

Einfluss von Gebäuden als Wärmespeicher auf das Energiesystem

Entstanden im Rahmen des Forschungsprojekts
„Potenziale von Gebäuden im Kontext der zukünftigen Energiever-
sorgungsstruktur in Deutschland“
gefördert durch die Forschungsinitiative „Zukunft Bau“

Veröffentlicht bei der
10. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien

Rita Dornmair

Dennis Atabay, Florian Sängler

Manuel de Borja Torrejón

Johannes Maderspacher

Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Lehrstuhl für Gebäudetechnologie und klimagerechtes Bauen

Lehrstuhl für energieeffizientes und nachhaltiges Planen und
Bauen

Wien, 15.-17. Februar 2017

Einfluss von Gebäuden als Wärmespeicher auf das Energiesystem

Rita Dornmair¹, Dennis Atabay, Florian Sänger, Manuel de Borja Torrejón,
Johannes Maderspacher

Technische Universität München, Arcisstr. 21, 80333 München, +49 89 289 10486,
rita.dornmair@tum.de, www.ens.ei.tum.de

Kurzfassung:

Die beschlossene Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Treibhausgasen stellt das Energiesystem vor erhebliche Herausforderungen. Eine gemeinsame Betrachtung von Sektoren wie beispielsweise Wärme- und Stromsektor kann dabei Möglichkeiten bieten, die bei einer getrennten Betrachtung nicht möglich wären. In dieser Arbeit wird der Einfluss der Raumwärmeerzeugung aus elektrischer Energie auf ein Stromsystemmodell mit zunehmend fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Quellen für den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2050 untersucht. Verglichen werden ein Szenario mit gleichbleibender Stromnachfrage und eines mit ansteigender Stromnachfrage aufgrund zunehmender, nicht intelligent geregelter Raumwärmeerzeugung aus elektrischer Energie. Im Vergleich der beiden Szenarien wird ein zunehmender Speicherbedarf bis zum Jahr 2050 deutlich. Besonders die im Stromsystem installierte Lade- und Entladeleistung nimmt zu. Trotz der zusätzlichen Nachfrage und der daraus folgenden zusätzlichen Erzeugung auch aus fossilen Energiequellen, wird die zusätzliche Nachfrage überdurchschnittlich stark durch erneuerbare Energien gedeckt. Das führt zu spezifisch geringeren CO₂-Emissionen für die Deckung der zusätzlichen Nachfrage über einen Großteil des Betrachtungszeitraums. Durch eine intelligente Regelung der Wärmeerzeugung in Gebäuden besteht das Potenzial, sowohl den Speicherbedarf als auch die spezifischen Emissionen zu senken.

Keywords: Energiesystem, Modell, Gebäude, Speicher, Emissionen

1 Motivation und Fragestellung

Durch die Transformation von fossiler zu erneuerbarer Energieversorgung soll in Deutschland eine Reduktion des Ausstoßes an klimaschädlichen Treibhausgasen erreicht werden. In der Stromversorgung ist diese Transformation bereits weit fortgeschritten, allerdings steigt mit zunehmendem Anteil an variabler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Herausforderung, flexibel auf dieses Angebot reagieren zu können. Unterschiedliche Maßnahmen wie der Ausbau von Stromnetzen, disponiblen Erzeugungsanlagen und Speicherung können einen Beitrag zur Bewältigung dieser Herausforderung leisten. Weitere Möglichkeiten

¹ Jungautor

sind Flexibilität in der Nachfrage und Sektorkopplung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015). In diesem Zusammenhang kann beispielsweise die Speicherung thermischer Energie in der Gebäudehülle in der Raumheizung und Klimatisierung von Gebäuden ein Potenzial für Flexibilisierung darstellen, sofern elektrische Heiztechnologien zum Einsatz kommen. Im Rahmen des Forschungsprojekts „Potenziale von Gebäuden im Kontext der zukünftigen Energieversorgungsstruktur in Deutschland“, gefördert über die Forschungsinitiative „Zukunft Bau“ des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumordnung soll die unterschiedliche Rückwirkung von variierenden Gebäudebeständen und Wärmeerzeugungsanlagen auf das Stromsystem untersucht werden.

2 Methodische Vorgangsweise

Um die Auswirkungen der Wärmeerzeugung mittels elektrischen Heiztechnologien auf das Stromsystem abschätzen zu können, muss sowohl das Verhalten von Gebäuden als auch das Stromsystem in geeigneter Weise betrachtet werden.

2.1 Kopplung detaillierter Gebäudemodelle mit Stromsystemmodellierung

Das Verhalten der Gebäude wird anhand einzelner repräsentativer Gebäudemodelle inkl. Wärmeübergabesystemen simuliert. Über diese Simulation ergeben sich Wärmelastprofile, welche nun durch die Modellprädiktive Regelung und die zur Verfügung stehenden Wärmeerzeuger gedeckt werden müssen. Dabei kann die Wärme mit konventionellen oder strombasierten Heiztechnologien erzeugt werden. Letzteres führt wiederum je Kombination von Gebäudemodell und Wärmeerzeugungssystem zu spezifischen Stromlastprofilen. Diese Profile werden nun so kombiniert und auf die jeweilige Gebäudefläche in ganz Deutschland hochskaliert, dass eine möglichst günstige Wärmeerzeugung für die gesamte Wärmenachfrage realisierbar ist. Jedes Gebäude in Deutschland erhält damit die jeweils kostengünstige Heizoption. Die Summe der resultierenden einzelnen Stromlastgänge wird dann wiederum in ein Stromsystemmodell gegeben, welches für einen gewissen Betrachtungszeitraum die von der Nachfrage abhängige Entwicklung der Kraftwerks- und Speicherinvestitionen und deren Einsatz volkswirtschaftlich optimal errechnet. Damit wird die Rückwirkung der verstärkten Nutzung von elektrischer Energie im Wärmesektor auf das Stromsystem abgebildet. Die sich ergebende stündliche Information über die Kosten der Stromerzeugung wird wieder an die Modellprädiktive Regelung zurückgegeben. Mit dieser neuen Preiskurve kann der Regler neue Stromlastgänge generieren, die wiederum erneut in Form eines Lastgangs in das Stromsystemmodell gespeist werden. Diese Daten werden iteriert, bis die Abweichungen zwischen den Ergebnissen akzeptabel gering werden.

Der Betrachtungszeitraum wird von 2015 bis 2050 festgelegt und durch das Stromsystemmodell kontinuierlich berechnet. Der Informationsaustausch mit der Modellprädiktiven Regelung wird aufgrund des Rechenaufwands auf folgende Stützjahre reduziert: 2015, 2020, 2030, 2040, 2050. Die Entwicklung des elektrischen Heizenergiebedarfs wird zwischen diesen Jahren linear interpoliert, da diese nach jeweils einem Iterationsdurchlauf wieder für die Optimierung des Stromsystemmodells benötigt wird.

2.1.1 Gebäudemodelle

Für die Simulation von Gebäuden werden Modelle definiert, die Gruppen von realen Gebäuden repräsentieren. Die Modelle werden ausgehend von Gebäudetypen und Energieeffizienzkategorien definiert. Die Basis bildet die in der Lastmanagement-Studie (Hausladen, et al., 2014) durchgeführte Typologisierung von Gebäuden, welche mit Hilfe von (Loga, et al., 2015) erweitert und aktualisiert wird.

Die Gebäudetypen Einfamilienhaus (EFH) und Mehrfamilienhaus (MFH) wurden als die repräsentativsten Gebäudetypen des Sektors Haushalte ausgewählt. Beide stellen in Summe über 80% des gesamten Wohnflächenanteils dar. Die übrigen Gebäudetypen Reihenhaus (RH) und Groß-Mehrfamilienhaus (GMF) lassen sich ebenfalls durch die Modelle eines EFH und MFH darstellen. Im Sektor Gewerbe Handel Dienstleistung (GHD) wird zwischen Bürogebäude und Einzelhandel unterschieden. Aufgrund des geringen Potenziales und dem geringen Anteil am Gebäudebestand wird der Einzelhandel für die aktuelle Studie nicht berücksichtigt. Infolgedessen werden ausschließlich die Gebäudetypen Einfamilienhaus (EFH), Mehrfamilienhaus (MFH) und Bürogebäude (Büro) verwendet. Trotz der Reduzierung der Gebäudetypen werden immer noch 75% des Endenergieverbrauchs für Raumheizung berücksichtigt.

Ausgehend vom Nutzflächenanteil der verschiedenen Baualtersklassen und angenommenen Gebäudestandards der Gebäudetypen werden diese in die Energieeffizienzkategorien „Altbau“, „Altbau+“, „Neubau“ und „Neubau+“ eingeordnet. Tabelle 1 zeigt die entsprechenden Baualtersklassen bzw. Gebäudestandards.

Tabelle 1: Annahme zu energetischen Gebäudestandards für die Energieeffizienzkategorien

Gebäudetypen	Energieeffizienzkategorien			
	Altbau	Altbau +	Neubau	Neubau +
EFH / MFH	BAK 1958-68	BAK 1984-94 bzw. 2. WschVO	EnEV 2009	Niedrigstenergiehaus bzw. KfW 40 / Passivhaus
Büro	BAK 1: bis1976	BAK 3: 1984-94 bzw. 2. WschVO		

(Hausladen, et al., 2014), (Loga, et al., 2015), (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2011)

Neben den drei ausgewählten Gebäudetypen und den vier festgelegten Energieeffizienzkategorien wurden verschiedene technische Systeme zur Lüftung und Wärmeübergabe bestimmt. Damit wurden insgesamt 21 Gebäudevarianten definiert (s. Tabelle 2). Als Übergabesysteme für die Heizung und Kühlung wurden repräsentativ für den „Stand der Technik“ Radiatoren sowie eine mechanische Lüftung definiert. Als Übergabesystem in der Fläche werden Fußbodenheizung und Kapillarrohrmatten berücksichtigt. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass Ein- und Mehrfamilienhäuser in Deutschland in der Regel nicht mit einer aktiven Kühlung ausgestattet sind. Bei Bürogebäuden wird eine Kühlanlage berücksichtigt.

Ergebnis der Gebäudemodellsimulation sind die Wärmenachfragen von 21 Modellen verschiedener existierender Kombinationen aus Gebäudetypen, Energieeffizienzklasse, Art der Lüftung und Art des Wärmeübergabesystems.

