

Wärmespeicherkraftwerke – Ein Lösungsansatz für das Residuallastproblem im Stromsektor

Franz Trieb, Michael Geyer und Gerrit Koll

Der Ausbau variabler erneuerbarer Stromquellen wie der Windkraft und der Photovoltaik führt im Zuge der Energiewende zu dem Phänomen der ähnlich variablen Residuallast für thermische Kraftwerke, deren Auslastung und Wirtschaftlichkeit infolge stetig sinkt. Dabei besteht der Anspruch, auch die Residuallast langfristig mit erneuerbarer Energie zu decken. Gleichzeitig kann die sicher abrufbare Leistung konventioneller thermischer Kraftwerke nicht einfach aufgegeben werden. Im vorliegenden Beitrag wird ein neues Geschäftsmodell für thermische Kraftwerke zur Diskussion gestellt, das diesen gordischen Knoten möglicherweise lösen kann.

Die Problematik der Residuallast im Stromsektor

Durch den Ausbau der variablen regenerativen Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik in Deutschland sinkt seit einigen Jahren die Auslastung konventioneller Kraftwerke. Dies ist ein erwünschtes politisches Ziel, da hierdurch die Verbrennung fossiler Brennstoffe und der CO₂-Ausstoß reduziert werden. Allerdings vermindert sich damit auch die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke. Dies und der vorgeschlagene Kohleausstieg bis zum Jahr 2038 nimmt den Betreibern von Kohlekraftwerken und damit der Energiewende die Perspektive für einen wirtschaftlich sinnvollen Erhalt der jederzeit sicher abrufbaren Leistung, die mit diesen Kraftwerken verbunden ist. Wie diese sichere Leistung ersetzt und die Versorgungssicherheit in Deutschland weiterhin gewährleistet werden soll, ist noch offen [1].

Abb. 1 zeigt schematisch die veränderten Rahmenbedingungen, die im Zuge der Energiewende auf thermische Kraftwerke zukommen. Die früher klar definierten Kategorien Spitzenlast-, Mittellast und Grundlast mit entsprechend abgestimmten Kraftwerkstypen lösen sich zunehmend auf und werden durch zwei neue Kategorien ersetzt: variable erneuerbare Erzeugung und ähnlich variable Residuallast. Entsprechend ändert sich auch die Kostenstruktur der Stromerzeugung mit einem deutlichen Trend zu Kostensteigerungen, da besonders günstige, kontinuierlich arbeitende Grundlastkraftwerke langfristig nicht mehr den dynamischen Anforderungen der Residuallast genügen. Da die von thermischen Kraftwerken gewährleistete Versorgungssicherheit auch im Zuge der Energiewende erhalten bleiben und zudem aus überwiegend erneuerbarer Energie bereitgestellt



Gordischer Knoten der Energiewende - das Residuallastproblem

Bild: Adobe Stock

werden muss, sind dringend neue Geschäftsmodelle und entsprechende Anreize gefragt, die den neuen Anforderungen entsprechen.

Die Residuallast erzeugt folgende Randbedingungen für zukünftige thermische Kraftwerke [2]:

- abnehmende Auslastung;
- stärker fluktuierende Last;
- unterschiedlich lange Dunkelflauten;
- niedriges Preisniveau am deutschen Strommarkt.

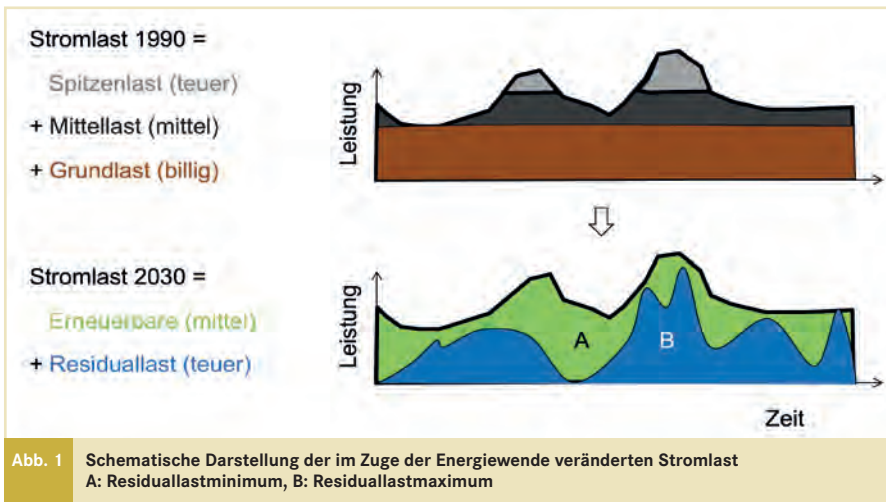
Gleichzeitig entstehen neue Anforderungen an solche „Residuallastkraftwerke“:

- jederzeit sichere Verfügbarkeit der installierten Leistung;
- hohe Flexibilität (Betrieb in Grundlast, Mittellast, Spitzenlast und Standby);

- Nutzung überwiegend erneuerbarer Primärenergie zur Stromerzeugung;
- Finanzierbarkeit unter Einbehaltung von Wettbewerbsmechanismen.

