



FLEXI-TES

Kraftwerksflexibilisierung
durch Thermische
Energiespeicher

Öffentlicher Schlussbericht



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.
Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Förderkennzeichen	03ET7055A, -B, -C, -D, -E, -F, -G
Projektlaufzeit	01.01.2017 – 30.06.2020
Zuwendungsbescheid	13.12.2016
Änderungsbescheid	30.10.2019
Antragsteller	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) Energiewirtschaftliches Institut (EWI) an der Universität zu Köln gGmbH Lehrstuhl für Umweltverfahrens- und Anlagentechnik (LUAT), Universität Duisburg-Essen Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH (MHPSE) Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG STEAG Energy Services GmbH (STEAG) VGB PowerTech e.V. (VGB)
Assoziierte Partner	EnBW Energie Baden-Württemberg AG Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG)
Projektleitung	Dr.-Ing. Michael Krüger (DLR) Telefon: +49 711 6862 417 E-Mail: Michael.Krueger@dlr.de
Projektmitarbeiter	DLR: Volker Dreißigacker, Freerk Klasing, Philipp Knödler, Michael Krüger, Christian Odenthal, Stefan Zunft EnBW: Thomas Hofbauer EWI: Eren Cam, Max Gierkink, Dietmar Lindenberger (bis 31.12.2019), Alexander Polisadov (bis 31.08.2019) LEAG: Norbert Jentsch LUAT: Selman Muslubas, Gerd Oeljeklaus, Marcel Richter (bis 30.06.2019) MHPSE: Michaelis Agraniotis, Alexander Deierling Siemens: Vladimir Danov, Heiko Grootens, Thomas Loeper STEAG: Christoph Guder, Daniel Lehmann VGB: Sabine Polenz, Guido Schwabe
Unterauftragnehmer	Keine
Projektträger	Projektträger Jülich Energiesystem: Erneuerbare Energien/Kraftwerkstechnik Kraftwerkstechnik und CCS, Solarthermische Kraftwerke (ESE 5) Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Ansprechpartnerin: Dr. Nadine Kaltenborn

Inhaltsverzeichnis

I. Aufgabenstellung und Vorhabenablauf	4
I.1. Aufgabenstellung.....	4
I.2. Wissenschaftlicher und technischer Stand zu Vorhabensbeginn und Voraussetzungen der Vorhabensdurchführung	5
I.3. Vorhabenplanung und –ablauf	8
I.4. Zusammenarbeit	11
II. Durchführung des Vorhabens.....	12
II.1. Arbeitspakete und erreichte Ziele.....	12
II.1.1. AP 1: Projektkoordination (DLR)	13
II.1.2. AP 2: Definition der technischen und ökonomischen Anforderungen und Zielgrößenbestimmungen (VGB, EWI).....	14
II.1.3. AP 3: Vorauswahl von Konzepten (Siemens).....	44
II.1.4. AP 4: Integration ausgewählter Leitkonzepte in das System Kraftwerk (LUAT)	72
II.1.5. AP 5: Wärmespeicher (DLR, Siemens)	106
II.1.6. AP 6: Untersuchung eines TES-Leitkonzepts am Beispiel Referenzkraftwerk (STEAG)	164
II.2. Bekanntgewordener Fortschritt außerhalb des Vorhabens	176
II.3. Erfolgte und geplante Veröffentlichungen.....	178
Literaturverzeichnis	180

I. Aufgabenstellung und Vorhabenablauf

I.1. Aufgabenstellung

Die netzkonforme Integration fluktuierender erneuerbarer Energie erfordert künftig erhebliche Flexibilitätssteigerungen beim Betrieb fossiler Kraftwerkstypen. Die Integration von thermischen Energiespeichern in den Kraftwerksprozess kann dabei erhebliche Verbesserungen schaffen, so etwa bei Laständerungsgeschwindigkeit, Teillastverhalten und der betrieblichen Verfügbarkeit. Auch bei Bestandsanlagen bestehen so gute Aussichten auf eine Ertüchtigung für flexiblere Fahrweisen, was relativ kurzfristig erreichbare Verbesserungen im Energiesystem verspricht.

Ziel des Vorhabens „FLEXI-TES“ war die wärmespeichergestützte Flexibilisierung von Kohlekraftwerken. Dabei sollten die Möglichkeiten der Integration thermischer Energiespeicher (TES) sowohl in Neu- als auch in Bestandsanlagen erarbeitet werden. Augenmerk lag hierbei zum einen auf der technischen Realisierbarkeit und zum anderen auf der Wirtschaftlichkeit der Integration eines solchen Konzeptes.

Im vorausgegangenen Forschungsprojekt Partnerdampfkraftwerk (P-DKW) wurden Potentiale zur Integration thermischer Energiespeicher identifiziert. Hierauf aufbauend und unter Berücksichtigung aktueller Speichertechnologien sollte im Forschungsvorhaben FLEXI-TES die aussichtsreichsten Speicheroptionen aus P-DKW sowie weitere identifiziert und detaillierter untersucht werden. Mit Hilfe dieser detaillierten Betrachtung sollten die Grundlagen geschaffen werden für eine Pre-Engineering Studie für ein auszuwählendes Kraftwerk, um in einem weiteren Schritt eine Demonstrationsanlage zu realisieren. In dem Forschungsvorhaben wurden verschiedene Speicherintegrationskonzepte und TES-Technologien auf Ihre Fähigkeit zur Flexibilisierung von Kohlekraftwerken und ihre Integrationsfähigkeit betrachtet. Darüber hinaus fand eine Bewertung favorisierter TES-Konzepte statt. Diese Bewertung bezog sich sowohl auf die Auswirkungen auf einzelne Teilsysteme (Turbine und Dampferzeuger) als auch auf das Gesamtsystem Kraftwerk und beinhaltete neben den thermodynamischen Simulationsmodellen auch Betriebskonzepte, wirtschaftliche Bewertungen, Auslegungsrechnungen und Materialuntersuchungen.

Zum Erreichen des Gesamtziels waren folgende wissenschaftliche und technische Ziele zu erfüllen:

- Erarbeitung von Zielgrößen und Spezifikationen für flexible Kohlekraftwerke der Zukunft
- Detaillierung der im Projekt Partner-Dampfkraftwerk identifizierten Speicherintegrationskonzepte
- Vergleich von alternativen Speicherkonzepten zur thermischen Energiespeicherung (TES).
- Bewertung der TES-Konzepte untereinander und Auswahl von Leitkonzepten
- Detaillierte Untersuchungen zu den Leitkonzepten durch Simulationen und Experimente im Technikumsmaßstab
- Ausarbeitung der Speicherintegration in das Kraftwerk als Konzeptentwurf unter Berücksichtigung der anderen Hauptkomponenten, Ausarbeitung von Betriebsstrategien und leittechnischen Integrationskonzepten
- Techno-ökonomische Optimierung
- Ausarbeitung von Planungsgrundlagen für ein nachfolgendes Demonstrationsprojekt

I.2. Wissenschaftlicher und technischer Stand zu Vorhabensbeginn und Voraussetzungen der Vorhabensdurchführung

Eine Schlüsselmaßnahme zur Flexibilisierung von Kohlekraftwerken, welche jedoch bisher nicht Bestandteil von konventionellen Kohlekraftwerken war, ist die effektive Integration von Wärmespeichern in den Kraftwerksprozess. In Abgrenzung zu laufenden Forschungsprojekten zur Flexibilisierung von Kohlekraftwerken, wie DYNSTART [1], wurde sich bei FLEXI-TES auf diese Maßnahme fokussiert, da sie sich in bisherigen Betrachtungen im Kraftwerksbereich als besonders effizient und effektiv zugleich erwiesen hat. Hier sind beispielsweise die Projekte FleGs [2] und TESIN [3] im Bereich erdgasbetriebener Kraftwerke mit Wärmeauskopplung zu nennen.

In der Vergangenheit realisierte Wärmespeichertechnologien in Kohlekraftwerken betreffen ausschließlich Insellösungen, wie dem Dampfspeicher im Kraftwerk Berlin-Charlottenburg [4], oder spezielle Versorgungsgegebenheiten, wie dem Hochdruckspeicher im Kraftwerk bei Wien [5]. Bereits damals wurde mit der Integration der Speicher das Ziel verfolgt, die Flexibilität der Kohlekraftwerke zu steigern. In der Literatur fanden sich Beispiele für direkte und indirekte Wärmeauskopplungen im Speisewasserbereich sowie Hochdruck- und Niederdruckspeicher im Dampfbereich von Kraftwerken. Es existierten jedoch auch Studien, die innovative Kraftwerkskonzepte mit Speicher vorschlugen. Die dort genannten konzeptionellen Lösungen betreffen Wärmespeicher als Trennung von Feuerung und Dampferzeugung [6] und ein IGCC-Kraftwerk mit indirekter Dampferzeugung über ein Wärmespeichersystem [6]. Abgesehen von Fernwärmespeicherprojekten in Mannheim [7], Berlin [8], Wien [9] und Hamburg [10] existierten jedoch neben dem Projekt Partner-Dampfkraftwerk zu Vorhabenbeginn keine öffentlich geförderten Projekte, die die Integration von Wärmespeichern in Kohlekraftwerken untersuchten.

Das im Jahr 2015 abgeschlossene und vom BMWi geförderte Verbundvorhaben „Partner-Dampfkraftwerk“ stellte den aktuellen Stand der Technik bezüglich Flexibilitätsmaßnahmen für Kohlekraftwerke zu Vorhabenbeginn dar. Die dort geleisteten Arbeiten unterstützten die netzkompatible Integration von Strom aus fluktuierend einspeisenden Energiequellen. Am Projekt beteiligt waren, unter der Projektleitung des VGB PowerTech, die hier berichtenden Partner. Das Projekt wurde vom Bundeswirtschaftsministerium innerhalb des Forschungsprogramms COORETEC gefördert. Die erzielten Ergebnisse sollten nach Abschluss des Vorhabens in vorhandenen und neuen Stein- und Braunkohlekraftwerken verwirklicht werden, um somit die Versorgungssicherheit der Stromerzeugung zu stabilisieren.

