

Studie

Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien

Auftraggeber:
AGFW

Autoren:
Marco Wunsch
Nils Thamling
Frank Peter
Friedrich Seefeldt

Berlin,
06. Dezember 2011

Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitsprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH - 4010 Basel

Telefon +41 61 32 73-200

Telefax +41 61 32 73-300

info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D - 10623 Berlin

Telefon +49 30 520059-200

Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D - 40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 887-3131

Telefax +49 211 887-3141

Prognos AG

Sonnenstr. 14

D - 80331 München

Telefon +49 89 515146-170

Telefax +49 89 515146-171

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Str. 5

D - 28359 Bremen

Telefon +49 421 2015-784

Telefax +49 421 2015-789

Prognos AG

Square de Meeûs 37, 4. Etage

B - 1000 Brüssel

Telefon +32 2 791-7734

Telefax +32 2 791-7900

Prognos AG

Friedrichstr. 15

D - 70174 Stuttgart

Telefon +49 711 49039-745

Telefax +49 711 49039-640

Internet

www.prognos.com

Inhalt

1	Zusammenfassung	4
2	Ziel der Studie	6
3	Wirkungsweise von KWK-Anlagen mit Wärmespeichern	7
4	Abschätzung der Größe des Lastmanagementpotenzials von Wärmespeichern	16
5	Vergleich von verschiedenen Optionen zur Integrationen der erneuerbaren Energien	20
	Literaturverzeichnis	24
	Anhang	25

1 Zusammenfassung

Gemäß den Plänen der Bundesregierung soll sich die erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2020 verdoppeln. Die Integration der zum großen Teil fluktuierenden Stromerzeuger in die bestehenden Regimes von Erzeugung, Verteilung und Abnahme ist eine zentrale Herausforderung der geplanten Energiewende.

Wärmespeicher ermöglichen durch die zeitliche Entkopplung der Wärmenachfrage und den Anforderungen des Stromsystems eine **flexiblere Betriebsweise von KWK-Anlagen**. Heute vorhandene Speicher reduzieren insbesondere den Einsatz von Spitzenlastkesseln sowie von kosten- und brennstoffintensiven Kraftwerksanfahrvorgängen. Zusätzlich erleichtern sie durch die höhere Flexibilität der Anlagen die Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

Mit dem schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien ergeben sich für KWK-Anlagen in Kombination mit Wärmespeichern darüber hinaus zwei bzw. unter Nutzung einer elektrischen Zusatzheizung drei weitere **typische Anwendungsfälle**:

- Erhöhung der Stromproduktion, in Zeiten hoher Stromnachfrage und geringer Einspeisung erneuerbarer Energien, durch Senkung der Wärmeauskopplung;
- Abschaltung der KWK-Anlage, in Zeiten mit niedrigen Strompreisen;
- elektrische Beheizung des Wärmespeichers (optional) in Zeiten mit sehr niedrigen bzw. negativen Strompreisen.

Durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien werden die **Einsatzzeiten für Wärmespeicher** in den nächsten Jahren steigen.

Unter Berücksichtigung von Stromnetzengpässen sowie regionaler Disparitäten von Erzeugung und Abnahme könnte sich dieser Befund in einzelnen Regionen künftig noch verschärfen, bzw. schneller eintreten.

Für die Potenzialabschätzung werden nur Wärmespeicher der Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung betrachtet, welche mindestens eine durchschnittliche Fernwärmeauskopplung von 10 MWth aufweisen. Kleinere und industrielle Anlagen wurden im Rahmen der Potenzialabschätzung nicht betrachtet.

Das **Last- bzw. Erzeugungsmanagementpotenzial** von KWK-Anlagen mit Wärmespeichern beträgt bis zu einem 1 GW an möglicher Leistungserhöhung. Bei einer hohen erneuerbaren Einspeisung kann die Erzeugung der KWK-Anlagen durch die

Nutzung von Wärmespeichern um bis zu 6,7 GW bzw. unter Verwendung von elektrischen Zusatzheizungen um bis zum 18 GW gesenkt werden.

Die notwendige **Gesamtinvestitionssumme** für Wärmespeicher wurde auf 1,4 bis 2,2 Milliarden Euro abgeschätzt.

Im **Vergleich** mit den alternativen betrachteten **Optionen zur Integration erneuerbaren Energien** in das Stromsystem verfügen Wärmespeicher in Verbindung mit KWK-Anlagen insbesondere durch ihre aktuell bereits gegebene technische Verfügbarkeit, ihre relativ kurzen Realisierungszeiten, ihre relativ gute Akzeptanz sowie die verhältnismäßig geringen Investitionskosten über relevante Vorteile im Gesamtvergleich mit alternativen Lastmanagementoptionen.

2 Ziel der Studie

Die Integration der zunehmenden fluktuierenden Stromerzeugung ist eine zentrale Herausforderung der geplanten Energiewende. Gemäß den Plänen der Bundesregierung soll sich die erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland von heute etwa 110 TWh bis zum Jahr 2020 auf etwa 220 TWh verdoppeln. Der größte Teil des Zuwachses soll dabei durch Windenergie und Photovoltaik realisiert werden.

Während viele andere Optionen zur Integration der erneuerbaren Einspeisung bereits ausführlich in Wissenschaft, Politik und der Öffentlichkeit diskutiert wurden, wurde die Möglichkeit, die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch die Nutzung von Wärmespeichern flexibler zu gestalten als Integrationsoption bisher wenig betrachtet.

Im Rahmen dieser Kurzstudie wird dargestellt, dass KWK-Anlagen im Zusammenwirken mit Wärmespeichern aktives Last- und Erzeugungsmanagement betreiben und einen signifikanten und vergleichsweise kostengünstigen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien leisten können.

Neben der Darstellung der typischen zu erwartenden Nutzungsfälle der Wärmespeicher wird auch das mögliche Last- bzw. Erzeugungsmanagementpotenzial für ein flexibleres KWK-Wärmespeicher-System abgeschätzt. Für die Potenzialabschätzung werden nur Wärmespeicher für Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung betrachtet, welche entsprechend den Gegebenheiten am Strommarkt betrieben werden und von einer optimierten Fahrweise durch den Einsatz von Wärmespeichern profitieren.

Industrielle KWK-Anlagen wurden aufgrund des in der Regel höheren notwendigen Temperaturniveaus des auszukoppelnden Dampfes und der damit höheren Kosten für die Speicher im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet. Gleichwohl gelten die meisten der hier abgeleiteten Ergebnisse in gleicher Weise auch für industrielle KWK-Netze.

Die Potenzialabschätzung liefert eine mögliche Obergrenze des Beitrages der flexiblen KWK zum Lastmanagement. Die Erschließung dieses Potenzials hängt von den einzelwirtschaftlichen Gegebenheiten für die Speicherprojekte ab, welche im Rahmen dieser Kurzstudie aber nicht im Einzelnen betrachtet werden konnten.

Im letzten Kapitel werden die abgeleiteten Ergebnisse zu Wärmespeichern hinsichtlich verschiedener Kriterien mit anderen Optionen zur besseren Integration der zunehmenden fluktuierenden erneuerbaren Einspeisung verglichen.

3 Wirkungsweise von KWK-Anlagen mit Wärmespeichern

Wärmespeicher speichern thermische Energie in Stahltanks in Form von heißem Wasser. Bei drucklosen Speichern liegt die Speichertemperatur leicht unter der Siedetemperatur von Wasser, bei 95 bis 99 °C. In druckbehafteten Speichern kann überhitztes Wasser bei einer Temperatur von 120 bis 130 °C gelagert werden.

Drucklose Speicher haben im Vergleich zu Druckspeichern geringere Investitionskosten, demgegenüber steht aber eine um 30 bis 40 % geringere Speicherkapazität pro Speichervolumen und die Notwendigkeit, dass heiße Wasser vor der Einspeisung ins Fernwärmesystem noch auf die notwendige Vorlaufumtemperatur nachzuheizen.