Für bestehende thermische Kraftwerke wird es deshalb zunehmend schwerer, die Rolle von „Residuallastkraftwerken“ zu erfüllen. Aus Abb. 1 können hilfreiche Grundsätze zur nachhaltigen Deckung der Residuallast abgeleitet werden:

- Um die Residuallast mit erneuerbarer Energie decken zu können, muss in den übrigen Zeiten Überschuss erzeugt werden, der zwischengespeichert und in die Residuallastlücken geliefert werden kann. Strom einfach im Zeitraum A bei hohem erneuerbaren Angebot zu entnehmen und im Zeitraum B abzugeben ist keine Lösung, denn das erzeugt eine neue Lücke im Zeitraum A,



die letztendlich mit fossilen Kraftwerken geschlossen werden muss.

■ Pumpspeicher, Batterien und Wärmespeicher sind bei näherem Hinschauen tatsächlich nur Pufferspeicher mit einigen Stunden Speicherkapazität, die nicht in der Lage sind, längere Dunkelflauten zu überbrücken oder längere Überschusszeiten vollständig abzuschöpfen.

■ Diese zeitliche Einschränkung legt nahe, Primärenergiequellen mit regelmäßigen, relativ kurzen Zyklen zur Speicherung zu verwenden. Die Sonnenenergie mit ihrem typischen Zweimal-Zwölf-Stunden-Tageszyklus ist für den Betrieb solcher Pufferspeicher gut geeignet.

■ Längere und unregelmäßig auftretende Dunkelflauten können letztendlich nur mit Hilfe von Brennstoffen sicher überbrückt werden, die beliebig lange vorgehalten und bei Bedarf gezielt zur Stromerzeugung eingesetzt werden können.

Flexible Wärmespeicherkraftwerke zur sicheren und erneuerbaren Deckung der Residuallast

Zur Deckung der Residuallast werden thermische Kraftwerke mit fünf Schlüsselkomponenten gemäß Abb. 2 vorgeschlagen [3]:

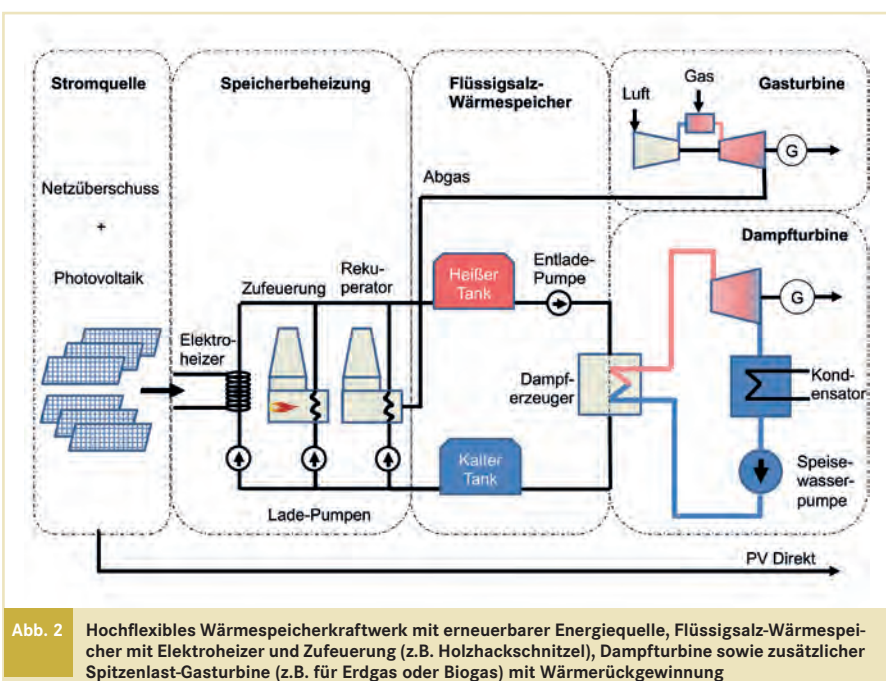


Abb. 2 Hochflexibles Wärmespeicherkraftwerk mit erneuerbarer Energiequelle, Flüssigsalz-Wärmespeicher mit Elektroheizer und Zufeuerung (z.B. Holzhackschnitzel), Dampfturbine sowie zusätzlicher Spitzenlast-Gasturbine (z.B. für Erdgas oder Biogas) mit Wärmerückgewinnung