Um dieses übergeordnete Ziel zu erreichen, waren folgende technische Herausforderungen zu lösen:

- Verbesserung des An- und Abfahrverhaltens
- Verringerung der Mindestlast
- Bereitstellung von Regelleistung durch Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeit

Als eine Maßnahme zur Erfüllung dieser Ziele wurde im Teilarbeitspaket AP7 die Integration von Wärmespeichern betrachtet. Dabei wurden insgesamt 19 Konzepte durchdacht, mit ihren betrieblichen Eckdaten erfasst und deren technische Umsetzbarkeit im Projektkonsortium

systematisch bewertet. Die sieben vielversprechendsten Optionen sehen thermische Energiespeicher im Hochtemperatur-Dampfbereich sowie im Hochtemperatur-Rauchgasstrang vor. Nach zusätzlichen Untersuchungen zu unterschiedlichen Speicheroptionen und thermodynamischer Restriktionen wurden ein Leitkonzept und zwei Alternativkonzepte identifiziert. Die Konzepte für den Hochtemperatur-Rauchgasstrang konnten aufgrund der beschränkten Mittel in AP7 nicht bearbeitet werden und wurden damals nicht weiterverfolgt.

Die Bewertung der weiter betrachteten Konzepte erfolgte auf drei parallelen Ebenen: System, Speicherintegrationsort und Speichertechnologie. Auf der Ebene System wurde mit Hilfe einer Prozesssimulationssoftware der Einfluss des Speicherintegrationskonzeptes auf das Betriebsverhalten des Referenzkohlekraftwerkes Voerde abgeschätzt. Für die vergleichende Bewertung der entwickelten Speicherintegrationskonzepte auf den anderen beiden Ebenen wurde eine Methode in Anlehnung des Quality Function Deployment (QFD) gewählt. Im Ergebnis wurde eine Vorzugsvariante definiert, und zwar ein Konzept mit Wärmespeicher, der mit Wärme aus dem Frischdampfstrang beladen wird, und dessen Wärme zur Erzeugung von Zwischenüberhitzungsdampf genutzt wird. Des Weiteren wurden zwei Alternativkonzepte identifiziert, nämlich Alternativkonzept 1 mit Beladung durch KZÜ-Dampf mit Beladeaustritt in den Speisewasserbehälter und Entladung in die ND-Vorwärmung, sowie Alternativkonzept 2 mit Beladung durch HZÜ-Dampf mit Beladeaustritt in den Kondensator und Entladung zur HD-Vorwärmung.

Für die ausgewählten Integrationskonzepte wurden unterschiedliche Speichertechnologien nach thermodynamischen und technischen Gesichtspunkten ausgewählt und der dabei entstehende technische Aufwand abgeschätzt. Dazu wurden mit vereinfachenden Annahmen die benötigten Speichermassen für unterschiedliche Inventare berechnet und auf dieser Basis erste Kostenschätzungen ermittelt. Dabei standen Machbarkeitsfragen zur Integration im Vordergrund. Die Ergebnisse zeigten, dass mit kommerziellen Wärmespeichertechnologien effiziente und kostengünstige Aufbauten möglich sind. Flüssigsalz- und Feststoffspeichersysteme erwiesen sich dabei als vielversprechende Optionen, Hochtemperaturwärme aus dem Wasser-Dampfkreislauf aus- und effizient wieder einzukoppeln. Die Integration von Energiespeichern wies ein großes Potential zur Verbesserung der Betriebsflexibilität durch Verringerung der Mindestlast und Verbesserung der Anlagendynamik aus.

Offene Fragen zur Auslegung sowie Potentiale zur technoökonomische Optimierung lagen in der Weiterentwicklung des Speichersystems bestehend aus Wärmespeicher und Wärmeübertrager, bei der Nutzung alternativer Speichermaterialien, z.B. Natursteinen, bei der Kombination unterschiedlicher Speichertechnologien, wie Feststoff- mit Ruths-Speicher, sowie bei der weiteren Ausarbeitung der Integrationsfragen, so etwa die Berücksichtigung des Mehrfachnutzens des Speichersystems für unterschiedliche Systemaufgaben.

Bei Siemens wurden bereits Vorarbeiten im Bereich makroverkapselte Phasenwechselmaterialien (PCM) durchgeführt. Dabei wurden erste Potentialschätzungen basierend auf mögliche Anwendungsfälle untersucht. Die Ergebnisse aus dieser Potentialanalyse hat Siemens darin bestärkt, die ersten technischen Machbarkeitsstudien durchzuführen. Dabei wurden als erstes

verschiedene Makroverkapselungen untersucht. Als beste Technologieoption hat sich die Verkapselung in Stahlrohre erwiesen. Dabei wird das verwendete PCM z.B. eine $\text{NaNO}_3/\text{KNO}_3$ -Mischung bis zu einem bestimmten Füllgrad (abhängig vom PCM) in die Kapseln eingefüllt. Der Druckaufbau in den Kapseln während des Phasenwechsels wird durch den nicht vollständigen Füllgrad gelöst. Als nächstes stand an, die Kapseln in einem Reaktor zu untersuchen. Dabei solle die Wärmeübertragung und Strömungsverteilung unter realem Temperaturniveau im Mittelpunkt stehen. Hierfür wurde bereits seinerzeit eine Experimentalanlage mit einer Leistung von 10kW aufgebaut, welche mit bis zur 350 °C heißem Thermoöl betrieben werden kann. Somit können verschiedene Temperaturbereiche im Dampfkreis nachgebildet werden. Durch diese Anlage wurde der nächste Schritt zur Reduzierung der technologischen Risiken dieser Technologie gelegt. Des Weiteren sollten im Projekt „FLEXI-TES“ noch Erkenntnisse gewonnen werden, wie sich die PCM in einem beheizten Medium verhalten. Die Anlage wurde in Betrieb genommen und stand für das Vorhaben „FLEXI-TES“ bereit. Aus diesem Grund wurden die Investitionskosten der Anlage aus der Förderung ausgenommen. Lediglich die Materialkosten für Umbaumaßnahmen und Verkapselungen wurden angegeben.

In dem Vorhaben „FLEXI-TES“ sollten insbesondere die im Projekt „Partner-Dampfkraftwerk“ identifizierte Vorzugsvariante und die beiden Alternativkonzepte sowie die nicht bearbeiteten Konzepte im Hochtemperatur-Rauchgasstrang anhand konkreter Zielgrößen und Spezifikationen detailliert ausgearbeitet und untereinander vergleichend bewertet sowie die offen gebliebenen Fragen geklärt werden. Das parallel zu betrachtende Konzept mit in einen Ruths-Speicher eingebrachtem verkapseltem PCM soll ebenfalls weiter ausgearbeitet und den anderen Konzepten vergleichend gegenübergestellt werden.

1.3. Vorhabenplanung und –ablauf

Die Vorhabenbeschreibung sieht die in Tabelle 1 aufgelisteten Arbeitspakete und Verantwortlichkeiten vor.

Tabelle 1: Arbeitspakete (AP) - Gliederung und Verantwortlichkeiten

Einzelfragestellungen	Verantwortlich
AP 1: Projektkoordination	DLR
AP 2: Definition der technischen und ökonomischen Anforderungen und Zielgrößenbestimmungen	VGB
AP3: Vorauswahl von Konzepten	Siemens
AP4: Integration ausgewählter Leitkonzepte in das System Kraftwerk	LUAT
AP5: Wärmespeicher	DLR
AP6: Untersuchung eines TES-Leitkonzepts am Beispiel Referenzkraftwerk	STEAG

In Tabelle 2 und Tabelle 3 ist der Terminplan der Arbeiten ersichtlich. Besonders farblich gekennzeichnet ist die Verlängerung des Vorhabens um 6 Monate. Gründe hierfür sind Verzögerungen in AP4 aufgrund der im Oktober 2018 im Konsortium beschlossenen Fokussierung auf hochmoderne Kraftwerkskonzepte der 800 MW-Klasse. Wegen der engen Verzahnung der Arbeiten setzen sich diese Verzögerungen in parallelgelagerte AP fort.

Warum wurde sich für ein Kraftwerk der 800 MW-Klasse entschieden?

Zu Anfang des Projektes war der Kohleausstieg so nicht absehbar. Im Vorgängerprojekt „Partner-Dampfkraftwerk“ wurde das Kraftwerk Voerde bereits dynamisch abgebildet und daher sehr viel Vorarbeit geleistet, so dass in der Antragsphase entschieden wurde, dies als Grundlage für die Systemsimulationen (AP4) zu nehmen. Im Laufe des Projektes ergab es sich jedoch, dass die Arbeiten in den einzelnen AP sich auf unterschiedliche Referenzkraftwerke bezogen haben. In AP2 und AP6 wurde ein modernes KW der 800 MW-Klasse zu Grunde gelegt, da in AP2 Szenarien für die Zukunft angeschaut wurden, wobei eher von dem Weiterbetrieb modernerer Anlagen auszugehen ist, und in AP6 eine Installation einer Demonstration in einem jüngeren Kraftwerk, bei dem die Investition in Speicher länger abgeschrieben werden kann, präferiert wurde. In AP3, AP4 und AP5 ist von Anfang des Projektes an von einem KW der 1980er Jahre (KW Voerde) ausgegangen worden, da die Konzeptphase (AP3) und die Wärmespeicherauslegung (AP5) stark mit der Systemsimulation (AP4) gekoppelt war. Dies sollte vereinheitlicht werden.

Im Hinblick auf einen sehr wahrscheinlich bevorstehenden Kohleausstieg und auf die Tatsache, dass das KW Voerde am 31. März 2017 stillgelegt wurde, ist die Entscheidung auf den Umstieg auf ein modernes KW der 800 MW-Klasse beschlossen worden, da die Verwertung der Projektergebnisse im Konsortium für erfolgsversprechender gehalten wurden. Die Chance zum Umschwenken in AP4

wurde durch parallellaufende Arbeiten beim Projektpartner LUAT begünstigt, so dass mit wenig Mehraufwand durch AP4-interne Mittelverschiebung diese Vereinheitlichung im Projekt mit besseren Verwertungsaussichten möglich gemacht werden konnte.