Im Anhang der Studie ist die Einbindung der beiden Wärmespeichertypen in ein Fernwärmesystem dargestellt.

Abbildung 1: Wärmespeicher (links: Wärmespeicher Münster mit 4 x 2.000 m³, Mitte: Fernwärmespeicher Linz mit 36.000 m³, rechts: Druckspeicher in Dresden mit 40 Behältern je 165 m³)



Quelle: Stadtwerke Münster, Linz AG, DREWAG

Wärmespeicher ermöglichen durch die zeitliche Entkopplung der Wärmenachfrage und den Anforderungen des Stromsystems eine flexiblere Betriebsweise von KWK-Anlagen. Heute vorhandene Speicher reduzieren insbesondere den Einsatz von Spitzenlastkesseln sowie von kosten- und brennstoffintensiven Kraftwerksanfahrvorgängen. Zusätzlich erleichtern sie durch die höhere Flexibilität der Anlagen die Teilnahme am Regelenergiemarkt.

Mit dem schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien ergeben sich für KWK-Anlagen in Kombination mit Wärmespeichern darüber hinaus zwei bzw. unter Nutzung einer elektrischen Zusatzheizung drei weitere typische Anwendungsfälle.

Fall A – Erhöhung der Stromproduktion

- Die Residuallast¹ und der Strompreis sind hoch.
- Zur Erhöhung der Stromerzeugung der KWK-Anlagen wird möglichst wenig Dampf für die Fernwärmebereitstellung ausgekoppelt.
- Die Wärmenachfrage wird durch den gefüllten Speicher bedient.
- Dieser Fall ist nur für Anlagen mit einer Entnahme-kondensationsdampfturbine möglich, da in Gegendruckanlagen eine Nutzung des Niederdruckdampfes nicht möglich ist.

Fall B – Abschaltung der KWK-Anlage

- Die Residuallast ist niedrig.
- Der Strompreis ist niedriger als die Stromerzeugungskosten der KWK-Anlage.
- Da der Betrieb der KWK-Anlage in diesen Stunden nicht wirtschaftlich ist, wird die KWK-Anlage abgeschaltet bzw. mit einer geringeren Leistung gefahren.
- Die Wärmenachfrage wird durch den gefüllten Speicher bedient.

Fall C – Elektrische Beheizung des Wärmespeichers (optional)

- Die Residuallast ist sehr niedrig bzw. negativ.
- Der Strompreis ist sehr niedrig bzw. negativ.
- Die KWK-Anlage ist bereits abgeschaltet. Zusätzlich wird die elektrische Zusatzheizung, falls vorhanden, genutzt, um den Speicher zu laden bzw. die Wärme ans Fernwärmenetz abzugeben.

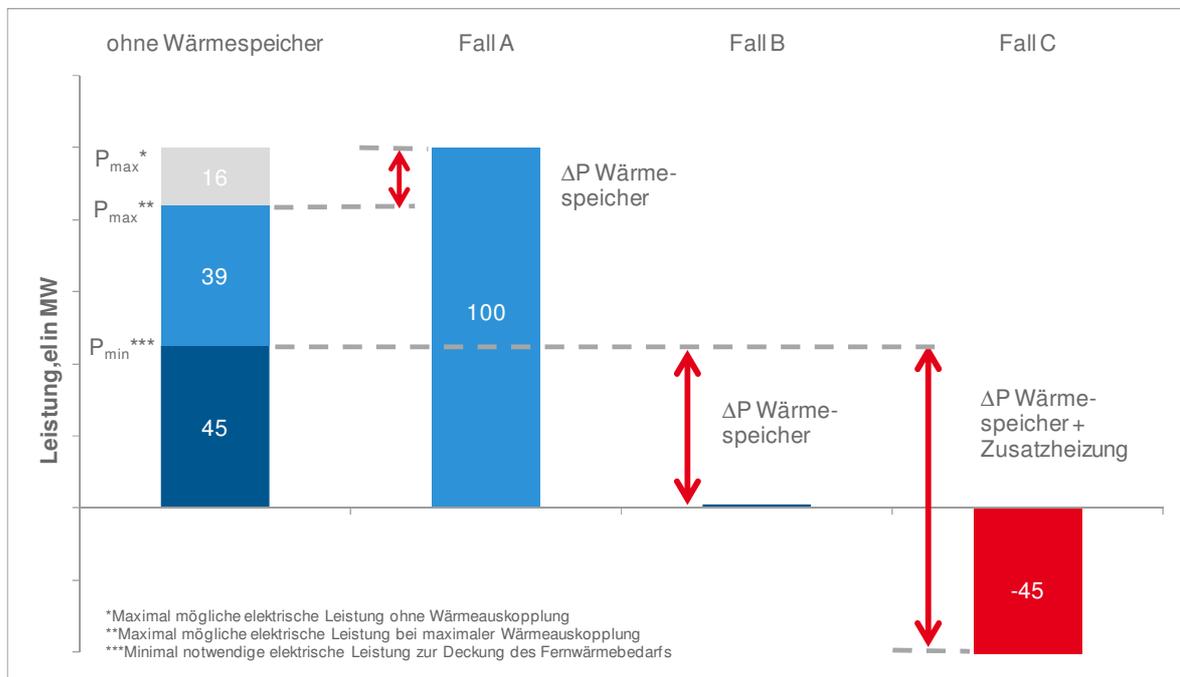
Heute vorhandene Wärmespeicher sind nicht mit einer elektrischen Zusatzheizung ausgestattet, da in der Vergangenheit nur selten Stunden mit negativen Strompreisen aufgetreten sind. Auch beim Neubau von Wärmespeichern ist die Installation von elektrischen Zusatzheizungen nicht zwingend notwendig. Bei der Planung entsprechender Projekte sollte die Nachrüstung der

¹ Die Residuallast entspricht der Last, welche regelbare Kraftwerke bereitstellen müssen und ergibt sich aus der Stromnachfrage abzüglich der fluktuierenden und nicht strommarktregelten Stromeinspeisung (vergleiche hierzu auch die Abbildungen 4 und 5)

Speicher bzw. die Integration einer elektrischen Heizung einer einzelwirtschaftlichen Prüfung unterzogen und ggf. mit einer technischen Vorhaltung für eine solche Nachrüstung versehen werden.

Die folgenden Abbildung skizziert die drei möglichen Situationen am Beispiel einer KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 100 MW und einer maximalen Fernwärmeauskopplung von ebenfalls 100 MW sowie einer Stromverlustkennziffer² von 16 %. Der Speicher und die elektrische Zusatzheizung sind auf eine maximale Leistung von 45 MW ausgelegt.

Abbildung 2: Betriebsfälle für KWK-Anlagen durch die Nutzung eines Wärmespeichers (und einer elektrischen Zusatzheizung)



Quelle: Prognos 2011

Die beschriebenen drei Lastsituationen treten heute bereits in einigen Stunden im Jahr auf. Mit dem schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien werden diese Fälle im Jahresverlauf öfter auftreten.