Tabelle 2: Überblick über die Gebäudemodelle

Gebäudetyp / Energieeffizienz		Lüftung	Heizung	Modell-Nr.
EFH	Altbau	Freie Lüftung (Querlüftung)	RAD	1
	Altbau +	Freie Lüftung (Schachtlüftung)	RAD	2
			FBH	3
	Neubau	Ventilator gestützte Lüftung (Abluftsystem)	RAD	4
			FBH	5
	Neubau +	Ventilator gestützte Lüftung (Zu-/ Abluftsystem mit WRG)	LH	6
			FBH	7
MFH	Altbau	Freie Lüftung (Querlüftung)	RAD	8
	Altbau +	Freie Lüftung (Schachtlüftung)	RAD	9
			FBH	10
	Neubau	Ventilator gestützte Lüftung (Abluftsystem)	RAD	11
			FBH	12
	Neubau +	Ventilator gestützte Lüftung (Zu-/ Abluftsystem mit WRG)	LH	13
			FBH	14
Büro	Altbau	Freie Lüftung (Querlüftung)	RAD	15
	Altbau +	Ventilator gestützte Lüftung (Zu-/ Abluftsystem mit WRG)	RAD	16
			FBH	17
	Neubau	Ventilator gestützte Lüftung (Zu-/ Abluftsystem mit WRG)	RAD	18
			FBH	19
Neubau +	Ventilator gestützte Lüftung (Zu-/ Abluftsystem mit WRG)	LH	20	
		FBH	21	

2.1.2 Anlagentechnik und Regelung (Modellprädiktive Regelung)

Die Anlagentechnik zur Bereitstellung der im Gebäude benötigten Wärme und ihre Regelung stellen die Schnittstelle zwischen der Gebäudesimulation und der Energiesystemmodellierung dar. Für jedes Gebäudemodell werden verschiedene gebräuchliche Technologien zur Bereitstellung der Wärme definiert (z.B. Wärmepumpe mit Pufferspeicher oder konventioneller Ölkessel). Für jede Kombination von Gebäudemodell und Anlagentechnik werden mit Hilfe einer Modellprädiktiven Regelung die Einsatzzeiten des Heizsystems so bestimmt, dass die Heizkosten minimiert werden.

Anlagentechnik

Zur Versorgung der Gebäude mit Wärme werden hier grundsätzlich die vier verschiedenen Erzeugungstechnologien Ölkessel, Gaskessel, Wärmepumpe und Blockheizkraftwerk (BHKW) betrachtet. Sowohl die Wärmepumpe als auch das BHKW werden dabei mit einem Pufferspeicher betrieben. Das BHKW besitzt zudem einen zusätzlichen Spitzenlastkessel (SLK) zur Deckung der Lastspitzen. Für jede der vier betrachteten Anlagentechniken wird neben der konventionellen Variante zusätzlich eine Variante mit elektrischem Heizeinsatz

betrachtet. Dieser wird in einen zusätzlichen (bei Öl- und Gaskessel) oder bereits vorhandenen Pufferspeicher eingebracht und wandelt Strom über einen Heizwiderstand direkt in Wärme um. Diese Variante bietet eine einfache und bezüglich der Investitionskosten günstige Möglichkeit der Kopplung zwischen Strom- und Wärmesystem. Die betrachteten Konzepte zur Wärmeerzeugung sind in Tabelle 3 zusammengefasst und grafisch dargestellt.

Tabelle 3: Betrachtete Anlagentechnik zur Wärmebereitstellung

Anlagentechnik	Variante	Grafische Darstellung
Ölkessel	konventionell	
	mit elektrischem Heizeinsatz	
Gaskessel	konventionell	
	mit elektrischem Heizeinsatz	
Wärmepumpe	konventionell	
	mit elektrischem Heizeinsatz	
BHKW	konventionell	
	mit elektrischem Heizeinsatz	

Modellprädiktive Regelung

Stand der Technik in der Gebäudeautomatisierung ist die sogenannte regelbasierte Regelung. Dabei werden die Stellgrößen durch eine Serie von Regeln der Form „wenn Bedingung X, dann Aktion Y“ festgelegt (Oldewurtel, 2011). Der Regler ist somit lediglich in der Lage, auf aktuelle Ereignisse zu reagieren. Dagegen erlauben prädiktive Regelstrategien eine Einbeziehung von Vorhersagen zukünftiger Ereignisse, wie etwa Prognosen von Strompreis, Wetter und Belegung des Gebäudes und sind deshalb für eine Verwendung in der Gebäudeautomatisierung prädestiniert (Gwerder, et al., 2010). Die Modellprädiktive Regelung (Model Predictive Control, MPC) verwendet hierbei ein Modell zur Vorhersage des zukünftigen Verhaltens des Systems (Oldewurtel, 2011). Somit ist es möglich, einen Plan für alle zu wählenden Stellgrößen für die nächsten Stunden oder Tage zu formulieren, so dass ein vorgegebenes Optimierungsproblem (z.B. Minimierung der Kosten oder des Energieverbrauchs) unter Einhaltung der Nebenbedingungen (Behaglichkeitskriterien) gelöst wird (Gwerder, et al., 2010).

Die Modellprädiktive Regelung ermöglicht somit die Kopplung der Gebäudemodelle mit der Energiesystemmodellierung. Die beiden Schnittstellen stellen dabei der Strompreis und die ergebenden Gebäudelastgänge dar. Die prinzipielle Funktionsweise der Modellprädiktiven Regelung ist in Abbildung 1 dargestellt. Mit Hilfe eines vereinfachten Modells kann der Modellprädiktive Regler das Verhalten der Raumtemperatur für den Folgetag in Abhängigkeit von Wetter, internen Gewinnen und dem Einsatz der Anlagentechnik, beispielsweise eine Wärmepumpe (WP) mit Pufferspeicher (PS), berechnen. Ziel des Reglers ist es, einen Fahrplan für den Einsatz der Wärmepumpe zu erstellen, so dass die vorgegebenen Komfortbedingungen zu jedem Zeitpunkt eingehalten werden und die Kosten zur Erzeugung der Wärme möglichst günstig sind. Wird hierbei ein zeitlich variabler Strompreis angenommen, so bildet dieser einen Anreiz zur Verschiebung der Wärmeproduktion in Zeiten günstiger Strompreise. Die Ermittlung des kostengünstigsten zulässigen Fahrplans wird mit Hilfe einer mathematischen Optimierung erreicht, welche als Zielfunktion die Minimierung der Gesamtkosten besitzt. Die Gesamtkosten setzen sich dabei aus den Kosten zur Bereitstellung der Wärme (hier Stromkosten) und einem Strafkostenterm zusammen. Strafkosten fallen dann an, wenn die Temperatur den vorgegebenen Komfortbereich verlässt. Der so ermittelte Fahrplan wird anschließend auf das Gebäude (bzw. das detaillierte Gebäudemodell) angewendet, wodurch sich der Gebäudelastgang ergibt. Die zuvor beschriebenen detaillierten Gebäudemodelle stellen hier jeweils das reale Gebäudeverhalten dar. Für die Berechnung des Modellprädiktiven Reglers wird ein vereinfachtes Modell auf Basis von Neuronalen Netzen genutzt. Für die Optimierung wird ein genetischer Algorithmus verwendet.

Die entstehenden elektrischen Gebäudelastgänge sind bisher repräsentativ für jeweils ein Gebäudemodell und dessen Wärmeerzeugungsanlage. Sowohl für die elektrische als auch für eine rein konventionelle Beheizung der Gebäudemodelle sind anfallenden Kosten bekannt. Über diese Kosten und die Information, welche Gebäudefläche der jeweiligen Typen in ganz Deutschland geheizt werden müssen, kann nun in einer volkswirtschaftlichen Optimierung die kostengünstigste Kombination der unterschiedlichen Beheizungsmöglichkeiten für die drei definierten Gebäudetypen bestimmt werden. Daraus kann ein Gesamtlastgang für Strom zur Wärmeerzeugung für alle Gebäude in Deutschland errechnet werden, welcher an das Stromsystemmodell übergeben werden kann.

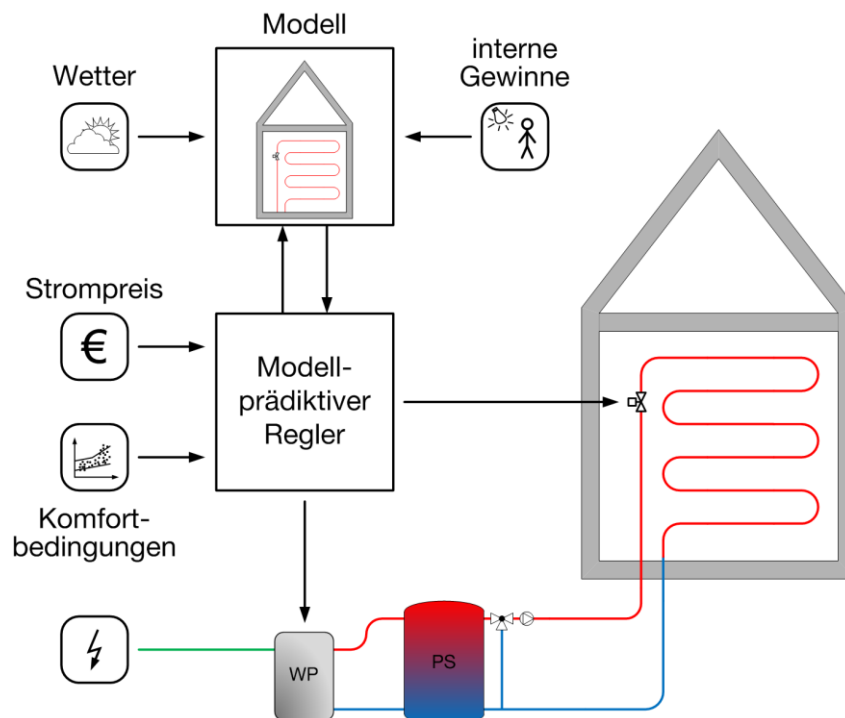


Abbildung 1: Prinzip der Modellprädiktiven Regelung

2.1.3 Stromsystemmodell

Der Einfluss der Raumwärme aus Strom auf das Stromsystem wird mit Hilfe des Stromsystemmodells IMAKUS (Kuhn, 2012) untersucht. Das Ziel des Stromsystemmodells ist die Deckung der gegebenen Stromnachfrage zu allen Zeitpunkten des Betrachtungsraums zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten. Das Modell errechnet den optimalen Kraftwerks- und Speicherausbau und -einsatz für den gewählten Betrachtungshorizont unter Berücksichtigung der Systemzuverlässigkeit durch die gesicherte Kraftwerksleistung. Abbildung 2 stellt das Schema des Stromsystemmodells dar.

