

# Einsatz thermischer Speicher zur Flexibilisierung von Heizkraftwerken

*Andreas Christidis<sup>a</sup>, Eike Mollenhauer<sup>a</sup>, George Tsatsaronis<sup>a</sup>*

<sup>a</sup> Technische Universität Berlin, Berlin, Deutschland,  
*a.christidis@tu-berlin.de, eike.mollenhauer@tu-berlin.de, georgios.tsatsaronis@tu-berlin.de*

Der vorliegende Beitrag wurde beim Kraftwerkstechnischen Kolloquium 2015 in Dresden vorgestellt.

## 1 Einleitung

Die Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ermöglicht einen höheren Brennstoffausnutzungsgrad bzw. niedrigeren Primärenergieeinsatz im Vergleich zur getrennten Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie. Diesen Effizienzvorteil erkaufte man sich jedoch bei Heizkraftwerken (HKW) der öffentlichen Fernwärmeversorgung mit einer eingeschränkten Flexibilität bei der Stromerzeugung, da der Betrieb der KWK-Anlagen stark durch die Fernwärmefachfrage vorgegeben wird. Somit kann bei Heizkraftwerken die Stromerzeugung nicht uneingeschränkt der Residuallast bzw. dem Strompreis folgen, wie es bei Kraftwerken ohne Wärmeauskopplung der Fall ist.

Der immer höher werdende Anteil Erneuerbarer Energien (EE) an der Stromerzeugung erfordert eine flexiblere Fahrweise von KWK-Anlagen, um die Erzeugung von *Must-Run-Strom* zu reduzieren bzw. *Überschussstrom* zu vermeiden. Darüber hinaus führt der steigende Anteil EE einerseits zu einem sinkenden Strompreisniveau (Merit-Order-Effekt), wodurch die Erlöse fossiler Kraftwerke sinken und andererseits zu volatileren Strompreisen, auf die Heizkraftwerke schwieriger reagieren können. Eine Möglichkeit Heizkraftwerke zu flexibilisieren und somit an die aktuellen und zukünftigen Anforderungen anzupassen, ist die Zwischenspeicherung der thermischen Energie, wodurch die Stromerzeugung partiell von der Fernwärmefachfrage entkoppelt wird [1]. Die durch die Wärmespeicherung veränderte Stromerzeugung eines HKW ist, wie in Kapitel 4 dargestellt, vergleichbar mit dem Betrieb eines Stromspeichers, weshalb Wärmespeicher auch als funktionale Stromspeicher bezeichnet werden [2].

In diesem Beitrag werden am Beispiel vier typischer Heizkraftwerksarten für reale Randbedingungen aus dem Jahr 2011 und Prognosen für das Jahr 2030 exemplarisch Ergebnisse präsentiert, um folgende Fragestellungen zu beantworten:

1. Welche Dimensionierung eines Wärmespeichers ist sinnvoll?
2. Wie wird ein Fernwärmespeicher kostenoptimal betrieben und welche Stromverlagerungspotentiale ergeben sich unter welchen Bedingungen?
3. Wie stark lässt sich der KWK-Deckungsgrad der Fernwärmeversorgung durch die Wärmespeicherung erhöhen?

Die untersuchten vier Heizkraftwerksarten ergeben sich aus den zwei Kraftwerkstypen steinkohle-gefeuertes Dampfkraftwerk (DKW) und erdgasgefeuertes Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) sowie den zwei Möglichkeiten aus einer Dampfturbine Fernwärme auszukoppeln, Entnahme- Kondensations-turbine (EK) und Gegendruckturbine (GD): DKW-EK, DKW-GD, GuD-EK und GuD-GD. Um den einzelnen Anlagentypen die Effekte der Wärmespeicherung zuzuordnen zu können, werden diese einzeln mit und ohne Fernwärmespeicher untersucht. Eine Kombination verschiedener Anlagentypen, wie häufig in realen Fernwärmenetzen zu finden, wird hier nicht betrachtet.

## 2 Methodischer Ansatz und Modellbeschreibung

Die in diesem Beitrag untersuchte Systemkonfiguration besteht aus je zwei oder drei identischen Heizkraftwerksblöcken, erdgasgefeuerten Heizwerken für die Spitzenlastdeckung und einem Wärmespeicher inklusive Nachheizung. Hierbei beträgt die gewählte Wärmeengpassleistung der KWK-Anlagen 50 % der maximal auftretenden Fernwärmeleistung. Der optimale Betrieb der einzelnen Komponenten wird mithilfe mathematischer Optimierung und eines gemischt-ganzzahlig linearen Modells unter Berücksichtigung von stündlichen Strompreisen und der Fernwärmelast ermittelt.

Für die Dekomposition des Optimierungsproblems kommt ein rollierender, überlappender Zeithorizont zum Einsatz. Hierbei wird zur Bestimmung des optimalen Anlageneinsatzes von einer Woche zusätzlich auch die darauffolgende Woche in der Optimierungsrechnung berücksichtigt, um am Ende der betrachteten Woche einen unter Berücksichtigung der nächsten Woche optimalen Füllstand des Wärmespeichers zu erhalten. Aus dem Vergleich des errechneten Anlageneinsatzes für ein Jahr mit einem Wärmespeicher und der Referenzrechnung ohne diesen werden die Effekte der Wärmespeicherung abgeleitet.

