotential. Bei der folgenden Untersuchung wird davon ausgegangen, dass Präqualifikationsbedingungen des Regelenergiemarktes durch die Poolung von Anlagen erfüllt werden können.⁸

Die geringsten technischen Restriktionen der Nutzung des Regelenergiemarktes sind aufgrund ihrer geringen Abrufwahrscheinlichkeit bei der Bereitstellung von Minutenreserve zu erwarten. Gleichzeitig wird der zunehmende Ausbau von EE zu einer Erhöhung des Minutenreservebedarfs führen.⁹ Daher fokussiert sich die folgende Analyse auf die Bereitstellung von Minutenreserve.

Die folgende Abbildung 17 zeigt anhand der Jahresdauerlinie des Einsatzes der Wärmepumpen die Möglichkeiten, positive bzw. negative Regelleistung anzubieten. Aufgrund des im Jahresverlauf relativ geringen Einsatzes der Wärmepumpenleistung ist der überwiegende Teil der Reserve negative Minutenreserve. Dies bedeutet, dass die Option angeboten werden kann, Leistung zu erhöhen.

Die Bereitstellungsmöglichkeit der Reserveleistung unterliegt jahreszeitlichen Schwankungen. Es ist offensichtlich, dass die positive Reserve überwiegend in den Heizperioden angeboten werden kann, negative Reserve in den Sommermonaten.

⁸ Eine Poolung von Anlagen zur Erfüllung der Präqualifikationsbedingungen ist in [Bundesnetzagentur 2010] vorgeschlagen worden.

⁹ Dieser Effekt wird teilweise kompensiert durch eine Verbesserung der Prognosequalität für dargebotsabhängige EE.

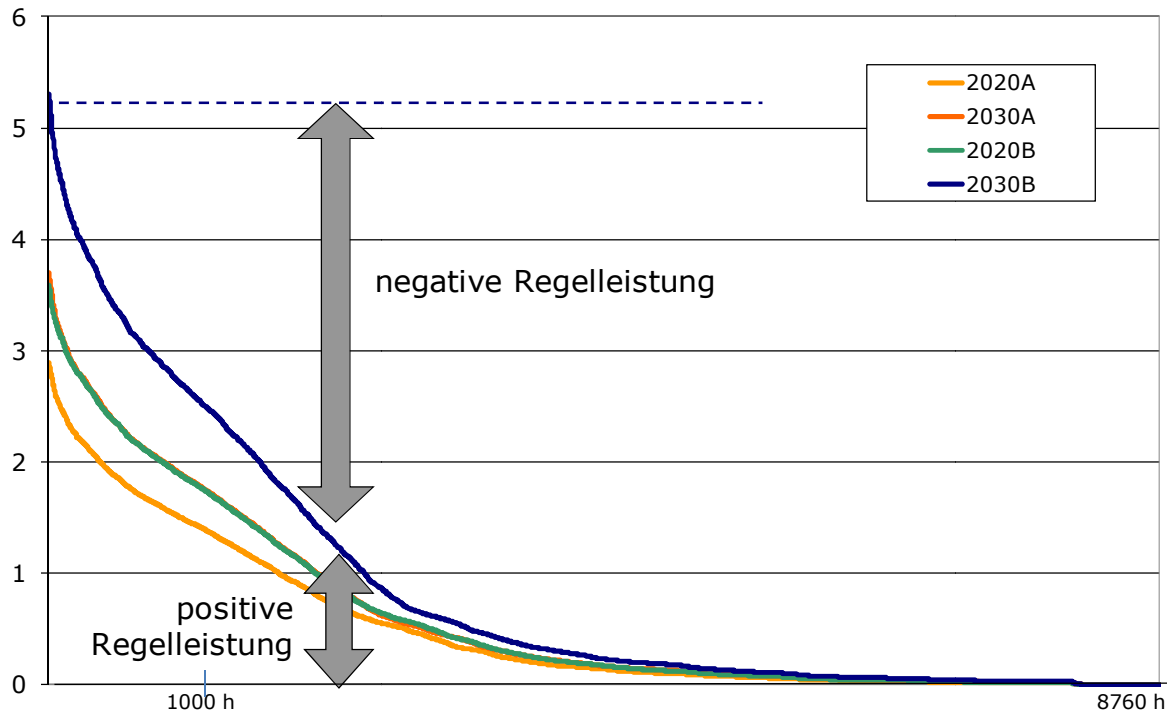


Abbildung 17 Prinzip der Bereitstellung von Regelleistung durch Regelleistung durch Wärmepumpen, Veranschaulichung anhand der Jahresdauerlinien der Last der Wärmepumpen, Last in [GW]

Wird von einer maximalen Einsatzdauer der Minutenreserve von einer Stunde ausgegangen, ergeben sich aufgrund der bisher praktizierten Abschaltzeiten von zwei Stunden keine Restriktionen. Allerdings ist auch die Regelleistungsbereitstellung gegen technische Ausfälle abzusichern. Daher wird im Folgenden von einer realistischen Nutzung von 50% des maximalen Potenzials ausgegangen. Die sich ergebenden, über das Jahr gemittelten Potenziale in den verschiedenen Szenarien sind in der folgenden Abbildung 18 dargestellt. Somit ergeben sich für das Szenario B in 2030 realistische mittlere Potenziale in Höhe von 2,2 GW negative Reserve und 0,45 GW positive Reserve.

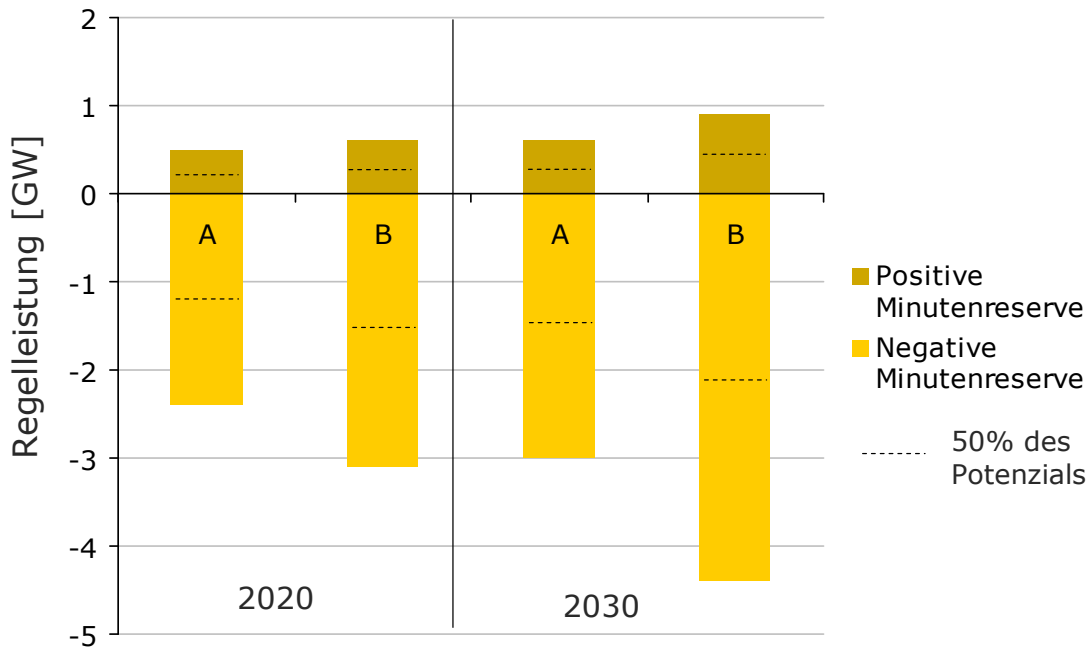


Abbildung 18 Mittlere jährliche Potenziale der Regelleistungsbereitstellung durch Wärmepumpen

Wird zu einer groben wirtschaftlichen Beurteilung dieser Potenziale der gegenwärtige Marktpreis für Regelleistung in Höhe von rund 30 €/kW*a für negative und 5 €/kW*a für positive Reserve angesetzt, kann in einem ersten Schritt das betriebswirtschaftlich realisierbare Potenzial auf insgesamt 68 Mio. €/a abgeschätzt werden. Allerdings sind bei dieser Betrachtung alternative, zukünftig realisierbare Potenziale der Regelenergiebereitstellung mit einzubeziehen:¹⁰

- Positive Minutenreserve kann aus Pumpspeicherkraftwerken sowie aus nicht eingesetzten Spitzenlastkraftwerken (vor allen Dingen Gasturbinen) bezogen werden.
- Negative Minutenreserve kann sowohl von Pumpspeicherkraftwerken, aber auch aus EE bereitgestellt werden.
- Darüber hinaus sind weitere Potenziale im Haushaltssektor sowie erhebliche Potenziale im gewerblichen sowie im Industriesektor nutzbar. Über alle Sektoren wurden in der Dena Netzstudie 2 für das Jahr 2020 verfügbare Demand-Side-Management Potenziale in der Größenordnung von 6 GW abgeschätzt.¹¹

¹⁰ Insgesamt wird im Kraftwerksmodell der dena-Netzstudie II der Bedarf an positiver Regelleistung im Jahr 2020 zu ca. 60 % durch Demand-Side-Management gedeckt, der Bedarf an negativer Regelleistung zu ca. 2 %. Der tatsächliche Abruf der Regelleistung macht wegen des hohen Arbeitspreises weniger als 0,1 % der deutschen Bruttostromnachfrage aus [dena 2010].

¹¹ Diesen Potenzialen steht ein für das Jahr 2020 ermittelter Regelleistungsbedarf in Höhe von positiver Sekundär- und Minutenreserve in Höhe von 4,2 GW und negativer Sekundär- und Minutenreserve in Höhe von 3,3 GW gegenüber [dena 2010].

- Schließlich wird es zukünftig möglich sein, auch im Ausland befindliche Regelleistungspotenziale im Bereich der Minuten- und Sekundärregelreserve zu nutzen.

Die Nutzung der genannten Potenziale ist durch die bereits eingeleiteten Veränderungen in den regulatorischen Rahmenbedingungen (Präqualifikationsbedingungen für Reservebereitstellung, Teilnahme von EE am Regelenergiemarkt) künftig kostengünstig möglich. Es ist zu erwarten, dass durch die Nutzung der genannten Potenziale das Angebot an Regelleistung im stärkeren Umfang steigt als der Bedarf. Dies wird zu einem Preisverfall auf dem Regelenergiemarkt führen. Dies gilt insbesondere für die negative Reserve, deren mögliches Angebot mit steigendem Ausbau der EE linear ansteigt.

Diese Analyse wird auch durch die Ergebnisse des Strommarktmodells gestützt, in dem ein idealer Regelenergiemarkt unterstellt wird. Die Erlöse von Wärmepumpen auf diesem Markt bewegen sich in einer zu vernachlässigenden Größenordnung.

Die bislang angestellten Betrachtungen basieren auf dem im Energiekonzept angenommenen Kraftwerkspark. Es ist anzunehmen, dass sich bei der Umsetzung von DSM Maßnahmen die Systemlast gesenkt werden kann, was zu einer verringerten Investition in Spitzenlastkraftwerke führt. Dieser Effekt wird in folgendem Kapitel genauer betrachtet.

4.3.3 Einsparung von Spitzenlast

Der stromgeführte Betrieb der Wärmepumpen führt zu Lastverschiebungen zur Stunde der Jahreshöchstlast. Die Jahreshöchstlast und damit die erforderliche Kraftwerkskapazität im System kann durch die Lastverschiebung reduziert werden. Es ergeben sich also Kosteneinsparungen im Bereich der Kraftwerksinvestitionen. Unter der Annahme eines zukünftigen Kapazitätsmarktes könnten stromgeführte Wärmepumpen an diesem Markt demnach Einnahmen erzielen. Diese Einnahmen werden im Folgenden quantifiziert.

Bei Berechnungen der Jahreshöchstlast ist zu beachten, dass diese eine einzige Stunde im Jahr bezeichnet und daher diesbezügliche Effekte stark anderweitigen Faktoren ausgesetzt sind und damit starken stochastischen Schwankungen unterliegen können. So ist ein starker Einflussparameter das Wetter. Die hier durchgeführte Betrachtung, die nur auf den Nachfrage- und EE-Ganglinien eines Jahres beruht, erlaubt daher nur eine sehr grobe Einschätzung des Potentials der Jahreshöchstlastverringering.

Die Reduzierung der Jahreshöchstlast wurde für das Modelljahr 2030, Szenario B und die Flexibilitätsszenarien in Kapitel 4.2.2 berechnet. Die Reduktionen liegen zwischen 200 und 900 MW.

Diese Einsparung wird monetär bewertet, indem die eingesparten Kraftwerkskapazitäten betrachtet werden. Gasturbinen werden üblicherweise verwendet, um Leistung im System bereitzustellen, die hauptsächlich Back-up Funktionen erfüllen soll. Die Investitionskosten von Gasturbinen betragen 400 €/kW [Prognos/EWI/ GWS 2010] und als jährliche Abschreibungen 36 €/kW.¹² Folglich entsprechen die beobachteten

¹² Unter Annahme einer Abschreibungsdauer von 25 Jahren und eines Zinssatzes von 10%.

Reduktionen der Jahreshöchstlast Kosteneinsparungen zwischen 7,2 und 32,4 Millionen Euro. Umgerechnet auf die gesamte installierte (thermische) Kapazität der Wärmepumpen, 18,1 GW im Szenario B, ergeben sich damit zusätzliche Einnahmen zwischen 0,4 und 1,8 € pro kW_{th} für die Wärmepumpen. Abhängig von der Wärmepumpengröße, die gemäß Tabelle 47 zwischen 3 kW und 65 kW liegen kann, ergeben sich damit Kosteneinsparungen von 1,2 bis maximal 117 Euro pro Wärmepumpe und Jahr.

Der Systemnutzen und die potentiellen Einnahmen an Regelenergiemärkten, die mit einem stromgeführten Betrieb der Wärmepumpen erzielt werden können, sind damit vergleichbar zu den Nutzen für den Systembetrieb (vgl. Abbildung 8) beziehungsweise den Einnahmen an den kurzfristigen Strommärkten (vgl. Abbildung 16). Der stromgeführte Betrieb wurde dabei nicht auf eine Verringerung der Jahreshöchstlast hin ausgelegt. Diesbezügliche Effekte ließen sich daher bei einer geeigneten Einsatzstrategie noch vergrößern.

4.3.4 Netztechnische Aspekte

In der bisherigen Analyse wurde von räumlichen Aspekten abstrahiert. Insbesondere wurde vernachlässigt, dass der erwartete Zubau von EE zu einem erheblichen Netzausbaubedarf führt. Dies betrifft zum einen die Übertragungsebene, die in der dena Netzstudie 2 detailliert untersucht wurde. Zum anderen führt auch der Ausbau dezentraler EE wie die Photovoltaik zu einem erforderlichen Netzausbau auf der Verteilnetzebene. Aufgrund der in der Vergangenheit gesammelten Erfahrungen mit der Durchsetzbarkeit von Netzausbaumaßnahmen ist absehbar, dass insbesondere im Übertragungsnetz die notwendigen Netzausbauten nicht in dem notwendigen Tempo durchgeführt werden können.

Die dena Netzstudie 2 hat untersucht, inwieweit Speicherkraftwerke zur Netzentlastung beitragen können und welche volkswirtschaftlichen Kostenersparnisse dadurch realisiert werden können.

Aufgrund des begrenzten Ausbaupotentials an Pumpspeicherkraftwerken wurden Druckluftspeicherkraftwerke (AA-CAES-Speicher) betrachtet. Ergebnis der Analysen war, dass die Netzentlastung unwesentlich und die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen nicht gegeben ist.

