

Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und  
Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von  
Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil  
erneuerbarer Energien in Deutschland

Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr. -Ing.)  
im Fachbereich Elektrotechnik/Informatik  
der Universität Kassel

vorgelegt von Amany von Oehsen  
Kassel im Juli 2012

Diese Arbeit wurde von der Fakultät für Elektrotechnik und Informatik der Universität Kassel als Dissertation zur Erlangung des Doktorgrades anerkannt.

1. Gutachter: Univ.-Prof. Dr. Ing. Jürgen Schmid
2. Gutachter: Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Werner Aeschbach-Hertig

Tag der mündlichen Prüfung: 2.11.2012

Für meine Eltern Ahmed und Anne-Katrin

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Dissertation selbstständig und ohne unerlaubte Hilfe angefertigt und andere als die in der Dissertation angegebenen Hilfsmittel nicht benutzt habe. Dritte waren an der inhaltlich-materiellen Erstellung der Dissertation nicht beteiligt; insbesondere habe ich hierfür nicht die Hilfe eines Promotionsberaters in Anspruch genommen. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder unveröffentlichten Schriften entnommen sind, habe ich als solche kenntlich gemacht. Kein Teil dieser Arbeit ist in einem anderen Promotions- oder Habilitationsverfahren verwendet worden.

Amany von Oehsen / Kassel, den 31.7.2012

# Danksagung

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik im Rahmen des BMU-Projektes Leitstudie. Ich möchte mich an dieser Stelle bei Prof. Dr. Jürgen Schmid für meine Annahme als Doktorandin bedanken. Prof. Dr. Werner Aeschbach-Hertig danke ich für die Übernahme des Koreferats. Besonderer Dank gebührt meinen Kollegen Norman Gerhardt, Yves-Marie Saint-Drenan, Mareike Jentsch, Rainer Schwinn und Carsten Pape für die vielen Diskussionen und freundschaftliche Atmosphäre am Institut. Dr. Stefan Bofinger danke ich für die Anregung zu dieser Arbeit. Bei Michael Sterner möchte ich mich für die herzliche Aufnahme am Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik bedanken. Dr. Kurt Rohrig sei Dank für seine Flexibilität und freundliche Mitarbeiterführung. Tausend Dank Björn, für die hingenommenen Entbehrungen durch diese Arbeit und die große moralische Unterstützung.

A. v. Oehsen Kassel im Juli 2012



# Abstract

In this doctoral thesis a mixed-integer linear optimisation model for the scheduling of power plants and storages was developed and used to study the German energy system in the year 2050 according to the Lead-Study scenarios [Nitsch und Andere, 2012] '2050 A' and '2050 C'. In these scenarios renewables have a share in the electricity production above 85 % and wind and solar energy cause large variations in the hourly need for electricity production from dispatchable power plants and storages to cover the residual electric load. In scenario 2050 A 67 TWh of hydrogen for the transport sector need to be produced via electrolysis of renewable electricity. In scenario 2050 C there is no hydrogen production for the transport sector; the individual passenger transport relies completely on the more energy efficient electromobility, thus requiring less renewable electricity production to achieve the same share of renewables in the transport sector. Furthermore, electromobility offers demand-side management opportunities. Consequently the two scenarios have a different residual electric load. The focus of the analysis was to determine the full load hours and operation characteristics of the German power plants for uncoupled electricity production, combined-heat and power plants (CHP) equipped with heat storages, gas-backup-boilers and electric heaters, electricity storages as well as heat pumps with demand-side-management possibilities in the two scenarios. The schedules of these system components that minimise the sum of variable costs for electricity and heat provision were calculated with the help of the optimisation model using the linear branch-and-cut-solver of the software CPLEX. The schedules were computed for a short planning period of four days. Via so-called 'rolling planning', the schedules for the whole scenario years were obtained.

It was shown that due to the structure of the residual electric load, the dimensioning of the CHP plants and the fact that the plants were equipped with short-term heat storages, the CHP share in heat load coverage was low. In scenario 2050 A CHP covered only 40 % of the heat demand of ca. 100 TWh<sub>th</sub>, even though the dimensioning would have allowed a share of 97 %, if there were no restrictions posed by the characteristics of the residual electric load. In scenario 2050 C due to its higher residual load and shorter electricity surplus periods the mean share of CHP heat in covering the same heat demand was 60%.

The contributions that the CHP heat storages and the demand side management with heat pumps could make for avoiding CO<sub>2</sub>-emissions in electricity and CHP heat production were studied. No significant contribution was observed for the CHP heat storages in scenario 2050 A: the positive effects of the heat storages such as less electricity losses in electricity storages and a higher overall share of CHP in electricity and heat provision were nearly compensated by the increase in full load hours of hard coal CHP plants which increase their production to the disadvantage of the more expensive but less CO<sub>2</sub>-intensive Combined-Cycle CHP plants. In scenario 2050 C the CHP heat storages decreased the CO<sub>2</sub>-emissions by a significant but small percentage of 1,6 %. Heat pump demand side management decreased the CO<sub>2</sub>-emissions by 100 thousand tons (0,4 %) in scenario 2050 A and 230 thousand tons (0,8 %) in scenario 2050 C. The interactions between CHP and solar thermal heat feed-in into the same heat network were studied. Solar thermal heat further limited the full-load hours of the CHP plants.

Furthermore a lower limit of 6,5 and 8,8 TWh<sub>th</sub> for the hydrogen storage capacity required in scenario 2050 A and C was derived.

The results of this thesis suggest to study the techno-economic feasibility of long-term heat storage for better integrating CHP into a renewable electricity system, and more generally, to look for a more adequate heat sector scenario, since it became clear that residential CHP plants equipped with short-term heat storages, gas-backup boilers and electric heaters were not very effective in saving CO<sub>2</sub> emissions in the scenarios for the year 2050. E.g. it should be studied

whether a bivalent system of CHP and heat-pumps could be an economically viable combination. In a second step, the optimal shares of CHP and heat pumps not only in multivalent systems, but in the heat market in general should be investigated.

# Kurzzusammenfassung

In dieser Arbeit wurde ein gemischt-ganzzahliges lineares Einsatzoptimierungsmodell für Kraftwerke und Speicher aufgebaut und für die Untersuchung der Energieversorgung Deutschlands im Jahre 2050 gemäß den Leitstudie-Szenarien 2050 A und 2050 C ([Nitsch und Andere, 2012]) verwendet, in denen erneuerbare Energien einen Anteil von über 85 % an der Stromerzeugung haben und die Wind- und Solarenergie starke Schwankungen der durch steuerbare Kraftwerke und Speicher zu deckenden residualen Stromnachfrage (Residuallast) verursachen. In Szenario 2050 A sind 67 TWh Wasserstoff, die elektrolytisch aus erneuerbarem Strom zu erzeugen sind, für den Verkehr vorgesehen. In Szenario 2050 C ist kein Wasserstoff für den Verkehr vorgesehen und die effizientere Elektromobilität hat einen Anteil von 100% am Individualverkehr. Daher wird weniger erneuerbarer Strom zur Erreichung desselben erneuerbaren Anteils im Verkehrssektor benötigt. Da desweiteren Elektrofahrzeuge Lastmanagementpotentiale bieten, weisen die Residuallasten der Szenarien eine unterschiedliche zeitliche Charakteristik und Jahressumme auf. Der Schwerpunkt der Betrachtung lag auf der Ermittlung der Auslastung und Fahrweise des in den Szenarien unterstellten 'Kraftwerks'-parks bestehend aus Kraftwerken zur reinen Stromerzeugung, Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerken, die mit Wärmespeichern, elektrischen Heizstäben und Gas-Backupkesseln ausgestattet sind, Stromspeichern und Wärmepumpen, die durch Wärmespeicher zum Lastmanagement eingesetzt werden können. Der Fahrplan dieser Komponenten wurde auf minimale variable Gesamtkosten der Strom- und Wärmeerzeugung über einen Planungshorizont von jeweils vier Tagen hin optimiert. Das Optimierungsproblem wurde mit dem linearen Branch-and-Cut-Solver der software CPLEX gelöst. Mittels sogenannter rollierender Planung wurde durch Zusammensetzen der Planungsergebnisse für überlappende Planungsperioden der Kraftwerks- und Speichereinsatz für die kompletten Szenariojahre erhalten.

Es wurde gezeigt, dass der KWK-Anteil an der Wärmelastdeckung gering ist. Dies wurde begründet durch die zeitliche Struktur der Stromresiduallast, die wärmeseitige Dimensionierung der Anlagen und die Tatsache, dass nur eine kurzfristige Speicherung von Wärme vorgesehen war. Die wärmeseitige Dimensionierung der KWK stellte eine Begrenzung des Deckungsanteils dar, da im Winter bei hoher Stromresiduallast nur wenig freie Leistung zur Beladung der Speicher zur Verfügung stand. In den Berechnungen für das Szenario 2050 A und C lag der mittlere Deckungsanteil der KWK an der Wärmenachfrage von ca. 100 TWh<sub>th</sub> bei 40 bzw. 60 %, obwohl die Auslegung der KWK einen theoretischen Anteil von über 97 % an der Wärmelastdeckung erlaubt hätte, gäbe es die Beschränkungen durch die Stromseite nicht.

Desweiteren wurde die CO<sub>2</sub>-Vermeidungswirkung der KWK-Wärmespeicher und des Lastmanagements mit Wärmepumpen untersucht. In Szenario 2050 A ergab sich keine signifikante CO<sub>2</sub>-Vermeidungswirkung der KWK-Wärmespeicher, in Szenario 2050 C hingegen ergab sich eine geringe aber signifikante CO<sub>2</sub>-Einsparung in Höhe von 1,6 % der Gesamtemissionen der Stromerzeugung und KWK-gebundenen Wärmeversorgung. Das Lastmanagement mit Wärmepumpen vermied Emissionen von 110 Tausend Tonnen CO<sub>2</sub> (0,4 % der Gesamtemissionen) in Szenario A und 213 Tausend Tonnen in Szenario C (0,8 % der Gesamtemissionen).

Es wurden darüber hinaus Betrachtungen zur Konkurrenz zwischen solarthermischer Nahwärme und KWK bei Einspeisung in dieselben Wärmenetze vorgenommen. Eine weitere Einschränkung der KWK-Erzeugung durch den Einspeisevorrang der Solarthermie wurde festgestellt.

Ferner wurde eine untere Grenze von 6,5 bzw. 8,8<sub>th</sub> für die in den Szenarien mindestens benötigte Wasserstoff-Speicherkapazität ermittelt.

Die Ergebnisse dieser Arbeit legen nahe, das technisch-ökonomische Potential von Langzeitwärmespeichern für eine bessere Integration von KWK ins System zu ermitteln bzw. generell nach geeigneteren Wärmesektorszenarien zu suchen, da deutlich wurde, dass für die öffentliche

Wärmeversorgung die KWK in Kombination mit Kurzzeitwärmespeicherung, Gaskesseln und elektrischen Heizern keine sehr effektive CO<sub>2</sub>-Reduktion in den Szenarien erreicht. Es sollte dabei z.B. untersucht werden, ob ein multivalentes System aus KWK, Wärmespeichern und Wärmepumpen eine ökonomisch darstellbare Alternative sein könnte und im Anschluss eine Betrachtung der optimalen Anteile von KWK, Wärmepumpen und Solarthermie im Wärmemarkt vorgenommen werden.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>Technische Optionen für eine regenerative Energieversorgung</b>	<b>17</b>
2.1	Beschreibung technischer Optionen zur regenerativen Strom-, Wärme- und Verkehrsversorgung . . . . .	17
2.1.1	Optionen für eine regenerative Stromversorgung . . . . .	17
2.1.2	Optionen für eine regenerative Wärmeversorgung . . . . .	20
2.1.3	Optionen zur regenerativen Versorgung des Verkehrs . . . . .	24
2.2	Kombination von Optionen in den Szenarien der Leitstudie . . . . .	25
<b>3</b>	<b>Optimierungsmethode</b>	<b>29</b>
3.1	Übersicht . . . . .	29
3.2	Branch-and-Bound- und Branch-and-Cut-Algorithmus . . . . .	31
3.3	Verwendete Software . . . . .	32
<b>4</b>	<b>Modell und Eingangsdaten</b>	<b>33</b>
4.1	Zielfunktion und übergeordnete Nebenbedingungen . . . . .	33
4.2	Kraftwerksmodell . . . . .	35
4.3	Besonderheiten der KWK-Modellierung . . . . .	38
4.3.1	Modellierung von Gegendruckanlagen . . . . .	38
4.3.2	Modellierung von Entnahmekondensationsanlagen . . . . .	39
4.3.3	Modellierung von Blockheizkraftwerken . . . . .	40
4.3.4	Modellierung von Backup-Gaskesseln und Backup-elektrischen Heizstäben der KWK . . . . .	41
4.3.5	Modellierung von KWK-Wärmespeichern . . . . .	42
4.3.6	Wärmenetze . . . . .	43
4.3.7	Wärmelast und Wärmelastdeckungsgleichung . . . . .	43
4.4	Annahmen zum Kraftwerkspark . . . . .	47
4.5	Entwicklung der Energieträger und CO <sub>2</sub> -Preise . . . . .	49
4.6	Modellierung der Wärmepumpen . . . . .	50
4.7	Modellierung von Pumpspeichern . . . . .	54
4.8	Modellierung der Wasserstoffherzeugung für den Verkehr und die Stromspeicherung . . . . .	54
<b>5</b>	<b>Ergebnisse für die Leitstudie 2011</b>	<b>57</b>
5.1	Vorbetrachtung der elektrischen Residuallast . . . . .	57
5.2	Einsatzoptimierungsergebnisse für das Szenario 2050 A . . . . .	64
5.2.1	Auswertung hinsichtlich Volllaststunden, KWK-Wärme, Anfahrvorgängen und CO <sub>2</sub> -Emissionen . . . . .	64
5.2.2	Abschätzung des Beitrags der KWK-Wärmespeicher zur Steigerung der KWK-Wärme und Senkung der CO <sub>2</sub> -Emissionen . . . . .	72
5.2.3	Abschätzung des Effektes von Solarthermieeinspeisung in KWK-Wärmenetze . . . . .	73
5.2.4	Effekt des Lastmanagements mit Wärmepumpen . . . . .	73
5.3	Einsatzoptimierungsergebnisse für das Szenario 2050 C . . . . .	75
5.3.1	Auswertung hinsichtlich Volllaststunden, KWK-Wärme, Anfahrvorgängen und CO <sub>2</sub> -Emissionen . . . . .	75

5.3.2	Abschätzung des Beitrags der KWK-Wärmespeicher zur Steigerung der KWK-Wärme und Senkung der CO <sub>2</sub> -Emissionen . . . . .	79
5.3.3	Abschätzung des Effektes von Solarthermieeinspeisung in KWK-Wärmenetze	80
5.3.4	Effekt des Lastmanagements mit Wärmepumpen . . . . .	80
5.4	Überschlägige Berechnung der Stromgestehungskosten für Kraftwerke sowie Speicherkosten für die Szenarien 2050 A und C . . . . .	82
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>85</b>

# Kapitel 1

## Einleitung

Die ökologisch dringend erforderliche Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien stellt ohne Frage eine große Herausforderung für Wissenschaft, Politik und Energiewirtschaft dar. Die Herausforderung besteht zum Einen darin, technisch machbare Optionen für eine hundertprozentig erneuerbare Energieversorgung aufzuzeigen. Zum Zweiten gilt es, unter den Optionen eine möglichst ökologisch verträgliche, ökonomisch effiziente sowie politisch und sozial schnell realisierbare Variante zu identifizieren und umzusetzen. Als Antwort auf den ersten Teil der Herausforderung hat die Wissenschaft bereits verschiedene technische Möglichkeiten dargestellt, auch wenn noch einige offene Fragen zu klären sind. Es wurde gezeigt, dass die Stromerzeugungspotentiale der erneuerbaren Energien in Europa und Nordafrika die zu erwartende Nachfrage bei Weitem übersteigen. Für den Bereich der Stromversorgung sind technisch geeignete Speichertechnologien und Übertragungsmöglichkeiten identifiziert worden, um die fluktuierende Stromerzeugung aus Windenergie und Solarenergie nutzbar zu machen. Im Bereich der Niedertemperaturwärmeversorgung kann die Nachfrage in Deutschland durch solarthermische Wärme, Wärmepumpen, Biomasse sowie Geothermie ausreichend gedeckt werden. Hochtemperaturprozesswärme kann über Stromdirektheizung und Verbrennung von Biomasse oder indirekt über Verbrennung von elektrolytisch aus regenerativem Strom erzeugter Gase wie Wasserstoff oder Methan, bereitgestellt werden. Ebenfalls kann über Strom direkt oder indirekt der Verkehr versorgt werden. Im Individualverkehr ist die direkte Nutzung von Strom in Elektrofahrzeugen sehr effizient, im Schiffs- und Flugverkehr, wo die Elektromobilität aus heutiger Sicht eher nicht in Frage kommt, können Biokraftstoffe und aus regenerativem Strom erzeugte Gase (Wasserstoff/Methan/Kerosin) den Bedarf decken.

Zur Bearbeitung des zweiten Teils der Herausforderung - der Frage nach ökonomisch, ökologisch und sozial besonders geeigneten Realisierungsmöglichkeiten einer 100 % erneuerbaren Energieversorgung - wurden in jüngerer Vergangenheit verstärkt Zukunftsszenarien erstellt und verglichen. Die Szenarien beschreiben verschiedene technische Transformationsmöglichkeiten in Richtung einer treibhausgasarmen, regenerativ basierten Energieversorgung und versuchen Kosten für diese zu beziffern, Herausforderungen aufzuzeigen und der Politik Umsetzungsstrategien zu empfehlen. Zu nennen sind hier zum Beispiel das Beratungspapier zum Energiekonzept der Bundesregierung [Schlesinger und Andere, 2010], das 100% erneuerbare Energien Szenario des Forschungsverbund Erneuerbare Energien [Fachausschuss Nachhaltiges Energiesystem 2050 des FVEE, 2010], das 'Modell Deutschland' des World-Wide Fund for Nature [Kirchner und Matthes, 2009], die Pionierstudie von Gregor Czisch [Czisch, 2005], die Szenarien des Sachverständigenrats für Umweltfragen [Scholz et al., 2011] sowie die Leitstudie [Nitsch und Andere, 2012], die im Auftrag des Bundesumweltministeriums entwickelt wurde.

Wichtig bei der Erstellung solcher Szenarien ist die Berücksichtigung der zeitlichen und räumlichen Variabilität des erneuerbaren Dargebots. Vor allem Windgeschwindigkeiten und solare Einstrahlung treten zeitlich und räumlich stark ungleichmäßig auf. Eine Energieversorgung durch erneuerbare Energien sollte daher unter Verwendung zeitlich und räumlich hochaufgelöster Simulationen der regenerativen Strom- und Wärmeerzeugung untersucht werden. In [Czisch, 2005], in [Scholz et al., 2011], in der Leitstudie, in [Popp, 2010] und [Grimm, 2007] und vielen weiteren Studien ist dies unter Verwendung einer einstündigen Auflösung (und unterschiedlicher räumlicher Auflösung) geschehen. In stündlicher Auflösung ist deutlich erkennbar, dass in einem

durch Wind- und Solarenergie dominierten Stromversorgungssystem ein hoher Ausgleichsbedarf besteht, um Nachfrage und die (quasi) nicht-steuerbare erneuerbare Erzeugung abzugleichen. Als Ausgleichsoptionen stehen steuerbare Kraftwerke, Speicher und Lastmanagement zur Verfügung. Für Kraftwerke zeichnet sich ab, dass zum Ausgleich der Differenz von elektrischer Nachfrage und Stromerzeugung der Wind-, Solarenergie und anderer nicht steuerbarer regenerativer Erzeuger (diese Differenz wird im Folgenden als (Strom-)Restlast oder Residuallast bezeichnet), das Verhältnis von Energieerzeugung und installierter Leistung, die sog. Volllaststunden, im Vergleich zu heute stark sinken werden. Hierdurch werden Kraftwerke mit niedrigen Investitionskosten ökonomisch vorteilhafter gegenüber Grundlastkraftwerken, die wegen ihrer hohen Investitionskosten aber niedrigen Brennstoffkosten nur bei hohen Volllaststunden niedrige Stromgestehungskosten aufweisen. Die Kraft-Wärme-Kopplung, für die wegen ihres Energie- und CO<sub>2</sub>-Einsparpotentials, ein gesetzliches Ausbaziel bis 2020 besteht, trifft auf die Schwierigkeit, dass durch die in den Szenarien steigende fluktuierende erneuerbare Energieerzeugung die Gleichzeitigkeit zwischen Stromrestbedarf und Wärmebedarf zunehmend nicht mehr gewährleistet ist. Dem Problem kann prinzipiell durch die Ausstattung mit Wärmespeichern begegnet werden. Wärmespeicher auf Basis von Wasser bieten den Vorteil von im Vergleich zu Stromspeichern relativ niedrigen Investitionskosten. In den Leitstudieszenarien sind alle KWK-Anlagen mit Kurzzeitwärmespeichern ausgestattet, um die Anlagen zu flexibilisieren. Da Wärme jedoch in den betrachteten Wasser- bzw. Latentwärmespeichern aufgrund von Standverlusten nur einige Tage gespeichert werden sollte, ist dem Flexibilisierungspotential dieser Wärmespeicher eine Grenze gesetzt. Anders verhält es sich mit thermochemischen Wärmespeichern, die Wärme über lange Zeiträume quasi verlustfrei speichern können. Diese konnten jedoch im Rahmen dieser Dissertation nicht betrachtet werden.

In dieser Arbeit wurde ein gemischt-ganzzahliges lineares Kostenoptimierungsmodell entwickelt und eingesetzt, um für die Szenarien 2050 A und C der Leitstudie, in denen die erneuerbaren Energien einen Anteil von über 85 % an der Stromerzeugung und über 50 % an der Wärmeerzeugung haben, den Einsatz von fossil und regenerativ befeuerten steuerbaren Kraftwerken, Speichern und Wärmepumpenlastmanagement zu untersuchen. Es standen dabei folgende Fragestellungen im Vordergrund:

- Wie entwickeln sich die Volllaststunden der verschiedenen Kraftwerkstechnologien bei hohem Anteil erneuerbarer Energien? Wie entwickelt sich insbesondere die Auslastung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bei niedrigem Stromrestbedarf und sinkender Gleichzeitigkeit zwischen Stromresiduallast und Wärmelasten?
- Welche Steigerung der Wärme (des Stroms) aus Kraft-Wärme-Kopplung lässt sich durch Kurzzeit-Wärmespeicher erreichen und welchen Effekt haben diese auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerksparks?
- Wie entwickeln sich die Anfahrhäufigkeiten der Kraftwerke?
- Wie entwickelt sich die Auslastung von Pumpspeichern?
- Welchen Einfluss hat die Einspeisung solarthermischer Nahwärme in KWK-versorgte Wärmenetze auf die Wärmeproduktion der Kraft-Wärme-Kopplung?
- Wieviel Wasserstoff wird in den Szenarien aus Stromüberschüssen produziert und welche Volllaststunden können sich daraus für Elektrolyseure ergeben?
- Wie hoch ist der Brennstoffbedarf an Gas und Kohle zur Strom- und gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung unter Berücksichtigung von Anfahrenergieverlusten und Teillastwirkungsgadeinbußen? Wie hoch sind die daraus abgeleiteten CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Szenarien?
- Welche Treibhausgasemissionen können durch das Lastmanagement mit Wärmepumpen vermieden werden?

Im Zuge der Arbeit ergaben sich einige weitere Fragen und Aspekte, die im Ergebnisteil der Arbeit diskutiert werden und in der Zusammenfassung noch einmal aufgegriffen werden.

Zwar wird die Systemzusammensetzung und -dimensionierung in der Einsatzoptimierung exogen

vorgegeben, jedoch können durch die Einsatzoptimierungsergebnisse wichtige Rückschlüsse für eine bessere Systemzusammensetzung gezogen werden.

Die entwickelte Optimierung lässt sich flexibel auch für die Untersuchung anderer Szenarien einsetzen. Die Leitstudie hat sich für die Politik und Energiewirtschaft als wichtige Referenz etabliert und besitzt damit eine besondere Bedeutung. Sie beinhaltet verschiedene Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa und betrachtet dabei das komplette Energieversorgungssystem, also die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr. Es handelt sich weitestgehend nicht um mathematisch optimierte Ausbauszenarien wie die von Czisch ([Czisch, 2005]) und Scholz ([Scholz et al., 2011]), sondern um Szenarien, die auf Basis der Einschätzungen des Hauptautors Joachim Nitsch und der Koautoren entwickelt wurden. Daher besteht für die Szenarien noch technisch-ökonomisches Optimierungspotential. Es wird in dieser Arbeit von einigen Annahmen der Leitstudie abgewichen, dies wird an den entsprechenden Stellen kenntlich gemacht und begründet. Ferner ergaben sich in den Simulationsrechnungen mit stündlicher Auflösung, die für das Projekt von den Partnern DLR (Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung) und Fraunhofer IWES durchgeführt wurden, teilweise leicht abweichende Ergebnisse zu den im Mengengerüst der Leitstudie ([Nitsch und Andere, 2012]) unterstellten und veröffentlichten Werten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass mehrere Iterationen zwischen der Aufstellung des Mengengerüsts und der Simulation nötig wären, um die Ergebnisse konvergieren zu lassen, diese Iterationen aber nur begrenzt durchgeführt wurden. Die in dieser Arbeit ausgewiesenen Ergebnisse, insbesondere die Wasserstoffherzeugung und die Strom- bzw. Wärmeerzeugung der KWK, weichen also von den in der Leitstudie veröffentlichten Werten ab.

Selbstverständlich ist diese Arbeit nicht die erste, in der eine gemischt-ganzzahlige Kraftwerkseinsatzoptimierung entwickelt wurde. Kraftwerkseinsatzoptimierungen, die Mindestleistungen der Kraftwerke berücksichtigen, wurden bereits mehrfach vorgestellt (vergleiche z.B. [Lux, 1999], [Ellersdorfer und Andere, 2008] und [Carrión und Arroyo, 2006]) und ihre Verwendung ist in der energiewirtschaftlichen Praxis üblich geworden. Neu an dieser Arbeit ist die Anwendung einer solchen Einsatzoptimierung für die Leitstudie-Szenarien 2050 sowie die detaillierte Modellierung der Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmespeichern für alle KWK-Anlagen im deutschen Kraftwerkspark wobei zusätzlich simultan das Lastmanagement mit Wärmepumpen optimiert wird, das auf einem transparent beschriebenen und pragmatischen Modell basiert.

Die Arbeit ist so gegliedert, dass in Kapitel 2 zunächst ein kurzer Überblick über die technischen Möglichkeiten, eine hundertprozentig erneuerbare Energieversorgung zu realisieren, gegeben werden soll, um anschließend die in der Leitstudie gewählten Optionen zu beschreiben. Im Kapitel 4 wird auf die technischen Komponenten, die in den Szenarien der Leitstudie zum Tragen kommen, genauer eingegangen und ihre mathematische Modellierung für die Optimierung beschrieben. Im Kapitel 5 werden dann die Ergebnisse der Anwendung auf die Leitstudie vorgestellt.



## Kapitel 2

# Technische Optionen für eine regenerative Energieversorgung

## 2.1 Beschreibung technischer Optionen zur regenerativen Strom-, Wärme- und Verkehrsversorgung

### 2.1.1 Optionen für eine regenerative Stromversorgung

**Erneuerbare Stromerzeugungstechnologien und ihre Potentiale** Grundlage für die Bewertung der technischen Optionen einer regenerativen Stromversorgung bilden die Potentiale der verschiedenen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien. Die European Environment Agency [EEA, 2009] schätzt das technisch-ökologische Potential der Windenergie in Europa bis 2030, bei dem auch Aspekte der öffentlichen Akzeptanz berücksichtigt sind, auf 42.500 TWh/a. Dies entspricht in etwa dem vierzehnfachen der Nettostromproduktion der EU-27 in 2009 nach [Eurostat, 2011]. Für Deutschland wurde in [Klaus und Andere, 2010] mit sehr konservativen Annahmen ein technisch-ökologisches Potential der Windenergie im Jahr 2050 von 360 TWh/a geschätzt. [Scholz et al., 2011] gingen von ca. 420 TWh/a aus. Der Nettostromverbrauch in den von [Klaus und Andere, 2010] und [Scholz et al., 2011] entwickelten Szenarien lag zwischen 470 TWh/a und 700 TWh/a. Es wäre unter diesen Annahmen also nicht möglich die Nachfrage in Deutschland allein durch heimische Windenergie zu decken. Das von [Klaus und Andere, 2010] geschätzte technisch-ökologische Potential der Photovoltaik in Deutschland beläuft sich auf 248 TWh/a, während es in [Scholz et al., 2011] konservativer mit 110 TWh/a angenommen wird. Bei Betrachtung von ganz Europa wird für die Photovoltaik ein ähnlich hohes Niveau, wie für die Windenergie geschätzt: [Hoogwijk, 2004] berechnete ein technisch-ökologisches Potential der Photovoltaik in OECD-Europa von 41.100 TWh/a. Basierend auf [Pitz-Paal und Platzer, 2006] kann von einem Potential der solarthermischen Stromerzeugung in Europa von mindestens 1.500 TWh/a ausgegangen werden, die sich in Deutschland jedoch ökonomisch nicht betreiben lässt. Das technische Potential der Wasserkraft in Europa wird von [Horlacher, 2003] mit 1.035 TWh/a angegeben, in Deutschland beträgt es nach [Scholz et al., 2011] etwa 24 TWh/a in 2050 und ist bereits weitestgehend ausgeschöpft. Eine Abschätzung des technisch-ökologischen Stromerzeugungspotentials der Bioenergie ist extrem komplex, da ihre Nutzung zur Stromerzeugung mit der Nahrungsmittelproduktion, stofflichen Nutzung, der rein thermischen Nutzung und der Nutzung im Verkehr konkurriert. Die Bereitstellung von Bioenergie kann mit indirekten Treibhausgasemissionen verbunden sein, so dass Nutzungspfade mit einer insgesamt vorteilhaften Treibhausgasbilanz ausgewählt werden müssen. [Scholz et al., 2011] geben in ihrem Bericht ein Potential von 622 TWh/a der Stromerzeugung von Biogas-KWK und fester Biomasse für die Region Europa-Nordafrika an. Auch eine Schätzung des bis 2050 erschließbaren Potentials der Geothermie ist stark von einer Reihe von Annahmen und unsicheren Parametern abhängig. Das technische Angebotspotential wird in [Paschen et al., 2003] mit 312 TWh/a beziffert; soll eine ökologisch und ökonomisch effiziente Nutzung in KWK erfolgen, so wird das Potential durch die verfügbaren Wärmesenken auf 66 TWh/a begrenzt.

Insgesamt muss festgehalten werden, dass alle Potentialschätzungen mit gewissen Unsicherheiten

behaftet sind. So hängen sie beispielsweise von den angenommenen Wandlungswirkungsgraden der regenerativen Technologien ab, die für die Zukunft schwer vorauszusagen sind, von der Restriktivität der Annahmen zu ökologischen Einschränkungen, aber auch von der Qualität bzw. räumlich-zeitlichen Auflösung der verwendeten Eingangsdaten. Da jedoch das geschätzte Potential der erneuerbaren Energien die Nachfrage in Europa sehr deutlich übersteigt, kann von einem ausreichenden Potential zur Deckung der Nachfrage ausgegangen werden. Auch in Deutschland sollte das Gesamtpotential der erneuerbaren Energien, das von [Klaus und Andere, 2010] auf 705 TWh/a und von [Scholz et al., 2011] auf 830 TWh/a geschätzt wird, für die Deckung der Nachfrage genügen. Der Nettostromverbrauch in Deutschland betrug 2010 536 TWh, die Nettostromerzeugung belief sich auf 584 TWh ([Nitsch und Andere, 2012]). Durch hinzukommenden Stromverbrauch von Elektromobilität, elektrische Wärmeerzeugung (durch elektrische Wärmepumpen und direkt) und Verlusten in vermehrt benötigten Stromspeichern kann der Stromverbrauch unter Umständen trotz Effizienzsteigerungen ansteigen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass er unter der Potentialgrenze verbleiben kann.

Die bei Weitem größten technisch-ökologischen Stromerzeugungspotentiale in Europa und Deutschland liegen also bei der Wind- und Solarenergie. Da die ökologischen Potentiale der relativ gleichmäßig produzierenden bzw. in gewissen Grenzen nachfrageorientiert einsetzbaren Wasserkraft, Biomasse und Geothermie deutlich begrenzt sind, wird der Hauptteil des Strombedarfes aus den stark und nicht nachfragekonform fluktuierenden Energiequellen Wind- und Solarenergie zu decken sein. Um ein Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Erzeugung zu erreichen, müssen Speicher und steuerbare Erzeugung die Differenz zwischen elektrischer Nachfrage und der (weitestgehend) nicht-steuerbaren Erzeugung decken. Zur nicht-steuerbaren Erzeugung zählen neben der Wind- und Solarenergie auch die Laufwasserkraft und Geothermie. Zwar erlauben einige Laufwasserkraftwerke Wasser kurzzeitig anzustauen und bei Bedarf abzulassen, wie zum Beispiel die Kraftwerke an der Mosel, jedoch sind nicht überall die Voraussetzungen für diesen sogenannten Schwellbetrieb gegeben. Es steht in Deutschland nur ein sehr geringes Speicherpotential durch Schwellbetrieb zur Verfügung (vergleiche z.B. [Crastan, 2012]). In den später diskutierten Simulationen der stündlichen erneuerbaren Energieerzeugung wird daher die Laufwasserkraft als nicht-steuerbar abgebildet. Regenerative steuerbare Erzeuger sind vor allem die Speicherwasserkraft und Biomasse-befeuerte Kraftwerke.

**Strom-Speichertechnologien und ihre Potentiale** Im Folgenden werden Speichertechnologien diskutiert, die zum Ausgleich der Stromerzeugung und der elektrischen Nachfrage im Stundenbereich bis hin zum Ausgleich von saisonalen Erzeugungs-Nachfrage-Ungleichgewichten in Frage kommen.

Pumpspeicherwerke sind aufgrund ihrer langjährigen Etabliertheit und meist günstigen Stromverlagerungskosten eine attraktive Speichertechnologie. Derzeit ist nach [Mackensen, 2011] in Deutschland eine Pumpspeicherturbinenleistung von ca. 6,6 GW und eine Pumpleistung von 6,2 GW in Betrieb. Die rechnerische Lageenergie des Wassers in den Oberbecken der Pumpspeicher entspricht einer Speicherkapazität von ca. 175 GWh [Mackensen, 2011]. Es ist jedoch davon auszugehen, dass ein signifikanter Teil dieser Speicherkapazität nicht für die Energiespeicherung zur Verfügung steht, da sich durch die Belange der Ökologie, Wasserwirtschaft und Schifffahrt Mindestfüllstände ergeben können. In Bauer ([Bauer, 2012]) wird eine Speicherkapazität des Pumpspeicherbestandes in Deutschland von 37,7 GWh angegeben, das Ausbaupotential durch neue Projekte wird mit 40,6 GWh bis 2020 beziffert. Demgemäß würde ab 2020 eine Speicherkapazität von 78,3 GWh in Pumpspeichern zur Verfügung stehen, wenn das Potential erschlossen werden kann. Das Ausbaupotential der Pumpspeicher in Deutschland muss spätestens dann als weitestgehend ausgeschöpft angesehen werden (vergleiche z.B. [ETG Task Force Energiespeicher im VDE, 2009]), da ein Ausbau bzw. Erweiterungen bestehender Anlagen wegen Naturschutz und Akzeptanzproblemen problematisch sein können. Eine Reihe von Studien, so z.B. die Leitstudie, [Scholz et al., 2011] und [Klaus und Andere, 2010], lassen ohnehin erwarten, dass in einem von Wind- und Solarenergie dominierten regenerativen Stromerzeugungssystem deutlich mehr Speicherleistung und -kapazität benötigt wird, als in Pumpspeichern in Deutschland auch unter optimistischen Annahmen zur Verfügung gestellt werden kann. Das größte technisch-ökonomische Speicherpotential haben innerhalb Deutschlands nach heutigem Kenntnisstand Kavernenspeicher für regenerativ erzeugtes Methan (EE-Methan) und Wasserstoffkavernenspeicher. EE-Methan bezeichnet Methan, das aus regenerativ erzeugtem Was-

serstoff und CO<sub>2</sub> über Methanisierung synthetisiert wird (siehe hierzu [Sterner, 2009]). Es besitzt den Vorteil, direkt kompatibel mit der heutigen Erdgasinfrastruktur zu sein, so dass diese ohne qualitative Anpassungen zur Speicherung, zum Transport und zur Verstromung von EE-Methan genutzt werden kann. Eine Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz über die heute erlaubten 5 vol % hinaus, könnte eine Überprüfung der Eignung einiger Gasleitungen (hinsichtlich einer erhöhten Gefahr von Rissbildung), eine Anpassung der Gasmengenzähler sowie der Endgeräte erfordern (siehe hierzu z.B. [Hüttenrauch und Müller-Syring, 2010]). EE-Methan besitzt gegenüber elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff jedoch den Nachteil, dass durch die Methanisierung zwischen 15 und 25 % zusätzliche Verluste bezogen auf die Energie des eingesetzten Wasserstoffes auftreten (dies sind je nach Wirkungsgrad der Elektrolyse zwischen 11 und 20 % des eingesetzten Stroms).

Bei Wasserstoffkavernenspeichern wird per Hochdruckelektrolyseur aus momentanen Stromüberschüssen Wasserstoff erzeugt und in Salzkavernen oder anderen geeigneten Untergrundformationen eingepresst. Die Rückverstromung des Wasserstoffes kann in kombinierten Gas- und Dampfkraftwerken (GuD-Anlagen) geschehen. Diese können mit einigen Anpassungen Wasserstoff als Brennstoff nutzen (vgl. z.B. [ETG Task Force Energiespeicher im VDE, 2009]). GuD-Anlagen erreichen heute elektrische Wirkungsgrade von 60 %. In [Klaus und Andere, 2010] wurde das Potential von Wasserstoffkavernenspeichern in Deutschland auf ca. 110 TWh<sub>th</sub> geschätzt, bei einem Rückverstromungswirkungsgrad von 60 % entspräche dies also einer elektrischen Speicherkapazität von 66 TWh<sub>el</sub>. Brennstoffzellen, die speziell für die elektrochemische Stromerzeugung aus Wasserstoff entwickelt wurden, können ebenfalls für die Rückverstromung eingesetzt werden, haben allerdings noch keine Marktreife erlangt. Das Potential von EE-Methan liegt wegen seiner höheren volumetrischen Energiedichte und seiner Eignung zur Speicherung in Porenspeichern, in denen eine Speicherung von Wasserstoff nach [Klaus und Andere, 2010] nicht möglich ist, höher und wird in [Klaus und Andere, 2010] auf 510 TWh<sub>th</sub> geschätzt.

Adiabate Druckluftspeicher sind eine Großspeichertechnologie mit höherem Wirkungsgrad als Wasserstoff- und EE-Methanspeicher. Beim Einspeichern wird Luft in unterirdische Kavernen gepresst. Die dabei entstehende Wärme wird in Wärmespeichern zwischengespeichert und beim Ausspeichern für die Erwärmung der Druckluft vor Eintritt in die Turbine genutzt. Für adiabate Druckluftspeicher wird in [Scholz et al., 2011] ein zukünftiger Wirkungsgrad von 80 % für möglich gehalten, Schätzungen für die nähere Zukunft bewegen sich im Bereich von 70 %. Das Speicherpotential von Druckluftspeichern wird in einer unveröffentlichten Arbeit (zitiert in [Scholz et al., 2011, S. 60]) auf 3,5 TWh<sub>el</sub> in Deutschland geschätzt, es könnte jedoch nach neueren Untersuchungen auch deutlich darüber liegen (in [Hartmann und Bauer, 2012] wird das Potential bei einem möglichen Druckspiel von 20 bar auf 27 TWh<sub>el</sub> geschätzt). Allerdings ist die Eignung adiabater Druckluftspeicher für eine Langzeitspeicherung fraglich, da die Wärme verlustarm über lange Zeiträume gespeichert werden müsste. Mittels thermochemischer Speicher ist eine verlustarme Speicherung von Wärme über lange Zeiträume prinzipiell möglich ([bine, 2001]). Ob für das benötigte Temperaturniveau der Druckluftspeicher technisch-ökonomisch geeignete und konkurrenzfähige thermochemische Speichermöglichkeiten gefunden werden können, ist der Autorin nicht bekannt.

**Ausgleich im europäischen Verbund** Attraktive Ausgleichs- und Speichermöglichkeiten für den Abgleich von erneuerbarer Stromerzeugung und Nachfrage bieten sich im internationalen Verbund. Zum Einen können im Stromverbund durch elektrische Vernetzung entfernter und daher meteorologisch unterschiedlicher Gebiete Vergleichmäßigungseffekte im fluktuierenden Darangebot vor allem der Windenergie erreicht werden. Hierdurch sinkt der Bedarf zur Speicherung (vergleiche hierzu z.B. [Popp, 2010] und [von Bremen, 2009]). Ein Ausgleich über Transport ist meist kostengünstiger als ein Ausgleich über lokale Speicherung. Müssen verhältnismäßig ineffiziente Langzeitspeicher wie Wasserstoff verwendet werden, ist der Ausgleich über Transport bei Verwendung von Hochspannungsgleichstromübertragung für weite Übertragungswege auch deutlich energieeffizienter. Zum Zweiten könnten im internationalen Verbund möglicherweise die günstigen Speicher- bzw. Ausgleichsmöglichkeiten in Form von Pumpspeichern und Speicherwasserkraftwerken in der Schweiz und in Skandinavien genutzt werden. In welchem Maße Norwegen gewillt wäre, Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken auszubauen, um europäische Stromüberschüsse einspeichern zu können, ist derzeit jedoch unklar.