- eine zyklische erneuerbare Stromquelle bestehend aus einer großen Photovoltaikanlage;
- eine Speicherbeheizung bestehend aus Elektroheizer, Zufeuerung und Rekuperator;
- ein Wärmespeicher bestehend aus Flüssigsalztanks mit Lade- und Entladepumpen;
- ein Dampfkraftwerk mit Dampferzeuger, Generator, Kondensator und Speisewasserpumpe;
- eine Spitzenlastgasturbine mit Wärmerückgewinnung in den Wärmespeicher.

Eine Dampfturbine mit Flüssigsalz-Wärmespeicher und der Möglichkeit der Zufeuerung mit Brennstoff sorgt auch während Dunkelflauten für jederzeit sichere Leistung. Der Wärmespeicher wird über einen Elektroheizer mit regelmäßigen erneuerbaren Energieüberschüssen aus einer gegenüber der Dampfturbine stark überdimensionierten Photovoltaikanlage und aus Netzüberschüssen beladen. Die maximale Temperatur des Flüssigsalzspeichers von 560°C stimmt dabei gut mit der Frischdampf Temperatur eines typischen Dampfkraftprozesses überein [4]. Alternativ zu den kommerziell verfügbaren Salzspeichern wird seit einigen Jahren auch an Feststoffspeicherkonzepten geforscht [5]. Lastspitzen oberhalb der Nennleistung der Dampfturbine können mit einer Gasturbine abgedeckt werden, deren Abwärme über einen Rekuperator im Wärmespeicher zurückgewonnen werden kann. Ein Teil des Photovoltaikstroms kann immer dann direkt an die Verbraucher durchgeleitet werden, wenn Angebot und Bedarf zeitlich übereinstimmen. Ein solches Kraftwerk kann verschiedene Betriebsmodi aufweisen, die zur Deckung zukünftiger, stark schwankender Residuallasten gebraucht werden:

- Strom einer großen PV-Anlage fließt vorrangig zu den Verbrauchern, während Überschüsse zusammen mit Überschüssen aus dem Netz über einen Elektroheizer in den Wärmespeicher geleitet werden. In diesem Fall geht die Dampfturbine außer Betrieb oder in Standby.
- Reicht der Solarstrom allein nicht zur Deckung der Last aus, wird die Dampfturbine zugeschaltet und zunächst aus dem Wärmespeicher heraus angetrieben.
- Reicht die Energie im Speicher nicht mehr zum Antrieb der Dampfturbine aus, wird der Wärmespeicher zusätzlich mit Brennstoff

Tab. 1: Mengengerüst des im Text beschriebenen Transformationspfads bis 2040

Modelljahr	2020	2030	2040
Leistung Erneuerbar (MW)			
Photovoltaik	48.500	107.500	135.000
Wind Onshore	56.500	70.000	75.000
Wind Offshore	8.400	12.500	14.000
Laufwasserkraft	5.700	5.640	5.640
Feste Biomasse, Holz, Müll	3.000	1.800	0
Energiepflanzen, Biogas	4.700	0	0
Geothermie	38	250	1.000
Import Speicherwasserkraft	0	250	1.000
Leistung Wärmespeicherkraftwerke (MW)			
WSK Photovoltaik	0	52.500	105.000
WSK Dampfturbinen	0	10.500	21.000
WSK Gasturbinen	0	24.500	49.000
WSK Speicherkapazität (GWh)	0	300	600
Leistung Fossil (MW)			
Gasturbinenkraftwerke	1.390	17.200	19.300
Steinkohlekraftwerke	22.000	14.500	0
GuD + BHKW	28.700	15.500	0
Sonstige	5.700	0	0
Kernkraftwerke	9.400	0	0
Braunkohlekraftwerke	21.200	7.000	0
Leistung Speicher und Netz (MW)			
Pumpspeicher Leistung	9.850	9.850	9.850
Pumpspeicher Kapazität (GWh)	45,8	45,8	45,8
Netztransferkapazität Import	27.000	27.000	27.000
Netztransferkapazität Export	23.000	27.000	27.000
Stromerzeugung Erneuerbar (TWh/a)			
Photovoltaik	47,9	105,0	139,0
Wind Onshore	105,6	146,0	162,0
Wind Offshore	24,7	40,3	47,6
Laufwasserkraft	21,5	22,3	22,3
Feste Biomasse, Holz, Müll	22,2	12,9	0,0
Energiepflanzen, Biogas	27,8	0,0	0,0
Geothermie	0,3	1,9	7,8
Import Speicherwasserkraft	0,0	1,2	5,2
Stromerzeugung Wärmespeicherkraftwerke (TWh/a)			
WSK Photovoltaik	0,0	53,0	105,0
WSK Photovoltaik Direkt	0,0	22,5	45,0
WSK Dampfturbinen Speicher	0,0	13,9	52,1
WSK Dampfturbinen Zufeuerung	0,0	37,2	50,8
WSK Gasturbinen	0,0	10,2	65,3
Stromerzeugung Fossil (TWh/a)			
Gasturbinenkraftwerke	0,0	0,1	0,1
Steinkohlekraftwerke	87,0	76,8	0,0
GuD + BHKW	90,8	63,6	0,0
Sonstige	18,0	0,0	0,0
Kernkraftwerke	69,9	0,0	0,0
Braunkohlekraftwerke	130,7	45,1	0,0
Stromerzeugung Speicher und Netz (TWh/a)			
Pumpspeicher	5,7	9,6	11,2
Netzimport	17,0	18,7	29,7
Netzexport	60,9	24,1	23,1
Bruttostromerzeugung (TWh/a)			
	646	619	605
Nettostromverbrauch (TWh/a)			
	551	551	551
Spitzenlast (GW)			
	83	83	83
Gesicherte Leistung / Spitzenlast			
	106 %	102 %	102 %