Das Lastmanagementpotential von Wärmepumpen kann im Vergleich zu Speicherkraftwerken jedoch deutlich kostengünstiger erschlossen werden. So geht die dena Netzstudie 2 von Investitionskosten von 1-4 €/kW zur Nutzung dieses Potentials in 2020 aus [dena 2010].¹³ Dem stehen Investitionskosten in Speicherkraftwerke in Höhe 700-900 €/kW für Druckluftspeicherkraftwerke gegenüber [dena 2010]. Gleichzeitig ist das Potential der Wärmepumpen kleinteilig und gleichmäßig im Netz verteilt. Dies bedeutet, dass dieses Potential zur Netzentlastung sowohl im Verteil- als auch im Übertragungsnetz genutzt werden kann. Voraussetzungen sind dafür geeignete Anreizstrukturen wie z.B. räumlich differenzierte Preise im Strom- oder Regelenergiemarkt. Eine Bestimmung der Größenordnung des Potentials liegt allerdings außerhalb des Untersuchungsbereichs dieser Studie.

¹³ Dies unterstellt das Vorhandensein einer Kommunikationsinfrastruktur, vgl. Kapitel 5.

Für die Nutzung des Lastmanagementpotenzials der Wärmepumpen in Form einer strommarktgeführten Steuerung ist zunächst unerheblich, auf welcher Spannungsebene das Lastmanagementpotential zur Verfügung steht. Umgekehrt bedeutet dies, dass der Umstand, dass Wärmepumpen auf der Verteilnetzebene angeschlossen sind kein Hindernis darstellt, um auf Steuerungssignale des Großhandelsstrommarktes zu reagieren. Für die Teilnahme am Strommarkt und die Nutzung des Preissignals ist allein notwendig, dass die Transaktionskosten nicht prohibitiv hoch sind und die keine Konflikte mit der Netzsteuerung des Verteilnetzbetreibers auftreten.

Transaktionskosten am Strommarkt werden durch die große Anzahl kleiner Einheiten verursacht und müssen durch einen Intermediär (Aggregator) gesenkt werden, der die Übersetzung des Preissignals übernimmt. Typischerweise würde dies ein Lieferant sein, der sich auf die Lieferung von Strom für Wärmepumpen spezialisiert hat und über entsprechende Steuerungstechnologie verfügt.

Die Koordination mit der Netzsteuerung des Verteilnetzbetreibers wird im folgenden Kapitel genauer diskutiert.

5 Analyse von regulatorischen Hemmnissen

In diesem Kapitel wird dargestellt, welche regulatorischen Maßnahmen notwendig sind, um Wärmepumpen stromgeführt einzusetzen oder andere Systemdienstleistungen zu erbringen.

5.1 Dynamische statt statische Abschaltzeiten

Im Status quo werden im Stromliefervertrag für Wärmepumpen vom Lieferanten mögliche tägliche Abschaltzeiten für Wärmepumpen vorgegeben. Die technische Umsetzung der Abschaltung erfolgt typischerweise durch den assoziierten Netzbetreiber.

Einen gesetzlichen Rahmen für die Bestimmung der Abschaltzeiten bot die Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt)¹⁴, die allerdings seit dem 1.7.2007 außer Kraft ist. In der BTOElt wurden für Wärmepumpen folgende Vorgaben gemacht:

§ 7 Wärmepumpen und andere unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen

...

(2) Bei Wärmepumpen in bivalent-alternativ betriebenen Heizungsanlagen darf die Versorgung für bis zu 960 Stunden im Jahr unterbrochen werden.

(3) Bei Wärmepumpen, die den Jahreswärmebedarf allein decken (monovalente Wärmepumpen) oder in bivalent-parallel betriebenen Heizungsanlagen eingesetzt werden, darf die Versorgung innerhalb von 24 Stunden insgesamt 6 Stunden unterbrochen werden. Die einzelne Unterbrechung darf nicht länger als 2 Stunden dauern. Die Betriebszeit zwischen zwei Sperrzeiten darf nicht kürzer sein als die jeweils vorangegangene Sperrzeit.

In der Praxis werden die Grenzen der BTOElt nicht ausgenutzt. Eine stichprobenartige Analyse von temperaturabhängigen Standardlastprofilen für Wärmepumpen ergab, dass in der Regel bis zu zwei Abschaltperioden genutzt werden.

Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers (VNB) können die Abschaltzeiten statisch festgelegt werden, da die Netzlast der Verbraucher im Verteilnetz keinen wesentlichen Veränderungen unterliegt. Dagegen führt der Einfluss der Windenergie und Photovoltaik zu Verschiebungen der teuersten Stunden auf dem Großhandelsmarkt und zeitvariable Veränderungen der Abschaltzeiten liegen somit im Interesse der Lieferanten. Daraus folgen etliche praktisch zu lösende Herausforderungen wie

¹⁴ V. v. 18.12.1989 BGBl. I S. 2255; aufgehoben durch Artikel 5 G. v. 07.07.2005 BGBl. I S. 1970; Geltung ab 01.01.1990 bis 30.06.2007

- die notwendige Veränderung des Bilanzierungs- und Abwicklungsverfahrens für die Wärmepumpenkunden
- die Koordination der Vorgabe der Abschaltzeiten bzw. Betriebszeiten zwischen Lieferant und Netzbetreiber
- die Entscheidung über die technische Umsetzung der Steuerung der Wärmepumpen, und schließlich
- die Gestaltung von Tarifen für Wärmepumpenkunden mit zeitvariabler Abschaltung.

In den folgenden Unterkapiteln werden die notwendigen Veränderungen diskutiert.

5.2 Veränderung des Bilanzierungs- und Abwicklungsverfahrens für Wärmepumpenkunden

Von den VNB werden gegenwärtig den Lieferanten zur Belieferung von Kunden mit Wärmepumpen temperaturabhängige Standardlastprofile (tSLP) gemäß § 12 StromNZV vorgegeben. Lieferanten sind verpflichtet, gemäß dieser Lastprofile ihre Kunden zu beliefern. Die Abschaltzeiten von Wärmepumpen sind in den tSLP hinterlegt. Weicht der Lieferant in der Belieferung von den TSLP ab, werden die Differenzen als Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt. Die Abschaltzeiten sind somit statisch und den Lieferanten vorgegeben.

Sollen variable Abschaltzeiten eingeführt werden, sind Standardlastprofile nicht mehr anwendbar, da sie keine Möglichkeit der täglichen Anpassung beinhalten. Darüber hinaus ist es wahrscheinlich, dass bei der Umsetzung der variablen Abschaltzeiten keine direkte Steuerung der Wärmepumpe erfolgt, sondern eine lokale Steuerung (bei den Verbrauchern) die Abschaltanforderung nur dann umsetzt, falls dies unter den gegebenen Rahmenbedingungen möglich ist. Der Lieferant benötigt daher eine Rückmeldung über den tatsächlich realisierten Lastgang.

Lastgangmessungen werden im status quo mit Hilfe der registrierenden Leistungsmessung (RLM) vorgenommen. Sie ist typischerweise für Verbraucher mit einer Anschlussleistung von mehr als 30 kW üblich und für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 000 kWh zwingend vorgeschrieben.

Die gemessenen Lastgänge werden monatlich über eine Zählerfernauslesung zum Verteilnetzbetreiber übertragen. Dabei geben die Verteilnetzbetreiber den Lieferanten kein Standardlastprofil vor, sondern die Lieferanten müssen das Abnahmeverhalten der Kunden viertelstundenscharf prognostizieren und auf dieser Basis Fahrpläne anmelden. Diese Fahrpläne werden gegen die gemessenen, viertelstundenscharfen Lastgänge abgerechnet und Abweichungen dem Lieferanten als Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt.

Zwar haben TSLP-Kunden, d. h. (Letztverbraucher im Sinne des § 12 Abs. 1 StromNZV, gemäß § 10 Abs. 3 MessZV) im Einvernehmen mit ihrem Lieferanten gegenüber dem Messstellenbetreiber einen *Anspruch* auf die Installation einer viertelstündig registrierenden Leistungsmessung. In der Folge könnte eine Bilanzierung „wie bei echten RLM-Kunden“ erfolgen. Dieses Modell im Bereich der SLP-Kunden jedoch wirtschaftlich nicht darstellbar, da dieses Verfahren sehr hohe Messkosten aufweist.

Daher ist für die Abwicklung von Wärmepumpenkunden ein neues Verfahren zu entwickeln, was eine viertelstündige Bilanzierung ermöglicht, aber unter Einsatz vergleichsweise preisgünstiger neuer Zählertechnologien (intelligente Stromzähler oder Smart Meter) funktioniert.¹⁵ Dieses Verfahren ist Voraussetzung für die Nutzung von Demand-Side-Management Potentialen oder die Bereitstellung von Regelleistung durch nicht-leistungsgemessene SLP-Kunden. Der sich daraus ergebende rechtliche Änderungsbedarf ist in [Bundesnetzagentur 2010b, S. 108] skizziert.

5.3 Koordination der Vorgabe der Abschaltzeiten bzw. Betriebszeiten zwischen Lieferant und Netzbetreiber

In den ehemaligen integrierten EVU war die Netzlastoptimierung identisch oft mit einer ökonomischen Optimierung des Strombezugs, wenn die Bezugsverträge der EVU einen Leistungspreis beinhalteten. Durch die Netzlastoptimierung konnte das EVU den Leistungspreis minimieren.

Inzwischen spielen im Großhandels-Strommarkt Leistungspreise keine Rolle mehr. Vielmehr orientiert sich die Bepreisung der Lastprofile an den stündlich variablen Preisen der Strombörse. Leistungspreise sind jedoch für die Berechnung von Netzentgelten relevant.

Durch die rechtliche Entflechtung von Netzbetreiber und Lieferanten können Zielsetzungen der Akteure auseinanderfallen: Wenn die Maxima der Systemlast (die den Strom-Großhandelspreis determiniert) und die Maxima der lokalen Netzlast auseinanderfallen, ergeben sich aus Sicht von Netzbetreiber und Lieferant unterschiedliche optimale Abschaltzeiten. Dies bedeutet:

- Der Netzbetreiber hat ein Interesse zur Minimierung der Last der Verteilnetzebene, um die Netzsicherheit zu gewährleisten und die Netzentgelte für die übergeordnete Netzebene zu minimieren
- Der Lieferant hat ein Interesse an einer Minimierung seiner Bezugskosten, d.h. zu einer Abschaltung zu den teuersten Stunden des Tages.

Letztlich muss die Vorgabe für Abschaltzeiten durch den Lieferanten erfolgen. Falls aus Netzsicherheitsaspekten bestimmte Abschaltzeiten unbedingt eingehalten werden müssen, muss dieses im Rahmen des Rahmenvertrages zur Netznutzung zwischen VNB und Lieferant vereinbart werden.

5.4 Technische Umsetzung der Steuerung der Wärmepumpen

Zur Umsetzung einer zeitvariablen Steuerung von Wärmepumpen ist eine Kommunikationsinfrastruktur nötig, mit deren Hilfe eine Ansteuerung der Wärmepumpen durch die Lieferanten erfolgen kann.

¹⁵ Die Umsetzung eines derartigen Verfahrens (Zählerstandgangbilanzierung) wird in [Bundesnetzagentur, 2010b] empfohlen.

Für die Ausgestaltung der Kommunikationsinfrastruktur werden nachfolgend zwei Optionen geprüft. Erstens wird gezeigt, inwiefern die bestehende Kommunikationsinfrastruktur genutzt werden kann. Zweitens wird die Option diskutiert, eine Infrastruktur, die im Rahmen der Einführung von intelligenten Stromzählern eingeführt werden könnte, zu nutzen.

Zur Prüfung der ersten Option wurde der Bundesverband Wärmepumpe nach der Installation und Nutzung von Fernwirktechnik im status quo befragt.

Nach den Ergebnissen der Befragung von Mitgliedsunternehmen des Verbandes wird gegenwärtig nur bei jeder vierten Wärmepumpe Fernwirktechnik (auch als Rundsteuertechnik bezeichnet) eingesetzt, wie Abbildung 19 zeigt.

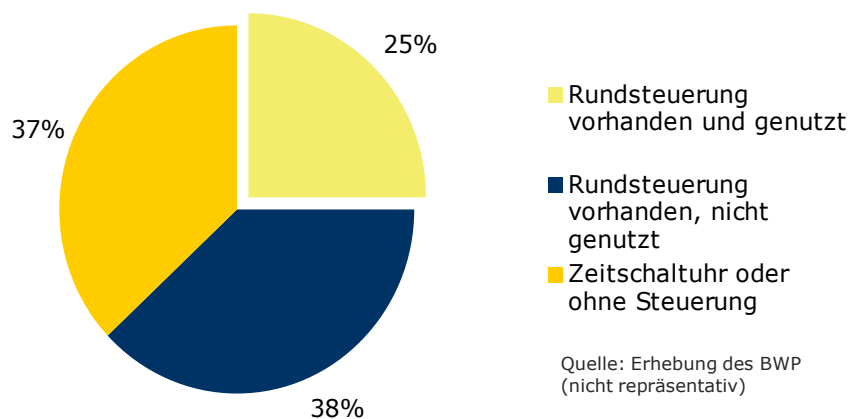


Abbildung 19 Aufteilung der Steuereinrichtungen für Wärmepumpen (Quelle: BWP)

Gleichzeitig wurde in der Umfrage angegeben, dass die Bedeutung der Fernwirktechnik abnimmt.

Die zweite Möglichkeit bezieht sich auf die Nutzung der Kommunikationsinfrastruktur, die im Rahmen der Einführung von intelligenten Stromzählern Verbreitung finden könnte. Die bislang existierenden gesetzlichen Regelungen zur Einführung von intelligenten Stromzählern erfordern keine Kommunikationsinfrastruktur, und die Bundesnetzagentur möchte (mit Stand April 2010) keine Gesamt-System-Lösung vorgeben [Bundesnetzagentur 2010b, S. 96]. Solche Vorgaben sollen gegebenenfalls nach der Durchführung von Kosten-Nutzen-Analysen auf Basis von Feldversuchen, die bis zum 3.9.2012 durchgeführt werden sollen, getroffen werden. Gleichzeitig sollen Marktakteure Gelegenheit haben, Kommunikationslösungen zu entwickeln um umzusetzen. Die dafür notwendigen Mittel, sind nach Auffassung der Bundesnetzagentur nicht dem regulierten Bereich zuzurechnen, sondern im Rahmen einer Marktlösung zu entwickeln [Bundesnetzagentur 2010b, S. 112].

Es wurde bereits festgestellt, dass zur Umsetzung der Abwicklungs- und Abrechnungsprozesse zeitvariabler Abschaltzeiten die Notwendigkeit besteht, die Zählerstandsgangerfassung zu verändern. Insofern ist der Ausbau einer Kommunikationsinfrastruktur vom Zähler zum Netzbetreiber erforderlich. Diese

Infrastruktur könnte nun auch bidirektional genutzt werden und zur Ansteuerung der Geräte dienen. Diese Ansteuerung muss nunmehr nicht ausschließlich über den Netzbetreiber erfolgen. Vielmehr wird eine Teilnahme an diesem Markt für den Lieferanten mit einem Engagement im Bereich Messstellenbetrieb verbunden sein [Bundesnetzagentur 2010, S. 105].

Die ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas), ein Zusammenschluss der europäischen Regulierungsbehörden gibt in ihren „Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas“ eine Reihe von Empfehlungen zur Umsetzung des dritte Energiebinnenmarktpakets in Bezug auf Smart Metering [ERGEG 2011]. Bestandteil dieser Empfehlungen ist die Umsetzung einer Reihe von Funktionalitäten von Smart Metering Systemen und insbesondere auch die Implementierung der Möglichkeit der Fernsteuerbarkeit von Verbrauchern (Empfehlung E.7: Remote power capacity reduction/increase). Entsprechend positiv äußert sich auch der BDEW in der Kommentierung der Empfehlung im Rahmen des vorausgehenden Konsultationsverfahrens, der über das Lastmanagement hinausgehend, das Potential von Smart Metern als Instrument der Steuerung des Netzes und der (dezentralen) Erzeugung sieht [BDEW 2010].