Tabelle 2: Terminplan AP1-AP4

AP	Stand 09. April 2019	Partner	Input		1. Jahr				2. Jahr				3. Jahr				4. Jahr	
			Input	Output	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
1	Gesamtprojektleitung / Projektsteuerung	DLR																
2	Zielvorgaben und technoökonomische Bewertung	VGB	AP3, AP4, AP5	AP3, AP4, AP5														
2.1	Ermittlung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die ökonomische Bewertung (Szenarien-Definitionen)	VGB, ewi																
2.2	Erarbeiten der zukünftigen Kraftwerksanforderungen aus festgelegtem Szenario und Festlegung der technischen Zielgrößen	VGB, EnBW, Steag, Vattenfall, ewi, Siemens, MHPSE																
2.3	Modellverfeinerungen und Implementierung von TES-spezifischen Restriktionen	ewi																
2.3.1	Modellverfeinerungen zur Abbildung von hoher zeitlicher Auflösung, zeitlichen Interdependenzen und Opportunitätskalkül zwischen Märkten	ewi																
2.3.2	Modellimplementierung der technischen Restriktionen für jede zu untersuchende TES-Varianten	ewi																
2.4	Bewertung der Wirtschaftlichkeit und techno-ökonomische Zielgrößenbestimmung im iterativen Prozess	ewi, VGB, MHPSE, Siemens, EnBW, Steag, Vattenfall																
2.4.1	Ökonomische Bewertung des Referenzfalls (Kraftwerke ohne Speicherintegration)	ewi																
2.4.2	Ökonomische Bewertung der Vorentwürfe (AP 3.3)	ewi																
2.4.3	Ökonomische Bewertung alternativer Speicheroptionen (AP 3.4)	ewi																
2.4.4	Ökonomische Bewertung ausgewählter Leitkonzepte (AP 4)	ewi																
2.4.5	Ökonomische Bewertung spezifizierter Wärmespeicher (AP 5)	ewi																
2.4.6	Ökonomische Bewertung des finalen TES-Leitkonzepts (AP 6)	ewi																
	MS 1: Zukünftige energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen identifiziert																	
	MS 2: Festlegung der technischen Zielgrößen																	
	MS 3: Wirtschaftlichkeitsbewertung durchgeführt																	
	MS 4: Techno-ökonomische Zielgrößenbestimmung der TES-Spezifikation																	
3	AP3 Vorauswahl von Konzepten	Siemens	AP2	AP 2, AP4, AP5, AP6														
3.1	Konzeptentwicklung thermischer Energiespeicher im Kohlekraftwerk	LUAT, Siemens, DLR, MHPSE																
3.2	Simulationsstudien zur Integration auf Basis der entwickelten Konzepte	DLR, LUAT, Siemens																
3.2.1	Systemsimulationen	LUAT																
3.2.2	Simulationen thermische Energiespeicher	DLR, Siemens																
3.3	Vergleich der Konzepte und Identifikation von Leitkonzepten	DLR, Siemens, LUAT, MHPSE, STEAG																
3.4	Vergleich alternativer Speicheroptionen	MHPSE, LUAT																
3.4.1	Spezifikation von Integrationspunkten auf der Speicherseite	MHPSE, LUAT																
3.4.2	Verfahrenstechnische Analyse	MHPSE, LUAT																
	MS 1: Vorentwürfe erarbeitet																	
	MS 2: Leitkonzept definiert																	
4	AP4 Integration ausgewählter Leitkonzepte in das System Kraftwerk	LUAT	AP3, AP5, AP6	AP2, AP5, AP6														
4.1	Effekte der Speicherintegration auf das Teilsystem "Dampfturbine"	LUAT																
4.1.1	Identifikation der Effekte der Speicherintegration auf das Teilsystem "Dampfturbine"	LUAT																
4.1.2	Bewertung der Effekte der Speicherintegration auf das Teilsystem "Dampfturbine" und Verbesserungsvorschläge	LUAT																
4.2	Effekte der Speicherintegration auf das Teilsystem „Dampferzeuger“	MHPSE																
4.2.1	Definition von Integrationspunkten sowie veränderter Eingangsgrößen	MHPSE																
4.2.2	Betrachtung kritischer Komponenten im Dampferzeuger	MHPSE																
4.2.3	Erarbeitung von Integrationskonzepten und deren Einfluss auf den Dampferzeuger	MHPSE																
4.3	Betriebsstrategien	STEAG, LUAT																
4.3.1	Entwicklung von Betriebsstrategien der ausgewählten Speicherkonzepte hinsichtlich der Flexibilitätsoptionen	STEAG, LUAT																
4.3.2	Entwicklung von Betriebsstrategien der ausgewählten Speicherkonzepte hinsichtlich des Mehrfachnutzens	STEAG, LUAT																
4.4	Simulationsstudien zur Integration	LUAT, STEAG, Vattenfall, EnBW, MHPSE																
4.4.1	Erweiterung des dynamischen Simulationsmodell hinsichtlich einer Bewertung des Mehrfachnutzens (Anfahren und Abfahren, Regelernergie, Laständerungsgeschwindigkeit, Mindestlast)	LUAT, EnBW, STEAG																
4.4.2	Erweiterung der dynamischen Simulationsmodelle um ausgewählte Speichervarianten	LUAT																
4.4.3	Implementierungskonzepte der entwickelten Betriebsstrategien	LUAT, STEAG																
4.4.4	Dynamische Simulationsstudien zur Speicherintegration	LUAT, Vattenfall, STEAG																
4.4.5	Verbesserungs- und Änderungsvorschläge in Zusammenarbeit mit AP5	LUAT																
	MS 1: Überprüfung kritischer Komponenten und Erarbeitung Integrationskonzepte hinsichtlich Turbine und Dampferzeuger abgeschlossen																	
	MS 2: Betriebsstrategien und Regelungskonzepte erarbeitet																	
	MS 3: Bewertung der Flexibilitätssteigerung durch dynamische Simulationsstudien hinsichtlich Speicherintegration																	

I.4. Zusammenarbeit

Die arbeitsteilige Zusammenarbeit ist aus dem Arbeitsprogramm (Tabelle 2) ersichtlich und hatte sich bereits im vorausgegangenen Projekt P-DKW bewährt. Damit wurde die Expertise eines jeden Projektpartners bestmöglich genutzt, um die Projektzielstellung zu erreichen.

Eine weitere Zusammenarbeit mit Dritten war in diesem Vorhaben nicht vorgesehen.

II. Durchführung des Vorhabens

II.1. Arbeitspakete und erreichte Ziele

Die Arbeitspakete sind so gegliedert, dass aufbauend auf der Definition der Anforderungen und Rahmenbedingungen die einzelnen Konzepte untersucht und bewertet werden. Die einzelnen Arbeitsschritte sind z. T. nicht isoliert voneinander zu betrachten, sondern interagieren miteinander. Dies findet durch die Rückkopplungen unter den einzelnen Arbeitspaketen Berücksichtigung, s. Abbildung 1.

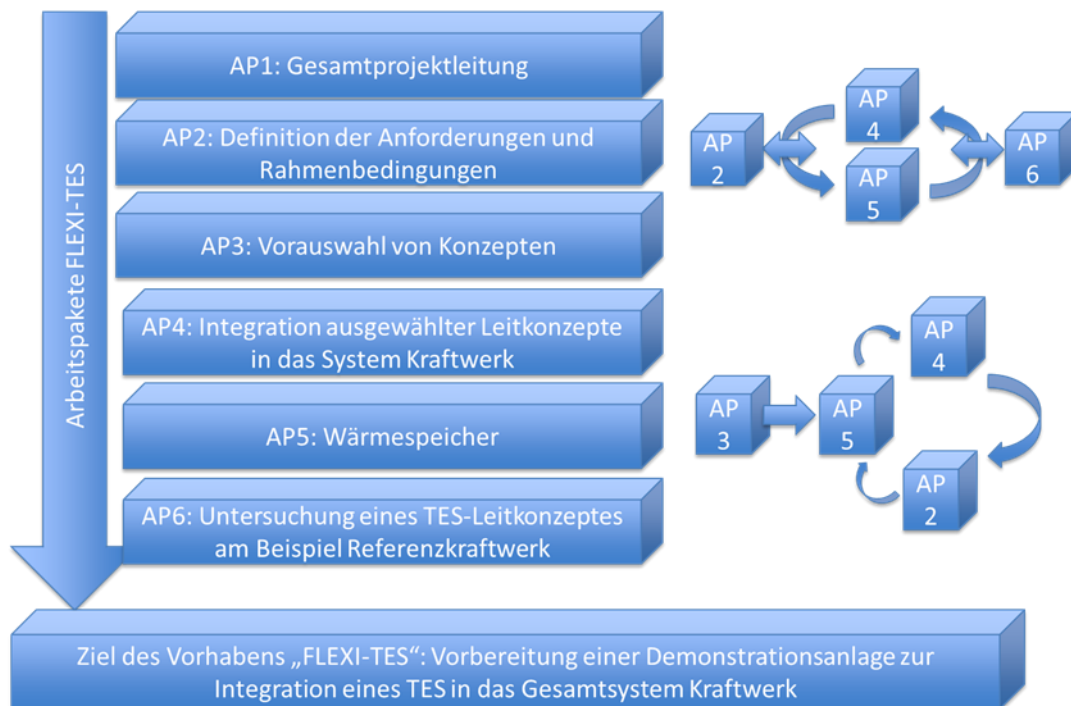


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Arbeitspakete in FLEXI-TES

II.1.1. AP 1: Projektkoordination (DLR)

Zur Projektkoordination gehörte die Vorbereitung, Durchführung und Nachbereitung der turnusmäßig alle vier Monate stattfindenden Projekttreffen:

1. Projekttreffen am 26.01.2017 beim DLR in Köln
2. Projekttreffen am 18.5.2017 beim EWI in Köln
3. Projekttreffen am 21.09.2017 bei LUAT in Essen
4. Projekttreffen am 25.01.2018 bei EnBW in Stuttgart
5. Projekttreffen am 09.05.2018 bei STEAG in Essen
6. Projekttreffen am 10.10.2018 bei Siemens in Erlangen
7. Projekttreffen am 13.02.2019 bei MHPSE in Duisburg
8. Projekttreffen am 25.06.2019 bei LEAG in Berlin
9. Projekttreffen am 16.09.2019 beim VGB in Essen
10. Projekttreffen am 18.02.2020 beim DLR in Stuttgart
11. Projekttreffen am 24.06.2020 via Skype-Besprechung

Zwischen den Projekttreffen fanden jeweils eine turnusmäßige Telefonkonferenz statt, welche ebenfalls vom DLR vorbereitet, geleitet und in Form von Protokollen nachbereitet wurden.