beheizt. Aufgrund der indirekten Anbindung wird kein hoher Anspruch an die Qualität des Brennstoffs und an die Flexibilität der Feuerung gestellt.

■ Reicht die volle Leistung der Dampfturbine für höhere Lastspitzen nicht aus, wird eine Gasturbine zugeschaltet und ihre Abwärme über den Rekuperator an den Wärmespeicher abgegeben.

Die volle Leistung des Kraftwerks (Gas- und Dampfturbine) kann jederzeit sicher und sehr flexibel garantiert werden, wobei infolge der Direktdurchleitung des Solarstroms und des Speicherbetriebs der Dampfturbine große Mengen an Brennstoff eingespart werden. Werden Holz für die Zufeuerung im Wärmespeicher und Biogas, Wasserstoff oder synthetisches erneuerbares Methan für die Gasturbinen als Zusatzbrennstoffe verwendet, arbeitet ein solches Kraftwerk weitgehend CO₂-neutral und verbraucht trotzdem nur relativ geringe Mengen Brennstoff (Tab. 1). Alternativ zur Zufeuerung mit Biomasse können die Kraftwerke mit Erdgas über Gasturbine und Rekuperator ähnlich wie ein GuD-Kraftwerk betrieben werden.

Die Rolle von Wärmespeicherkraftwerken in der zukünftigen Stromversorgung

Im Folgenden wird ein Ausbaupfad der deutschen Stromversorgung bis zum Jahr 2040 vorgestellt, in dessen Ablauf insgesamt 21 GW Dampfturbinen und 49 GW Gasturbinen sowie 105 GWp Photovoltaikleistung als Wärmespeicherkraftwerke mit insgesamt 70 GW Nennleistung realisiert werden (Tab. 1). Unter Einbeziehung aller übrigen erneuerbaren Energie- und Speichertechnologien wird damit im Jahr 2040 ein erneuerbarer Anteil von 90 % an der jährlichen Stromerzeugung erreicht. Der Pfad wurde mit dem Modellinstrument ELCALC berechnet [6]. Der verbleibende fossile Restanteil wird in Form von Erdgas in den Gasturbinen der Wärmespeicherkraftwerke zugeführt. Durch die hochflexiblen Wärmespeicherkraftwerke bleibt eine Nettoengpassleistung von 70 GW trotz Stilllegung oder Umbau der bisherigen fossilen Kraftwerke erhalten.

Die Pfadmodellierung (Abb. 3 oben) startet im Jahr 2020 mit etwa 40 % erneuerbarem

Anteil an der jährlichen Bruttostromerzeugung von 646 TWh/a und einer Spitzenlast von 83 GW. Das Referenzjahr 2020 ist charakterisiert durch eine bereits merklich schwankende Residuallast, die durch fossile thermische Kraftwerke gedeckt werden muss, durch erhebliche Stromexporte in die Nachbarländer und durch relativ wenige, unregelmäßige Lade-Entladezyklen der Pumpspeicherkraftwerke, da diese nur wenige und unregelmäßige Überschüsse zu verarbeiten haben. Dies

gilt unter der anfangs beschriebenen Annahme, dass die Pumpspeicher nur tatsächliche physikalische Stromüberschüsse verarbeiten.