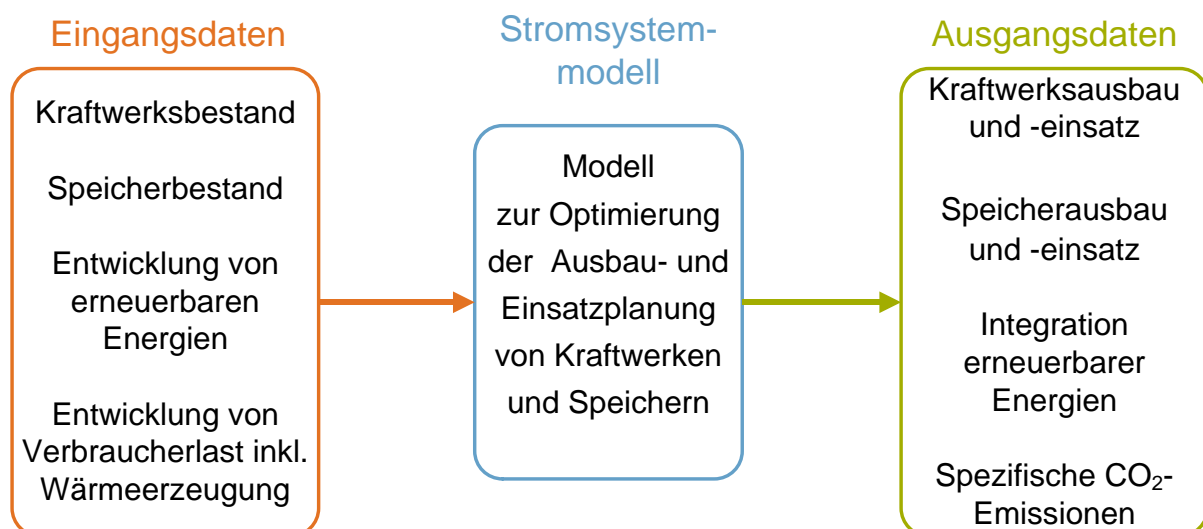


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Stromsystemmodells

Ausgangspunkt ist der bestehende Kraftwerkspark inklusiv bestehender Pumpspeicherwerke sowie die Stromnachfrage in Deutschland. Der Ausbau an erneuerbaren Energien (EE) und

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und deren Stromerzeugung wird als gesetzte Einspeisung angenommen und nicht durch das Modell optimiert. Die gesetzte Einspeisung wird von der Nachfrage abgezogen, sodass nur noch die Residuallast gedeckt werden muss. Die konventionellen Kraftwerke und die großtechnischen Speicher können flexibel zur Deckung der Residuallast herangezogen werden. Neben der Nachfrage, des Kraftwerks- und Speicherbestands und der Erzeugung aus erneuerbaren Energien gehen technische und ökonomische Daten zu den Kraftwerken und Speichern sowie Zertifikatspreise für die CO₂-Emissionen als Eingangsdaten in das Optimierungsmodell mit ein. Die gesamten Eingangsdaten werden für den aktuellen Zeitpunkt angegeben und bis zum Ende des Betrachtungszeitraums extrapoliert. Als Ergebnis können beispielsweise Aussagen zur Entwicklung des Kraftwerksparks und des Speicherneubaus, der spezifischen CO₂-Emissionen oder der Integration der erneuerbaren Energien getroffen werden.

Es wird eine ideal ausgebaute Netzinfrastruktur angenommen. Die räumliche Verteilung der Kraftwerke und Speicher und die damit einhergehenden möglichen Netzrestriktionen werden im Modell nicht betrachtet. Es wird also von einer „Kupferplatte Deutschland“ ausgegangen. Ebenso wenig wird die Teilnahme von Kraftwerken oder Speichern an Regelenergiemärkten abgebildet.

3 Szenariodefinition und Datenbasis

In einer ersten Untersuchung werden zwei Szenarien verglichen. Im Basis-Szenario wird von einer Entwicklung des Stromsystems mit geringer Kopplung des Stromsektors mit dem Wärmesektor ausgegangen. Mit diesem Szenario werden die Ergebnisse des Szenarios „Heiz“, in welchem eine starke Kopplung der beiden Sektoren angenommen wird, verglichen. Im Folgenden wird die Datenbasis für beide Szenarien dargestellt und speziell auf die Unterschiede eingegangen.

3.1 Last

Die Entwicklung der jährlichen Stromnachfrage im Basis-Szenario über den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2050 entspricht der in (50Hertz Transmission GmbH, et al., 2014) angenommenen Entwicklung und eigenen Annahmen. In (50Hertz Transmission GmbH, et al., 2014) wird der Zeitraum bis zum Jahr 2035 betrachtet und es wird von einer gleichbleibenden jährlichen Nachfrage von 552 TWh ausgegangen. Zusätzlich wird von einer geringen jährlichen Nachfrage von 14,1 TWh für die Stromerzeugung von Raumwärme ausgegangen. Für den gesamten Betrachtungszeitraum wird eine konstante jährliche Nachfrage angenommen.

Im Szenario „Heiz“ wird die jährliche Nachfrage aus der Nachfrage des Basis-Szenarios plus der Entwicklung der Stromnachfrage zur Wärmeerzeugung (= Ergebnis aus Modellprädiktiver Regelung) zusammengesetzt. Auch in diesem Szenario wird für den Betrachtungszeitraum von einem Sockelbedarf von 552 TWh im Jahr ausgegangen. Durch die hier angenommene Sektorkopplung entwickelt sich die Stromnachfrage zur Wärmeerzeugung von 14,1 TWh im Jahr 2015 zu 160 TWh im Jahr 2050, was in etwa 30 % der aktuellen Stromnachfrage entspricht.

Die Charakteristik des Sockelbedarfs entspricht der auf den Maximalwert normierten Nachfragekurve für das Jahr 2012 für ganz Deutschland von (entsoe - european network of transmission system operators for electricity, 2013). Diese Charakteristik gilt für alle Jahre des Betrachtungszeitraums. Für eine stündliche Zeitreihe mit absoluten Werten werden die 8760 normierten Einzelwerte der Charakteristik mit den jeweiligen Jahressummen multipliziert und ergeben so einen stündlich aufgelösten Nachfrageverlauf über den gesamten Betrachtungszeitraum.

3.2 Erneuerbare und KWK-Stromerzeugung

Die erneuerbare Stromerzeugung wird als vorrangig und damit gesetzt angesehen. Es wird ein Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien (EE) an der Stromnachfrage bis 2050 auf 80 % der Nettostromnachfrage angenommen. Der Wert von 80 % orientiert sich am Ziel der Bundesregierung (Bundesregierung, 2010), bis zum Jahr 2050 diesen Anteil an erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung zu erreichen. In der Modellierung wird der Wert auf die Nettostromnachfrage des jeweiligen Szenarios bezogen, was der Art der Abbildung der erneuerbaren Energien im Stromsystemmodell geschuldet ist. Der aktuelle Anteil der EE an der Stromerzeugung wird (Schlesinger, et al., 2010) entnommen. Die Verteilung der Erzeugung innerhalb dieser Gruppe verändert sich über den Zeitraum von 2015 bis 2050. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Einzelanteile und des Gesamtanteils der EE für die in (Schlesinger, et al., 2010) gegebenen Stützjahre. Zwischen diesen Stützjahren wird von einer linearen Entwicklung ausgegangen.

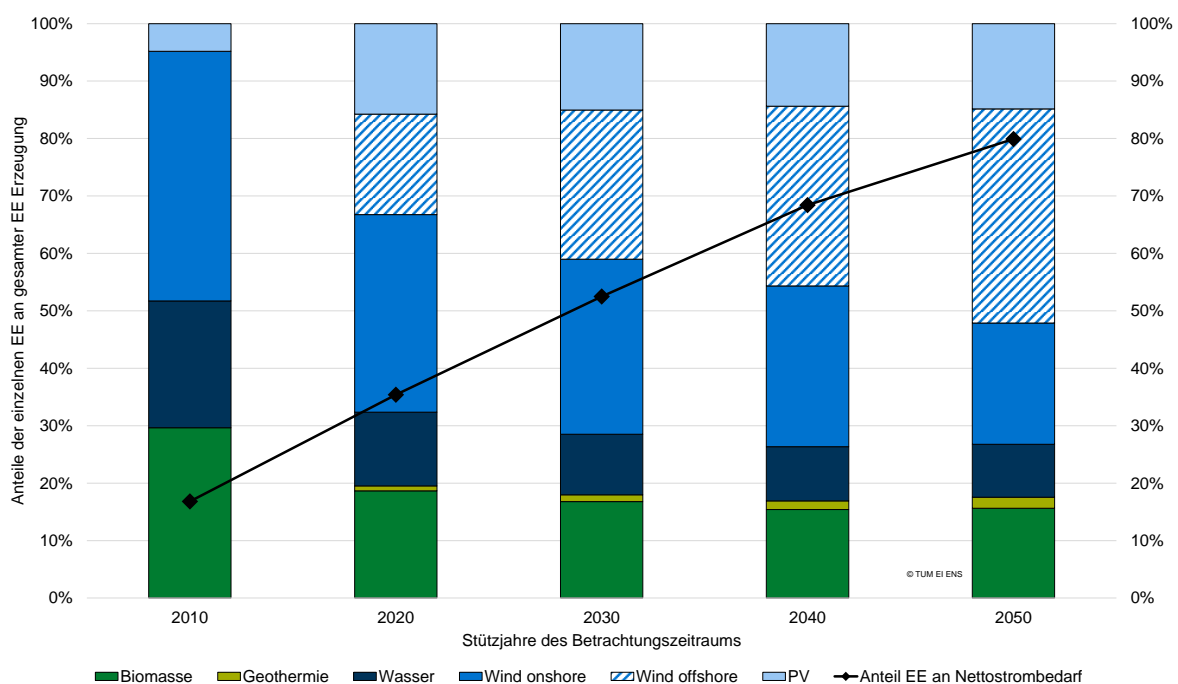


Abbildung 3: Entwicklung der gesetzten Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE)

Die Stromerzeugung aus wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerken (KWK) wird in die gesetzte Stromerzeugung eingeschlossen, ist aber aufgrund des fossilen Ursprungs nicht Teil der 80 % EE in der Stromerzeugung. Der Anteil des aus KWK-Anlagen erzeugten Stroms bleibt über den Betrachtungszeitraum weitgehend gleich bei 8,5 % der Gesamtstromnachfrage je Szenario (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016).

Die Methodik zur Generierung der stündlichen Werte der Stromerzeugung für die unterschiedlichen erneuerbaren Energieträger ist analog zur Vorgangsweise bei der Stromnachfrage. Für die EE werden genauso Charakteristiken zugrunde gelegt, anhand derer die Erzeugungskurven generiert werden. Unterschiede in der Generierung der Charakteristiken bestehen wie folgt:

Photovoltaik, Wind onshore und offshore: Die Charakteristiken für Photovoltaik (PV), Wind offshore und Wind onshore werden nach (Janker, 2015) aus NASA MERRA-Daten (National Aeronautics and Space Administration, 2015) für das Jahr 2012 berechnet. Dabei werden die Charakteristiken für PV und Wind onshore einzeln für alle 16 Bundesländer und für Wind offshore getrennt für Nord- und Ostsee errechnet. Die Charakteristiken werden anschließend mit den installierten Leistungen (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2016) in den jeweiligen Regionen gewichtet und zu einer PV-, einer Onshore-Wind- und einer Offshore-Wind-Charakteristik für Deutschland aggregiert.

KWK: Für die KWK-Erzeugung werden die Charakteristiken mit Hilfe von Modellen synthetisch ermittelt. Die Stromerzeugung wird als linear abhängig von der Wärmeerzeugung angenommen. Sie hängt folglich vom Wärmebedarf und somit von der jeweiligen Außentemperatur ab. Zusätzlich wird der Bedarf an Heizenergie auch von der Nutzung und folglich dem Wochentag beeinflusst. Mit Hilfe unterschiedlicher Sigmoid-Funktionen wird dieses Verhalten entsprechend näherungsweise parametrisiert (Kuhn, 2012).