Für einen einfachen Austausch großer Datenmengen wurde durch das DLR eine gemeinsame Datenaustauschplattform (Internet-basierter sFTP-Server) eingerichtet und während der Projektlaufzeit gepflegt.

Zur Aufgabe vom DLR gehörte die Koordination der Arbeitsinhalte zwischen den Partnern des FLEXI-TES-Projektes, um Doppelarbeit durch thematische Überschneidungen zu verhindern.

Darüber hat das DLR die Koordination der Darstellung des Projektes gegenüber der Öffentlichkeit übernommen. Hierzu gehörten die Veröffentlichungen in Fachzeitschriften, Poster und Vorträge auf Fachveranstaltungen sowie Gespräche mit Fachverbänden und Gremien.

II.1.2. AP 2: Definition der technischen und ökonomischen Anforderungen und Zielgrößenbestimmungen (VGB, EWI)

Ziel dieses Arbeitspakets war die Bestimmung optimaler techno-ökonomischer Zielgrößen einer Flexibilisierung kohlebefuerter Anlagen zur Stromerzeugung durch Integration thermischer Energiespeicher (TES) sowie alternativer Speicherkonzepte.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in 2030 wurden in einer szenarienbasierten Strommarktmodellierung abgebildet, um daraus die zukünftigen Anforderungen an Kraftwerke, die Kraftwerksfahrweise und den TES zu identifizieren. Ein ökonomisches Einsatzoptimierungsmodell für Kraftwerk und TES wurde mit den Parametern des definierten Referenzkraftwerks (Steinkohlekraftwerk der 600°C-Klasse) und den im Projekt untersuchten TES-Spezifikationen gefüllt und schrittweise verfeinert. Auf der Grundlage dieses Simulationsmodells wurden Wirtschaftlichkeitsbewertungen durchgeführt.

Der Aufbau und die Verfeinerung des Simulationsmodells erfolgten iterativ in enger Abstimmung mit den technischen Arbeitspaketen 3, 4, 5 und 6.

II.1.2.1. AP 2.1: Ermittlung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die ökonomische Bewertung (Szenarien-Definitionen)

1. Szenarien-Definitionen

Die zukünftigen Marktbedingungen hängen im Wesentlichen von der zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks, der Stromnachfrage, der erneuerbaren Energien, der Brennstoffpreise sowie der anderen Flexibilitätsoptionen wie Batterien und Demand Side Management (DSM) ab.

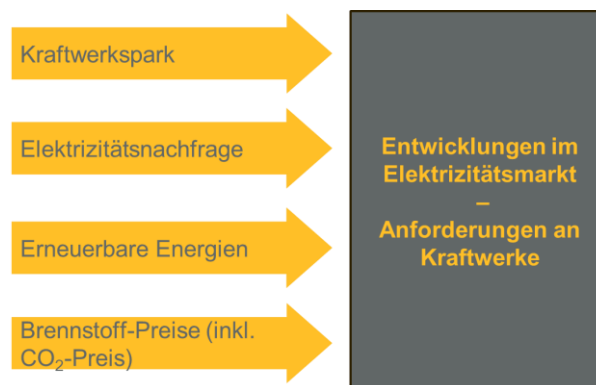


Abbildung 2: Treiber der zukünftigen Anforderungen an Kraftwerke

Die möglichen zukünftigen Entwicklungspfade wurden in drei Szenarien skizziert, deren Rahmen der Netzentwicklungsplan (NEP) 2017 [11] bildet.

Im Basisszenario wurden eine steigende Nachfrage, ein moderater Zubau von Flexibilitätsoptionen sowie ein moderater Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) angenommen. Im Best Case für TES

wurde dagegen angesichts des verstärkten EE-Ausbaus ein geringerer Zubau von Flexibilitätsoptionen angenommen. Dies bedeutet aufgrund eines höheren Bedarfs von Flexibilität ein größeres Erlöspotential für das TES-System. Im Worst Case für TES bleibt die Nachfrageentwicklung im Vergleich zum Basisszenario unverändert. Allerdings wurde von einem höheren Zubau von Flexibilitätsoptionen ausgegangen, was zu einem reduzierten TES-Erlöspotential führen würde. Zusätzlich wurde durch den Bezug auf die „Low“ und „Central“ Szenarien des Berichtes „Fossil Fuel Price Assumptions: 2017“ [12] von BEIS die Entwicklung der Brennstoffpreise so angenommen, dass es – anders als im Basis- und Best-Case-Szenario – tendenziell zu einem „Fuel Switch“ kommt. Das heißt, dass Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke geringere variable Kosten als Steinkohlekraftwerke haben und dadurch häufiger Preissetzer in der Merit Order sind. Das reduziert die Volllaststunden der Steinkohlekraftwerke und verringert auch das TES-Erlöspotential deutlich.

Szenario 3 „Worst Case für TES“	Szenario 2 „Basisszenario“	Szenario 1 „Best Case für TES“
<ul style="list-style-type: none"> • Steigende Nachfrage-Entwicklung (NEP B) • Im Vergleich zum Basis-Szenario höherer Zubau von Flexibilitätsoptionen (NEP C) • Moderater Ausbau Erneuerbarer Energien (NEP B) • Brennstoffpreise: Sehr niedriger Gaspreis (BEIS „low“) Mittlerer Steinkohlepreis (BEIS „central“) 	<ul style="list-style-type: none"> • Steigende Nachfrage-Entwicklung (NEP B) • Moderater Zubau von Flexibilitätsoptionen (NEP B) • Moderater Ausbau Erneuerbarer Energien (NEP B) • Brennstoffpreise: Mittlere Steinkohle- und Gaspreise („Current Policies“ von World Energy Outlook 2017) 	<ul style="list-style-type: none"> • Steigende Nachfrage-Entwicklung (NEP B) • Im Vergleich zum Basis-Szenario geringerer Zubau von Flexibilitätsoptionen (NEP A) • Im Vergleich zum Basis-Szenario verstärkter Ausbau Erneuerbarer Energien (NEP C) • Brennstoffpreise: Mittlere Steinkohle- und Gaspreise („Current Policies“ von World Energy Outlook 2017)
Modellierte Jahre		
<p>Referenzjahr 2015</p> <ul style="list-style-type: none"> • Als Basis für Analyse der modellierten zukünftigen Systemveränderungen • In allen Szenarien gleich <p>Fokus auf 2030</p> <ul style="list-style-type: none"> • Relevantes Jahr für eine Investmententscheidung nach FLEXI-TES • Kernenergieausstieg wird bis 2022 abgeschlossen sein 		

Abbildung 3: Die Szenarioeigenschaften

Tabelle 1: Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatspreis für Deutschland ¹

	Referenzjahr 2015	2030		
		Worst	Basis	Best
Erdgas [Euro ₂₀₁₅ /MWh]	22,5	18,2	28,8	28,8
Steinkohle [Euro ₂₀₁₅ /t]*	53,6	82,7	80,5	80,5
CO ₂ -Zertifikatspreis [Euro ₂₀₁₅ /t]	7,8	26,3	26,3	26,3

*bezogen auf 6000 kcal/kg

Tabelle 2: Gesamtstromverbrauch in Deutschland [TWh]²

	Referenzjahr 2015	2030		
		Worst	Basis	Best
Nettostromverbrauch*	508,0	495,9	495,9	495,9
Elektromobilität	0,5	15,0	7,5	2,5
Wärmepumpen	6,7	41,0	26,0	11,0
Netzverluste	16,8	18,1	17,6	17,8
Gesamtstromverbrauch	532,0	570,0	547,0	527,2

* Haushalte, Industrie, GHD und Schienenverkehr

Tabelle 3: Leistung von konkurrierenden Flexibilitäten in Deutschland [GW]³

	Referenzjahr 2015	2030		
		Worst	Basis	Best
Batteriespeicher	0	6	4,5	3
Demand Side Management	0	6	4	2

Tabelle 4: Treiber Sektorenkopplung in Deutschland - Anzahl [in Mio.]⁴

	Referenzjahr 2015	2030		
		Worst	Basis	Best
Wärmepumpen	0,6	4,1	2,6	1,1
Elektroautos	0,0	6,0	3,0	1,0

¹ Quelle: Steinkohle- und Gaspreise im Worst Case – „Fossil Fuel Price Assumptions 2017“ von BEIS andere – World Energy Outlook 2017 von IEA [13]

² Quelle: Netzentwicklungsplan 2017 [11]

³ Quelle: Netzentwicklungsplan 2017 [11]

⁴ Quelle: Netzentwicklungsplan 2017 [11]

2. Methodik

2.1. Beschreibung

Die Abbildung 4 stellt das schrittweise Modellierungsverfahren dar.