### Heizkraftwerke

Die einzelnen Blöcke der Heizkraftwerke werden in dem Optimierungsmodell abgebildet, indem Brennstoffbedarf, Strom- und Wärmeerzeugung unter Berücksichtigung lastabhängiger Wirkungsgrade und dem Einfluss der Vorlauftemperatur verknüpft und durch Restriktionen begrenzt werden. Grundlage hierfür sind detaillierte thermodynamische Kreislaufsimulationen mit der Software Epsilon®Professional. Der resultierende Betriebsbereich und die elektrischen und thermischen Wirkungsgrade für minimale und maximale Feuerungsleistung und Wärmeauskopplung der vier unterschiedlichen Heizkraftwerksblöcke sind in Abbildung 1 dargestellt.

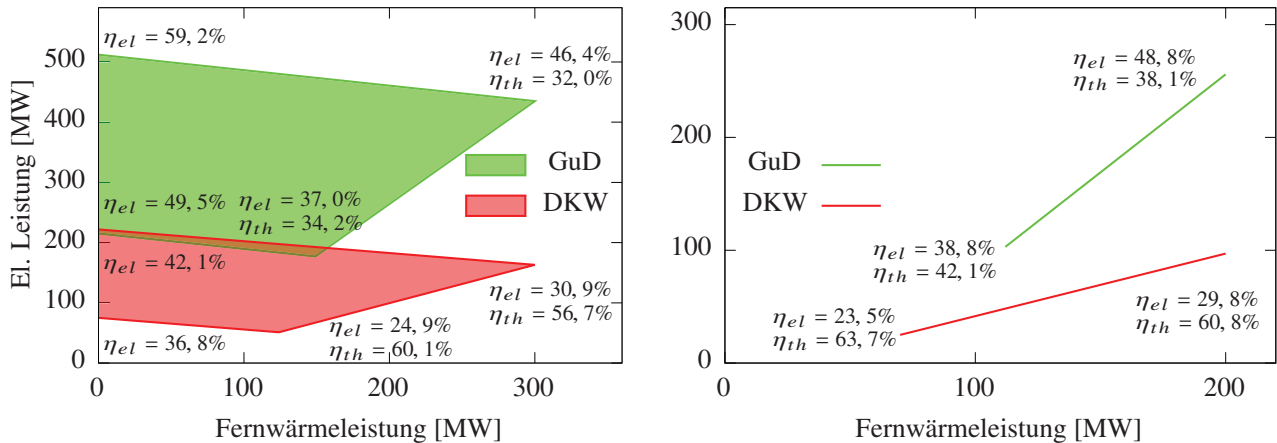


Abb. 1. Betriebscharakteristik und Wirkungsgrade der vier betrachteten Heizkraftwerksblöcke. Links: Anlagen mit Entnahme-Kondensationsdampfturbinen, rechts: Anlagen mit Gegendruckdampfturbinen

Der Betriebsbereich der Entnahme-Kondensations-Anlagen (links) ist durch die dargestellten Fläche gekennzeichnet, während sich der für die Gegendruckanlagen (rechts) auf den Linien befindet (Abbildung 1). Ein Heizkraftwerk mit Entnahme-Kondensationsdampfturbine besitzt einen konventionellen Kondensator, wodurch ein variabler Anteil der Abwärme aus der Stromerzeugung als Fernwärme ausgekoppelt werden kann. Die Entnahme von Dampf aus der Dampfturbine für die Wärmeauskopplung führt jedoch zu einer verminderten Stromerzeugung. Dies spiegelt die negative Steigung der oberen und unteren Begrenzung (maximale und minimale Feuerungsleistung) in Abbildung 1 wider und wird quantitativ durch die Stromverlustkennzahl beschrieben. Zur rechten Seite ist die Wärmeauskopplung durch die maximale Dampfenahme aus der Turbine begrenzt, wodurch der sog. Gegendruckbetrieb

Tabelle 1. Kapazitäten und maximale Be- und Entladeleistungen der untersuchten Wärmespeicher

Kapazitäten in Stunden KWK-Engpassleistung	0	1	2	4	8
Kapazität in MWh	0	600	1.200	2.400	4.800
Maximale Be- und Entladeleistung in MW	0	150	240	375	600
Minimale Vollbe- und -entladezeit in Stunden	-	4	5	6,4	8

Tabelle 2. Kapazitäten und maximale Be- und Entladeleistungen der untersuchten Wärmespeicher

Kapazitäten in Stunden KWK-Engpassleistung	0	1	2	4	8
Kapazität in MWh	0	600	1.200	2.400	4.800
Maximale Be- und Entladeleistung in MW	0	150	240	375	600
Minimale Vollbe- und entladezeit in Stunden	-	4	5	6,4	8

beschrieben ist. Anlagen mit Gegendruckdampfturbine besitzen keinen Kondensator, sodass die gesamte Abwärme aus der Stromerzeugung über Heizkondensatoren als Fernwärme ausgekoppelt werden muss. Somit erfordert eine höhere Stromerzeugung eine größere Fernwärmeabgabe und umgekehrt, wie auf der linken Seite der Abbildung 1 dargestellt. Da Gegendruckanlagen eine minimale Wärmeauskopplung besitzen, muss deren Dimensionierung passend zur niedrigen Fernwärmelast im Sommer gewählt sein. Daher wird die KWK-Wärmeengpassleistung von 600 MW im Modell für die Gegendruckanlagen auf drei Blöcke mit je 200 MW aufgeteilt, während für die Entnahme-Kondensationsanlage zwei Blöcke mit je 300 MW betrachtet werden. Die deutlich höhere elektrische Leistung bei den GuD-Anlagen verglichen mit den Dampfkraftwerken bei gleicher Wärmeengpassleistung (höhere Stromkennzahl) resultiert aus dem Anteil der Gasturbine an der Stromerzeugung.