Geothermie, Biomasse, Laufwasser: Für die Erzeugung aus Geothermie, Biomasse und Laufwasser wird ein zeitunabhängiges Profil angenommen. In den ersten beiden Fällen ist die Stromproduktion das ganze Jahr über konstant. Laufwasserkraftwerke zeigen jeweils innerhalb eines Monats konstantes Verhalten basierend auf dem Verhalten der Jahre zwischen 2000 und 2015 (entsoe - european network of transmission system operators for electricity, 2013), (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016).

3.3 Konventionelle Bestandskraftwerke

Zur konventionellen Stromerzeugung werden Kraftwerke gezählt, die aus nicht erneuerbaren Energieträgern befeuert werden. Es handelt sich um Kernenergie, Steinkohle, Braunkohle, Erdgas und Erdöl. Sie werden nach bereits bestehenden oder geplanten und noch nicht in Planung befindlichen Kraftwerken unterschieden. Die Bestandskraftwerke und der geplante Bau von Kraftwerken orientieren sich an der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, 2016) und wurden um Daten aus (Kuhn, 2012), (Kühne, 2016) sowie um eigene Annahmen ergänzt und erweitert.

Für die Kraftwerke, die in der Liste mit Kraft-Wärme-Kopplung angegeben werden, wird nach Brennstoff zwischen wärme- und stromgeführter Energieerzeugung unterschieden. Stein- und Braunkohlekraftwerke gelten als stromgeführt und sind somit Teil der Bestandskraftwerke, die durch das Stromsystemmodell variabel eingesetzt werden können. Gasbefeuerte Kraftwerke werden als wärmegeführt angenommen und sind somit nicht Teil der Bestandskraftwerksliste. Die Stromerzeugung aus diesen Kraftwerken wird mit der gesetzten Einspeisung aus den KWK-Anlagen in das Modell eingebracht.

Für die Bestandskraftwerke wird angenommen, dass keine Investitionskosten anfallen im Betrachtungszeitraum.

3.4 Großtechnische Speichieranlagen

Der Bestand an großtechnischen Speichern beläuft sich auf die in Deutschland in Betrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerke. Die Grundlage bietet die Daten aus (Höflich, et al., 2010) und wurde um Annahmen aus (Kuhn, 2012), (Kühne, 2016) erweitert. Es wird vereinfachend angenommen, dass die Lebensdauer der Speicher den Betrachtungszeitraum überdauert.

3.5 Neubauoptionen für Kraftwerke und Speicher

In Tabelle 4 und Tabelle 5 werden die Annahmen zu den Rahmendaten der Neubauoptionen für Kraftwerke und Speicher dargestellt. Die technischen Daten zu Kraftwerken stammen aus (Kühne, 2016), die ökonomischen Daten und die Lebensdauer der Kraftwerke sowie alle Daten zu Speichieranlagen stammen aus (Kuhn, 2012). Im vorliegenden Modell wurde die Auswahl an Kraftwerken im Gegensatz zu o.g. Quellen reduziert. Es können über den gesamten Betrachtungszeitraum folgende Kraftwerke installiert werden: Gasturbinen-, Gas-und-Dampf (GuD-), sowie Braun- und Steinkohlekraftwerke. Für den Neubau von großtechnischen Speichieranlagen stehen die Technologien Pumpspeicherkraftwerke, Adiabate Druckluftspeicher (ab 2025) und Wasserstoffspeicher mit Rückverstromung über GuD-Kraftwerk (ab 2030) zur Auswahl.

Tabelle 4: Technische und ökonomische Parameter der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien

		Gasturbine	GuD	Steinkohle	Braunkohle
Nennwirkungsgrad	%	39	61	46	45
Mindestblockgröße	MW	10	500	400	525
Maximale Blockgröße	MW	250	1000	800	1050
Arbeitsverfügbarkeit	%	86,6	86,8	84,4	86,2
Geplante Nicht-Verfügbarkeit	%	8,7	8,2	8,4	6,5
Lebensdauer	a	30	30	40	40
Investitionskosten	EUR/kW	400	650	1400	1600
Jährliche Fixkosten	EUR/kW/a	7	20	25	30
Abrisskosten	EUR/kW	1,75	8,00	10,00	11,50
Variable Betriebskosten (ohne Brennstoff)	EUR/MWh _{el}	2,00	2,00	4,00	4,00

(Kuhn, 2012) (Kühne, 2016)

Tabelle 5: Technische und ökonomische Parameter der unterschiedlichen Speichertechnologien

		PSW	AA-CAES	H ₂ -GuD
Speicherwirkungsgrad	%	80	70	40
Technische Verfügbarkeit	%	95	90	90
Geplante Nicht-Verfügbarkeit	%	3,8	3,8	3,8
Obergrenze des Potenzials				
- Ladeleistung	GW	10	200	200
- Entladeleistung	GW	10	200	200
- Speicherkapazität	GWh	40	6.600	500.000
Lebensdauer	a	70	30	30
Investitionskosten				
- Ladeleistung	EUR/kW	450	420	700
- Entladeleistung	EUR/kW	450	420	1000
- Speicherkapazität	EUR/kWh	6,50	31,00	0,09
Jährliche Fixkosten	EUR/kW/a	11	9	20
Abrisskosten	EUR/kW	8	2	8
Variable Betriebskosten				
- Laden	EUR/MWh _{el}	0,30	1,40	1,50
- Entladen	EUR/MWh _{el}	0,30	1,40	1,50

(Kuhn, 2012)

3.6 Preise und Restriktionen von Brennstoffen und CO₂-Emissionen

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der angenommenen Brennstoffpreise und die Preise für CO₂-Emissionszertifikate. Die Basis für die Preise ist (50Hertz Transmission GmbH, et al., 2014), welche Werte für die Jahre 2012, 2025 und 2035 liefert. Diese Werte werden mit den jährlichen Inflationsraten aus 2013-2015 (Statistisches Bundesamt, 2016) auf das Basisjahr 2015 umgerechnet. Für die Jahre 2035 bis 2050 wird vereinfachend von keiner weiteren Preissteigerung ausgegangen. Die Werte für die Jahre zwischen den Stützjahren aus (50Hertz Transmission GmbH, et al., 2014) werden linear interpoliert. Nur der CO₂-Zertifikatspreis wird als weiter linear steigend bis 2050 angenommen.

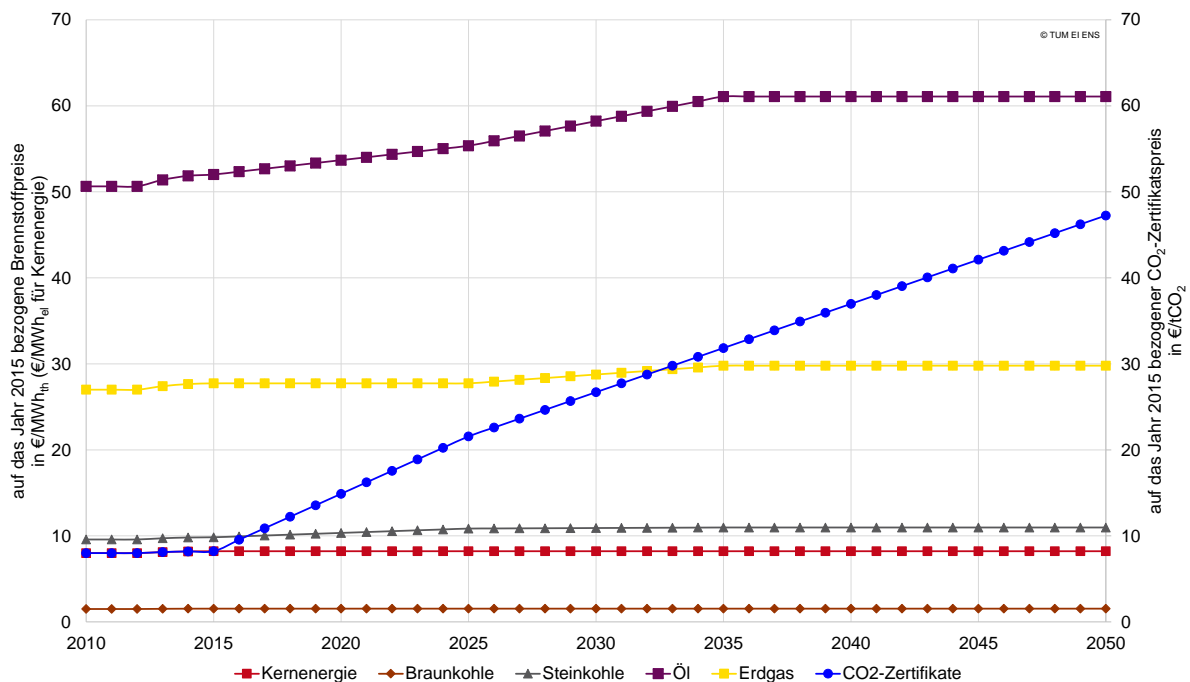


Abbildung 4: Entwicklung der Brennstoffkosten und des CO₂-Zertifikatspreises

Die CO₂-Emissionen werden im Modell nicht durch eine Mengenrestriktion beschränkt, da sie über den Zertifikatspreis berücksichtigt sind. Die Verfügbarkeit von Braunkohle und Steinkohle wird begrenzt und über den Betrachtungszeitraum reduziert. Im Jahr 2015 wurden in Deutschland 273 TWh Steinkohle bzw. 344 TWh Braunkohle zur Stromerzeugung verbraucht (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016). Für das Startjahr der Betrachtung 2015 werden diese Werte als Obergrenze im Modell angenommen. Bis zum Jahr 2050 wird die Verfügbarkeit auf 0 TWh reduziert. Mit Hilfe dieser Abbildung soll ein Kohleausstieg in der Stromerzeugung bis 2050 dargestellt werden.

3.7 Grenzen der Modellierung

Die Wärmenachfrage wird in dieser Art der Modell-Kopplung nicht direkt in das Stromsystemmodell eingebracht. Die Abbildung erfolgt über den modellprädiktiven Regler und die Iteration der Ergebnisse der Regelung und des Stromsystemmodells. Der Regler erhält die Wärmenachfrage als Eingangsgröße und sorgt dafür, dass diese durch den kombinierten Einsatz von unterschiedlichen Wärmeerzeugungsanlagen gedeckt ist. Die Stromnachfrage der Wärmeerzeugungsanlagen wird im Stromsystem abgebildet und zu jedem Zeitpunkt gedeckt. Die Kopplung der beiden Modelle setzt so erst nach der Generierung der Wärmenachfrage in den Gebäudemodellen an. Eine mögliche Beeinflussung der eigentlichen Wärmenachfrage durch das Verhalten des Stromsystems kann somit nicht mehr betrachtet werden. Der Einfluss des Stromsektors auf den Wärmesektors setzt also erst bei der Erzeugung der Wärme an, nicht schon bei der Nachfrage.

4 Ergebnisse

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse vom Szenario „Heiz“ dargestellt und die beiden Szenarien anhand mehrerer Kriterien verglichen.

4.1 Ergebnisse im Szenario „Heiz“

Die allgemeine Entwicklung im Szenario „Heiz“ wird anhand des Zubaus von Kraftwerken, der Entwicklung der Zusammensetzung der Stromerzeugung und der Speichernutzung dargestellt.