Damit ergibt sich, dass aufgrund der möglichen bidirektionalen Nutzung einer ohnehin erforderlichen Kommunikationsinfrastruktur diese Option an Attraktivität gegenüber der ersten Option gewinnt. Weiterhin ist hervorzuheben, dass die einzusetzende Fernwirktechnik gegenüber der derzeit genutzten einen Technologiesprung darstellt. So ist anzunehmen, dass die eingesetzten Technologien IP-basiert sein werden und von der Bandbreite deutlich leistungsfähiger sind, als die bislang eingesetzte Rundsteuertechnik. Allerdings ist bereits hier hervorzuheben, dass der Nutzen durch Lastverlagerungen, der durch die zeitvariable Steuerung von Wärmepumpen entsteht, nur ein kleinerer Bestandteil des Nutzens von Smart Metering darstellt. Üblicherweise wird festgestellt, dass der Hauptbestandteil des Nutzens von intelligenten Stromzählern durch die Realisierung von Energieeinsparungen durch Visualisierung des Energieverbrauchs entsteht. Zeitvariable Steuerungen von Wärmepumpen sind daher nur *ein* Nutzenaspekt unter vielen, der die Investition in die Infrastruktur rechtfertigen könnte. Kosten und Nutzen müssen daher im Rahmen einer umfassenden Analyse abgewogen werden. Die Einführung einer Smart-Metering Infrastruktur mit bidirektionaler Kommunikation kann, wie die Analysen der vorangegangenen Kapitel zeigen, allein durch die Nutzen der Stromführung von Wärmepumpen, der Regelenergiebereitstellung sowie der Ersparnis von Spitzenlastkraftwerken vermutlich nicht gerechtfertigt werden.

In der folgenden Abbildung 20 sind die beiden Optionen zur Infrastruktur noch einmal zusammenfassend dargestellt.

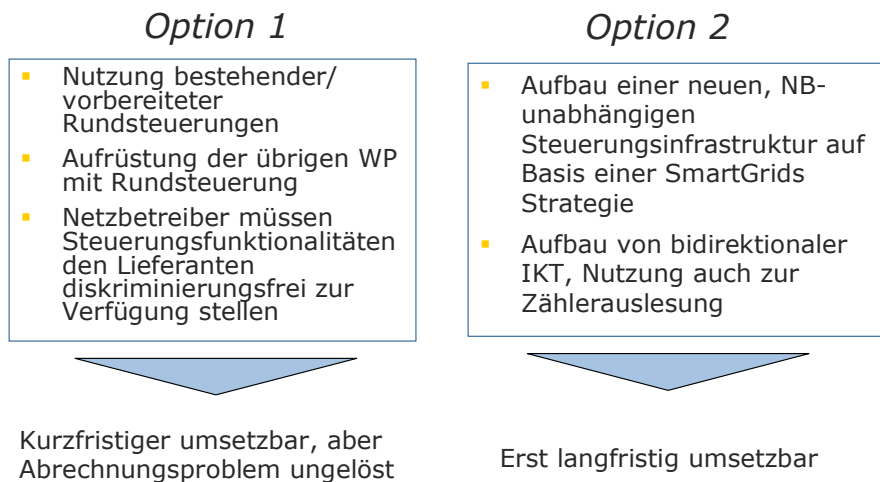


Abbildung 20 Vergleich der technischen Optionen zur Umsetzung einer Steuerungsinfrastruktur für Wärmepumpen

5.5 Gestaltung von Tarifen für Wärmepumpenkunden mit zeitvariabler Abschaltung

Im status quo stellen Lieferanten spezielle Tarife für Wärmepumpenkunden bereit. Diese Tarife sind niedriger kalkuliert als die gewöhnlichen Haushaltsstromtarife. Der Preisvorteil wird durch die Unterbrechbarkeit der Stromversorgung (zu Spitzenlast- bzw. Spitzenpreisenzeiten), durch die höheren Strommengen pro Kunden, sowie durch eine günstigere Konzessionsabgabe (Anwendung des Schwachlasttarifs) realisiert.

Wird zukünftig eine stromgeführte Betriebsweise für Wärmepumpen realisiert, können Lieferanten durch die zeitvariable Steuerung von Wärmepumpen Beschaffungsvorteile wahrnehmen, die sie (teilweise) an die Kunden weitergeben können. Diese Beschaffungsvorteile sind kurzfristig sehr klein, da bereits im status quo durch die Sperrzeiten eine Spitzenlastreduktion erfolgt. Erst wenn sich die Zeiten der Spitzenlast und entsprechender Spitzenpreise zeitlich variabler werden, können im stromgeführten Betrieb zusätzliche Beschaffungsvorteile realisiert werden. Praktisch bedeutet dies, dass die Einführung eines lastvariablen Tarifs (real-time pricing). Die Vorgabe von Tarifzeiten, die in Form von Tarifregistern abgebildet werden (wie beispielsweise bei dem im status quo angewendeten HT/NT Tarif) erscheint nicht praktikabel, da sich durch die Stochastik der Windenergieeinspeisung die Zeiten von Hoch- und Niedertarif verändern werden.

Um dem Verbraucher die Veränderung des Strompreises zu signalisieren müssten die informationstechnischen Voraussetzungen geschaffen werden, um die Preisinformation vom Lieferanten zum Kunden zu übertragen (Tarifampelmodell).

Falls der Lieferant eine weitgehende Steuerungshoheit über die Wärmepumpe erhält, existierte eine einfachere, alternative Variante. Der Lieferant auf Basis seiner Kenntnisse über die Abnahmestruktur des Kunden ihm gegenüber einen einheitlichen, nicht zeitlich differenzierten Tarif für diese Kunden an. Über die Auswertung des tatsächlichen Abnahmeverhaltens der Kunden kann er den Tarif kalkulieren und laufend anpassen.

Voraussetzung der Umsetzung dieser Tarife ist jedoch mindestens ein Wechsel vom Standardlastprofilverfahren in ein alternatives Verfahren. Die Möglichkeiten dazu wurden bereits im Kapitel 5.2 diskutiert. Aufgrund der fehlenden Voraussetzungen werden derzeit derartige Tarife noch nicht angeboten.

Neben der Kommunikationsinfrastruktur ist die Ausgestaltung der Kommunikationsprotokolle zur Ansteuerung der Wärmepumpen von Bedeutung. Um eine wettbewerbliche Struktur auf dem Markt um zeitvariable Wärmepumpentarife entstehen zu lassen, muss sichergestellt werden, dass nicht durch technische Restriktionen Lieferantwechsel erschwert werden. Vielmehr müssen die Kommunikationsprozesse zwischen Lieferanten und Netzbetreiber hin zur Wärmepumpe standardisiert und koordiniert werden.¹⁶

5.6 Rolle der Präqualifikationsbedingungen auf dem Regelleistungsmarkt

Das Angebot von Regelleistungprodukten auf dem Regelleistungsmarkt durch Wärmepumpen setzt voraus, dass

- Eine Poolung von Angeboten zulässig ist, um die Mindestangebotsgrößen zu erreichen
- Eine bidirektionale Kommunikationsinfrastruktur vorhanden ist, um den Einsatz der Regelleistung zu ermöglichen
- Eine viertelstundenscharfe Bilanzierung eine Abrechnung der eingesetzten Regelleistung ermöglicht.

Der erstgenannte Punkt ist im Rahmen der Minutenreservebereitstellung bereits genehmigt. Für die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung ist dies jedoch noch nicht möglich. Allerdings hat die Bundesnetzagentur entsprechende Regelungen vorgeschlagen, die sich derzeit im Konsultationsverfahren befinden [Bundesnetzagentur 2010].

Die weiteren genannten Voraussetzungen sind auch zur Umsetzung einer Stromführung von Wärmepumpen erforderlich und wurden in diesem Kapitel bereits diskutiert. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass zur Nutzung der Wärmepumpen im Regelleistungsmarkt keine weiteren regulatorischen Anpassungen notwendig sind.

5.7 Abschaltvereinbarungen in der EnWG Novelle

Der §14a des EnWG (2012) bezieht sich auf die Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung und hat damit einen direkten Bezug zu Wärmepumpen.

Er regelt, dass Netzbetreiber für diese Anlagen ein reduziertes Netzentgelt berechnen können. Dies ist allerdings keine Veränderung zum status quo, da bereits heute reduzierte Netzentgelte für Wärmepumpenkunden angewendet werden.

¹⁶ Ein Beispiel für die Definition von Standards ist der VHP Standard (Virtual Heat and Power Ready), der von Vattenfall für die Steuerung von dezentralen Energieanlagen entwickelt wurde [VHP 2011].

Weiterhin ist in dem Paragraph eine Verordnungsermächtigung enthalten, die sich auf die Steuerung der Anlage beziehen soll. Die Steuerung „kann direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen“ [Vgl. §14 a EnWG, Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 6.6.2011]. Die Rechtsverordnung nach soll insofern konkretisiert werden, dass Steuerungshandlungen zu benennen sind die dem Netzbetreiber vorbehalten sind und Steuerungshandlungen, die Dritten, insbesondere den Lieferanten vorbehalten sind [§ 21i Abs. 9]. Gemäß der Gesetzesbegründung sollen dabei Zuschaltheilungen den Lieferanten bzw. dem wettbewerblichen Bereich vorbehalten bleiben und das Angebot variabler Tarife begünstigen.

Die in der Verordnung zu regelnde Koordination zwischen Lieferant und Netzbetreiber zur Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen im Verteilnetz ist ein wichtiges Element, um die Unterbrechbarkeit der Einrichtungen durch Signale aus dem Strommarkt ansteuern zu können.

Bei der Ausgestaltung der Verordnung muss berücksichtigt werden, dass bei der Bereitstellung von Regelleistung eine erhöhte Komplexität der Akteursbeziehungen erreicht wird. So ist beim Einsatz der Reserve durch den Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen, dass keine lokalen Netzrestriktionen vorliegen. Weiterhin muss es zum Angebot von negativer Reserveleistung auch möglich sein, Anlagen zuzuschalten – was gemäß dem Wortlaut der Gesetzesbegründung im Status quo zumindest für Netzbetreiber nicht ermöglicht werden soll. Somit ist klarzustellen, dass dies für den Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Reserveeinsatzes ermöglicht wird.

5.8 Zusammenfassung

Zur Umsetzung einer stromgeführten und damit zeitvariablen Betriebsweise von Wärmepumpen sind eine Reihe von regulatorischen Eingriffen erforderlich:

- Einführung eines Abwicklungs- und Bilanzierungsverfahrens für Wärmepumpenkunden, die bislang mit temperaturabhängigen Standardlastprofilen abgewickelt werden auf Viertelstundenbasis, beispielsweise eine „Zählerstandsgangbilanzierung“
- Definition von Anforderungen an die Smart Metering Infrastruktur, insbesondere Berücksichtigung der Einrichtung von bidirektionaler Kommunikationsinfrastruktur gemäß den Empfehlungen von ERGEG nach durchgeführter Kosten-Nutzen-Analyse, die sämtliche Nutzen der Infrastruktur umfasst
- Koordination der Produktdefinitionen des Regelenergiemarktes sowie der Abschaltbarkeit von Lasten und Abstimmung des Einsatzes zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern.
- Ausgestaltung der Verordnung gem. §14a/§21i Abs. 9 in einer Weise, dass auch das Angebot von Reserveleistung aus Wärmepumpen ermöglicht wird.

Bei der Gestaltung von Tarifen sowie bei der Definition der Bedingungen für den Regelenergieeinsatz ist kein weiterer regulatorischer Eingriff erforderlich.

Die nachfolgende Tabelle 42 fasst noch einmal Handlungsfelder und notwendige Änderungen zusammen.

Tabelle 42 Übersicht über Handlungsfelder, status quo und notwendige Änderungen

	<i>Status quo</i>	<i>Notwendige Änderung</i>
Abwicklung- und Bilanzierungsverfahren	<ul style="list-style-type: none"> Nutzung Jahresverbrauchsablesung, Bilanzierung über temperaturabhängiges Standardlastprofil 	<ul style="list-style-type: none"> Registrierende Leistungsmessung oder äquivalentes Verfahren, viertelstundenscharfe Bilanzierung
Definition Betriebszeiten der Wärmepumpen	<ul style="list-style-type: none"> Ziel: Management der lokalen Netzlast Festlegung von statischen Sperrzeiten durch Netzbetreiber (max 3/Tag) Definition von speziellen Standardlastprofilen (WP) durch Netzbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> Ziel: Ökonomische Optimierung Dynamische Festlegung von Betriebszeiten v.a. durch Lieferanten oder Aggregator, Netzbetreiber müssen Netzrestriktionen als Randbedingung einfließen lassen
Kommunikationsinfrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> Über Rundsteuer-einrichtungen (aus Netzleitwarte) oder dezentral über Zeitschaltuhren 	<ul style="list-style-type: none"> Steuerung durch Lieferanten über Zugang zu Rundsteuerung oder neue IKT-Infrastruktur
Regelenergiemarkt und Abschaltvereinbarungen	<ul style="list-style-type: none"> Beide Produkte existieren parallel 	<ul style="list-style-type: none"> Koordination der Produktdefinition und des Einsatzes zwischen ÜNB und VNB

6 Zusammenfassung und Fazit

Überblick

Die stromgeführte Fahrweise von Wärmepumpen stellt einen Beitrag zur Flexibilisierung der Strom-Nachfrageseite dar, die aufgrund der zukünftig steigenden Durchdringung mit EE an Bedeutung gewinnt.

Unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen führt die stromgeführte Fahrweise zu

- Brennstoffkostensparnissen in einer Größenordnung von rund 20-50 Mio. €/a im Gesamtsystem oder bis zu 40 €/Wärmepumpe in 2030.
- einer leichten Erhöhung des Stromverbrauchs der Wärmepumpen in der Größenordnung von durchschnittlich rund 10%, der den systemweiten Effekt jedoch nicht wesentlich verringert.
- Reduktionen von CO₂-Emissionen in der Größenordnung von rund 0,2-0,3 Mio. t/a oder, auf die Emissionen der Wärmepumpen bezogen, eine Verringerung in der Größenordnung von rund 20%.
- einer Reduktion der Abregelung von EE in der Größenordnung 13 bis 18%.

Ein weiterer Nutzen ergibt sich aus dem Angebot an Regelleistung auf dem Regelenenergiemarkt. Der Nutzen des Angebots an Regelleistung ist sehr schwierig zu monetarisieren, da sich die Angebots- und Nachfrageverhältnisse an diesem Markt mittelfristig stark verändern werden. Insbesondere auf der hier hauptsächlich relevanten Angebotsseite für *negative* Regelleistung werden zahlreiche Marktzutritte weiterer günstiger Technologien (EE, weitere Demand-Side-Management Potentiale) erwartet.

Weiterhin kann die stromgeführte Fahrweise von Wärmepumpen zur Reduktion von notwendiger Kraftwerkskapazität führen. Dieser Effekt stand allerdings nicht im Zentrum der Untersuchung und wurde daher nur grob betrachtet. Eine überschlägige Abschätzung führt zu dem Ergebnis, dass volkswirtschaftlich Kosteneinsparungen zwischen 7,2 und 32,4 Millionen Euro pro Jahr oder 1,2 bis maximal 117 Euro pro Wärmepumpe realisiert werden können.