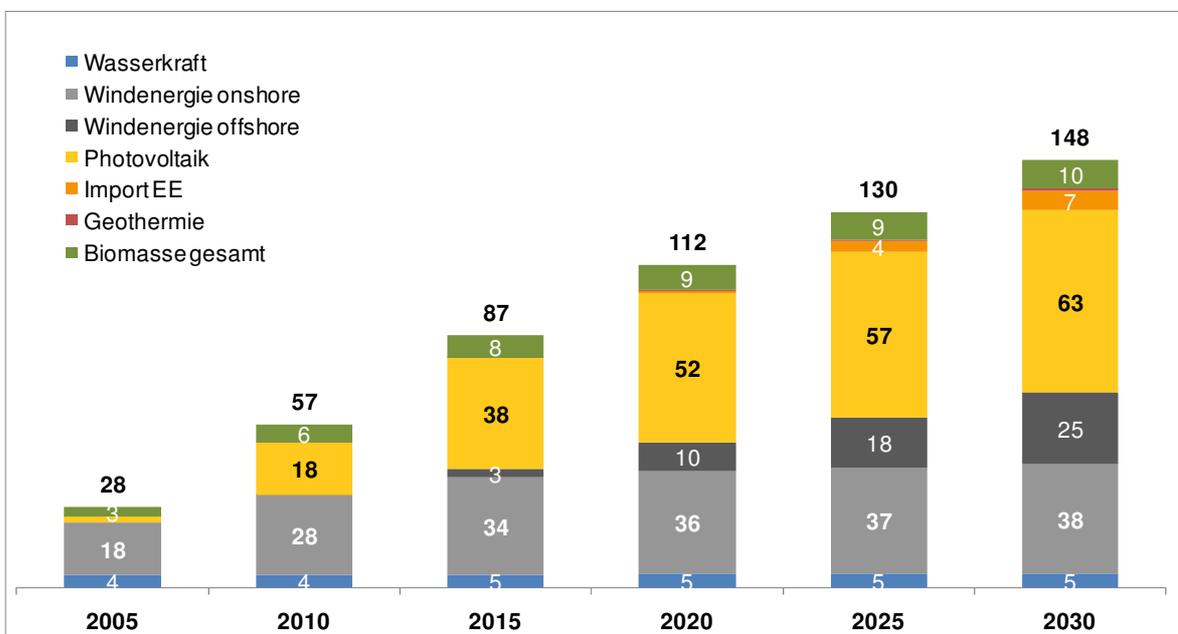
Die nächste Abbildung 3 zeigt den Zuwachs der installierten erneuerbaren Einspeisung entsprechend der Leitstudie 2010, welche die aktuellen Ziele der Bundesregierung für den Bereich der erneuerbaren Stromproduktion repräsentiert.

² Die Stromverlustkennziffer gibt, an wie stark (bei gleicher Brennstoffzufuhr) die elektrische Leistung einer KWK-Anlage durch die Wärmeauskopplung sinkt. Bei einer Stromverlustkennziffer von 16 % sinkt die elektrische Leistung der KWK-Anlage bei einer Wärmeauskopplung von 1 MW um 0,16 MW.

Demnach wird sich die installierte Leistung erneuerbarer Energien von etwa 57 GW im Jahr 2010 bis zum Jahr 2020 in etwa verdoppeln (nach einer bereits erfolgten Verdopplung im Zeitraum 2005 bis 2010).

Der überwiegende Teil des Zuwachses kommt dabei von fluktuierend einspeisenden Windenergie- und Photovoltaikanlagen; die Ausbaupotenziale für Biomasse und Speicherwasserkraft dürften in Deutschland nur noch gering sein und der Ausbau der kontinuierlich einspeisenden tiefen Geothermie aufgrund hoher Kosten dürfte nur langsam voran kommen.

Abbildung 3: Entwicklung der installierten Leistung der erneuerbaren Energien entsprechend der Leitstudie 2010 bis zum Jahr 2030 in GWh_{eI}

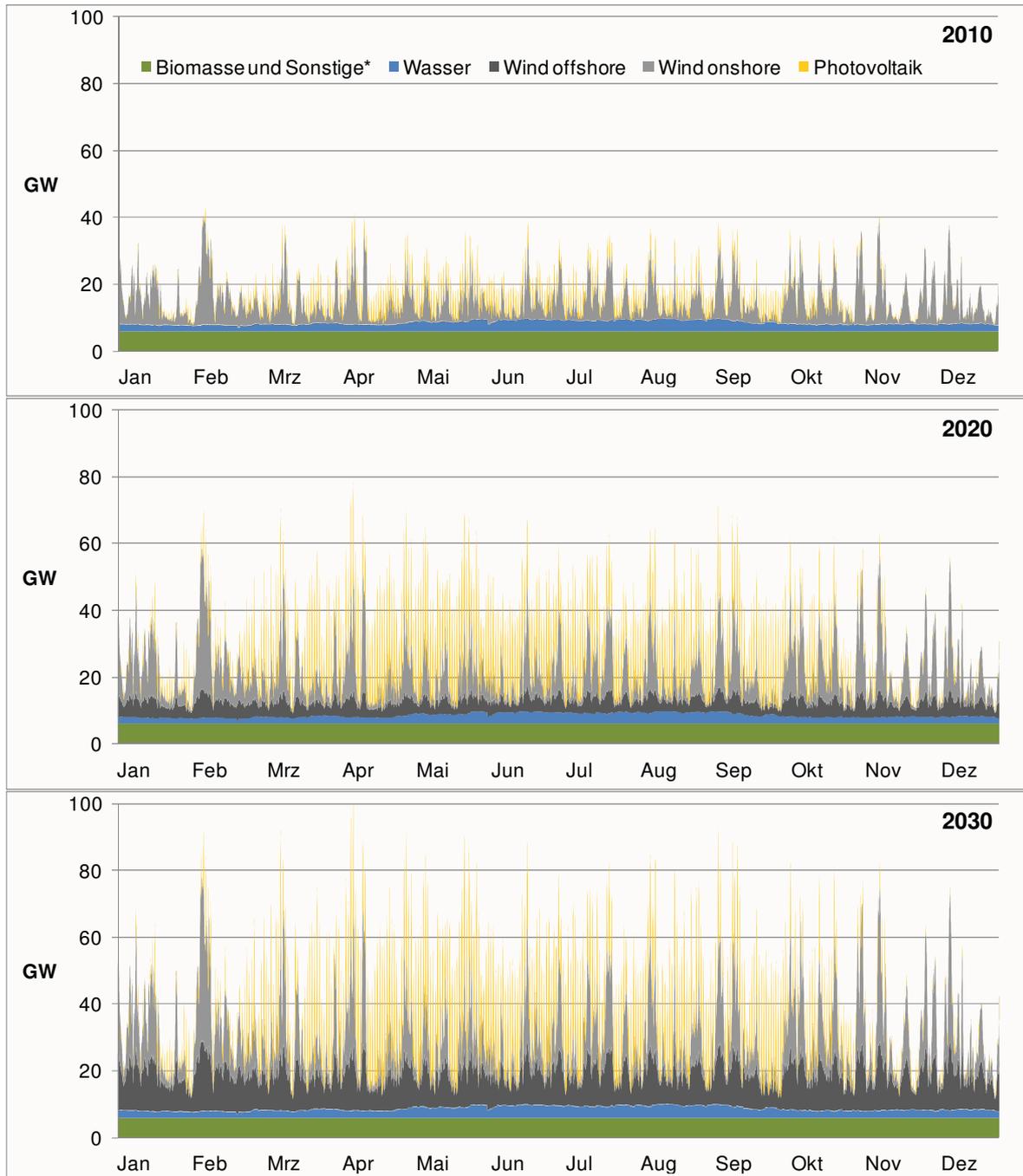


Quelle: DLR 2010

Mit Hilfe von bestehenden stündlichen Einspeisekurven für Windenergie und Photovoltaik (Quelle: EEX-Transparency) sowie berechneten Profilen für die Wasserkraft und einer Abschätzung der nicht strommarktgeführten konventionellen Anlagen (wie auch ein Teil der biogenen Anlagen) und den Prognosen zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wurde die potenzielle nicht regelbare Stromeinspeisung für die beide nächsten Jahrzehnte ermittelt.

Diese liegt aktuell in einzelnen Stunden im Jahr bei maximal 40 GW und wird bis 2020 auf 75 GW und 2030 auf etwa 90 GW steigen.