Der Nettostromverbrauch von 551 TWh/a wurde aus Gründen der Vergleichbarkeit in allen Modelljahren unverändert beibehalten. Fossile thermische Kraftwerke werden im Lauf der Zeit sukzessiv durch erneuerbare Kraftwerke ersetzt. Bis zum Jahr 2030 wurde vorrangig Leistung aus Photovoltaik so-

wie onshore- und offshore-Windkraftwerken hinzugefügt. Außerdem wurden bis 2030 knapp 11 GW Wärmespeicherkraftwerke zu gebaut. Abb. 3 (Mitte) zeigt für 2030 deutlich die Rückkehr regelmäßiger Speicherzyklen für Pumpspeicherkraftwerke ebenso wie für Wärmespeicherkraftwerke, die dem starken Ausbau der Photovoltaik mit ihren typischen täglichen Produktionszyklen geschuldet ist. Exportüberschüsse verschwinden größtenteils, weil einige große, schwer regelbare Grundlastkraftwerke außer Betrieb gehen. Die bis dahin ausschließlich durch fossile Kraftwerke gedeckten Stromlücken werden zunehmend von Wärmespeicherkraftwerken via Photovoltaik-Direktstrom, Speicherbetrieb und Zufeuerung in Dampf- und Gasturbinen abgedeckt.

Bis 2040 wird eine konventionelle Kraftwerksleistung von 70 GW durch Wärmespeicherkraftwerke ersetzt, ohne Einbußen der heimischen Nettoengpassleistung hinnehmen zu müssen und ohne den deutschen Erdgasverbrauch zu erhöhen oder den Bedarf an Biomasse überstrapazieren zu müssen. Das Modell geht von einer Zufeuerung im Wärmespeicher mit Biomasse und dem Betrieb der Gasturbinen mit Erdgas aus. Die verschiedenen Betriebsweisen der Wärmespeicherkraftwerke sind in der modellierten Zeitreihe für das Jahr 2040 in Abb. 3 (unten) gut zu erkennen: in der Nacht vom 7.9. übernehmen die WSK eine kurze Stromlücke von nur wenigen Stunden. Vom 16. bis 18.9. herrscht dagegen eine längere Dunkelflaute, die durch Zufeuerung in die Wärmespeicher überbrückt wird, so dass die Dampfturbinen über längere Zeit in Grundlast laufen. Wird eine höhere Leistung nachgefragt, kommen die Gasturbinen und die Wärmerückgewinnung aus der Abhitze zum Einsatz.

An den meisten anderen Tagen arbeiten die Dampfturbinen im typischen Mittellastbetrieb abwechselnd mit direkt durchgeleitetem Photovoltaikstrom, wobei die Dampfturbinen entweder aus dem Wärmespeicher oder mit Zufeuerung betrieben werden. Es wird deutlich, dass die regelmäßigen Stromüberschüsse aus der Photovoltaik gut durch die Pufferspeicher (Wärme- und Pumpspeicher) verarbeitet und die verbleibenden Stromlücken der Residuallast zuverlässig durch die Wärmespeicherkraftwerke geschlossen werden können.