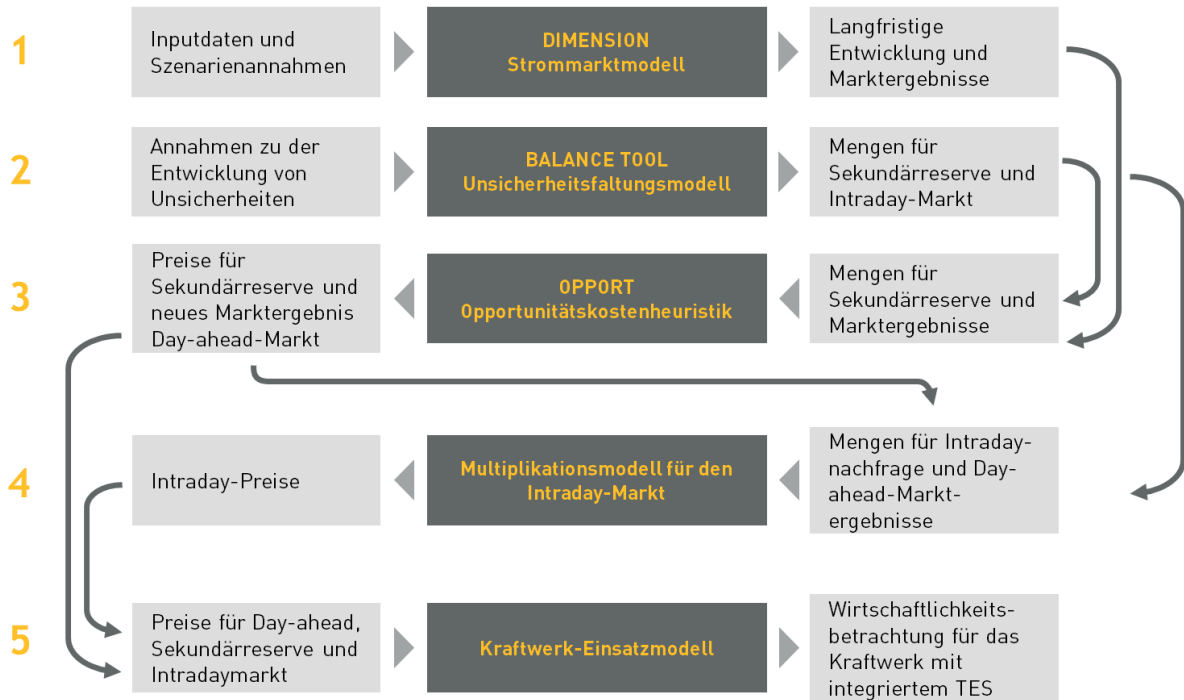


Abbildung 4: Das schrittweise Modellierungsverfahren

(1) Die Modellrechnungen erfolgten auf Basis des am EWI entwickelten Strommarktmodells „DIMENSION“. Es handelt es sich um ein dynamisches lineares Investitions- und Dispatchmodell des europäischen Elektrizitätssystems.

Für die Periode bis 2030 wurden Stilllegungen und Inbetriebnahmen von Anlagen unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien⁵ berechnet. Anlagen werden stillgelegt, sobald das Ende der technischen Lebensdauer erreicht ist oder deren Betrieb sich aus kostenoptimaler Sicht nicht mehr rentiert. Inbetriebnahmen hingegen dienen der Deckung der Nachfrage und der Gewährleistung eines bestimmten Versorgungssicherheitsniveaus unter der Bedingung der Kostenoptimalität. Angebot und Nachfrage müssen auf dem Elektrizitätsmarkt zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen, wobei der Austausch mit Nachbarregionen berücksichtigt wird.

Fluktuierende Größen (d.h. die Last sowie Erzeugungsmengen erneuerbarer Energien) werden über repräsentative Typtage betrachtet, deren Anzahl je nach Detaillierungsgrad flexibel gewählt werden kann. Jeder dieser Tage kann in bis zu 24 Stunden unterteilt werden. Die Erzeugung fluktuierender erneuerbarer Energien wird über repräsentative Typtage auf Basis stündlicher meteorologischer

⁵ Quelle: Kraftwerksdatenbank von EWI. Die Datenbank wird regelmäßig auf Grund von aktuellen Kapazitätsbeständen sowie Ankündigungen zu den voraussichtlichen Kapazitätsveränderungen in den jeweiligen Ländern aktualisiert.

Windgeschwindigkeits- und Solarstrahlungszeitreihen im Modell abgebildet. Da Windgeschwindigkeits- und Solarstrahlungswerte lokal stark variieren, wird hierbei eine regionale Auflösung verwendet, die über die Anzahl der Marktregionen hinausgeht. Weiterhin bildet das Modell die charakteristischen Eigenschaften der erneuerbaren Stromerzeugung ab.

Zu jeder Zeit muss die Last einer jeden Marktregion durch ausreichend hohe Erzeugung bedient werden. Ausländische Erzeugung kann nur unter Berücksichtigung der Kuppelkapazitäten die inländische Last decken. Annahmen bezüglich der zukünftigen Entwicklung des Lastniveaus basieren z.B. auf einer marktregionsspezifischen Analyse von Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstumsprognosen, die zusätzlich auch effizienzsteigernde Maßnahmen bzw. Technologien berücksichtigt.

Als Output einer Simulationsrechnung liefert das Modell detaillierte Informationen über die Entwicklung des europäischen Kraftwerks- und Speichereinsatzes sowie über die (kostenminimalen) Zubauentscheidungen. Über die Variation von Inputparametern, beispielsweise durch die Veränderung einer Regulierungsmaßnahme oder eine sich verändernde Netzinfrastruktur, kann deren Auswirkung auf das Ergebnis quantifiziert und bewertet werden.

(2) Die Eingangsgrößen, wie zum Beispiel ungeplante Kraftwerksausfälle, Prognosefehler der Elektrizitätsnachfrage oder Prognosefehler von erneuerbaren Energien, wurden mathematisch gefaltet. Über die kumulierte Verteilungsfunktion und unter Berücksichtigung von Sicherheitsniveaus lassen sich so die benötigten Mengen für Regelleistung und Intraday-Nachfrage berechnen.

(3) Es wurden Angebotskurven für Regelenergie anhand der Opportunitätskosten der Kraftwerke gebildet. Aus dem Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage im Sekundär- bzw. Primärregelenergiemarkt wurden auf Basis betrachteter Produkte und Ausschreibungszeiträume die entsprechenden Leistungspreise, ohne Berücksichtigung von Arbeitspreisen, ermittelt.

(4) Im nächsten Schritt wurde die Angebotsfunktion (Merit-Order, Preisfunktion) mit der Verteilung der Intraday-Nachfrage multipliziert. Als Resultat ergaben sich Preiswahrscheinlichkeitsverteilungen für den Intraday-Markt, mit Hilfe derer viertelstündliche Intraday-Preiszeitreihen modelliert wurden.

(5) Die modellierten Zeitreihen für Regelleistung (sekundär und primär), Day-Ahead und Intraday wurden in das Kraftwerkseinsatzmodell mit TES eingespeist, um die zukünftige Wirtschaftlichkeit der TES-Konzepte zu berechnen. Es handelt sich also um ein gemischt-ganzzahliges-Optimierungsmodell, mit dem der optimale (profitmaximierende) Einsatz des Referenzkraftwerks mit TES sowie ohne TES simuliert werden kann.

2.2. Bedingungen der Kapazitätsmodellierung

Fossile Kraftwerke.

Für die Modellierung von fossilen Kapazitäten wurden zum Zeitpunkt der Projektdurchführung bekannte Veränderungen des fossilen Kraftwerksparks (geplante Stilllegungen und Inbetriebnahmen) im Energiesystem Deutschlands und benachbarter Länder berücksichtigt und exogen (d.h. fixiert, nicht im Modell simuliert) ins Modell eingegeben⁶. Ein endogener (d.h. im

⁶ Quelle: Kraftwerksdatenbank von EWI.

Modell simulierter) Zubau von Stein- und Braunkohlekraftwerken wurde ausgeschlossen, für Steinkohlekraftwerke waren jedoch modellendogene Modernisierungen (Retrofit) zugelassen.

Kernkraft.

Der Kernenergieausstieg in Deutschland bis 2022 wurde in Form von exogen eingegebenen Stilllegungen berücksichtigt. Für die Länder, in denen zum Zeitpunkt der Projektdurchführung der Zubau von Kernkraftwerken erlaubt war, wurde die endogene Simulation von Investitionen in die Kernkraft zugelassen.

Das Modell rechnet in 5-Jahresschritten (Stichjahre). Aufgrund des Kernenergieausstiegs bis 2022 wird darüber hinaus das Jahr 2023 betrachtet.

Erneuerbare Energien.

Im Investitionsmodell wurde die Kapazität von Wind-Onshore, Wind-Offshore und Photovoltaik optimiert, wobei die Szenarioannahmen des NEP 2017 für 2030 als untere Grenze verwendet wurden.

Speicher und Flexibilitätsoptionen

Die Kapazität von Batterien und anderen Flexibilitätsoptionen wurde exogen gemäß den Szenarioannahmen des NEP 2017 eingegeben. Die Kapazität von Pumpspeichern und Speicherseen basiert auf den zum Zeitpunkt der Projektdurchführung in Betrieb befindlichen Kapazitäten, die dem Modell exogen vorgegeben wurden. Bei Pumpspeichern wurden weitere 1400 MW (Pumpspeicherkraftwerk Atdorf) mit Inbetriebnahmejahr 2018 berücksichtigt.

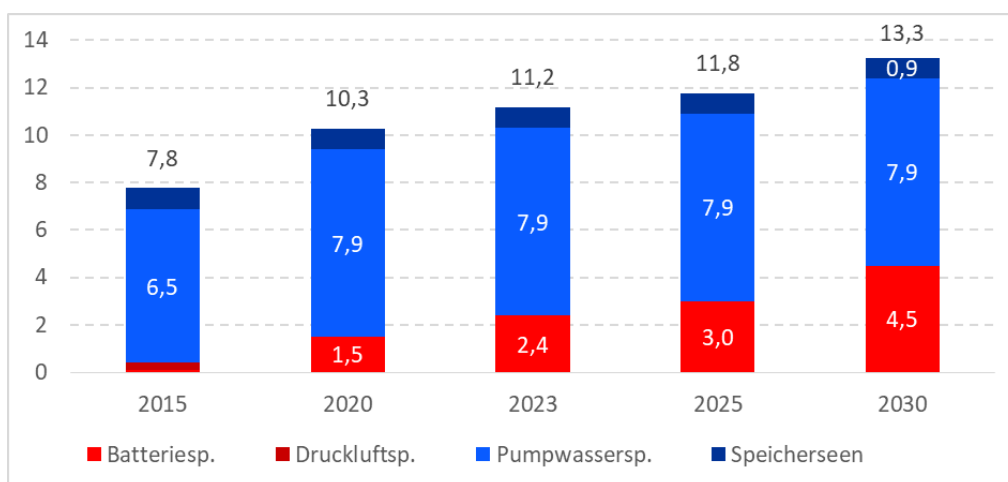


Abbildung 5: Installierte Kapazität in GW von Speichertechnologien in Deutschland 2015-2030 im Basisszenario⁷

Versorgungssicherheit

Im Modell wurde die Deckung der nationalen Spitzenlasten in Deutschland (sowie in weiteren Ländern) in Übereinstimmung mit dem NEP auch durch Importstrom in begrenztem Umfang ermöglicht. Stattdessen erfolgt eine kostenoptimale Kapazitätsentwicklung unter Berücksichtigung der Grenzkuppelkapazitäten („Internationalisierung der Versorgungssicherheit“).