Das Modell der Heizkraftwerke wird durch die dynamischen Bestandteile Anfahrkosten, maximale Lastrampen und minimale Stillstands- und Betriebszeiten ergänzt. Die Anfahrvorgänge werden in Heiß-, Warm- und Kaltstart untergliedert, um unterschiedliche Anfahrkosten sowie unterschiedliche maximale Lastrampen zu berücksichtigen. Hierzu wurde die Anfahrbedingung aus [3] genutzt und für Warm- und Kaltstart erweitert; die minimalen Stillstands- und Betriebszeiten wurden über den Ansatz von [3] modelliert.

## Wärmespeicher

Wärmespeicher für Heizkraftwerke werden als Verdrängungswärmespeicher ausgeführt mit einer warmen Schicht oben und einer kalten Schicht unten [4] [5]. Dazwischen bildet sich eine stabile Temperaturgrenzschicht aus. In diesem Beitrag werden atmosphärische Tanks betrachtet, wodurch die Temperatur der warmen Schicht auf ca. 98 °C begrenzt ist und in der kalten Schicht die Temperatur des Rücklaufes herrscht - hier konstant 60 °C. Die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes wird in dieser Untersuchung in Abhängigkeit der Außentemperatur über die Heizkurve zwischen 90 °C und 130 °C variiert. Für die Entladung des Wärmespeichers bei Vorlauftemperaturen oberhalb der Speichertemperatur von 98 °C bedeutet dies, dass das eingespeicherte Warmwasser auf die Vorlauftemperatur aufgeheizt werden muss, was in dieser Untersuchung durch eine erdgasgefeuerte Nachheizung realisiert wird. Des Weiteren wird für die unterschiedlichen Kapazitäten des Wärmespeichers jeweils ein Höhen-zu-Durchmesser- Verhältnis von eins gewählt und für die maximale Be- und Entladeleistung eine Abhängigkeit über den Durchmesser angenommen [3]. Das führt zu den in Tabelle 1 aufgeführten maximalen Be- und Entladeleistungen. Die Wärmeverluste werden für eine Isolation von 50 cm mit Steinwolle über einen Wärmedurchgangskoeffizienten von 0,07 W/m<sup>2</sup>·K und der stündlichen Temperaturdifferenz zwischen Wasser und Luft berechnet [6]. Untersuchungen der Forschungspartner zum Wachstum der Grenzschicht [6] haben ergeben, dass diese sich nach einer gewissen Ausprägung nur noch minimal mit der Zeit vergrößert, weshalb dieser Effekt hier vernachlässigt wird.

Für das erdgasgefeuerte Heizwerk wird ein auf den Heizwert bezogener Wirkungsgrad von 95 % verwendet und zusätzlich zu Brennstoffkosten und Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, im Gegensatz zu KWK-Anlagen, die Energiesteuer berücksichtigt.

Die in Form von Zeitreihen verwendeten Eingangsdaten sind stündliche Strompreise, die Fernwärmenachfrage und die Außentemperatur. Für das Referenzjahr 2011 werden reale Strompreise des day-ahead-Spotmarktes verwendet sowie eine reale, skalierte Fernwärmenachfrage und die dazugehörige Außentemperatur aus einem großen deutschen Fernwärmenetz. Für das Jahr 2030 wird von Projektpartnern [7] mithilfe des fundamentalen Strommarktmodells MICOES-Europe auf Basis der Wetterdaten von 2011 und den Kapazitäten von konventionellen Kraftwerken und Erneuerbaren Energien [8] [9], sowie Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreisen [10] ein Strompreisszenario erstellt und als Zukunftsprognose verwendet.

### 3 Ergebnisse

#### Dimensionierung des Wärmespeichers

Zuerst wird der Fragestellung einer sinnvollen Dimensionierung eines Wärmespeichers nachgegangen. In Abbildung 2 sind die berechneten Kosteneinsparungen ohne Berücksichtigung des Investitionsaufwandes über den betrachteten Speicherkapazitäten aufgetragen.