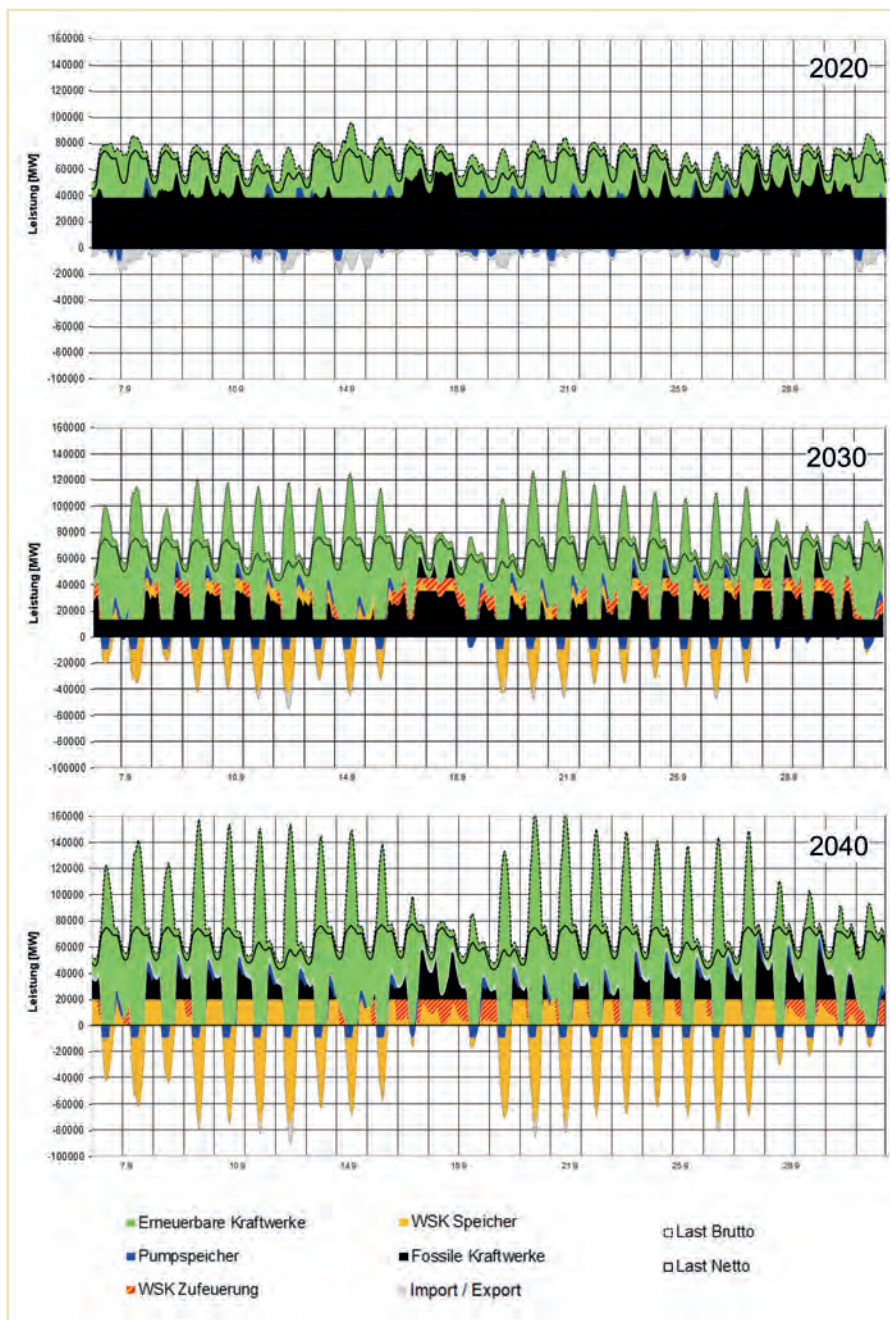


Abb. 3 Sechszwanzigtägiger Ausschnitt aus einer Modellzeitreihe der deutschen Stromversorgung für die Jahre 2020 (oben), 2030 (Mitte) und 2040 (unten) mit jeweils 40 %, 65 % und 90 % erneuerbaren Anteilen. Negative Werte zeigen die den Speichern zugeführten und die exportierten Energieströme

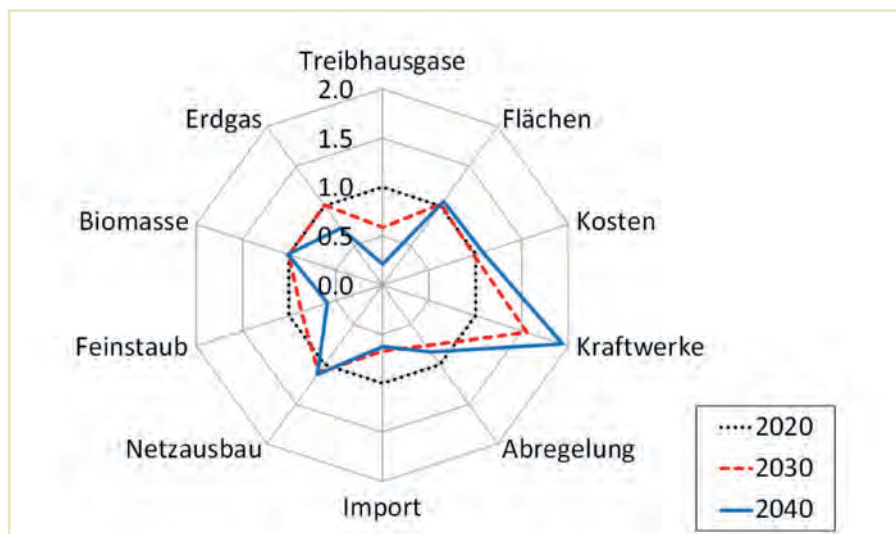


Abb. 4 Entwicklung ausgewählter Indikatoren für die Modelljahre 2020, 2030 und 2040 im oben beschriebenen Ausbaupfad mit Wärmespeicherkraftwerken. Das Bild zeigt Veränderungen relativ zum Referenzjahr 2020

Bis zum Jahr 2040 übernehmen Wärmespeicherkraftwerke in unserem Modell mit 70 GW installierter Leistung und 213 TWh Jahresproduktion etwa 35 % der deutschen Stromversorgung und garantieren jederzeit ausreichende Nettoengpassleistung zur Deckung der maximalen Residuallast. Die restlichen 55 % erneuerbarer Energie stammen aus dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energiequellen und den verfügbaren Pumpspeicherkraftwerken.