Zur Realisierung der genannten Effekte sind die Anpassung von gesetzlichen Vorschriften und anderen Regularien erforderlich. Insbesondere sind das Ausrollen und der Betrieb von bidirektionalen Kommunikationseinrichtungen notwendig. Es wird nicht empfohlen, die bisher teilweise eingesetzte monodirektionale Rundsteuertechnik langfristig weiter zu nutzen.

Zur Ansteuerung der Wärmepumpen ist eine Entwicklung und Etablierung von technischen Standards erforderlich, die es Lieferanten ermöglicht, auf die Geräte ihrer Kunden zuzugreifen. Diese Standards müssen offen und einheitlich sein, um eine Zersplitterung des Marktes zu vermeiden und Wettbewerb bestmöglich zu fördern.

Die Optimierung des Einsatzes der Wärmepumpen im Strommarkt ist eine Herausforderung für die lokale Regelungstechnik. In dem in diesem Projekt angewendeten Gebäudesimulationsmodell wurde kein stochastischer Ansatz verwendet, der die Unsicherheit der Entwicklung von Strompreis, Solareinstrahlung und Temperatur und Warmwassernutzung in die Entwicklung mit einbezieht und damit vorausschauende Regelungsstrategien verwendet. Diese Regelungsstrategien müssten auch auf den Gebäudetyp bzw. seine thermischen Eigenschaften zugeschnitten sein. In diesem Bereich besteht noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf in der Industrie.

Bei der Gegenüberstellung der Kosten dieser Kommunikationseinrichtungen mit dem Nutzen der Flexibilisierung von Wärmepumpen ist zu beachten, dass der Roll-out von Smart-metering-Systemen eine Reihe von weiteren Nutzen bringt. Von daher sind die Kosten von Smart Metern und der Infrastruktur höchstens anteilig zu berücksichtigen. Die Bewertung von Kosten und Nutzen eines Smart-Metering Rollout ist allerdings nicht Bestandteil dieser Studie. Festzuhalten ist aber, dass die Größenordnung der Effekte es nicht erwarten lässt, dass die Nutzen der Flexibilität von Wärmepumpen einen weitgehend marktgetriebenen Roll-out von Smart-Metering-Systemen erwarten lassen bzw. deren regulatorischen Roll-out rechtfertigen würden.¹⁷

Weiterhin erforderlich ist die Einführung einer viertelstundenscharfen Lastgangbilanzierung für Wärmepumpenkunden, die bislang mit temperaturabhängigen Standardlastprofilen abgerechnet werden. Schließlich sind Richtlinien für Vereinbarungen zur Koordination zwischen Lieferanten und Netzbetreibern sowie ggfls. Messstellenbetreibern erforderlich. Diese betreffen die Nutzung von Steuerungseinrichtungen sowie die Koordination von Einsatzzeiten.

Schließlich ergibt sich Regelungsbedarf bei der Koordination von Abschaltvereinbarungen mit der Nutzung von Wärmepumpen auf dem Regelenenergiemarkt. Dazu wird vorgeschlagen, dass Verteilnetzbetreiber ebenfalls Zugang zu dem Einsatz von Regelleistung erhalten können. Die dafür erforderlichen Regularien sind noch genauer zu untersuchen.

Forcierung des Wärmepumpenausbaus

Bei einer weiteren Steigerung der Anzahl von Wärmepumpen ließen sich zusätzliche Reduzierungen von Systemkosten, der Abregelung von EE sowie von CO₂ Emissionen erreichen. Aus einem Vergleich der Größenordnung der Effekte in Szenario A und B lässt

¹⁷ Die dena Netzstudie 2 gibt für 2010 Investitionskosten für die Nutzung des DSM-Potentials von Wärmepumpen in der Bandbreite von 8 bis 153 €/kW an [dena 2010]. Diese große angegebene Bandbreite der Kosten und die große Bandbreite der Nutzeneffekte bei ausgewählten Gebäudetypen (vgl. Abbildung 16) lässt vermuten, dass nur in wenigen Spezialfällen eine marktgetriebene Nutzung der Stromführung von Wärmepumpen erfolgen kann. Auch in diesem Fall sind die regulatorischen Barrieren zu überwinden.

sich jedoch ableiten, dass Sättigungseffekte existieren bzw. die zusätzlichen Nutzeneffekte von zusätzlichen Einheiten abnehmen. Der Nutzen der zusätzlichen Einheiten beträgt für Kosteneinsparungen und der Reduzierung der Abregelung etwa die Hälfte bis zwei Drittel der Nutzen bestehender Einheiten. Bezüglich der CO₂ Emissionen sind die Sättigungseffekte noch größer, da die Zunahme der Systemflexibilität zu einem verstärkten Einsatz inflexibler fossiler Kraftwerke mit hohen relativen CO₂ Emissionen fördert.

Eine weitere Steigerung der Anzahl der Wärmepumpen gegenüber den hier beschriebenen Szenarien ließe sich nur durch zusätzliche Fördermaßnahmen erreichen. Die Frage, ob zusätzliche Fördermaßnahmen gerechtfertigt sind, lässt sich auf Grundlage der Ergebnisse dieser Studie nicht umfassend beantworten. Dazu müsste ein Vergleich von Kosten und Emissionen dieser Anlagen im Vergleich mit alternativen Optionen zur Wärmebereitstellung durchgeführt werden.

Vergleicht man den durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauch der Wärmepumpen (im Szenario 2030 B rund 4900 kWh/WP) mit der zusätzlichen, durch flexiblen Betrieb einsparbaren Abregelung von EE (im Szenario 2030 B rund 150 kWh/WP), so zeigt sich, dass rund 97% des Stromverbrauchs der Wärmepumpen aus dem konventionellen Kraftwerkspark bereitgestellt werden müssen. Selbst wenn durch Optimierung der Anlagenkonfiguration die Reduzierung der Abregelung verdoppelt werden kann, zeigt sich, dass die Nutzung der Flexibilität unter den gewählten Rahmenannahmen und im Zeitraum bis 2030 kein entscheidender Parameter ist.

Diese Betrachtung stützen auf Durchschnittswerte der Szenarien. Ihnen liegen zwar detaillierte Betrachtungen von sieben Gebäudetypen zugrunde, jedoch konnten im Rahmen dieser Studie nicht alle denkbaren Anlagenkonfigurationen simuliert werden. Daher ist wahrscheinlich, dass Kombinationen aus Gebäudetyp, Dimensionierung der Wärmepumpe, Wärmebedarf und Warmwasser-Abnahmeprofil in Kombination mit einer speziell angepassten Regelungstechnik existieren, bei denen möglicherweise weitaus höhere Flexibilitäten erzielt werden können. Längerfristig, jenseits des untersuchten Zeitraumes bis 2030 bzw. bei einem Anteil von EE an der Stromerzeugung von mehr als 50% steigt der Nutzen der Stromführung von Wärmepumpen weiter an. In diesen Szenarien treten Stromüberschüsse aus EE häufiger auf. In solchen Szenarien könnten sich auch zusätzliche Flexibilisierungsmaßnahmen wie der Einbau von Wärmespeichern (Warmwasserspeicher) volkswirtschaftlich rechtfertigen. Hier wäre noch detailliert zu untersuchen, für welche Konfigurationen von Wärmepumpen diese Maßnahmen zu rechtfertigen sind.

Idealerweise sollte der Markt Anreize bieten, diese Kombinationen zu entdecken und passende Wärmepumpenanlagen auszulegen. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass Marktpreise entsprechende Anreize bieten, so dass sich in einer betriebswirtschaftlichen Kalkulation entsprechende Investitionen amortisieren. Die Untersuchungen im Rahmen dieser Analyse zeigen, dass die prognostizierte Struktur der Großhandelsstrompreise nur einen kleinen betriebswirtschaftlichen Anreiz zur Stromführung der Anlagen bieten. Dies ist teilweise der Annahme geschuldet, dass durch die Lage der Unterbrechungszeiten der Wärmepumpen bereits im status quo teure Spitzenlaststunden vermieden werden. Bis 2030 findet demnach keine so deutliche Verlagerung dieser Spitzenlaststunden statt, dass zusätzliche Flexibilität hinreichenden betriebswirtschaftlichen Nutzen bringt.

Für die betriebswirtschaftliche Kalkulation sind die Endkundenpreise relevant. Der Großhandelsstrompreis macht nur rund ein Drittel der Endkundenpreise für Wärmepumpenstromkunden aus. Die übrigen Preisbestandteile sind Netzentgelte, Konzessionsabgaben und Steuern. Wenn die Struktur dieser sonstigen Preisbestandteile zeitlich variabel wäre, könnten zusätzliche betriebswirtschaftliche Anreize ausgelöst werden. Der § 14a EnWG (neu) definiert zwar die Möglichkeit, für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen reduzierte Netzentgelte zu veranschlagen, jedoch bedeutet dies keine Veränderung gegenüber dem Status quo. Weiterhin bietet eine pauschale Reduzierung von Netzentgelten ohne zeitliche Differenzierung der Reduktion keinen Anreiz für zusätzliche Flexibilisierungsmaßnahmen. Eine zeitliche Differenzierung ist jedoch auch sachlich gerechtfertigt, da die Auslegung von Netzen sich an den maximalen Belastungssituationen orientiert, die durch die Nutzung von Flexibilitäten reduziert werden können. Da die Nutzung von Flexibilitätpotenzialen über den Betrachtungszeitraum dieser Studie hinaus an Wert gewinnt, wird empfohlen, eine zeitliche Flexibilisierung der fixen Bestandteile des Endkundenstrompreises zu prüfen.

Vergleich mit weiteren Optionen zur Erhöhung der Flexibilität des Stromversorgungssystems

Wird ein avanciertes Ausbauszenario angenommen (Szenario B), so entsprechen die Effekte der Stromführung von Wärmepumpen in etwa der Anbindung eines norwegischen Pumpspeicherkraftwerks mit 1,4 GW an das deutsche Übertragungsnetz. Die Effekte vergrößern sich, wenn die Vorrangregelung für EE unter Inkaufnahme von Kostensteigerungen beim Kraftwerksbetrieb auch langfristig forciert wird.

Die Anbindung eines norwegischen (Pump)-speicherkraftwerkes erfordert jedoch erhebliche Investitionen für den Bau des Interkonnektors sowie den Ausbau des deutschen sowie des norwegischen Netzes. Außerdem verzögern die notwendigen Netzverstärkungen in Norwegen die geplanten Interkonnektoren mit Deutschland bereits heute um mehrere Jahre. Dagegen sind die Flexibilitätpotenziale aus Wärmepumpen verfügbar, sobald die dafür erforderlichen notwendigen technischen und regulatorischen Voraussetzungen dafür geschaffen sind.

Die Kosten zur Erschließung des Potenzials ist abhängig von den Kosten des Rollouts von Smart Metering und den Nutzen, die sich aus anderen Effekten ergeben (primär Energieeinsparung). Eine Analyse von Kosten und Nutzen des Smart-meter rollouts für Deutschland liegt zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie noch nicht vor.

Ähnlich wie Wärmepumpen bietet auch die geplante Nutzung der Elektromobilität Flexibilität der Nachfrageseite. Bei beiden Optionen kann die Flexibilität vieler dezentraler Einheiten genutzt werden, um den Stromverbrauch in Zeiten niedrigerer Strompreise bzw. niedriger residualer Last zu verschieben. Weiterhin kann bei beiden Optionen vorwiegend negative Regelleistung angeboten werden.

Da Elektrofahrzeuge bislang noch nicht in nennenswerte Anzahl existieren, liegen bislang nur Prognosen und Szenarien zum zukünftigen Ausbau und dem Nutzerverhalten vor. Zur Beurteilung des systemtechnischen Nutzens von flexiblen Ladestrategien in Deutschland liegt bislang erst eine Studie vor. Ihren Ergebnissen zufolge werden die Nutzen primär im Bereich der Regelleistungsbereitstellung gesehen und weniger in einer Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und der Minimierung der Abregelung von EE.

Tabelle 43 zeigt zusammenfassend einen Vergleich von Eigenschaften der diskutierten Flexibilitätsoptionen. Es zeigt sich, dass Lastmanagement von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in vielen Punkten vergleichbar sind. Insbesondere zeigt sich, dass der betriebswirtschaftliche Nutzen des Lastmanagements pro Einheit sich in einer ähnlichen Größenordnung bewegt. Die recht geringen Werte für den Nutzen deuten an, dass sich für die Schaffung der Voraussetzungen für die Nutzung der beiden Optionen keine substanziellen Investitionen amortisieren. Damit sind beide Optionen auf die Finanzierung der notwendigen Kommunikationsinfrastruktur durch andere Maßnahmen angewiesen. Bezüglich der Verfügbarkeit des Lastmanagementpotenzials weisen die Optionen unterschiedliche Charakteristika auf (jahreszeitliche Abhängigkeit vs. Werkzeuge/Wochenende). Dies deutet darauf hin, dass ein kombinierter Einsatz beider Optionen Vorteile gegenüber der verstärkten Nutzung einer Option bietet.

Tabelle 43 Vergleich von Flexibilitätsoptionen

	Stromgeführte Fahrweise von Wärmepumpen	Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen	Pumpspeicherkraftwerke
Größe der Einheiten	kW -Größenordnung		MW - Größenordnung
Vorauss. installierte elektrische Leistung 2020 in Deutschland	Szenario A: 2,83 GW Szenario B: 3,63 GW	Geplant: 3,3 GW ¹⁸	Ca. 7,6 GW
Voraussetzungen zur Nutzung	Bidirektionale Kommunikationseinrichtungen, Abrechnungsprozesse		Potenzial v.a. im Ausland
Jährl. Einsparungen durch Lastverschiebung	8-23 €/WP, max. 136 ¹⁹	9-13 €/Fahrzeug [EWI 2010]	n.a.
Verschiebepotentiale	Jahreszeitlich variabel	Unterschied zwischen Werk- und Wochentagen	Nur vom Speichervolumen abhängig, keine zeitliche Abhängigkeit
Regelleistungsbereitstellung	v.a. negative Regelleistung		Positive und negative Regelleistung
Investitionskosten	Gering wenn bidirektionale Kommunikationsinfrastruktur vorhanden ist		Ca. 1000 €/kW
Betriebskosten	Effizienzverluste, ca 10%	Bewerteter Komfortverlust	Ca. 20% Energieverluste, zzgl. fixe Betriebskosten

Im Zusammenhang mit der Integration von hohen Anteilen von EE in Stromversorgungssysteme wird die Frage nach der Höhe des Flexibilitätsbedarfs auf Angebots- und Nachfrageseite gestellt. Außerdem wird gefragt, in welcher Reihenfolge technischen Optionen zur Erhöhung der Systemflexibilität genutzt werden sollten. Der Nutzen von erhöhter Flexibilität im System ist eine Senkung der Gesamtkosten des Systems. Jede Flexibilitätsoption sollte daher einerseits die operativen Kosten (d.h. im Wesentlichen Brennstoffkosten) senken, indem ein günstigerer konventioneller Kraftwerkseinsatz ermöglicht wird. Die durch die Nutzung der Flexibilität verursachten Betriebskosten sind dabei zu berücksichtigen. Andererseits ist das Gesamtsystem auch hinsichtlich der Investitionskosten zu optimieren. Dies bedeutet, dass zu einer Abwägung verschiedener Flexibilitätsoptionen längere Zeiträume betrachtet und eine simultane Minimierung von Betriebs- und Investitionskosten durchgeführt werden muss.

¹⁸ Bei 900.000 Fahrzeugen und 3,7 kW Anschlussleistung

¹⁹ Siehe Abbildung 16.

Ergebnis einer solchen Betrachtung ist typischerweise ein optimaler Mix aus Investitionen in verschiedene Erzeugungstechnologien sowie Flexibilitätsoptionen der Nachfrageseite. Eine solche Analyse liegt außerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Studie.