⁷ Quelle: Batteriespeicher – Netzentwicklungsplan 2017; sonstige - Kraftwerksdatenbank EWI.

3. Szenarien-Ergebnisse

3.1. Kapazitätsentwicklung

Basisszenario

Die Ergebnisse der Investitionssimulation im Basisszenario sind in Abbildung 6 dargestellt.

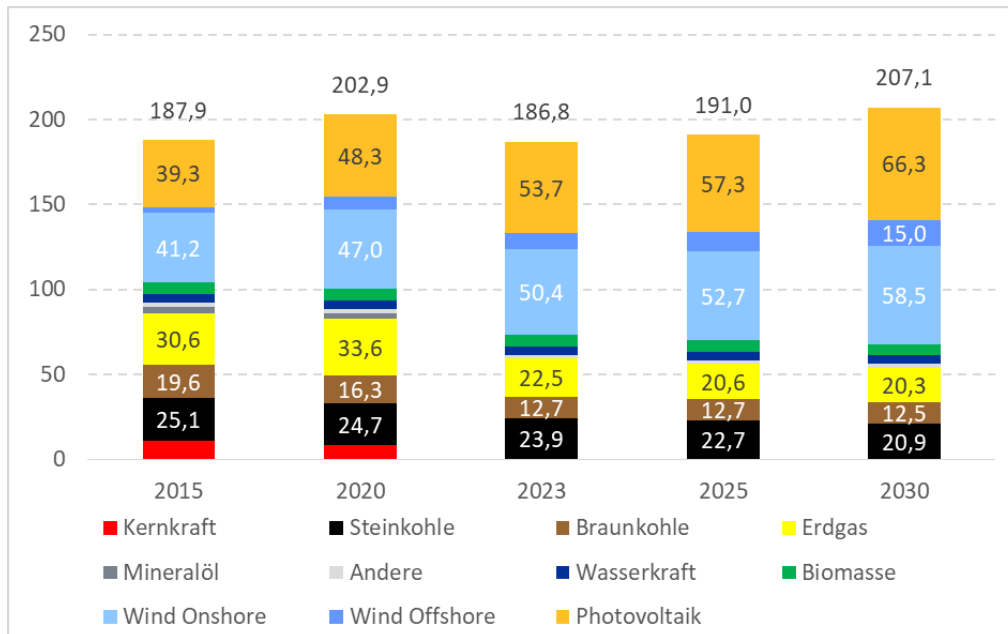


Abbildung 6: Installierte Kapazität in GW in Deutschland 2015-2030 im Basisszenario (Modellergebnis)

Die installierte Kapazität des Steinkohlekraftwerksparks reduziert sich durch Stilllegung alter Kraftwerke zwischen 2015 und 2030 um ca. 17 % von 25,1 GW auf 20,9 GW, wovon 2,7 GW modernisiert werden. Der Braunkohlekraftwerkspark wird durch Stilllegung alter Kraftwerke von 19,6 GW im Referenzjahr 2015 auf 12,5 GW in 2030 reduziert (ca. -36 %).

Durch die Internationalisierung der Versorgungssicherheit reduziert sich auch die Gaskapazität, da die Deckung von Spitzenlasten in Deutschland statt durch inländische GuD- und Gasturbinenanlagen durch günstigeren Importstrom erfolgt. Damit werden ältere Gaskraftwerke in Deutschland modellendogen abgebaut. Gleichzeitig werden durch die Internationalisierung der Versorgungssicherheit schon bestehende Kapazitäten im Ausland höher ausgelastet. Es erfolgt auch ein Zubau im Ausland, jedoch geringer als der Abbau von Gaskraftwerken in Deutschland. Dies verkleinert den deutschen Gaskraftwerkspark von 30,6 GW in 2015 auf 20,3 GW in 2030 (ca. -34 %).

Die Kapazität der erneuerbaren Energieträger erhöht sich gemäß den im NEP vorgegebenen unteren Grenzwerten.

Worst- und Best-Case-Szenarien

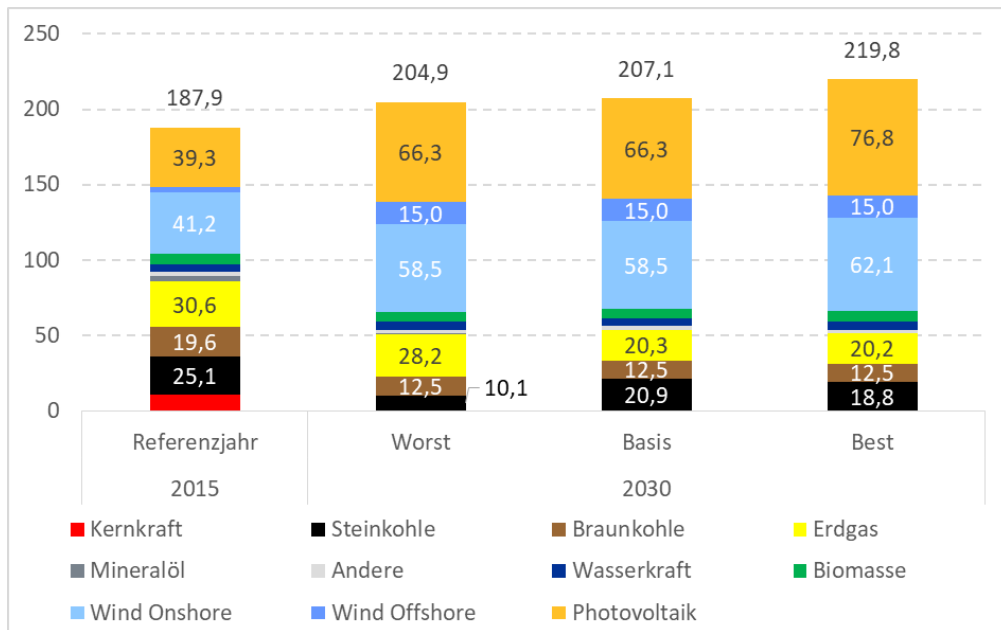


Abbildung 7: Installierte Kapazität in GW in Deutschland 2015 und 2030 (alle Szenarien) (Modellergebnis)

Durch den im Worst Case simulierten „Fuel Switch“ mit niedrigeren Gaspreisen wird die Steinkohlekapazität stärker reduziert (bis 2030 auf 10,1 GW, ca. -60 %), wobei Steinkohleanlagen auch nicht mehr modernisiert werden. Auch die Kapazität der Gaskraftwerke wird reduziert, wie im Basisszenario durch den Einfluss der internationalisierten Versorgungssicherheit, jedoch geringer. Sie liegt bei ca. -8 % (28,2 GW in 2030). Die Braunkohlekapazitäten werden ähnlich dem Basisszenario altersbedingt stillgelegt.

Verglichen mit dem Basisszenario, werden im Best Case die erneuerbaren Energieträger stärker ausgebaut. Die Steinkohlekapazität reduziert sich um 25 % auf 18,8 GW in 2030, was eine stärkere Reduktion im Vergleich zum Basisszenario darstellt. Die Kapazität der Gaskraftwerke reduziert sich um 34 % auf 20,2 GW in 2030, was dem Basisszenario fast gleicht. Die geringere Reduktion von Gaskraftwerkskapazitäten im Best-Case-Szenario ist dadurch bedingt, dass diese im Vergleich zur Kohle flexibleren Kraftwerke die höhere Volatilität aufgrund größerer EE-Kapazitäten kompensieren.

3.2. Erzeugung und Importe

Basisszenario

Die Ergebnisse der Simulation von Stromerzeugung und Stromaustausch mit dem Ausland im Basisszenario sind in Abbildung 8 und Abbildung 9 dargestellt.

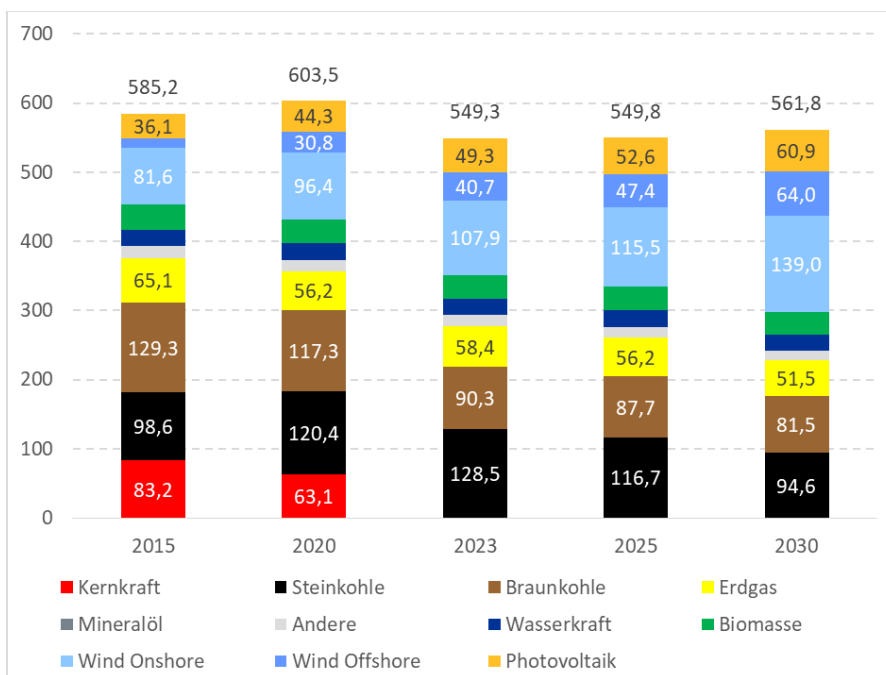


Abbildung 8: Nettostromerzeugung in TWh in Deutschland 2015-2030 im Basisszenario (Modellergebnis)