Abb. 4 und Tab. 2 zeigen die Entwicklung verschiedener Indikatoren der deutschen Stromversorgung im Verlauf des oben beschriebenen Ausbaupfads. Während die Treibhausgasemissionen bis 2040 von 307 auf 66 Mt/a zurückgehen, steigen die Systemkosten [7] von 61 auf 66 Mrd. €/a gegenüber 2020 an. Daraus ergeben sich CO₂-

Vermeidungskosten dieses Pfads von knapp 21 €/t. Der Verbrauch an Biomasse bleibt annähernd konstant, deren Nutzung wechselt allerdings von Grundlast- zu Residuallastkraftwerken. Trotz der großen installierten PV-Leistung nimmt der gesamte Flächenverbrauch kaum zu, da der Flächenverbrauch fossiler Brennstoffe eingespart und keine zusätzliche Biomasse verbraucht wird [8]. Der Erdgasverbrauch nimmt deutlich ab, Kohle verschwindet ganz. Ein starker Ausbau der Netztransferleistung in die Nachbarländer ist nicht erforderlich. Weiterhin bleibt die verfügbare Nettoengpassleistung stets oberhalb der jährlichen Spitzenlast.

Fazit

Die Deckung der zunehmend schwankenden Residuallast im Stromsektor mit erneuerba-

rer Energie bei uneingeschränkter Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist ein Problem der Energiewende, auf das es bisher keine zufriedenstellende Antwort gab. Der vorliegende Bericht stellt die These auf, dass Wärmespeicherkraftwerke diese Aufgabe ab sofort übernehmen können.

Die hier vorgestellten Wärmespeicherkraftwerke bestehen aus einer erneuerbaren Energiequelle mit Tages-Produktionszyklus (Photovoltaik) für die Speicherbeladung, einem Tagesspeicher (Flüssigsalz- Wärmespeicher mit Elektroheizer), einem thermischen Kraftwerk für die Speicherentladung (Dampfturbine), der Möglichkeit, erneuerbare Brennstoffe als Backup für die Speicherbeladung einzusetzen, und einer Gasturbine für die Deckung extremer Lastspitzen, deren Abwärme im Wärmespeicher zurückgewonnen werden kann.

Ein solches Kraftwerk ist extrem flexibel und kann sich an alle möglichen Lastfälle der zukünftigen Residuallastkurve ohne weiteres anpassen. Im Spitzenlastbetrieb wird der in den Gasturbinen eingesetzte Brennstoff infolge der Wärmerückgewinnung im Wärmespeicher annähernd mit dem Wirkungsgrad eines modernen GuD-Kraftwerks umgesetzt. Ein Großteil der mit Photovoltaik erzeugten Primärenergie wird direkt oder über den Wärmespeicher an die Verbraucher abgegeben, so dass relativ wenig Brennstoff (Erdgas oder Biomasse) zur zuverlässigen Deckung der verbleibenden Residuallast gebraucht wird. Auf diese Weise wird der Einsatz von knapper Biomasse für diesen Zweck überhaupt erst möglich und sinnvoll. Wärmetauscher für Zufeuerung und Abhitzenutzung im Salzkreislauf müssen noch entwickelt werden. Alternativ kann Zufeuerung und Abhitzenutzung mit konventionellen Kesseln im Dampfkreislauf erfolgen. Die übrigen Komponenten der Wärmespeicherkraftwerke entsprechen dem heutigen Stand der Technik.

Anmerkungen

[1] Vahlenkamp, T.; Ritzenhofen, I.; Pflugmann, F.; Stockhausen, F.: Energiewende am Scheideweg, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 69. Jg. (2019), Heft 9.