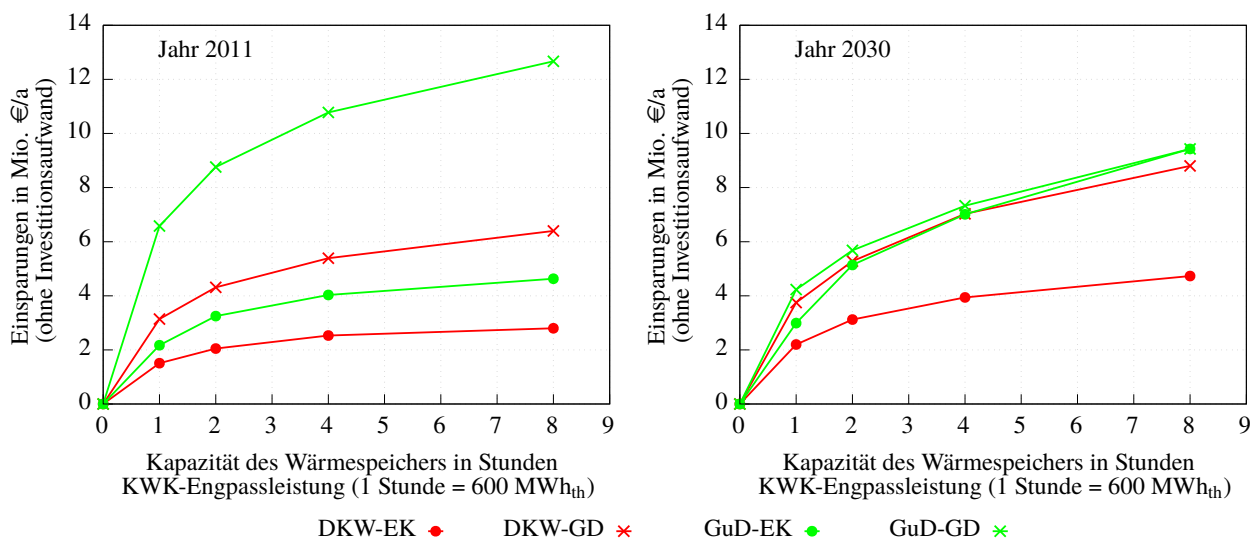


Abb. 2. Einsparungen durch den Einsatz eines thermischen Speichers.

Für die realen, historischen Bedingungen des Jahres 2011 in der linken Grafik ist zu sehen, dass die möglichen Einsparungen bei den unflexibleren Heizkraftwerken mit Gegendruckturbinen (GD) höher ausfallen als bei denen mit Entnahme- Kondensationsturbinen (EK). Des Weiteren führt eine strompreisorientierte Fahrweise der GuD-Anlagen mit höheren Stromkennzahlen (Quotient aus elektrischer Maximalleistung zu Wärmeengpassleistung) zu höheren Einsparungen als bei Dampfheizkraftwerken. Für das Jahr 2030 sind diese Tendenzen nicht mehr klar zu erkennen, da die Betriebsstunden der GuD-Anlagen sehr stark zurückgehen. Das liegt einerseits an den höheren Kosten für Erdgas und CO<sub>2</sub>-Zertifikate und andererseits an einer deutlich größeren Anzahl an Stunden mit sehr niedrigen Strompreisen in 2030 durch den höheren Anteil von Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung.

Der degressive Verlauf der Grafen für alle betrachteten Fälle zeigt, dass der Nutzen einer Kapazitätserweiterung mit steigender Kapazität abnimmt. Um eine optimale Kapazität zu bestimmen, müssen die dargestellten Einsparungen aus dem Betrieb des Wärmespeichers im Einzelfall mit den Investitionsaufwendungen für die jeweilige Kapazität verrechnet werden. Aus dem Vergleich der zwei

betrachteten Jahre mit unterschiedlichen ökonomischen Randbedingungen wird die große Bedeutung der prognostizierten Marktbedingungen für die wirtschaftliche Bewertung eines Wärmespeichers deutlich.

Als grober Richtwert für eine sinnvolle Kapazität des Wärmespeichers ohne Berücksichtigung des Investitionsaufwandes lässt sich der Bereich von ca. zwei bis vier Stunden der Wärmeengpassleistung des Heizkraftwerkes identifizieren. Daher werden für die nachstehenden Analysen zur Betriebsweise des thermischen Speichers die Ergebnisse mit einer Kapazität von vier Stunden KWK-Wärmeengpassleistung betrachtet.

## Betriebsweise des thermischen Speichers

Ein Wärmespeicher erfüllt aus Sicht des Betreibers zwei Zwecke: Zum einen eine stärker strompreisorientierte Stromerzeugung und zum anderen einen größeren Anteil der Wärmeversorgung aus dem Heizkraftwerk. Beide Effekte sind in den dargestellten Ergebnissen in Abbildung 3 zu sehen.