Abbildung 4: Fluktuierende EE-Einspeisung und dezentrale nicht strommarktgeführte konventionelle Einspeisung 2010, 2020 und 2030 in GW³

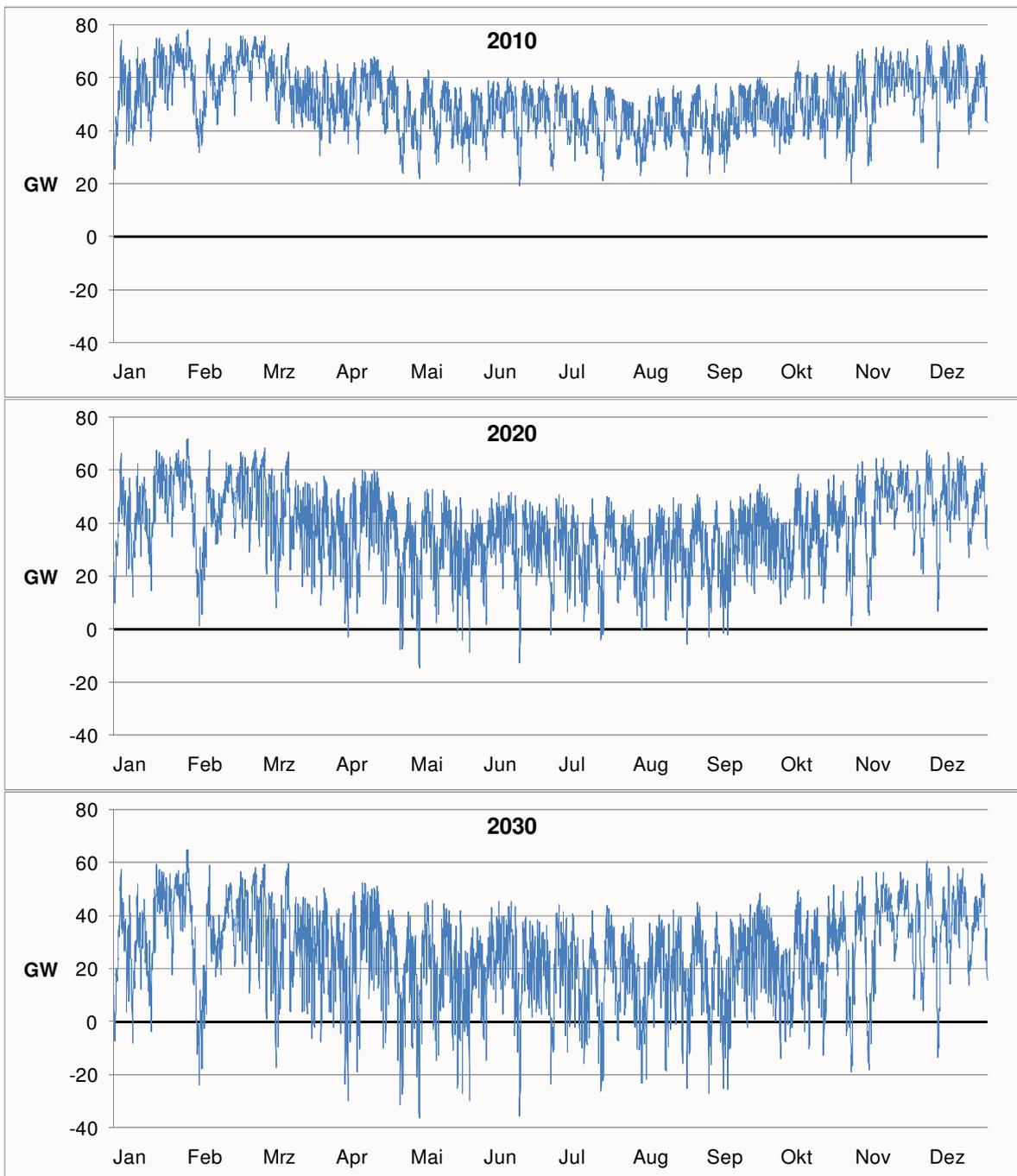


Quelle: Prognos 2011

³ Der Block Biomasse und Sonstige enthält Anlagen, welche nicht fluktuierend einspeisen, aber aufgrund ihrer technischen Auslegung nicht strommarkt geführt eingesetzt werden.

Die Residuallast, die Last welche die regelbaren Kraftwerke bereitstellen müssen, ergibt sich aus der Stromnachfrage abzüglich der fluktuierenden Einspeisung. Die Abbildung zeigt, dass bereits in 10 Jahren zunehmend mehr Situationen auftreten werden, in denen die komplette Last in Deutschland von erneuerbaren Energien gedeckt werden könnte, sofern diese Erzeugungsmengen vom Stromsystem aufgenommen und zu den Verbrauchern transportiert werden können.

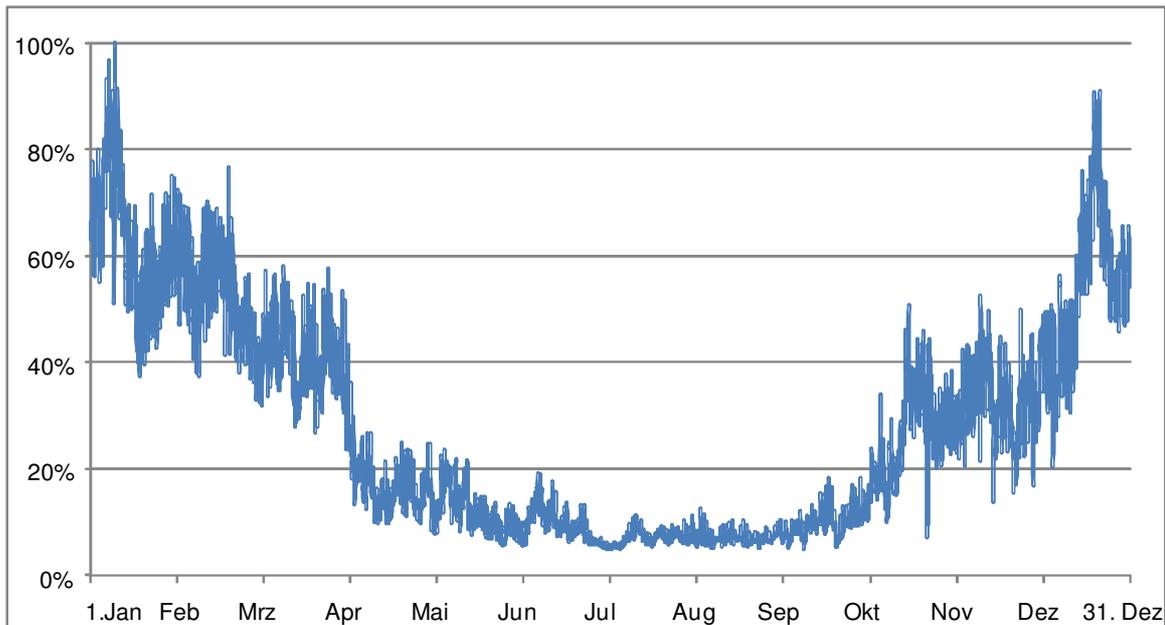
Abbildung 5: Residuallast 2010, 2020 und 2030 in GW



Quelle: Prognos 2011

Die Last in öffentlichen Fernwärmesystemen wird im wesentlichen von der Außentemperatur bestimmt. In geringerem Maße wird Fernwärme auch zur Erzeugung von außentemperatur-unabhängigen Bestandteilen wie Warmwasser und Prozesswärme genutzt. Die folgende Abbildung zeigt einen typischen Jahresverlauf der Wärmenachfrage in einem Fernwärmesystem.