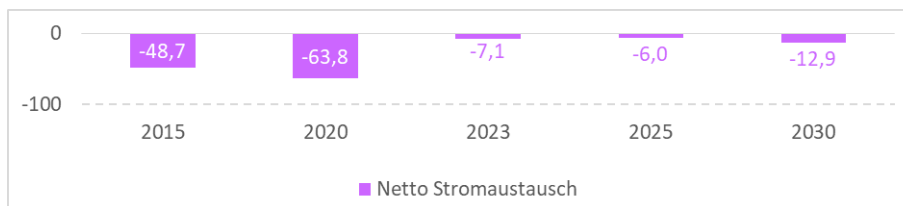


Abbildung 9: Netto Stromaustausch* in TWh von Deutschland 2015-2030 im Basisszenario (Modellergebnis)

* negativer Wert = Nettoexporte; positiver Wert = Nettoimporte

Um die zum Jahr 2023 wegfallende Stromerzeugung der Kernkraftwerke zu ersetzen, reicht die erneuerbare Erzeugung nicht aus. Um die nationale Nachfrage entsprechend NEP 2017 decken zu können, sinkt der deutsche Stromexport auf 7,1 TWh. Zusätzlich erhöht der Steinkohlekraftwerkspark seine Erzeugung bis 128,5 TWh (ca. +30 % gegenüber 2015). Erst nach 2023 reduziert sich aufgrund weiteren Wachstums der erneuerbaren Energieträger die Stromerzeugung aus Steinkohle und erreicht zum Jahr 2030 94,6 TWh (allerdings lediglich -4 % zum Jahr 2015).

Worst- und Best-Case-Szenarien

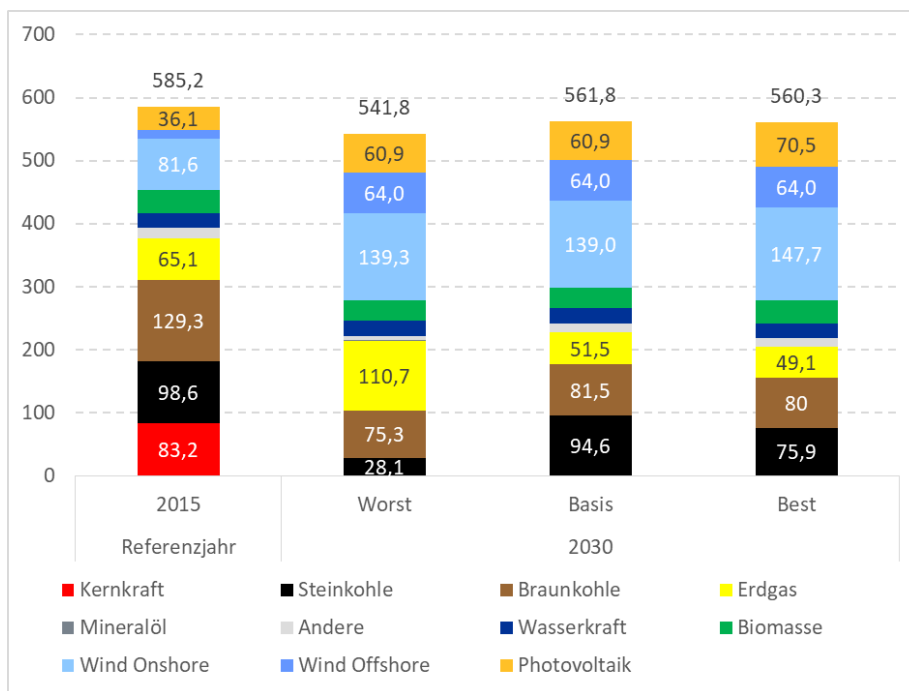


Abbildung 10: Nettostromerzeugung in TWh in Deutschland 2015 und 2030 (alle Szenarien) (Modellergebnis)

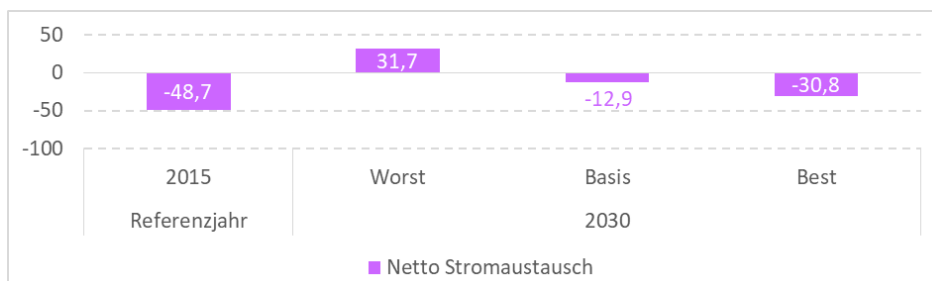


Abbildung 11: Netto Stromaustausch* in TWh von Deutschland 2015, 2030 in allen Szenarien (Modellergebnis)

* negativer Wert = Nettoexporte; positiver Wert = Nettoimporte

Im Worst-Case-Szenario spielt das Verhältnis von Kohle- zu Gaspreisen eine entscheidende Rolle für den Einsatz der Steinkohlekapazitäten. Der simulierte „Fuel Switch“ drängt die Steinkohleverstromung zugunsten von Gaskraftwerken zurück. Die Erzeugung aus Steinkohle sinkt in 2030 auf 28,1 TWh (-72 % gegenüber 2015). Gleichzeitig wächst die Erzeugung von Gaskraftwerken auf 110,7 TWh (+70 % gegenüber 2015). Doch um die nationale Nachfrage zu decken, müssen zusätzliche 31,7 TWh aus Nachbarstaaten importiert werden, was Deutschland langfristig zum Nettostromimporteur macht.

Abweichend vom Basisszenario wird die fossile Energieerzeugung aus Kohle und Gas im Best Case für Steinkohlekraftwerke mit integriertem TES wegen des intensiveren Ausbaus von erneuerbaren

Energieträgern bis 2030 stärker verdrängt: die Nettostromerzeugung aus Steinkohle sinkt auf 75,9 TWh, eine Reduktion von 23 % gegenüber 2015.⁸ Steinkohlekraftwerke mit integrierten thermischen Speichern finden in diesem Szenario günstige Marktbedingungen vor. Denn die durch intensiveren Ausbau von erneuerbaren Energieträgern (NEP C) induzierte höhere Volatilität schafft bei geringerem Zubau konkurrierender Flexibilitätsoptionen (NEP A, siehe Punkt 3.3) ein höheres Einsatzpotenzial von Steinkohlekraftwerken mit thermischen Speichern.

3.3. Einsatz von Speichern (konkurrierende Flexibilitätsoptionen)

Basisszenario

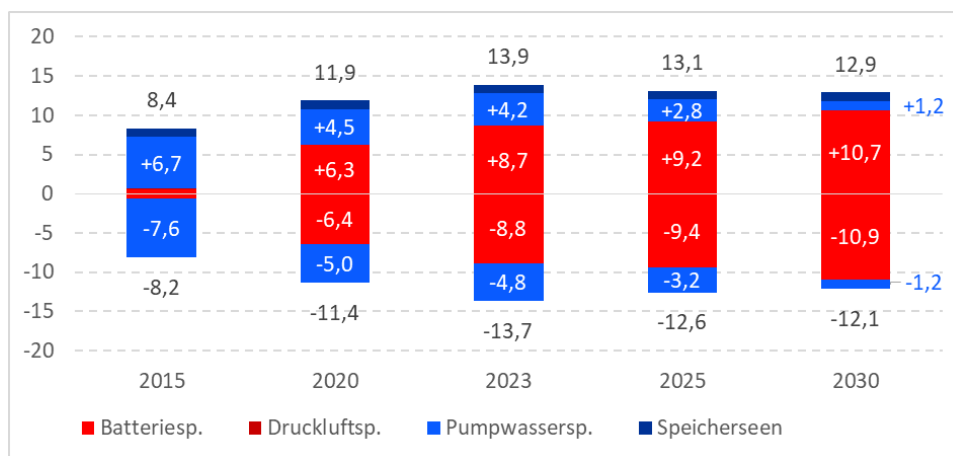


Abbildung 12: Einsatz* in TWh von Speichertechnologien in Deutschland 2015-2030 im Basisszenario (Modellergebnis)

Negativer Wert = Einspeicherung; positiver = Ausspeicherung

Im Basisszenario steigt der Einsatz von Batterien bis 2030 auf 10,7 TWh, was einer Auslastung von 2400 Volllaststunden entspricht. Die kostengünstigen Batteriespeicher verdrängen die Pumpspeicher, deren Einsatz von 6,7 TWh im Jahr 2015 auf 1,2 TWh in 2030 fällt. Der Einsatz von Speicherseen⁹ bleibt stabil bei 1,1 TWh pro Jahr. Der Gesamteinsatz von Speicherkapazitäten wächst bis 2023 auf ca. 14 TWh und reduziert sich danach bis zum Jahr 2030 auf 13 TWh.

⁸ Das Referenzkraftwerk weicht aufgrund fortgeschrittener Betriebsparameter positiv vom Durchschnitt aller deutschen Steinkohlekraftwerke ab.

⁹ Ein Speicherseerkraftwerk nutzt die Energie des aus natürlichen Quellen in einem Reservoir akkumulierten Wassers und hat deshalb keine Einspeicherung mit Energieinput.