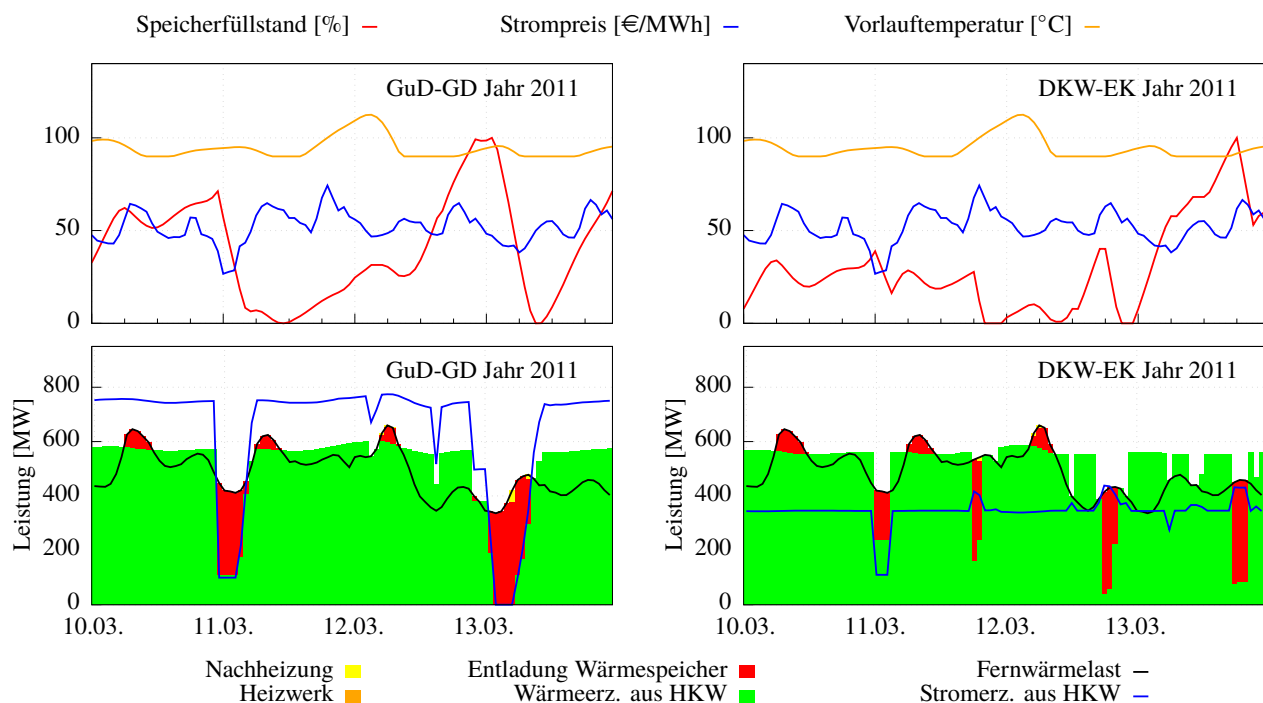


Abb. 3. Fahrplan der Heizkraftwerke und des Wärmespeichers

Links ist der optimale Betrieb des Gegendruck-GuD-Heizkraftwerkes und einem Wärmespeicher mit einer Kapazität von vier Stunden Wärmeengpassleistung (2400 MWh) für vier Tage im März 2011 dargestellt. Eine höhere Wärmeerzeugung des HKW als die Fernwärmelast beschreibt eine Beladung des Wärmespeichers. Dies geht bei der Gegendruckanlage mit einer erhöhten Stromerzeugung einher und ist bei vergleichsweise hohen Strompreisen zu beobachten. Bei niedrigen Strompreisen wird die Strom- und Wärmeerzeugung des Heizkraftwerkes reduziert und die Fernwärmelast teilweise oder bei Abschaltung aller drei Blöcke ganz durch die Entladung des Wärmespeichers realisiert. Drei Entladungen des Wärmespeichers sind vormittags an den ersten drei Tagen zu beobachten, wenn die Fernwärmelast die Wärmeengpassleistung des Heizkraftwerkes um bis zu ca. 55 MW übersteigt. Hier verhindert die Entladung des Wärmespeichers den Einsatz des Heizwerkes und erhöht somit den KWK-Deckungsgrad der Wärmeversorgung.

Rechts in der Abbildung 3 ist der Fahrplan für das Entnahme-Kondensations-Dampfheizkraftwerk dargestellt. Auch hier werden die drei Fernwärmespitzen, über der Wärmeengpassleistung des HKW mithilfe des Wärmespeichers gedeckt (peak shaving). Im Gegensatz zur Gegendruckanlage besitzt das Heizkraftwerk mit Entnahme-Kondensationsturbine einen flexibleren Betriebsbereich Abbildung (1 links), wodurch eine reduzierte Wärmeauskopplung sowohl eine Reduktion, als auch eine Erhöhung der Stromerzeugung zur Folge haben kann. Die Speicherentladung in den ersten Stunden des 11. März bei einem Strompreis von ca. 30 €/MWh ermöglicht eine niedrigere Stromerzeugung, was durch eine Verschiebung des Betriebspunktes in Abbildung 1 nach unten entlang der Gegendrucklinie (Reduktion der Dampferzeugerlast) zu erklären ist. Die restlichen, strompreisbedingten Entladungen des Wärmespeichers finden bei höheren Strompreisen statt und haben bei Senkung der Wärmeauskopplung eine Erhöhung der Stromerzeugung zur Folge. Durch geringere Dampfanzapfströme für die Wärmeauskopplung steht bei maximaler Dampferzeugerleistung mehr Dampf zur Stromerzeugung zur Verfügung, was einer Verschiebung des Betriebspunktes auf der oberen Begrenzung in Abbildung 1 von rechts nach links entspricht.

Weiterhin fällt auf, dass die durch den Einsatz des Wärmespeichers veränderte Stromerzeugung für die zwei Heizkraftwerke bei gleicher Wärmeengpassleistung und gleicher Kapazität des Wärmespeichers sehr unterschiedlich ausfällt. Um dies genauer zu analysieren wird im Folgenden eine Jahresdarstellung der Ergebnisse für 2011 und den Wärmespeicher mit der bereits betrachteten Kapazität gewählt. In Abbildung 4 ist die ein- und ausgespeicherte Wärmearbeit sowie die veränderte Stromerzeugung durch den Einsatz eines Wärmespeichers dargestellt jeweils aufsummiert für alle Jahresstunden mit identischem Strompreis.