Abbildung 6: Lastkurve eines typischen Fernwärmesystems



Quelle: AGFW 2011

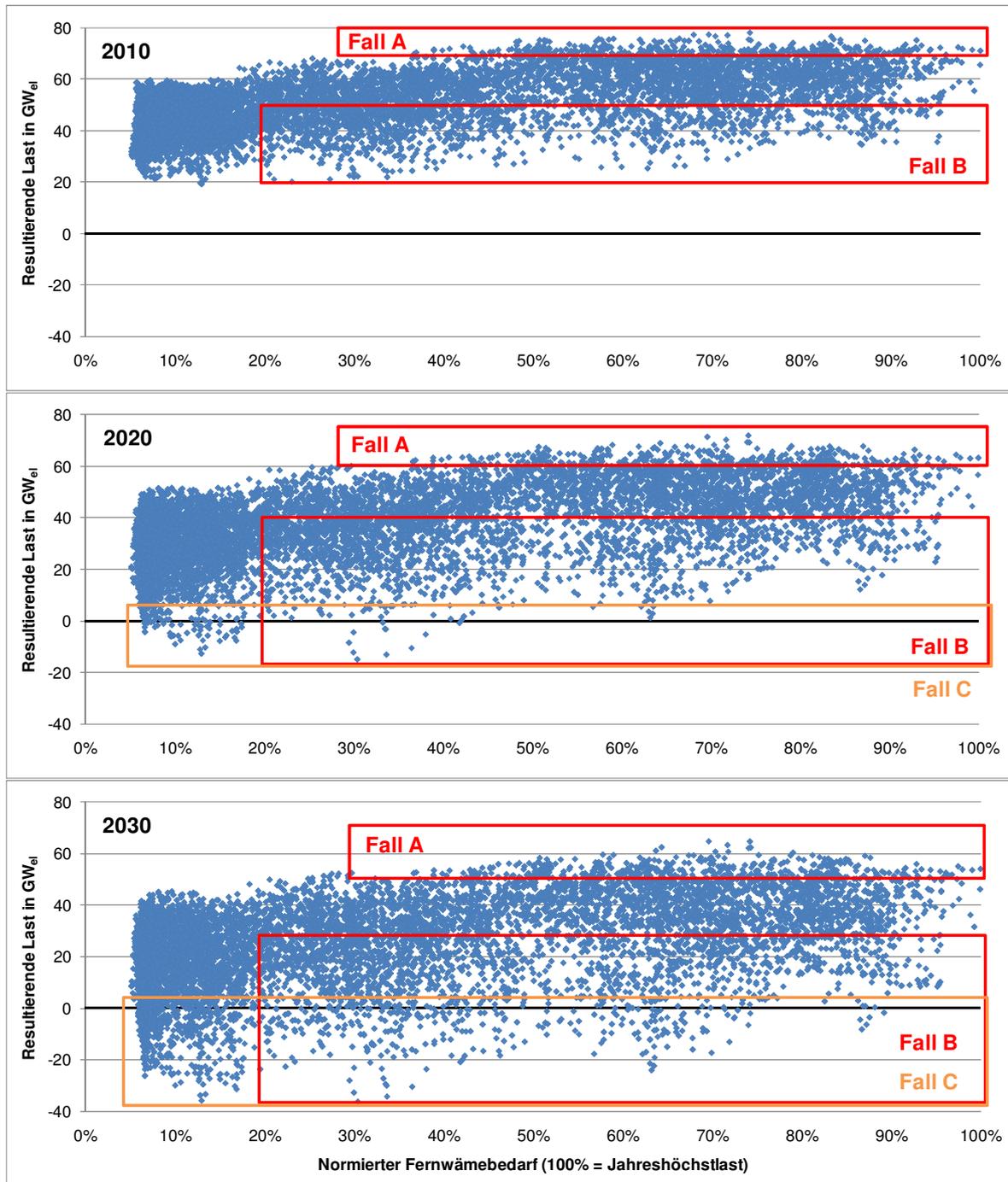
Aus der Kombination des residuellen Strombedarfs und der Fernwärmelastkurve erhält man ein aussagekräftiges Bild zur Herausforderung der KWK bezüglich des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu den drei geschilderten Einsatzfällen eines potenziellen Wärmespeichers.

Im Jahr 2010 ist noch ein deutlich positiver Zusammenhang zwischen der Wärmenachfrage und der benötigten Stromresiduallast zu erkennen, d.h. in Stunden mit einer besonders hohen Wärmenachfrage liegt tendenziell auch die Residuallast relativ hoch. Zugleich ist die Stromnachfrage an warmen Tagen tendenziell niedriger. Dies bedeutet, dass KWK-Anlagen bereits heute einen wertvollen Beitrag zur Deckung der Jahreshöchstlast im Netz liefern.

Bis zu den Jahren 2020 und 2030 steigt die Anzahl der Stunden mit einer niedriger oder negativen Residuallast stark an. Im Jahr 2020 liegen bereits knapp 1.000 Stunden unter der heute notwendigen Schwelle von etwa 20 GW zu Sicherstellung notwendigen Regelleistung und Systemdienstleistungen, ab dieser sich heute negative Strompreise einstellen. In etwa 60 Stunden ist die Residuallast negativ.

In 2030 liegt die Residuallast zu einem Drittel des Jahres (3.000 Stunden) unter 20 GW und ist etwa 750 Stunden lang negativ.

Abbildung 7: Residuallast und Fernwärmenachfrage 2010, 2020, 2030 (jeder Punkt stellt eine Stunde im Jahr dar)



Quelle: Prognos 2011

Unter Berücksichtigung von Stromnetzengpässen sowie regionaler Disparitäten von Erzeugung und Abnahme treten Situationen, in denen der gesamte erneuerbar erzeugte Strom regional nicht

mehr genutzt werden kann, bereits häufiger und früher auf, als in der hier für Gesamt-deutschland gezeigten Betrachtung. Dies gilt insbesondere in Starkwindphasen für Nord- und Ostdeutschland sowie in sonnigen Stunden für ländliche, süddeutsche Räume. Dies bedeutet: je mehr der Netzausbau der Planung hinterher läuft, desto bedeutsamer wäre der Ausbau von Wärmespeichern in Regionen mit solchen starken Disparitäten.

4 Abschätzung der Größe des Lastmanagementpotenzials von Wärmespeichern

Zur Abschätzung des Lastmanagementpotenzials für die drei im Kapitel 3 skizzierten Anwendungsfälle der Wärmespeicher KWK-Anlagen der Fernwärmewärmeversorgung werden nur Anlagen mit einer thermischen Leistung von im Jahresmittel mindestens 10 MW betrachtet. Dies bedeutet nicht, dass Wärmespeicher nicht auch in kleineren Objektnetzen für eine weitere Flexibilisierung sorgen könnten⁴, jedoch konzentriert sich die vorliegende Studie bewusst auf die größeren und zunächst einfacher zu erschließenden Potenziale in Anlagen, die bereits heute gegen den Strommarkt fahren.

Gemäß dieser Abgrenzung kommen in Deutschland etwa 150 KWK-Anlagen mit einer KWK-Nettostromproduktion von insgesamt 40 TWh für die Nutzung von Wärmespeichern zur Erhöhung der elektrischen Flexibilität in Frage (Prognos/BEA 2011). An einigen Standorten speisen mehrere Kraftwerksblöcke in ein Fernwärmesystem ein. Da ein Speicher so von mehreren Anlagen genutzt werden kann, werden insgesamt weniger als 150 Speicher benötigt.

Industrielle KWK-Anlagen wurden aufgrund des in der Regel höheren notwendigen Temperaturniveaus des auszukoppelnden Dampfes und der damit höheren Kosten für die Speicher im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet. Gleichwohl gelten die meisten der hier abgeleiteten Ergebnisse in gleicher Weise auch für industrielle KWK-Netze.

Wenn zusätzlich zu den hier betrachteten größeren Kraftwerken kleinere und industrielle Anlagen mit Wärmespeichern ausgerüstet und entsprechend eingesetzt werden, erhöht dies das berechnete Lastmanagementpotenzial zusätzlich.