In einem internationalen Stromverbund ließe sich ferner günstiger Strom von guten Erzeugungs-

standorten für Wind- und Solarenergie importieren. Da viele Befürworter der erneuerbaren Energien die Verringerung der Importabhängigkeit als einen wesentlichen Vorteil der erneuerbaren Energien ansehen, ist diese Option umstritten.

In [Czisch, 2005] ergab sich ein Kostenoptimum der Stromversorgung bei einer starken elektrischen Vernetzung innerhalb Europas und zwischen Europa, Nordafrika, Norwegen und Russland bei einem hohen Anteil Windenergie, die an sehr windhöffigen Standorten platziert wurde und sehr günstig Strom erzeugt. Der Ausgleich der Windenergie konnte durch eine Vernetzung von meteorologisch unterschiedlichen Gebieten, sowie eine starke Nutzung der Speicherwasserkraft in Norwegen und der regelbaren Biomasse erreicht werden. Die Stromgestehungskosten für die Stromversorgung im Verbund lagen mit 5 cent/kWh sehr niedrig (Wobei Kosten für den notwendigen Ausbau des AC-Netzes, sowie für Regelenergie nicht betrachtet wurden und daher nicht eingeschlossen sind. In die Richtung einer Kostenüberschätzung wirkt sich die Annahme von sehr konservativen Investitionskosten für die erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien aus). Die Studien [Scholz et al., 2011] und [Czisch, 2005] deuten daraufhin, dass eine rein nationale Vollversorgung deutlich teurer wäre, als ein Stromverbund mit Europa-Norwegen-Nordafrika. Aufgrund der Verringerung von Importabhängigkeiten gibt es jedoch durchaus Befürworter einer rein nationalen Versorgungsstrategie. Eine Zwischenvariante, die in [Scholz et al., 2011] aufgezeigt wird, ist die bilanzielle nationale Vollversorgung, mit erlaubten momentanen Im- und Exporten, um einen Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung zu ermöglichen. Da in Deutschland und Europa die größten Potentiale bei der Wind- und Solarenergie liegen, würde in jedem Fall der Hauptanteil der Stromerzeugung aus diesen stark fluktuierenden Quellen kommen. In der Leitstudie 2011 werden in den Hauptszenarien zwischen 10 und 15 % des Bruttostrombedarfs aus Wind in Europa und solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika importiert.

### 2.1.2 Optionen für eine regenerative Wärmeversorgung

Im Wärmebereich stehen prinzipiell folgende technische Optionen zu Verfügung: solarthermische Wärmeerzeugung, Wärmeerzeugung durch Direktverbrennung von Biomasse oder regenerativ erzeugte Gase, geothermische Wärmeerzeugung, Wärmebereitstellung durch Luft- und Erd-Wärmepumpen, Stromdirektheizung mit regenerativem Strom und Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis von Biomasse oder regenerativem Wasserstoff/Methan. Beim Vergleich des Wärmeerzeugungspotentials der Optionen mit dem Wärmebedarf muss zum Einen das durch die Option bereitstellbare Temperaturniveau beachtet werden, zum Anderen kann Wärme nicht wie Strom über Weite strecken transportiert werden (maximale Transportwege liegen heute bei 10-30 km), es müssen also lokales Potential und lokale Nachfrage verglichen werden.

#### Temperaturniveaus der regenerativen Wärmeerzeugung

Für einen Temperaturbereich bis 80°C ist eine Vielzahl von Solarkollektoren erhältlich, welche für die direkte Beheizung von Niedertemperaturprozessen genutzt werden können [Schmitt, 2009]. Wird konzentrierende Solarthermie eingesetzt, können wirtschaftlich Temperaturen bis etwa 250°C erreicht werden und damit auch Prozesswärme höherer Temperatur geliefert werden (vergleiche z.B. [Lauterbach et al., 2011, S.14]). Geothermische Wärme fällt in Deutschland im Mittel bei ca. 100°C an. Das genaue Temperaturniveau hängt von den lokalen Erdwärmevorkommen und der Tiefe der Bohrung ab. Heutige Wärmepumpen können bis zu einem benötigten Temperaturniveau von etwa 100°C-120°C eingesetzt werden; derart hohe Temperaturen erreicht man jedoch nur bei Nutzung von Abwärme als Wärmequelle. Die obere Grenze des Temperaturniveaus bestimmt sich durch die Temperatur der Wärmequelle zuzüglich des möglichen Temperaturhubs, der bei 55-60°C liegt ([Heidelck und Andere, 2000]). Bei der Verbrennung fester Biomasse können je nach Brennstoff Temperaturen von 600° bis 1000°C erreicht werden. Das erreichbare Temperaturniveau der Kraft-Wärme-Kopplung hängt von der eingesetzten Technologie ab. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können Dampfkraftwerke auf Basis von Kohle, fester Biomasse, Kernbrennstoff und (eher selten) Gas sein sowie Gasturbinen, gekoppelte Gas- und Dampfturbinenanlagen und Blockheizkraftwerke mit Gas-, Dieselmotoren oder Brennstoffzellen. Die höchsten Temperaturen unter den KWK-Technologien erreichen Gasturbinen und Festoxidbrennstoffzellen, deren heiße Abgasluft eine Temperatur von bis zu 600°C aufweist. Häufig werden Gasturbinenabgase zur Erzeugung von Dampf eingesetzt, so dass in einem Abhitzekeessel die

Wärme der Abgasluft auf Wasser bzw. Dampf übertragen werden muss. Hierbei bleibt eine Temperaturdifferenz zwischen Abgasluft und Dampf bestehen. Heute übliche Temperaturen für die Wärmeversorgung von öffentlichen Wärmenetzen liegen typischerweise zwischen 80 und 120°C und werden durch die Auskopplung von Dampf aus Dampfkraftwerken geliefert. Dadurch, dass Wärme auf einem höheren Temperaturniveau ausgekoppelt wird als die typische Kondensationstemperatur von Dampfkraftwerken zur reinen Stromerzeugung, sinkt die Stromausbeute. Die Gesamteffizienz gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme in Kondensationskraftwerken und Heizkesseln bzw. Heizwerken steigt in der Regel jedoch. Für Kraft-Wärme-Kopplung mit dem reinen Gasturbinenprozess entsteht näherungsweise keine Stromeinbuße, da die heißen Abgase erst nach vollendetem Stromerzeugungsprozess genutzt werden.

### Vergleich von Wärmepotentialen und Wärmenachfrage

**Solarthermische Wärme** Da die Sonne die direkte Energiequelle ist, sind bei der Solarthermie die Erzeugungspotentiale über die Fläche Deutschlands relativ gleichmäßig verteilt. In städtischen Ballungsgebieten kann allerdings die lokale Nachfrage das lokale Potential übersteigen. Dies ist ersichtlich, wenn man an Hochhäuser mit vielen Parteien aber geringer Dachfläche denkt. Des Weiteren besteht bezüglich der Dachflächen eine prinzipielle Konkurrenz mit der Photovoltaik. Gebiete mit hoher Einwohnerdichte eignen sich jedoch wirtschaftlich besonders für den Betrieb von Wärmenetzen, in die solarthermische Großanlagen, die auf freien Bodenflächen errichtet werden, einspeisen können. Hierfür sollten die Wärmenetze jedoch bei möglichst geringer Temperatur betrieben werden, da nur dann der Solarkollektor effizient arbeiten kann. Heutige Fernwärmenetze werden typischer Weise bei Vorlauftemperaturen von ca. 110-120°C im Winter und 70-80°C im Sommer betrieben. Nahwärmenetze können wegen der kürzeren Übertragungswege und niedrigeren Verluste bei niedrigeren Vorlauftemperaturen betrieben werden. Üblicher Weise speisen Solarkollektoranlagen bei Fernwärmenetzen in den Rücklauf des Wärmenetzes ein und erwärmen ihn. Die Nachheizung auf Vorlauftemperatur geschieht anschließend durch KWK oder Heizwerke. Es wäre wünschenswert, die notwendigen Vorlauftemperaturen der Fernwärmenetze zukünftig abzusenken. Dies könnte durch bessere Wärmedämmung des Netzes und bessere Wärmedämmung der Gebäude möglich werden.

[Kaltschmitt, 2006] schätzt das Potential der Solarthermie in Gesamtdeutschland auf 639 TWh/a. Um dieses Potential möglichst stark auszunutzen, bedarf es jedoch saisonaler Speicher. Saisonale Speicher können große Wasserspeicher, Kiesbettspeicher, Aquiferspeicher oder auch thermochemische Speicher sein. In dem von [bine, 2001] vorgestellten Fall einer solarthermischen Versorgung eines Niedrigenergiehauses kann mit Hilfe des thermochemischen saisonalen Speichers ein theoretischer solarer Deckungsanteil von 100 % erreicht werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die heutige Konstellation, bei der ein zweiter Wärmeerzeuger neben der Solarthermie eingesetzt wird, für die meisten Anwendungsfälle auch in Zukunft beibehalten wird. In einem regenerativen Wärmesystem können biomassebefeuerte Kessel der zweite Wärmeerzeuger sein. Ebenso möglich ist eine Kombination von Wärmepumpe und Solarthermie, die im Falle der Luft-Wärmepumpe zusätzlich noch einen elektrischen Backupheizstab für sehr kalte Tage umfasst. In regenerativen Wärmenetzen kann ferner der zweite Wärmelieferant ein Biomasse-Heizwerk oder eine KWK-Anlage sein.

**Hydrothermale Wärme** Das von [Kaltschmitt, 2006] geschätzte Potential der hydrothermalen Wärmenutzung übersteigt die gesamte Wärmenachfrage in Deutschland deutlich. Mehrere Ursachen stehen jedoch einer Nutzung entgegen. Zum Einen ist ein Vorkommen nur im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben und im Molassebecken sicher nachgewiesen, der Transport von Wärme kann wegen der hohen Verluste also nicht in andere Nachfragerregionen geschehen. Zum Anderen müssen für die Nutzung Wärmenetze vorhanden sein oder errichtet werden, dieses ist jedoch wirtschaftlich nur ab einer bestimmten Einwohnerdichte darstellbar. Im Übrigen kann sicher nur ein Teil des Potentials als nachhaltig nutzbar betrachtet werden, da ein intensiv genutztes Reservoir nach 50 bis 100-jähriger Nutzung zeitweise erschöpft ist und sich über einen längeren Zeitraum regenerieren muss. Dies bedeutet, dass in der Regenerationsphase auf andere Wärmequellen zurückgegriffen werden müsste, diese aber regenerativ, d.h. nachhaltig nutzbar sein müssten.

**Wärmepumpen** Eine weitere Möglichkeit für die Niedertemperaturversorgung stellen, wie oben schon erwähnt, elektrische, gasmotorisch-betriebene und Absorptionswärmepumpen dar. Für Wärmepumpen, die Umgebungsluft als Wärmequelle nutzen, ist für das Wärmeerzeugungspotential aus der Wärmequelle Luft kaum eine Obergrenze anzugeben ([Kaltschmitt, 2006]). Bei elektrisch oder durch regeneratives Gas (Wasserstoff oder EE-Methan) angetriebenen Luft-Wärmepumpen ist das Potential vielmehr durch das Potential für elektrische Antriebsenergie, also durch die Stromerzeugungspotentiale der Erneuerbaren Energien nach oben begrenzt, bzw. durch die Eignung der Gebäude für die Montage von Luft-Wärmepumpen. Manche Gebäude können durch Denkmalschutz u.Ä. für eine Montage ungeeignet sein.

Das theoretische Angebotspotential der oberflächennahen Erdwärme ist mit 390 EJ/a extrem hoch [Kaltschmitt, 2006]. Bei Erdwärmesonden bzw. Erdkollektoren-Wärmepumpen (auch als Sole-Wärmepumpen bezeichnet) ergeben sich Begrenzungen des Potentials dadurch, dass in Gebieten mit hoher Bebauungsdichte zu wenig geeignete verbrauchsnahe Flächen für die Verlegung der Kollektoren zur Verfügung stehen, bzw. Bohrungen zur Einbringung von Erdwärmesonden aufgrund ungeeigneter Bodenbeschaffenheit nicht überall möglich sind. [Kaltschmitt, 2006] schätzt das Potential für Erdwärmepumpen unter Beachtung der Restriktionen auf 522 TWh/a.

**Kraft-Wärme-Kopplung** Das technische Potential der regenerativen Kraft-Wärme-Kopplung ist angebotsseitig über die Verfügbarkeit der Brennstoffe begrenzt. Es können biogene Brennstoffe eingesetzt werden oder aus regenerativem Strom erzeugte Brennstoffe (vor allem Wasserstoff oder erneuerbares Methan). Das Angebotspotential der KWK wird damit durch das Biomassepotential bzw. das Potential regenerativen Stroms bestimmt.

In der Leitstudie 2011 wurde in Abstimmung mit der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) das netzgebundene Wärmenachfragepotential mit einer Temperatur bis 350°C für KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung (ohne Landgemeinden) und industriellen Versorgung geschätzt. Dieses ist in Abbildung 2.1 und 2.2 dargestellt (das Potential für Geothermie ist darin nicht enthalten). Das Potential wächst zunächst aufgrund des Ausbaus der Wärmenetze, geht jedoch ab 2020 wegen des abnehmenden Wärmebedarfs zurück. Das Gesamtpotential in der öffentlichen und industriellen Versorgung wird für das Jahr 2050 auf 180 TWh<sub>th</sub> geschätzt, was in etwa dem heutigen Potentialniveau entspricht (zum Vergleich: der Endenergieverbrauch für Wärme im Jahr 2010 betrug ca. 1390 TWh ([Nitsch und Andere, 2012, S. 124]) und sinkt in den Szenarien auf 777 TWh im Jahr 2050). In der Leitstudie wurde für die Szenarien 2050 davon ausgegangen, dass ca. 50 % des Zubau-Potentials für Anlagen der öffentlichen Stromversorgung und 95 % des Zubau-Potentials für die industriellen Kraftwerke erschlossen werden können. Fälschlicherweise wurde für die dynamischen Rechnungen ein geringeres Potential als erschlossen vorgegeben. Für die gesamte steuerbare KWK (d.h. nicht-netzgebundene Anlagen zur Objektversorgung und Anlagen in Landgemeinden einbezogen, aber ohne die Wärmeerzeugung von Geothermie, Holz- und Müllheizkraftwerken) wurde in den Optimierungsrechnungen eine Wärmenachfrage von nur 101 TWh in den Szenarien 2050 verwendet. Wie sich bei Auswertung der absetzbaren KWK-Mengen jedoch zeigte, kann selbst diese geringere Nachfrage wegen geringer Gleichzeitigkeit zwischen Wärmelasten und Stromresiduallast und einem generell niedrigen Niveau der Reststromnachfrage nur zu einem Anteil zwischen 40 und 60 % durch KWK-Wärme gedeckt werden (der übrige Anteil wird durch Backupwärmeerzeuger der KWK in Form von Gaskesseln und im Szenario C auch elektrischen Heizstäben gedeckt), so dass die unvollständige Erschließung des Potentials im Nachhinein als sinnvoll anzusehen ist.

Es wäre technisch möglich und denkbar, dass jeder Haushalt oder jedes Objekt, das mit Wärme zu versorgen ist, mit einem eigenen Blockheizkraftwerk ausgestattet wird. Hiermit könnten Wärmeverluste im Netz vermieden werden, jedoch ergeben sich deutliche Kostendegressionen bei der Installation von Anlagen höherer Leistung, die dann ein Nah- oder Fernwärmenetz versorgen. Des Weiteren lassen sich in Wärmenetzen Vergleichmäßigungseffekte der Wärmelast durch unterschiedliche Wärmenachfrageprofile der Verbraucher ausnutzen.

**Stromheizung und direkte Verbrennung von aus regenerativem Strom erzeugten Gasen** Stromheizung kann durch Widerstandsheizung mittels stromdurchflossener Leiter, per Induktion oder per Lichtbogen geschehen. Gegenüber der Wärmeerzeugung durch Verbrennung von aus regenerativem Strom erzeugten Gasen weist die Stromheizung mit regenerativem Strom in der

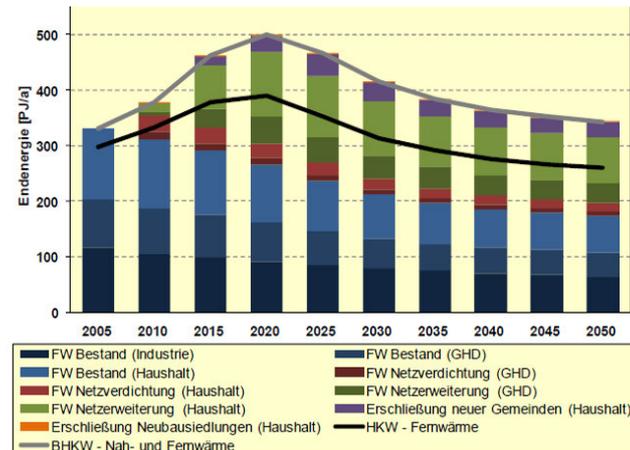


Abbildung 2.1: Wärmesenkenpotential für KWK-Anlagen der öffentlichen Stromversorgung (ohne Landgemeinden) nach [Nitsch und Andere, 2012]

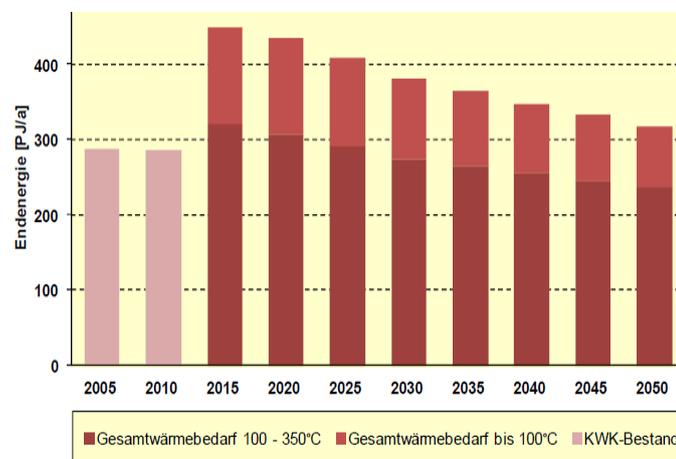


Abbildung 2.2: Wärmepotential im Bereich der industriellen KWK (ohne Wärmepotential von KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung) nach [Nitsch und Andere, 2012]

Regel eine höhere Energieeffizienz auf. Beim Wandlungsschritt Strom zu Gas in der Elektrolyse werden 20 % bis 40% der Energie verloren. Bei einem Wirkungsgrad der Gasverbrennung von 90% liegt die Effizienz der Wärmeerzeugung aus Gas um 54 bis 72 %. Stromheizung erreichen typischer Weise Werte darüber. Die Potentiale beider Wärmeerzeugungstechniken sind durch das regenerative Stromerzeugungspotential bestimmt. Das Nachfragepotential konnte in dieser Arbeit aus Zeitgründen nicht recherchiert werden.

**Direktverbrennung von Biomasse** Zur direkten Wärmeerzeugung aus Biomasse kommt vor allem die feste Biomasse in Frage. Sie kann in Form von Pellets in kleinen Öfen, Brennwertkesseln oder direkt als Holz oder Abfallbiomasse in Heizwerken verbrannt werden. Da das nachhaltige Bioenergiepotential in Deutschland sehr deutlich beschränkt ist (431 TWh/a Primärenergie nach [Nitsch und Andere, 2012]), konkurriert die rein thermische Nutzung von Biomasse mit der Stromerzeugung (bzw. der Nutzung in KWK) und mit der Kraftstofferzeugung. Es wird hier vorgeschlagen, Solarthermie und Wärmepumpen vorrangig zur Wärmeversorgung einzusetzen, und Biomasse vornehmlich als Backupwärmeerzeuger für die Solarthermie zu nutzen und eventuell dort, wo die benötigten Temperaturniveaus nicht anderweitig regenerativ erreicht werden können.

### 2.1.3 Optionen zur regenerativen Versorgung des Verkehrs

Optionen für eine regenerative Energieversorgung des Verkehrs stellen die Elektromobilität, Biokraftstoffe oder aus erneuerbarem Strom erzeugte Kraftstoffe, wie Wasserstoff, Methan oder z.B. Kerosin dar. Der Elektromotor erreicht Wirkungsgrade über 90 % ([Blesl und Andere, 2009, S. 3]) und ist damit gegenüber Verbrennungsmotoren, die Wirkungsgrade im Nennlastbetrieb um 40 % aufweisen, deutlich effizienter. Für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit von Elektromobilität gegenüber Benzin-Verbrennungsmotor-Fahrzeugen muss berücksichtigt werden, aus welcher Quelle der Strom für den Antrieb gewonnen wurde. Stammt der Strom aus Kohle-Kondensationskraftwerken mit Wirkungsgraden um 40 %, so schmilzt der Primärenergie- und Klimaschutzvorteil der Elektromobilität dahin. Stammt der Strom aus der direkten Stromerzeugung von Wind- oder Solarenergie, ergibt sich eine extrem hohe Primärenergieeffizienz. Bei batterieelektrischen Fahrzeugen muss der Wirkungsgrad der Speicherung in den Batterien berücksichtigt werden, dieser wird in [Campanari et al., 2009] für Lithium-Ionen Akkus mit 92 % angegeben. Nachteilig ist das hohe Gewicht pro kWh Speicherkapazität der Batterien. Der spezifische Verbrauch von Batterie-Elektrofahrzeugen erhöht sich signifikant, wenn Reichweiten gesteigert werden sollen. Für hohe Reichweiten, die insbesondere im Schwerlastverkehr benötigt werden, könnten Wasserstofffahrzeuge geeigneter sein oder Hybridfahrzeuge anstatt batterieelektrischer Fahrzeuge eingesetzt werden. Es wird über Konzepte wie Stromoberleitungen auf Autobahnen für elektromotorische Lastwagen und kontaktloses Laden von Elektrofahrzeugen nachgedacht, womit der Hauptteil der Fahrstrecke trotz hoher Reichweite effizient elektrisch zurückgelegt werden könnte. Im Individualverkehr sind Batterie-elektrische PKW für normale Reichweiten eindeutig effizienter als Wasserstofffahrzeuge: nach den Annahmen der Leitstudie 2011 hat ein Batterie-elektrischer PKW einen Verbrauch von 9,3 kWh/(100 Pkm) gegenüber einem Verbrauch von Wasserstofffahrzeugen von 20 kWh/(100 Pkm). Ein Fahrzeug mit Gasantrieb hat nach den Annahmen der Leitstudie einen Verbrauch von 29,8 kWh/(100 Pkm). Bei Wasserstoff und Erdgas sind die Verluste, die durch Verteilung und Kompression der Gase entstehen, in den Verbrauch bereits eingerechnet.

Bei Batterieelektrofahrzeugen und Plug-in Hybrid-Elektrofahrzeugen bietet sich die Möglichkeit durch Lastmanagement die Batterien gezielt in Zeiten hoher regenerativer Stromerzeugung zu laden. Prinzipiell besteht auch die Möglichkeit die Batterien als Zwischenspeicher für Strom zu nutzen, also auch eine Rückspeisung der Batterien ins Netz vorzunehmen, dieses vermindert jedoch die Lebensdauer der Batterien. Wären im Jahr 2050 alle PKW Elektrofahrzeuge (ausgegangen wird von 45 Millionen PKW), würde dies bei Ladeleistungen der Einzelfahrzeuge zwischen 3 und 10 kW eine Gesamtladeleistung zwischen 135 und 450 GW bedeuten. Bei einer Speicherkapazität der Einzelbatterien zwischen 15 und 20 kWh würde die Speicherkapazität der Gesamtfahrzeugflotte 675 GWh bis 1,125 TWh betragen. Dieses stellt ein theoretisch signifikantes Speicherpotential dar. Da die Verfügbarkeit der Speicherkapazität aber durch fahrende PKW und (teil-)geladene stehende PKW deutlich begrenzt wird und zudem nicht perfekt planbar ist, könnte netto nur ein deutlich geringerer Teil zur Einspeicherung erneuerbarer Überschüsse genutzt werden. In diesem Kontext weisen chemische Kraftstoffe wie Wasserstoff oder erneuerbares Methan den Vorteil auf, dass sie prinzipiell in großen Mengen stationär gespeichert werden können und anschließend bedarfsgerecht in den Fahrzeugtank gefüllt werden können. Elektrolyseure können Wasserstoff also in Überschusszeiten erzeugen, dieser muss aber nicht direkt durch Fahrzeuge verbraucht werden. Ob aus Gesamtsystemsicht Wasserstofffahrzeuge oder Elektrofahrzeuge energieeffizienter sind, ist nicht direkt ersichtlich. Wird durch Elektrofahrzeuge der Speicherbedarf des Energiesystems erhöht, ist entscheidend, welche Speichertechnologie als Stromspeicher eingesetzt wird. Muss der Speicherbedarf über Wasserstoffspeicher mit einem Gesamtwirkungsgrad von 45 % gedeckt werden, verliert man bei der Zwischenspeicherung 55 % der Energie und der Effizienzvorteil der Elektromobilität gegenüber Wasserstoff schwindet. Kann die Energie aus effizienteren adiabaten Druckluftspeichern bereitgestellt werden, bleiben Elektro-PKW gegenüber Wasserstofffahrzeugen im Vorteil.

## 2.2 Kombination von Optionen in den Szenarien der Leitstudie

Im Folgenden werden die technischen Optionen vorgestellt, die in den Szenarien der Leitstudie 2011 für die Transformation der Energieversorgung eingesetzt werden. Es wurden in der Leitstudie insgesamt 3 Hauptszenarien und 2 Nebenszenarien untersucht. Die Hauptszenarien sind bezeichnet mit den Buchstaben A, B und C und unterscheiden sich im Wesentlichen im Verkehrssektor. Bei den Nebenszenarien handelt es sich um ein sehr progressives Nebenszenario THG95, in dem die energiebedingten Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2060 auf null gesenkt werden, und ein Szenario A', in dem das Ziel, den Stromenergiebedarf um 25 % zu senken, verfehlt wird.

Eine stündlich aufgelöste Simulation der Energieversorgung wurde im Projekt nur für die Szenarien 2020 A, 2030 A, 2050 A sowie 2050 C durchgeführt.

**Verkehrsszenario der Leitstudieszenarien 2050 A und 2050 C** Die Szenarien 2050 A und C unterscheiden sich hauptsächlich durch den Anteil der Elektromobilität an der Fahrleistung des Individualverkehrs: Im Szenario A beträgt er 50 %, während im Szenario C eine hundertprozentige Durchdringung mit Elektrofahrzeugen untersucht wird. Im Szenario A werden etwa 23 % der Fahrleistung durch Wasserstofffahrzeuge bereitgestellt, zusammen mit dem Güterverkehr wird ein Wasserstoffbedarf im Verkehr von 67 TWh vorgegeben. Dieser wird nach Annahmen des DLR in Elektrolysen hergestellt, die falls der Überschussstrom aus erneuerbaren Energien nicht ausreichend ist, durch fossile KWK mit Strom versorgt wird. Hiervon wird in dieser Arbeit abgewichen. Für die Stromversorgung der Elektrolyse sollte nach dem Kriterium der CO<sub>2</sub>-Vermeidung nur erneuerbarer Überschussstrom eingesetzt werden und fehlender Wasserstoff über Reformierung von fossilem Erdgas gewonnen werden, wie in Abschnitt 4.8 argumentiert werden wird. Im Szenario 2050 C wird kein Wasserstoff im Verkehr eingesetzt, er wird nur zur Zwischenspeicherung von erneuerbaren Überschüssen und anschließender Rückverstromung verwendet. Der Beitrag der einzelnen Antriebstechnologien zum Endenergieverbrauch des Verkehrs ist in Tabelle 2.1 angegeben. Wegen der höheren Effizienz von Elektrofahrzeugen liegt der Endenergieverbrauch im Szenario C bei nur 383 TWh gegenüber 422,8 TWh im Szenario A. In beiden Szenarien werden 83,3 TWh des Bedarfs durch Biokraftstoffe gedeckt.

Tabelle 2.1: Endenergiedeckung im Verkehr im Szenario 2050 A und 2050 C

			Endenergie 2050 A	Endenergie 2050 C
			TWh	TWh
fossiles Erdgas	Benzin/	Diesel/	211,9	203
Biokraftstoffe			83,3	83,3
Wasserstoff			67,2	0
Elektro-PKW			44	80,5
Bahnstrom			16,4	16,4
Summe			422,8	383,2

Um den höheren spezifischen Energieverbrauch von Wasserstofffahrzeugen im Vergleich zu Elektrofahrzeugen und die Energieverluste bei der elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff teilweise zu kompensieren, wurden im Szenario 2050 A höhere installierte Leistungen der erneuerbaren Energien angenommen und zwar bei der inländischen Windenergie und beim Energieimport.

**Stromendenergieverbrauch und regenerative Stromerzeugungstechnologien in den Leitstudieszenarien 2050 A und 2050 C** Der für die Simulation angenommene Stromendenergieverbrauch im Szenario 2050 A beträgt 400 TWh, hierbei wird der Stromverbrauch der Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion für den Verkehr nicht zum Endenergiebedarf gerechnet. Um das Stromendenergieinsparziel der Bundesregierung zu verwirklichen, müsste der Endenergiebedarf 393

TWh betragen, es wurde in den IWES-Rechnungen für das Projekt durch einen Fehler also minimal untererfüllt. In Szenario 2050 C beträgt der für die Simulationen verwendete Endenergieverbrauch an Strom 438 TWh.

Die Tabelle in Abbildung 2.3 gibt die installierten Leistungen der regenerativen Stromerzeugungstechnologien an, die in den Szenarien 2050 A und C durch die Leitstudie vorgegeben wurden. In der Leitstudie wurde ein nachhaltiges Potential von 79 TWh Biogas für die Strom- und KWK-Wärmeerzeugung vorgesehen. Für die einzelnen erneuerbaren Energien wurde im Rahmen des Projektes die stündliche Einspeisung unter Verwendung der meteorologischen Daten des Jahres 2006 simuliert. Die Simulation für die inländischen erneuerbaren Energien wurde durch das Fraunhofer IWES durchgeführt, die Erzeugung für den Rest von Europa und die solarthermische Stromerzeugung in Nordafrika wurde durch das DLR simuliert. Die Autorin übernahm die Simulation der onshore-Windenergie und Laufwasserkrafterzeugung in Deutschland. Für die Simulation der Windenergie-, PV- und Geothermie-Stromerzeugung wurden Windgeschwindigkeiten, Einstrahlungsdaten und Temperaturdaten des COSMO-EU Modells des Deutschen Wetterdienstes mit einer räumlichen Auflösung von ca. 14 km x 14 km verwendet. Die zeitliche Auflösung der Daten betrug eine Stunde. Für die Simulation der Wasserkraft wurden Wasserdurchflussdaten der relevanten deutschen Flüsse verwendet. Diese wurden durch gewässerkundliche Ämter von Bund und Ländern bereitgestellt. Die Darstellung und Beschreibung der stündlichen elektrischen Residuallast, d.h. der elektrische Nachfrage abzüglich der nicht-steuerbaren erneuerbaren Erzeugung, wird in Abschnitt 5.1 vorgenommen. Neben den installierten Leistungen sind die simulierten Nettostrommengen aufgeführt. Die Stromerzeugung der Biomasse ist Ergebnis der Kraftwerkseinsatzoptimierung (genauer: der Anteil der Biomassestromerzeugung, der als stromgeführt steuerbar modelliert wird, ist Ergebnis der Kraftwerkseinsatzoptimierung), wird jedoch um einen Überblick zu verschaffen hier bereits angegeben.

	2050 A	2050 C
Wind	82,8 GW / 255 TWh	79 GW / 250 TWh
PV	67,2 GW / 63,8 TWh	67,2 GW / 63,8 TWh
Wasser	5,2 GW / 25 TWh	5,2 GW / 25 TWh
Biomasse	10,4 GW / 45 TWh	10,4 GW / 45 TWh
Geothermie	3 GW / 15,3 TWh	2,4 GW / 12,5 TWh
Import	10,5 GW / 61,9 TWh	7 GW / 61,9 TWh
Gesamt	179 GW / 466 TWh	175 GW / 436 TWh

Abbildung 2.3: Installierte Stromleistungen und erzeugte Energie der erneuerbaren Energien im Szenario 2050 A und 2050 C

Der genaue Bruttostromverbrauch kann erst nach den Optimierungsrechnungen bestimmt werden, da durch die Optimierung der Einsatz der Speicher und Kraftwerke sowie in Szenario A der Elektrolyse für die Wasserstoffherzeugung für den Verkehr und damit die Speicherverluste und der Kraftwerkseigenverbrauch berechnet werden.

Die eingesetzten Speichertechnologien der Szenarien 2050 sind Pumpspeicher und Wasserstoffspeicher.

**Regenerative Wärmeversorgung in den Szenarien 2050 A und 2050 C** Die Szenarien A und C sind praktisch identisch bezüglich Wärmeversorgung und Wärmeverbrauch. Sie kennzeichnen sich durch einen starken Rückgang des Endenergiewärmebedarfs gegenüber heute. Der stärkste Rückgang betrifft den Endenergieverbrauch für Raumwärme. Dieser wird durch eine deutliche Verbesserung der Gebäudedämmung erreicht. So sinkt der gesamte Raumwärmebedarf auf 318 TWh/a, was einer Verringerung von 60 % gegenüber 2010 entspricht. Der Endenergie-

verbrauch für Warmwasser und Prozesswärme geht weniger stark zurück. Der Warmwasserendenergieverbrauch sinkt um 26 % gegenüber 2010 auf 82,2 TWh in 2050, der Endenergiebedarf für Prozesswärme geht um 31 % gegenüber 2010 auf 375 TWh/a zurück. Somit beläuft sich der gesamt Endenergiebedarf für Wärme in 2050 auf 778 TWh. Die dem Verbrauch gegenüber stehende Wärmeendenergielieferung der erneuerbaren Energien ist in Tabelle 2.2 angegeben. Der Beitrag der regelbaren Kraft-Wärme-Kopplung zur Wärmeversorgung wird erst durch die Optimierung bestimmt und wird im Kapitel 5 ausgewiesen. Holzheizkraftwerke, Geothermie und Müllheizkraftwerke wurden in den Szenarien als nicht stromgeführt regelbar angenommen, sie produzieren auch in Überschussituationen Strom.

Tabelle 2.2: Erzeugte Energiemengen und Wärmeleistungen der erneuerbaren Energien im Szenario 2050 A und 2050 C

	Endenergie in TWh	installierte Leistung
Solarthermie Einzelanlagen	51,7	105 GW <sub>th</sub>
Solarthermie Nahwärme	43,6	102 GW <sub>th</sub>
Wärmepumpe monovalent	33,1	20 GW <sub>th</sub>
Wärmepumpe bivalent	24,4	10 GW <sub>th</sub>
Biomasse Einzelfeuerung	75,8	37,9 GW <sub>th</sub>
Biomasse-Heizwerke (Nahwärme)	29,7	nicht einzeln ausgewiesen
Geothermie	49,2	17,5 GW <sub>th</sub>
Stromdirektheizung (ohne KWK-Heizstäbe)	81	nicht ausgewiesen
Holzheizkraftwerke	31	4,7 GW <sub>th</sub>
Müllheizkraftwerke (biogen und Restmüll)	18,33	2 GW <sub>th</sub>
Summe	437,83	



# Kapitel 3

## Optimierungsmethode

### 3.1 Übersicht

Die Verwendung von mathematischen Optimierungsverfahren zur Planungsunterstützung in der Energiewirtschaft ist in den letzten Jahrzehnten Standard geworden. Durch die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien mit periodischen und stochastischen Erzeugungsschwankungen wird die Versorgungsaufgabe für nachfrageorientiert steuerbare Kraftwerke komplexer und die mathematische Optimierung gewinnt zusätzlich an Bedeutung. Mathematische Optimierung wird u.a. in der Kraftwerkszubauplanung, Revisionsplanung, Kraftwerkseinsatzplanung und der Steuerung von Gasnetzen verwendet. Für die Kraftwerkszubauplanung muss aufgrund der langen Lebensdauer der Kraftwerke von mindestens 10 bis zu 50 Jahren und sich jährlich ändernden Produktionsbedingungen - wie beispielsweise Trends in der Entwicklung von Brennstoffpreisen, Veränderungen des Anteils erneuerbarer Energien sowie jährliche Schwankungen des erneuerbaren Energiedargebots (Windgeschwindigkeiten, Niederschlag, solare Einstrahlung) der Planungshorizont über mehrere Jahre erstreckt werden. Teil einer Zubauoptimierung muss eine gleichzeitige Einsatzoptimierung sein (vgl. [Czisch, 2005]), jedoch müssen Abstriche bei der Modellierungsgenauigkeit der Einsatzoptimierung hingenommen werden, um das Gesamtproblem berechenbar zu halten. Bei der alleinigen Kraftwerkseinsatzplanung wird ein Kraftwerkspark als gegeben vorausgesetzt und für die Kraftwerke des Parks ein optimaler Einsatz berechnet. Bei Kraftwerkseinsatzplanungen ist die verwendete Modellierungsgenauigkeit deutlich höher als in den Zubauoptimierungen. Meist wird eine Einsatzoptimierung nur für einen Betrachtungszeitraum von einigen Tagen geschlossen gelöst, um bei erhöhter Modellierungsgenauigkeit die Rechenzeit begrenzt zu halten. Durch Aneinanderreihen der Optimierungsergebnisse für einzelne Tage kann iterativ der Kraftwerkseinsatz für ein ganzes Jahr oder auch längere Zeiträume berechnet werden. Falls der Einsatz von Langzeitspeichern zu steuern ist, sollte eine Langzeitspeichereinsatzoptimierung der Kurzfrist-Einsatzoptimierung vorgeschaltet werden bzw. mit ihr gekoppelt werden. Auch für die Planung von Revisionen der Kraftwerke, die für den Kraftwerkseinsatz zu berücksichtigen sind, muss eine Langzeitbetrachtung über mindestens 1 Jahr vorgenommen werden. Bisher wurden Revisionen vor allem im Sommer durchgeführt, da hier die zu deckende Stromnachfrage niedrig ist und weniger Kraftwerkskapazität benötigt wird. Mit steigendem Einfluss der erneuerbaren Energien, die zwar ebenfalls einem saisonalen Trend unterliegen, jedoch auch stark von diesem abweichen können, wird die Planung von Revisionszeiträumen komplexer. Es existieren Ansätze zur Langfristvorhersage (Monate im Voraus) des meteorologischen und hydrologischen Dargebots. Die Langfristoptimierung unter Berücksichtigung des erneuerbaren Dargebots wird heute vor allem in Skandinavien wegen der großen Speicherwasserreservoirs bereits betrieben, es werden dort bei der Berücksichtigung des hydrologischen Dargebots empirisch-statistische Ansätze verwendet.

Das Optimierungsziel von Kraftwerkseinsatzoptimierungen war vor der Liberalisierung des Strommarktes üblicher Weise die Minimierung der variablen Kosten der Stromerzeugung für den gesamten betrachteten Kraftwerkspark eines Energieversorgers zur Deckung der Nachfrage in seinem Versorgungsgebiet. Im heutigen liberalisierten Strommarkt verwenden einzelne Kraftwerksbetreiber Einsatzoptimierungen, deren Ziel es ist, die Gewinne für ihre Kraftwerke auf dem Strommarkt zu maximieren. Unter den Voraussetzungen des perfekten Marktes sollte das Gesamtergebnis ei-

ner solchen Gewinnmaximierung auch zu einem volkswirtschaftlich optimalen Ergebnis führen. Im heutigen Markt liefern die Kraftwerksbetreiber ihre Gebote an die Börse. Diese wählt nach aufsteigender Reihenfolge die Kraftwerke mit den günstigsten Geboten aus, um die Nachfrage zu decken. Das teuerste Kraftwerk, das noch benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, legt den Strompreis fest. Kraftwerke, die günstiger erzeugen, erwirtschaften also Gewinne. Nach der ökonomischen Theorie verkaufen die Kraftwerksbetreiber den Strom ihres Kraftwerkes gerade zu seinen variablen Stromerzeugungskosten, damit das Gebot mit möglichst hoher Wahrscheinlichkeit zum Zuge kommt. Wird das Gebot gewählt, gibt es wahrscheinlich ein Kraftwerk, das teurer geboten hat, dann erzielt der Kraftwerksbetreiber einen Gewinn. Ist das Kraftwerk zufällig das teuerste Kraftwerk, das benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, so wird zumindest kein Verlust gemacht. Daher werden auch in einem idealen Markt die variablen Kosten der Stromerzeugung minimiert. Für die Untersuchung des heutigen Strommarktes werden daher Rechnungen zur Minimierung der variablen Kosten der Stromerzeugung des gesamten deutschen Kraftwerksparks verwendet. Einige Autoren versuchten beispielsweise über solche sogenannte Fundamentalmodelle Marktmachtausübung auf dem Strommarkt nachzuweisen. Hierfür wurde zunächst eine Kraftwerkseinsatzoptimierung für den gesamten deutschen Kraftwerkspark mit Ziel der Minimierung der variablen Kosten der Stromerzeugung in stündlicher Auflösung durchgeführt und anschließend hieraus ein stündlicher Strompreis berechnet. Dieser wurde mit den historischen Preisen am Spotmarkt verglichen. [Ellersdorfer und Andere, 2008] versuchten nachzuweisen, dass die Unsicherheiten in den Eingangsdaten zu groß seien, um die Ausübung von Marktmacht belastbar nachweisen zu können.