Zubau von Kraftwerken

Der Zubau von konventionellen Kraftwerken ist in Abbildung 5 gezeigt. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums werden kostengünstige Grundlastkraftwerke gebaut, welche den Wegfall der Kernenergiekraftwerke kompensieren. Obwohl die Investition in Braunkohlekraftwerke die wirtschaftlichere Option wäre, werden auch Steinkohlekraftwerke gebaut, was auf die Begrenzung der zur Verfügung stehenden Braunkohle zurückzuführen ist. Neben Kohlekraftwerken werden sowohl in Kraftwerkskapazität von GuD- als auch GT-Kraftwerken investiert. Die GuD-Kraftwerke werden aufgrund ihrer Effizienz und bedingt durch den steigenden CO₂-Zertifikatspreis bevorzugt zur Stromerzeugung herangezogen. Die Gasturbinen-Kraftwerke sind günstiger in der Investition und werden hauptsächlich zum Erreichen der gesicherten Leistung benötigt. In den Jahren vor 2045 werden weniger Kraftwerke gebaut. Dies ist auf die steigende, gesetzte Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK zurückzuführen und bedeutet außerdem, dass genügend Kraftwerkskapazität installiert wurde, um den Kernenergieausstieg zu kompensieren. Ab dem Jahr 2045 müssen die zu Beginn des Betrachtungszeitraums errichteten GuD- und GT-Kraftwerke nach dem Erreichen ihrer Lebensdauer ersetzt werden.

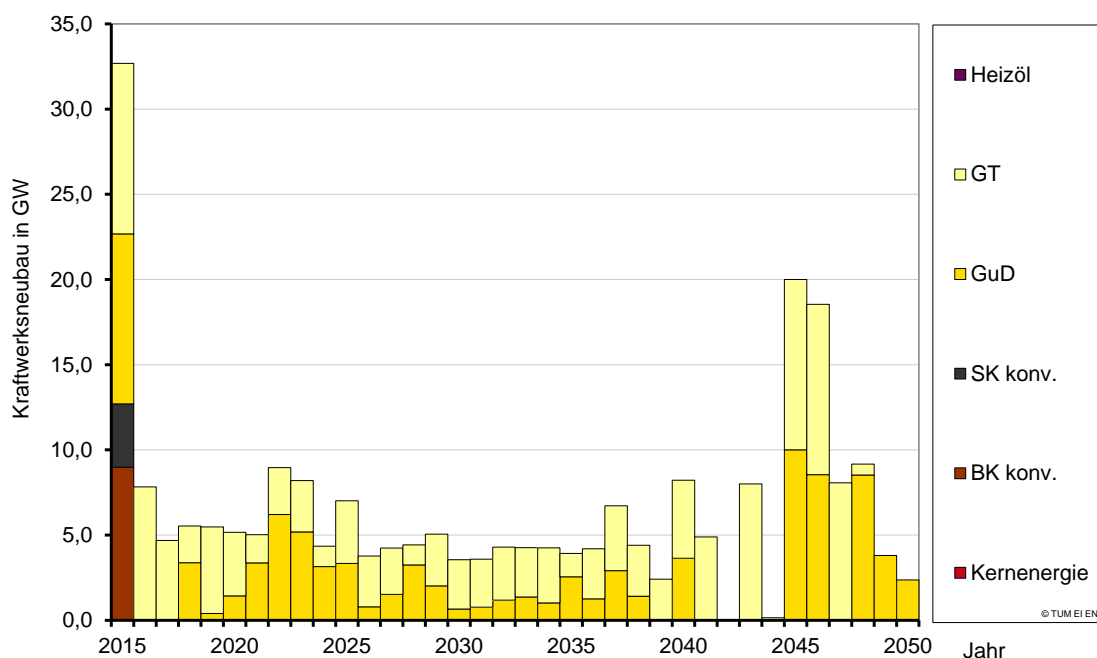


Abbildung 5: Entwicklung der neu installierten Kraftwerkskapazität im Szenario „Heiz“

Entwicklung der Stromerzeugung

In Abbildung 6 ist die Zusammensetzung der Stromerzeugung für den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2050 dargestellt. Gemäß Vorgabe übernehmen die erneuerbaren Energien und KWK bis 2050 den wesentlichen Teil der Stromerzeugung. Die konventionelle Stromerzeugung

gung leisten bis dahin nur noch mit Gas befeuerte Kraftwerke, da die Verfügbarkeit von sowohl Stein- als auch Braunkohle durch die Beschränkung im Modell bis 2050 auf 0 TWh sinkt. Erkennbar ist auch der beschlossene Kernenergieausstieg im Jahr 2022. Die Erzeugung der Kernenergiekraftwerke wird im Wesentlichen von Gas-und-Dampf (GuD) Kraftwerken übernommen.

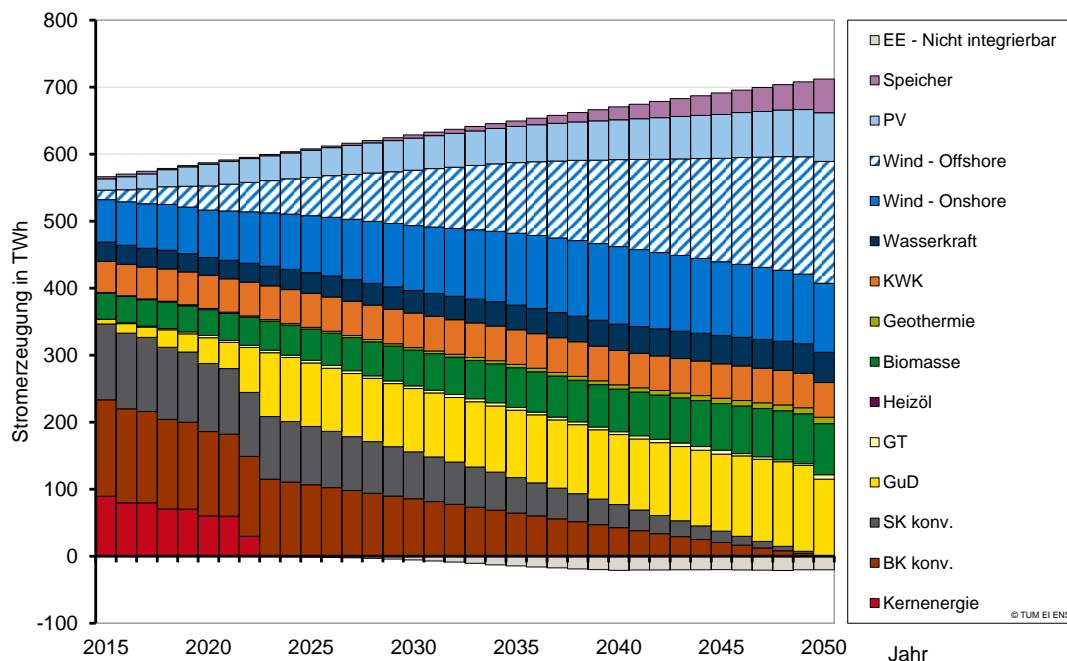


Abbildung 6: Stromerzeugung im Szenario „Heiz“

Ausbau der Speichieranlagen

Abbildung 7 zeigt die im jeweiligen Jahr installierten Ladeleistung der drei zur Verfügung stehenden Technologien. Der Zubau von Speichern erweist sich erst ab dem Jahr 2027 in Form von Pumpspeicherwerken (PSW) als wirtschaftlich sinnvoll. Aufgrund der Begrenzung der Speicherkapazität von PSW geht die Ladeleistung im gesamten Betrachtungszeitraum nicht über 6,23 GW hinaus. Ab dem Jahr 2035 bzw. 2040 werden die Technologien AA-CAES und H₂-GuD gebaut. Im Jahr 2050 erreichen die installierten Ladeleistungen etwa 21 GW bzw. 17 GW. Im Jahr 2050 ist damit eine Gesamtladeleistung von knapp 45 GW installiert.

In Abbildung 8 ist der Ausbau der Entladeleistungen der Speichertechnologien dargestellt. Für alle drei Technologien wird jeweils weniger Entladeleistung installiert als Ladeleistung. Um die variable Erzeugung aus EE mit z.T. recht hohen Rampen integrieren zu können, muss verhältnismäßig mehr Ladeleistung zur Verfügung stehen als Entladeleistung, da diese über längere Zeit geplant wieder ausgespeichert werden kann. Folglich wird im Jahr 2050 mit insgesamt 20 GW etwas weniger als die Hälfte der Ladeleistung als Entladeleistung installiert.

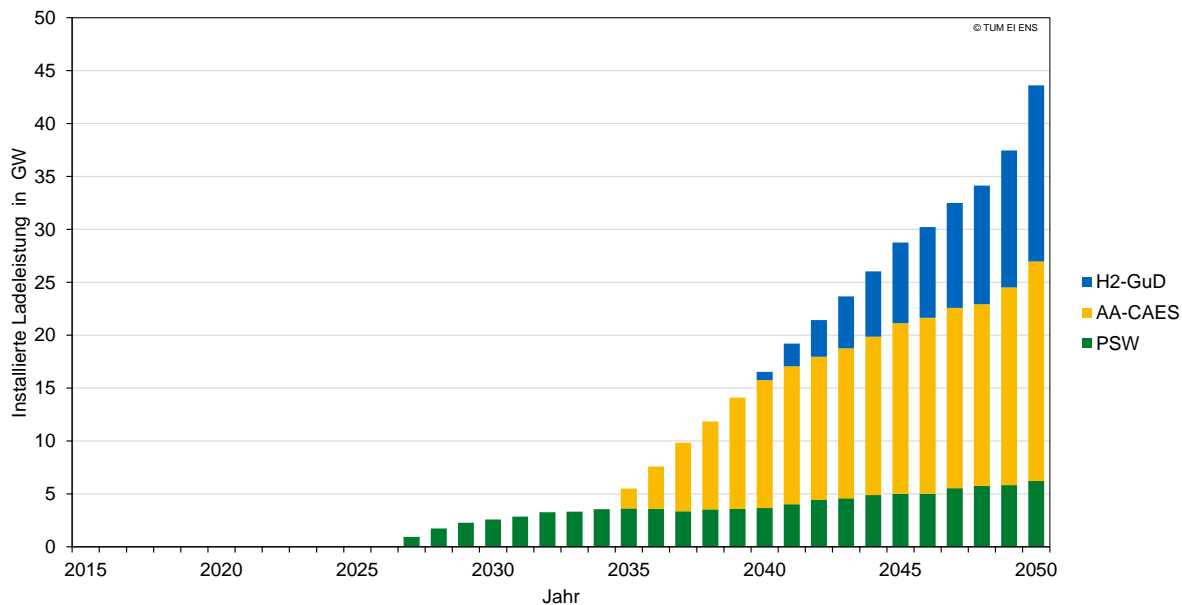


Abbildung 7: Wirtschaftlich nutzbares Potenzial an Speicherladeleistung im Szenario „Heiz“