Bestehende Wärmespeicher in Fernwärmenetzen und aktuelle Projektplanungen zu Speichern haben eine installierte thermische Leistung von 10 bis 40 % der Spitzenlast der jeweiligen Fernwärmesysteme. Die Auslegung der Speicherleistung ist im wesentlichen eine Optimierung von sinkenden spezifischen Speicherkosten und sinkenden Nutzungszeiten bei steigender Speicherleistung.

⁴ Insbesondere können größere Wärmespeicher bei Anlagen in Areal- bzw. Objektversorgung auch für eine verbesserte Deckung des Stromeigenbedarfs genutzt werden und so den Stromzusatzbezug bzw. die Stromeinspeisung nach KWK-G minimieren.

Da die im Kapitel 3 dargestellten Situationen, in denen Speicher zu Einsatz kommen, zukünftig steigen werden, gehen wir für neue Speicherprojekte von einer Auslegungsbandbreite von 30 bis 50 % der Spitzenleistung aus.

Das **Lastmanagementpotenzial für den Fall A**, der Erhöhung der Stromproduktion der KWK-Anlagen durch die eine Verminderung der Wärmeauskopplung ergibt sich aus der vermiedenen Wärmeauskopplung und der Stromverlustkennziffer. Zusätzlich ist zu beachten, dass nur KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen geeignet sind. Bei Anlagen mit Gegendruckturbinen ist eine Betriebsweise ohne gleichzeitige Wärmeauskopplung nicht möglich. Entsprechend dem AGFW Hauptbericht 2009 (AGFW 2009) werden etwa 55 % der Fernwärmemenge, der hier betrachteten Anlagen, von Heizkraftwerken mit Entnahmekondensationsturbinen bereitgestellt. Bei einer mittleren Stromverlustkennzahl von 15 % ergibt sich pro installierter

Wärmespeicherleistung von 1.000 MW, eine durchschnittlich mögliche Erhöhung der Stromproduktion der KWK-Anlagen von $1.000 \text{ MW} \times 55 \% \times 15 \% = 82 \text{ MW}$.

Im **Fall B** werden KWK-Anlagen trotz bestehender Wärmenachfrage abgeschaltet. Das Lastmanagementpotenzial kann über die mittlere Stromkennzahl der KWK-Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung gut abgeschätzt werden. Gemäß dem Hauptbericht 2009 (AGFW 2009) beträgt diese 0,57. D.h., pro 1.000 MW installierter Wärmespeicherleistung kann im Mittel über alle KWK-Anlagen die Stromerzeugung um etwa 570 MW gesenkt werden.

Das **Lastmanagementpotenzial im Fall C** ergibt sich aus dem Lastmanagementpotenzial des Fall B und der zusätzlichen Nutzung der elektrischen Zusatzheizungen in Höhe der installierten thermischen Leistung der Wärmespeicher. Dies setzt voraus, dass der Speicher nicht zu 100 % aufgeladen ist. Aufgrund der heute schon guten und in Zukunft voraussichtlich noch besseren Prognosen der erneuerbaren Einspeisung bzw. der Strompreise ist es möglich, den Speicherstand vor solchen Phasen zu senken. Sofern der Speicher zu 100 % gefüllt ist, kann nur die aktuelle Wärmenachfrage des Netzes mit überschüssigem Strom bereitgestellt werden.

Die folgenden Tabelle zeigt das Lastmanagementpotenzial für die drei Einsatzfälle der Wärmespeicher in Abhängigkeit der installierten Leistung der Wärmespeicher sowie der Last im Fernwärmenetz.

Tabelle 1: Lastmanagementpotenzial durch die Nutzung von Wärmespeichern in Verbindung mit KWK-Anlagen

Fall	A	B	C
	Erhöhung der Stromproduktion der KWK-Anlagen	Senkung der Stromproduktion der KWK-Anlagen	Senkung der Stromproduktion der KWK-Anlagen und Nutzung der elektrischen Zusatzheizung
	Lastmanagementpotenzial im Moment einer Wärmenachfrage von 50 % der Last im Fernwärmesystem		
Auslegung der Wärmespeicher	Leistung in MW _{el}		
30 % der Spitzenlast 7.000 MW _{th}	575	4.000	11.000
40 % der Spitzenlast 9.300 MW _{th}	760	5.300	14.600
50 % der Spitzenlast 11.700 MW _{th}	960	6.670	18.370

Quelle: Prognos 2011

Bei einer Ausstattung aller KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung mit einer durchschnittlichen Fernwärmeabgabe von 10 MW_{th} mit Wärmespeichern ergeben sich in positives Lastmanagementpotenzial von bis zu 960 MW. Diese elektrische Leistung steht dem Kraftwerkspark zusätzlich zur Verfügung und ersetzt damit in den Stunden der höchsten Stromnachfrage den Neubau von drei großen GuD-Blöcken.

In den Winter- und Übergangsmonaten kann bei einem bestehenden Fernwärmebedarf von mindestens 30 % der Spitzenlast der Wärmenachfrage die Stromeinspeisung der KWK-Anlagen um 4.000 MW gesenkt werden. Sofern die Wärmespeicher auf 40 bzw. 50 % der Spitzenlast ausgelegt werden, kann die Stromproduktion der Anlagen bei einer gleichzeitig auch höheren Wärmenachfrage um 5.300 bzw. 6.670 MW verringert werden.

Die flächendeckende Installation von elektrischen Zusatzheizungen mit der gleichen Leistung wie die Wärmespeicher erlaubt zusätzlich die Integration von 7.000 bis 11.700 MW an erneuerbar erzeugtem Strom. Zusammen mit der Abschaltung der KWK-Anlagen ergibt sich für den Fall C ein maximales Lastmanagementpotenzial von 11.000 bis 18.370 MW.

Perspektivisch gesehen wird das Lastmanagementpotenzial bei gleicher installierten Speicherleistung in Zukunft noch höher liegen, da neue KWK-Kraftwerke der öffentlichen Versorgung sehr wahrscheinlich nur noch als Entnahmekondensationsanlagen errichtet werden und die Stromverlustkennziffer der neuen

Anlagen durch eine bessere Ausnutzung der Dampfes im Niederdruckbereich der Turbine leicht höher liegen wird.

Die **Gesamtinvestitionskosten** für den flächendeckenden Einsatz von Wärmespeichern im Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung können wie folgt abgeschätzt werden:

Bei einer mittleren Reichweite der Speicher von 10 Stunden ergibt sich ein Speicherbedarf von 70 bis 110 GWh, in Abhängigkeit der installierten Leistung der Speicher.

In drucklosen Speichern können pro m³ Speichervolumen etwa 45 kWh nutzbare Wärme gespeichert werden, in Druckspeichern aufgrund der höheren Temperatur etwa 70 kWh.

Damit wird bei einem angenommenen Mischungsverhältnis von 80 % drucklosen und 20 % Druckspeichern ein Speichervolumen von insgesamt 1,4 bis 2,2 Millionen m³ benötigt⁵.

Die Kosten für einzelne Wärmespeicher hängen stark vom Speichertyp und -volumen sowie den Gegebenheiten vor Ort ab: insbesondere vom Aufwand, die Speicher in das bestehende System einzubinden, eventuell anfallende Kosten für die Baufeldräumung sowie im innerstädtischen Bereich von evtl. höheren Kosten zum Bau von ästhetisch höherwertigen Bauwerken.

Bei einer mittleren Kostenannahme von 1.000 Euro pro m³ ergibt sich unter den ansonsten getroffenen Annahmen und Größenordnungen eine **Gesamtinvestitionssumme** von etwa 1,4 bis 2,2 Milliarden Euro.

⁵ Diese Volumen entspricht einen Würfel mit einer Kantenlänge von 114 bzw. 132 Metern.