Ziel dieser Arbeit war die Entwicklung eines Modells, das eine möglichst blockscharfe Einsatzoptimierung des deutschen Kraftwerksparks unter Berücksichtigung von Anfahrkosten und Teillastwirkungsgraden sowie eine Speicherabbildung mit Berücksichtigung von Speicherverlusten erlaubt. Minimiert werden sollen die variablen Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung für den gesamten Kraftwerkspark, dessen Zusammensetzung vorgegeben wird.

Aufgrund der Tatsache, dass den meisten Kraftwerken (und Speichern) keine kontinuierliche Leistungsabgabe zwischen Null und ihrer Maximalleistung möglich ist, sondern sie unter einer bestimmten Mindestleistung nicht ins Netz einspeisen können, ist die Verwendung einer binären Variablen ( $b_{on}$ ) zur Kennzeichnung des Zustandes an oder aus für jedes Kraftwerk notwendig. Ist das Kraftwerk an, muss seine Leistung  $P$  größer gleich der Mindestleistung  $P_{min}$  sein, ist das Kraftwerk aus, darf seine Leistung Null betragen:

$$b_{on,i}(t) \cdot P_{min,i} \leq P_i(t)$$

Durch die binären Variablen wird das Problem zu einem gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblem: manche Variablen dürfen kontinuierlich Werte zwischen ihren Ober- und Untergrenzen annehmen, während die An-Aus-Zustandsvariablen nur die Werte 0 oder 1 annehmen dürfen. Die Lösung eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems kann im Allgemeinen nicht durch Lösen des 'LP-relaxierten' Problems - des Problems unter Weglassen der Ganzzahligkeitsbedingungen - und anschließendem Ab- oder Aufrunden der Lösungswerte für die Variablen, von denen Ganzzahligkeit gefordert wird, gefunden werden. Für die Lösung der Optimierungsaufgabe werden vor allem zwei Verfahren verwendet: in der Vergangenheit wurde vor allem die Lagrange-Relaxation verwendet. Bei dieser wird durch Einführen von Lagrange-Koordinator-Variablen das Optimierungsproblem in kleinere und leichter zu lösende Unterprobleme zerlegt. Die Lagrange-Relaxation hat den Vorteil, dass ihre Rechenzeit nur proportional zur Variablenanzahl steigt und sie insbesondere für große Kraftwerksparks ein schnelles Lösungsverfahren darstellt ([Bagemiehl, 2003]). Nachteilig ist, dass die Konvergenz gegen das Optimum unter Umständen schwierig zu erreichen ist und die Optimalität der Lösung unter Umständen nicht nachgewiesen werden kann ([Bagemiehl, 2003]). Ein weiterer Nachteil ist, dass die Programmierung der Lagrange-Relaxation problemspezifisch ist und bei Ändern der Problemstruktur des Modells der Lösungsalgorithmus neu programmiert werden muss ([Bagemiehl, 2003]). Heutzutage wird - ermöglicht durch die deutlich angestiegene Computerleistung - zunehmend ein geschlossenes Verfahren auf Basis des Branch-and-Bound- oder Branch- and-Cut-Algorithmus verwendet. Dieses kann (theoretisch) nachweisbar die Optimallösung eines Gemischt-Ganzzahligen Linearen Optimierungsproblems finden. Der Branch-and-Bound- und Branch-and-Cut-Algorithmus werden im folgenden Abschnitt vorgestellt.

## 3.2 Branch-and-Bound- und Branch-and-Cut-Algorithmus

Theoretisch lässt sich die Lösung eines Gemischt-Ganzzahligen Linearen Optimierungsproblems (GGLP) durch lineare Optimierung der Zielfunktion für alle möglichen Kombinationen der ganzzahligen Variablen und anschließende Auswahl der Lösung mit dem besten (kleinsten oder größten) Zielfunktionswert finden. Meist bedeutet dieses Durchprobieren aller Möglichkeiten eine unpraktikabel lange Lösungszeit. Der Branch-and-Bound Algorithmus kann durch Schrankenwertvergleich, dem sog. 'bounding', in einem bounding-Schritt eine Vielzahl von Kombinationen auf einmal ausschließen. Wie dies funktioniert wird in diesem Abschnitt für den Fall, der in dieser Arbeit relevant ist, nämlich der Zielfunktionsminimierung bei Vorhandensein von Binärvariablen beschrieben. Das Verfahren ist für ganzzahlige Variablen, die auch Werte größer 1 annehmen können, analog.

Der erste Schritt des Branch-and-Bound-Algorithmus besteht in der Minimierung der Zielfunktion unter Weglassen aller Ganzzahligkeitsbedingungen. Das Weglassen der Ganzzahligkeitsbedingungen wird auch als 'LP-Relaxierung' bezeichnet. Zur Lösung werden Methoden der kontinuierlichen linearen Optimierung verwendet. Die Lösung wird mit großer Wahrscheinlichkeit die Ganzzahligkeitsanforderung an die ganzzahligen Variablen verletzen. Ist dies nicht der Fall, hat man bereits im ersten Schritt die Lösung des Gemischt-Ganzzahligen Optimierungsproblems gefunden, denn der Zielfunktionswert kann sich durch Weglassen der Ganzzahligkeitsanforderungen nur verbessern nicht verschlechtern (allgemein gilt, dass das Hinzunehmen von zusätzlichen Bedingungen den Zielfunktionswert immer nur verschlechtern kann). Das Ausnutzen dieser Tatsache stellt die Intelligenz des Branch-and-Bound-Algorithmus dar. Verletzt die Lösung des kontinuierlichen Problems jedoch die Ganzzahligkeitsbedingung, wird ihr Zielfunktionswert im Weiteren als untere Grenze ('best bound') für den Zielfunktionswert der zulässigen Optimallösung verwendet. Im zweiten Schritt wird eine Variable mit verletzter Ganzzahligkeitsanforderung ausgewählt, für die die Möglichkeiten Variable gleich Null oder Variable gleich 1 untersucht werden. Dieser Schritt wird Verzweigen ('branching') genannt. Nimmt die Binärvariable  $b_i$  beispielsweise den Wert 0,5 an und wird sie als branching Variable ausgewählt, werden die disjunkten Mengen mit  $b_i = 0$  und  $b_i = 1$  untersucht. Die Möglichkeiten  $b_i = 0$  und  $b_i = 1$  werden auch als Knoten des Suchbaumes bezeichnet. Für einen der Knoten wird wieder die Zielfunktion unter Festsetzung von  $b_i$  auf 0 bzw. 1 und Weglassen der Ganzzahligkeitsanforderung an die übrigen ganzzahligen Variablen minimiert. Wird dabei eine Lösung gefunden, die die Ganzzahligkeitsbedingungen erfüllt, so wird der Zielfunktionswert der Lösung als aktuelle Obergrenze für den Zielfunktionswert des Gemischt-Ganzzahligen Problems verwendet. Nun würde der Knoten mit der anderen Möglichkeit für  $b_i$  untersucht werden, in diesem Beispiel sei dies  $b_i = 0$ . Sei nun der Zielfunktionswert bei Setzen von  $b_i = 0$  und Weglassen der Ganzzahligkeitsanforderung an die anderen Variablen schlechter als der des Knotens  $b_i = 1$  und die Ganzzahligkeitsanforderung an andere Variablen verletzt. Hiermit ist die Lösung des Gemischt-Ganzzahligen Problems gefunden, denn alle Möglichkeiten, mit  $b_i = 1$  und erfüllten Ganzzahligkeitsanforderungen an die anderen Variablen können nur schlechtere Zielfunktionswerte haben (hier greift das Prinzip, dass das Hinzunehmen von Beschränkungen den Zielfunktionswert nur verschlechtern kann). Verletzt die Lösung der Zielfunktionsminimierung für den Knoten mit  $b_i = 0$  die Ganzzahligkeitsanforderungen zufällig nicht, ist offensichtlich ebenfalls bereits die Lösung des Ursprungsproblems gefunden. Unter den beiden Möglichkeiten  $b_i = 0$  und  $b_i = 1$  ist es die Lösung mit dem kleineren Zielfunktionswert. Sei nun aber der Zielfunktionswert bei Setzen von  $b_i = 0$  und Weglassen der Ganzzahligkeitsanforderung an die anderen Variablen besser als der des Knotens  $b_i = 1$  und gleichzeitig Ganzzahligkeitsbedingungen von anderen Variablen verletzt, so muss weitergesucht werden. Hierzu kann entweder im Knoten  $b_i = 1$  durch Verzweigen auf anderen Variablen weitergesucht werden oder im Knoten  $b_i = 0$ . Für das Durchlaufen der Knoten im Baum gibt es verschiedene Strategien. Zum Einen gibt es Strategien, die festlegen welche Variablen prioritär für das Verzweigen ausgesucht werden sollen, zum Anderen Strategien, in welcher Reihenfolge die Knoten untersucht werden sollen. Bei Letzteren unterscheidet man zum Beispiel die Breiten- und die Tiefensuche. Die Breitensuche wird zuerst alle Möglichkeiten für eine Variable untersuchen, bevor bei einer Möglichkeit für diese Variable auf weiteren Variablen verzweigt wird. Die Breitensuche hat den Vorteil, dass die Untergrenze für den Zielfunktionswert nach Ausprobieren aller Möglichkeiten auf den niedrigsten der für die Möglichkeiten errechneten Zielfunktionswerte heraufgesetzt werden kann (der niedrigste Zielfunktionswert wird im Allgemeinen schlechter sein, als der der LP-Relaxierung des Ursprungs-

knotens). Die Tiefensuche hat den Vorteil, dass meist schneller eine Lösung gefunden wird, die allen Ganzzahligkeitsanforderungen an die Variablen genügt. Der Zielfunktionswert einer solchen Lösung kann dann als globale Obergrenze für den optimalen Zielfunktionswert verwendet werden. Der Branch-and-Bound-Algorithmus hat die Optimallösung nachweislich gefunden, wenn Ober- und Untergrenze gleich sind. In der Praxis wird man jedoch selbst bei dieser intelligenten und dadurch schnelleren Suchstrategie als das kategorische Ausprobieren aller Möglichkeiten nicht warten wollen bis der Branch-and-Bound-Algorithmus nachweislich die Optimallösung gefunden hat. Stattdessen begnügt man sich meist mit einer Lösung, die die Ganzzahligkeitsanforderungen erfüllt und deren Zielfunktionswert nur wenig von der aktuellen globalen Untergrenze abweicht. Der Abstand wird meist in Prozent gemessen und als relative optimality gap bezeichnet. Für die Rechnungen in der Leitstudie wurde meist eine Lösung mit einer Abweichung von 1,2% als hinreichend gut akzeptiert. Wie schnell eine Lösung gefunden werden kann, hängt auch stark von der Lastsituation ab: ist die Last so hoch, dass fast alle Kraftwerke angeschaltet sein müssen, kann das GGLP in der Regel schnell gelöst werden, da die Lösung unter Weglassen der Ganzzahligkeitsbedingungen die Ganzzahligkeitsbedingungen bereits weitgehend automatisch erfüllen wird, da viele Kraftwerke mit ihrer vollen Leistung produzieren müssen, um die Last zu decken. Bei niedriger Last hingegen gibt es viele Kombinationsmöglichkeiten der an-aus Zustände der einzelnen Kraftwerke, die eine Lastdeckung erreichen und es müssen mehr Knoten untersucht werden, bevor eine hinreichend gute Lösung gefunden werden kann. Speicher erschweren das Optimierungsproblem, indem sie Zeitschritte koppeln.

Der Branch-and-Bound-Algorithmus wird zum Branch-and-Cut-Algorithmus, wenn das Ausschließen von Knoten mit ihren Unterknoten mittels bounding durch die Generierung von sogenannten Schnittebenen - Englisch cutting planes - unterstützt wird. Ein Schnittebenenverfahren fügt einem LP-relaxierten Optimierungsproblem an einem Knoten, dessen Lösung Ganzzahligkeitsanforderungen verletzt, weitere Ungleichungen hinzu, so dass die LP-Lösung und weitere, die Ganzzahligkeitsanforderung verletzenden Lösungen ausgeschlossen werden. Der Branch-and-Cut-Algorithmus hat sich als sehr effizientes Werkzeug in der GGLP bewährt.

### 3.3 Verwendete Software

Das in dieser Arbeit aufgebaute Optimierungsmodell wurde in Matlab programmiert. Die Lösung des Modells kann mit verschiedenen Solvern erfolgen, sofern diese eine Schnittstelle zu Matlab bieten. IBM bietet mit dem Solver CPLEX einen sehr effizienten und vielfach genutzten Solver für Lineare, Gemischt-Ganzzahlig-Lineare und Nichtlineare Optimierung an. Für die Rechnungen in dieser Arbeit wurde CPLEX eingesetzt. Die Rechnungen wurden auf einem Knoten eines IWES-Rechenclusters mit 12 CPUs a 2,8 GHz und 96 GB RAM durchgeführt.

## Kapitel 4

# Optimierungsmodell und Eingangsdaten für die Kraftwerkseinsatzplanung

### 4.1 Zielfunktion und übergeordnete Nebenbedingungen

Als Optimierungsziel der Einsatzoptimierung für das System aus Kraftwerken, Stromspeichern, Wärmespeichern und Wärmepumpen sind prinzipiell verschiedene Optimierungsziele denkbar, beispielsweise eine Minimierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen oder des Primärenergieverbrauchs. Ziel im Leitstudie-Projekt war es, einen Strom- und Wärmemarkt nach heutiger Praxis nachzubilden, bei der eine Minimierung der variablen Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung erfolgt. CO<sub>2</sub>-Emissionen werden über CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise in die variablen Kosten einbezogen, wobei der Zertifikatspreis exogen vorgegeben wird. Die Rückkopplung, die der Kraftwerkseinsatz auf den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis besitzt, müsste exogen über ein vorgeschaltetes Modell berücksichtigt werden, dies ist für die in den folgenden Kapiteln vorgestellten Rechnungen der Einfachheit halber nicht geschehen.

Das System, dessen Einsatz durch die Optimierung gesteuert wird, besteht aus Kraftwerken zur reinen Stromerzeugung, Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerken, die mit Wärmespeichern, gasbeheizten Backup-Heizkesseln und im Szenario C auch elektrischen Backup-Heizstäben ausgestattet sind, Wärmepumpen, Pumpspeichern und Elektrolyseuren (eine genaue Beschreibung der Komponenten findet sich in den folgenden Abschnitten). Die variablen Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung setzen sich also zusammen aus den Brennstoffkosten der Kraftwerke  $C_{fuel}$  (diese enthalten den Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate), den Anfahrkosten  $C_{startup}$  aller Kraftwerke, Verschleißkosten  $C_{LW}$ , die bei ungleichmäßiger Fahrweise der Kraftwerke entstehen, den Brennstoffkosten für die Wärmeerzeugung  $C_{boiler}$  in Backupgaskesseln der Kraft-Wärme-Kopplung und in Szenario C Kosten für den Stromverbrauch durch Elektroheizstäbe  $C_{elecheat}$ . Die Zielfunktion  $f$  wird mathematisch beschrieben durch:

$$f = \sum_{t=t_0}^{t_0+N_t} \sum_i C_{fuel,i}(t) + C_{startup,i}(t) + C_{LW,i}(t) + C_{elecheat,i}(t) + C_{boiler,i}(t)$$

Der Index  $i$  bezeichnet dabei die einzelnen Kraftwerke. In einem Optimierungsschritt wird die Summe der Kosten über einen Zeitraum von  $N_t$  Zeitschritten beginnend mit dem Zeitpunkt  $t_0$  minimiert. Da die erneuerbaren Einspeisezeitreihen mit einer Auflösung von 1 Stunde vorliegen, wurde als Zeitschrittweite 1 Stunde gewählt. Perspektivisch sollte die Verwendung von 15 Minuten Zeitschritten angestrebt werden. Damit könnten dynamischere Aspekte wie begrenzte Leistungsänderungsgeschwindigkeiten der Kraftwerke modelliert werden. Wegen der hohen Rechenkomplexität der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung auf Basis des Branch-and-Cut-Algorithmus für große Kraftwerksparks mit einer hohen Anzahl an Speichern<sup>1</sup> wird mit Zeitschrittweite 1 Stunde für den gegebenen Kraftwerkspark nur eine Kurz- bzw. Mittelfristplanung geschlossen gelöst, d.h. Optimierungszeiträume bis zu etwa einer Woche ( $N_t \leq 24 \cdot 7$  h). Durch

Aneinanderreihen von Lösungen für einzelne (überlappende) Zeiträume wird die Lösung für das gesamte zu betrachtende Szenariojahr zusammengesetzt. Dabei ist es nicht auszuschließen, dass im Bezug auf eine geschlossene Lösung eines ganzen Jahres suboptimale Ergebnisse erhalten werden. Dies gilt vornehmlich, wenn der Einsatz von Langzeitspeichern optimiert werden soll. In solchen Fällen werden in der Regel Verfahren zur Langzeitoptimierung (mit geringerer Rechenkomplexität) der Kurzfristeinsatzoptimierung vorgeschaltet.

Wie eine Erweiterung hin zu längeren Optimierungszeiträumen am besten vorzunehmen ist, wird derzeit in Folgeprojekten untersucht. Neben der iterativen Kopplung mit einer Langzeiteinsatzoptimierung mit geringerer Rechenkomplexität kommt auch eine Parallelisierung des Branch-and-Cut-Algorithmus mit allen Knoten des gesamten Rechenclusters von 380 CPUs in Frage.

Die Minimierung erfolgt unter der Nebenbedingung, dass Strom-Residuallast (also die nach Einspeisung von nicht-steuerbaren erneuerbaren Energien verbleibenden Reststromnachfrage) - und die Wärmelasten für Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke und Wärmepumpen gedeckt werden. Übersteigt die Erzeugung aus nicht-steuerbaren erneuerbaren Energien die Stromnachfrage, d.h. die Stromresiduallast wird negativ, wird der Überschuss eingespeichert. Eine Abregelung kurzzeitiger, hoher Wind- und Solarleistungsspitzen kann kostengünstiger sein als deren volle Einspeisung, wenn Kraftwerke mit hohen Anfahrkosten heruntergefahren werden und kurz danach wieder ans Netz gebracht werden müssen. Des Weiteren kann eine Abregelung von erneuerbaren Energien zur Wahrung der Netzstabilität nötig sein. Eine Abregelung als Einsatzoptimierungsoption wird für die Leitstudie nicht betrachtet, da von einer Beibehaltung des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien ausgegangen wird und Abregelungen aufgrund von Netzstabilitätsproblemen in dieser Arbeit nicht bewertet werden können. Durch den Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien wird ein ökonomischer Anreiz für die Anpassung des Kraftwerksparks hin zu flexibleren Kraftwerken geschaffen. Eine Abregelung der extremsten und selten auftretenden Überschusssituationen im Jahr 2050, die einen geringen Energieinhalt aufweisen, wird im Abschnitt 5 diskutiert, um die installierte Einspeicherleistung der Elektrolyse sinnvoll zu begrenzen.

Der Austausch von Strom mit Europa wurde im Projekt Leitstudie derart berücksichtigt, dass durch das Modell REMix am DLR eine vereinfachte (d.h. unter Anderem rein kontinuierliche) Einsatzoptimierung für ganz Europa durchgeführt wurde und die ermittelten Import-Export-Zeitreihen für Deutschland an das hier vorgestellte Modell zur genaueren Einsatzoptimierung für Deutschland übergeben wurden. Der Export wird in der Einsatzoptimierung für Deutschland als nicht-steuerbare zusätzliche Nachfrage und der Import wie eine nicht-steuerbare Erzeugung behandelt. Durch REMix konnten Übertragungsengpässe zwischen den Ländern Europas berücksichtigt werden, während das hier vorgestellte Deutschland-Modell von einem perfekt realisierten Netzausbau innerhalb Deutschlands ausging, Stromnetzengpässe wurden also nicht betrachtet. Das Modell wird derzeit erweitert, um Netzengpässe abzubilden.

Für das Projekt Leitstudie wurde eine Optimierung mit einer prognosefehlerbehafteten Stromresiduallast vorgenommen. D.h. es wurde die Nebenbedingung der Nachfragedeckung einer prognostizierten Stromresiduallast  $P_{RD}(t)$  verwendet:

$$\sum_i P_i(t) + \sum_j (P_{turb,j}(t) - P_{pump,j}(t)) - P_{elektrolyse} = P_{RD}(t)$$

Hierbei bezeichnet  $P_{turb,j}$  die Leistungsabgabe der Pumpspeicherturbine von Pumpspeicherwerk  $j$ ,  $P_{pump,j}$  die Leistungsaufnahme der Pumpspeicherpumpe und  $P_{elektrolyse}$  die (aggregierte) Leistungsaufnahme der Elektrolyseure.

Die Prognose  $P_{RD}$  der Residuallast setzt sich zusammen aus Lastprognose und Prognosen der Einspeisung der erneuerbaren Energien. Da der Fehler der Wind- und PV-Prognose stark mit dem Vorhersagehorizont zunimmt, ist eine häufige Aktualisierung der Prognose und Revision der Kraftwerksfahrpläne sinnvoll. Für die Leitstudie wurden von IWES-Mitarbeiter Rainer Schwinn für jede Stunde der untersuchten Szenariojahre 48-Stundenprognosen der Wind- und PV-Einspeisung simuliert und damit eine Residuallastprognose erstellt. Ein Prognosefehler für die Last wurde nicht berücksichtigt. Auch bei der thermischen Last wurden keine Prognosefehler berücksichtigt. Mit der prognosefehlerbehafteten 48 Stunden-Residuallastprognose und der fehlerfreien Prognose der thermischen Last wird eine sogenannte 'rollierende' Einsatzplanung durchgeführt: Beginnend mit

<sup>1</sup>Jede KWK-Anlage ist in den Szenarien mit einem Wärmespeicher ausgestattet. Hinzu kommen als Stromspeicher die Pumpspeicherwerke sowie ein aggregierter Wasserstoffspeicher.

Stunde 1 im Jahr und den Prognosen der elektrischen Restnachfrage und thermischen Last in Stunde 1 bis 48 wird der Kraftwerks- und Speichereinsatz für diese 48 Stunden berechnet. Nach einer frei wählbaren Zeit  $\Delta t$  - idealer Weise nach einer Stunde - wird der Kraftwerkseinsatz mit einer aktualisierten Prognose für die Stunden  $t_0 + \Delta t$  bis  $t_0 + \Delta t + N_t$  neu berechnet. So kann ein Ausgleich des Prognosefehlers über einen revidierten Kraftwerksfahrplan erreicht werden. In der Einsatzplanung berücksichtigt wurde dabei, dass Kraftwerke im ausgeschalteten Zustand nur dann zum Ausgleich kurzfristiger Prognosefehler beitragen können, wenn ihre Anfahrtdauer es erlaubt. Kern- und Kohlekraftwerke mit angenommenen Anfahrtdauern zwischen 25 (Kaltstart) und 5 Stunden (Heißstart) eignen sich damit nur zum Ausgleich von Prognosefehlern im Kurzzeitbereich, wenn sie zum Zeitpunkt des Bekanntwerdens des Prognosefehlers am Netz sind (d.h. angeschaltet) sind.

Für die Untersuchungen in dieser Arbeit wurde eine Neuberechnung mit einer prognosefehlerfreien Last und einem Optimierungshorizont von 96 Stunden vorgenommen. Die Entscheidung für die Erweiterung des Optimierungshorizonts um 48 Stunden für die Szenariojahre 2050 A und 2050 C wurde aufgrund der teils über mehrere Tage andauernden Stromüberschussituationen getroffen. Ein möglichst langer Optimierungshorizont ist bedeutsam, da Wärme- und Pumpspeicher für die Zwischenspeicherung von Energie keine explizite Gutschrift (in Form eines negativen Kostenbeitrags zur Zielfunktion) zugewiesen bekommen, sondern die Optimierung den Wert der Zwischenspeicherung an den durch die Zwischenspeicherung nach der Überschussituation vermiedenen Energieerzeugungskosten erkennt. Da eine Prognose für einen Optimierungshorizont von 96 Stunden nicht vorlag, wurde eine prognosefehlerfreie Residuallast verwendet.

**Regelleistungsvorhaltung** Beim Ausgleich von Prognosefehlern im Zeitbereich unter einer Stunde wird definitionsgemäß von Ausgleich durch Regelleistung gesprochen. Die Regelleistung dient darüber hinaus dem Ausgleich von Erzeugungsdefiziten bei unvorhergesehenen Kraftwerksausfällen und Fahrplansprüngen. Die Regelleistung wird in Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung eingeteilt. Die Primärregelleistung dient zum Ausgleich von Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch im ms Bereich bis zu 30 Sekunden. Dauert der Ausgleichsbedarf an, wird sie durch Sekundärregelleistung abgelöst, die wiederum nach ca. 5 Minuten graduell durch Minutenreserve abgelöst wird. Die Primärregelleistung wird heute hauptsächlich durch Kraftwerke, die sich am Netz befinden, vorgehalten. Da mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien auch längerfristige Überschussituationen entstehen, bei denen keine Kraftwerkserzeugung benötigt wird, könnten Batterien und vermehrt Pumpspeicher am Netz in Zukunft diese Aufgabe übernehmen. In Überschussituation kann Primärregelleistung durch sich in Betrieb befindliche Elektroheizstäbe oder Elektrolyseure erbracht werden. Sekundärregelleistung kann auch durch nicht am Netz befindliche Pumpspeicher erbracht werden. Minutenreserve kann durch stehende Pumpspeicher und Gaskraftwerke bereitgestellt werden.

Der Leistungsbedarf für die Vorhaltung positiver Regelleistung wurde in der Leitstudie mit 6,8 GW für das Szenario 2050 A berechnet. Hierbei handelt es sich um die in diesem Jahr für die Vorhaltung von Regelleistung maximal benötigte Leistung, eine Berechnung des stündlichen Bedarfs an vorzuhaltender Regelleistung wurde im Projekt nicht durchgeführt. Da es den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde, den stündlichen Bedarf zur Vorhaltung von Primär-, Sekundär- und Minutenreserve unter Abschätzung der möglichen zukünftigen Beiträge der erneuerbaren Energien zu berechnen und in die Kraftwerkseinsatzoptimierung einzubeziehen, werden hier vereinfacht 4 GW Leistung der Pumpspeicher für die Vorhaltung/ Bereitstellung von Regelleistung 'reserviert'. D.h. diese Leistung wird nicht in die Einsatzoptimierung einbezogen und steht somit nicht zur Residuallastdeckung zur Verfügung. Es wird angenommen, dass der verbleibende Minutenreservebedarf durch die in den Szenarien kaum eingesetzten, aber für die Vorhaltung von gesicherter Leistung vorhandenen Gasturbinenkraftwerke bereitgestellt wird.

## 4.2 Kraftwerksmodell

Kraftwerke besitzen aus verschiedenen Gründen (z.B. instabile Verbrennung bei Dampfkraftwerken, Mindestleistungen von Kohlemühlen und Rauchgasreinigung) eine minimale Leistung  $P_{min}$ , unterhalb derer keine Leistungsabgabe möglich ist. Für Kohlekraftwerke mit Baujahr nach 1990

wurde zum Beispiel in der Leitstudie von einer Minimalleistung von 45% der Nennleistung ausgegangen, während Gasturbinen kurzfristig ihre Leistung bis 20% der Nennleistung absenken können. Die angenommenen Mindestleistungen für Kraftwerke mit Baujahr ab 1990 (nur diese sind für das Jahr 2050 relevant) sind in Tabelle 4.1 in Abschnitt 4.4 angegeben.

Um eine Mindestleistung modellieren zu können, wird für jedes Kraftwerk  $i$  und jeden Zeitschritt  $t$  eine Binärvariable  $b_{on,i}(t)$ , die den Zustand an ( $b_{on,i}(t) = 1$ ) oder aus ( $b_{on,i}(t) = 0$ ), kennzeichnet, verwendet. Damit lässt sich die Mindestleistung abbilden durch:

$$b_{on,i}(t) \cdot P_{min,i} \leq P_i(t)$$

Und eine obere Leistungsgrenze durch:

$$P_i(t) \leq b_{on,i}(t) \cdot P_{max,i}$$

Die obere Leistungsgrenze  $P_{max,i}$  ist, da die Nettostromproduktion modelliert wird, gleich der Nettoengpassleistung des Kraftwerks.

Um pro Kraftwerk und Zeitschritt eine Ungleichungen einzusparen, schlug Carrión ([Carrión und Arroyo, 2006]) vor, statt  $P(t)$ , die Variable  $dP(t) = P(t) - P_{min}$  zu verwenden. Damit genügt die Ungleichung:

$$dP_i(t) \leq b_{on,i}(t) \cdot (P_{max,i} - P_{min,i})$$

Der momentane Brennstoffverbrauch des Kraftwerks  $i$  kann aus seiner momentanen Nettoleistung und seinem Netto-Wirkungsgrad  $\eta_i$  berechnet werden:

$$\text{Brennstoffverbrauch} = \frac{P_i(t)}{\eta_i(P_i(t))}$$

Die momentanen Brennstoffverbrauchskosten ergeben sich durch Multiplikation mit den Kosten pro MWh Brennstoffprimärenergie  $c_{fuel,i}$ . Der Netto-Wirkungsgrad hängt von der abgegebenen Leistung ab. Für thermische Kraftwerke steigt er deutlich mit zunehmender Leistung, da der Eigenbedarf des Kraftwerks unterproportional zur Leistungsabgabe anwächst. In der Regel lässt sich die Brennstoffverbrauchsfunktion gut durch eine lineare Näherung approximieren, es wird die von Ellersdorfer [Ellersdorfer und Andere, 2008] vorgeschlagene Linearisierung verwendet:

$$C_{fuel,i}(t) \approx c_{fuel,i} \cdot \frac{P_{min,i}}{\eta_{min,i}} + c_{fuel,i} \cdot \left( \frac{P_{max,i}/\eta_{max,i} - P_{min,i}/\eta_{min,i}}{P_{max,i} - P_{min,i}} \right) \cdot dP_i(t)$$

Der Wirkungsgrad ist neben der Leistungsabgabe  $P$  auch von den Umgebungsbedingungen abhängig. In Dampfkraftwerken steigt der Wirkungsgrad mit abnehmender Temperatur des Kühlmediums, das den Kraftwerkskondensator kühlt. Das Kühlmedium ist bei Durchlaufkühlung Flusswasser. Bei Nasskühltürmen wird das Kühlwasser in einem Kühlturm versprüht, kühlt beim Herunterrieseln im Turm ab, wird aufgefangen und wiederverwendet. In Trockenkühltürmen wird der Dampf durch Kühlrohre geleitet und durch die an der Außenseite der Rohre vorbeiströmende Luft gekühlt. Bei solchen Luftkühltürmen wird für ein Beispielkraftwerk der Unterschied im Wirkungsgrad des Kraftwerks zwischen Winter und Sommer in [Konstantin, 2007] mit 1 %-Punkt angegeben. Bei Gasturbinen sinkt der Wirkungsgrad mit steigender Außentemperatur und sinkendem Luftdruck. Die Abhängigkeit des Wirkungsgrades von den Umgebungsbedingungen wurde in den hier vorgestellten Optimierungsrechnungen nicht berücksichtigt.

Um die Startkosten von Kraftwerken beim Anfahren abzubilden, wird eine weitere Binärvariable  $b_{start,i}(t)$  benötigt, die angibt, ob das Kraftwerk zum Zeitpunkt  $t$  startet ( $b_{start,i}(t) = 1$ ) oder nicht ( $b_{start,i}(t) = 0$ ). Die Startkosten für Kraftwerk  $i$  zum Zeitpunkt  $t$  lassen sich modellieren durch:

$$C_{startup,i}(t) = b_{start,i} \cdot C_{start,i}$$

wobei  $C_{start,i}$  die Kosten für das Anfahren des Kraftwerks bis zur Mindestleistung sind. Anfahrkosten sind vor allem dadurch bedingt, dass die Bauteile eines Kraftwerks (Kessel und Rohre beim Dampfkraftwerk, Verdichter beim Gaskraftwerk) beim Aufheizen des Arbeitsmediums Wärme aufnehmen, die im Stromerzeugungsprozess nicht genutzt werden kann. Je größer

die Wärmekapazität eines Kraftwerks, desto höher die Anfahrkosten. Die Wärmeverluste bei Dampfkraftwerken mit dickwandigen Bauteilen wie Kesseln und Rohren sind also höher als für Gaskraftwerke. Durch das Aufwärmen (oder Abkühlen beim Abfahren) der Bauteile treten ferner thermische Spannungen auf, die zu einem Lebensdauerverbrauch der Bauteile führen und daher Kosten verursachen. Die Anfahrkosten hängen davon ab, ob das Kraftwerk aus dem kalten, warmen oder heißen Zustand angefahren wird; denn im warmen und heißen Zustand muss keine Komplettaufheizung vorgenommen werden und es genügt ein geringerer Temperaturgradient um auf Arbeitstemperaturen zu kommen. In [Ellersdorfer und Andere, 2008] wurden Annahmen zum Wärmebedarf für das Aufheizen verschiedener Kraftwerkstechnologien sowie den Kosten für den Lebensdauerverschleiß zum Anfahren getroffen, jedoch nicht differenziert nach Kalt-, Warm- oder Heißstart. Sie werden in Tabelle 4.2 angegeben. Die Startvariable wird über die von [Ellersdorfer und Andere, 2008] vorgeschlagene Ungleichung beschrieben:

$$b_{start}(t) \geq b_{on}(t) - b_{on}(t-1) , 0 \leq b_{start} \leq 1$$

$b_{start}$  wird dem Optimierungsalgorithmus nicht explizit als Binärvariable deklariert, um die Anzahl der Verzweigungen im Suchbaum des Branch-and-Cut-Algorithmus klein zu halten.  $b_{start}$  nimmt automatisch nur binäre Werte an, da die Optimierung, um die Kosten zu minimieren, immer versuchen wird, die Binärvariable auf 0 zu setzen, wenn durch die Ungleichung nicht ein Wert von 1 erzwungen wird.

Im Modell wurde die Möglichkeit implementiert zwischen Kalt-, Warm-, oder Heißstartkosten (und Anfahr Dauern) zu unterscheiden, diese Möglichkeit wurde wegen der höheren Anzahl der benötigten Variablen und damit Rechenkomplexität für die Leitstudie jedoch nicht genutzt. Es wurde dort mit den Anfahrkosten für einen Warmstart gerechnet.

Die Anfahrdauer der Kraftwerke wird bestimmt durch die vorgegebene Begrenzung von Temperatur - und Druckgradienten. Auch hier ist wieder relevant, ob die Kraftwerke aus dem ausgekühlten, warmen oder heißen Zustand angefahren werden. Bei Gasturbinen allerdings wird eine solche Unterscheidung im Modell nicht getroffen, da ihre Anfahrdauer auch im Kaltstart überhalb der zeitlichen Auflösung liegt. Gasturbinen können mit sehr hohen Temperaturgradienten angefahren werden und haben Anfahr Dauern von ca. 10 Minuten. Die verwendeten Anfahr Dauern für die verschiedenen Kraftwerkstechnologien sind in Tabelle 4.1 angegeben.

Aus der Anfahrdauer ergibt sich nach dem Abschalten eines Kraftwerks eine Zeit, in der die Variable  $b_{on}(t)$  nicht 1 sein darf, das Kraftwerk also keinen Strom ans Netz abgeben darf. Die Mindeststillstandszeit wird in der Literatur häufig höher als die Anfahrdauer gesetzt, um den Verschleiß der Anlagen durch häufiges An- und Abfahren zu begrenzen. Werden Verschleißkosten jedoch korrekt in die Anfahrkosten eingepreist, so sollte eine solche modellexogene erzwungene Verringerung der Anfahrvorgänge eigentlich nicht notwendig sein. Die Mindeststillstandszeit  $T$  wird nach [Ellersdorfer und Andere, 2008] mit folgender Ungleichung erzwungen:

$$T - (b_{on}(t+1) + b_{on}(t+2) + \dots + b_{on}(t+T)) \geq (b_{on}(t) - b_{on}(t+1)) \cdot T$$

Da die Anfahrdauer von Gasturbinen unterhalb einer Stunde liegt und damit über der hier verwendeten zeitlichen Auflösung, wird für Gasturbinen keine Mindeststillstandszeit-Nebenbedingung implementiert.

Nicht nur beim An- und Abfahren entsteht ein Verschleiß der Bauteile, sondern ebenso bei Änderungen der Leistungsabgabe, hier mit 'Lastwechselverschleiß' bezeichnet. Wie hoch die Verschleißkosten sind, ist derzeit Gegenstand der Forschung und kann nicht genau quantifiziert werden. Geringfügige Lastwechselkosten sollten in jedem Fall vorgegeben werden, da ansonsten bei kostenmäßig gleichwertigen Lösungen der Optimierungsaufgabe, eine Lösung mit unnötigen Lastwechseln der Kraftwerke von der Optimierung gewählt werden kann. Es werden hier Lastwechselkosten  $c_{LW,i,Euro/MW}$  für einen Lastwechsel von 1 MW von 60% der Verschleißkosten für das Anfahren verwendet (siehe Tabelle 4.2). Da angenommen wird, dass der Verschleiß unabhängig davon ist, ob es sich um eine Leistungssteigerung oder Reduktion des Kraftwerks handelt, wird wie in [Hofmann, 2010] mit zwei Variablen  $LW1$  und  $LW2$  pro Zeitschritt und Kraftwerk zur Abbildung des Betrags des Lastwechsels gearbeitet:

$$LW1_i(t+1) - LW2_i(t+1) = P_i(t+1) - P_i(t) , t = 1..N_t - 1$$

$$0 \leq LW1_i \leq P_{max,i} , 0 \leq LW2_i \leq P_{max,i} ,$$

Die Kosten  $C_{LW,i}(t+1)$  für den Lastwechsel zwischen Zeitschritt  $t$  und  $t+1$  sind:

$$C_{LW,i}(t+1) = c_{LW,i,Euro/MW} \cdot (LW1(t+1) + LW2(t+1))$$

### 4.3 Besonderheiten bei der Modellierung der Kraft-Wärme-Kopplung

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Erzeugung von elektrischer oder mechanischer Energie und nutzbarer Wärme in einem thermodynamischen Prozess (vgl. [AGFW, 2009]). Gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom oder mechanischer Energie und Wärme ergibt sich in der Regel eine bessere Ausnutzung der eingesetzten Primärenergie. So fällt bei Kondensationsdampfkraftwerken zwischen 40 bis 70 % der eingesetzten Primärenergie als Abwärme auf einem so gut wie nicht nutzbaren Temperaturniveau an und wird als Verlustenergie an die Umgebung abgegeben. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Dampfkraftwerken wird der Dampf in der Turbine nur bis zu einem höheren Druck (dem Gegendruck) als dem Kondensationsdruck bei Umgebungs- bzw. Kühlwassertemperatur entspannt und weist dadurch eine zu Heizzwecken oder für Prozesswärme nutzbare Temperatur auf. Es verringert sich zwar dabei der elektrische Wirkungsgrad des Kraftwerks, der Gesamtwirkungsgrad verbessert sich jedoch gegenüber einer vergleichbaren getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Wie stark sich die Stromerzeugung durch die Wärmeauskopplung verringert, hängt bei Dampfkraftwerken davon ab, bei welchem Druck bzw. welcher Temperatur der Heißdampf benötigt wird. Die Verringerung der Stromerzeugung wird mit Hilfe der Stromverlustkennzahl (hier bezeichnet mit  $c_v$ ) angegeben. Es gilt: je niedriger das benötigte Temperaturniveau, desto geringer die Stromeinbuße. In [Konstantin, 2007] wird eine Stromverlustkennziffer von  $0,22 \text{ kWh}_{el}/\text{kWh}_{th}$  für die Auskopplung von Dampf aus einem Steinkohlegroßkraftwerk bei  $134^\circ\text{C}$  (3 bar) angegeben. Für eine Auskopplung bei  $81^\circ\text{C}$  und 0,5 bar beträgt die Stromverlustkennziffer nach [Konstantin, 2007] hingegen nur  $0,12 \text{ kWh}_{el}/\text{kWh}_{th}$ . Beim reinen Stromerzeugungsprozess in Gasturbinen verlässt das Abgas die Turbine bei Temperaturen um  $450\text{--}600^\circ\text{C}$ , ein für Wärmeversorgung hervorragend nutzbares Temperaturniveau. Die Nutzung der Wärme verursacht beim Gasturbinenprozess quasi keine Stromeinbuße, die Wärme ist also 'geschenkt'. Die Abgaswärme kann entweder direkt zu Trocknungszwecken genutzt werden, oder es wird in einem Abhitzeessel Dampf oder Heißwasser erzeugt. Bei kombinierten Gas- und Dampfturbinen wird der im Abhitzeessel erzeugte Dampf zum Antrieb einer Dampfturbine genutzt, aus der ihrerseits Dampf für Heizzwecke ausgekoppelt werden kann.