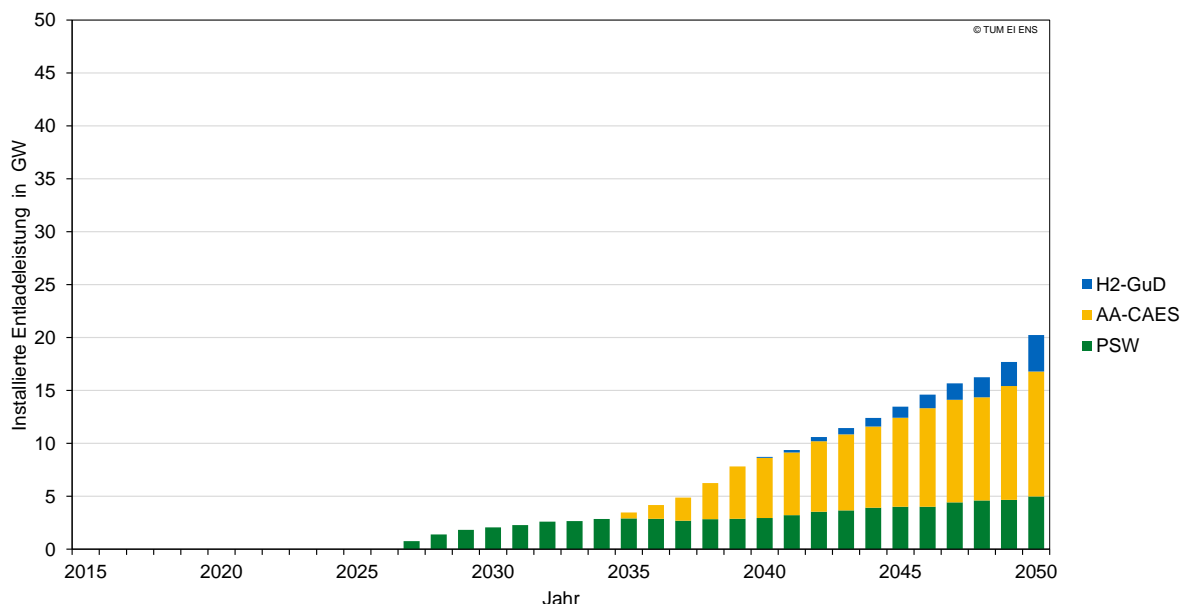


Abbildung 8: Wirtschaftlich nutzbares Potenzial an Speicherentladeleistung im Szenario „Heiz“

Die installierte Kapazität der Speichertechnologien ist in Abbildung 9 gezeigt. Für die PSW wird bereits im Jahr 2028 die vorgegebene Grenze von 40 GWh erreicht und in der Abbildung nicht mehr aufgelöst. Für die Technologie AA-CAES werden knapp 0,5 TWh Speicherkapazität installiert, für H₂-GuD knapp 8,5 TWh. Bedingt durch die geringen Investitionskosten der Speicherkapazität der H₂-GuD-Technologie wird diese große Kapazität installiert, obwohl die Effizienz der Elektrolyse und auch der Rückverstromung mittels GuD-Kraftwerken eine so starke Nutzung im ersten Moment nicht vermuten lassen würden.

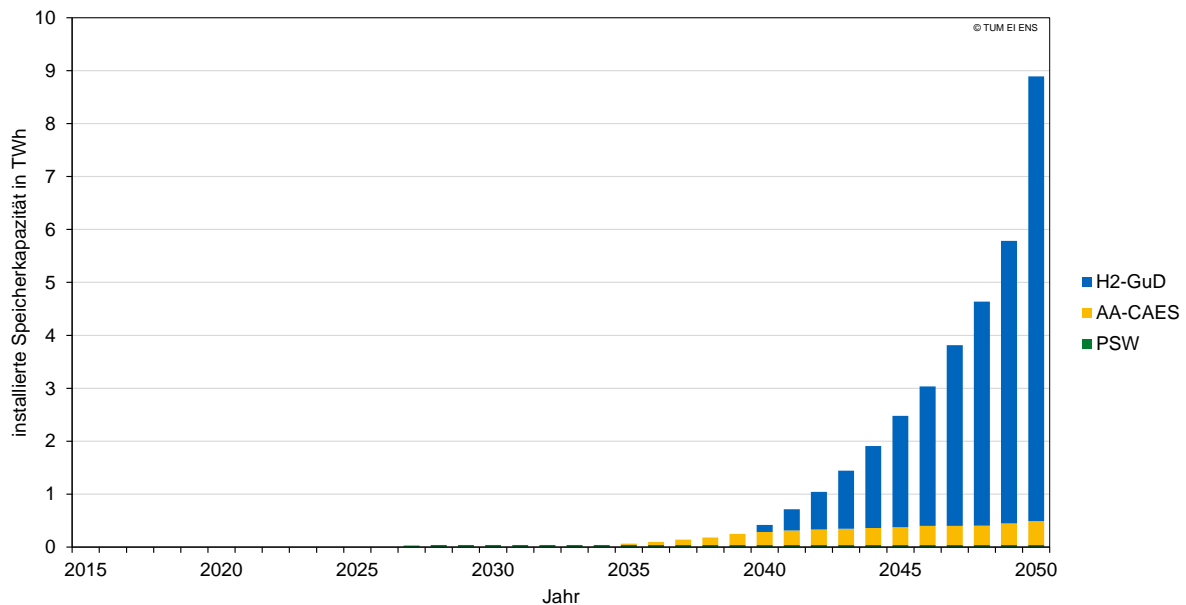


Abbildung 9: Wirtschaftlich nutzbares Potenzial an Speicherkapazität im Szenario „Heiz“

4.2 Vergleich der Szenarien

Die Szenarien „Basis“ und „Heiz“ starten im Jahr 2015 mit den gleichen Bedingungen und verändern sich erst im Laufe des Betrachtungszeitraums. Um den Einfluss adäquat untersuchen zu können, werden bei den folgenden Vergleichen hauptsächlich die Unterschiede der beiden Szenarien dargestellt. Da sich die absoluten Werte bspw. der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK zwischen den Szenarien unterscheiden, können diese nicht direkt verglichen werden und es müssen entsprechende Bezugsgrößen in die Vergleiche eingerechnet werden.

Stromerzeugung

Um die Zusammensetzung der Stromerzeugung für die zusätzliche Nachfrage im Szenario „Heiz“ zu veranschaulichen, ist diese in Abbildung 10 dargestellt. Die zusätzliche Nachfrage (schwarze Linie) setzt sich aus der für die Raumwärme benötigte Energie (gelbe Linie) und den Speicherverlusten (orange Linie) zusammen. Diese Differenz in der Nachfrage wird zu etwa zwei Drittel aus gesetzter Einspeisung aus EE und zu etwa einem Drittel aus GuD- und GT-Kraftwerken und gesetzter Einspeisung aus KWK gedeckt. Von Jahr 2049 zu 2050 ist ein deutlicher Anstieg der Speicherverluste erkennbar. Dieser Anstieg ist auch in den Speicherinstallationen beim Wasserstoffspeicher in Abbildung 7 bis Abbildung 9 zu sehen. Grund dafür ist zum einen der weitere Anstieg der gesetzten Einspeisung und zum anderen der Rückgang der Kohleverfügbarkeit. Eine erhöhte Nutzung der Speicher ist daher wirtschaftlich, obwohl sich damit auch die Speicherverluste erhöhen.

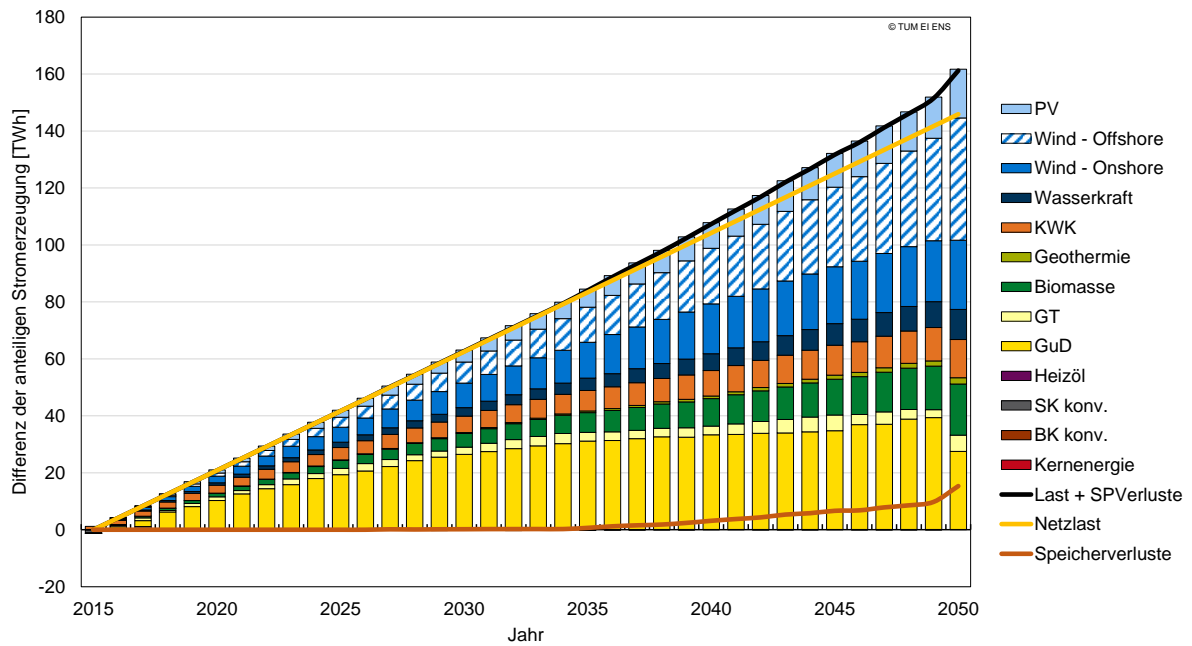


Abbildung 10: Zusammensetzung der Differenz der Stromerzeugung der Szenarien „Basis“ und „Heiz“

Entwicklung der CO₂-Emissionen

Abbildung 11 zeigt die jährlichen CO₂-Emissionen der beiden Szenarien. Trotz dem Anstieg der Nachfrage um knapp 30 % erhöhen sich die Emissionen im Szenario „Heiz“ nicht im selben Maße. In beiden Szenarien ist nach 2022 ein kurzer Anstieg der Emissionen aufgrund des Kernenergieausstiegs erkennbar, da diese Erzeugung kurzfristig im Wesentlichen durch fossile Kraftwerke ersetzt wird.