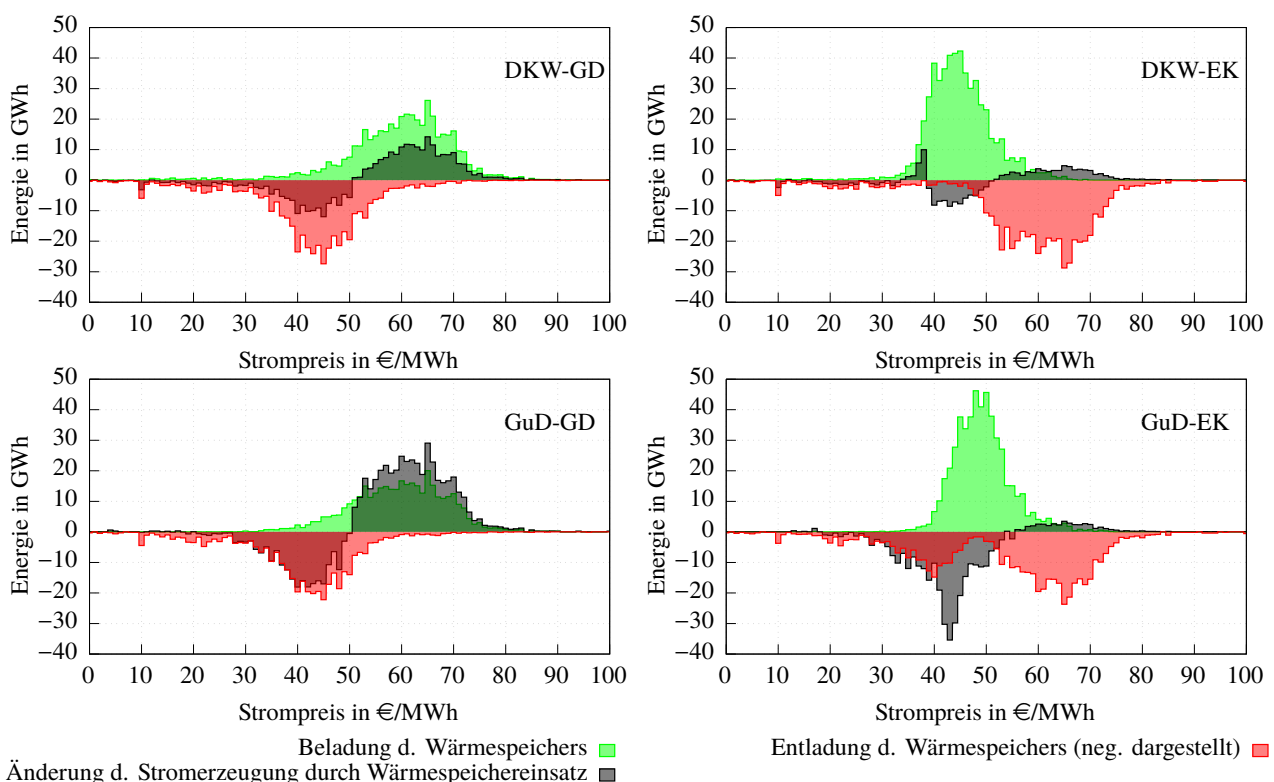


Abb. 4. Kumulierte Be- und Entladearbeit des Wärmespeichers und Veränderung der Stromerzeugung abhängig vom Strompreis für die vier Anlagentypen und das Jahr 2011.

Für die Gegendruckanlagen links in Abbildung 4 zeigt sich eine eindeutige Be- und Entladestrategie, bei der die Beladung des Wärmespeichers hauptsächlich bei höheren Strompreisen erfolgt und die Stromerzeugung durch Zunahme der Wärmeauskopplung erhöht und bei niedrigen Strompreisen entsprechend durch Entladung reduziert. Die Struktur der kumulierten Be- und Entladearbeit ist bei

der GuD-Anlage unten und dem Dampfkraftwerk oben sehr ähnlich, wobei die zwischengespeicherte Wärmearbeit beim GuD etwas geringer ausfällt. Trotzdem ist die Veränderung der elektrischen Arbeit beim GuD deutlich stärker ausgeprägt als beim DKW, was an der höheren Stromkennzahl (ca. 1,3 beim GuD und ca. 0,5 beim DKW) und somit größeren Steigung der Gegendrucklinie liegt (1,7 beim GuD und ca. 0,6 beim DKW), wie in Abbildung 1 zu sehen.

Für die Heizkraftwerke mit Entnahme-Kondensationsdampfturbinen ist die Zuordnung des Speichereinsatzes und der veränderten Stromerzeugung komplexer: Bei hohen Strompreisen wird sowohl beim DKW als auch beim GuD der Wärmespeicher entladen, womit bei geringerer Wärmeauskopplung eine höhere Stromerzeugung möglich wird. Die Beladung, um dies zu ermöglichen, findet bei mittleren Strompreisen statt. Das entspricht einer Verlagerung der Betriebspunkte bei maximaler Dampferzeugerleistung auf der oberen Begrenzung der Betriebscharakteristik in Abbildung 1. Da die Steigung dieser Begrenzung (Betrag der Stromverlustkennzahl) mit Zahlenwerten von ca. -0,15 bis -0,25 deutlich flacher ist als die Steigung der Gegendrucklinie (ca. 0,6 beim DKW und 1,7 beim GuD), fällt die Verlagerung der Stromerzeugung bei gleicher Kapazität des Wärmespeichers für Entnahme-Kondensations-HKW in diesem Strompreisband verglichen mit Gegendruck-HKW entsprechend geringer aus.