Daher können zum zusammenfassenden Vergleich der Optionen aus den Ergebnissen dieser Studie nur folgende Aussagen abgeleitet werden: Basierend auf der betriebswirtschaftlichen Analyse des Wertes der Flexibilitätsoptionen ergeben sich für pro Wärmepumpe im Schnitt höhere Einsparmöglichkeiten als für ein Elektrofahrzeug. Dazu ist die Ermittlung der Potenziale bei Elektrofahrzeugen mit größeren Unsicherheiten verbunden. Im Vergleich mit einem norwegisches Pumpspeicherkraftwerk bieten Wärmepumpen einen ähnlichen Kostensenkungseffekt der Betriebskosten, jedoch zu deutlich günstigeren Investitionskosten.

Zusammenfassung der Handlungsempfehlungen

Auf Grundlage der Ergebnisse dieser Studie lassen sich verschiedene Handlungsempfehlungen ableiten:

- 1** Die Flexibilisierung der Stromnachfrage durch stromgeführte Wärmepumpen sollte genutzt werden, soweit sich eine positives Kosten/Nutzenverhältnis ergibt. Da der erforderliche Rollout von Smart Metern von den Ergebnissen umfassenderen Kosten/Nutzen Analyse abhängt, kann keine isolierte Aussage dazu getroffen werden. Die ermittelten Nutzeneffekte der Stromführung von Wärmepumpen sind bei Erstellung der Kosten-Nutzen Analyse zu berücksichtigen. Auf der Kostenseite ist die Notwendigkeit einer bidirektionalen Kommunikationseinrichtung zu veranschlagen.
- 2** Die bislang zur Steuerung der Wärmepumpen genutzte Rundsteuertechnik sollte nicht weiter verbreitet werden, sobald eine Entscheidung über den Rollout von Smart Metering Systemen gefallen ist.
- 3** Die Entwicklung und Etablierung von technischen Standards der Fernwirktechnik sollte vorangebracht werden, um Lieferanten zu ermöglichen, auf die Wärmepumpen ihrer Kunden steuernd zuzugreifen. Diese Standards müssen offen, einheitlich und verbindlich sein, um eine Zersplitterung des Marktes zu vermeiden und Wettbewerb bestmöglich zu fördern.
- 4** Es sollte eine viertelstundenscharfen Lastgangbilanzierung für Wärmepumpenkunden, die bislang mit temperaturabhängigen Standardlastprofilen abgerechnet werden, eingeführt werden.
- 5** Es sollten Richtlinien für rechtliche Vereinbarungen zur Koordination zwischen Lieferanten und Netzbetreibern sowie ggfls. Messstellenbetreibern etabliert werden. Diese betreffen die Nutzung von Steuerungseinrichtungen sowie die Koordination von Einsatzzeiten bzw. Unterbrechnungszeiten von Wärmepumpen.
- 6** Es sollten Richtlinien für die Präqualifikation von Wärmepumpen auf den Regelenergiemärkten festgelegt bzw. klargestellt werden wie mit bestehenden Abschaltvereinbarungen der Netzbetreiber umzugehen ist.
- 7** Es sollte geprüft werden, inwieweit rechtliche Vorgaben für die Einführung von zeitlich variablen Netzentgelten gemacht werden können, um die Markteinführung von flexiblen, stromgeführten Wärmepumpensystemen zu beschleunigen.

- 8** Im Rahmen der Forschungsförderung sollten Untersuchungen unterstützt werden, die zur Identifikation von geeigneten Konfigurationen von Gebäuden, Wärmepumpenanlagen und einer Optimierung der Regelungstechnik führen, bei denen die Flexibilität der Stromnachfrage optimiert wird.

A. Anhang: Beschreibung der Modellierung der Gebäudesimulation

Modellierung der Wärmepumpen

Die Effizienz eines Wärmepumpensystems (stündlichen Leistungszahlen (COP), definiert als Quotient von Wärmeabgabe an das Heizungssystem und Strombedarf für die Wärmepumpe inkl. Regelung und Pumpen- bzw. Lüfterstrom für die Erschließung der Wärmequelle) wird insbesondere von den folgenden Randbedingungen bestimmt:

- Art und Qualität der Anlage
- Temperaturen der Wärmequellen und des Heizungsvorlaufes

Die theoretisch maximal erreichbare Effizienz einer Wärmepumpe ergibt sich aus der sog. Carnot-Gleichung:

$$COP_{\max} = \frac{T_{\text{warm}}}{T_{\text{warm}} - T_{\text{kalt}}} + 1 \text{ (Gleichung 3.2-1)}$$

wobei

T_{warm} die Temperatur in Kelvin auf der Verdampferseite und
 T_{kalt} die Temperatur in Kelvin auf der Kondensatorseite darstellt.

Die erreichbaren Leistungszahlen einer Wärmepumpe sind deutlich geringer. Um dies in geeigneter Form im Modell zu berücksichtigen, wurden die zusätzlichen Parameter A und B in die o.g. Gleichung eingeführt.

$$COP = A \times \left(\frac{T_{\text{HzVL}}}{T_{\text{HzVL}} - T_{\text{WQ}} + B} + 1 \right) \text{ (Gleichung 3.2-2)}$$

wobei

T_{HzVL} die Temperatur in Kelvin des Heizungsvorlaufs und
 T_{WQ} die Temperatur in Kelvin der Wärmequelle (Luft-, Sole- bzw. Grundwassertemperatur) darstellt.

Die Temperaturen für den Heizungsvorlauf wurden abhängig von der Außentemperatur berücksichtigt. Dabei wurde zwischen Fußbodenheizungen und einer Beheizung über Heizkörper unterschieden.

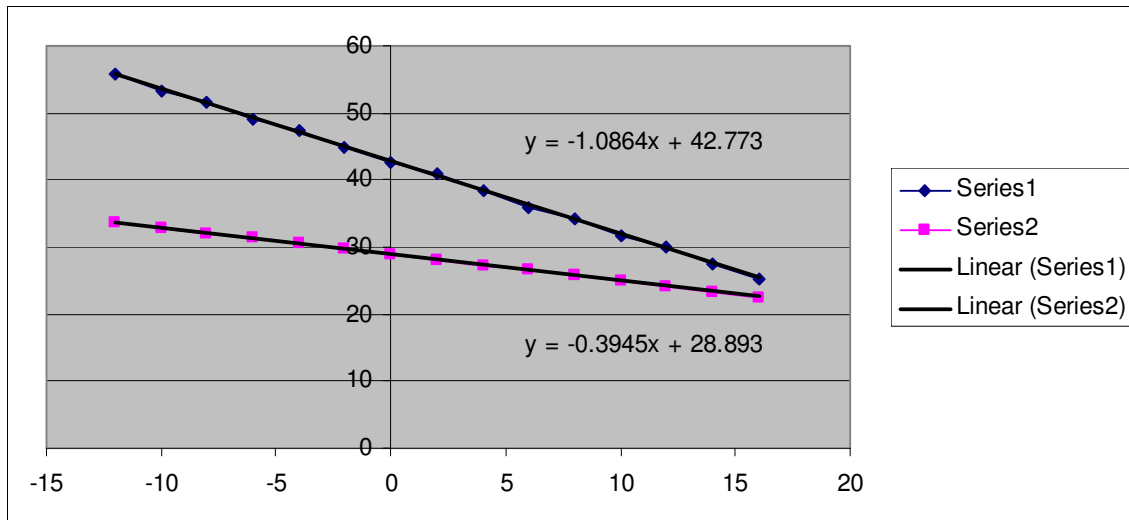


Abbildung 21 Bei der Modellierung berücksichtigte Beziehung zwischen Vorlauftemperatur (y-Achse) und Außentemperatur (x-Achse) für Heizungssysteme, die über Heizkörpern beheizt werden (obere Gerade) und für Heizungssysteme, die über Fußbodenheizung beheizt werden (untere Gerade)

Mit der Vorlauftemperatur sinkt gleichzeitig auch die vom Heizsystem maximal erreichbare Leistung. Dies betrifft vor allem Systeme die über Heizkörper beheizt werden. Bei den Simulationen wurde die zuvor beschriebene vorlauftemperaturabhängige Leistungsbegrenzung berücksichtigt.

Für die Warmwasserbereitung wurde ganzjährig eine Heizungsvorlauftemperatur von 55 °C berücksichtigt. Weitere Details zur Warmwasserbereitung sind dem Abschnitt „Modellierung der Warmwasserbereitung“ zu entnehmen.

Die Wärmequelltemperaturen wurden wie folgt angenommen:

- Luft: Außenlufttemperatur
- Sole (Erdsonden): 1. Januar: 6 °C; 1. Mai: 4 °C; 15. September: 8°C, Zwischenpunkte wurden linear interpoliert
- Grundwasser: 1. Januar: 10 °C; 1. Mai: 8 °C; 15. September: 12°C, Zwischenpunkte wurden linear interpoliert

Die Parameter A und B aus Gleichung 3.2-2 wurden wie folgt festgelegt:

- A = 0,48
- B = 10

Um bei geringen Temperaturdifferenzen zwischen Verdampfer- und Kondensatorseite keine unrealistisch hohen Leistungszahlen zu erhalten, wurden die Leistungszahlen anhängig vom Wärmepumpentyp wie folgt begrenzt:

- Solewärmepumpen: maximal mögliche Leistungszahl=5,5
- Wasserwärmepumpen: maximal mögliche Leistungszahl=5,7
- Luftwärmepumpen: maximal mögliche Leistungszahl =5,0

Zur Berücksichtigung der zukünftigen Technologieverbesserung bei den unterschiedlichen betrachteten Szenarien und dem Abgleich mit statistisch belastbaren Daten wurde eine

Kalibrierung anhand der in der Marktanalyse ermittelten Jahresarbeitszahlen durchgeführt. Für jedes Szenario wurde aus den Marktanalysedaten ein Kalibrierungsfaktor ermittelt, der aus dem Quotienten zwischen gesamtleistungsgewichteter mittlerer Jahresarbeitszahl, gemäß dem zuvor beschriebenen Modellierungsansatz (inkl. Berücksichtigung der Warmwasserbereitung) und den entsprechenden Werten aus Marktanalysedaten berechnet wurde.

Für die unterschiedlichen Szenarien ergaben sich folgen *Kalibrierungsfaktoren*, mit denen die in den Simulationen ermittelten stündlichen Energieverbräuche vor der Implementierung in das Strommarktmodell multipliziert bzw. die ebenfalls übergebenen stündlichen Leistungszahlen dividiert wurden:

- Szenario 2010: 1,365
- Szenario A2020: 1,194
- Szenario A2030: 1,077
- Szenario B2020: 1,199
- Szenario B2030: 1,095

Nicht mit diesem Ansatz berücksichtigt werden kann der individuelle Betriebszustand (z.B. Takten im Teillastbetrieb) einzelner Wärmepumpen. Dies ist jedoch vor dem Hintergrund der Zielsetzung der Abbildung der Gesamtheit auch nicht erforderlich.

Die stundenfeinen Berechnungen erfolgten auf der Grundlage von Messwerten des Deutschen Wetterdienstes für den Standort Würzburg. Der Berechnungszeitraum umfasste die Zeitspanne vom 1.11.2007 bis zum 31.10.2008.

Für eine möglichstste realitätsnahe Abbildung im BusinessAsUsual-Szenario ist es erforderlich, auch die Unterbrechungszeiten in der Stromversorgung abzubilden, die i.d.R. durch die vergünstigten Wärmepumpentarife vorgegeben werden.

In der Realität sind die Unterbrechungsintervalle stromanbieterabhängig unterschiedlich. Diesbezügliche statistisch belastbare Zahlen lagen nicht vor. Es mussten daher sinnvolle Annahmen getroffen werden, die auf der Basis von Erfahrungswerten festgelegt wurden. Für alle Varianten wurde bei dem BusinessAsUsual-Szenario von den folgenden fixen tarifbedingten Strom-Unterbrechungszeiten ausgegangen:

- Unterbrechungsintervall 1: 11:00-13:00 Uhr
- Unterbrechungsintervall 2: 17:00-19:00 Uhr

Modellierung der Warmwasserbereitung

Im Vergleich zum Heizwärmebedarf ist der Warmwasserbedarf, abgesehen von Passivhaus vergleichsweise gering. Im Gegensatz zum Heizwärmebedarf verteilt sich der Warmwasserbedarf relativ gleichmäßig über das Jahr. Nicht selten erfolgt die Warmwasserbereitung über die zentrale Wärmepumpe. Während für die Heizwärmeversorgung, insbesondere wenn das Gebäude über eine Fußbodenheizung beheizt wird, ein relativ niedriges Vorlauftemperaturniveau ausreicht, werden für die Warmwasserbereitung höhere Vorlauftemperaturen benötigt. Erfahrungsgemäß werden in

den Warmwasserbereitungssystemen mit Wärmepumpen verhältnismäßig große Warmwasserspeicher vorgesehen, die es erlauben die Beladungszeiten relativ frei über den Tag zu verteilen. Aus hygienischen Gründen muss in einem Mehrfamilienhaus der Warmwasserspeicher mindestens einmal am Tag auf über 60 °C erhitzt werden. Bei Ein- oder Zweifamilienhäusern werden in der Praxis die Speicher mit der Wärmepumpe häufig lediglich auf ca. 50 °C erhitzt.

Nicht unerwähnt bleiben im Zusammenhang der Warmwasserbereitung mittels Wärmepumpen sollen unabhängige Kleinstwärmepumpensysteme, die in der Regel die Abluft als Wärmequelle nutzen.

Im Rahmen der Untersuchung hat es sich als sinnvoll erwiesen, das Thema Warmwasserbereitung zunächst unabhängig von Heizwärmeversorgung zu betrachten. Dabei wurde der im Folgenden beschriebene Ansatz gewählt.

Zunächst mussten typische Zapfprofile definiert werden. Unter Berücksichtigung der in der FprEN 16147:2010 vorgegebenen Prüfzapfprofile wurde ein mittleres Zapfprofil entwickelt, welches in der folgenden Grafik dargestellt ist.

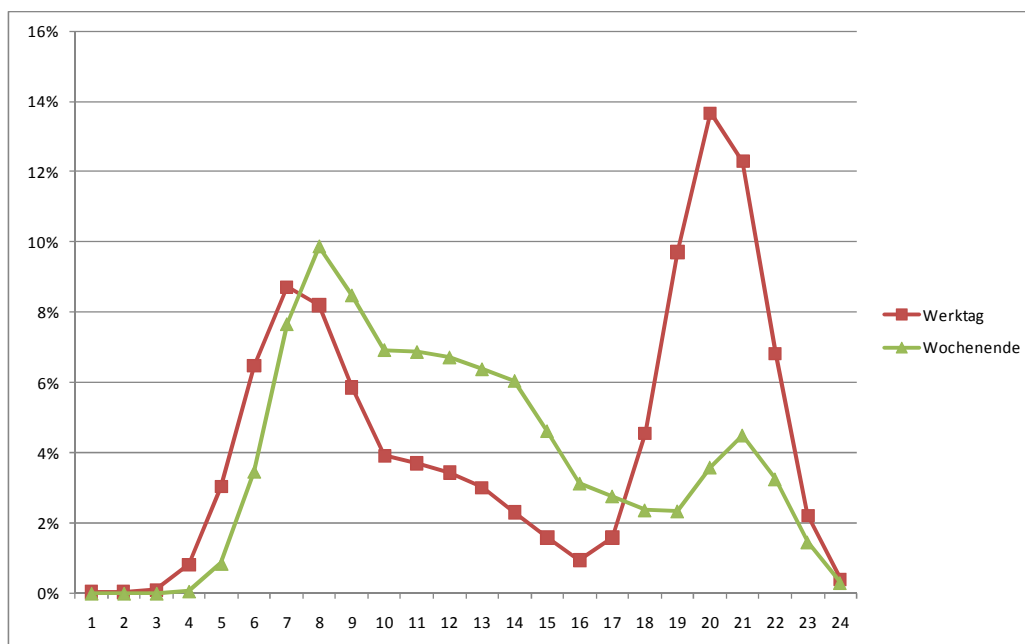


Abbildung 22 Berücksichtigtes Warmwasser Zapfprofile

Der jährliche Warmwasserbedarf wurde gem. EnEV2009 mit 12,5 kWh/(m²a) angenommen. Für die Wärmeverluste des Warmwassersystems (Verteilung durch Zirkulationssysteme und Speicherverluste) wurden 6,3 kWh/(m²a) angenommen, die gleichmäßig über das Jahr verteilt auf die Bedarfswerte aufgeschlagen wurden.