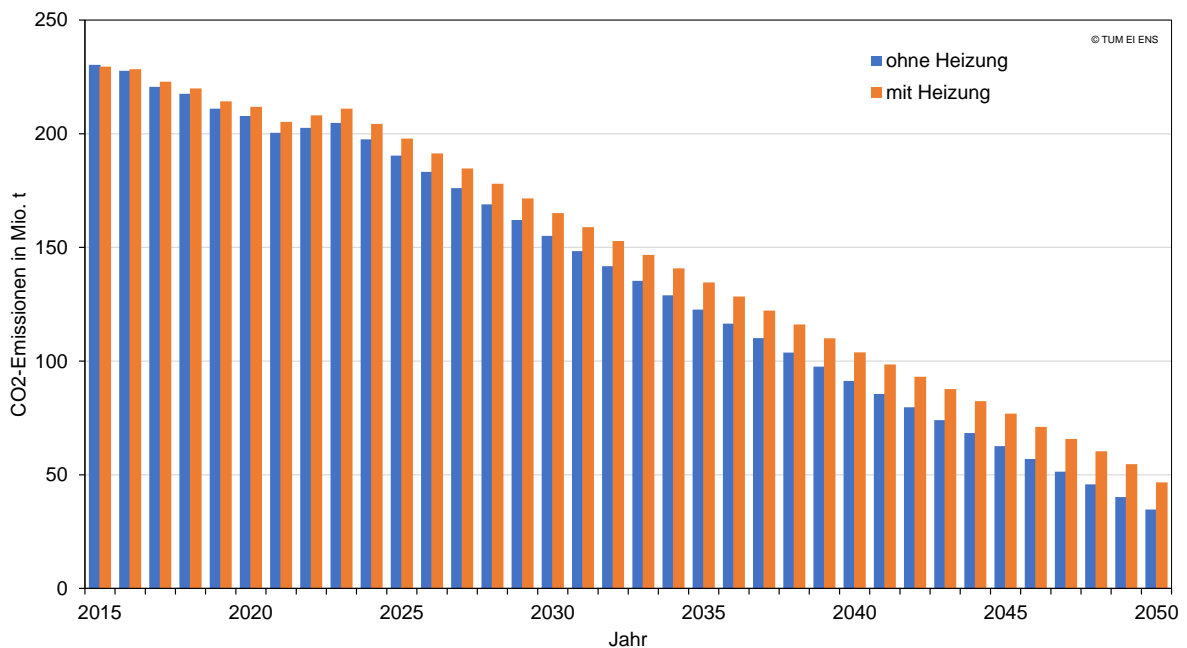


Abbildung 11: CO₂-Emissionen des Basis-Szenarios „ohne Heizung“ und des Heiz-Szenarios „mit Heizung“

Abbildung 12 stellt die jährlichen spezifischen Emissionen des Basis-Szenarios und der zusätzlichen Nachfrage aus dem Heiz-Szenario bezogen auf die jeweilige Nachfrage dar. Die Berechnung der spezifischen Emissionen der zusätzlich für die Wärmeerzeugung und Speicherverluste zu deckende Nachfrage wird in nachfolgender Formel dargestellt.

$$emi_{Nachfrage+} = \frac{\sum_{zS=1}^{8760} EMI_{mit\ Heiz} - \sum_{zS=1}^{8760} EMI_{ohne\ Heiz}}{\sum_{zS=1}^{8760} d_{mit\ Heiz} - \sum_{zS=1}^{8760} d_{ohne\ Heiz}}$$

Für die Jahre des Betrachtungszeitraums wird die Differenz der Emissionen der beiden Szenarien auf die Differenz der Nachfrage der Szenarien bezogen. Verglichen wird das in Abbildung 12 mit den jährlichen spezifischen Emissionen des Basis-Szenarios ohne Heizung.

Im Jahr 2015 besteht noch keine zusätzliche Nachfrage für die Raumwärmeerzeugung, daher kann das Jahr nicht in die Betrachtung einbezogen werden. Für die Jahre bis 2045 bleiben die spezifischen Emissionen der zusätzlichen Nachfrage unter denen der sonstigen Nachfrage. Erst in den letzten 5 Jahren ist die Nachfrage für Raumwärme stärker mit Emissionen belastet als die Referenznachfrage. Dies ist auf den verstärkten Einsatz von GT-Kraftwerken mit höheren spezifischen CO₂-Emissionen im Vergleich zu GuD-Kraftwerken zurückzuführen. Bereits im Jahr 2017 wird die Erzeugung zu einem überdurchschnittlich hohen Teil aus GT-Kraftwerken gedeckt, wodurch die spezifischen Emissionen deutlich höher als in den sonstigen Jahren sind. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Wärmeerzeugung aus Strom überdurchschnittlich stark aus erneuerbaren Energien gedeckt wird.

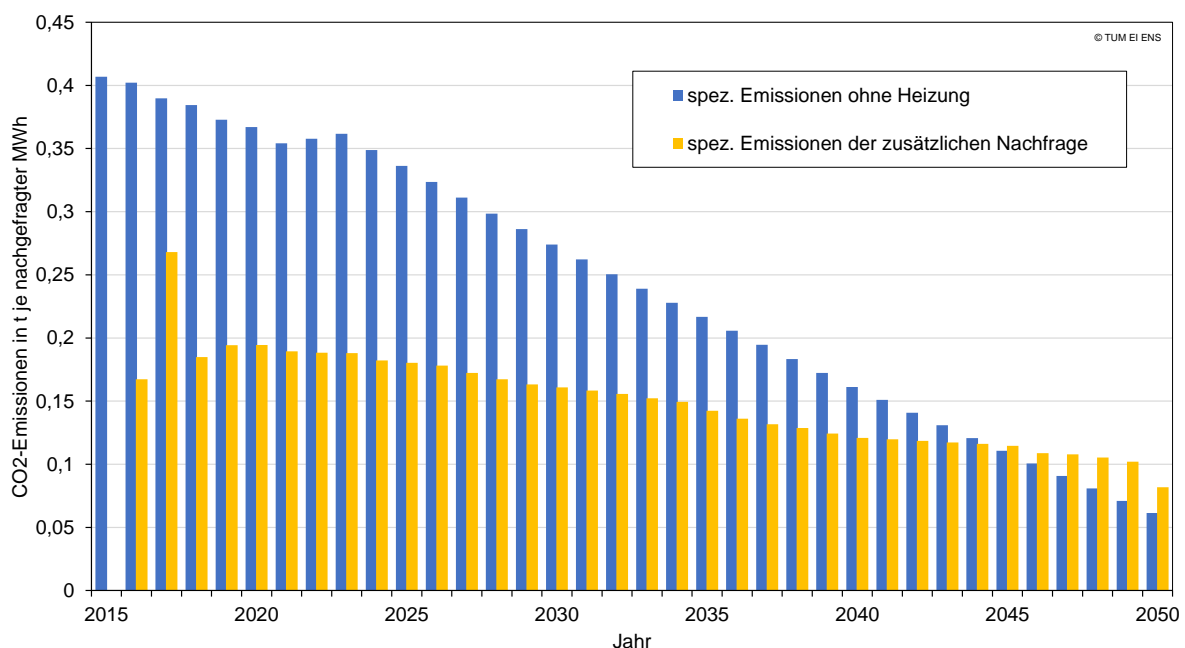


Abbildung 12: spezifische CO₂-Emissionen des Basis-Szenarios und der zusätzlichen Nachfrage des Szenarios „Heiz“ gegenüber dem Basis-Szenario

Ausbau und Einsatz von Speichertechnologien

Der Vergleich der installierten Lade- und Entladeleistung und der Speicherkapazität zwischen den beiden Szenarien kann nur durch Bezug auf die installierte Leistung der erneuerbaren Energien bzw. der von ihnen erzeugten und integrierten Energie sinnvoll hergestellt werden. Abbildung 13 stellt diesen Vergleich exemplarisch für das Jahr 2050 grafisch dar.

Sowohl Leistungen als auch Kapazität nehmen deutlich zu gegenüber dem Szenario ohne Heizung. Die Speicherkapazität mit Heizung ist mehr als doppelt so groß.

Um diese Entwicklung besser zu verstehen, wird das Verhalten der H₂-GuD-Speicher in Abbildung 14 verglichen. Im Szenario ohne Heizung werden die Speicher in der ersten Hälfte des Jahres für mittelfristige Speichervorgänge verwendet, bei denen die Nutzung zwischen dem Maximum der Kapazität von 2,6 TWh und knapp unter 2,0 TWh schwankt. Im Sommer wird die Speichertechnologie stärker entladen bis etwas unter 1 TWh Kapazität. Es ist also insgesamt ein eher saisonales Verhalten erkennbar mit Verschiebung der Energie vom Winter in den Sommer.

Gegensätzlich dazu verhalten sich die Wasserstoffspeicher im Szenario mit Heizung. Die wesentliche Ausspeicherung wird etwa zwischen Oktober und Ende Dezember und zwischen Mitte Januar und Ende April vorgenommen. Anschließend werden die Speicher über den Sommer wieder geladen. Die zur Verfügung stehende und genutzte Kapazität entspricht mehr als dem 3-fachen verglichen mit dem Szenario ohne Heizung. Das komplementäre Verhalten liegt im Dargebot der variierenden EE und in den Unterschieden der Lastgänge der beiden Szenarien im Jahr 2050 begründet. Im Winter besteht ein erhöhtes Angebot an Stromerzeugung aus Wind, im Sommer aus Solarstrahlung. Im Szenario ohne Heizung ist es wirtschaftlich einen Teil der aus Wind erzeugten Energie zur Nachfragedeckung im Sommer heranzuziehen. Durch die Zunahme der Stromnachfrage für die Wärmeerzeugung steigt die Nachfrage im Winter sehr stark an. Im Sommer bleibt sie dagegen annähernd gleich wie im Szenario ohne Heizung. Es ist daher im Szenario „Heiz“ wirtschaftlicher, die im Sommer zur Verfügung stehende Energie aus Photovoltaikanlagen in den Winter zu verschieben, um die Stromerzeugung aus im Einsatz teuren GT- und GuD-Kraftwerken zu reduzieren.

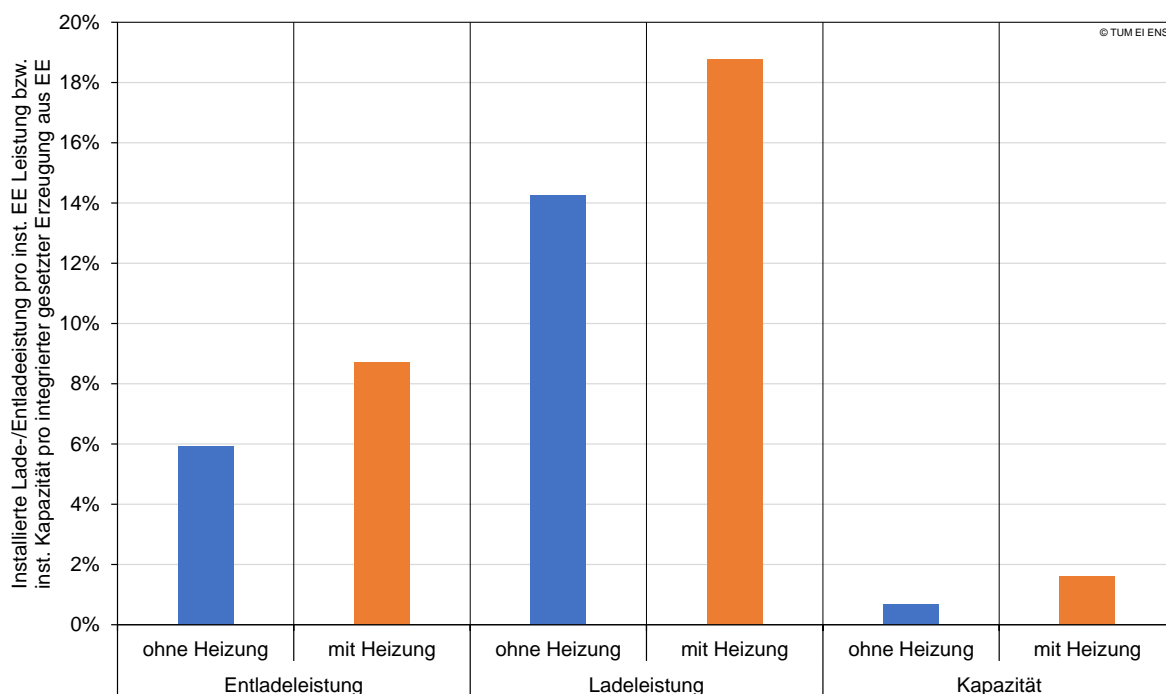


Abbildung 13: spezifische Leistungen und Kapazität der Speicher im Basis-Szenario „ohne Heizung“ gegenüber dem Heiz-Szenario „mit Heizung“ für das Jahr 2050