5 Vergleich von verschiedenen Optionen zur Integrationen der erneuerbaren Energien

Für die Integration der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung gibt es verschiedene alternative Möglichkeiten, die bereits in unterschiedlichen Studien in unterschiedlicher Tiefe diskutiert werden:

- Die **Speicherung von Strom** (oder von konvertierbaren Sekundärenergieträgern) verfolgt den Ansatz, das Stromangebot trotz fluktuierender Stromeinspeiser an die Stromnachfrage anzupassen. In Zeiten mit niedrigen Strompreisen wird überschüssiger Strom gespeichert und zu Zeiten mit Stromknappheit wieder in das Netz eingespeist.
- **Lastmanagementsysteme** verfolgen den Ansatz, die Stromnachfrage an das tatsächlich verfügbare, fluktuierende Stromangebot anzupassen. Soweit möglich, werden Lasten (Stromverbraucher) je nach Stromangebot zu- oder abgeschaltet.
- Der **Netzausbau** vergrößert den Bilanzraum, innerhalb dessen Stromangebot und - Lasten verschoben werden können. Er führt im Idealfall zu einer Abschwächung der Stromangebotsschwankungen durch eine Vergrößerung der Anzahl der Erzeuger und Abnehmer.
- Durch die hier untersuchte Nutzung von **Speicherung von Wärme** können KWK-Kraftwerke durch die höhere Flexibilität in einem höherem Maße **Erzeugungsmangement** bzw. bei einer Nutzung einer elektrischen Zusatzheizung auch **Lastmanagement** betreiben.

Die wesentlichen Technologien zur Integration des fluktuierenden Stromangebots aus Erneuerbaren Energien werden in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Die Informationen und Einschätzungen hierzu stammen aus der Auswertung aktueller Studien.

Die skizzierten Optionen befinden sich in unterschiedlichen **technischen Entwicklungsstadien**. Die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken, KWK-Anlagen mit Wärmespeichern sowie von Lastmanagement in der Industrie und der Ausbau der Übertragungsnetze ist seit vielen Jahren erprobt und gängige Praxis. Bis zur Marktreife und möglichen großtechnischen Nutzung von Druckluftspeichern, Power-to-Gas oder auch von Lastmanagement für Kleinverbraucher sind noch mindestens 5 bis 10 Jahre Entwicklung und Erprobung notwendig.

Neben der prinzipiellen **Verfügbarkeit der Technologien** ist für die Nutzung dieser zur Integration der schnell wachsenden erneuerbaren Einspeisung auch die Umsetzungszeit von einzelnen Projekten wichtig. Mit dem Bau von Pumpspeicher-kraftwerken und dem Ausbau der Übertragungsnetze dauert die Umsetzung der heute technisch verfügbaren Optionen mit zehn Jahren meist sehr lange. Die Planung und Errichtung von Wärmespeichern dürfte hingegen in zwei bis drei Jahren möglich sein.

Das **Last- bzw. Erzeugungsmanagementpotenzial** von KWK-Anlagen mit Wärmespeichern beträgt bis zu 1 GW an möglicher Leistungserhöhung. Bei einer hohen erneuerbaren Einspeisung kann die Erzeugung der KWK-Anlagen durch die Nutzung von Wärmespeichern um bis zu 6,7 GW bzw. unter Verwendung von elektrischen Zusatzheizungen um bis zu 18 GW gesenkt werden.

Die mögliche zusätzliche Pumpspeicherleistung in Deutschland beträgt bis zum Jahr 2020 in etwa 3 GW und wird von den drei in Planung befindlichen Vorhaben bestimmt. Auch langfristig ist aufgrund des hohen Flächenverbrauchs nicht mit einer signifikanten Zunahme von Pumpspeicherkraftwerken zu rechnen.

Durch Lastmanagement in der Industrie und bei Kleinverbrauchern könnten bis zum Jahr 2020 gegenüber heute noch 2 bzw. 3 GW an flexiblen Lasten aktiviert werden.

Bei einer zukünftig ausreichenden Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen könnten diese auch einen erfolgversprechenden Anteil zum Lastmanagement beitragen. Pro einer Millionen am Netz befindlichen Fahrzeuge besteht in etwa ein Potenzial von 3 GW.

Die Potenziale von Druckluftspeichern und von Power-to-Gas Anwendungen sind aufgrund der hohen Energiedichte bzw. der großen Anzahl potenziell zur Verfügung stehenden Gaskarvernen grundsätzlich sehr groß (vermutlich um mindestens eine Größenordnung höher), aber im Rahmen der Kurzstudie nicht genauer quantifizierbar.

Die **Investitionskosten** pro verlagerbarer elektrischer Leistung liegen, zumindest für die Senkung der Stromproduktion bzw. Erhöhung der Stromnachfrage bei Wärmespeichern mit 140 bis 350 €/kW niedriger als bei allen anderen quantifizierten Optionen. Beim Lastmanagements im Bereich der Endverbraucher (eher bei Großverbrauchern) kann es durchaus noch Möglichkeiten mit ebenfalls geringen Investitionskosten geben, allerdings fallen dort sehr oft hohe Transaktionskosten für die in Anspruchnahme der Flexibilität an.

Die Kosten für Druckluftspeicher liegen bei 600 bis 1.000 €/kW, neue Pumpspeicherkraftwerke kosten etwa 1.000 bis 1.200 €/kW.

Für die Erzeugung, Speicherung und Rückstromung von Wasserstoff oder Methan werden aktuell die höchsten spezifischen Investitionskosten von 1.500 bis 3.000 €/kW erwartet.

Für Wärmespeicher kann grundsätzlich von einer guten **Akzeptanz bei der Bevölkerung** ausgegangen werden, da sie vergleichsweise kompakt an bestehenden Kraftwerksstandorten errichtet werden können und von ihnen keine größere Gefahr ausgeht.

Auch die Speicherung von Druckluft oder Wasserstoff zeichnet sich durch eine kompakte Bauweise der Anlagen aus. Jedoch ist das mit der Speicherung von Luft und insbesondere von Wasserstoff in alten Salzkavernen verbundene Risiko bislang wenig bekannt, weshalb hier zunächst mit Vorbehalten in der Bevölkerung zu rechnen ist.

Für die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken und den Ausbau der Übertragungsnetze ist aufgrund des großen Flächenbedarfs und des sichtbaren Natureingriffes die Akzeptanz bei der Bevölkerung eher gering.

Tabelle 2: Optionen zur Integration von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien

Technologie	Wärmespeicher (in Verbindung mit KWK)	Druckluft- speicher	Pumpspeicher- kraftwerk	Wasserstoff / Methan	Batterien, Elektroautos	Lastmanagement (Industrie)	Lastmanagement (PHH, GHD)	Netzausbau (380 kV)
technischer Entwicklungsstand	verfügbar	überwiegend in Entwicklung ⁶	verfügbar	überwiegend in Entwicklung	überwiegend in Entwicklung	verfügbar	Pilotphase	verfügbar
erwartete Marktreife	heute	2010 bis 2020	heute	2020 bis 2030	2015-2020	heute	2020	heute
Realisierungsdauer	2 bis 3 Jahre	3 bis 5 Jahre	10 Jahre	3 bis 5 Jahre	1 Jahr	1 bis 10 Jahre	1 Jahr	8-10 Jahre
Anwendungspotenzial	0,6 bis 1,0 GW _{el} (positiv) > 700 Kavernen ⁸ 4 bis 18 GW _{el} (negativ) ⁷		2,7 GW _{el} (geplant)	unbegrenzt	3 GW _{el} ⁹	2 GW _{el}	3 GW _{el}	-
typische Leistung (MW _{el})	20 bis 200	10 bis 1.000	100 bis 1.000	100 bis 1.000	3 kW	1 bis 1.000	0,5 kW bis 1 MW	-
Reichweite (in Stunden)	4 bis 24	8 bis 16	4 bis 8	Saisonal	1 bis 8	2 bis 8	1 bis 24	-
Wirkungsgrad (Strom zu Strom)	95% (Wärme zu Wärme)	Diabat: 50% Adiabat : 70%	70% bis 80%	30% bis 40%	75% bis 95%	-	-	-
Systemdienstleistungen								
Regelleistung	ja	ja	ja	ja	ja	ja	nein	-
Blindleistungsbereitstellung	ja	ja	ja	ja	nein	nein	nein	-
Kaltstartfähigkeit	ja	ja	ja	ja	nein	nein	nein	-
Investitionskosten (EUR/kW _{el})	2.400 (positiv) 140 - 350 (negativ)	600 bis 1.000	1.000 bis 1.200	1.500 bis 3.000	1.000 bis 2.000	prozessabhängig	prozessabhängig	1.700 EUR/m
Lebensdauer	40 Jahre	40 Jahre	>100 Jahre	30 Jahre	3.000 Zyklen	-	-	50 Jahre
Akzeptanz	gut	mittel	gering	mittel	gut	mittel	mittel	gering