[2] Jessen-Thiesen, P.; Schönheit, D.; Hladik, D.; Dierstein C.; Zöbel, C.; Most, D.: Dauer und Häufigkeit

Tab. 2: Entwicklung ausgewählter Indikatoren für die Modelljahre 2020, 2030 und 2040 im oben beschriebenen Ausbaupfad mit Wärmespeicherkraftwerken. Systemkosten beinhalten jährliche Kapital-, Betriebs- und Personalkosten für Stromerzeugung, Speicherung und Verteilung

Indikatoren	2020	2030	2040
Treibhausgase (Mio.t/a)	307	180	66
Flächen (km ²)	25.433	26.188	26.910
Systemkosten (Mrd.€/a)	61,1	59,1	66,1
Kraftwerksleistung (GW)	225	349	436
Abregelung (TWh/a)	6,00	2,44	5,09
Import (%)	43,7%	29,2%	27,3%
Netzausbau (TW x km)	75,4	83,4	84,9
Feinstaub (t/a)	15.123	13.125	9.006
Strom aus Biomasse (TWh/a)	50,1	50,4	50,8

von Dunkelflauten in Deutschland, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 69. Jg. (2019), Heft 1/2.

[3] Trieb, F.; Thess, A.: Wege zur regenerativen Stromversorgung IV – Kraftwerke der Zukunft, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68. Jg. (2018), Heft 12; Trieb, F.; Thess, A., Storage plants – a solution to the residual load challenge of the power sector? Journal of Energy Storage 31 (2020), <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101626>.

[4] Fritsch, A; Frantz, C; Uhlig, R.: Techno-economic analysis of solar thermal power plants using liquid sodium as heat transfer fluid, Solar Energy 177 (2019), 155–162.

[5] Bundesverband Energiespeicher: Thermische Energiespeicher zur Flexibilisierung von GuD-KWK-Kraftwerken (2016). [https://www.bves.de/wp-content/uploads/2017/04/Feststoffspeicher-Netzstabilisie-](https://www.bves.de/wp-content/uploads/2017/04/Feststoffspeicher-Netzstabilisierung_final.pdf)

rung_final.pdf sowie <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oeokstrom/energiespeicher/hochtemperatur-waermespeicher.html> (2019).

[6] Details zu dem beschriebenen Ausbaupfad und zur Multi-Indikatoren-Bewertung mit dem Modellinstrument ELCALC sowie eine Dokumentation der wichtigsten Modellfunktionen und Annahmen wurden auf der Website www.dlr.de/tt/elcalc hinterlegt. Parameter für das Referenzjahr 2020 wurden soweit möglich mit Daten für 2018 abgeglichen und entsprechend extrapoliert, siehe Icha, P.: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2018, Umweltbundesamt Climate Change 10/2019 sowie Daten zur Bruttostromerzeugung 2016-2018 des Statistischen Bundesamtes, Stand Dezember 2019.

[7] Systemkosten beinhalten Kapitalkosten, Betriebskosten und Brennstoffkosten der in Tab. 1 genannten Kraftwerke, Energiespeicher und Netzinfrastrukturen.

[8] Die Berechnung der Flächenbeanspruchung erfolgte auf der Basis einer Lebenszyklusanalyse von Fthenakis, V.; Hyung, C.K.; Land use and electricity generation: A life-cycle analysis, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issues 6–7, August–September 2009, Pages 1465-1474. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032108001354>

*F. Trieb, M. Geyer und G. Koll, Arbeitsgruppe Wärmespeicherkraftwerke, DLR-Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart
Franz.Trieb@dlr.de*

VDE
VERLAG

Technik. Wissen.
Weiterwissen.

NEU

Neue Themen • Mehr Fach- + Praxiswissen
Flüssiggas und BioLPG in der Energiewende
• Grundlagen und Perspektiven
• Design- und experimentelles Fließrohr
• Vorteile der Anlagengestaltung



2020
478 Seiten
59,- € (Buch/E-Book)
82,60 € (Kombi)

Mit Technikkwissen Energie sicher nutzen:
Flüssiggas und BioLPG in der Energiewende

- ▶ Darstellung des aktuellen Erkenntnisstandes zu Flüssiggas
- ▶ Vorstellung möglicher Einsatzbereiche unter Beachtung der Aspekte Energiewende und Luftreinhaltung
- ▶ Berücksichtigung rechtlicher und politischer Rahmenbedingungen
- ▶ Aufzeigen von Handlungsempfehlungen für die verstärkte Nutzung
- ▶ Beschreibung der Umwelt- und Klimavorteile

Preisänderungen und Irrtümer vorbehalten. Sowohl das E-Book als auch das Kombiangebot (Buch + E-Book) sind ausschließlich auf www.vde-verlag.de erhältlich.

Bestellen Sie jetzt: (030) 34 80 01-222 oder www.vde-verlag.de



Werb.-Nr. 201050