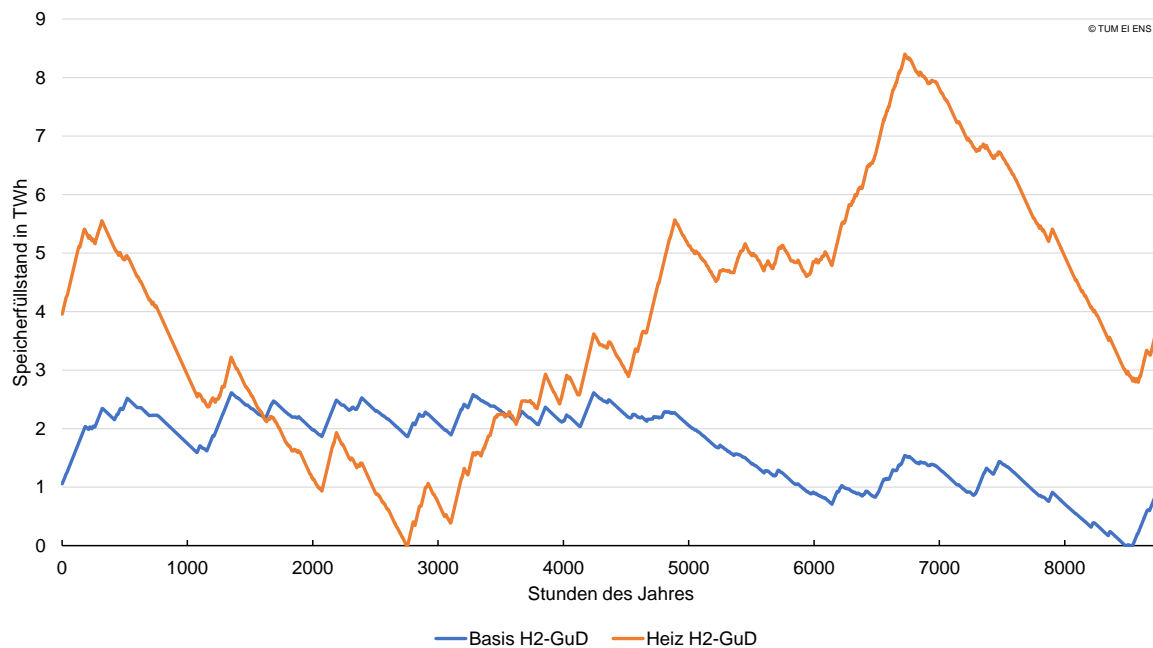


Abbildung 14: Verlauf des Speicherfüllstandes des H₂-GuD-Speichers für die Szenarien „Basis“ und „Heiz“ im Jahr 2050

5 Zusammenfassung

Die Auswirkung der Raumwärmeerzeugung mittels elektrischer Energie durch nicht intelligent geregelten Einsatz von elektrischen Wärmeerzeugern in Gebäuden wurde durch die Kopplung von Gebäudemodellen, modellprädiktivem Regler und Stromsystemmodell untersucht.

Die in Deutschland existierenden Gebäude wurden in drei Gebäudetypen (EFH, MFH und Büro) unterschieden und anhand der Baualtersklasse und weiteren Kriterien, wie Art der Lüftung und Wärmeübergabe, in insgesamt 21 Gebäudemodelle eingeteilt. Für diese Gebäudemodelle wurde die Wärmenachfrage für ein Jahr simuliert und anschließend als Eingangsgröße für die modellprädiktive Regelung verwendet. Der Regelung stehen sowohl konventionelle als auch strombetriebene Heiztechnologien zur Verfügung, um die Wärmenachfrage zu decken. Das Ergebnis ist ein Stromnachfrageprofil für ein Jahr, was die Wärmeerzeugung aus Strom für Deutschland repräsentiert. Dieses Lastprofil wurde in zwei Szenarien in das Stromsystemmodell für Deutschland eingebracht. Im Basis-Szenario wurde von einer gleich bleibenden Stromnachfrage zur Wärmeerzeugung ausgegangen, im Szenario „Heiz“ von einem Anstieg auf 160 TWh bis zum Jahr 2050. Die Ergebnisse der beiden Szenarien wurden bezüglich ihrer Unterschiede in der Stromerzeugung, der Speichernutzung und den CO₂-Emissionen untersucht.

Aus der angenommenen Zunahme der Nachfrage um knapp 30 % bis zum Jahr 2050 resultiert eine Zunahme an Kraftwerksausbau und Speicherausbau. Trotz dieser Entwicklung nehmen die CO₂-Emissionen nicht im gleichen Maße zu, sondern bleiben auf einem ähnlichen, leicht erhöhten Niveau verglichen mit den Emissionen ohne Heizung. Der für die zusätzliche Nachfrage benötigte Strom verursacht demzufolge verhältnismäßig geringere Emissionen, da er zu einem großen Teil aus EE erzeugt wird. Das grundsätzliche Verhalten

der Speichertechnologien PSW, AA-CAES und H₂-GuD verändert sich nicht. Die ersteren werden auch weiterhin für die kurzfristige Speicherung verwendet, H₂-GuD bleibt ein Saisonspeicher. Bei letzterem verändern sich aber die Speicher- und Ausspeicherzyklen deutlich. Wurde bisher die Energie vom Winter in den Sommer verschoben, hat sich das nun komplett umgekehrt, um die zusätzliche Nachfrage im Winter auch durch eingespeicherte Energie aus dem Sommer decken zu können.

Es ist anzunehmen, dass sich die Nachfrage im Sommer auch mit intelligent geregelter Wärmeerzeugung aus Strom nicht signifikant verändern wird. Damit ist auch weiterhin eine Zunahme des Speicherbedarfs gegenüber einer Betrachtung ohne Wärmeerzeugung aus Strom zu erwarten. Durch die Regelung der Gebäude kann es aber zu einer gewissen Glättung der Nachfrage in der Heizperiode kommen, was zu einem weniger hohen Bedarf an Speicherlade- und -entladeleistung führen kann. Ein Rückgang der Speicherkapazität kann nicht angenommen werden, da die Energie nach wie vor saisonal verschoben werden muss. Besonders im Fall des Wasserstoffspeichers würde aber eine geringere Leistungsinstallation aufgrund der wesentlich höheren spezifischen Investitionskosten auch zu geringeren Kosten für das Gesamtsystem führen.

Ein Vergleich der Auswirkung der Emissionen auf das Gesamtsystem ist mit den vorgestellten Ergebnissen in dieser Arbeit nicht aussagekräftig. Die Substitution der fossilen Energieträger im Wärmesektor aufgrund der Wärmeerzeugung aus Strom wurde nicht betrachtet. Der erste Eindruck, dass die Wärmeerzeugung aus Strom keinen signifikanten positiven Einfluss auf die Emissionen hat, kann täuschen. Durch die Substitution ist für den Gesamtenergiebedarf für die Strom- und Wärmeerzeugung ein Rückgang der Emissionen zu erwarten. Diese Untersuchung soll in den nächsten Monaten im von der Zukunft Bau geförderten Projekt untersucht werden.

Literatur

50Hertz Transmission GmbH, et al. 2014. Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. 2014.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2016. Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016). Berlin :, 2016.

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. 2011. Typologie und Bestand beheizter Nichtwohngebäude in Deutschland. [Online] 2011. [Zitat vom: 15. 1 2017.]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 2015. Ein Strommarkt für die Energiewende. Niestetal :, 2015.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 2016. Zahlen und Fakten Energiedaten. *Nationale und Internationale Entwicklung*. [Online] 2016. [Zitat vom: 15. 1 2017.] <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>.

Bundesnetzagentur. 2016. Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen). [Online] 2016. [Zitat vom: 15. 1 2017.] https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

Bundesregierung. 2010. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 2010. S. 40.

entsoe - european network of transmission system operators for electricity. 2013. ENTSO-E Transparency Platform. [Online] 2013. [Zitat vom: 15. 1 2017.]
<https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhlv-a-specific-country-for-a-specific-month>.

Gwerder, Markus, et al. 2010. Prädiktive Gebäuderegulung mithilfe von Wetter- und Anwesenheitsvorhersagen: Resultate des Projekts OptiControl. Zürich :, 2010.

Hausladen, Gerhard, et al. 2014. *Lastverhalten von Gebäuden unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bauweisen und technischer Systeme - Speicher- und Lastmanagement-potenziale in Gebäuden.* Stuttgart : Fraunhofer IRB Verlag, 2014. Bd. F 2920. 978-3-8167-9352-6.

Höflich, Bernd, et al. 2010. Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien (Kurz: PSW - Integration EE). Berlin : 2010.

Janker, Karl Albert. 2015. *Aufbau und Bewertung einer für die Energiemodellierung verwendbaren Datenbasis an Zeitreihen erneuerbarer Erzeugung und sonstiger Daten.* Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik. München : Technische Universität München, 2015. Dissertation.

Kuhn, Philipp. 2012. *Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung.* Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik. München : Technische Universität München, 2012. Dissertation.

Kühne, Maximilian R. 2016. *Drivers of energy storage demand in the German power system: an analysis of the influence of methodology and parameters on modelling results.* Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik. München : Technische Universität München, 2016. Dissertation.

Loga, Tobias, et al. 2015. *Deutsche Wohngebäudetypologie.* neue Ausg. Darmstadt : Wohnen und Umwelt, 2015. 978-3-941140-47-9.

National Aeronautics and Space Administration. 2015. The Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications. [Online] 2015. [Zitat vom: 15. 1 2017.]
<https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/>.

Oldewurtel, Frauke. 2011. *Stochastic Model Predictive Control for Energy Efficient Building Climate Control.* Zürich : ETH-Zürich, 2011. Dissertation.

Schlesinger, Michael, Lindenberger, Dietmar und Lutz, Christian. 2010. Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Basel/Köln/Osnabrück :, 2010.

Statistisches Bundesamt. 2016. Statista - Das Statistik-Portal. *Inflationsrate in Deutschland von 1992 bis 2015 (Veränderung des Verbraucherpreisindex gegenüber Vorjahr).* [Online] 2016. [Zitat vom: 15. 1 2017.]
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1046/umfrage/inflationsrate-veraenderung-des-verbraucherpreisindex-zum-vorjahr/>.