Quellen: FFE 2011, VDE 2009c, dena 2010a, dena 2005, ecofys prognos 2011, KfW 2011, FhG IWES 2010, DLR 2010, Alstom et al 2007, LNUSH 2007

⁶ Diabat: Markteinführung, Adiabat: in Entwicklung

⁷ Positiv: Erhöhung der Stromproduktion der KWK-Anlagen, negativ: Senkung der Stromproduktion der KWK-Anlagen bzw. Nutzung der elektrischen Zusatzheizung

⁸ Allein in Schleswig Holstein wurden über 700 für Druckluftspeicher geeignete Kavernen ermittelt. Weitere Kavernen sind in anderen Bundesländern vorhanden.

⁹ Bei einer Million gleichzeitig am Netz befindlicher E-PKW mit einer Anschlussleistung von je 3 kW

6 Literaturverzeichnis

AGFW (2010): *AGFW – Hauptbericht 2009*. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Frankfurt am Main.

BMU (2011): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland; Leitszenario 2010*. Dr. Joachim Nitsch, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart und Dr. Bernd Wenzel, Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE), Teltow. Für das BMU, Berlin

EEX (2011): <http://www.transparency.eex.com/de/>

FFE 2011

VDE 2009c

dena 2010a

dena 2005

ecofys prognos 2011

KfW 2011

FhG IWES 2010

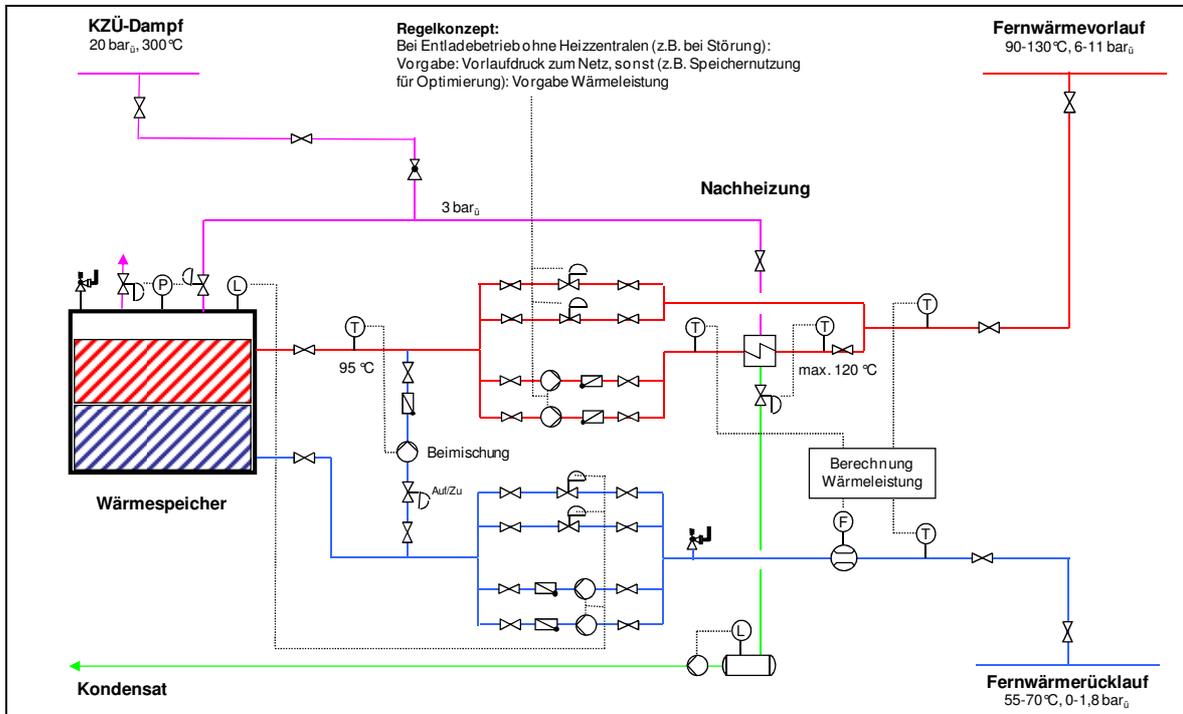
DLR 2010

Alstom et al 2007

LNUSH 2007

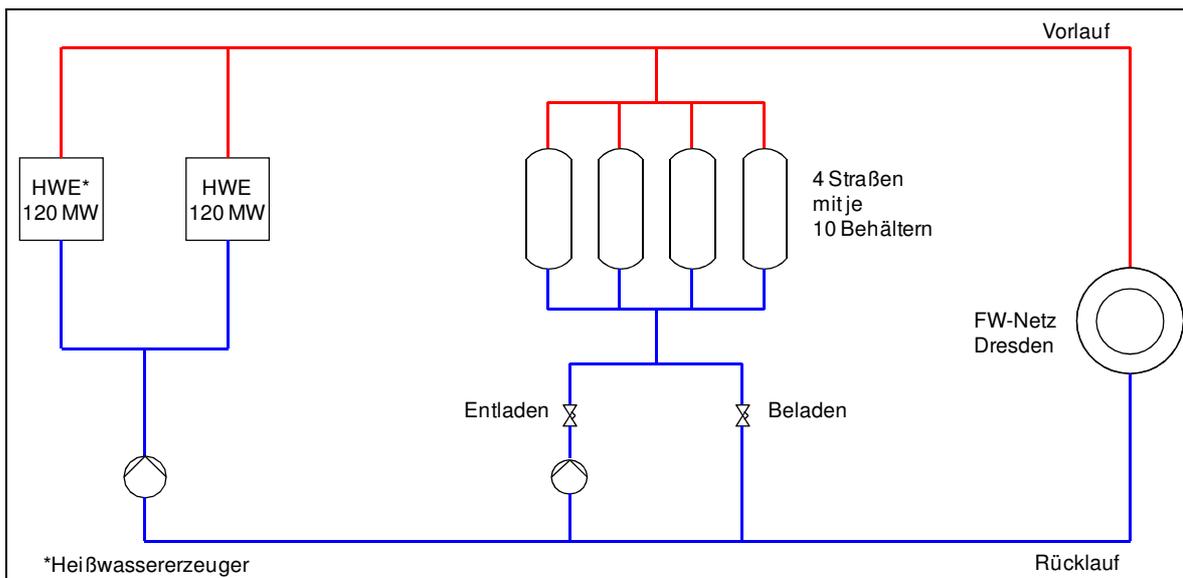
7 Anhang

Abbildung 8: Einbindung eines drucklosen Wärmespeichers in ein Fernwärmesystem



Quelle: GKM AG 2011

Abbildung 9: Einbindung eines drucklosenbehafteten Wärmespeichers in ein Fernwärmesystem



Quelle: DREWAG