#### 4.3.1 Modellierung von Gegendruckanlagen

Bei Dampfturbinen-KWK wird für die Simulation zwischen Gegendruckanlagen und Entnahmekondensationsanlagen unterschieden. Bei den Gegendruckanlagen wird wie oben beschrieben, der Dampf bis zu einem über normalen Abwärmekondensationsdrücken liegenden Gegendruck entspannt und entweder als Prozessdampf direkt genutzt oder in einem Heizkondensator bei hoher Temperatur kondensiert um über einen Wärmetauscher Heißwasser zu Heizzwecken zu erzeugen. Bei Gegendruckanlagen sind Strom- und Wärmeproduktion relativ starr aneinander gekoppelt, es geschieht in der Regel keine Stromproduktion ohne Produktion von Nutzwärme. Das Verhältnis von Stromproduktion  $P$  zu Nutzwärmeproduktion  $\dot{Q}$  wird über die Stromkennzahl (hier mit  $\sigma$  bezeichnet) angegeben. Für Gegendruckanlagen gilt nach [Hofmann, 2010]:

$$P_i(t) = a_i \cdot \dot{Q}_i(t) + b_i$$

mit festen anlagenspezifischen Koeffizienten  $a_i$  und  $b_i$ .  $b_i$  ist negativ. Damit ist die Stromkennzahl:

$$\sigma_i = \frac{P_i(t)}{\dot{Q}_i(t)} = a_i + \frac{b_i}{\dot{Q}_i(t)}$$

Für die Simulation in der Leitstudie wird vereinfacht von einer konstanten Stromkennzahl im gesamten Leistungsbereich ausgegangen (also  $b_i = 0$  für alle  $i$ ).

Wenn in Gegendruckanlagen ungekoppelt Strom erzeugt werden soll, z.B. um gesicherte Leistung bereitzustellen, kann ein zusätzlicher Notkühler, der die Wärme wegkühlt, installiert werden. Dieses wird für die Leitstudie nicht simuliert, da in den Szenarien Wärmespeicher zur Verfügung stehen, die die Wärme (wenn sie nicht komplett gefüllt sind) aufnehmen können.

### 4.3.2 Modellierung von Entnahmekondensationsanlagen

Entnahmekondensationsanlagen können einen variablen Anteil ungekoppelten Stroms erzeugen. Sie bestehen aus einer Gegendruckturbine und einer dahinter geschalteten Niederdruckkondensationsturbine. Zwischen der Gegendruckturbine und der Kondensationsturbine kann über ein Regelventil Dampf entnommen werden, wodurch sich die Stromproduktion in der Niederdruckturbine verringert. Die Stromeinbuße pro MWh ausgekoppelter Wärme wird durch die Stromverlustkennzahl  $c_v$  beschrieben. Wenn kein Wärmebedarf/Prozessdampfbedarf vorliegt, wird der gesamte Dampfmassestrom von der Gegendruckturbine durch die Niederdruckturbine bis zum normalen Abwärmekondensationsdruck entspannt. Bei maximalem Wärmebedarf hingegen wird kein Dampf mehr durch die Niederdruckturbine geleitet und der gesamte Dampf bei dem höheren Gegendruck entnommen. In diesem Fall läuft die Entnahmekondensationsanlage in 100 % Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb.

Die möglichen Werte von Wärme- und Stromproduktion von Entnahmekondensationsanlagen, können durch ein Betriebskennfeld wie in Abbildung 4.1 angegeben, übersichtlich dargestellt werden.

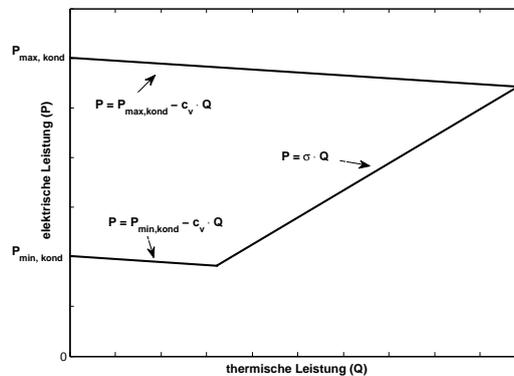


Abbildung 4.1: Schema der verwendeten Kennfelder von Entnahmekondensationsanlagen

In der Praxis gibt es viele davon abweichende Betriebskennfelder. Hier wird jedoch vereinfachend das obige Betriebskennfeld als repräsentativ für alle Entnahmekondensationsanlagen angenommen und durch folgende Modell-Ungleichungen beschrieben:

$$0 \leq \dot{Q}_i(t) \leq \dot{Q}_{max,i} \cdot b_{on,i}(t) \quad (4.1)$$

$$0 \leq P_i(t) \leq P_{max,kond,i} \cdot b_{on,i}(t) - c_{v,i} \cdot \dot{Q}_i(t) \quad (4.2)$$

$$P_i(t) \geq P_{min,kond,i} \cdot b_{on,i}(t) - c_{v,i} \cdot \dot{Q}_i(t) \quad (4.3)$$

$$P_i(t) \geq \sigma_i \cdot \dot{Q}_i(t) \quad (4.4)$$

Wobei  $\dot{Q}_{max,i}$  die installierte thermische Leistung der Anlage  $i$  ist.

In Anlehnung an [Grohnheit, 1993] wird der Brennstoffbedarf mit Hilfe des Wirkungsgrades im Kondensationsbetrieb  $\eta_{el,kond}$  wie folgt berechnet:

$$\text{Brennstoffbedarf von Entnahmekondensationsanlage } i = \frac{P_i + c_{v,i} \cdot Q_i}{\eta_{el,kond,i}}$$

$\eta_{el,kond}$  sinkt im Teillastbetrieb, es wird wie bei der Modellierung der Kondensationskraftwerke eine Linearisierung der Brennstoffkostenfunktion vorgenommen:

$$C_{fuel} \approx c_{fuel} \cdot \frac{P_{min,kond}}{\eta_{min,kond}} + c_{fuel} \cdot \frac{\frac{P_{max,kond}}{\eta_{max,kond}} - \frac{P_{min,kond}}{\eta_{min,kond}}}{P_{max,kond} - P_{min,kond}} \cdot (P + c_v \cdot Q - P_{min,kond})$$

### 4.3.3 Modellierung von Blockheizkraftwerken

Da Wärme nicht wie Strom mit geringen Verlusten über weite Strecken transportiert werden kann, kommt der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung eine wichtige Rolle zur Erschließung von Wärmenachfragepotentialen zu. Im Bereich der dezentralen KWK stellen Diesel- und Ottomotor-Blockheizkraftwerke die etabliertesten Technologien dar. Daneben gibt es Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Stirling-Motoren, Mikrogasturbinen, ORC-Anlagen und Brennstoffzellen. Mit Motor-Blockheizkraftwerken lassen sich wirtschaftlich Temperaturniveaus bis 140°C bereitstellen, sie eignen sich also vor allem für den Niedertemperaturbereich. Häufig sind Blockheizkraftwerke modular aufgebaut. Dies erhöht die Versorgungssicherheit und ermöglicht, dass die einzelnen Module wenig in Teillast gefahren werden müssen, da je nach Strom-/Wärmebedarf Module zu- und abgeschaltet werden können (vergleiche Abbildung 4.2).

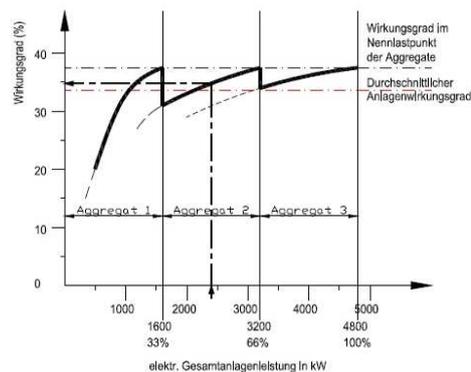


Abbildung 4.2: Teillastwirkungsgrad eines modular aufgebauten Motor-BHKW nach [Schaumann und Schmitz, 2010]

Weitere Vorteile sind die im Vergleich zu Großkraftwerken extrem kurzen Anfahrzeiten der BHKW. Im Rahmen einer Gemischt-Ganzzahligen Linearen Optimierung für den gesamten deutschen Kraftwerkspark kann die Vielzahl der BHKW nicht einzeln, sondern nur aggregiert nach Technologien abgebildet werden. Für die Leitstudie wurden die Technologien Gasmotor-BHKW der größeren Leistungsklasse sowie Mini-Gasmotor-BHKW, Brennstoffzellen und Biogas-BHKW modelliert. Es wurde wegen der modularen Bauweise für die aggregierte BHKW-Leistung keine Verschlechterung des Wirkungsgrades in Teillast angenommen. Ferner wurden Anfahrkosten nicht berücksichtigt. Die BHKW werden durch folgende Gleichungen modelliert, wobei der Index  $i$  hier für die genannten Technologien und nicht die einzelnen Kraftwerke steht:

$$P_i(t) = \sigma_i \cdot \dot{Q}_i$$

$$C_{fuel,i}(t) = \frac{P_i(t)}{\eta_{max,i}}$$

$$0 \leq P_i(t) \leq P_{max,i}$$

Für die Stromkennzahlen der Technologien wurden folgende Werte für die Szenarien 2050 verwendet:

- Für Biomethan-BHKW mit Leistung der Einzelanlagen größer 50 kW elektrisch: 1
- Für Biomethan-BHKW mit einer Leistung der Einzelanlagen kleiner 50 kW elektrisch: 0,52
- Für Brennstoffzellen mit einer Leistung kleiner 50 kW elektrisch: 0,66
- Für Biogas-BHKW ohne Anschluss ans Erdgasnetz: 0,63

Die Biogas-BHKW wurden so modelliert, dass sie einen konstant übers Jahr anfallenden Gasstrom verstromen müssen. Um ihnen eine gewisse Flexibilität bei der Verstromung zu ermöglichen, sind sie in den Szenarien mit Gasspeichern ausgestattet, die eine Kapazität von 12 Stunden Gasproduktion fasst.

### 4.3.4 Modellierung von Backup-Gaskesseln und Backup-elektrischen Heizstäben der KWK

Die Wärmeleistung von KWK-Anlagen wird aus ökonomischen Gründen meist nicht auf die thermische Jahreshöchstlast ausgelegt (vergleiche z.B. [Schaumann und Schmitz, 2010], S. 57), da sich hierbei deutlich geringere Volllaststunden ergeben. Die Wärmehöchstlast wird in der Regel durch einen Spitzenlastkessel gedeckt, der deutlich niedrigere Investitionskosten pro kW hat und nur wenige Stunden im Jahr laufen muss, um sich zu amortisieren. Nach den Annahmen der Leitstudie wird jede KWK-Anlage mit einem Backup-Gaskessel ausgestattet, mit dessen Leistung 100 % der Jahreshöchstlast gedeckt werden können. Dies eröffnet die Möglichkeit, die KWK-Anlagen zu jedem Zeitpunkt im Jahr abzuschalten, wenn kein oder nur ein geringer Reststrombedarf besteht. Die Wärmeleistung  $\dot{Q}_{boiler,i}$  des Backup-Gaskessels von KWK-Anlage  $i$  wird durch folgende Gleichungen beschrieben:

$$0 \leq \dot{Q}_{boiler,i}(t) \leq \dot{Q}_{max,i}$$

und die Brennstoffkosten für die Verbrennung von Gas im Kessel ergeben sich aus:

$$C_{boiler,i}(t) = c_{fuel,boiler} \cdot \frac{\dot{Q}_{boiler,i}(t)}{\eta_{boiler}}$$

Der Wirkungsgrad des Kessels hängt vom Teillastzustand des Kessels ab, wurde jedoch für die Simulation konstant gesetzt (für alle Kraftwerke wird  $\eta_{boiler} = 95\%$  gesetzt), da die Abbildung eines Teillastwirkungsgrades die Rechenkomplexität deutlich erhöhen würde und gleichzeitig nur wenig Einfluss auf das hier interessierende Gesamtergebnis hat. Ebenso wurden Anfahrkosten und Anfahrerenergieverluste der Kessels nicht berücksichtigt.

Für das Szenario 2050 C der Leitstudie, in dem Überschussstrom nicht für die Produktion von Wasserstoff für den Verkehrssektor genutzt wird, sondern zwischengespeichert und rückverstromt wird, wurden zusätzlich elektrische Heizstäbe als Wärmeerzeuger vorgesehen. Diese dienen dazu, Überschussstrom in Nutzwärme zu wandeln. Ihr Stromverbrauch wird mit spezifischen Kosten belegt, die minimal unter den Kesselwärmegestehungskosten liegen. Damit wird gewährleistet, dass elektrische Heizstäbe nur in Zeiten negativer Residuallast eingesetzt werden. Die Wärme, die aus der elektrischen Leistung der Heizstäbe erzeugt wird, wird berechnet über:

$$\dot{Q}_{elecheat,i}(t) = \eta_{elecheat,i} \cdot P_{elecheat,i}(t)$$

mit  $\eta_{elecheat} = 99\%$ . Um sicherzustellen, dass nur Überschussstrom durch die Heizstäbe verwendet wird, wurden allen Heizstäben Kosten  $c$  für die Stromnutzung zugewiesen:

$$C_{elecheat,i}(t) = c \cdot P_{elecheat,i}(t) \text{ mit } c = c_{fuel,boiler} / \eta_{boiler} \cdot \eta_{elecheat} \cdot 95\%$$

Folgende Rechnung zeigt, dass der Einsatz von Heizstäben zur Erzeugung von Nutzwärme in Zeiten von Stromüberschüssen mehr Treibhausgasemissionen vermeidet als eine Erzeugung, Zwischenspeicherung und Rückverstromung von Wasserstoff:

Würde man auf die elektrischen Heizstäbe verzichten, würden die Backup-Gaskessel die Wärmelastdeckung übernehmen. Dies ist mit Emissionen von  $201,6 \text{ g CO}_2 / \eta_{boiler}$  pro kWh Wärme verbunden, also bei  $\eta_{boiler} = 95\%$  mit  $212,2 \text{ g CO}_2$ . Der überschüssige Strom wird durch Elektrolyseure mit einem Wirkungsgrad von maximal  $75\%$  zu Wasserstoff gewandelt. Hierdurch wird pro kWh eingespeichertem Überschussstrom die Verstromung von  $0,75 \text{ kWh}$  fossilem Erdgas ersetzt und damit Emissionen von  $0,75 \cdot 201,6 \text{ g CO}_2 = 151,2 \text{ g}$  vermieden. Wird ein Heizstab eingesetzt, werden die Emissionen des Kessels von  $212,2 \text{ g}$  vermieden, jedoch  $0,75 \text{ kWh} / \eta_{elecheat} = 0,758 \text{ kWh}$  mehr Erdgas, verbunden mit  $152,7 \text{ g CO}_2$ , verstromt. Damit kann eine prioritäre Nutzung des Überschussstroms durch den Heizstab  $\text{CO}_2$ -Emissionen gegenüber einer prioritären Zwischenspeicherung in Wasserstoffspeichern vermeiden<sup>2</sup>.

Die Betrachtung ist gültig, solange fossiles Erdgas in der Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wird.

Eine zumindest partielle Nutzung elektrischer Wärmepumpen ist energieeffizienter als eine rein elektrische Heizung. Wo technisch möglich, wäre also die Nutzung von Wärmepumpen statt elektrischer Heizstäbe vorteilhaft. Die obere Temperaturgrenze, die für den Einsatz heutiger

Wärmepumpen angegeben wird, liegt bei 100°C (bis zu 120°C wenn Abwärme als Wärmequelle genutzt wird), die maximalen Temperaturhübe von Wärmepumpen werden mit 55 Grad abgeschätzt ([Heidelck und Andere, 2000]). Damit könnte zumindest im Sommer ein Temperaturhub von 20°C Außentemperatur auf 70-80°C Vorlauftemperatur durch Wärmepumpen geschafft werden. Falls die Außentemperatur niedriger liegt oder höhere Vorlauftemperaturen benötigt werden, könnte ein elektrischer Heizstab die Nachheizung übernehmen.

### 4.3.5 Modellierung von KWK-Wärmespeichern

Mit dem Ziel den möglichen Anteil der KWK-Wärme an der Wärmelastdeckung zu steigern, sind in den Leitstudie-Szenarien ab dem Jahr 2020 alle KWK-Kraftwerke mit Wärmespeichern ausgestattet. Für die öffentliche Wärmeversorgung wurden Wasserspeicher vorgesehen. Für Prozessdampfspeicherung in der Industrie wurden Ruthspeicher, die Dampf zwischenspeichern, indem sie ihn in einem Druckbehälter verflüssigen, und Latentwärmespeicher wie in [bine, 2008] beschrieben, angenommen. In den Szenarien 2050 wurde die Wärmespeicherkapazität für Anlagen der öffentlichen Versorgung auf 12 Stunden der maximalen Wärmeauskopplung der jeweiligen Anlage festgelegt, im Industriebereich wurden 6 Stunden vorgesehen. Damit beläuft sich die Wärmespeicherkapazität für KWK in den Szenarien 2050 auf insgesamt 238 GWh.

Die Speicher werden für die Zwecke dieser Untersuchungen nicht thermodynamisch detailliert abgebildet, sondern über die folgenden Bedingungen für den Speicherfüllstand  $S_{QS,i}$  und die Einspeicherleistungen  $\dot{Q}_{QS,in,i}(t)$  und Ausspeicherleistungen  $\dot{Q}_{QS,out,i}$  vereinfacht modelliert (vgl. [Hofmann, 2010, S.35]) :

$$S_{QS,i}(t+1) = (1 - a_i) \cdot S_{QS,i}(t) - b_i - \frac{\dot{Q}_{QS,out,i}(t)}{\eta_{out,i}} + \eta_{in,i} \cdot \dot{Q}_{QS,in,i}(t)$$

$$0 \leq S_{QS,i}(t) \leq S_{QS,max,i}$$

$$0 \leq \dot{Q}_{QS,in,i}(t) \leq \dot{Q}_{QS,in,max,i}$$

$$0 \leq \dot{Q}_{QS,out,i} \leq \dot{Q}_{QS,out,max,i}$$

Durch die Parameter  $a$  und  $b$  können Standverluste des Speichers berücksichtigt werden. Demzufolge liegt ein Modell von Wärmeverlusten über Wärmeleitung durch die Wärmespeicherwand an die Umgebung. Verluste durch Konvektion und Wärmestrahlung werden in einfachen Modellen vernachlässigt. [Hofmann, 2010] berechnete die Parameter  $a$  und  $b$  für einen 2000 m<sup>3</sup> Fernwärmespeicher, der Wasser bei im Mittel 115°C speichert und eine effektive Speicherkapazität von 14,9 MWh hat. Er erhielt Werte von  $a = 0,014\%$  und  $b = 0,00481$  MWh. Damit wäre ein gefüllter Speicher durch Wärmeverluste nach etwas über 120 Tagen leer. Dies stellt einen sehr guten Wert dar. In der Praxis festgestellte Wärmeverluste sind meist deutlich höher als theoretisch errechnete Werte, da Verluste über Wärmebrücken an Anschlussventilen o.Ä. theoretisch schwer zu berechnen sind und typischer Weise unterschätzt werden. Für die Leitstudie wurden die Verluste in den Wärmespeichern der KWK-Anlagen vernachlässigt. Hiermit wird eine Abschätzung des Potentials der Wärmespeicher nach oben getroffen.

Durch den Wirkungsgrad der Be- und Entladung  $\eta_{in}$  und  $\eta_{out}$  kann ein Exergieverlust abgebildet werden, der bei Wasserwärmespeichern entsteht, wenn einströmende warme oder ausströmende kalte Flüssigkeit eine Durchmischung in der thermischen Grenzschicht erzeugt. Dies führt zwar

<sup>2</sup>Im Vergleich mit der Zwischenspeicherung in effizienteren Pumpspeichern, stellt sich die Bilanz anders dar. Der verwendete Pumpspeicher-Wirkungsgrad beträgt 75 %. Mit einer zwischengespeicherten kWh Überschussstrom können 0,75 kWh Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken vermieden werden. Durch Pumpspeicher wird tendenziell die teuerste notwendige Erzeugung aus Kraftwerken vermieden, in Szenario C sind dies vor allem Erdgaskondensationskraftwerke, im Sommer können es teilweise auch Erdgas-BHKW sein. Wird die Erzeugung in GuD-Kondensationskraftwerken durch das Pumpspeicherwerk ersetzt, würden 251,56 g CO<sub>2</sub> vermieden. Wird durch das Pumpspeicherwerk der Einsatz von Erdgas-BHKW ersetzt, müssten 0,75/σ Wärme dadurch im Backup-Kessel erzeugt werden, also werden 0,75/η<sub>el,BHKW</sub> · 201,6 g CO<sub>2</sub> beim BHKW vermieden, jedoch 0,75/σ · 201,6 g CO<sub>2</sub> im Kessel entstehen. Bei einer Stromkennzahl von 1 und einem elektrischen Wirkungsgrad von 0,4 würden netto 226 g CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden. Der Einsatz des Heizstabes führt also nur zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen, wenn er die Erzeugung von Wasserstoff ersetzt. Da Heizstäbe jedoch mit Kosten versehen werden, die nur geringfügig unter denen des Kessels liegen, also durch den Einsatz des Heizstabes nur sehr geringe Kosten vermieden werden, ist sichergestellt, dass Pumpspeicherwerke prioritär eingesetzt werden, da durch sie in der Regel höhere Kosten vermieden werden.

nicht zu einem Energieverlust im eigentlichen Sinne, jedoch im praktischen Sinn, denn es muss nachgeheizt werden, wenn eine feste Vorlauftemperatur gefordert ist, wie es in Wärmenetzen der Fall ist. Begrenzungen der Ein- und Ausspeicherleistungen auf Werte unterhalb der Speicherkapazität können vorgeschrieben werden, um die Durchmischung der thermischen Trennschicht gering zu halten. Da es Ziel dieser Arbeit ist, das Potential von Wärmespeichern zur Flexibilisierung der KWK nach oben abzuschätzen, wurden keine Begrenzungen vorgeschrieben. Die Ein- und Ausspeicherleistungen wurden für die Leitstudie-Rechnungen also auf jeweils die volle Wärmeleistung der KWK-Anlagen gesetzt.

Es soll angemerkt werden, dass die explizite Abbildung der vielen KWK-Wärmespeicher die Optimierungrechnungen im Sommer bei niedriger Wärmelast extrem stark verlangsamte.

### 4.3.6 Wärmenetze

Der Großteil der KWK-Anlagen speist seine Wärmeproduktion in Wärmenetze. Größere Wärmenetze können auch für die Zwischenspeicherung von Wärme genutzt werden, wie in [Sievers, 2010] gezeigt, handelt es sich jedoch meist um Speicherdauern unterhalb einer Stunde. Da die vorgesehenen Wärmespeicher deutlich höhere Kapazitäten aufweisen, wurden die Speichermöglichkeiten in Wärmenetzen vernachlässigt.

Beachtet werden müssen jedoch die Verteilverluste, die in Wärmenetzen entstehen. Diese wurden recht konservativ mit 10 % für Fernwärme und 6 % für Nahwärmenetze abgeschätzt und zu den Wärmelasten hinzugerechnet.

### 4.3.7 Wärmelast und Wärmelastdeckungsgleichung

Da Wärme im Gegensatz zu Strom nur über kurze Strecken transportiert werden kann, können nur benachbarte KWK-Anlagen, die in ein gemeinsames Wärmenetz einspeisen, eine Wärmelast gemeinsam decken. Vereinfacht wurde für die Rechnungen hier angenommen, dass jede KWK-Anlage zusammen mit den Hilfsaggregaten Backup-Gaskessel, Wärmespeicher und im Szenario C elektrischer Heizstab ihre Wärmelast  $\dot{Q}_{D,i}$  allein decken muss:

$$\dot{Q}_i(t) + \dot{Q}_{boiler,i}(t) + \dot{Q}_{elecheat,i}(t) + \dot{Q}_{QS,out,i}(t) - \dot{Q}_{QS,in,i}(t) = \dot{Q}_{D,i}(t)$$

Die Wärmelasten wurden für die Leitstudie von Fraunhofer IWES-Mitarbeiter Rainer Schwinn erstellt. Eingang fanden stündliche Zeitreihen der Temperatur 2 Meter über Grund und die Solarstrahlung aus dem COSMO-EU Modell des deutschen Wetterdienstes sowie die Einwohnerdichte mit einer Auflösung von 14 km x 14 km, entsprechend ca. 3000 Planflächen über Deutschland. Es wurde bei der Erstellung der Wärmelasten zwischen 2 Wärmelasttypen unterschieden: private Haushalte/ Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie Industrie mit einem hohen Anteil Prozesswärmebedarf, der am Wochenende niedriger liegt. Deutschland wurde in 6 Wärmeregionen aufgeteilt und die zukünftigen und bestehenden KWK-Anlagen diesen Regionen zugeordnet. Für jede der 6 Regionen wurde durch Summieren der Zeitreihen der einzelnen Planquadrate ein aggregiertes Haushalts-/GHD-Wärmeprofil und ein aggregiertes Industriewärmeprofil erstellt. Um die Wärmelast einer KWK-Anlage einer bestimmten Region zu erhalten, wird diese auf die thermische Leistung der KWK-Anlage skaliert. Die Wärmelast wird für die industrielle Wärmeversorgung so skaliert, dass die installierte thermische Leistung der KWK-Anlagen 80 % der maximalen Wärmelast beträgt, für die öffentliche Versorgung wird die Skalierung so durchgeführt, dass die installierte thermische Leistung der KWK-Anlage 63 % der Jahreswärmehöchstlast beträgt. Gäbe es keine Beschränkungen von der Stromseite, ließe sich mit dieser Dimensionierung ein Anteil der KWK an der Wärmelastdeckung zwischen 98 und 99,5 % in der Industrie und zwischen 97 und 99 % in der öffentlichen Versorgung erreichen. Es handelt es sich um eine recht hohe Dimensionierung der KWK-Wärmeleistung gegenüber heute, wo die Anlagen zum Teil nur für die Deckung von 50 % des Jahreswärmebedarfs dimensioniert werden, um hohe Volllaststunden zu erreichen. Durch die hohe Wärmeleistung entsteht mehr Flexibilität für die Beladung der Wärmespeicher. Die Blockheizkraftwerke wurden in dieser Arbeit für das Jahr 2050 mit ihrer Wärmeleistung sogar auf 100 % der Jahreswärmehöchstlast dimensioniert. Alle KWK-Anlagen einer Wärmeregion, die denselben Wärmelasttyp bedienen, decken also eine vom zeitlichen Verlauf komplett korrelierte Wärmelastzeitreihe. Dies stellt eine Vereinfachung dar, die vorgenommen wurde, um den Aufwand, der bei der Zuordnung der einzelnen KWK-Anlagen

zu einzelnen Wärmeversorgungsgebieten wie zum Beispiel einzelnen Städten oder Gemeinden sowie Industriezweigen entstehen würde, zu vermeiden.

Für die Erstellung der Haushalts-/GHD-Profile wurden zunächst temperaturunabhängige Nutzerprofile für Raumwärme und Warmwassernachfrage recherchiert. Diese geben die Nutzergewohnheiten an und tragen der Tatsache Rechnung, dass bei gleicher Temperatur tagsüber wie nachts, die Wärmenachfrage in der Nacht geringer ist als tagsüber, da üblicher Weise Nutzer eine Nachtabsenkung vornehmen. Anschließend wurde mit Hilfe eines angepassten Heizgrenztemperaturverfahrens, bei der gegen eine von den solaren und internen Gewinnen und damit zeitlich variable Heizgrenztemperatur angeheizt wird, die Wärmelast simuliert. In Abbildungen 4.3 und 4.4 sind die auf die Jahreswärmehöchstlast normierten Wärmelasten für Industrie und Haushalte/GHD exemplarisch für die Wärmeregion 4 dargestellt.

Ein Wärmelastprofil für Biogasanlagen ohne Anschluss ans Erdgasnetz wurde ursprünglich im Leitstudie-Projekt nicht erstellt. Die Erzeugung der Anlagen richtete sich also in der für das Projekt durchgeführten Optimierungsrechnung nur nach der Stromresiduallast. Es wurde dann durch pauschale Annahmen über ihren Anteil an der Wärmelastdeckung die bereitgestellte KWK-Nutzwärme berechnet. Um die bereitgestellte KWK-Nutzwärme der Biogas-Blockheizkraftwerke ohne Anschluss ans Erdgasnetz methodisch besser quantifizieren zu können, wurde in dieser Arbeit ein Wärmelastprofil für die Biogasanlagen nach eigenen Annahmen erstellt. Dieses ist in Abbildung 4.6 dargestellt. Es handelt sich um ein in Bezug auf die Absetzbarkeit von KWK-Nutzwärme sehr optimistisches Wärmelastprofil mit einem hohen Grundlastanteil und 7000 thermischen Volllaststunden bezogen auf die maximal benötigte Wärmeleistung im Jahr. Dieses kann auftreten, da zum Einen der Biogasfermenter ganzjährig zu beheizen ist, zum Anderen eine hohe Wärmenutzung zur Beheizung von Viehställen und zur Getreidetrocknung vorliegen kann ([Gaida, 2007]). Es wurde dementsprechend auch ein höherer thermischer Wirkungsgrad von 55 % und niedrigerer elektrischer Wirkungsgrad von 35 % für die Anlagenmodellierung verwendet als in den Datenblättern der Leitstudie angegeben.

In der Leitstudie 2011 wird eine Einspeisung der Solarthermie in Wärmenetze zur Versorgung von Haushalten und GHD von insgesamt 43,5 TWh vorgesehen. Eine Einspeisung in Wärmenetze der Industrie ist nicht vorgesehen. Die Einspeisung kann prinzipiell in durch KWK versorgte öffentliche Wärmenetze geschehen. In dem in dieser Arbeit definierten Basisfall wurde keine Einspeisung der Solarthermie in durch KWK versorgte Wärmenetze angenommen, da vermutet wird, dass die Konkurrenz mit der Solarthermie die integrierbare KWK-Wärmemenge einschränkt. In einer Parametervariation für die Szenarien 2050 A und 2050 C wurde dann der Effekt einer solarthermischen Einspeisung in KWK-Wärmenetze untersucht, bei der etwa 8 % der Wärmelast im Wärmenetz durch Solarthermie gedeckt werden, wobei die Solarthermie vorrangig einspeist. In Abbildung 4.5 ist das Haushalts-/GHD-Profil mit Einspeisung der Solarthermie für Wärmeregion 4 dargestellt. Es fällt auf, dass die Wärmeresiduallast (also Wärmelast abzüglich solarthermischer Einspeisung) im Sommer teils auf Null zurückgeht. Dies ist durch die Ausstattung der Solarthermie mit Wärmespeichern bedingt, die nachts die Wärmelastdeckung übernehmen. Es muss betont werden, dass die hier durchgeführten Betrachtungen zur Wechselwirkung zwischen Solarthermie und KWK sehr vereinfacht sind. Die Solarthermiewärmeproduktion wurde nicht detailliert simuliert, so dass das momentane durch Solarthermie bereitgestellte Temperaturniveau nicht bekannt ist und die Notwendigkeit zur Nachheizung durch die KWK zum Erreichen des geforderten Temperaturniveaus nicht abgebildet werden kann. In den Simulationen wird die Notwendigkeit einer Nachheizung vernachlässigt. Die in Abschnitt 5.2.3 und Abschnitt 5.3.3 durchgeführten Untersuchungen sind also eher von qualitativer Natur und sollten durch detailliertere Rechnungen ergänzt werden.

Das Industriewärmeprofil ist durch starkes Absinken am Wochenende gekennzeichnet. Durch den hohen Prozesswärmeanteil ist der Rückgang des Wärmebedarfs im Sommer deutlich niedriger als beim Haushalts-/GHD-Profil. Bezogen auf die Jahreswärmehöchstlast ergeben sich je nach Wärmeregion zwischen 4270 und 5000 Volllaststunden in den Szenarien 2050.

Für die Haushaltswärmeprofile ergeben sich ohne Einspeisung der Solarthermie je nach Wärmeregion zwischen 2000 und 2600 thermische Volllaststunden.

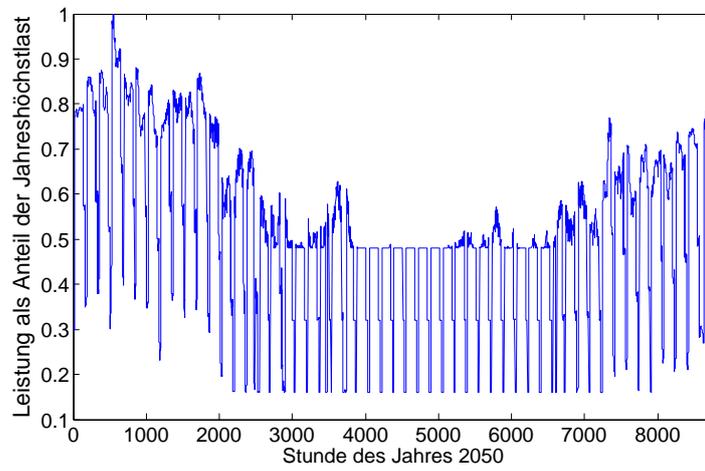


Abbildung 4.3: Verwendete KWK-Wärmelastzeitreihe für die Industrie in Warmregion 4 für die Szenarien 2050 A bzw. 2050 C

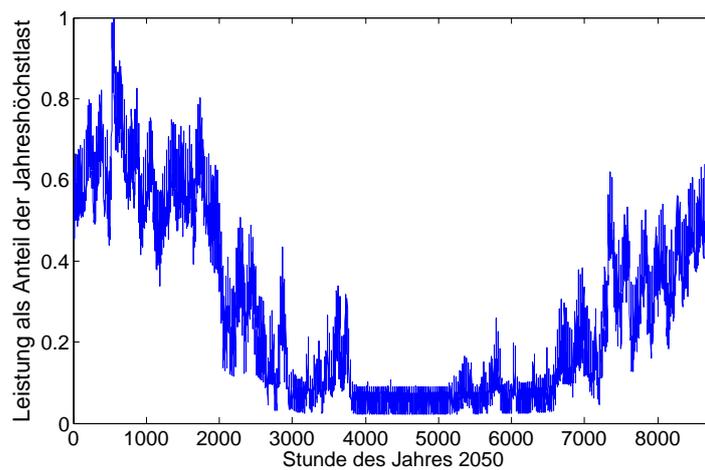


Abbildung 4.4: Verwendete KWK-Wärmelastzeitreihe für Haushalte und GHD in Warmregion 4 für die Szenarien 2050 A bzw. 2050 C

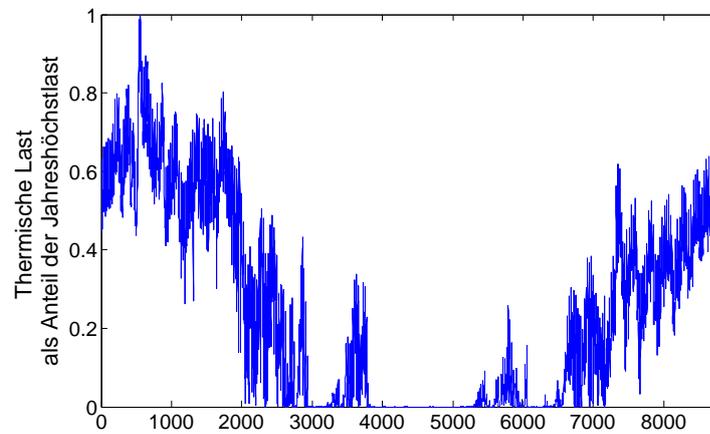


Abbildung 4.5: Verwendete KWK-Wärmelastzeitreihe für Haushalte und GHD in Wärmeregion 4 für die Szenarien 2050 A bzw. 2050 C mit solarthermischer Einspeisung

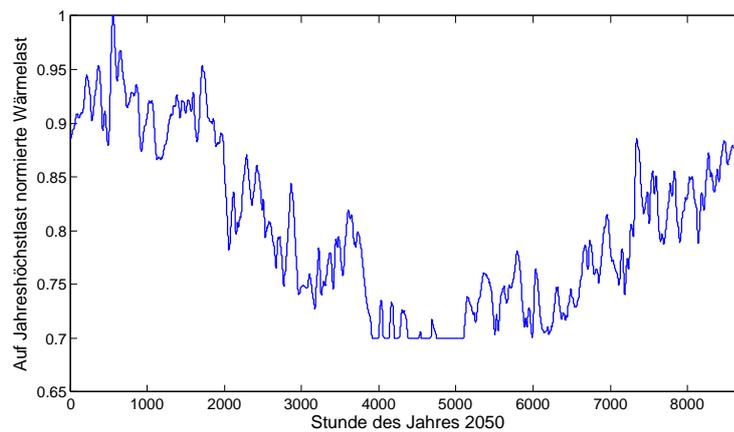


Abbildung 4.6: Normierte Wärmelastzeitreihe für Biogasanlagen ohne Anschluss ans Erdgasnetz

## 4.4 Annahmen zum Kraftwerkspark

Eine Schwierigkeit stellt das Treffen von plausiblen Annahmen zur Zusammensetzung des Kraftwerksparks in den Szenariojahren dar. Stünde eine Zubauoptimierung zur Verfügung, so könnte der optimale Park aus Kraftwerken und Speichern für die Deckung der Stromresiduallast und der Wärmelasten in den Szenarien 2050 berechnet werden. Da ein solches Modell nicht verfügbar war, sondern erst in Folgeprojekten aufgebaut werden wird, musste der Park händisch entwickelt werden.

Grundlage für den unterstellten Kraftwerkspark in den Szenariojahren 2020-2050 bildete zum Einen der in der Leitstudie berechnete Bedarf an gesicherter Leistung in diesen Jahren, zum Anderen Informationen über die Zusammensetzung des heutigen Kraftwerksparks und über die sich in Bau befindlichen Kraftwerke. Der Bedarf an gesicherter Leistung wurde auf Basis der Wetterjahre 2006 bis 2009 berechnet. Im Szenario 2050 A beträgt der Bedarf an gesicherter Leistung des thermischen Kraftwerksparks (ohne Pumpspeicher) 46,3 GW, im Szenario 2050 C sind es 54,6 GW. Der Import wurde nicht als gesicherte Leistung angerechnet.

Informationen zur Zusammensetzung des heutigen Kraftwerksparks wurden einer vom Umweltbundesamt zur Verfügung gestellten Liste der in Betrieb befindlichen Kraftwerke größer 50 MW in Deutschland mit Stand 2010, einer vom Umweltbundesamt im Internet veröffentlichten Liste der in Betrieb befindlichen Kraftwerke größer 100 MW und einer Liste des Umweltbundesamtes zu Kraftwerksprojekten, die sich zum Zeitpunkt Juni 2011 in Bau oder Planung befanden, entnommen. Die Bestandslisten enthalten die Informationen Name, Betreibergesellschaft, Brennstoff des Kraftwerks, Bruttoleistung, teilweise zum Typ des Kraftwerks (z.B. GuD oder 'Dampfkraftwerk'), das Inbetriebnahmedatum, gegebenenfalls ein Ertüchtigungsdatum und zum Teil die Fernwärmeleistung. Für die Optimierungsrechnungen mussten also eine Reihe von Kraftwerkspartnern geschätzt und ergänzt werden. Die Annahmen wurden von Norman Gerhardt, von wissenschaftlichen Hilfskräften und der Autorin erarbeitet. Es mussten der Nettowirkungsgrad und Wirkungsgradeinbußen bei Teillast geschätzt werden, sowie, wo nicht in der Datenbank angegeben, die Wärmeleistung der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und der genaue Typ der Anlage.

Für die KWK-Anlagen wurde eine Einteilung in die Typen Gegendruck- und Entnahmekondensationsanlagen vorgenommen. Hierzu wurden für die Bestandsanlagen zunächst typische Stromkennzahlen und Stromverlustkennzahlen für die Kraftwerkstechnologien GuD und Dampfkraftwerke bzw. Gasturbinen mit Abhitzekeessel unterschieden nach Industrie und öffentlicher Versorgung definiert. Mit Hilfe der Stromkennzahl und Stromverlustkennzahl wurde für jede Anlage eine hypothetische Kondensationsleistung, die die Anlage hätte, wenn sie eine Entnahmekondensationsanlage wäre, berechnet. Lag die tatsächliche elektrische Leistung der Anlage deutlich unter dem berechneten Wert, wurde sie als Gegendruckanlage klassifiziert. Lag die elektrische Leistung über dem Wert, wurde davon ausgegangen, dass die Entnahmekondensationsanlage eine entsprechende Kondensationsscheibe aufweist. Ferner wurden die geographischen Koordinaten der KWK-Kraftwerke ermittelt und hierüber eine Zuweisung zu einer von sechs Wärmeregionen vorgenommen.