Bei niedrigeren Strompreisen leicht unter den variablen Kosten der Stromproduktion (Grenzkosten), zeigt sich für beide Entnahme-Kondensations-HKW eine andere Fahrweise, die auf eine Verschiebung der Betriebspunkte auf der Gegendrucklinie hindeutet. Für das Dampfkraftwerk ist zwischen 35 €/MWh und 40 €/MWh eine gesteigerte Strom- und Wärmeerzeugung zu erkennen. Dieser, eher sekundäre Effekt, lässt sich durch den Anstieg des elektrischen Wirkungsgrades und somit Reduktion der Grenzkosten in höherer Dampferzeugerlast bei gleichzeitig erhöhter Wärmeerzeugung erklären. Beim Gas- und Dampfheizkraftwerk hingegen werden bereits bei einem Strompreis unter 45 €/MWh durch Lastabsenkung oder Abfahren der Blöcke und Entladung des Wärmespeichers die Brennstoffkosten stärker reduziert als die Stromerlöse. Der Grund hierfür ist die hohe Stromkennzahl und somit deutlich höhere elektrische Leistung durch die Gasturbine, die in dem Fall stärker ins Gewicht fällt als der in niedrigerer Last geringere elektrische Wirkungsgrad. Sinken die Strompreise weiter, überwiegt auch für das Dampfheizkraftwerk der soeben beschriebene Mengeneffekt der Stromerzeugung gegenüber des Wirkungsgradeffektes bei Schwachlast, sodass Strom- und Wärmeerzeugung reduziert werden und die Wärmenachfrage nach Möglichkeit aus dem Wärmespeicher bedient wird.

Die absoluten Strompreise, bei denen sich Änderungen der optimalen Betriebscharakteristik des Wärmespeichers ergeben, resultieren aus den Brennstoffpreisen, elektrischen Wirkungsgraden, Stromkennzahlen und Stromverlustkennziffern der Heizkraftwerke sowie dem Verlauf der Strompreise, sodass diese nicht allgemeingültig sind. Auch die absoluten zwischengespeicherten Wärme- und Stromarbeiten ergeben sich neben den getroffenen Annahmen dieser Untersuchung aus der Häufigkeit der Stunden eines konkreten Strompreises. Als allgemeingültige Effekte können jedoch die beschriebenen Bereiche, Ausprägungen und Begründungen für die unterschiedlichen Heizkraftwerkstypen betrachtet werden.

## **Erhöhung des KWK-Deckungsgrades durch Wärmespeicherung**

Für die Erhöhung des KWK-Deckungsgrades mithilfe eines Wärmespeichers gibt es zwei Voraussetzungen: Zum einen, dass die Fernwärmelast zeitweise niedriger ist als die Wärmeengpassleistung des Heizkraftwerkes, damit eine Beladung des Speichers möglich ist, und zum anderen, dass die Wärmeerzeugung aus der KWK-Anlage günstiger ist als die des Heizwerkes, damit ein Anreiz dafür besteht.

In Tabelle 3 ist der KWK-Deckungsgrad für den Basisfall ohne Wärmespeicher und die Erhöhung dessen für unterschiedliche Kapazitäten des Wärmespeichers dargestellt. Für das Dampfkraftwerk (DKW) ist zu sehen, dass sich der KWK-Anteil von ca. 87 % nur noch geringfügig erhöhen lässt, unabhängig von der Art der Wärmeauskopplung (EK/GD) und von dem betrachteten Jahr (2011/2030). Das liegt daran, dass die Wärmeerzeugung aus dem steinkohlegefeuerten Heizkraftwerk grundsätzlich günstiger ist als

Tabelle 3. KWK-Anteil der Fernwärmeversorgung und Änderung durch Wärmespeicher mit den Kapazitäten 1,2,4 und 8 Stunden Wärmeengpassleistung der KWK-Anlage.

		2011				2030			
		DKW		GUD		DKW		GUD	
		EK	GD	EK	GD	EK	GD	EK	GD
KWK-Deckungsgrad		86,9 %	87,1 %	81,5 %	82,0 %	87,0 %	87,2 %	56,6 %	64,5 %
Änderung durch Wärmespeicherung für unterschiedliche Speicherkapazitäten in %-Punkten	1	+0,5	+0,6	+1,3	+2,4	+0,5	+0,6	+5,1	+4,0
	2	+0,6	+0,7	+1,8	+2,8	+0,6	+0,7	+7,6	+5,4
	4	+0,7	+0,7	+1,9	+2,9	+0,7	+0,7	+9,3	+7,4
	8	+0,7	+0,8	+2,3	+3,0	+0,8	+0,8	+11,6	+9,0

Tabelle 4. KWK-Anteil der Fernwärmeversorgung und Änderung durch Wärmespeicher mit den Kapazitäten 1,2,4 und 8 Stunden Wärmeengpassleistung der KWK-Anlage.

		2011				2030			
		DKW		GUD		DKW		GUD	
		EK	GD	EK	GD	EK	GD	EK	GD
KWK-Deckungsgrad		86,9 %	87,1 %	81,5 %	82,0 %	87,0 %	87,2 %	56,6 %	64,5 %
Änderung durch Wärmespeicherung für unterschiedliche Speicherkapazitäten in %-Punkten	1	+0,5	+0,6	+1,3	+2,4	+0,5	+0,6	+5,1	+4,0
	2	+0,6	+0,7	+1,8	+2,8	+0,6	+0,7	+7,6	+5,4
	4	+0,7	+0,7	+1,9	+2,9	+0,7	+0,7	+9,3	+7,4
	8	+0,7	+0,8	+2,3	+3,0	+0,8	+0,8	+11,6	+9,0

die aus dem gasgefeuerten Heizwerk, wodurch nur Lastspitzen in der Übergangszeit zusätzlich aus dem Wärmespeicher gedeckt werden können (peak shaving), wie in Abbildung 3 exemplarisch zu sehen.