Bezüglich der Art der Systeme gibt es insbesondere drei Faktoren, die einen erheblichen Einfluss auf die stundenfeinen Endenergiebedarfswerte haben:

1. Art der Regelung

Berücksichtigte Varianten:

- A. Der Speicher wird sofort nach der Entnahme wieder aufgefüllt
- B. Der Speicher wird zu festgelegten Zeitpunkten beladen

C. Der Speicher wird nur innerhalb eines festen Zeitraumes sofort nach der Entnahme wieder aufgefüllt, zusätzlich werden feste Sperrzeiten berücksichtigt, innerhalb derer die Wärmepumpen abgeschaltet werden

2. Art des Systems

Berücksichtigte Varianten:

- A. Mit solarthermischer Unterstützung
- B. Ohne solarthermische Unterstützung

3. Art der Wärmepumpe

Berücksichtigte Varianten:

- A. Sole/Wasser Wärmepumpe
- B. Luft-Wärmepumpe

Die Abschätzung der durch die thermische Solaranlage erzeugten Energie erfolgte unter Berücksichtigung der Klimadaten des gewählten Referenzklimas (Temperatur und Strahlung auf eine 30 ° geneigte südorientierte Fläche) und eines effizienten Flachkollektors ($\eta_0=85\%$, $k_1=3,5\text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$, $k_2=0,015\text{ W}/(\text{m}^2\text{K}^2)$).

Die stündlichen Leistungszahlen der Wärmepumpen wurde ebenfalls stundenfein unter Berücksichtigung der Außen- bzw. Soletemperatur nach dem zuvor beschriebenen Modellansatz unter der Annahme einer benötigten konstanten Vorlauftemperatur von 55 °C berechnet.

In der folgenden Tabelle sind die Detailgrundlagen der sich daraus ergebenden 12 Varianten zusammengestellt.

Tabelle 44 Übersicht der Grundlagen für die Modellierung der Warmwassererzeugung

Variante		1A	1B	1C	2A	2B	2C
Beschreibung Versorgung		ohne Solar mit Luftwärmepumpe (300 l)			mit Solar (4m ²) mit Luftwärmepumpe (400 l)		
Beschreibung Speicherladevorgang		Nach Bedarf: Speicher wird sofort wieder aufgefüllt	Speicherladung festen Zeiten (in Abhängigkeit von Stromtarif) z.B. 4 und 16 Uhr	Speicherladung nach Bedarf innerhalb von festen Zeitintervallen (in Abhängigkeit von Stromtarif) +3 sperrzeiten	Nach Bedarf: Speicher wird sofort wieder aufgefüllt	Speicherladung festen Zeiten (in Abhängigkeit von Stromtarif) z.B. 4 und 16 Uhr	Speicherladung nach Bedarf innerhalb von festen Zeitintervallen (in Abhängigkeit von Stromtarif)
Speichergroße	in l	300	300	300	400	400	400
Speicherzieltemperatur	in °C	50	50	50	50	50	50
Aufladungszeit 1	Uhrzeit	0	4	0	0	4	0
Aufladungszeit 2	Uhrzeit	0	16	0	0	16	0
Aufladungszeit 3	Uhrzeit			0	0	0	0
Sperrzeiten 1	Uhrzeit	11	0	11	11	0	11
Sperrzeiten 2	Uhrzeit	12	0	12	12	0	12
Sperrzeiten 3	Uhrzeit	17	0	17	17	0	17
Sperrzeiten 4	Uhrzeit	18	0	18	18	0	18
Sperrzeiten 5	Uhrzeit			6			6
Sperrzeiten 6	Uhrzeit			7			7
Nutzenergie	kWh/m ² a	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5

Variante		3A	3B	3C	4A	4B	4C
Beschreibung Versorgung		ohne Solar mit Solewärmepumpe (300 l)			mit Solar(4m ²) mit Solewärmepumpe (600 l)		
Beschreibung Speicherladevorgang		Nach Bedarf: Speicher wird sofort wieder aufgefüllt	Speicherladung festen Zeiten (in Abhängigkeit von Stromtarif) z.B. 4 und 16 Uhr	Speicherladung nach Bedarf innerhalb von festen Zeitintervallen (in Abhängigkeit von Stromtarif)	Nach Bedarf: Speicher wird sofort wieder aufgefüllt	Speicherladung festen Zeiten (in Abhängigkeit von Stromtarif) z.B. 4 und 16 Uhr	Speicherladung nach Bedarf innerhalb von festen Zeitintervallen (in Abhängigkeit von Stromtarif)
Speichergröße	in l	300	300	300	600	600	600
Speicherzieltemperatur	in °C	50	50	50	50	50	50
Aufladungszeit 1	Uhrzeit	0	4	0	0	4	0
Aufladungszeit 2	Uhrzeit	0	16	0	0	16	0
Aufladungszeit 3	Uhrzeit	0	0	0	0	0	0
Sperrzeiten 1	Uhrzeit	11	0	11	11	0	11
Sperrzeiten 2	Uhrzeit	12	0	12	12	0	12
Sperrzeiten 3	Uhrzeit	17	0	17	17	0	17
Sperrzeiten 4	Uhrzeit	18	0	18	18	0	18
Sperrzeiten 5	Uhrzeit			6			6
Sperrzeiten 6	Uhrzeit			7			7
Nutzenergie	kWh/m ² a	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
Endenergie	kWh/m ² a	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8
Solar	kWh/m ² a	0.00	0.00	0.00	15.86	15.86	15.86
Strombedarf	kWh/m ² a	6.17	6.16	6.17	2.11	2.10	2.11
Average COP	[·]	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06

Ergebnisse der TRNSYS Simulation (BAU)

Zur Ermittlung der effektiven mittleren Speichermassen, die im Strommarktmodell benötigt wurden, wurden für die einzelnen Varianten für jede Stunde des BAU-Basisberechnungslaufs alle jeweiligen Wärmeverluste (Transmission und Lüftung) und die Wärmegewinne (Innere- und Solare Lasten und Heizwärme) addiert. Aus dem Quotienten von sich ergebenden Wärme- oder Kälteüberschuss und der Differenz der mittleren Raumlufttemperatur zur Vorgängerstunde wurden je Variante 8784 stündliche effektive Wärmekapazitäten berechnet. Aus den 8784 stündliche Werten wurde der Jahresmittelwert je Variante berechnet und an das Power Market Modell übergeben.

Jahresmittelwerte der Effektiven thermischen Speichermassen:

V1/V1a:	16 kWh/K
V2:	11 kWh/K
V3:	23 kWh/K
V4:	16 kWh/K
V5:	73 kWh/K
V6:	243 kWh/K

Aufgrund der Tatsache, dass Raumlufttemperatur höheren Variationen unterliegen als die der Gesamt-Speichermassen, ist die effektiv nutzbare Wärmekapazität deutlich geringer (i.d.R. ca. halb so groß) als die rechnerische Gesamtwärmekapazität des Gebäudes.

Im Folgenden werden beispielhaft einige Simulationsergebnisse des BAU-Berechnungslaufs, die an das Power Market Modell übergeben wurden dargestellt.

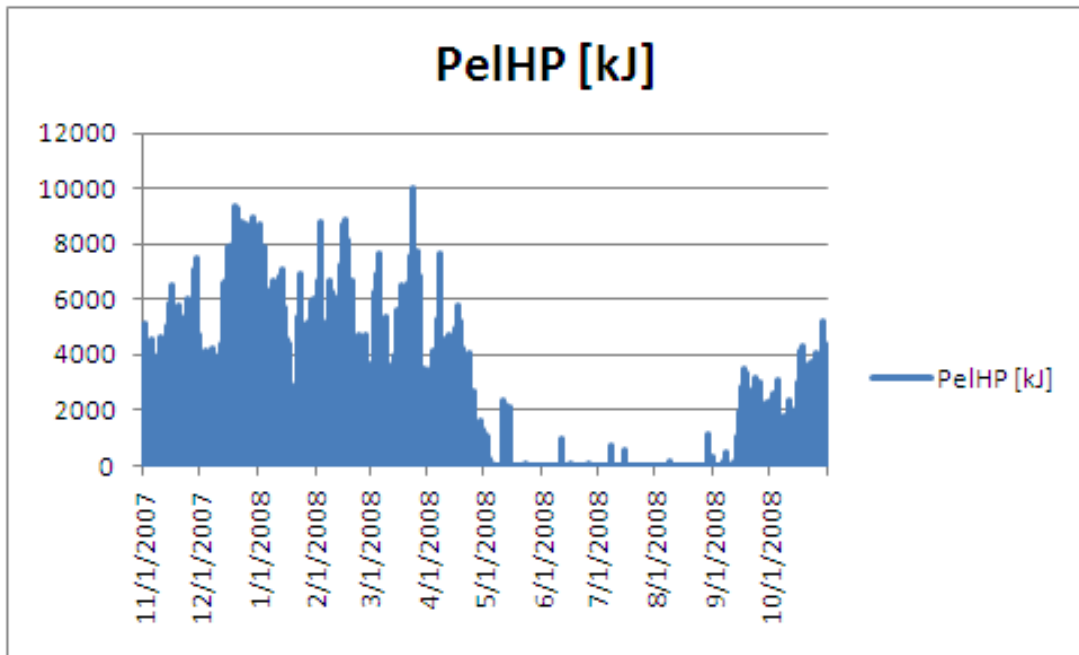


Abbildung 23 Darstellung des el. Lastverlaufs zur Gebäudebeheizung über den ausgewählten einjährigen Referenzzeitraum am Beispiel der Variante 1

Tabelle 45 Beispielhafter Auszug der Übergabewerte aus den Ergebnissen der Variante 1 des BAU-Berechnungslauf an das Power Market Modell

Datum	Stunde	PelHP [kJ]	COP	TAIR [°C]
12/18/2007	1	0	3.99	18.57
12/18/2007	2	0	3.95	18.28
12/18/2007	3	258.86	3.88	18.11
12/18/2007	4	545.72	3.88	18.03
12/18/2007	5	980.71	3.88	18
12/18/2007	6	7966.1	3.89	19.2
12/18/2007	7	7861.34	3.93	20.35
12/18/2007	8	7905.67	3.89	20.34
12/18/2007	9	7716.38	3.93	20.44
12/18/2007	10	7234.73	4.01	20.59
12/18/2007	11	5440.79	4.31	20.76
12/18/2007	12	0	4.58	20.77
12/18/2007	13	0	4.73	20.74
12/18/2007	14	4635.77	4.88	20.94
12/18/2007	15	4552.36	4.92	21.12
12/18/2007	16	4678.11	4.86	21.09
12/18/2007	17	3552.56	4.71	21.01
12/18/2007	18	0	4.59	20.91
12/18/2007	19	0	4.56	20.75
12/18/2007	20	5736.35	4.44	20.82
12/18/2007	21	5736.52	4.44	21
12/18/2007	22	5875.38	4.4	21
12/18/2007	23	2848.08	4.4	20.04
12/18/2007	24	0	4.35	19.03

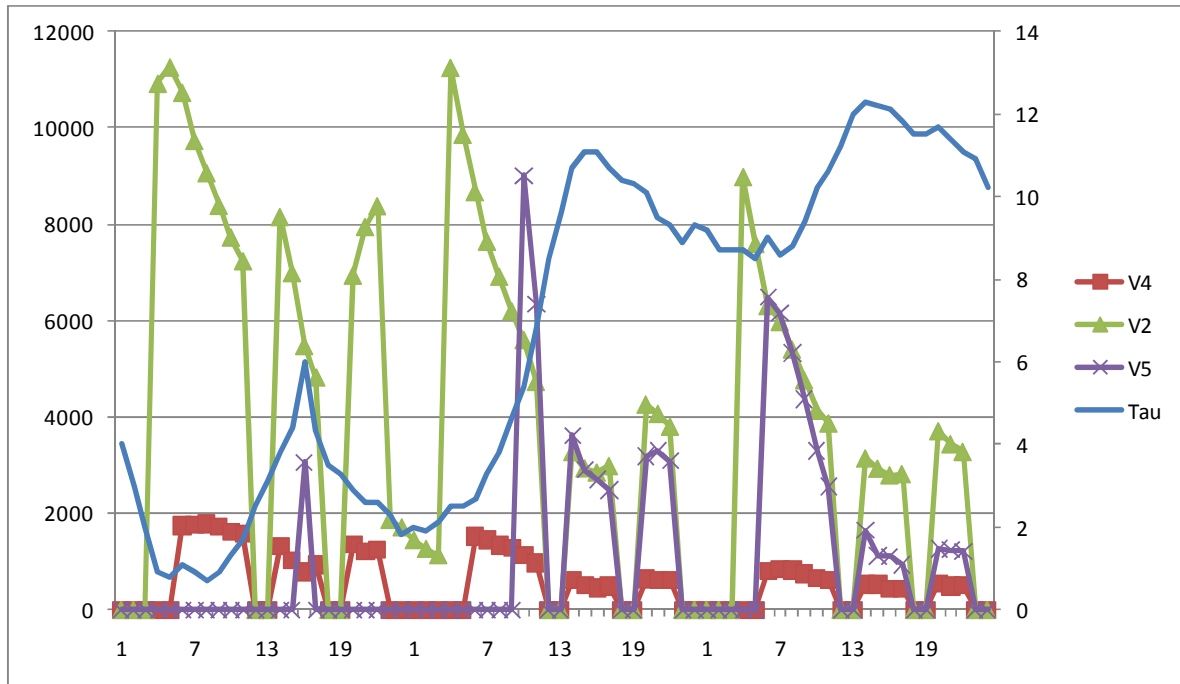


Abbildung 24 Darstellung des el. Lastverlaufs [kWh] und der Außentemperatur (Tau) zur Gebäudebeheizung an drei Tagen vom 1.-3.11.2007 am Beispiel der Varianten V4 (Passivhaus, Luftwärmepumpe), V2 (EFH 1990, Solewärmepumpe) und V5 (MFH saniert, Luftwärmepumpe mit Spitzenlastkessel).

Aus der letzten Grafik sind deutlich die sich aufgrund der Anlagenkonfiguration und Aus der oben stehenden Grafik sind deutlich, die sich aufgrund der Anlagenkonfiguration und Gebäudequalität ergebenden, teilweise sehr unterschiedlichen, Bedarfskurven zu erkennen. Während am 1.11. und zu Beginn des 2.11. die Außentemperaturen noch unterhalb des Bivalenzpunktes von Variante 5 liegen und der Wärmebedarf hier über den Spitzenlastkessel gedeckt wird, sind bei den beiden anderen Varianten zu diesen Zeiten die höchsten Lasten zu beobachten. Das Passivhaus (V4) hat trotz gleicher Wohnfläche einen erheblich geringeren Energiebedarf als das freistehende Einfamilienhaus Bj 1990. Bei Lufttemperaturen um 10°C am 3.11. wird beim Passivhaus fast die Heizgrenztemperatur erreicht.

In der untenstehenden Tabelle ist der mittels der Simulationen berechnete Jahresenergiebedarf der einzelnen Gebäudetypen für das BAU Szenario dargestellt.