Für die Fortschreibung des heutigen Kraftwerksparks in die Zukunft mussten als sehr unsicher zu bewertende Annahmen über die Lebensdauer der Kraftwerke getroffen werden. Für die Lebensdauern der Kraftwerke wurden die Angaben der dena Kurzanalyse [dena, 2010] verwendet. Diese sehen 45 Jahre für Braun- und Steinkohle, 40 Jahre für GuD-Anlagen und Gas-Dampfkraftwerke sowie 50 Jahre Lebensdauer für Gasturbinen vor. Von einer vorzeitigen Stilllegung wurde bis auf die Ausnahme von Braunkohlekraftwerken im Jahr 2050 nicht ausgegangen. Zugebaut wurden für das Jahr 2020 die Anlagen, die sich nach Informationen der Kraftwerksliste des Umweltbundesamtes bereits in Bau befinden. Darüber hinaus wurden 2,9 GW GuD-Anlagen vom Typ Entnahmekondensations-KWK in 2020 zugebaut und knapp 5 GW BHKW. Nach dem Jahr 2020 wurden nur gasbefeuerte Kraftwerke zugebaut, d.h. Erdgas-BHKW, GuD-Anlagen und Gasturbinen zugebaut. Ab 2030 wurde installierte KWK-Leistung wegen des zurückgehenden Potentials partiell rückgebaut. Eine Betrachtung unterschiedlicher kostenoptimaler Zubauentscheidungen im Kraftwerkspark für die Szenarien A und C wurde nicht gemacht.

Die unterstellte Entwicklung der Netto-Nennleistungswirkungsgrade der Großkraftwerke ist in Abbildung 4.7 dargestellt. Es wurde vereinfacht angenommen, dass nach 2020 die Wirkungsgrade in

etwa konstant bleiben, das Entwicklungspotential dann also ausgeschöpft ist und den Werten von 2050 entspricht. Ferner wurde der Einfachheit halber angenommen, dass der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff im Szenario 2050 C mit demselben Wirkungsgrad wie Erdgas verstromt wird. Für die Blockheizkraftwerke wurden elektrische Wirkungsgrade von 44 % für Biomethan-BHKW mit einer Leistung größer 50 kW<sub>el</sub> angenommen, 31 % für Mini-Biomethan-BHKW (Leistung kleiner 50 kW<sub>el</sub>), 36 % für Brennstoffzellen-BHKW und 35 % für Biogas-BHKW ohne Anschluss ans Erdgasnetz. Die für die Großkraftwerke verwendeten Mindestleistungen als Prozent der Nennleistung (Teillastgrenze), Teillastwirkungsgrade, Mindeststillstandszeiten und Anfahr Dauern sind in Tabelle 4.1 aufgeführt. In Tabelle 4.2 sind die Annahmen zum Anfahrerenergiebedarf und zu den Verschleißkosten für Anfahrvorgänge angegeben.

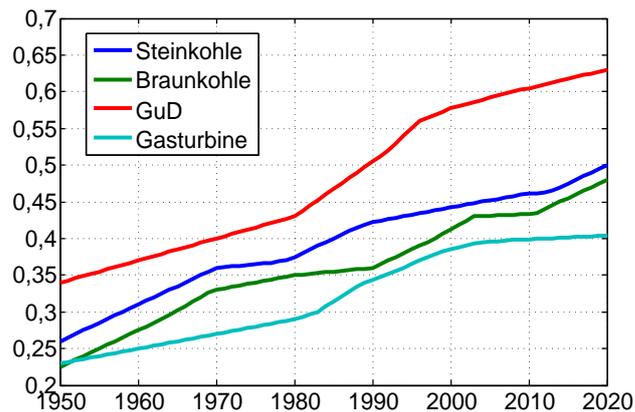


Abbildung 4.7: Angenommene Entwicklung der Netto-Kraftwerkswirkungsgrade bis 2020

Tabelle 4.1: Annahmen zur minimalen Teillast, zum Teillastwirkungsgrad, Mindeststillstandszeiten und Anfahr Dauern

	Teil- lastgrenze	Wirkungsgrad- verringern bei minimaler Teillast	Mindeststill- standszeit	Anfahr- dauer Warm- start
Steinkohledampfkraftwerk neu	35 %	6 %	5 h	3 h
GuD neu	33 %	11 %	3 h	3 h <sup>3</sup>
Gasturbine neu	20 %	20 %	-	15 min

Tabelle 4.2: Angenommener Energiebedarf zum Anfahren der Kraftwerke und Verschleißkosten gemäß [Ellersdorfer und Andere, 2008]

Kraftwerkstyp	Brennstoff-Energie zum Anfahren		Verschleißkosten
	MW <sub>th</sub> /MW <sub>el</sub>		€/ MW <sub>el</sub>
GuD	3,5		8
Gasturbine	1,1		8
Kohledampfkraftwerk	6,2		5

Vermutlich spiegeln die höheren Verschleißkosten bei Gasturbinen wider, dass diese typischer Weise sehr schnell angefahren werden und damit hohe thermische Spannungen auftreten. Zur Berechnung der Startkosten muss bekannt sein, mit welchem Brennstoff die Kraftwerke angefahren

ren werden. Für die Berechnungen wurde angenommen, dass Kohlekraftwerke mit 1/3 Erdgas und 2/3 Kohle angefahren werden.

## 4.5 Entwicklung der Energieträger und CO<sub>2</sub>-Preise

In der Leitstudie werden drei mögliche Entwicklungspfade der Energieträgerpreise vorgesehen: ein Preisfad mit starkem Anstieg aller Energieträgerpreise, vor allem jedoch für Gas. Einer mit einem mittleren und einer mit einem niedrigen Anstieg. Für die Simulationen wird das mittlere Preisszenario verwendet. Hier steigt der Erdgaspreis frei Kraftwerk von 2,25 cent/kWh<sub>th</sub> im Jahr 2010 auf 4,19 cent/kWh<sub>th</sub> im Jahr 2050. Für Steinkohle steigt der Preis von 1,08 cent/kWh<sub>th</sub> auf 2,36 cent/kWh<sub>th</sub> und für Braunkohle von 0,43 cent auf 0,58 cent/kWh<sub>th</sub>. Für die Szenarien A und C werden in der Leitstudie dieselben Energieträgerpreise angenommen. In der Leitstudie werden ebenfalls drei verschiedene Preisszenarien für CO<sub>2</sub>-Zertifikate unterschieden. Für die Simulationen wurde auch hier das mittlere Preisszenario verwendet, für die der Zertifikatspreis von 14,30 €<sub>2009</sub> /t CO<sub>2</sub> in 2010 auf 57 €<sub>2009</sub> /t CO<sub>2</sub> in 2050 steigt. Es wurde mit spezifischen Emissionswerten von 201,6 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> für Erdgas, 334,8 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> für Steinkohle und 399,6 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> für Braunkohle der CO<sub>2</sub>-Preis-Aufschlag auf die Brennstoffe berechnet. Damit kostet die kWh<sub>th</sub> Erdgas 1,15 cent mehr also 5,34 cent/kWh<sub>th</sub>, Steinkohle 1,9 cent mehr also 4,26 cent und Braunkohle 2,28 cent mehr also 2,86 cent die kWh. In den Szenarien 2050 wird ein Großteil des biogenen Gases ins Erdgasnetz eingespeist, große Erdgas-GuD sowie Gas-BHKW verbrennen also eine Mischung aus Erdgas und biogenem Methan. Somit lassen sich die Kraftwerke mit Anschluss ans Erdgasnetz nicht in regenerative und fossile Kraftwerke unterscheiden. Für die Optimierungsrechnung wurde für alle Kraftwerke mit Anschluss ans Erdgasnetz als Brennstoffpreis der Erdgaspreis verwendet. Es wird in der Leitstudie davon ausgegangen, dass 2,5 GW Biogasanlagen einen Anschluss ans Erdgasnetz nicht realisieren. Somit verstromen sie ausschließlich Biogas. Für dieses wurde vereinfacht in dieser Arbeit angenommen, dass es in 2050 ebenfalls den gleichen Brennstoffpreis wie Erdgas aufweist, also 5,34 cent/kWh<sub>th</sub>. Kosten für die Herstellung von Rohbiogas hängen stark vom verwendeten Substrat und von der Anlagengröße ab. Sie bewegen sich heute nach [Behrendt und Andere, 2008], wenn Gülle als Substrat verwendet wird, zwischen 3,3 und 5,3 cent/kWh<sub>th</sub>. Die Kostenannahme für 2050 ist für Biogas also als sehr konservativ zu werten.

Zur Übersicht sind die angenommenen variablen Kosten der Stromerzeugung des Kraftwerksparks 2050 im Nennlastbetrieb in Graphik 4.8 dargestellt. Für die KWK sind die Kosten bei voller Wärmeauskopplung durch Abzug einer Wärmegutschrift (in Form von vermiedenen Kosten für die Wärmeerzeugung im Gas-Backupkessel) berechnet worden.

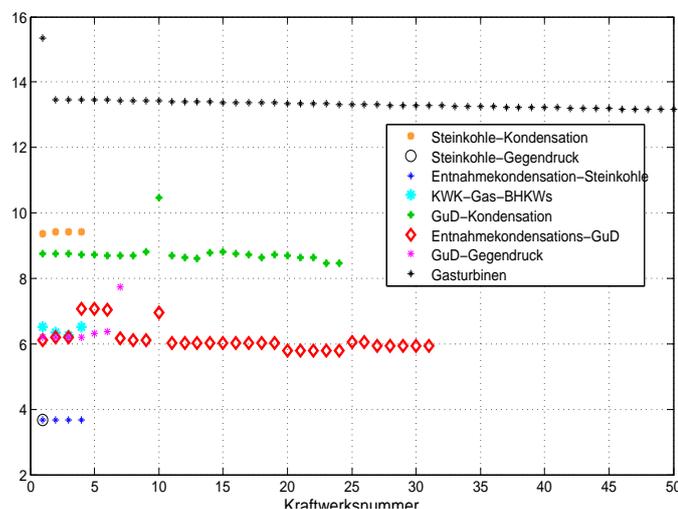


Abbildung 4.8: Variable Stromerzeugungskosten der Kraftwerke in 2050 im Nennlastbetrieb

## 4.6 Modellierung des Lastmanagements mit Wärmepumpen

Elektrische und gasmotorische Wärmepumpen nutzen mechanische Hilfsenergie, um Wärme der Umgebungsluft oder Wärme der oberflächennahen Erdschichten auf ein zu Heizzwecken geeignetes Temperaturniveau anzuheben. Es wird ein Arbeitsmittel mit niedriger Siedetemperatur außerhalb des Gebäudes bei niedrigem Druck verdampft, ins Haus transportiert und dort durch Steigerung des Druckes kondensiert. Bei der Kondensation gibt das Arbeitsmittel Wärme über einen Wärmetauscher an das Heizsystem des Hauses oder an den Trinkwarmwasserspeicher ab. Anschließend wird das Arbeitsmittel wieder nach außen transportiert, der Druck erniedrigt und das Mittel verdampft, womit der Kreislauf von neuem beginnt. Wärmepumpen können auch zum Kühlen eingesetzt werden, wenn das Arbeitsmittel im zu kühlenden Raum (zum Beispiel einem Kühlschranks) verdampft wird und außerhalb des zu kühlenden Raumes kondensiert wird. Die Druckerhöhung erfolgt durch einen elektro- oder gasmotorisch angetriebenen Kompressor. Absorptionswärmepumpen nutzen zur Verdichtung des Arbeitsmittels chemische Energie und zur Druckerniedrigung Wärme.

In dieser Arbeit wurden nur elektrische Wärmepumpen betrachtet. Durch die Einsatzoptimierung wird das Lastmanagement mit Wärmepumpen gesteuert, d.h. der Stromverbrauch der Wärmepumpen der momentanen Residuallast mit Hilfe von Wärmespeichern angepasst. Insbesondere in Stromüberschusssituationen ist die Möglichkeit, den Stromverbrauch der Wärmepumpen über den der momentanen Wärmelast entsprechenden Verbrauch hinaus zu steigern und die überschüssige Wärme in den Wärmespeichern zu speichern attraktiv, da die Energieverluste bei kurzfristiger Wärmespeicherung deutlich niedriger liegen können als bei der Stromzwischenlagerung in Pump- oder Wasserstoffspeichern und späterer Nutzung zum Betrieb der Wärmepumpen. Die Wärme im Wärmespeicher wird nach der Einspeicherung kontinuierlich zur Raum- und Warmwasserwärmeversorgung verbraucht. In diesen Zeiten nutzen die Wärmepumpen also weniger Strom als es der momentanen Wärmenachfrage entspricht. Die Wärme kann in Wasserwärmespeichern und zum Teil in der Speicherkapazität der Gebäude selbst gespeichert werden. Wegen ihres relativ großen Oberfläche zu Volumen Verhältnisses und den dadurch höheren Verlusten als bei Großwärmespeichern von KWK-Anlagen eignen sich Wasserwärmespeicher der Wärmepumpen nur zur kurz- bis mittelfristigen Wärmespeicherung. Thermochemische Speicher könnten auch hier möglicher Weise eine Langzeitspeicherung von Wärme erlauben. Genaue Wärmeverluste können dynamisch mit Simulationssoftware wie TRNSYS berechnet werden. Für diese Arbeit wurde jedoch vereinfachend ein Standverlust von 7 % (in Anlehnung an [Miara und Andere, 2011]) pro Tag sowie 3 % jeweils für das Be- und Entladen angenommen. Die elektrische Leistung  $P_{hp}$ , die eine Wärmepumpe ( $hp$  für heat pump) aufnimmt, um eine Wärmeleistung  $\dot{Q}_{hp}$  zu erzeugen, wird durch die Leistungszahl der Wärmepumpe (coefficient of performance = COP) erhalten über die Gleichung:

$$\dot{Q}_{hp}(t) = P_{hp}(t) \cdot COP(\Delta T(t))$$

Der COP ist in für die Fragestellung dieser Arbeit akzeptabler Näherung nur abhängig von der Temperaturdifferenz  $\Delta T$  zwischen der Wärmequelle, also Außenluft oder Erdreich, und Wärmesenke, also Innenraum des Hauses (vgl. [Miara und Andere, 2011, S.61]). Er sinkt mit zunehmendem  $\Delta T$ . In Abbildung 4.9 ist der verwendete Zusammenhang zwischen Leistungszahl und Temperaturhub für Sole- und Luft-Wasser-Wärmepumpen dargestellt.

Im Projekt Leitstudie wurde für den deutschen Wärmepumpenbestand in den Szenarien eine Aufteilung zwischen Altbauten, die eine maximale Vorlauftemperatur des Heizwassers von 55°C benötigen und Neubauten mit einer Flächenheizung (Fussboden oder Wandheizung) erarbeitet. Bei der Flächenheizung kann mit einer niedrigeren Vorlauftemperatur des Wassers im Heizkreis gearbeitet werden (angenommene maximale Vorlauftemperatur des Heizwassers von 35°C), da durch die großen Wärmeübertragungsflächen eine niedrigere Temperaturdifferenz für eine ausreichende Wärmeübertragung ausreicht.

Wärmepumpen werden heute meist zur Raumheizung eingesetzt, eine kombinierte Raumheizung und Warmwasserbereitung ist jedoch ebenso möglich. Es wird bei der Modellierung der Wärmepumpen unterschieden zwischen dem Teil der Leistung  $P_{sh, hp}$ , der für die Raumheizung

<sup>3</sup>Die Gasturbine der GuD-Anlagen kann wesentlich schneller angefahren werden. Die Anfahrtdauer soll hier jedoch angegeben, ab wann der Kombi-Prozess zur Verfügung steht

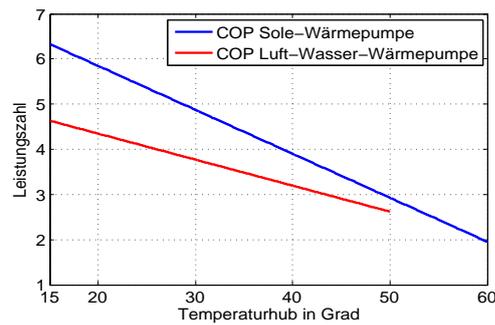


Abbildung 4.9: Verwendeter Zusammenhang zwischen Leistungszahl und Temperaturdifferenz zwischen Wärmesenke und Wärmequelle für Sole- und Luft-Wasser-Wärmepumpen

(*sh* für space heating) eingesetzt wird und dem Teil der Leistung  $P_{dhw}$ , der der Trinkwarmwasserbereitung (*dhw* = domestic hot water) dient. Für die Warmwasserbereitung wird unabhängig vom Haustyp eine Vorlauftemperatur von  $55^{\circ}\text{C}$  benötigt. Um Legionellen vorzubeugen, muss das Wasser im Warmwasserspeicher einmal am Tag auf  $60^{\circ}\text{C}$  erhitzt werden.

Bei der Modellierung wird ferner unterschieden zwischen monovalenten Wärmepumpen, für die stellvertretend nur Erdwärmesonden betrachtet wurden und bivalenten Luft-Wasser-Wärmepumpen, die ab einer Außentemperatur von  $-5^{\circ}\text{C}$  durch einen elektrischen Heizstab unterstützt werden. Die monovalenten Wärmepumpen (Kürzel *mhp*) werden durch folgende Gleichungen beschrieben:

$$P_{dhw,mhp}(t) + P_{sh,mhp}(t) \leq P_{max,mhp}$$

Deckungsgleichung für die Trinkwarmwasserlast  $\dot{Q}_{dhw,D,mhp}(t)$ :

$$P_{dhw,mhp}(t) \cdot COP_{dhw,mhp}(\Delta T_{dhw,mhp}(t)) + \dot{Q}_{QSout,dhw,mhp}(t) - \dot{Q}_{QSin,dhw,mhp}(t) = \dot{Q}_{dhw,D,mhp}(t)$$

Deckungsgleichung für die Raumheizwärmelast  $\dot{Q}_{sh,D,mhp}(t)$ :

$$P_{sh,mhp}(t) \cdot COP_{sh,mhp}(\Delta T_{sh,mhp}(t)) + \dot{Q}_{QSout,sh,mhp}(t) - \dot{Q}_{QSin,sh,mhp}(t) = \dot{Q}_{sh,D,mhp}(t)$$

Bei den bivalenten Luft-Wasserwärmepumpen (Kürzel *bhp*) kann der elektrische Heizstab an der Lastdeckung beteiligt werden:

$$P_{dhw,bhp}(t) \cdot COP_{dhw,bhp}(\Delta T_{dhw,bhp}(t)) + \dot{Q}_{QSout,dhw,bhp}(t) - \dot{Q}_{QSin,dhw,bhp}(t) + Q_{el.heatbackup,bhp}(t) = \dot{Q}_{dhw,D,bhp}(t)$$

Deckungsgleichung für die Raumheizwärmelast:

$$P_{sh,bhp}(t) \cdot COP_{sh,bhp}(\Delta T_{sh,bhp}(t)) + \dot{Q}_{QSout,sh,bhp}(t) - \dot{Q}_{QSin,sh,bhp}(t) + Q_{el.heatbackup,bhp}(t) = \dot{Q}_{sh,D,bhp}(t)$$

In der Modellierung wird zwischen sieben Profilen unterschieden, um die verschiedenen Kombinationen von benötigter maximaler Vorlauftemperatur und Wärmepumpentyp abzubilden, sowie zusätzlich verschiedene Nutzerprofile. Dieses sind Profile für den Typ Ein- und Zweifamilienhaus (EFH/ZFH) Altbau mit Luft-Wärmepumpe, für den Typ Ein- und Zweifamilienhaus Altbau mit Sole-Wärmepumpe, Ein- und Zweifamilienhaus Neubau mit Luftwärmepumpe, Mehrfamilienhaus (MFH) Altbau Luft-Wärmepumpe, Ein- und Zweifamilienhaus Altbau Sole-Wärmepumpe, Ein- und Zweifamilienhaus Neubau Sole-Wärmepumpe, Mehrfamilienhaus Altbau Sole-Wärmepumpe, Gewerbe- Handel und Dienstleistungssektor (GHD) Neubau Sole-Wärmepumpe. Die für die Optimierung verwendeten Wärmenachfrageprofile für Raumwärme und für Trinkwarmwasser sind in Abbildungen 4.10 und 4.11 dargestellt.

Es wird also jeweils nur die aggregierte Leistung aller Wärmepumpen eines Profiltyps modelliert, da eine separate Modellierung jeder einzelnen Wärmepumpe die Rechenkomplexität für die Optimierung explodieren lassen würde. Bei der Wärmepumpenmodellierung wird auch nicht wie für die

KWK bei den Wärmeprofilen noch einmal eine Unterteilung in verschiedene Wärmeregionen vorgenommen, sondern mit einem Mittel über gesamt Deutschland gerechnet. Dies führt tendenziell zu einer Überschätzung des Lastmanagementpotentials der Wärmepumpen. Beispielsweise kann es in dieser aggregierten Modellierung vorkommen, dass die Leistung einer Wärmepumpenanlage, die über einen gewissen Zeitraum keine Wärmelast zu versorgen braucht, da die Außentemperaturen ihrer Wärmeregion ausreichend hoch sind, dazu genutzt wird, den Wärmespeicher einer anderen Anlage in einer Wärmeregion mit momentanem Raumheizbedarf mitzubeladen. Dies könnte beispielsweise vorkommen, wenn ein hoher Leistungsüberschuss aus erneuerbaren Energien durch Lastmanagement mit Wärmepumpen genutzt werden soll. Es wird vermutet, dass in dem hier betrachteten Szenario solche Effekte keinen starken Einfluss auf das Gesamtergebn haben, dieses sollte jedoch durch entsprechende Rechnungen, überprüft werden. Die Überprüfung könnte stattfinden, indem der Wärmepumpeneinsatz in einem Übergangsmontat wie zum Beispiel März oder Oktober untersucht wird. Die Anzahl der betrachteten Wärmeregionen könnte schrittweise erhöht werden und die Änderung der für Lastmanagement eingesetzten Wärmepumpen-Leistung in jedem Schritt überprüft werden. Im Rahmen dieser Arbeit konnte aus Zeitgründen eine solche Überprüfung nicht vorgenommen werden. Es wurde daher in einem konservativen Ansatz die maximale Leistung, mit der die Wärmepumpen den Speicher beladen, auf etwa ein Drittel (genauer:  $1/\text{COP}$ ) der installierten (thermischen) Leistung der jeweiligen Wärmepumpe begrenzt. Hierdurch wird auch die Durchmischung im Speicher bei der Be- und Entladung, die Verluste erzeugt, begrenzt.

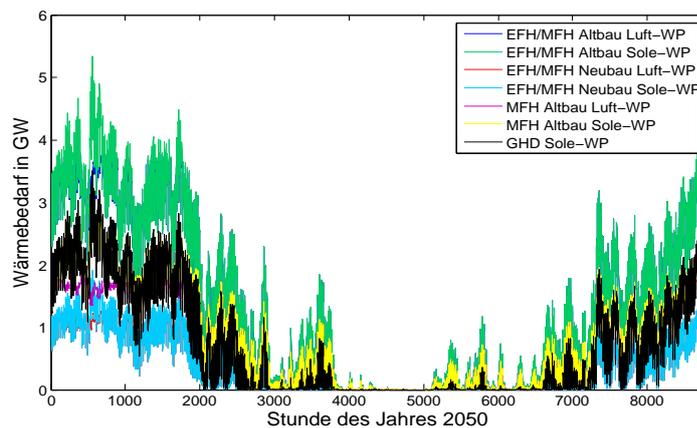


Abbildung 4.10: Verwendete Haushalts- und GHD-Raumwärmelastzeitreihe für Szenario 2050 A und 2050 C

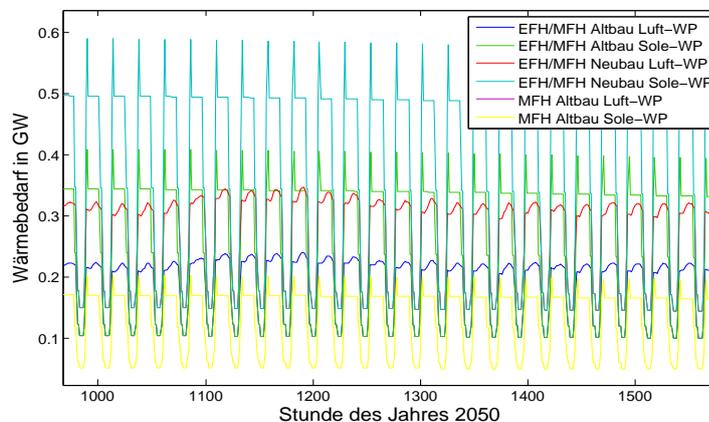


Abbildung 4.11: Verwendete Warmwasserwärmelastzeitreihe für Haushalte und GHD 2050 A bzw. 2050 C

Die gesamte Speicherkapazität in den Wärmespeichern der Wärmepumpen beläuft sich auf 238 GWh, ist also in Summe ebenso groß wie die Speicherkapazität der KWK-Wärmespeicher. Im Gegensatz zum UBA-Szenario 2050 [Klaus und Andere, 2010] haben elektrische Wärmepumpen in der Leitstudie mit etwa 7 GW installierter elektrischer Leistung und einer Wärmeerzeugung von 57 TWh noch keine prominente Bedeutung in der Wärmeversorgung.

## 4.7 Modellierung von Pumpspeichern

Pumpspeicherwerke bekommen bis auf sehr geringe Lastwechselkosten (0,1 Euro/MW) keine expliziten Kosten für die Ein- oder Ausspeicherung zugewiesen. Indirekte Kosten entstehen durch die Energieverluste beim Einspeichern und Ausspeichern. Moderne Pumpspeicherturbinen können heute Wirkungsgrade um 80 % erreichen ([Tiedemann und Andere, 2008]). Altanlagen in Deutschland weisen zum Teil Wirkungsgrade unter 70 % auf (vergleiche hierzu [Giesecke, 2009], S. 693). Für den deutschen Anlagenbestand ergibt sich ein durchschnittlicher Speichernutzungsgrad von 74 % ([Tiedemann und Andere, 2008]). Für die Leitstudieszenarien 2050 wurde konservativ mit einem Wirkungsgrad der Pumpspeicher von 75 % gerechnet. Die meisten Pumpspeicherwerke haben mehrere Pumpen- und Turbinen, die je nach benötigter Leistung zu- bzw. abgeschaltet werden können. Es wurde vereinfachend je Pumpspeicherwerk nur eine aggregierte Pump- und Turbinenleistung modelliert, für die keine Mindestleistung und kein mit der Leistung variierender Wirkungsgrad angenommen berücksichtigt wurde. Ferner wurde die Stromerzeugung durch natürlichen Wasserzufluss in die Oberbecken von Pumpspeichern mit sogenanntem natürlichen Zufluss vernachlässigt. Die Stromerzeugung durch natürlichen Zufluss betrug im Jahr 2005 650 GWh ([Wagner, 2007]).

Die Optimierung kann Pumpspeicher zu verschiedenen Zwecken nutzen. Die klassische Nutzung ist das Verlagern von billigem Grundlaststrom von Schwachlastzeiten in Spitzenlastzeiten um Stromerzeugung aus teureren Spitzenlastkraftwerken zu ersetzen. Dies lohnt sich, wenn die Differenz zwischen Spitzenlaststromkosten und Grundlaststromkosten größer ist als die Kosten, die durch Speicherverluste entstehen. Mit zunehmenden Stromerzeugungsspitzen der erneuerbaren Energien kommt die Aufgabe der Einspeicherung von Überschüssen hinzu. Der Speicherfüllstand  $S_{PHS,j}$  von Pumpspeicherwerk  $j$  wird durch folgende Gleichung modelliert:

$$S_{PHS,j}(t+1) = S_{PHS,j}(t) - \frac{P_{turb,j}(t)}{\eta_{turb,j}} + \eta_{pump,j} \cdot P_{pump,j}(t)$$

mit

$$S_{PHS,j}(t) \leq S_{max,PHS,j}, P_{pump,j}(t) \leq P_{max,pump,j}, P_{turb,j}(t) \leq P_{max,turb,j}$$

Da die in den hier vorgestellten Rechnungen angenommene, zur Verfügung stehende Pumpspeicherleistung und Speicherkapazität mit etwa 7,2 GW und 60 GWh nur sehr begrenzt ist, können die Pumpspeicher nicht genutzt werden, um hohe Leistungsüberschüsse einzuspeichern oder große Überschussenergiemengen aufzunehmen. Hierfür dienen in den Leitstudieszenarien Wasserstoffspeicher, die im nächsten Abschnitt beschrieben werden.

## 4.8 Modellierung der Wasserstoffherzeugung für den Verkehr und die Stromspeicherung

Bei der Modellierung der Wasserstoffherzeugung in der Kraftwerkseinsatzplanung stellt sich die Frage, wie ein solcher Langzeitspeicher in eine Kurzfristeinsatzoptimierung eingebunden werden kann. In Szenario 2050 A dient der Wasserstoff zwar nicht als Stromzwischenpeicher, für die Versorgung des Verkehrs muss er jedoch nichtsdestotrotz zwischengespeichert werden. In Szenario 2050 C wird er als echter Stromspeicher genutzt. Da die Optimierung den Wert der Zwischenspeicherung einer Energieeinheit ohne Weiteres nur bemessen kann, wenn eine Ausspeicherung der Energieeinheit innerhalb des Optimierungshorizonts (hier 96 Stunden) benötigt wird, muss der Erzeugung von Wasserstoff modellexogen ein Wert zugewiesen werden. Dies kann über die Verwendung eines negativen Kostenbeitrags für die Wasserstoffproduktion der Elektrolyse in der Zielfunktion  $f$  geschehen. Würde dem Verbrauch von Überschussstrom ein Wert von Null zugewiesen, würde dies in Fällen, in denen die Summe der Stromresiduallast über den Optimierungshorizont negativ ist, d.h. ein Netto-Überschuss über die Periode besteht, dazu führen, dass die Optimierung Strom z.B. durch unnötiges Laden und Entladen von Pumpspeichern verschwendet. Durch den negativen Kostenbeitrag der Elektrolyse wird also der über eine Periode auftretende Netto-Überschussstrom in den Wasserstoffspeicher eingespeichert.

In der Leitstudie wurde keine konkrete Infrastruktur für die Wasserstoffspeicherung und Verteilung

spezifiziert. Prinzipiell kann Wasserstoff für die Verkehrsversorgung dezentral an Wasserstofftankstellen erzeugt werden und dort in Drucktanks bis zur Betankung zwischengespeichert werden. Dies hat den Vorteil, dass ein Wasserstofftransport von großen, zentralen Wasserstoffkavernenspeichern hin zu den Tankstellen vermieden werden kann. Wie sich für die Szenarien 2050 A und 2050 C herausstellte, ergibt sich jedoch eine zeitlich stark ungleichmäßige Wasserstoffherzeugung, die eine Zwischenspeicherung über längere Zeiträume nötig macht, die sehr wahrscheinlich in den zentralen Kavernenspeichern vorzunehmen wäre. In Szenario 2050 C wird der Wasserstoff in Gaskraftwerken rückverstromt. Es wurde für die Rechnungen der Einfachheit halber angenommen, dass Wasserstoff mit demselben Wirkungsgrad wie Erdgas zu Strom gewandelt wird.

Bei der Auswertung der Residuallast 2050 A stellte sich heraus, dass die erneuerbaren Stromüberschüsse nicht genügen, um die im Mengengerüst vorgegebenen 67 TWh Wasserstoff für den Verkehr zu erzeugen. Der fehlende Wasserstoff kann entweder über den Umweg der Stromproduktion thermischer Kraftwerke für die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff gewonnen werden oder über eine Reformierung von Erdgas. Das DLR nahm in seinen Simulationen an, dass stromgeführt gesteuerte Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke in Zeiten negativer Residuallast zusätzlichen Strom für die Elektrolyse liefern, um den fehlenden Wasserstoff zu erzeugen. Wie durch folgende Übersichtsrechnung gezeigt werden soll, ist dies bei Einsatz von Erdgas-GuD-KWK-Anlagen in 100 % KWK-Modus, also bei vollständiger Nutzung der Wärme, mit etwa gleich hohen Treibhausgasemissionen verbunden wie eine Gewinnung des fehlenden Wasserstoffs für den Verkehr über die Reformierung von fossilem Erdgas:

**Vergleich der vermiedenen THG-Emissionen bei der Wasserstoffherzeugung durch Erdgas-GuD-Strom und durch Erdgasreformierung** Wird 1 kWh Erdgas in einer GuD-KWK-Anlage mit einem elektrischen Wirkungsgrad von  $\eta_{el,KWK} = 49\%$  und einem thermischen Wirkungsgrad von  $\eta_{th,KWK} = 45\%$  verstromt und in einer Elektrolyse mit 75 % Wirkungsgrad zu Wasserstoff gewandelt, so entstehen  $0,49 \cdot 0,75 = 0,367$  kWh Wasserstoff und  $\text{CO}_2$  Emissionen von 201,6 g. Alternativ kann über einen Erdgasreformer, für den auf Basis von [Nitsch, 2003, S. 8] ein Nutzungsgrad von 78 % angenommen wird, aus 0,471 kWh Erdgas die gleiche Menge Wasserstoff hergestellt werden. Hierbei entstehen  $0,459 \cdot 201,6 \text{ g CO}_2 = 94,86 \text{ g CO}_2$ . Hinzuzurechnen sind 95,5 g  $\text{CO}_2$ , die durch die Erdgasverbrennung im Heizkessel entstehen. In Summe werden beim Pfad über die Erdgasreformierung 190 g  $\text{CO}_2$  emittiert. Wird mit einem Bereitstellungsnutzungsgrad der Erdgasreformer von 68 % ([Nitsch, 2003, S. 8]) gerechnet, der den Energieaufwand für den Reformerbau, die Rohstoffbeschaffung und Hilfsenergie einschließt, werden  $\text{CO}_2$ -Emissionen von 204 g bilanziert. Im Rahmen der Unsicherheiten über zukünftige Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade kann hier also kein Unterschied zwischen den Optionen in der  $\text{CO}_2$ -Bilanz festgestellt werden.

Jedoch besitzen in den Szenarien 2050 die Steinkohle-KWK-Anlagen niedrigere variable Kosten der Stromerzeugung als die KWK-GuD-Anlagen und würden dadurch bei einer kostenoptimierten Bereitstellung des Wasserstoffs prioritär zur Stromerzeugung eingesetzt werden, womit sich die  $\text{CO}_2$ -Emissionen erhöhen. Um die Fragestellung näher zu untersuchen, wurden zwei Optimierungsläufe für das Szenarienjahr 2050 A hinsichtlich der  $\text{CO}_2$ -Emissionen ausgewertet und miteinander verglichen. Im ersten Lauf wurden dem Stromverbrauch der Elektrolyse die vermiedenen Kosten der Erdgasreformierung gutgeschrieben (dieses sind  $\eta_{Elektrolyse} \cdot C_{Erdgas} / \eta_{Reformer} = 50 \text{ €/MWh}$ ), im zweiten Lauf wurden der Elektrolyse nur minimale Kosten (von 0,1 €/MWh) gutgeschrieben, die lediglich dazu dienen, dem Überschussstrom einen von Null verschiedenen Wert zuzuweisen, um zu verhindern, dass Strom in länger anhaltenden Überschussphasen von der Optimierung 'verschwendet' wird (siehe auch obenstehende Erklärungen). Zum Vergleich der  $\text{CO}_2$ -Emissionen wurde für beide Läufe der Brennstoffbedarf für Strom-, Wärme- und Verkehrsversorgung berechnet, der sich aus dem kostenoptimierten Einsatz der Kraftwerke, KWK-Backup-Gaskessel und Speicher ergibt (zur Brennstoffbedarfsberechnungs-Methodik siehe auch Abschnitt 5.2). Es wurden damit um 634 Tausend Tonnen geringere  $\text{CO}_2$ -Emissionen für das Szenario, in dem der Elektrolyse nur minimale Kosten gutgeschrieben werden, erhalten. Wird mit einem Bereitstellungsnutzungsgrad der Erdgasreformer von 68 % ([Nitsch, 2003, S. 8]) gerechnet, der den Energieaufwand für den Reformerbau, die Rohstoffbeschaffung und Hilfsenergie einschließt, bleibt das Ergebnis qualitativ erhalten, die vermiedenen  $\text{CO}_2$ -Emissionen belaufen

sich dann auf 491 Tausend Tonnen. Es wird also im Folgenden die niedrigere Gutschrift für alle Optimierungsrechnungen verwendet.

In Szenario 2050 C kann a priori festgestellt werden, dass KWK-Anlagen in Phasen, in denen Stromüberschüsse in Form von Wasserstoff zwischengespeichert werden müssen, abschalten sollten: 1 kWh Wärmenachfrage als Wärmelast einer KWK-Anlage in den Stromüberschusszeiten kann entweder durch die KWK-Anlage, den Backupgaskessel oder den elektrischen Heizstab gedeckt werden. Für die Deckung der Wärmenachfrage durch Betrieb der KWK-Anlage werden  $1/\eta_{th,KWK}$  kWh Brennstoff benötigt. Die thermischen Wirkungsgrade der gasbefeuerten KWK-Anlagen liegen zwischen 38 und 60 %. Für den Brennstoffbedarf bedeutet dies eine Gasmenge von 1,67 - 2,63 kWh Gas. Davon abzuziehen sind  $\eta_{Elektrolyse} \cdot \eta_{el,KWK}$  kWh Brennstoff, da der durch die KWK-Anlage erzeugte Strom zu Wasserstoff gewandelt und damit 'zurückgewonnen' wird. Netto werden 1,43 - 2,26 kWh Brennstoff benötigt. Um die 1 kWh Wärme durch den Backupgaskessel bereitzustellen, werden  $1/\eta_{boiler} = 1,05$  kWh Gas benötigt. Wird die 1 kWh Wärme durch die Umwandlung von Überschussstrom in Heizstäben gewonnen, so wird kein (fossiler) Brennstoff benötigt. Jedoch stehen dann  $(1/\eta_{elecheat}) \cdot \eta_{Elektrolyse} = 0,76$  kWh Wasserstoff weniger zur Ersetzung späterer Erdgasverstromung von 0,76 kWh zur Verfügung. Daher ist der Variante der Wärmeerzeugung in Heizstäben ein Brennstoffverbrauch von 0,76 kWh Gas anzurechnen. Die energieeffizienteste und damit emissionsärmste Wahl für die Wärmeerzeugung sind also zunächst die Heizstäbe und wenn die Überschüsse durch diese Heizstäbe aufgebraucht sind, die Backupgaskessel.

# Kapitel 5

## Ergebnisse für die Leitstudie 2011

### 5.1 Vorbetrachtung der elektrischen Residuallast

Durch einfache graphische Vorbetrachtung der elektrischen Residuallast lassen sich bereits einige Schlussfolgerungen für den Kraftwerkseinsatz ableiten, beispielsweise über die Dauer notwendiger Stillstandszeiten in Situationen negativer Residuallast, d.h. Situationen von Stromüberschuss. In länger andauernden Überschussperioden, in denen der Strom aus Kapazitätsgründen in dem relativ ineffizienten Langzeitspeicher Wasserstoff gespeichert werden muss, ist es energieeffizienter, steuerbare Kraftwerke auszuschalten, als sie weiter zu betreiben und Speicherverluste in Kauf zu nehmen. Dies gilt auch für die Kraft-Wärme-Kopplung, bei der die Wärmelast dann durch Backupgaskessel bzw. durch Heizstäbe gedeckt werden muss. Durch länger anhaltende Überschussphasen wird also der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Wärmelastdeckung begrenzt. Bevor die Residuallasten hinsichtlich ihrer zeitlichen Charakteristik, insbesondere der Überschüsse diskutiert werden, soll jedoch kurz ihre Erstellung erläutert werden:

**Simulation der Residuallast** Für die Erstellung der elektrischen Residuallast wurden im Rahmen des Leitstudie-Projektes Zeitreihen der stündlichen elektrischen Nachfrage und der sich nicht nach der Stromnachfrage richtenden erneuerbaren Einspeisung simuliert. Als nicht an die Stromnachfrage angepasste erneuerbare Erzeuger wurden die Windenergie, Photovoltaik, Geothermie Laufwasserkraft, Müllheizkraftwerke und Holzheizkraftwerke angesehen. Die Einspeisung von Müllheizkraftwerken und Holzheizkraftwerken wurde als wärmegeführt simuliert, ihre Stromerzeugung richtet sich nach der Haushalts- und GHD-Wärmenachfrage.

Die Simulation der Residuallast ist die Arbeit mehrerer Kollegen. Von der Autorin wurden die stündliche Einspeisung aus Laufwasserkraft und onshore-Windenergie erstellt. Die zu Grunde gelegten installierten Leistungen der erneuerbaren Energien im Szenario A und C wurden in der Tabelle in Abbildung 2.3 angegeben. Als meteorologisches Bezugsjahr der Simulationen wurde das Wetterjahr 2006 verwendet. Für eine größere Allgemeingültigkeit von Ergebnissen sollten mehrere Wetterjahre verwendet werden, im Idealfall 10-30 Jahre.

Der angenommene Strombedarf inklusive Netzverlusten aber ohne Kraftwerkseigenverbrauch und ohne den Stromverbrauch der Elektrolyse beträgt im Szenario 2050 A 435 TWh, im Szenario 2050 C 473 TWh. Um die stündliche elektrische Nachfrage abzubilden, wurde diese eingeteilt in eine elektrische Basislast und einen Anteil, der durch den Stromverbrauch der 'neuen' Verbraucher Elektrolysen, Elektro-PKW und Wärmepumpen für Heizungs- und Kühlzwecke entsteht. Der Verlauf der stündlichen Basislast wurde durch einfaches Skalieren der von der UC-TE veröffentlichten Last für Deutschland im Jahr 2006 auf einen Wert von 363 TWh (für sowohl Szenario 2050 A und 2050 C) erhalten. Die elektrische Basislast und die simulierte stündliche erneuerbare Stromerzeugung für das Szenario 2050 A sind in Abbildung 5.1 dargestellt.