Bei dem erdgasgefeuerten Gas- und Dampfheizkraftwerk ist das Potential bereits 2011 mit einem Zugewinn von bis zu 3 %-Punkten der Fernwärmejahresarbeit aus zwischengespeicherter, in KWK erzeugter Fernwärme größer und steigt für das Jahr 2030 auf Werte von bis zu 11,6 %-Punkte. Das liegt an der sich einstellenden Konkurrenz für die Wärmeerzeugung zwischen GuD-Anlage und Heizwerk in vielen Stunden bei sehr niedrigen Strompreisen, was sich in einem deutlich reduzierten KWK-Deckungsgrad im Basisfall von 56,6 %, respektive 64,5 % niederschlägt. Somit existieren im Jahr 2030 viele Stunden, in denen die Fernwärmelast unterhalb der KWK-Wärmeengpassleistung liegt und gleichzeitig aus ökonomischen Gründen ohne Wärmespeicher das Heizwerk in Betrieb wäre. Durch eine Beladung des Wärmespeichers in Stunden höherer Strompreise kann das Heizwerk bei niedrigen Strompreisen durch in KWK erzeugter Wärme verdrängt werden.

## 4 Zusammenfassung

Die vorgestellten Untersuchungen zeigen, dass die richtige Dimensionierung und der Nutzen eines Wärmespeichers sehr stark von dem Typ der eingesetzten KWK-Anlage sowie den Marktbedingungen abhängen. Der mit steigender Kapazität des Speichers abnehmende Zusatznutzen lässt auf eine sinnvolle Kapazität von ca. zwei bis vier Stunden Wärmeengpassleistung der KWK-Anlage schließen, womit thermische Speicher den Kurzzeitspeichern zuzuordnen sind.

Das Potential der Wärmespeicherung ist grundsätzlich bei den vergleichsweise unflexiblen Anlagen mit Gegendruckdampfturbinen größer und die Einsatzstrategie deutlich einfacher, als bei den flexibleren KWK-Anlagen mit Entnahme-Kondensationsturbinen.

Durch eine Zwischenspeicherung der Fernwärme lässt sich die sogenannte Must-Run-Stromerzeugung von KWK-Anlagen bei niedrigen Strompreisen reduzieren, was der Integration Erneuerbarer Energien zugutekommt. Bei hohen Strompreisen werden durch Heizkraftwerke mit Wärmespeicher Spitzen-



lastkraftwerke aus dem Markt verdrängt, wodurch Strompreisspitzen gedämpft werden. Niedrige oder hohe Strompreise sind hierbei sowohl in Relation zu einem tagesmittleren Strompreis, als auch zu den variablen Stromgestehungskosten (insb. für Entnahme-Kond.-HKW) zu verstehen, wie aus Abbildung 4 deutlich wird.

Der KWK-Deckungsgrad der Fernwärmeversorgung steigt durch den Einsatz eines Wärmespeichers bei ohnehin hohem KWK-Anteil ohne Wärmespeicherung nur geringfügig, und bei marktbedingt sehr geringem Anteil um bis zu etwa 10 %-Punkten für die vorgestellten Untersuchungen.

Die Streuung der präsentierten Ergebnisse zeigt jedoch auch, dass der konkrete Vorteil aus der Verlagerung der Stromerzeugung aus Stunden mit niedrigen Strompreisen in Stunden höherer Strompreise und der Erhöhung des KWK-Anteils der Fernwärmeversorgung für jedes Vorhaben im Einzelfall geprüft werden sollte.

## Danksagung

Die vorgestellten Arbeiten wurden im Rahmen des Vorhabens EnEff: Wärme – Der Beitrag thermischer Speicher zur Steigerung der Energieeffizienz, Flexibilität und Wirtschaftlichkeit der Fernwärme- und Stromerzeugung in KWK-Anlagen durchgeführt. Das Projekt wird durch das BMWi als EnEff:Wärme-Vorhaben über den Projektträger Jülich unter dem Förderkennzeichen 03ET1188A gefördert.

## 5 Quellen

- [1] Prognos, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult, Potenzial-und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft- Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 -42/13 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2014.
- [2] Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Flex - Flexible Betriebsweise von Kraft-Wärme- Kopplungsanlagen, Teilprojekt des Forschungsvorhabens „EnEff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP“. Endbericht, 2012.
- [3] Dubois, R., optimale Tageseinsatzplanung von KWK-Systemen unter der Berücksichtigung von Kurzzeit-Wärmespeichern. VDI-Fortschrittsberichte Reihe 6, Nr. 194, VDI-Verlag Düsseldorf, 1987.
- [4] Prinz W., Konstruktive und wirtschaftliche Aspekte des Kurzzeit-Wärmespeichers in Flensburg. Fernwärme International 2009; 11 (4): S. 249 - 258, 1982.
- [5] Huhn R., Beitrag zur thermodynamischen Analyse und Bewertung von Wasserwärmespeichern in Energieumwandlungsketten [Dissertation]. Dresden, Deutschland: Technische Universität Dresden; 2006.
- [6] Holler S., Schuchardt G., Projektinterne Zwischenpräsentation des Arbeitspaketes „Simulation von Thermischen Speichern“ [unveröffentlicht], 21.01.2015.
- [7] Bruckner Th., Böttger D., Projektinterne Zwischenpräsentation des Arbeitspaketes „Strompreisszenarien“ [unveröffentlicht], 21.01.2015.
- [8] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber; 2014.
- [9] DLR, Fraunhofer IWES, IFNE, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012.
- [10] International Energy Agency, World Energy Outlook 2013. Paris, 2013.