Tabelle 46 Übersicht elektrischer Jahresenergiebedarf für die Gebäudebeheizung der Varianten

BAU	
V1	4089 kWh/a
V1a	5101 kWh/a
V2	9094 kWh/a
V3	3753 kWh/a
V4	1149 kWh/a
V5	1247 kWh/a
V6	24396 kWh/a

B. Anhang: Randbedingungen der dynamisch thermischen Simulationen

Referenzvarianten

Variante 1: Freistehendes Einfamilienhaus Bj. 1970, vollsaniert

Kennwerte:

Flächenbezeichnung	Größe [m ²]	U-Wert [W/(m ² K)]
Wohnfläche	140	
Nordfassade	49	0,242
Ostfassade	78	0,242
Südfassade	42	0,242
Westfassade	78	0,242
Nordfenster	6,3	1,32
Ostfenster	13,7	1,32
Südfenster	23,6	1,32
Westfenster	13,7	1,32
Dach	84	0,22
Bodenplatte (zum Keller)	84	0,971

¹) gem. IWU Gebäudetypologie

²) gem. Anforderungen EnEV 2009

Sonstige Parameter	
Lüftung	Natürlich über Fenster+ Fugenlüftung (n= 0,5 1/h)
Wärmeübergabesystem/ Systemtemperaturen	Heizkörper (55/45)
Heizwärmerzeugung	Sole/Wasser Wärmepumpe mit Erdsonden
Auslegungsleistung	10 kW (71 W/m ²)
Heizungspufferspeicher	Systemintegrierter 1000 l Speicher
Heizwärmeverteilungsverluste	10 %
Raumsolltemperatur	6-22 Uhr (tagsüber): 21 °C, nachts: 18 °C
Anzahl der Zonen	4

Variante 1a: Freistehendes Einfamilienhaus Bj. 1970, vollsaniert

Wie Variante 1 jedoch mit Luftwärmepumpe

Variante 2: Freistehendes Einfamilienhaus, Bj. 1990

Kennwerte:

Flächenbezeichnung	Größe [m ²]	U-Wert [W/(m ² K)]
Wohnfläche	140	
Nordfassade	49	0,681
Ostfassade	78	0,681
Südfassade	42	0,681
Westfassade	78	0,681
Nordfenster	6,3	1,32
Ostfenster	13,7	1,32
Südfenster	23,6	1,32
Westfenster	13,7	1,32
Dach	84	0,31
Bodenplatte (zum Keller)	84	0,551

¹) gem. IWU Gebäudetypologie

²) gem. Anforderungen EnEV 2009 ausgetauscht

Sonstige Parameter	
Lüftung	Natürlich über Fenster+ Fugenlüftung (n= 0,7 1/h)
Wärmeübergabesystem/ Systemtemperaturen	Fußbodenheizung (35/27)
Heizwärmerzeugung	Sole/Wasser Wärmepumpe mit Erdsonden
Auslegungsleistung	12,5 kW (89 W/m ²)
Heizungspufferspeicher	Kein
Raumsolltemperatur	6-22 Uhr (tagsüber): 21 °C, nachts: 18 °C
Heizwärmeverteilungsverluste	10 %

Variante 3: Doppelhaushälfte gem. EnEV 2004

Kennwerte:

Flächenbezeichnung	Größe [m ²]	U-Wert [W/(m ² K)]
Wohnfläche	140	
Nordfassade	49	0,35
Ostfassade	0	---
Südfassade	42	0,35
Westfassade	78	0,35
Nordfenster	6,3	1,6
Ostfenster	0	---
Südfenster	23,6	1,6
Westfenster	13,7	1,6
Dach (Pulldach)	84	0,25
Bodenplatte (zum Keller)	84	0,4

Sonstige Parameter	
Lüftung	Mech. Abluftanlage (n= 0,4 1/h)
Wärmeübergabesystem/ Systemtemperaturen	Fußbodenheizung (35/27)
Heizwärmerzeugung	Sole/Wasser Wärmepumpe mit Erdsonden
Auslegungsleistung	8 kW (57 W/m ²)
Heizungspufferspeicher	Kein
Abschaltzeiten WP	18-20 Uhr
Heizwärmeverteilungsverluste	5 %
Raumsolltemperatur	6-22 Uhr (tagsüber): 21 °C, nachts: 18 °C

Variante 4: Doppelhaushälfte Passivhaus

Kennwerte:

Flächenbezeichnung	Größe [m ²]	U-Wert [W/(m ² K)]
Wohnfläche	140	
Nordfassade	49	0,15
Ostfassade	0	---
Südfassade	42	0,15
Westfassade	78	0,15
Nordfenster	6,3	0,8
Ostfenster	0	---
Südfenster	23,6	0,8
Westfenster	13,7	0,8
Dach (Pulldach)	84	0,12
Bodenplatte (zum Keller)	84	0,2

Sonstige Parameter	
Lüftung	Mech. Lüftungsanlage mit 80 % Wärmerückgewinnung (n= 0,4 1/h)
Wärmeübergabesystem/ Systemtemperaturen	Zuluft (bis 50 °C)
Heizwärmerzeugung	Luftwärmepumpenkompaktgerät
Heizungspufferspeicher	Kein
Auslegungsleistung	2,5 kW (18 W/m ²)
Heizungspufferspeicher	Kein
Heizwärmeverteilungsverluste	5 %

Variante 5: Mehrfamilienhaus (8 WE) Bj. 1950, vollsaniert in 2010

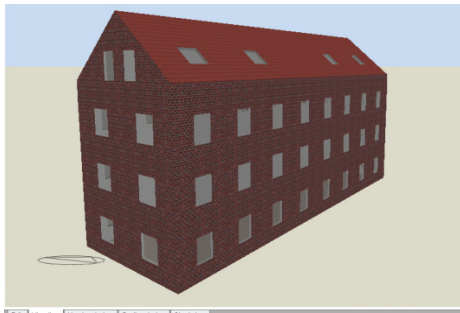


Abbildung: Südostansicht Modell Mehrfamilienhaus.

Kennwerte:

Flächenbezeichnung	Größe [m ²]	U-Wert [W/(m ² K)]
Wohnfläche	608	
Nordfassade	96	0,242
Ostfassade	245	0,242
Südfassade	96	0,242
Westfassade	245	0,242
Nordfenster	17,3	1,32
Ostfenster	43,9	1,32
Südfenster	17,3	1,32
Westfenster	43,9	1,32
Dachschrägenfenster ost	9	1,32
Dachschrägenfenster west	9	1,32
Dach (Satteldach)	267	0,242
Bodenplatte (zum Keller)	208	1,651

¹) gem. IWU Gebäudetypologie

²) gem. Anforderungen EnEV 2009

Sonstige Parameter	
Lüftung	Natürlich über Fenster+ Fugenlüftung (n= 0,4 1/h)
Wärmeübergabesystem/ Systemtemperaturen	Heizkörper (55/40)
Heizwärmerzeugung	Luftwärmepumpe, bei einer Außentemperatur unter 5 °C ausschließlich über Spitzenlastkessel (Gas)
Heizungspufferspeicher	Kein
Auslegungsleistung	15 kW (25 W/m ²) Wärmepumpe + 30 kW Spitzenlastkessel
Heizungspufferspeicher	Kein
Raumsolltemperatur	6-22 Uhr (tagsüber): 21 °C, nachts: 19 °C
Heizungspufferspeicher	Kein
Heizwärmeverteilungsverluste	10 %

Variante 6: Büro gem. EnEV 2004

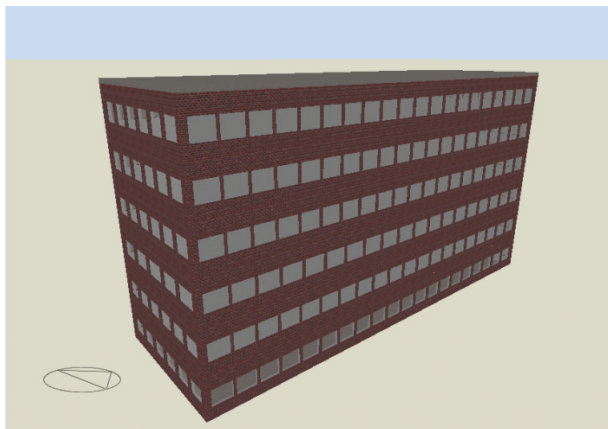


Abbildung 1: Südostansicht Modell Bürogebäude.

Kennwerte:

Flächenbezeichnung	Größe [m ²]	U-Wert [W/m ² K]
NGF	2434	
Nordfassade	273	0,35
Ostfassade	880	0,35
Südfassade	273	0,35
Westfassade	880	0,35
Nordfenster	103	1,6
Ostfenster	332	1,6
Südfenster	103	1,6
Westfenster	332	1,6
Dach (Flachdach)	546	0,3
Bodenplatte (zum Keller)	546	0,4

Sonstige Parameter	
Lüftung	Mechanische Lüftung (n=1,5 1/h) mit 60 % WRG; Betriebszeit der LA: 7 bis 20 Uhr
Wärmeübergabesystem/ Systemtemperaturen	Heizkörper (55/45)
Heizwärmerzeugung	Wasser/Wasser Wärmepumpe mit Grundwasser
Auslegungsleistung	130 kW (53 W/m ²)
Heizungspufferspeicher	Systemintegrierter 5000 l Speicher
Raumsolltemperatur	7-20 Uhr (tagsüber): 22 °C, nachts: 20 °C
Heizwärmeverteilungsverluste	10 %

C. Parameter der Wärmepumpeneinheiten

Die im Kapitel 2 dargestellte Datenbasis, insbesondere

- die Prognose des zukünftigen Wärmepumpenbestandes, differenziert nach Wärmequellen
- die Prognose des Wärmepumpenmarkt, differenziert nach Neubau und Renovierung sowie nach den Wärmequellen
- die Prognose der Aufteilung des Wärmepumpenbestandes nach Wohneinheiten

wird als Grundlage genutzt, um eine Verteilung der künftig installierten Wärmepumpenleistung auf die sieben definierten Gebäudetypen durchzuführen. Bei der Aufteilung werden aufgrund ihrer ähnlichen Eigenschaften Wasser/Wasser sowie Sole/Wasser – Wärmepumpen als eine Gruppe betrachtet.

Tabelle 47 Anzahl Wärmepumpen, aufgeteilt auf die in der Simulation berücksichtigten Gebäudetypen

	Szenario A				Szenario B			
	2010	2020	2030	kW	2010	2020	2030	kW
	# WP	# WP	# WP		# WP	# WP	# WP	
V1	33.296	142.960	191.033	10	34.680	218.889	348.886	10
V1a	156.987	446.211	663.652	10	163.757	565.548	949.414	10
V2	99.888	99.032	91.180	15	104.039	104.039	94.969	15
V3	31.638	71.550	109.056	8	32.194	76.224	117.220	8
V4	0	24.030	132.491	3	0	26.866	145.074	3
V5	9.445	30.094	51.105	15	9.853	37.912	70.043	15
V6	9.041	16.393	21.685	65	9.375	21.853	33.169	65
Summe	340.295	830.270	1.260.202		353.897	1.051.331	1.758.774	

Tabelle 48 Stromverbrauch der Wärmepumpen in TWh/a

Stromverbrauch (TWh)	Szenario A		Szenario B	
	2020	2030	2020	2030
Variante 1	0,51	0,62	0,79	1,15
Variante 1a	1,99	2,67	2,54	3,89
Variante 2	0,79	0,65	0,83	0,69
Variante 3	0,24	0,32	0,25	0,35
Variante 4	0,02	0,12	0,03	0,13
Variante 5	0,03	0,05	0,04	0,07
Variante 6	0,35	0,42	0,47	0,65
Wärmepumpen Gesamt	3,93	4,86	4,94	6,93
Warmwasseraufbereitung	0,53	0,72	0,67	1,02
Summe	4,46	5,58	5,61	7,95
% Anteil an der Gesamtstromnachfrage	0,9%	1,2%	1,1%	1,7%

Für jeden Wärmepumpentyp ist auch die installierte thermische Kapazität aufgeführt. Für die elektrische Kapazität einer Wärmepumpe lässt sich kein korrespondierender Wert angeben, da der (maximale) Stromverbrauch der Wärmepumpe neben der Wärmeerzeugung selber auch von dem Wirkungsgrad und damit der Umgebungstemperatur abhängt.

Der sich aus dem wärmegeführten Betrieb der Wärmepumpen ergebende und zeitlich variierende Stromverbrauch ist in Tabelle 48 zum jährlichen Stromverbrauch aufsummiert. Der Stromverbrauch unterscheidet sich zwischen den Varianten aufgrund der unterschiedlichen Gebäudeanzahl und des Wärmepumpentyps. Aufgrund der hohen Gebäudeanzahl in Variante V1a ist der Stromverbrauch in dieser Variante deutlich größer als für die anderen. Der Stromverbrauch zur Warmwasseraufbereitung ist aufgrund der in Kapitel 3.2 erläuterten Zusammenhänge getrennt aufgeführt. Der Vergleich zur gesamten Stromnachfrage in Deutschland zeigt auf, dass die Wärmepumpen abhängig vom Szenario zwischen 0,9% und 1,7% der Gesamtstromnachfrage ausmachen.²⁰

Der jährliche Stromverbrauch der Wärmepumpen ergibt sich aus der Summe des zeitlich variierenden Stromverbrauchs. Diese Ganglinie ist beispielhaft in Abbildung 25 durch den blauen Bereich dargestellt. Die täglichen Abschaltzeiten der Wärmepumpen sind dabei zu erkennen. Im stromgeführten Betrieb wird diese Ganglinie abgewandelt um Preisdifferenzen auszunutzen. Eine Reduzierung des Stromverbrauchs entspricht dabei einer Erzeugung von Strom durch die Wärmepumpeneinheiten (WPE) im Strommarktmodell. Die maximale Erzeugungskapazität der WPE ist daher für jede Stunde identisch zu dem Stromverbrauch im wärmegeführten Betrieb. Das Einspeichern von Strom durch die WEP entspricht einer Erhöhung ihres Stromverbrauchs. Diese Erhöhung ist begrenzt durch die obere Linie in der Abbildung, die die maximale elektrische Leistung für jede Stunde anzeigt. Die Abbildung zeigt daher die Begrenzungen, die der Betrieb der WPE beziehungsweise der stromgeführte Betrieb der Wärmepumpen ausgesetzt ist.

Um einen Vergleich zu herkömmlichen Speichertechnologien zu schaffen, zeigt Tabelle 49 die durchschnittliche und maximale Erzeugung- bzw. Einspeicherleistung der WEP an. Die durchschnittlich verfügbare Leistung ist deutlich niedriger als die maximale Leistung im Jahr. Dies folgt aus dem Verlauf der jeweilig verfügbaren Erzeugungs- bzw. Einspeicherleistung gemäß Abbildung 25. Abhängig von der Gebäudevariante und dem Szenario unterscheidet sich das Verhältnis zwischen möglicher Erzeugung und Einspeicherung. So liegt beispielsweise im Modelljahr 2030, Szenario B, die durchschnittliche Gesamterzeugungskapazität bei 790 MW, während die durchschnittliche Gesamteinspeicherkapazität mit 1430 MW beinahe doppelt so groß. Die durchschnittlichen Kapazitäten entsprechen dabei in der Größenordnung der eines großen Pumpspeicherkraftwerkes.

²⁰ Der in der Tabelle angegebene Stromverbrauch der Wärmepumpen beruht auf der detaillierten Gebäudesimulation gemäß Kapitel 3.2 und kann sich daher von den Angaben in Kapitel 2 unterscheiden.