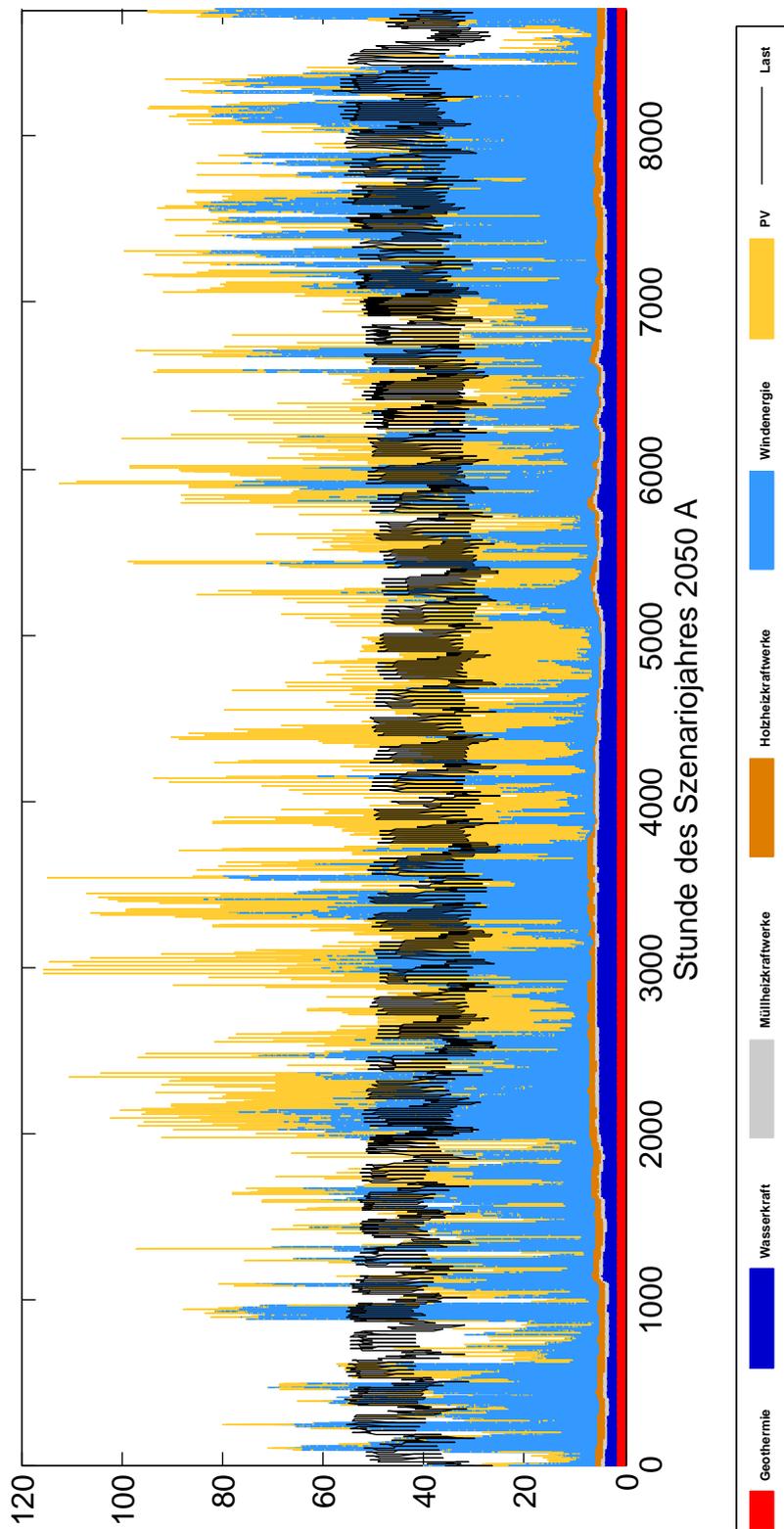


Abbildung 5.1: Erzeugung der inländischen must-run erneuerbaren Energien im Szenario 2050 A und elektrische Basislast

Hinzu kommt der Stromaustausch mit Europa. In Abbildung 5.2 ist der ausgleichende Effekt des Stromaustausches mit dem Ausland für das Szenario 2050 A dargestellt: Durch Import wird hauptsächlich der positive Teil der Residuallast erniedrigt, also die Defizite verringert; durch den Export werden hauptsächlich die Überschüsse verringert.

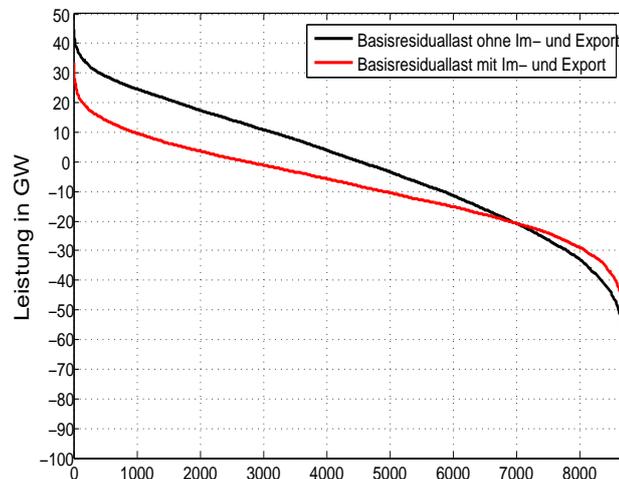


Abbildung 5.2: Jahresdauerlinie der Residuallast 2050 A mit und ohne Europäischen Austausch (ohne Verbrauch von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Klimatisierung, ohne Haushalts-Lastmanagement)

Um die stündliche Stromnachfrage der neuen Verbraucher Elektrofahrzeuge zu simulieren, wurden diese eingeteilt in Fahrzeuge, die für Lastmanagement zur Verfügung stehen und solche, die es nicht tun. Für die Leitstudie 2050 wurde angenommen, dass ein Stromverbrauch in Elektro-PKW von 26,4 TWh über Lastmanagement gesteuert werden kann und 17,6 TWh-Verbrauch nicht gesteuert werden können. Das Lastmanagement mit Elektrofahrzeugen wurde nicht innerhalb der Kraftwerkseinsatzplanung optimiert, da für Elektrofahrzeuge viele Nutzerprofile zu berücksichtigen wären, was den Rechenaufwand für die hier verfolgten Zwecke zu sehr in die Höhe treiben würde. Der stündliche Einsatz wurde durch eine der Einsatzoptimierung vorgeschaltete, heuristische Residuallastglättung simuliert. Diese zielt darauf ab, die Beladung der Elektrofahrzeuge wennmöglich mit Überschussstrom zu realisieren<sup>1</sup> bzw. in Zeiten von positiver Residuallast die lokalen Minima der Residuallast zu beseitigen, anstatt zu Spitzenzeiten die lokalen Maxima durch Laden weiter zu erhöhen. Die Fahrzeuge, die nicht für Lastmanagement zur Verfügung stehen, wurden dann geladen, wenn sie gemäß der Fahrprofile (Fahrprofile gemäß Mobilität in Deutschland 2002 und 2008 [Infas et al., 2010]) eine Fahrt beenden.

Auch das Lastmanagement mit Waschmaschinen, Geschirrspülern, Trocknern, elektrischer Warmwasserbereitung, Nachtspeicherheizungen und Klimatisierung wurde durch einen solchen Algorithmus der eigentlichen Einsatzoptimierung vorgeschaltet. Der jährliche Stromverbrauch für Klimatisierungsanwendungen beträgt 10 TWh. Der Stromverbrauch der anderen genannten Anwendungen beläuft sich auf 27,6 TWh. Nur das Lastmanagement mit Wärmepumpen zum Heizen wurde durch die Einsatzoptimierung gesteuert.

Durch das Lastmanagement mit Waschmaschinen, Geschirrspülern, Trocknern, elektrischer Warmwasserbereitung, Nachtspeicherheizungen, Klimatisierung und Elektrofahrzeugen wurden die Überschüsse um 8,3 TWh in Szenario 2050 A und 9,2 TWh in Szenario 2050 C verringert, gegenüber einer hypothetischen Residuallast, bei der kein Lastmanagement mit diesen Anwendungen vorgenommen werden würde. Die Jahreshöchstlast reduziert sich in Szenario 2050 A um 6,2 GW, in Szenario 2050 C um 7 GW.

<sup>1</sup>Dass das Lastmanagement mit Elektrofahrzeugen bei den hier getroffenen Wirkungsgradannahmen tendenziell mehr Treibhausgasemissionen vermeidet, als die prioritäre Verwendung zur Erzeugung von Wasserstoff für den Verkehr, soll in folgender Nebenrechnung gezeigt werden:

Wird 1 kWh Überschussstrom über Lastmanagement in Elektrofahrzeugen gespeichert, wird dadurch zu einem späteren Zeitpunkt Erzeugung aus thermischen Kraftwerken vermieden. Im für die Lastmanagement-

Die für die Einsatzoptimierung verwendete stündlichen Residuallasten sind in Abbildung 5.3 und 5.4 dargestellt.

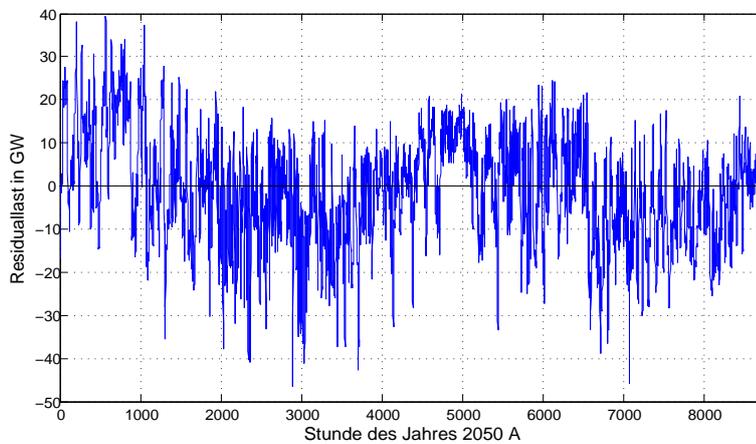


Abbildung 5.3: Für die Einsatzoptimierung verwendete Residuallast des Szenarios 2050 A

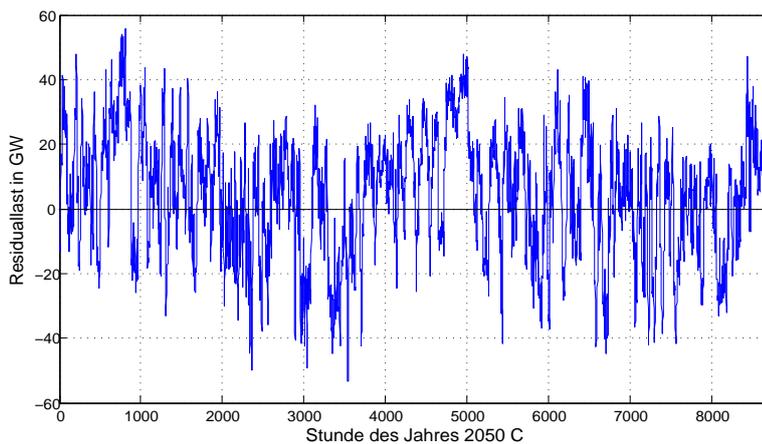


Abbildung 5.4: Für die Einsatzoptimierung verwendete Residuallast des Szenarios 2050 C

Treibhausgasbilanz ungünstigen Fall wäre dies die Vermeidung von sehr effizienter Erdgas-GuD-KWK-Erzeugung. Es würde die Erzeugung von 1 kWh Strom und  $1/\sigma$  kWh Wärme vermieden werden. Bei einer Stromkennzahl  $\sigma=1,3$  und einem Gesamtwirkungsgrad von 95% vermeidet dies:

$$\frac{1 + 1/\sigma}{\eta_{\text{gesamt}, KWK}} \cdot \text{g CO}_2/\text{kWh Erdgas} = \frac{1 + 1/1,3}{0,95} \cdot 201,6 \text{ g CO}_2 = 375,5 \text{ g CO}_2$$

Jedoch muss der Backupgaskessel dafür  $1/1,3$  kWh Wärme erzeugen, was mit  $\text{CO}_2$  Emissionen von 163,2 g verbunden ist. Netto werden also  $375,5 \text{ g} - 163,2 \text{ g} = 212,3 \text{ g CO}_2$  vermieden. Würde alternativ die kWh Überschussstrom in einer Elektrolyse zu 0,75 kWh Wasserstoff gewandelt, wird dadurch die Reformierung von  $0,75/\eta_{\text{Reformer}}$  kWh Erdgas vermieden. Bei einem Wirkungsgrad von 78 % des Ergasreformers entspricht dies vermiedenen Emissionen von 194 g  $\text{CO}_2$ .

Der Vergleich fällt also knapp positiv für das Lastmanagement mit Elektrofahrzeugen aus. Wird der Wasserstoff zur Zwischenspeicherung von Strom verwendet wie in Szenario 2050 C, fällt der Vergleich, wie leicht ersichtlich ist, mit größerem Abstand positiv für das Lastmanagement mit Elektrofahrzeugen aus.

**Diskussion der Residuallast** Die Stromresiduallast in beiden Szenarien ist durch hohe Überschussleistungen gekennzeichnet. Die Überschussphasen dauern teilweise über mehrere Tage an. Dies wird gut in Abbildung 5.5 und 5.6 deutlich, in denen die Tagesmittelwerte der Residuallasten 2050 A und 2050 C dargestellt sind. Wie aus Abbildungen 5.5 und 5.6 hervorgeht, ist in Szenario 2050 C die Dauer der Überschussphasen tendenziell geringer als in Szenario 2050 A, jedoch treten höhere Überschussleistungen auf. Dies kann auch Abbildung 5.7 entnommen werden, die die Jahresdauerlinien der Szenarien A und C zeigt.

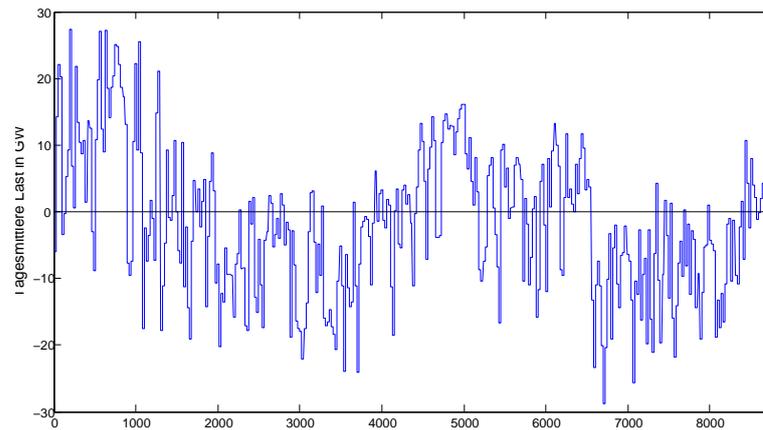


Abbildung 5.5: Tagesmittelwerte der Residuallast im Szenario 2050 A (ohne Wärmepumpen)

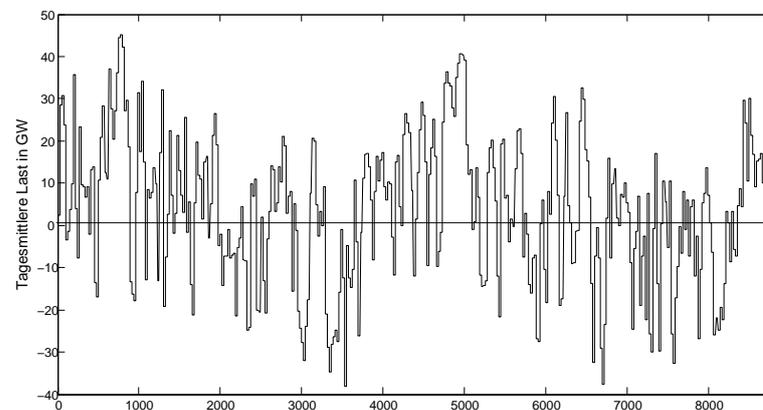


Abbildung 5.6: Tagesmittelwerte der Residuallast im Szenario 2050 C (ohne Wärmepumpen)

Die Summe negativer Residuallast beläuft sich auf 54 TWh in Szenario 2050 A und 53,6 TWh in Szenario 2050 C. Die Summe der positiven Residuallast, d.h. die durch die steuerbaren Kraftwerke zu deckenden Defizite, belaufen sich auf lediglich 36,9 TWh in Szenario A und 83,8 TWh in Szenario 2050 C. In der so bilanzierten Residuallast ist zwar an dieser Stelle noch nicht der Stromverbrauch der Wärmepumpen enthalten (dieser beträgt ohne Berücksichtigung möglicher Wärmeverluste in den Wärmespeichern 16,4 TWh) und mögliche Pumpstromverluste (diese werden erst durch die Einsatzoptimierung berechnet), dies ändert jedoch nichts an der Feststellung, dass nur noch ein geringer Bedarf an elektrischer Energie aus thermischen Kraftwerken besteht. Gleichzeitig geht die benötigte steuerbare Leistung nicht im gleichen Maße zurück. Die

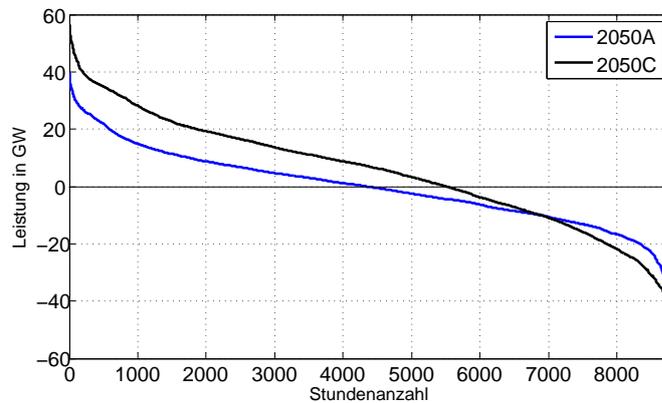


Abbildung 5.7: Jahresdauerlinien der für Einsatzoptimierung zu Grunde gelegten Residuallasten

in [Nitsch und Andere, 2012, S. 185] abgeleitete, benötigte installierte Leistung des thermischen Kraftwerksparks beträgt 51,3 GW für Szenario 2050 A und 60,5 GW im Szenario 2050 C. Es lassen sich über die Summe positiver Residuallast und die benötigte installierte Leistung der Kraftwerke die mittleren Volllaststunden des Kraftwerksparks überschlägig auf nur ca. 1040 h (Szenario 2050 A) bzw. ca. 1660 h (Szenario 2050 C) abschätzen.

Durch die langanhaltenden Überschussphasen ergibt sich ein Limit für die durch die Kurzzeitwärmespeicher integrierbare KWK-Wärmemenge. Die Problematik wird gut deutlich in Abbildung 5.8 und 5.9, in der die Stromresiduallast und die mit Hilfe der Stromkennzahlen in Stromäquivalente umgerechnete aggregierte Wärmelast der KWK-Anlagen gemeinsam dargestellt sind. Es ist ersichtlich, dass die Zeiten positiver Residuallast, in denen die Wärmespeicher mit KWK-Wärme beladen werden können, zum Teil zeitlich weit entfernt liegen von den Phasen, in denen Wärme aus dem Speicher entnommen werden sollte. Wie die absetzbare KWK-Wärme durch den zeitlichen Verlauf der Strom- und Wärmelast, die Kostenstrukturen und die Wärmespeicher beeinflusst wird, kann mit der mathematischen Optimierung genau berechnet werden.

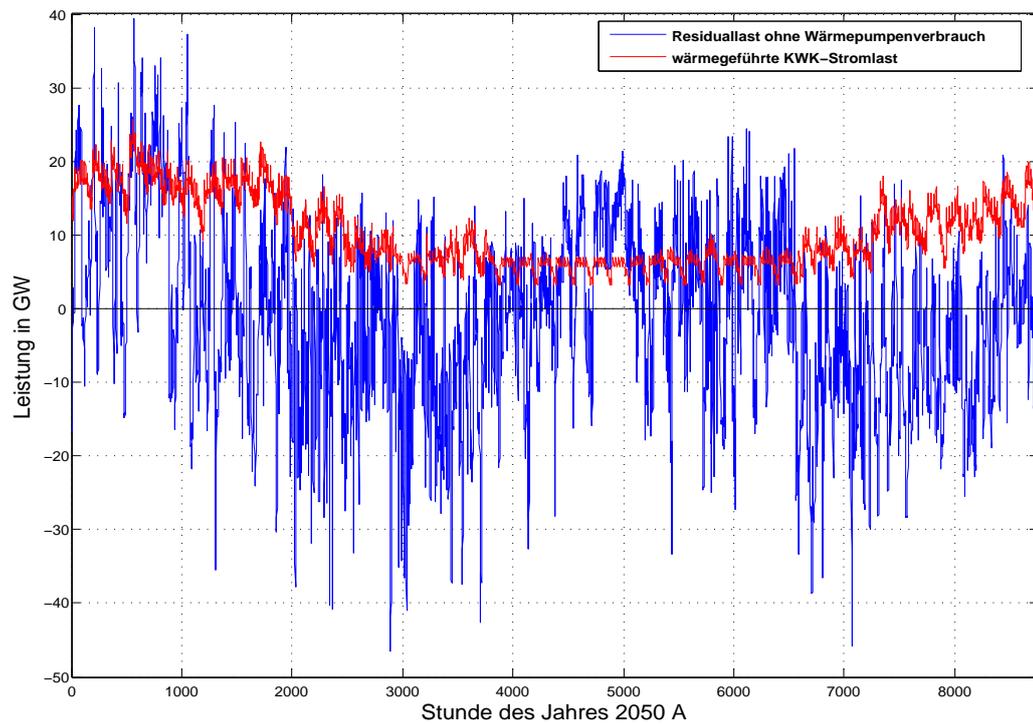


Abbildung 5.8: Residuallast (ohne Wärmepumpen) und aggregierte, wärmegeführte KWK-Stromlasten für Szenario 2050 A

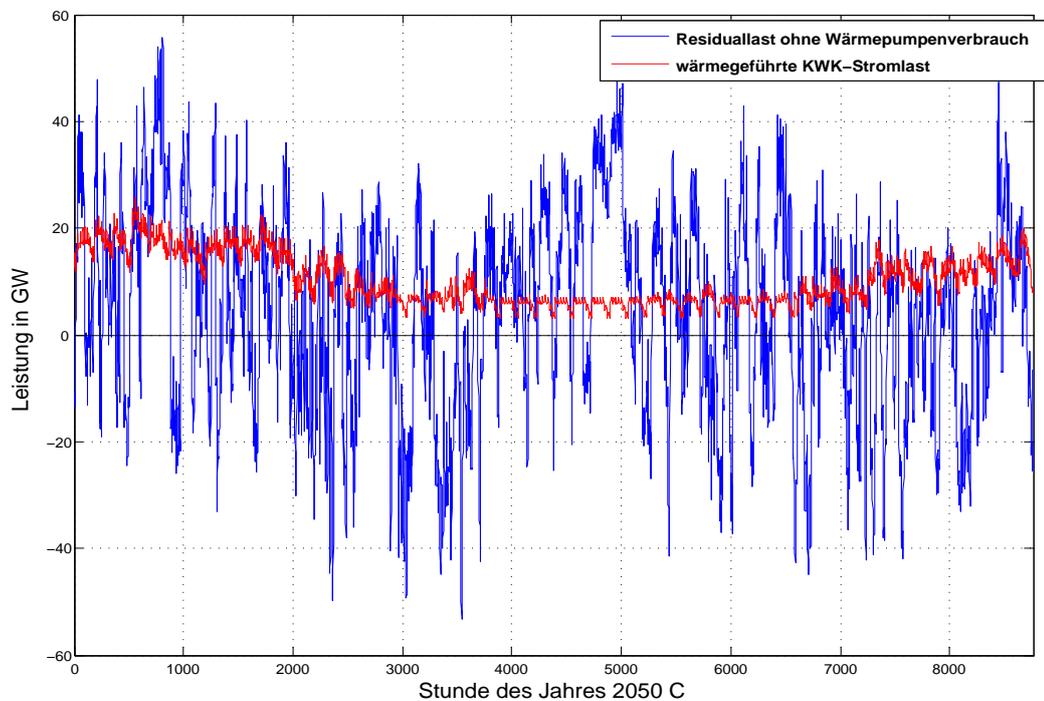


Abbildung 5.9: Residuallast (ohne Wärmepumpen) und aggregierte, wärmegeführte KWK-Stromlasten für Szenario 2050 C

## 5.2 Einsatzoptimierungsergebnisse für das Szenario 2050 A

### 5.2.1 Auswertung hinsichtlich Volllaststunden, KWK-Wärme, Anfahrvorgängen und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Nach diesen Vorüberlegungen werden nun die Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzoptimierung vorgestellt und diskutiert. Ausschnitte des durch die Optimierung berechneten Einsatzplans der steuerbaren Kraftwerke, Speicher und Wärmepumpen sind in Abbildungen 5.10 und 5.11 gezeigt. Die Stromerzeugung und Volllaststunden (VLS) der verschiedenen Kraftwerkstechnologien sowie der Stromverbrauch der Elektrolyse für Szenario 2050 A sind in Tabelle 5.1 angegeben. Die Ergebnisse wurden kraftwerksscharf berechnet, sind hier aber der Übersicht halber nach Kraftwerkstypen aggregiert dargestellt.

Tabelle 5.1: Ergebnisse für den Kraftwerkspark im Szenario 2050A

Kraftwerkstyp	installierte Leistung	Netto-Stromerzeugung (bzw. Stromverbrauch)	mittlere el. VLS
	GW	TWh	h
GuD-Kond	13,6	5,54	407
GuD-Gegendruck	2	3,03	1515
GuD-Entnahmekond	11,2	13,75	1223
Steinkohle-Kond	3	0	0
Steinkohle-Gegendruck	0,725	1,57	2166
Steinkohle-Entnahmekond	3,22	2,19	680
Gas-BHKW mit Anschluss ans Erdgasnetz	6,57	6,42	977
Biogas-BHKW ohne Anschluss ans Erdgasnetz (reine Stromerzeugung bzw. stromgeführt)	0,51	2,23	4377
Biogas-BHKW ohne Anschluss ans Erdgasnetz KWK	2,05	8,93	4374
Gasturbinen	8,9	<0,01	0,01
Zwischensumme	51,3	43,7	
Pumpspeicher-Turbinen	7,9	4,7	595
Elektrolyse	40	41,64	1041
nicht genutzter Überschuss	5,7	0,03	

Wie zu erwarten, liegen die Volllaststunden aller Kraftwerkstechnologien im Vergleich zu heute sehr niedrig. Dies ist wie bereits angesprochen durch die niedrige Summe der positiven Residuallast bedingt, die sich nach Einsatz der Wärmepumpen auf 43,9 TWh beläuft (die Summe der negativen Residuallast auf (-) 43,6 TWh). Die höchsten Volllaststunden weisen Biogas-Blockheizkraftwerke ohne Gaseinspeisung ins Erdgasnetz auf, da sie aufgrund eines auf 12 Stunden Gasproduktion begrenzten Gasspeichers und einer als nicht regelbar angenommenen Gasproduktion eine signifikante Menge Gas in längeren Phasen negativer Residuallast nicht speichern können sondern verstromen müssen. Diese Situation tritt im untersuchten Wetterjahr 2006 im Frühjahr und im Sommer auf. 3,68 TWh von 11,2 TWh Gesamtstromproduktion der Biogasanlagen werden in Überschusszeiten produziert. Dies entspricht einem Drittel der Stromerzeugung aus Biogas. Es ist also anzustreben die Nutzungseffizienz des Biogases durch Fütterungsmanagement oder die komplette Einspeisung allen Biogases ins Erdgasnetz zu steigern. Welcher Option Vorzug zu geben ist, kann im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht werden.

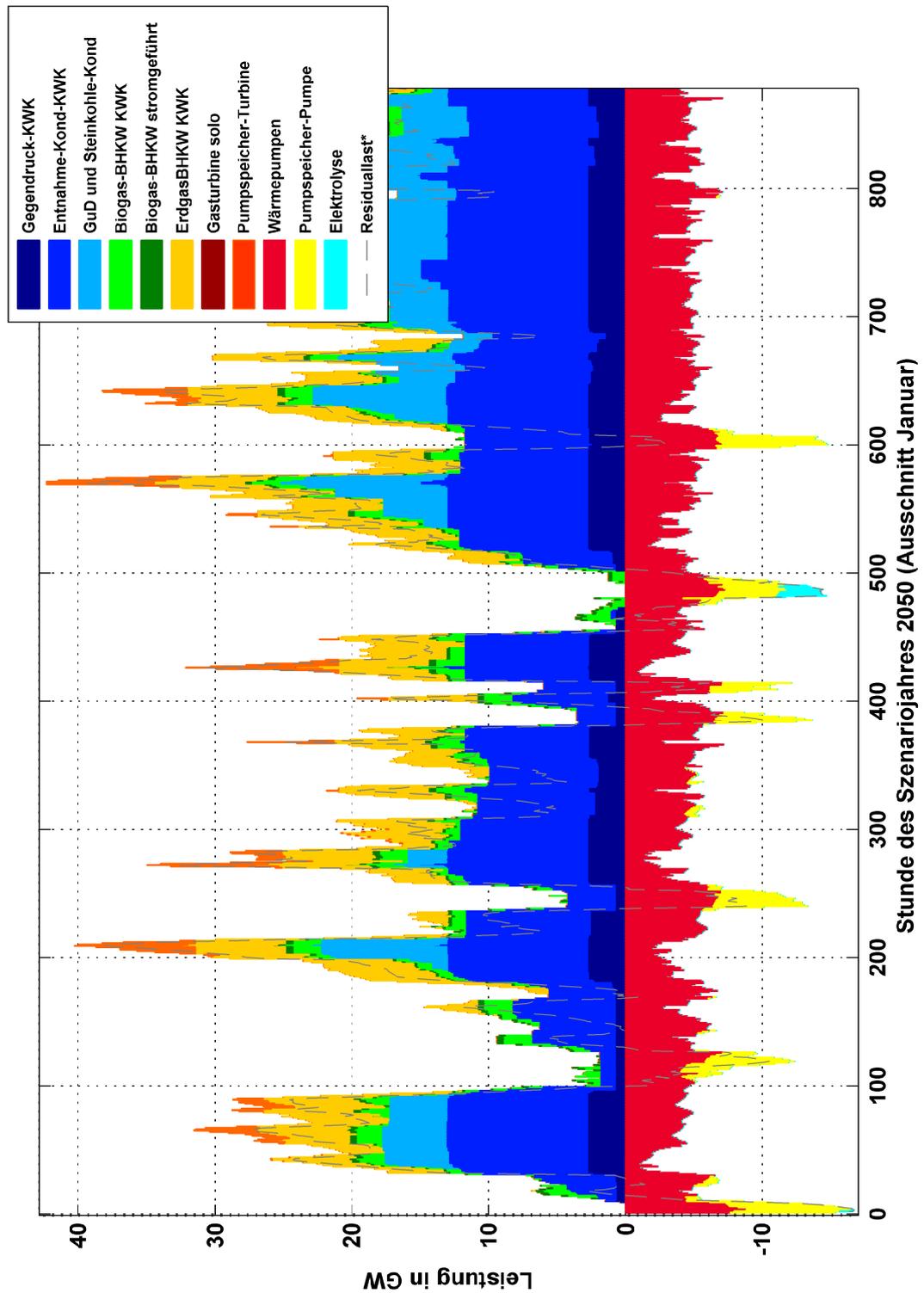


Abbildung 5.10: Residuallastdeckung durch die Einsatzoptimierung im Januar des Szenarios 2050 A. \*Residuallast bezeichnet hier die Residuallast ohne den Stromverbrauch von Wärmepumpen, Pumpspeichern, Heizstäben und Elektrolysen

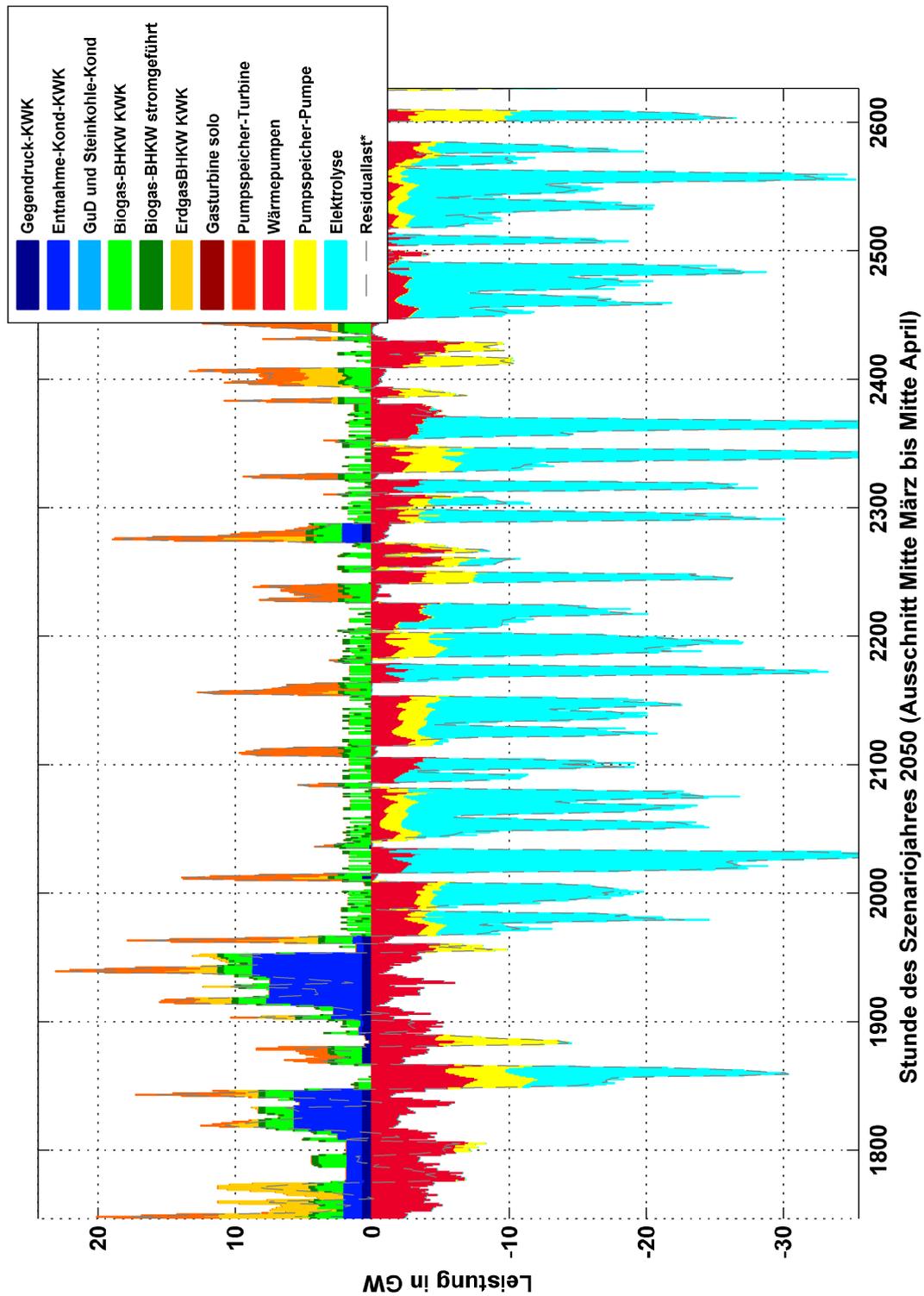


Abbildung 5.11: Residuallastdeckung durch die Einsatzoptimierung von Mitte März bis Mitte April des Szenarios 2050 A.

Die zweithöchsten Vollbenutzungsstunden haben Steinkohlelegedruckanlagen. Sie weisen unter den Brennstoffkosten-Annahmen für das Jahr 2050 die niedrigsten variablen Kosten der Stromproduktion auf, gefolgt von Steinkohle-Entnahmekondensationsanlagen, die jedoch aufgrund einer hohen Kondensationsscheibe auf nur sehr geringe elektrische Volllaststunden kommen. Steinkohlekondensationskraftwerke werden nicht eingesetzt und dienen hier nur der Bereithaltung gesicherter Leistung. Es handelt sich um Altanlagen. Nach Erreichen ihrer Lebensdauer würde kein Neubau erfolgen, da gesicherte Leistung durch Optionen mit niedrigen Investitionskosten bereitgestellt werden sollte. Inwiefern die Anlagen vor Erreichen ihrer Lebensdauer rückgebaut werden und im Jahr 2050 nicht mehr Bestandteil des Kraftwerksparks sind, hängt von der Vergütung der Bereithaltung gesicherter Leistung und den fixen Unterhaltskosten für die Anlagen ab.

Auf relativ niedrige Volllaststunden kommen ebenfalls die Gas-BHKW mit Anschluss ans Erdgasnetz. Sie haben die höchsten variablen Stromerzeugungskosten unter den KWK-Anlagen, die von der Optimierung eingesetzt wurden. Im Szenario A wurden 3 Entnahmekondensationsanlagen kein Mal eingesetzt. Mit rund 7 cent/kWh sind es die KWK-Anlagen mit den höchsten variablen Kosten der Stromerzeugung (siehe auch Abbildung 5.12). Die Gaskessel wurden für diese Anlagen vollständig zur Wärmelastdeckung eingesetzt.

Bei Entnahmekondensationsanlagen muss zwischen gekoppelt und ungekoppelt erzeugtem Strom unterschieden werden. Von der in Tabelle 5.1 ausgewiesenen Stromerzeugung der Entnahmekondensationsanlagen sind 2,58 TWh ungekoppelt.

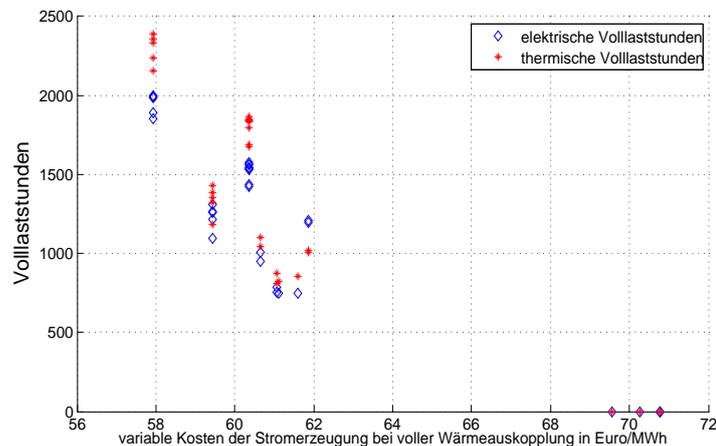


Abbildung 5.12: Zusammenhang zwischen den variablen Kosten der Stromerzeugung und den Volllaststunden der Entnahmekondensationsanlagen im Szenario 2050 A

Es fallen die relativ geringen Volllaststunden der Pumpspeicherwerke auf. Dieses kann über die Konkurrenz mit der Elektrolyse in den langfristigen Überschusssituationen erklärt werden sowie über die Konkurrenz mit der Flexibilität, die dem System durch Wärmespeicher (Lastmanagement mit Wärmepumpen und KWK-Flexibilisierung durch Wärmespeicher) zur Verfügung steht. Hervorgehoben werden soll des Weiteren die sehr hohe notwendige Elektrolyseleistung, um den ihr zur Verfügung stehenden Überschussstrom möglichst vollständig zu Wasserstoff für den Verkehr wandeln zu können. Um die gesamte Überschussenergie zu nutzen, wäre eine installierte Elektrolyseleistung von 45,7 GW notwendig. Sie kann jedoch mit sehr geringem Energieverlust niedriger dimensioniert werden: bei einem Verlust von nur 0,03 TWh Überschussstrom kann die Elektrolyseleistung um 5,7 GW geringer dimensioniert werden und damit Volllaststunden von 1041 erreichen.

Es wurde in der Leiststudie kein detailliertes Szenario der Infrastruktur für die Verkehrsversorgung veröffentlicht, daher soll hier eine Betrachtung zur benötigten aggregierten Speicherkapazität für die Wasserstoffspeicherung - unabhängig davon, zu welchen Anteilen sie in dezentralen Wasserstoffdrucktanks an Tankstellen oder in Wasserstoffkavernenspeichern stattfindet - vorgenommen werden. Abbildung 5.13 zeigt hierzu die stündliche Wasserstoffproduktion durch Elektrolyseure. Bei der vereinfachten Annahme, dass die produzierte Wasserstoffmenge konstant über das Jahr durch den Verkehr verbraucht wird, ergibt sich der in Abbildung 5.14 dargestellte Netto-Füllstand

der Wasserstoffspeicherung. Kumuliert würde eine Netto-Speicherkapazität von mindestens 6,51 TWh<sub>th</sub> benötigt (In Gaskavernenspeichern wird zusätzlich ein sogenanntes Kissengasvolumen zur Aufrechterhaltung des Drucks und u.U. der Stabilität der Kaverne benötigt. Dieses kann zwischen 30 und 60 % des Gesamtvolumens liegen (vergleiche z.B. [Cerbe, 2008])). Die benötigte Brutto-Speicherkapazität für Wasserstoff im Szenario 2050 A liegt also über 6,5 TWh, da davon auszugehen ist, dass nicht die gesamte Menge dezentral in Drucktanks gespeichert wird und auch in Drucktanks immer ein gewisses Restgasvolumen verbleiben muss).

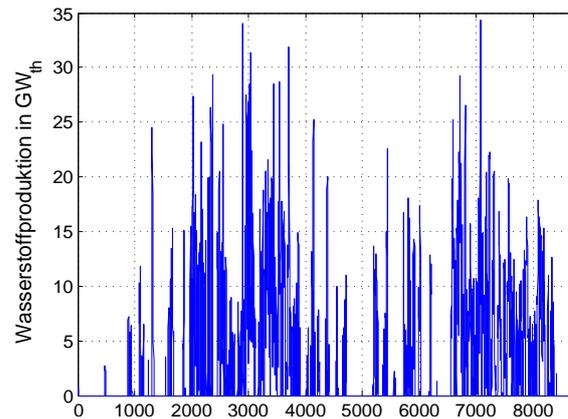


Abbildung 5.13: Wasserstoffproduktion der Elektrolyse

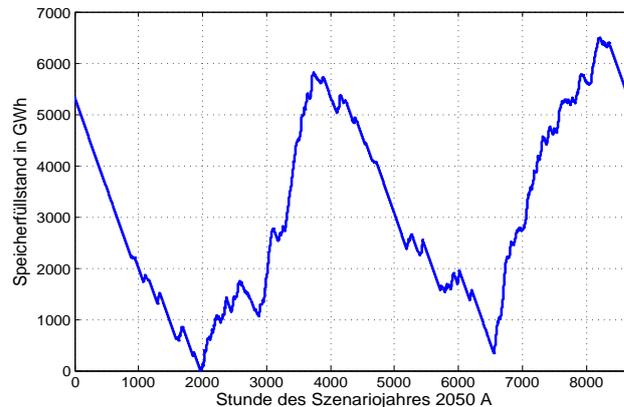


Abbildung 5.14: Kumulierter Speicherfüllstand der Wasserstoffspeicher in Szenario 2050 A in GWh<sub>th</sub> unter der Annahme eines zeitlich konstanten Verbrauchs von Wasserstoff durch den Verkehr

Nach diesen Betrachtungen wird nun auf die integrierbaren Kraft-Wärme-Kopplungs-Wärmemengen eingegangen. In Tabelle 5.2 sind die Nutzwärmeerzeugung und der Backup-Kesselanteil an der Wärmelastdeckung für die KWK-Anlagen angegeben.

Es ergibt sich mit im Mittel 40,3 % ein verhältnismäßig niedriger Anteil der KWK an der Wärmelastdeckung. Die KWK-Anlagen sind von ihrer Wärmeleistung so dimensioniert, dass sie - gäbe es von der Stromseite her keine Beschränkung - mehr als 98 % der Wärmelastdeckung übernehmen könnten. Der geringe tatsächlich erreichte Anteil an der Wärmelastdeckung lässt sich über die Stromresiduallast erklären: Nach Einsatz der Wärmepumpen ist die Residuallast noch in 4151 Stunden des Jahres negativ. Nur 55 % des jährlichen KWK-Wärmebedarfs von 100,8 TWh fallen im Szenario 2050 A in Zeiten positiver Residuallast. Inwieweit mit Hilfe der in der Leitstudie vorgesehenen Kurzzeit-Wärmespeicher eine Deckung der Wärmelast durch gespei-

Tabelle 5.2: Ergebnisse für die KWK im Szenario 2050A

Kraftwerkstyp	installierte therm. Leistung	Wärme- erzeugung	mittlere therm. VLS	Anteil Kessel
	GW	TWh	h	%
GuD-Gegendruck	2	2,92	1430	76 %
GuD-Entnahmekond	6,86	10,63	1550	68,3 %
Steinkohle-Gegendruck	0,89	1,93	2170	47,2 %
Steinkohle-Entnahmekond	1,22	2,17	1778	55 %
Gas-BHKW	8,9	8,8	985	63 %
Biogas-BHKW ohne An- schluss ans Erdgasnetz KWK	3,2	14,17	4373	37,9 %
Summe	23	40,64	1767	59,7 %

cherte KWK-Wärme in Zeiten negativer Stromresiduallast geschehen kann, hängt wiederum von der Struktur der Stromresiduallast ab: liegen die Zeiten, in denen die Speicher beladen werden können, zeitlich weit entfernt von den Zeiten, in denen Bedarf zur Speicharentladung besteht, können Kurzzeitwärmespeicher nur einen begrenzten Beitrag zur Steigerung des KWK-Anteils leisten. Ein weiterer begrenzender Faktor ist die zur Ladung der Speicher zur Verfügung stehende Wärmeleistung der KWK-Anlagen: im Winter fahren die Entnahmekondensations- und Gegendruckanlagen bei positiver Residuallast zum Teil bei quasi maximaler Wärmeauskopplung zur Bedienung der aktuellen Wärmenachfrage, so dass wenig Wärmeleistung zur Beladung der Speicher genutzt werden kann. In Abbildung 5.15 ist die Speicherbeladung der Entnahmekondensations-Wärmespeicher dargestellt, in Abbildung 5.16, die Speicherfüllstände der Gegendruck-KWK-Anlagen und in Abbildung 5.17 die Speicherfüllstände der Gas-BHKW-Technologien. Es ist zu erkennen, dass Wärmespeicher in Zeiten der länger andauernden Überschüsse von Stunde 2000 bis 4500 (Ende März bis Mitte Juni) und Stunde 6000 bis 8500 (Anfang September bis Mitte Dezember) des Szenariojahres 2050 A nicht bzw. nur wenig beladen werden. Die Speicher der Entnahmekondensations- und Gegendruckanlagen können von Stunde 0 bis Stunde 1000 wegen begrenzter freier Wärmeleistung nicht so stark geladen werden.

Für eine Quantifizierung der absetzbaren KWK-Wärmemengen in Abhängigkeit der Wärmespeichergröße und den Wärmespeicherverlusten stellt die hier entwickelte Optimierung ein geeignetes mathematisches Hilfsmittel dar. Im unten folgenden Abschnitt 5.2.2 wird durch einen Optimierungslauf ohne Wärmespeicher für die KWK der Beitrag untersucht, den die in der Leitstudie 2050 angenommene Wärmespeicherkapazität zur Steigerung des KWK-Anteils leistet.

Eine grobe Abschätzung der Obergrenze für die absetzbare KWK-Wärmemenge kann aus der Jahressumme der positiven Residuallast dividiert durch die Stromkennzahl der KWK-Anlagen erhalten werden. Die Summe positiver Residuallast nach Einsatz der Wärmepumpen beläuft sich im Szenario A auf 44 TWh. Die mittlere Stromkennzahl über den KWK-Anlagenpark beträgt 1. Somit lässt sich eine Obergrenze für die aus steuerbaren Kraftwerken bereitstellbare KWK-Wärmemenge mit 44 TWh abschätzen. Die Abschätzung ist unscharf, da die Stromkennzahl mancher Anlagen größer und mancher Anlagen kleiner 1 ist und manche Anlagen stärker zum Einsatz kommen können als andere. Des Weiteren kann die Menge über Pumpspeicherverluste gesteigert werden. Das Potential wird offensichtlich nicht vollständig ausgeschöpft, da hierzu der gesamte Kraftwerkspark aus KWK-Anlagen bestehen müsste.

Zusammen mit den KWK-Wärmemengen aus den must-run (also nicht durch die Optimierung gesteuerten) Anlagen Geothermie, Müllheizkraftwerke und Holzheizkraftwerke beträgt die gesamte KWK-Wärme in Szenario 2050 A 138,4 TWh. Mit 33,5 TWh hat die steuerbare KWK einen Anteil von 76,7 % an der Stromerzeugung des Kraftwerksparks, der in der Einsatzoptimierung gesteuert wird.

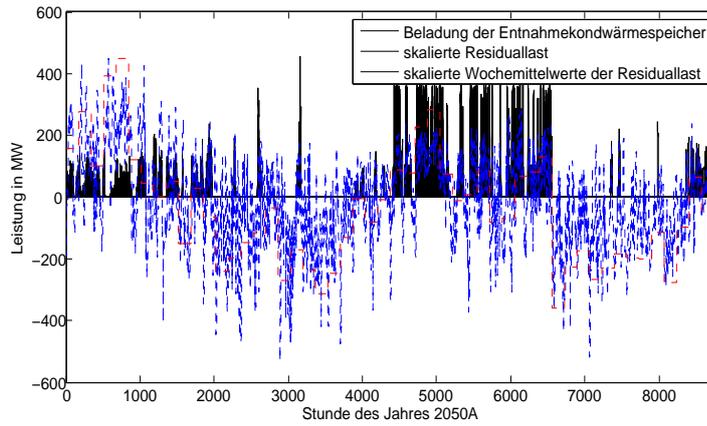


Abbildung 5.15: Beladung von Entnahmekondensationswärmespeichern im Szenario 2050 A

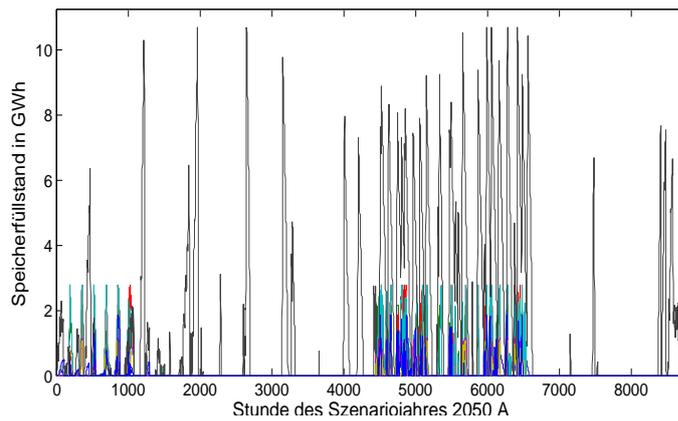


Abbildung 5.16: Speicherfüllstände der Gegendruckanlagen-Wärmespeicher im Szenario 2050 A

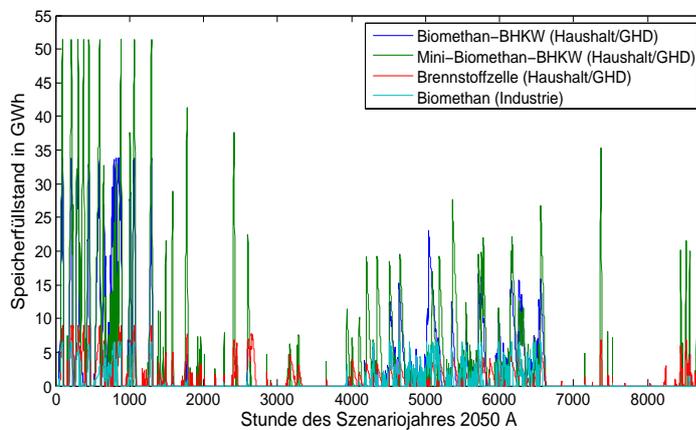


Abbildung 5.17: Speicherfüllstände der Gas-BHKW-Wärmespeicher im Szenario 2050 A

Es sollen nun Anfahrvorgänge und Brennstoffbedarf dargestellt werden, die sich aus der durch die Optimierung berechneten Fahrweise ergeben. Für die Berechnung des Brennstoffverbrauchs im Betrieb wird die Wirkungsgradeinbuße bei Teillast für alle Kraftwerke außer Blockheizkraftwerke berücksichtigt.

Tabelle 5.3: Ergebnisse für den Kraftwerkspark im Szenario 2050 A: Anfahrvorgänge und Brennstoffverbrauch

Kraftwerkstyp	maximale Anzahl Starts	Brennstoffverbrauch zum Anfahren TWh	Brennstoffverbrauch im Betrieb TWh
GuD-Kondensation	17	0,12	8,95
GuD-Gegendruck	50	0,11	6,66
GuD-Entnahmekond	65	0,47	27,61
Steinkohle-Kondensation	0	0	0
Steinkohle-Gegendruck	58	0,09	3,91
Steinkohle-Entnahmekond	47	0,2	5,53
Erd-/Biogas-BHKW	n.b.	n.b.	16,99
Biogas-BHKW ohne Anschluss ans Erdgasnetz (Kondensation bzw. stromgeführt)	n.b.	n.b.	6,39
Biogas-BHKW ohne Anschluss ans Erdgasnetz KWK	n.b.	n.b.	25,51
Gasturbinen	4	≤ 0,01	≤ 0,01
Summe		0,98	101,5

Die maximale Anzahl von Anfahrvorgängen liegt unter der heute üblichen Anzahl von Anfahrvorgängen: heutige Mittellastkraftwerke beispielsweise werden ca. jeden Tag einmal angefahren, haben also 365 Anfahrvorgänge im Jahr. Das Ergebnis ist durch drei Ursachen zu erklären. Vor allem durch die hohe Leistung von Blockheizkraftwerken, für die keine Anfahrkosten abgebildet wurden und die durch dynamisches Hoch- und Runterregeln Anfahrvorgänge von Großkraftwerken vermeiden. Zum Zweiten durch den nur noch geringen Reststrombedarf, der in Szenario 2050 A auch durch länger anhaltende Überschussphasen gekennzeichnet ist. Zum Dritten liegt die Kraftwerks-Blockgröße des unterstellten Kraftwerksparks im Jahr 2050 über der heutigen. Demgemäß liegen die bilanzierten Anfahrverluste sehr niedrig. Sie belaufen sich auf 1 bis 3 % des Gesamtbrennstoffbedarfs.

**CO<sub>2</sub>-Emissionen** Über den Brennstoffverbrauch können die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung und der regenerative Anteil an der Stromerzeugung berechnet werden.

Durch das Steinkohle-Entnahmekondensationskraftwerk werden 1,92 Mt CO<sub>2</sub> und durch das Steinkohlelegedruckkraftwerk 1,34 Mt CO<sub>2</sub> emittiert. Der Brennstoffverbrauch an Gas für die Strom- und gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung beläuft sich auf insgesamt 92,79 TWh. Da das in der Leitstudie angenommene Potential für biogenes Gas 79 TWh beträgt, werden also noch 13,79 TWh fossiles Erdgas benötigt. Durch diese Menge entstehen CO<sub>2</sub> Emissionen von 2,78 Mt CO<sub>2</sub>. Für die Verbrennung von biogenem Gas werden hier Treibhausgasemissionen von Null angesetzt. Es können jedoch indirekte Treibhausgasemissionen bei der Herstellung biogener Gase entstehen (siehe hierzu beispielsweise [Stern, 2009] und [WBGU, 2008]). Diese werden bilanziell der Land- oder Forstwirtschaft zugeordnet. Bei Annahme von Treibhausgasemissionen von Null für biogene Gase emittieren die Kraftwerke im Szenario 2050 A insgesamt nur noch 6,04 Mt CO<sub>2</sub>.

Die Backupgaskessel der KWK haben einen Erdgasverbrauch von 63,3 TWh<sub>th</sub>, wodurch 12,76

Mt CO<sub>2</sub> emittiert werden. Da die Wasserstoffproduktion der Elektrolyse aus Überschussstrom mit 31,25 TWh Wasserstoff nicht zur Deckung des Verkehrsbedarfs von 67 TWh Wasserstoff genügt, müssen die übrigen 35,75 TWh nach Annahmen des IWES durch die Reformierung von fossilem Erdgas erzeugt werden. Bei einem Wirkungsgrad von 80 % des Reformers entstehen Emissionen von 9 Mt CO<sub>2</sub>.

**Regenerativer Anteil am Strom- und Wärmesektor** Im Szenario 2050 A ergibt sich eine Stromerzeugung von 33,3 TWh aus biogenem Gas. Zur Berechnung dieses Wertes wurde für die Biogas-BHKW ohne Anschluss ans Erdgasnetz die volle Stromerzeugung von 11,16 TWh angerechnet. Für die übrigen gasbefeuerten Kraftwerke wurde der Brennstoffbedarf an Gas berechnet. Es wurde dann über das nach Abzug des Brennstoffbedarfes der Biogas-BHKW ohne Anschluss an das Erdgasnetz verbleibende Biogaspotential der Anteil des biogenen Gases am Gesamtgasbedarf dieser Kraftwerke berechnet (also der Anteil biogenen Gases im Erdgasnetz). Er beträgt ca. 77 %, so dass 77 % der Stromerzeugung der gasbefeuerten Kraftwerke biogen sind. Somit verbleiben lediglich 13,24 TWh fossile Netto-Stromerzeugung (entspricht ca. 14 TWh Bruttostromerzeugung). Die Nettostromerzeugung aus must-run erneuerbaren Energien beläuft sich im Szenario A auf 433 TWh, die durch die Optimierung gesteuerte Stromerzeugung aus biogenen Gasen auf 33,3 TWh. Somit ist die Stromerzeugung im Szenario A zu 97 % regenerativ. Dies übertrifft den in der Leitstudie angesetzten Wert von 85 %. Wegen des fehlenden Wasserstoffs im Verkehrssektor ist jedoch der erneuerbare Anteil im Verkehrssektor hier geringer als im Mengengerüst der Leitstudie veranschlagt. Der Endenergieverbrauch für Raumwärme beträgt in den Szenarien 2050 A und C 317,8 TWh/a. Der Endenergiebedarf für Prozesswärme beläuft sich auf 375 TWh/a. Der gesamte Endenergiebedarf für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme zusammen beläuft sich auf 777,8 TWh/a im Jahr 2050. Es werden 107 TWh regenerative Wärme durch Verbrennung von fester Biomasse in Einzelheizungen und Heizwerken erzeugt, 49,1 TWh aus tiefer Geothermie, 95,1 TWh aus Solarthermie und 18,33 TWh aus Müllheizkraftwerken sowie 31 TWh aus Holzheizkraftwerks-KWK. 40,5 TWh werden durch Umweltwärme, die durch Wärmepumpen gewonnen wird, bereitgestellt und 94 TWh aus Strom (direkt und für den Antrieb der Wärmepumpen). Von der hier simulierten KWK-Wärme werden 31,4 TWh aus biogenem Brennstoff erzeugt. Berücksichtigt man die Wärmeverteilungsverluste, so entspricht dies 29,1 TWh Endenergiewärme. Es ergibt sich schließlich ein Anteil der erneuerbaren Endenergieerzeugung am Endenergiewärmebedarf von knapp 59 %.

### 5.2.2 Abschätzung des Beitrags der KWK-Wärmespeicher zur Steigerung der KWK-Wärme und Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Der Beitrag, den die Wärmespeicher zur Integration von KWK-Wärme leisten, kann durch einen erneuten Optimierungslauf unter Setzung der Speicherkapazität aller KWK-Wärmespeicher auf Null, abgeschätzt werden. Dieses stellt nur ein Näherungsverfahren dar, da keine Rückkopplung mit der Europasimulation durchgeführt werden konnte. Tendenziell führt diese Vernachlässigung zu einer (als gering vermuteten) Überschätzung des Effektes der Wärmespeicher.

Ergebnis des Optimierungslaufes ist eine KWK-Wärmeerzeugung von in Summe 37,9 TWh. Es kann also festgestellt werden, dass durch die in der Leitstudie vorgesehene Wärmespeicherkapazität die integrierbare KWK-Wärmemenge näherungsweise um 2,73 TWh (7,2 %) gesteigert wird. Die Gesamterzeugung verschiebt sich ohne Wärmespeicher hin zu teureren Kraftwerken. Die Stromerzeugung in Gasturbinen steigt leicht an (um 97 GWh). Es wurden ferner zwei Steinkohlekondensationskraftwerke für jeweils eine Stunde eingesetzt, die im Szenario mit Wärmespeichern nicht zum Einsatz kamen, und die Erzeugung der Pumpspeicherturbine wächst um 0,54 TWh. Die Stromverbrauch der Elektrolyse verändert sich so gut wie nicht.

Um den Effekt der Wärmespeicher auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und KWK-Wärmeerzeugung zu quantifizieren, werden der Brennstoffverbrauch an Gas und Kohle für die Stromerzeugung sowie der Erdgasverbrauch für die KWK-Backupgaskessel für das Szenario ohne Wärmespeicher berechnet und mit dem Szenario 2050 A, das eine KWK-Wärmespeicherkapazität von 238 GWh aufweist, verglichen. Hierbei wurde derselbe Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate verwendet. Da sich der Preis nach der Menge der benötigten Zertifikate, also den CO<sub>2</sub>-Emissionen, richtet, führt eine Minderung der Emissionen durch entsprechende Technologien zu einem niedrigeren Zertifikatspreis, wenn die gesetzlich erlaubte Menge an Gesamtemissionen nicht ebenfalls verringert wird. Um

tatsächlich Emissionen einzusparen, ist es nötig das Emissionseinsparpotential von Technologien zu quantifizieren und die CO<sub>2</sub>-Zertifikatsmenge dementsprechend zu erniedrigen. Die verwendete Methodik ist also gültig für den Fall, dass eine solche Anpassung geschieht.

Der Vergleich ergibt, dass die Wärmespeicher insgesamt zu Einsparungen von 13 Tausend Tonnen CO<sub>2</sub> Emissionen führen. Diese Menge muss als sehr gering gewertet werden. Würden die angenommenen Wärmeverluste in den Wärmespeichern höher gesetzt (für alle KWK-Anlagen außer Blockheizkraftwerken werden Wärmeverluste von Null angenommen), könnte sich sogar keine CO<sub>2</sub>-Vermeidungswirkung der Wärmespeicher ergeben. Der geringe CO<sub>2</sub>-Vermeidungseffekt ist durch eine höhere Auslastung der Steinkohle-KWK zu Lasten der CO<sub>2</sub>-ärmeren GuD-KWK zu erklären. Als weiterer Effekt der Wärmespeicher sei hier noch die geringere Einspeicherung in Pumpspeicherwerke erwähnt: die PSW -Stromerzeugung steigt im Lauf ohne Wärmespeicher um 0,6 TWh.

### 5.2.3 Abschätzung des Effektes von Solarthermieeinspeisung in KWK-Wärmenetze

In dieser Arbeit wurde als 'Basisfall' (und abweichend von der Annahme der Leitstudie) davon ausgegangen, dass die Nah-Wärme-Solarthermie in Wärmenetze einspeist, die nicht gleichzeitig durch KWK-Anlagen versorgt werden (sondern durch Biomasse-Heizwerke oder konventionelle Heizwerke), da eine Konkurrenz zwischen KWK und Solarthermie entstehen kann. Es wurde in einem neuen Optimierungslauf für das Szenariojahr 2050 A untersucht, welchen ungefähren Effekt auf die KWK-Wärmeproduktion eine Einspeisung von 4,92 TWh solarthermischer Wärme in öffentliche, KWK-versorgte, Wärmenetze hat. In diesem Lauf haben die betroffenen KWK-Anlagen eine residuale Wärmelast wie in Abbildung 4.5 dargestellt, zu decken. Die Rechnung ergab, dass durch die solarthermische Einspeisung 3,5 TWh Wärmezeugung der KWK-Gas-Backupkessel und 1,42 TWh Wärmezeugung durch KWK ersetzt werden. Es wird also hauptsächlich die Wärmezeugung im Backupkessel ersetzt, was als vorteilhaft zu werten ist. Jedoch wird auch KWK-Wärmeproduktion (und Stromproduktion) ersetzt, was sich ungünstig auf deren Wirtschaftlichkeit auswirkt. Da eine mögliche notwendige Nachheizung der solarthermischen Wärmelieferung in dieser Arbeit nicht betrachtet werden konnte, sollte das Ergebnis mit einer genaueren Modellierung überprüft werden.

### 5.2.4 Effekt des Lastmanagements mit Wärmepumpen

In diesem Abschnitt soll dargestellt werden, welchen Einfluss das Lastmanagement mit Wärmepumpen auf die Stromerzeugung und den Speichereinsatz hat. Hierzu wird die zum Lastmanagement zur Verfügung stehende Speicherkapazität der Wärmepumpen-Wärmespeicher von 238 GWh<sub>th</sub> auf Null gesetzt und eine neue Einsatzoptimierung durchgeführt. Im Ergebnis steigt der durch die Elektrolyse verbrauchte Überschussstrom um 1,8 TWh, da nun für die Wärmeversorgung durch Wärmepumpen nicht mehr gezielt Überschussstrom genutzt wird. Aus demselben Grund steigt die Erzeugung der thermischen Kraftwerke und zwar um 1,19 TWh. Von den 1,19 TWh können 0,81 TWh durch KWK-Strom bereitgestellt werden, die KWK-Stromerzeugung ist also 0,81 TWh höher als im Fall mit Wärmepumpen-Lastmanagement. Die Stromerzeugung der Pumpspeicherturbine steigt um 0,79 TWh. Damit steigen die Pumpstromverluste im Fall ohne Lastmanagement mit Wärmepumpen um 0,2 TWh. Allerdings treten im Fall mit Wärmepumpenlastmanagement Wärmeverluste in den Wärmespeichern der Wärmepumpen auf: der Stromverbrauch der Wärmepumpen liegt im Szenario mit Lastmanagement daher um 0,42 TWh höher: Im Szenario ohne Lastmanagement beträgt der Stromverbrauch der Wärmepumpen (inklusive Stromverbrauch des Heizstabes) 16,45 TWh, im Szenario mit Lastmanagement sind es 16,89 TWh.

Welcher Effekt sich in Summe ergibt, d.h. für das Gesamtsystem aus Strom-, Wärme- und Wasserstoffversorgung wurde wiederum durch Vergleich des Brennstoffbedarfs für Strom-, KWK-Wärmeversorgung und Verkehrsversorgung zwischen dem Fall mit und dem Fall ohne Lastmanagement mit Wärmepumpen untersucht. Im Fall ohne Lastmanagement ist die Verbrennung von Erdgas im KWK-Backupkessel um 1,05 TWh niedriger als im Szenario mit Lastmanagement. Da im Fall ohne Lastmanagement 1,35 TWh Überschussstrom mehr in der Elektrolyse zu Wasserstoff gewandelt werden, müssen 1,27 TWh weniger Erdgas reformiert werden. Insgesamt werden hierdurch 2,32 TWh Erdgas eingespart. Allerdings steigt der Brennstoffverbrauch in den

Kraftwerken im Szenario ohne Lastmanagement für Gas um 2,68 TWh und der Steinkohleverbrauch um 0,1 TWh. Damit ergibt sich netto ein CO<sub>2</sub>-Vermeidungseffekt des Lastmanagements mit Wärmepumpen von 110 Tausend Tonnen CO<sub>2</sub>. Als weiterer positiver Effekt des Lastmanagements mit Wärmepumpen ist die Senkung der Jahreshöchstlast um 3,4 GW zu nennen.

## 5.3 Einsatzoptimierungsergebnisse für das Szenario 2050 C

### 5.3.1 Auswertung hinsichtlich Volllaststunden, KWK-Wärme, Anfahrvorgängen und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Auslastung der Kraftwerke für das Szenario 2050 C ist in Tabelle 5.3.1 angegeben. Sie stellt sich durch die höhere Residuallast, die durch den zusätzlichen Verbrauch von Elektrofahrzeugen (38 TWh) bei gleichzeitig um 13 TWh geringerer erneuerbarer Energieproduktion bedingt ist, im Szenario C deutlich anders dar als im Szenario 2050 A. Im Szenario 2050 C beträgt die Summe der positiven Residuallast ohne den Verbrauch von Wärmepumpen 83,4 TWh, nach Lastmanagement mit Wärmepumpen etwa 93 TWh und ist damit doppelt so hoch wie im Szenario A. Die Summe der negativen Residuallast liegt mit (-) 45,5 TWh (nach Einsatz der Wärmepumpen) jedoch ebenfalls höher als im Szenario A. Der Überschussstrom im Szenario C wird prioritär zur Wärmebereitstellung über elektrische Heizstäbe genutzt, um die Verbrennung von Erdgas in Backupkesseln der KWK zu ersetzen. Dies vermeidet mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen, als der Ersatz von Erdgas in der Verstromung, wie in Abschnitt 4.3.4 argumentiert wurde. In Abbildung 5.18 ist der durch die Optimierung berechnete Einsatz der Kraftwerke, Speicher und Wärmepumpen dargestellt.

Tabelle 5.4: Ergebnisse für den Kraftwerkspark im Szenario 2050 C

Kraftwerkstyp	installierte Leistung	Stromerzeugung (bzw. Stromverbrauch)	mittlere elektrische Volllaststunden
	GW	TWh	h
GuD-Kond	13,6	24,68	1815
GuD-Gegendruck	2	6,17	3085
GuD-Entnahmekond	11,2	29,94	2673
Steinkohle-Kond	3	1,17	390
Steinkohle-Gegendruck	0,725	2,19	3021
Steinkohle-Entnahmekond	3,22	4,69	1457
Gas-BHKW	6,57	10,74	1635
Biogas-BHKW ohne Anschluss ans Erdgasnetz stromgeführt	0,51	2,23	4377
Biogas-BHKW ohne Anschluss ans Erdgasnetz KWK	2,05	8,93	4374
Gasturbinen	17,6	1,22	87
Zwischensumme	60,5	91,95	
PSW-Turbine	7,9	4,72	598
Heizstäbe	11,1	16,96	1528
Elektrolyse	36,5	25,85	708
nicht genutzter Überschuss	10	0,1	

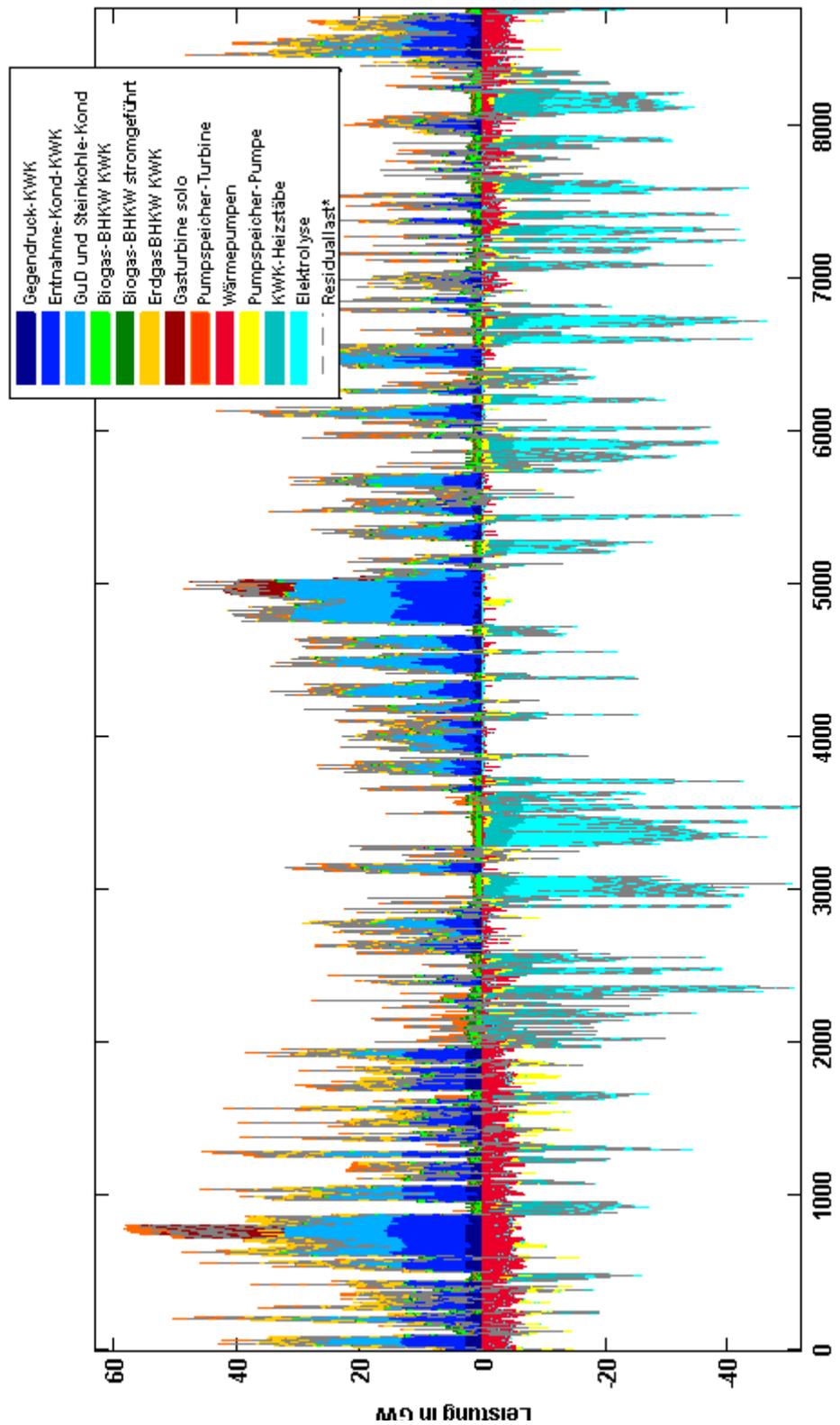


Abbildung 5.18: Residuallastdeckung im Szenario 2050 C. \* Residuallast bezeichnet hier die Residuallast ohne Verbrauch von Wärmepumpen, Pumpspeichern, Heizstäben und Elektrolysen

Die Biogasanlagen mit Gasspeicher müssen wegen der begrenzten Gasspeicherkapazität 2,92 TWh Strom in Überschusszeiten erzeugen. Es fällt auf, dass in Szenario C das Steinkohlekraftwerk eingesetzt wurde, jedoch liegen die Volllaststunden weit unter jeder Grenze für einen ökonomischen Betrieb.

32% der in Tabelle 5.3.1 ausgewiesenen Stromerzeugung in Entnahmekondensationskraftwerken sind ungekoppelter Strom.

Es soll das Augenmerk auf die hohen Strommengen, die durch elektrische Heizstäbe abgenommen wurden, gerichtet werden. Durch ihren Stromverbrauch werden geringere Überschüsse als in Szenario 2050 A zu Wasserstoff gewandelt. Die benötigte Elektrolyseleistung um die volle Überschussleistung (nach Einsatz von elektrischen Heizstäben) wandeln zu können, ist nichtsdestotrotz sehr hoch. Die Elektrolyse müsste hierfür auf 46,5 GW dimensioniert werden. Mit einem Energieverzicht von nur 0,1 TWh kann sie allerdings um 10 GW geringer dimensioniert werden, so dass sich die Ausnutzung um 145 Volllaststunden erhöht.

Eine Abschätzung der benötigten Speicherkapazität für Wasserstoff ist in Szenario C schwieriger als in Szenario A, da nicht klar ist, ob der Wasserstoff ins Erdgasnetz beigemischt werden kann und somit von allen Kraftwerken anteilig verstromt wird oder durch spezielle Kraftwerke verstromt werden muss, die über eine separate Wasserstoffinfrastruktur mit Wasserstoffkavernenspeichern verbunden sind. Bei einer anteiligen Verstromung durch alle gasbefeuerten Kraftwerke mit Anschluss ans Erdgasnetz ergibt sich ein Verlauf des Netto-Speicherfüllstandes wie in Abbildung 5.19 dargestellt. Die benötigte Nettospeicherkapazität würde 8,76 TWh<sub>th</sub> betragen. Mindestens einen Anteil dieser Speicherkapazität würde das Erdgasnetz mit seiner Gasspeicherkapazität selbst bereitstellen können, wenn man von einer Beimischbarkeit von Wasserstoff ins Erdgasnetz ausgeht. Der Anteil von Wasserstoff würde sich auf 13,6 % der jährlich aus dem Erdgasnetz verstromten Gasmenge belaufen.

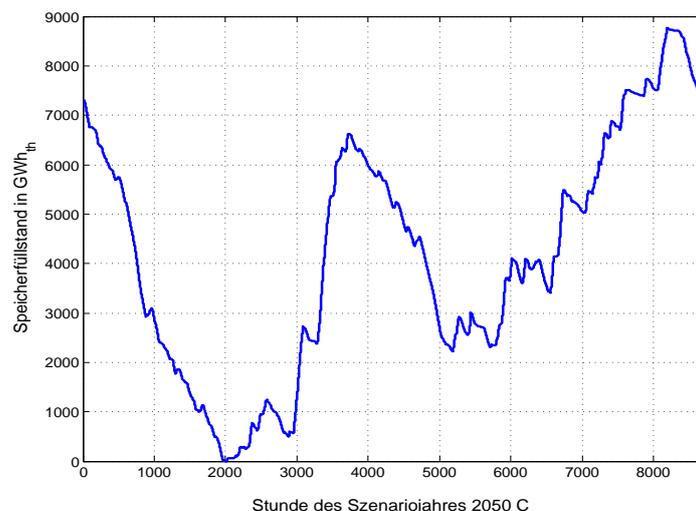


Abbildung 5.19: Kumulierter Speicherfüllstand der Wasserstoffspeicherung in Szenario 2050 C unter der Annahme einer Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz und einer anteiligen Verstromung

Die Ergebnisse für die KWK sind in Tabelle 5.3.1 angegeben. In Szenario 2050 C erreicht die KWK mit im Mittel 59,5 % einen deutlich höheren Anteil an der Wärmelastdeckung als im Szenario 2050 A.

Wie in Abbildungen 5.20, 5.21 und 5.22 zu erkennen, wurden im Gegensatz zum Szenario A die Wärmespeicher durchgängiger übers Jahr eingesetzt, bedingt durch die weniger lang anhaltenden Überschussphasen.

Der Brennstoffverbrauch in Szenario 2050 C sowie die maximale Anzahl von Anfahrvorgängen sind in Tabelle 5.6 angegeben. Die Anfahrvorgänge sind häufiger als im Szenario A, aber tendenziell immer noch recht niedrig.

Tabelle 5.5: Ergebnisse für die KWK im Szenario 2050 C

Kraftwerkstyp	installierte therm. Leistung	Wärme- erzeugung	mittlere therm. VLS	Wärmelast- deckungs- anteil Kessel	Wärmelast- deckungs- anteil E-Heizer
	GW	TWh	h	%	%
GuD-Gegendruck	2	5,93	2903	34,1 %	17,3 %
GuD-Entnahmekond	6,86	19,52	2846	22,6%	19,3 %
Steinkohle-Gegendruck	0,89	2,69	3015	10,3%	16,5 %
Steinkohle-Entnahmekond	1,22	3,11	2553	14,1 %	21,3 %
Erd-/Biogas-BHKW mit Anschluss ans Erdgasnetz	8,9	14,5	1624	20,1 %	18,7 %
Biogas-BHKW ohne An- schluss ans Erdgasnetz KWK	3,2	14,17	4372	27,9 %	10 %
Summe	23	59,94	2606	16,8 %	23,7 %

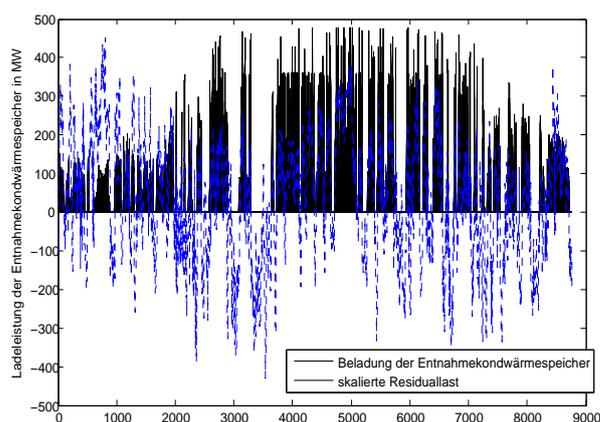


Abbildung 5.20: Beladung der Entnahmekondensationsanlagen-Wärmespeicher im Szenario 2050 C und skalierte Residuallast

**CO<sub>2</sub>-Emissionen** Aus dem berechneten Brennstoffverbrauch werden nun wie in Szenario 2050 A die CO<sub>2</sub>-Emissionen abgeleitet. Der Brennstoffverbrauch an Steinkohle beläuft sich auf 19,93 TWh<sub>th</sub>, durch deren Verbrennung 6,67 Mt CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen. Der Gasbrennstoffbedarf für die Stromerzeugung und gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung im Szenario 2050 C beträgt insgesamt 176,78 TWh. 79 TWh davon sind biogen. Über die Elektrolyse werden 19,39 TWh Wasserstoff erzeugt, der Erdgas in der Verbrennung ersetzt. Damit werden noch 78,39 TWh fossiles Erdgas benötigt, dessen Verbrennung 15,8 Mt CO<sub>2</sub> Emissionen verursacht. Die Gesamtemissionen belaufen sich damit auf 22,47 Mt CO<sub>2</sub>. Dies ist höher als im Szenario A, jedoch liegen die CO<sub>2</sub> Emissionen für den Verkehr niedriger.