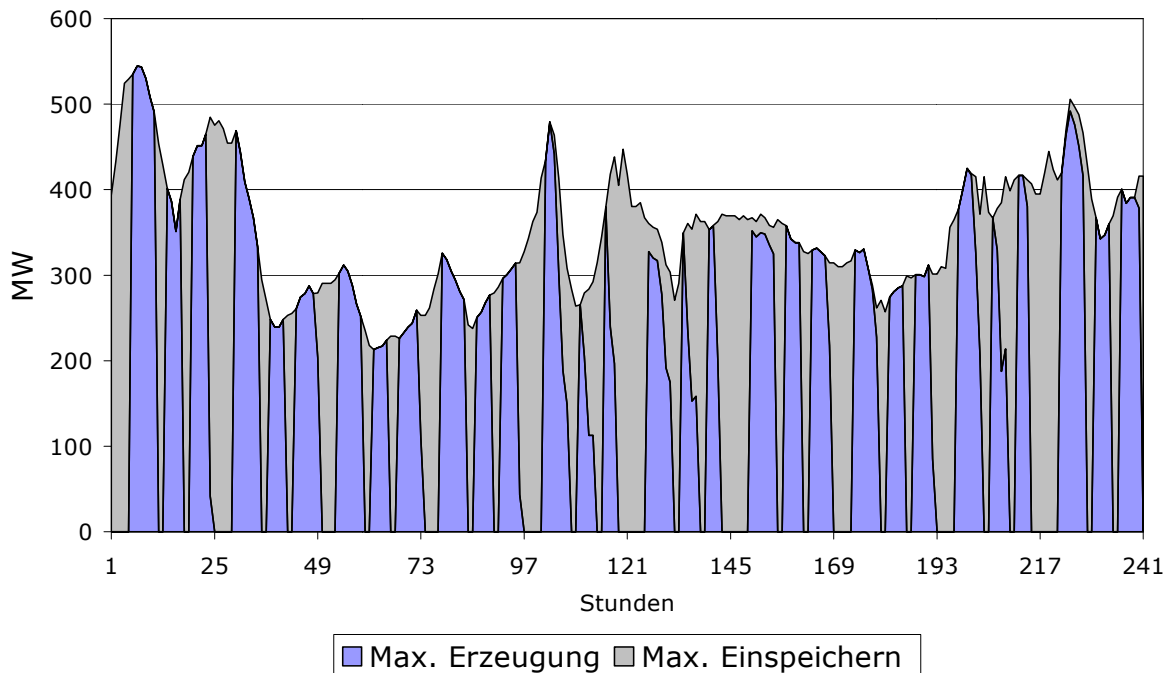


Abbildung 25 Zeitlicher Verlauf der maximalen Erzeugungs- und Ladekapazität der WPE (Variante 1)

Tabelle 49 Durchschnittliche und maximale Erzeugungs- und Einspeicherleistungen der Wärmepumpeneinheiten

			V1	V1a	V2	V3	V4	V5	V 6	Total
Erzeugungs- leistung (MW)	2020A	Ø	58	227	90	27	3	4	40	448
		Max	474	1788	516	156	23	116	600	3301
	2030A	Ø	70	304	75	37	14	6	48	553
		Max	571	2398	429	215	113	178	716	4182
	2020B	Ø	90	289	95	29	3	5	53	563
		Max	728	2275	545	167	26	147	803	4247
2030B	Ø	130	443	79	40	15	8	74	789	
	Max	1060	3488	454	235	126	248	1113	6137	
Einspeicher- leistung (MW)	2020A	Ø	78	291	313	121	6	38	64	912
		Max	450	1640	507	172	27	165	279	2831
	2030A	Ø	94	391	260	166	28	58	77	1075
		Max	542	2200	421	237	132	252	333	3610
	2020B	Ø	121	371	330	130	6	48	86	1092
		Max	691	2087	535	184	30	208	374	3613
	2030B	Ø	175	568	275	182	31	81	120	1433
		Max	1006	3200	446	258	147	352	518	5240

Neben Leistungsbegrenzungen sind beim Betrieb der Wärmepumpeneinheiten auch Speicherbegrenzungen, die Temperaturrestriktionen entsprechen, zu beachten. Dafür ist zunächst als Beispiel der Temperaturverlauf eines Gebäudes im BAU-Szenario, also bei einem wärmegeführten Betrieb der Wärmepumpen dargestellt. Die maximal und minimal zulässigen Temperaturen sind von der Uhrzeit abhängig (Tag/Nacht Unterscheidung) und die eingestellte Temperatur bewegt sich zwischen diesen Grenzen.

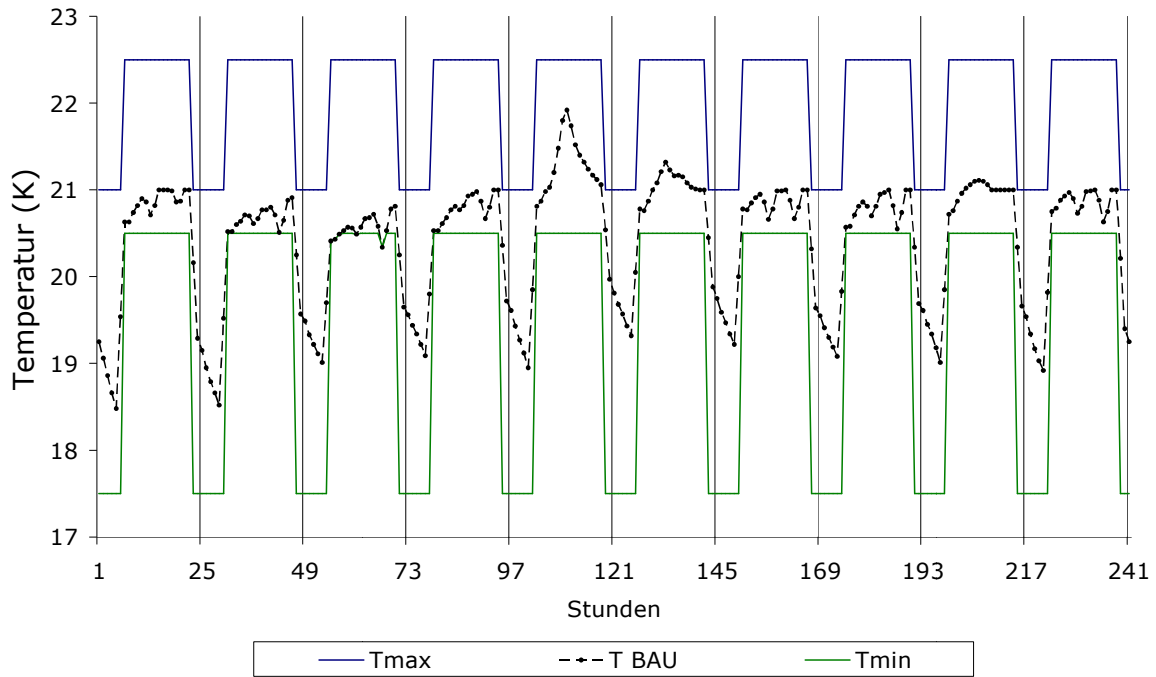


Abbildung 26 Temperaturverlauf und Temperaturgrenzen im BAU Szenario

Die Temperaturdifferenzen zwischen der Temperatur im BAU Szenario und den maximal bzw. minimal zulässigen Temperaturen führen zu dem Temperaturspielraum, der sich für den stromgeführten Betrieb der Wärmepumpen ergibt, vgl. Abbildung 27. Im Strommarktmodell wird die zulässige Temperaturveränderung als zulässige Veränderung des Speicherinhalts der Wärmepumpeneinheiten (WEP) modelliert. Der Verbrauch bzw. das Einspeichern von Strom durch die WEP wird dabei über die stündliche Leistungszahl der Wärmepumpe (COP) gemäß Kapitel 3.2 in eine Änderung der Temperatur (also des Speicherinhalts) übersetzt.

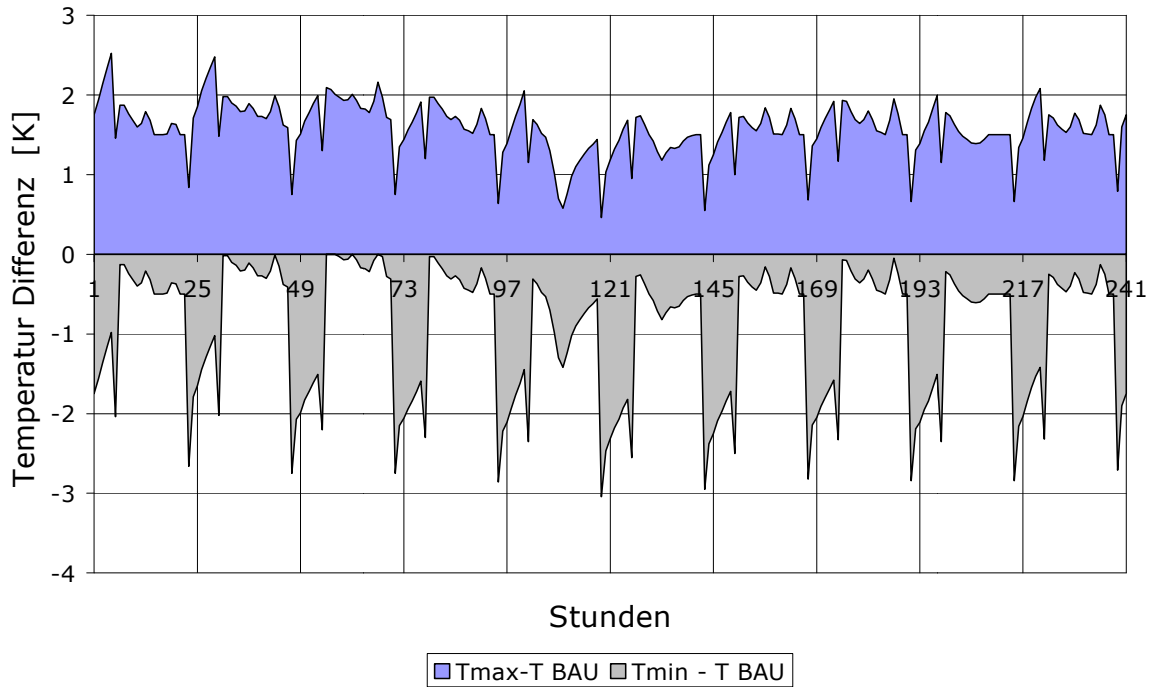


Abbildung 27 Maximal erlaubte Temperaturdifferenz (Änderung des Speicherinhalts der WEP).

Die Multiplikation der maximalen Temperaturdifferenzen gemäß Abbildung 27 mit den zugehörigen stündlichen Leistungszahlen führt zum maximalen Speicherinhalt der WEP, der sich stündlich ändert. Die resultierenden durchschnittlichen Speicherkapazitäten sind in Tabelle 50 für die Gebäudevarianten und als Summe aufgeführt. Die Speicherkapazitäten der WEP sind dabei im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken relativ groß. Betrachtet man zum die Gebäudevariante 2030 B, so liegt für eine durchschnittliche Einspeicherleistung von 1430 MW (siehe oben) eine durchschnittliche Speicherkapazität von 103 GWh vor. Bei Pumpspeicherkraftwerken, die häufig für 4 bis 8h Erzeugung auf Nennlast ausgelegt sind, ergibt sich für eine solche installierte Leistung eine Speicherkapazität von 5 bis 12 GWh. Die durchschnittliche Speicherkapazität der Wärmepumpen ist im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken demnach deutlich größer, aber zeitlich variabel.

Tabelle 50 Durchschnittliche Speicherkapazität der Wärmepumpeneinheiten

MWh	V1	V1a	V2	V3	V4	V5	V6	Total
2020 A	5718	17848	2723	4114	961	5492	11453	48311
2020 B	8756	22622	2861	4383	1075	6919	15267	61882
2030 A	7641	26546	2507	6271	5300	9327	15150	72741
2030 B	13955	37977	2612	6740	5803	12783	23173	103042

Referenzen

- [AGEB] AG Energiebilanzen: Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland 1990-2009 und Auswertungstabellen 1990-2008. Stand Oktober 2010. DIW Berlin, EEFA, Köln (<http://www.ag-energiebilanzen.de>).
- [BDEW 2008] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Energie-Info. Endenergieverbrauch in Deutschland 2007 (und frühere Jahre). Berlin.
- [BDEW 2010] ERGEG Public Consultation – Draft Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas, Statement, Berlin, 10th September 2010.
- [BDH 2010] Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V.: Trends und Herausforderungen im Wärmemarkt; Präsentation von Klaus Jesse auf der Jahrespressekonferenz des BDH.
- [BMWI 2010] Eckpunkte zur EnWG-Novelle 2011, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 27.10.2010.
- [BReg 2007] Die Bundesregierung: Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm, Berlin, Dezember 2007.
- [BReg 2010] Die Bundesregierung: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 28. September 2010.
- [Bundesnetzagentur 2010] Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für die Primärregelung (BK6-10-097), Sekundärregelung (BK6-10-098) und Minutenreserve (BK6-10-099), veröffentlicht am 15.11.2010.
- [Bundesnetzagentur 2010b] Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähler- und Messwesen und bei variablen Tarifen, veröffentlicht am 10.03.2010.
- [BWP 2009] Bundesverband Wärmepumpe e.V.: BWP-Branchenstudie 2009; Szenarien und politische Handlungsempfehlungen; Berlin, September 2009.
- [dena 2010] dena Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025, Deutsche Energieagentur, November 2010.
- [dena 2010b] dena 2010b]: Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, Deutsche Energieagentur GmbH (dena), Studie im Auftrag der Schluchseewerk AG, Abschlussbericht vom 5.2.2010.
- [EEG-EB 2011] Begleitendes Forschungsvorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht 2011: Vorhaben V – Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern, Endbericht. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_integrat ion_ee_konventionell.pdf
- [EDR] Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienst-

leistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates

- [ERGEG 2011] Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas, Ref: E10-RMF-29-05. ERGEG, 8 February 2011.
- [EWI 2011] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): Potenziale der Elektromobilität bis 2050. Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration, Endbericht, Juni 2010.
- [EWI/Prognos 2005] Lindenberger, D.; Bartels, M.; Seeliger, A.; Wissen, R.; Schlesinger, M.; Hofer, P.:Energierreport IV, Referenzprognose im Auftrag des BMWA, EWI/Prognos, Köln, Basel, Berlin, 2005.
- [GZB 2010] Geothermiezentrum Bochum: Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes – Bestandsaufnahme und Trends; Bochum, März 2010.
- [ISE 2010] Fraunhofer ISE: Feldmessung Wärmepumpen im Gebäudebestand, Kurzfassung, im Auftrag der eon Energie AG, August 2010.
- [NPE 2011]: Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität, Berlin.
- [PRO10] Prognos A.G. Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien – Zwischenbericht, Berlin, 23 Dezember 2010.
- [Prognos/EWI/GWS 2010] Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C.: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung im Auftrag des BMWi und BMU, Prognos/EWI/GWS, Basel, Köln, Osnabrück, 2010.
- [StBA 2008] Statistisches Bundesamt: Bautätigkeit und Wohnungen. Fachserie 5 Heft 1. Mikrozensus - Zusatzerhebung 2006. Bestand und Struktur der Wohneinheiten. Wohnsituation der Haushalte. Wiesbaden. Korrigierte Fassung vom 9.April 2008.
- [SZE10] Prognos A.G., EWI, GWS, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung,Projekt Nr. 12/10, 27 August 2010.
- [VHP 2011] Weißpaper VHP_READY_1.0_2011, Stand vom 04.04.2011, http://www.vattenfall.de/de/file/VHP_READY_01_04_2011_Wei_paper.pdf_17611756.pdf
- [ZSW 2006] Langniß, Ole, et al. (2006). Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2004 bis Dezember 2005. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesinnenministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.