Die Backupgaskessel der KWK haben einen Erdgasverbrauch von 25,18 TWh<sub>th</sub>, wodurch 5,1 Mt CO<sub>2</sub> emittiert werden. Bezüglich der so bilanzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen liegt das Szenario 2050 C trotz des niedrigeren Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung etwas niedriger als das Szenario 2050 A. Hier bilanziert wurde für das Szenario 2050 C Gesamtemissionen von 27,57 Mt CO<sub>2</sub>, für das Szenario 2050 A sind es 27,8 Mt CO<sub>2</sub>. Für den endgültigen Vergleich der beiden Szenarien muss noch berücksichtigt werden, dass der Anteil fossiler Kraftstoffe an der Endenergiebedarfsdeckung im Verkehr mit 212 TWh höher liegt als im Szenario 2050 C, in dem 203 TWh aus fossilen Kraftstoffen bereitgestellt werden. Bezüglich des Wärmesektors sind die beiden

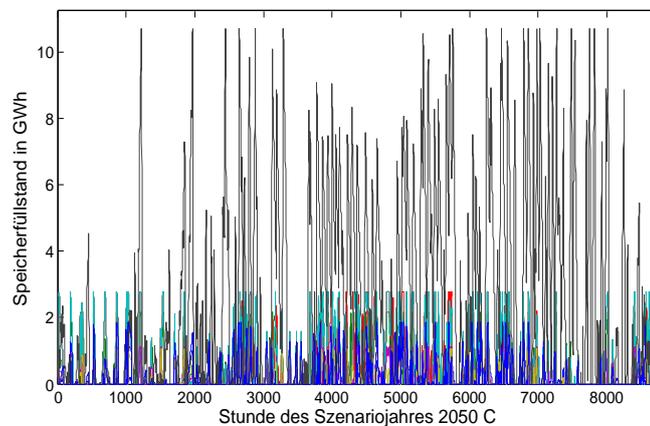


Abbildung 5.21: Speicherfüllstände der Gegendruckanlagen-Wärmespeicher im Szenario 2050 C

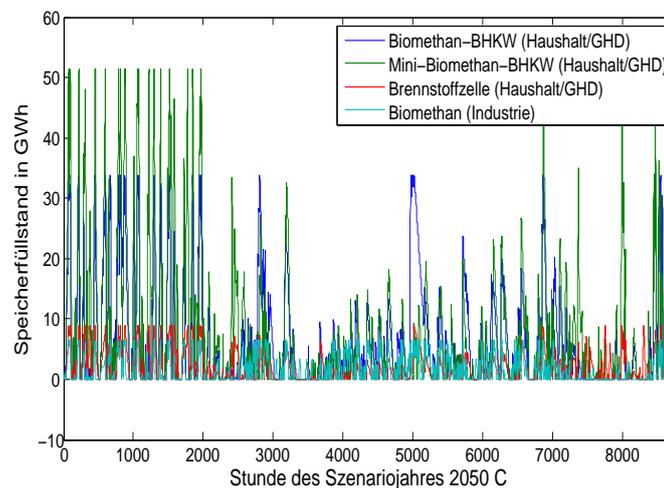


Abbildung 5.22: Speicherfüllstände der Gas-BHKW-Wärmespeicher im Szenario 2050 C

Szenarien identisch. Somit ist das Szenario 2050 C bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen günstiger als das Szenario 2050 A. Dies ist auf die hohe Effizienz der Elektromobilität zurückzuführen.

**Regenerativer Anteil an der Strom- und Wärmeversorgung** Im Szenario 2050 C werden netto noch 57,15 TWh Strom aus fossilen Brennstoffen erzeugt, die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien beläuft sich auf 457,5 (Summe aus must-run erneuerbaren Energien und der durch die Einsatzoptimierung gesteuerten Stromerzeugung aus biogenen Gasen), damit haben die erneuerbaren Energien einen Anteil von ca. 88 % an der Stromerzeugung (netto ungefähr gleich brutto). Die biogene KWK-Wärme beläuft sich auf 27,15 TWh, abzüglich Verteilverlusten 25,4 TWh. Die erneuerbare Wärmeendenergie beläuft sich damit auf ca. 450 TWh, was rechnerisch knapp 58 % des Wärme-Endenergiebedarfs entspricht.

### 5.3.2 Abschätzung des Beitrags der KWK-Wärmespeicher zur Steigerung der KWK-Wärme und Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Im Lauf ohne Wärmespeicher ist die erzeugte KWK-Wärme um 5,21 TWh (8,7 %) geringer, die Erzeugung des Heizstabes sinkt um 0,52 TWh. Der Stromverbrauch der Elektrolyse steigt auf

Tabelle 5.6: Ergebnisse für den Kraftwerkspark im Szenario 2050 C: Anfahrvorgänge und Brennstoffverbrauch

Kraftwerkstyp	maximale Anzahl Starts	Brennstoffverbrauch zum Anfahren	Brennstoffverbrauch im Betrieb
		TWh	TWh
GuD-Kond	35	0,41	40,1
GuD-Gegendruck	100	0,21	13,57
GuD-Entnahmekond	79	0,78	58,55
Steinkohle-Kond	7	0,05	2,58
Steinkohle-Gegendruck	97	0,15	5,44
Steinkohle-Entnahmekond	76	0,4	11,3
Erd-/Biogas-BHKW	n.b.	n.b.	28,22
Biogas-BHKW ohne Anschluss ans Erdgasnetz stromgeführt	n.b.	n.b.	6,38
Biogas-BHKW ohne Anschluss ans Erdgasnetz KWK	n.b.	n.b.	25,51
Gasturbinen	14	0,01	3,04
Summe		2,02	194,7

26,43 TWh. Die Erzeugung in den Backup-Gaskesseln der KWK steigt um 5,67 TWh auf 29,59 TWh. Die KWK hat ohne Wärmespeicher einen Deckungsanteil von 54 %. Auch im Szenario 2050 C können die Kurzzeitwärmespeicher nur begrenzt zur Steigerung der KWK-Wärme beitragen.

In Summe vermeidet der Einsatz von Wärmespeichern 438 Tausend Tonnen CO<sub>2</sub>. Im Gegensatz zu Szenario 2050 A ergibt sich hier eine signifikante CO<sub>2</sub>-Vermeidungswirkung der Wärmespeicher.

### 5.3.3 Abschätzung des Effektes von Solarthermieeinspeisung in KWK-Wärmenetze

Wie bei Szenario 2050 A, wird zur Abschätzung des Effektes einer solarthermischen Einspeisung in KWK-versorgte öffentliche Wärmenetze auf die KWK, ein Optimierungslauf für ein Jahr betrachtet, bei dem die KWK nur die Restwärmelast zu decken hat, die nach Einspeisung aus solarthermische Anlagen verbleibt. Es wird wiederum eine Einspeisung von insgesamt 4,92 TWh solarthermischer Wärme betrachtet. Als Ergebnis wurde berechnet, dass durch die solarthermische Wärme 3,19 TWh KWK-Wärme ersetzt werden, 0,84 TWh Wärmeerzeugung im Kessel und und 0,9 TWh Wärmeerzeugung durch elektrische Heizstäbe. Der Anteil der KWK an der Wärmelastdeckung wird um knapp 0,3 % gesenkt, der des Heizstabes um 0,08 % und der Anteil des Kessels um 0,34 % gesteigert. Es lässt sich also festhalten, dass durch die solarthermische Einspeisung die Wärmelastdeckung durch KWK also zusätzlich eingeschränkt wird.

### 5.3.4 Effekt des Lastmanagements mit Wärmepumpen

Wird kein Lastmanagement mit Wärmepumpen erlaubt, d.h. die für Lastmanagement zur Verfügung stehende Wärmespeicherkapazität auf Null gesetzt, so steigt die Erzeugung in Kraftwerken um 1,53 TWh an, da die Wärmepumpen nun nicht mehr gezielt Überschussstrom nutzen. Ohne Wärmepumpenlastmanagement liegt allerdings der Stromverbrauch der Wärmepumpen um 0,58 TWh niedriger. Dies ist durch vermiedene Wärmeverluste in den Wärmespeichern, die beim Lastmanagement entstehen, zu erklären. Der Pumpstrom steigt um 0,49 TWh und der Stromverbrauch der Elektrolyse um 1,62 TWh. Für die 1,53 TWh zusätzlich notwendiger Stromerzeugung

aus steuerbaren Kraftwerken können also nur  $\eta_{\text{elektrolyse}} \cdot 1,62 \text{ TWh} = 1,22 \text{ TWh}$  regenerativer Wasserstoff geliefert werden, der Rest kommt aus fossilen Brennstoffen. Im Fall ohne Lastmanagement ist jedoch die KWK Erzeugung höher und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Backupgaskesseln der KWK geringer (die Wärmeerzeugung in den Gaskesseln sinkt um 1,23 TWh, somit sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 261 Tausend Tonnen). Netto ergeben sich CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch das Lastmanagement mit Wärmepumpen von 213 Tausend Tonnen CO<sub>2</sub>.

## 5.4 Überschlägige Berechnung der Stromgestehungskosten für Kraftwerke sowie Speicherkosten für die Szenarien 2050 A und C

Um einen Eindruck zu erhalten, wie sich die niedrigen Volllaststunden der Kraftwerke und Speicher in den Szenarien 2050 A und 2050 C auf ihre Stromgestehungskosten bzw. Stromverlagerungskosten auswirken und welchen Einfluss diese auf die Gesamtstromgestehungskosten, d.h. auf die Stromgestehungskosten im Durchschnitt mit den erneuerbaren Energien, haben, wird in diesem Abschnitt eine hypothetische Berechnung für das untersuchte Wetterjahr 2006 angestellt. Hypothetisch ist die Berechnung zum Einen, da nur ein meteorologisches Jahr statt mehrere betrachtet wird. Zum Zweiten ist sie für den Fall gültig, dass in den Kraftwerkspark der Szenariojahre 2050 A und 2050 C reinvestiert werden würde. Von einer Reinvestition zum Beispiel in Steinkohlekraftwerke ist jedoch mit Sicherheit nicht auszugehen. Dass dieses ökonomisch nicht attraktiv ist, kann direkt an den berechneten hypothetischen Stromgestehungskosten abgelesen werden (mittels der Kraftwerkseinsatzoptimierung können also Hinweise für Investitionsentscheidungen in einzelne Kraftwerke abgeleitet werden). Für eine reale Berechnung der Stromgestehungskosten müssten die dynamischen Veränderungen in der Stromresiduallast aufgrund des nach dem Jahr 2050 weiter wachsenden Anteils erneuerbarer Energien berücksichtigt werden.

Die Spanne der in der Literatur anzutreffenden Angaben zu Investitionskosten für die verschiedenen Kraftwerkstechnologien ist sehr groß. Es wurde hier keine breit angelegte Literaturrecherche vorgenommen, sondern auf Grundlage von [Kiviluoma und Andere, 2010], [Harthan, 2007] und [Nitsch und Andere, 2012] sowie eigenen Annahmen Investitionskosten festgelegt. Dieses Vorgehen geschieht nicht zuletzt in Anbetracht der Unsicherheiten eines Blicks in die Zukunft bis zum Jahre 2050 und der hypothetischen Natur dieser Betrachtung. In Tabelle 5.7 sind die angenommenen Investitionskosten, fixen Betriebskosten, die kalkulatorische Lebensdauer und die sich aus diesen Parametern und dem durch die Optimierung berechneten Kraftwerks- und Speichereinsatz ergebenden annuitätischen Stromgestehungskosten angegeben. Für die Aufteilung der gesamten spezifischen Investitionskosten  $C_{invest}$  (in Euro/kW) in jährliche Zahlungen, wird die in [Kaltschmitt, 2006, S. 17] angegebene Formel verwendet:

$$c_{invest,annum} = C_{invest} \cdot \frac{z \cdot (1+z)^L}{(1+z)^L - 1}$$

Hierbei bezeichnet  $z$  den Zinssatz und  $L$  die Lebensdauer der Investition. Die annuitätischen Stromgestehungskosten in Euro pro kWh werden durch Addition der jährlichen Betriebs- und Instandhaltungskosten  $c_{OM}$  und anschließendem Bezug auf die pro kW im Wetterjahr erzeugte Strommenge  $E$  der Investition berechnet:

$$c = \frac{c_{invest,annum} + c_{OM}}{E}$$

Bei KWK-Anlagen werden die Stromgestehungskosten über eine Gutschrift für die vermiedene Wärmeerzeugung im Backup-Gaskessel berechnet, d.h. die Brennstoffkosten werden um diesen Betrag vermindert. Bei Pumpspeichern werden die Stromverlagerungskosten ausgewiesen, d.h. es werden die Kosten bei Einspeichern von Strom zu Kosten von 0 cent/kWh berechnet. Das Gleiche gilt für die Elektrolyseure, allerdings werden die Wasserstoffgestehungskosten und nicht die Stromgestehungskosten bei Rückverstromung aufgelistet, da in Szenario A der Wasserstoff im Verkehr eingesetzt wird. Gemäß Leitstudie 2011 wurde für die annuitätische Berechnung der Stromgestehungskosten ein Zinssatz von 6% angenommen.

Für Szenario C wurden die Stromgestehungskosten für alle Kraftwerke, die Gas als Brennstoff verwenden, unter zu Grunde Legen des Erdgaspreises berechnet. Dies geschieht, da in der Leitstudie die Infrastruktur für Wasserstoffspeicherung, -transport und -rückverstromung nicht näher spezifiziert wurde und somit unklar ist, bei welchen Kraftwerken Brennstoffkosten für Wasserstoff zu Grunde gelegt werden müssten und bei welchen nicht. Eine Berechnung der volkswirtschaftlichen Stromkosten kann und soll jedoch vorgenommen werden. Dazu wird zunächst bei allen gasbefeuerten Kraftwerken der Brennstoffpreis für Erdgas angelegt. Es werden dann die gesamten Brennstoffkosten über alle Kraftwerke aufsummiert sowie die Kosten für den 'must-run' erneuerbaren Strom (dieser hat nach Annahmen der Leitstudie 2011 mittlere Stromgestehungskosten

Tabelle 5.7: Berechnung von Stromgestehungskosten und Speicherkosten (Zinssatz 6 %)

Kraftwerkstyp	Investitions- kosten	fixe Betriebs- kosten	kalku- latorische Lebens- dauer	Gesteh- ungskosten Szenario 2050 A	Gesteh- ungskosten Szenario 2050 C
	€/kW	€ (kW·a)	a	cent/kWh	cent/kWh
GuD-Kondensation	550	25	30	24,2	12,2
GuD-Gegendruck	750	30	30	11,9	9,2
GuD-Entnahme- kondensation	800	32	30	13,7	10,2
Steinkohle-Kondensation	1050	28	30	-	36,3
Steinkohle-Gegendruck	1400	35	30	10,3	8,5
Steinkohle- Entnahmekond	1500	35	30	26,8	16,8
Erd-/Biogas-BHKW	600	25	20	14,3	11,2
Biogas-BHKW ohne Erdgasnetzzugang strom- geführt	1500	98	20	19,7	19,7
Biogas-BHKW ohne Erd- gasnetzzugang KWK	1500	98	20	11,6	11,6
Gasturbinen	400	25	30	50428	86
Pumpspeicher	600	-	50	7,4	7,4
Elektrolyseure	720	16	20	7,6	11,2

von 6,5 cent/kWh) und die Kosten für die Zwischenspeicherung von Strom in Pump- und Wasserstoffspeichern. Um schließlich die Gesamtkosten zu erhalten, werden die Kosten abgezogen, die sich aus der erzeugten Wasserstoffmenge mal dem Erdgaspreis errechnen. Werden die so berechneten Gesamtkosten durch die Gesamtstromerzeugung geteilt, ergeben sich Stromkosten von 8,4 cent/kWh. Durch den hohen Anteil an erneuerbarem Strom fallen also die hohen Stromgestehungskosten der steuerbaren Kraftwerke und die Speicherkosten nicht so stark ins Gewicht. Im Szenario A sind die spezifischen Stromgestehungskosten für die gesteuerten Kraftwerke wegen der niedrigeren Auslastung höher als im Szenario 2050 C. Die extrem hohen Stromgestehungskosten für Gaskraftwerke sind darauf zurückzuführen, dass diese fast ausschließlich der Bereithaltung von gesicherter Leistung und nicht der Stromerzeugung dienen (bei europäischer Kooperation zur Bereitstellung gesicherter Leistung könnte die von jedem Land bereitzuhaltende gesicherte Leistung gesenkt werden und damit Kosten eingespart). Unter Einbezug der Stromspeicherkosten für Pumpspeicher betragen die volkswirtschaftlichen Gesamtstromgestehungskosten im Szenario 2050 A 7,5 cent/kWh. Die Wasserstoffgestehungskosten von 6 cent/kWh<sub>th</sub> werden nicht in die Stromkosten einbezogen, da der Wasserstoff im Verkehr eingesetzt wird.

In die Stromkosten eingerechnet werden müssten ebenfalls Infrastrukturkosten für die Speicherung und den Transport von Wasserstoff. Da keine detaillierten Untersuchungen zur möglichen Ausgestaltung der Wasserstoffinfrastruktur in der Leitstudie vorgenommen wurden, können die Kosten hier nicht genau beziffert werden. Eine untere Grenze der Kostenkomponente Wasserstoffspeicherung lässt sich jedoch mittels der in Abschnitten 5.2.1 und 5.3.1 abgeschätzten minimal benötigten Speicherkapazität für Wasserstoff etablieren. [Emele, 2011] gibt die Kosten für Speicherkapazität in Wasserstoffkavernenspeichern mit 7,4 - 12,6 cent/kWh an. Bei einer Brutto-Speicherkapazität von 10 TWh in Szenario 2050 C lägen die Kosten für die Speicherkapazität im Bereich von 1 Mrd. Euro. Bezieht man die Kosten in die Stromkosten ein, erhöhen sich diese auf 8,39 auf 8,4 cent/kWh. In Szenario A werden die Kosten für die Speicherkapazität dem Verkehrssektor zugerechnet. Geht man von einer benötigten Brutto-Speicherkapazität von 8,5 TWh aus, so erhöhen sich bei ausschließlicher Speicherung in Wasserstoffkavernenspeichern die Wasserstoffgestehungskosten von 7,4 auf 7,6 cent/kWh. Dieser Wert ist als die untere Grenze der Wasserstoffgestehungskosten anzusehen, da Kosten für den Transport oder die Speicherung

in Drucktanks höhere Kosten verursachen.

Die Kosten für den durch erneuerbare Energien notwendigen Netzausbau wurden in der Leitstudie ([Nitsch und Andere, 2012, S. 223]) mit 12-13 % der durch die Investitionen in EE-Anlagen induzierten Kosten geschätzt.

Die Gesamtkosten für erneuerbaren Strom ergeben sich schließlich unter hinzuziehen der Kosten für die Wahrung der Netzstabilität durch Regelenergie und andere Netzdienstleistungen.

Es sei an dieser Stelle noch einmal die Nützlichkeit von Untersuchungen mit einer Zubau- und Einsatzoptimierung betont, die die Gesamtkosten für das zusammenhängende System aus Strom-, Wärme- und Verkehrsversorgung minimieren kann (dies unter der Vorgabe ökologisch-sozialer Nebenbedingungen (Begrenzung von Flächenverbrauch, nicht klimarelevanter Schadstoffemissionen etc.). Diese soll aufbauend auf dieser Arbeit entwickelt werden.

# Kapitel 6

## Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Doktorarbeit wurde ein Gemischt-Ganzzahliges Lineares Einsatzoptimierungsmodell für Kraftwerke, Strom- und Wärmespeicher aufgebaut und zur Analyse der Leitstudieszenarien 2050 A und 2050 C der Leitstudie 2011 genutzt. Für die Untersuchung der Szenarien wurde eine Vorbetrachtung der Stromresiduallast und KWK-Wärmelasten vorgenommen und gezeigt, dass die Stromresiduallast durch hohe Überschussleistungen und teilweise Tage andauernde Überschussphasen gekennzeichnet ist. Wie in Abschnitt 4.8 argumentiert wurde, ist es aus Sicht der CO<sub>2</sub>-Bilanz günstiger, steuerbare Kraftwerke - auch die KWK - in Situationen, in denen Überschussstrom zu Wasserstoff gewandelt werden muss, abzuschalten als sie weiter zu betreiben. Für das Szenario 2050 A, in dem Stromüberschüsse hauptsächlich zur Wasserstoffherzeugung für den Verkehr verwendet werden, wurde dies durch zwei Optimierungsrechnungen validiert. Es wurde daher im Modell nur eine Minimalvergütung der Produktion von Überschussstrom angenommen. Dies führt dazu, dass auch die Kostenminimierung ein Abschalten der Kraftwerke in ausgeprägten Stromüberschussphasen als Ergebnis liefert. Aufgrund der zeitlichen Charakteristik der Stromresiduallast und der KWK-Wärmelasten ergibt sich eine deutliche Einschränkung der KWK-Strom- bzw. Wärmeproduktion, da die Zeiten, in denen Wärmespeicher beladen werden können (gekennzeichnet durch eine positive Stromresiduallast sowie freie KWK-Wärmeleistung zur Beladung der Speicher) zeitlich teilweise deutlich entfernt von Phasen liegen, in denen die Wärme aus den Speichern benötigt wird (diese sind gekennzeichnet durch niedrige momentane Stromresiduallast). Der Sachverhalt wurde durch graphische Darstellungen und Optimierungsrechnungen verdeutlicht. Folgende konkrete Ergebnisse wurden durch die Optimierungsrechnungen erhalten:

- Durch Optimierungsrechnungen wurde bestätigt, dass der niedrige und ungleichmäßig über das Jahr anfallende Reststrombedarf die KWK-Wärmeerzeugung deutlich einschränkt: in Szenario 2050 A kamen die durch die Optimierung gesteuerten KWK-Anlagen im Mittel trotz Ausstattung mit Kurzzeitwärmespeichern auf einen Anteil von nur 40 % an der Wärmelastdeckung (eine Wärmemenge von 40,6 TWh), wobei die Dimensionierung der KWK-Wärmeleistung einen theoretischen Anteil an der Wärmelastdeckung von über 97 % erlauben würde, gäbe es keine Beschränkungen von der Stromseite her. Im Szenario 2050 C ist der Anteil der KWK-Wärme an der Wärmelastdeckung wegen des höheren Reststrombedarfs mit im Mittel 60% deutlich höher als im Szenario 2050 A. Die Wärmeproduktion der durch die Optimierung gesteuerten KWK beläuft sich dort auf knapp 60 TWh. Zusammen mit der must-run KWK-Erzeugung aus Geothermie, Müll- und Holzheizkraftwerken, die rein wärmegeführt werden und auch in Stromüberschusszeiten zusätzlichen Strom und Wärme produzieren, beläuft sich die KWK-Wärme auf knapp 140 TWh<sub>th</sub> (60 TWh<sub>el</sub>) in Szenario 2050 A und auf 158 TWh<sub>th</sub> (79 TWh<sub>el</sub>) in Szenario 2050 C.
- Es wurde ferner durch Optimierungsrechnungen, bei dem die Speicherkapazität der KWK-Wärmespeicher von 238 GWh auf Null gesetzt wurde, untersucht, welche Steigerung der integrierbaren KWK-Wärme durch die in der Leitstudie angenommenen Wärmespeicher erreicht wurde bzw. welche Reduktion der KWK-Nutzwärme sich ohne Wärmespeicher ergibt. Für das Szenario 2050 A berechnete sich eine Steigerung der KWK-Wärmemenge

um 7,2 % (von 37,9 TWh auf 40,6 TWh) durch die Wärmespeicher, im Szenario C ergab sich durch die Wärmespeicher eine Steigerung der KWK-Wärme um 8,7 % (von 54,7 TWh auf 59,9 TWh). In Szenario 2050 A wurde durch die Kurzzeit-Wärmespeicher keine signifikante Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht. Dies ist dadurch zu begründen, dass durch die Wärmespeicher die Steinkohle-KWK-Erzeugung zu Lasten der KWK-Erzeugung aus CO<sub>2</sub>-ärmeren GuD-Anlagen erhöht wird. In Szenario 2050 C hingegen ergab sich eine signifikante, wenn auch begrenzte CO<sub>2</sub> Vermeidungswirkung der Wärmespeicher. Zwar wurde auch in Szenario 2050 C die Steinkohle-KWK durch Wärmespeicher vermehrt eingesetzt zu Lasten von GuD-KWK, jedoch wird dieser Effekt überkompensiert durch eine erhöhte Integration von Gas-BHKW-KWK-Wärme und geringere Stromspeicherverluste.

- In Szenario 2050 C übernahmen die Backup-Heizstäbe der KWK knapp 17 % der Wärmelastdeckung, indem sie in Zeiten negativer Stromresiduallast die Stromüberschüsse aus must-run erneuerbaren Energien zu Wärme wandelten. Der hohe Stromverbrauch der Heizstäbe legt nahe zu prüfen, wo es technisch bzw. ökonomisch möglich wäre, den ersten Temperaturhub über Wärmepumpen und nur die Nachheizung durch elektrische Heizstäbe vorzunehmen. Bei niedrigen Vorlauftemperaturen von 60-80°C in Nahwärmenetzen im Sommer könnte eine Wärmepumpe den Hub beispielsweise weitestgehend ohne direkt elektrische Nachheizung bewältigen.
- Es wurde gezeigt, dass in Szenario 2050 C die Kombination von Solarthermie und KWK zur gemeinsamen Wärmeversorgung in einem Nahwärmenetz die absetzbare KWK-Wärmemenge tendenziell weiter einschränkt. In der Untersuchung für Szenario 2050 A ersetzte die solarthermische Wärme hauptsächlich die Wärmeerzeugung in den Backupkesseln der KWK, reduzierte jedoch auch die KWK-Wärme. In einer 100 % erneuerbaren Energieversorgung erscheint die Kombination von Solarthermie mit anderen reinen Wärmeerzeugungsoptionen (beispielsweise Biomasseheizwerken zur Nahwärmeversorgung) vorteilhafter, da ansonsten die KWK durch die Randbedingung der Deckung einer Strom- und einer Wärmeresiduallast zu stark eingeschränkt werden würde.
- Biogasanlagen ohne Anschluss ans Erdgasnetz mussten wegen der länger anhaltenden Phasen negativer Stromresiduallast und ihres auf 12 Stunden Gasproduktion begrenzten Gasspeichers in Szenario 2050 A 3,7 TWh Strom und in Szenario C 2,8 TWh Strom in Überschusszeiten produzieren. Dieser Überschuss kann zwar in Szenario A zu Wasserstoff für den Verkehr gewandelt werden, hierbei entstehen jedoch Umwandlungsverluste. Effizienter wäre eine Zwischenspeicherung des (Bio-)Gases und spätere Verstromung in Perioden von Residuallastdefiziten, in denen die Verstromung von fossilen Brennstoffen ersetzt werden kann. Die Biogasanlagen sollten durch einen größeren Gasspeicher, Fütterungsmanagement oder Einspeisung des Gases ins Erdgasnetz mit seiner saisonalen Speicherkapazität flexibilisiert werden.
- Die Pumpspeicherwerke kamen in beiden Szenarien auf relativ niedrige Volllaststunden gegenüber heute. Dies lässt sich ebenfalls vor allem durch lange Stromüberschussphasen erklären. Zum Einen werden dadurch große Mengen Überschussstrom durch die Elektrolyse genutzt, zum Anderen wird aber auch Strom länger in den Pumpspeichern gespeichert, wodurch geringere Speicherzyklen resultieren. Ferner besteht eine gewisse Konkurrenz mit Wärmespeichern. Der Effekt der Bereitstellung von Regelleistung durch Pumpspeicher wurde in dieser Arbeit nicht betrachtet.
- Es wurde eine untere Grenze der benötigten Speicherkapazität für Wasserstoff in GW<sub>th</sub> für die Szenarien etabliert. Diese beläuft sich in Szenario 2050 A auf 6,5 TWh<sub>th</sub> und in Szenario 2050 C auf 8,8 TWh<sub>th</sub>.
- Für den betrachteten Kraftwerkspark geht die Anzahl der Anfahrvorgänge von Mittel- und Spitzenlast-Großkraftwerken in den Szenarien gegenüber heute tendenziell zurück. Dies ist zum Einen auf die hohe installierte Leistung von Blockheizkraftwerken zurückzuführen, aber auch auf die geringe Anzahl positiver Residuallaststunden. Anfahrvorgänge zur Bereitstellung von Regelleistung konnten in dieser Arbeit nicht untersucht werden.

- Der Brennstoffverbrauch für die durch die Optimierung errechnete Kraftwerksfahrweise wurde unter Berücksichtigung von Anfahrerenergieverlusten und Teillastwirkungsgradeinbußen berechnet. Hierüber konnten die CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Strom- und KWK-gebundene Wärmeversorgung bilanziert werden. Sie betragen 18,8 Mio Tonnen für Szenario 2050 A und 27,6 Mt für Szenario 2050 C. In Szenario 2050 A fehlten wegen geringerer Stromüberschüsse als im Mengengerüst der Leitstudie unterstellt, knapp 36 TWh<sub>th</sub> Wasserstoff für den Verkehr. In dieser Arbeit wurde angenommen, dass fossiles Erdgas reformiert wird, um den fehlenden Wasserstoff für den Verkehr bereitzustellen. Dies ist mit zusätzlichen Emissionen von 9 Mt CO<sub>2</sub> verbunden.
- Durch das Lastmanagement mit Wärmepumpen wurden 110 Tausend Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Szenario 2050 A und 213 Tausend Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Szenario 2050 C gegenüber einer Variante ohne Wärmepumpen Lastmanagement vermieden.
- Die Volllaststunden aller durch die Optimierung gesteuerten Kraftwerke sinken in beiden Szenarien gegenüber heute extrem stark ab, wobei der Rückgang für das Szenario 2050 A ausgeprägter ist als für das Szenario 2050 C. Damit verbunden ist eine starke Steigerung der Stromgestehungskosten der Kraftwerke. Es wurden die hypothetischen Stromgestehungskosten berechnet, die sich ergeben würden, wenn in den betrachteten Park an Kraftwerken und Speichern im Jahr 2050 der Szenarien 2050 A und C reinvestiert werden würde und die Kraftwerke sich bei den Verhältnissen identisch denen im untersuchten Beispieljahr, d.h. bei den meteorologischen Verhältnissen des Jahres 2006 und einem konstanten Anteil der erneuerbaren Energien amortisieren müssten. Es ergeben sich sehr hohe hypothetische Stromgestehungskosten für die Kraftwerke. Da jedoch der Anteil der thermischen Kraftwerke an der Stromerzeugung gegenüber der in 2050 günstigeren Wind- und Solarstromerzeugung gering ist, fallen die hohen Stromgestehungskosten der Kraftwerke nur begrenzt ins Gewicht. Im Durchschnitt mit den must-run erneuerbaren Energien und unter Einbezug von Stromspeicherkosten ergaben sich in Szenario 2050 A hypothetische Stromkosten von 7,5 cent/kWh und in Szenario 2050 C 8,4 cent/kWh. Kosten für Stromnetze, Wärmenetze, Wärmespeicher und Regelleistung sind hierin nicht enthalten, was sich in Richtung einer Unterschätzung der Stromkosten auswirkt. In die entgegengesetzte Richtung wirkt sich aus, dass es sich bei dem unterstellten Kraftwerkspark nicht um einen optimierten Park handelt, der beispielsweise Altanlagen in Form von Steinkohlekraftwerke enthält, die in einer Zubauoptimierung nicht für den Zubau ausgewählt werden würden.

Es soll erwähnt werden, dass sich die Ergebnisse bei einer expliziten Berücksichtigung der Regelleistungsvorhaltung und des Regelleistungseinsatzes zu einem gewissen Grade verschieben können.

**Ausblick** Die Untersuchungen in dieser Arbeit zeigten, dass mit der angenommenen Dimensionierung der KWK und ihrer Wärmespeicher keine hohen Deckungsanteile an der Wärmebereitstellung erreicht werden. Insofern sollte die Wirtschaftlichkeit großzügiger Dimensionierungen der KWK und der Speicher, sowie die Kombination mit Wärmepumpen als Hilfswärmeerzeuger geprüft werden. Insbesondere sollten die technisch-ökonomischen Potentiale einer längerfristigen Wärmespeicherung in gut isolierten Wasserwärmespeichern und thermochemischen Wärmespeichern geprüft werden. Da es sich bei der in dieser Arbeit entwickelten Optimierung um eine kurzfristige Einsatzoptimierung handelt, wurden Betrachtungen zur längerfristigen Wärmespeicherung nicht vorgenommen. Die längerfristige Wärmespeicherung könnte theoretisch auch für das Wärmepumpen-Lastmanagement eine Möglichkeit darstellen, Stromüberschüsse effizienter zu nutzen, als eine Zwischenspeicherung des Stroms in Wasserstoff es ermöglicht.

Ferner könnte eine Betrachtung der Wechselwirkungen zwischen KWK und Wärmepumpen im Energieversorgungssystem lohnen: eine Steigerung des Wärmepumpenanteils an der Wärmeversorgung, der in der Leitstudie gegenüber beispielsweise [Klaus und Andere, 2010] relativ gering ist, könnte die integrierbare KWK-Wärmemenge für die öffentliche Wärmeversorgung steigern, da Wärmepumpen dann Strom benötigen, wenn KWK-Wärme zur öffentlichen Versorgung ebenso benötigt wird.



# Literaturverzeichnis

- [AGFW, 2009] AGFW (2009). AGFW Arbeitsblatt 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes. Technical report, AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
- [Bagemiehl, 2003] Bagemiehl, J. (2003). *Optimierung eines Portfolios mit hydrothermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt*. PhD thesis, Universität Stuttgart.
- [Bauer, 2012] Bauer, N. (2012). Stromspeicherpotentiale für Deutschland - Pumpspeicher. Vortrag auf einem gemeinsamen Kolloquium des IER, ZfES und des VDI Württembergischer Ingenieurverein e.V.
- [Behrendt und Andere, 2008] Behrendt, F. und Andere (2008). Biomassepotential und Technologiecharakterisierung der Umwandlungsverfahren. Technical report, Technische Universität Berlin.
- [bine, 2001] bine (2001). Thermochemische Speicher. Technical report, bine Informationsdienst, Fachinformationszentrum Karlsruhe.
- [bine, 2008] bine (2008). Latentwärmespeicher liefert Prozessdampf. Technical report, bine Informationsdienst, Fachinformationszentrum Karlsruhe.
- [Blesl und Andere, 2009] Blesl, M. und Andere (2009). Entwicklungsstand und Perspektiven der Elektromobilität. Technical report, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energienutzung.
- [Campanari et al., 2009] Campanari, S., Manzolini, G., und Iglesia, F. (2009). Energy analysis of electric vehicles using batteries or fuel cells through well-to-wheel driving cycle simulations. *Journal of Power Sources*, (186).
- [Carrión und Arroyo, 2006] Carrión, M. und Arroyo, J. M. (2006). A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3).
- [Cerbe, 2008] Cerbe, G. (2008). *Grundlagen der Gastechnik*. Hanser Verlag.
- [Crastan, 2012] Crastan, V. (2012). *Elektrische Energieversorgung 2*. Springer Verlag.
- [Czisch, 2005] Czisch, G. (2005). *Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien*. PhD thesis, Universität Kassel.
- [dena, 2010] dena (2010). Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Technical report, Deutsche Energie-Agentur GmbH.
- [EEA, 2009] EEA (2009). Europe's onshore and offshore wind energy potential - An assessment of environmental and economic constraints. Technical report, European Environment Agency.
- [Ellersdorfer und Andere, 2008] Ellersdorfer, I. und Andere (2008). Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes. Technical report, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energienutzung.
- [Emele, 2011] Emele, L. (2011). Techno-ökonomischer Vergleich von erneuerbarem Methan mit anderen Stromspeichertechnologien. Master's thesis, Universität Kassel.

- [ETG Task Force Energiespeicher im VDE, 2009] ETG Task Force Energiespeicher im VDE (2009). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Technical report, Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V.
- [Eurostat, 2011] Eurostat (2011). Electricity production, consumption and market overview. abgerufen am 30.7.2012 unter [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics\\_explained/index.php/Electricity\\_production,\\_consumption\\_and\\_market\\_overview](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_production,_consumption_and_market_overview).
- [Fachausschuss Nachhaltiges Energiesystem 2050 des FVEE, 2010] Fachausschuss Nachhaltiges Energiesystem 2050 des FVEE (Juni 2010). Energiekonzept 2050 - eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien. Technical report, Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE).
- [Gaida, 2007] Gaida, R. (2007). Erarbeitung methodischer Grundlagen für die wirtschaftliche Gestaltung von Wärmeabnahmestellen und Wärmetransportsystemen zur Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung bei Biogasanlagen in der Landwirtschaft mit Modellcharakter. Vortrag bei der Energietagung Effiziente Biogaserzeugung der Sächsischen Landesanstalt für Landwirtschaft.
- [Giesecke, 2009] Giesecke, J. (2009). *Wasserkraftanlagen*. Springer Verlag.
- [Grimm, 2007] Grimm, V. (2007). *Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung - Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast*. PhD thesis, Ruhr Universität Bochum.
- [Grohnheit, 1993] Grohnheit, P. E. (1993). Modelling chp within a national power system. *Energy Policy*.
- [Harthan, 2007] Harthan, R. (2007). Investitionseffekte von Politikmaßnahmen im Kraftwerkssektor. Technical report, Öko-Institut e.V.
- [Hartmann und Bauer, 2012] Hartmann, N. und Bauer, N. (2012). Stromversorgung der Zukunft - Herausforderung Stromspeicherung. Vortrag auf einem gemeinsamen Kolloquium des IER, ZfES und des VDI Württembergischer Ingenieurverein e.V.
- [Heidelck und Andere, 2000] Heidelck, R. und Andere (2000). Wärmepumpen in Gewerbe und Industrie - ein Überblick. Technical report, Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik e.V.
- [Hofmann, 2010] Hofmann, M. (2010). Optimierung eines Energiesystems mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Kurzzeit-Wärmespeichern zum wirtschaftlichen Betrieb eines Fernwärmenetzes. Master's thesis, TU Berlin.
- [Hoogwijk, 2004] Hoogwijk, M. (2004). *On the global and regional potential of renewable energy sources*. PhD thesis, Universität Utrecht.
- [Horlacher, 2003] Horlacher, H.-B. (2003). Globale Potenziale der Wasserkraft. Technical report, Expertise für den Wissenschaftlichen Beirat Globale Umweltveränderungen.
- [Hüttenrauch und Müller-Syring, 2010] Hüttenrauch, J. und Müller-Syring, G. (2010). Zumi-schung von Wasserstoff zum Erdgas. *energie und wasser-praxis*.
- [Infas et al., 2010] Infas, DIW, und DLR (2010). Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht. Technical report, Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Institut für Verkehrsforschung des DLR.
- [Kaltschmitt, 2006] Kaltschmitt, M. (2006). *Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Springer Verlag.
- [Kirchner und Matthes, 2009] Kirchner, A. und Matthes, F. (2009). Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050. Technical report, Prognos AG, Öko-Institut e.V.

- [Kiviluoma und Andere, 2010] Kiviluoma, J. und Andere (2010). Influence of wind power, plug-in electric vehicles and heat storages on power system investments. *Energy*, (35).
- [Klaus und Andere, 2010] Klaus, T. und Andere (Juli 2010). Energieziel 2050: 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien. Technical report, Umweltbundesamt.
- [Konstantin, 2007] Konstantin, P. (2007). *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Springer Verlag.
- [Lauterbach et al., 2011] Lauterbach, C., Schmitt, C., und Vajen, K. (2011). Das potential solarer Prozesswärme in Deutschland. Technical report, Institut für Thermische Energietechnik Universität Kassel.
- [Lux, 1999] Lux, R. (1999). *Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke*. PhD thesis, Universität Stuttgart.
- [Mackensen, 2011] Mackensen, R. (2011). *Herausforderungen und Lösungen für eine regenerative Elektrizitätsversorgung Deutschlands*. PhD thesis, Universität Kassel.
- [Miara und Andere, 2011] Miara, M. und Andere (2011). Wärmepumpen Effizienz - Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb. Technical report, Fraunhofer ISE.
- [Nitsch, 2003] Nitsch, J. (2003). Potenziale der Wasserstoffwirtschaft. Technical report, Expertise für den Wissenschaftlichen Beirat Globale Umweltveränderungen.
- [Nitsch und Andere, 2012] Nitsch, J. und Andere (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Technical report, DLR, Fraunhofer IWES, IFNE.
- [Paschen et al., 2003] Paschen, H., Oertel, D., und Grünwald, R. (2003). Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Technical report, Büro für Technikfolgenabschätzung beim Bundestag.
- [Pitz-Paal und Platzer, 2006] Pitz-Paal, R. und Platzer, W. (2006). Solarthermische Kraftwerke - Europäische Potentiale kostengünstig erschließen. *FVS Themen*.
- [Popp, 2010] Popp, R. (2010). *Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien*. PhD thesis, Universität Braunschweig.
- [Schaumann und Schmitz, 2010] Schaumann, G. und Schmitz, K. (2010). *Kraft-Wärme-Kopplung*. Springer Verlag.
- [Schlesinger und Andere, 2010] Schlesinger, M. und Andere (August 2010). Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Technical report, Energiewirtschaftliches Institut zu Köln Prognos AG und GWS.
- [Schmitt, 2009] Schmitt, B. (2009). Solare Prozesswärme - Stand der Technik und Perspektiven. *VDI-Wissensforum Heizen und Kühlen mit der Sonne*.
- [Scholz et al., 2011] Scholz, Y., SRU, und Andere (2011). Wege zur 100 Prozent erneuerbaren Stromversorgung. Technical report, Sachverständigenrat für Umweltfragen.
- [Sievers, 2010] Sievers, J. (2010). *Dieselmotor-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Kontext der Integration erneuerbarer Energien in die Energieversorgung*. PhD thesis, Universität Kassel.
- [Sterner, 2009] Sterner, M. (2009). *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems*. PhD thesis, Universität Kassel.
- [Tiedemann und Andere, 2008] Tiedemann, A. und Andere (2008). Elektrizitätswirtschaftliche und energiepolitische Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Technical report, Deutsche Energie-Agentur GmbH.

- [von Bremen, 2009] von Bremen, L. (2009). Storage and transport capacities in Europe for a full renewable power supply system.
- [Wagner, 2007] Wagner, E. (2007). Stromgewinnung aus regenerativer Wasserkraft in Deutschland - Überblick. *ew - das Magazin für die Energiewirtschaft*, 106(25-26).
- [WBGU, 2008] WBGU (2008). *Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung*. Wissenschaftlicher Beirat globale Umweltveränderungen.