Worst Case und Best Case

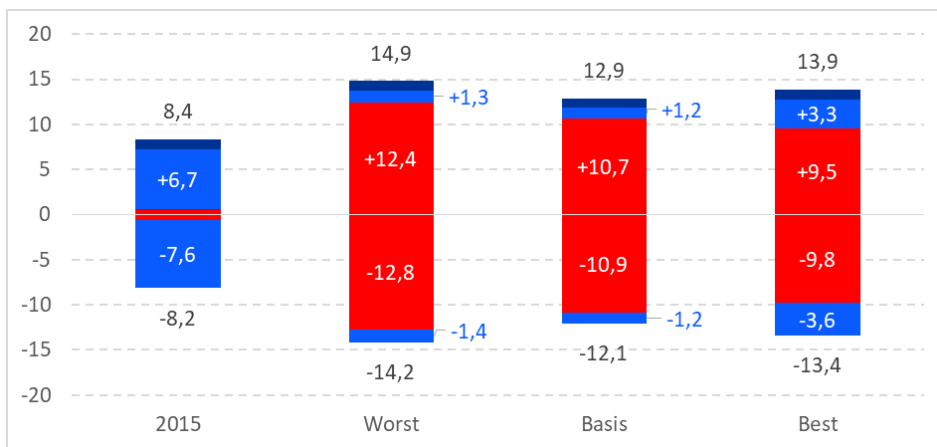


Abbildung 13: Einsatz in TWh von Speichertechnologien in Deutschland 2015 und 2030 (alle Szenarien) (Modellergebnis)

Negativer Wert = Einspeicherung; positiver = Ausspeicherung

Im Worst-Case-Szenario findet die höhere Kapazität der Batteriespeicher (6 GW, NEP C) in 2030 einen noch höheren Einsatz von 12,4 TWh und verdrängt damit in noch stärkerem Maß die Pumpspeicher. Im Best-Case-Szenario ist die Auslastung von Speichern aufgrund höherer Volatilität aus den erneuerbaren Energieträgern am höchsten. Die deutlich geringere Kapazität der Batteriespeicher begrenzt deren Einsatz jedoch auf 9,5 TWh.

3.4. Systemgrenzkosten und Preise

Das Modell simuliert für jedes Szenario die stündlichen Systemgrenzkosten auf Grundlage der marginalen Kosten der preissetzenden Kraftwerke. Preissetzende Kraftwerke können in Deutschland oder auch im Ausland betrieben werden, sofern der betreffende Strom in dieser Stunde nach Deutschland importiert wird.

Die Systemgrenzkosten berücksichtigen die europäische Versorgungssicherheit (Deckung der nationalen Residuallastspitzen bei Nutzung internationaler Ausgleichseffekte) und sind die Grundlage vollkostendeckender Strompreise, d. h. müssen auch den Zubau von Erzeugungskapazität darstellen.

Die im Modell ermittelten Systemgrenzkosten Deutschlands sind in Abbildung 14 in Form einer Dauerlinie (absteigend sortiert) dargestellt.

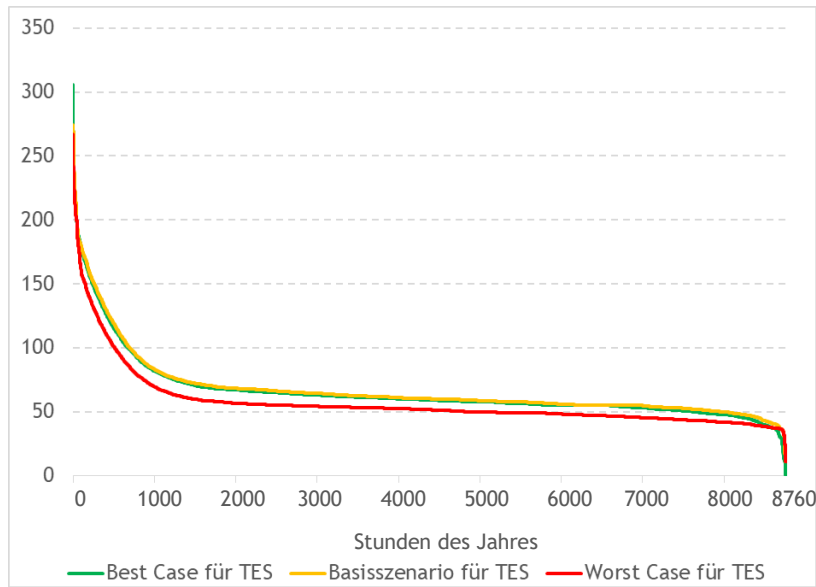


Abbildung 14: Systemgrenzkosten in €₂₀₁₅/MWh in 2030

Der linke Teil der Grafik repräsentiert die Systemgrenzkosten bei der Deckung von Spitzenlasten. Damit wird auch die Vollkostendeckung des Zubaus von Erzeugungskapazität bis 2030 ermöglicht. Der rechte Teil zeigt die Systemgrenzkosten bei sehr hohem Einsatz erneuerbarer Energieträger mit (nahezu) Nullmarginalkosten. Die etwas „eckigere“ Kurve des Worst Case und die „rundere“ des Best Case Szenarios reflektieren die niedrigere und höhere Volatilität bzw. den höheren (Worst Case) und niedrigeren (Best Case) Ausbau von Flexibilitätsoptionen. Das allgemein niedrigere Niveau der Systemgrenzkosten im Worst-Case-Szenario ist durch den günstigeren Gaspreis zu erklären. Somit wird die Struktur der Merit-Order verschoben und die Preissetzung erfolgt häufiger durch Gaskraftwerke sowie Importstrom.

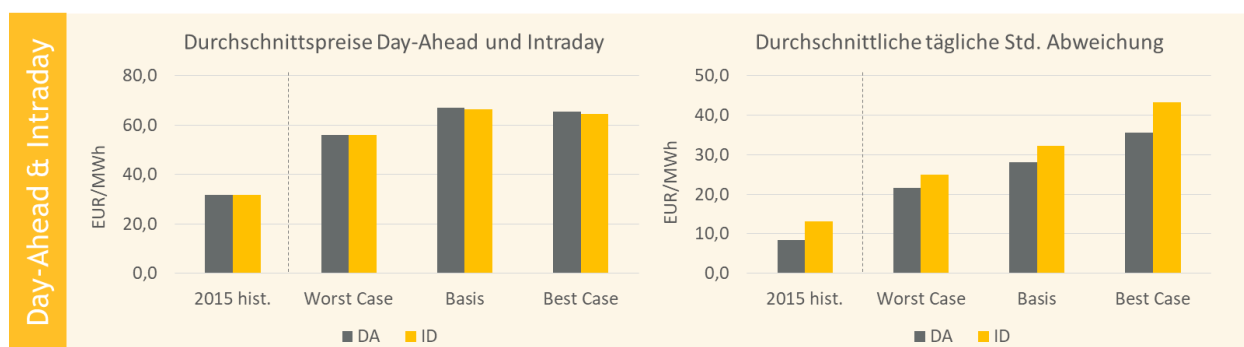


Abbildung 15: Day-Ahead- und Intraday-Preise in Deutschland in 2030

Die durchschnittlichen Day-Ahead- und Intraday-Strompreise sind im Worst Case durch die niedrigeren Gaspreise niedriger als im Basis- und Best-Case-Szenario. In allen Szenarien haben sich die Strompreise 2030 allerdings gegenüber 2016 in etwa verdoppelt. Die gestiegene

durchschnittliche tägliche Abweichung von Day-Ahead und Intraday-Strompreisen reflektiert die vom Worst Case zum Best Case gestiegene Volatilität der Stromerzeugung.

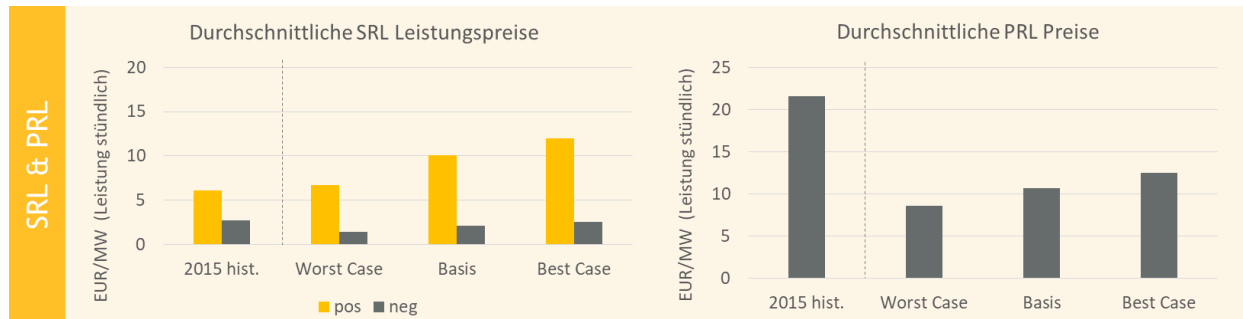


Abbildung 16: SRL und PRL Preise in Deutschland in 2030

Da SRL-Leistungspreise als Opportunitätskosten gegenüber dem Day-Ahead-Markt ermittelt werden, nehmen die SRL-Leistungspreise in allen Szenarien parallel zu den Day-Ahead-Preisen zu. Im Best-Case verstärken geringere konkurrierende Flexibilitätsoptionen den Preisanstieg, im Worst Case verringert die stärkere Konkurrenz den Preis. Mit zunehmenden Batteriekapazitäten nehmen die PRL-Preise in allen Szenarien gegenüber 2016 merklich ab, während die Preisunterschiede der Szenarien deren unterschiedliche Zubauniveaus konkurrierender Flexibilität reflektieren.

3.5. Bearbeitung

Die Szenarien des Marktmodells wurden von VGB und EWI gemeinsam entwickelt. VGB stimmte die Szenarioannahmen und -parameter mit Betreibern und Herstellern ab. EWI hat die Aufbereitung der Szenarioannahmen und -parameter, deren Implementierung im Strommarktmodell (DIMENSION) und die Berechnung der Ergebnisse durchgeführt. Die Szenarioannahmen und die Simulationen wurden in Diskussion mit den Projektpartnern iterativ weiterentwickelt und im Oktober 2018 finalisiert.

II.1.2.2. AP 2.2: Erarbeiten der zukünftigen Kraftwerksanforderungen aus festgelegtem Szenario und Festlegung der technischen Zielgrößen

VGB stimmte mit Betreibern und Herstellern (EnBW, LEAG, MHPSE, Siemens, Steag) die Parameter des Referenzkraftwerks ab, das als Basis der im Vorhaben durchgeführten Untersuchungen zur Integration eines TES verwendet wurde. EWI hat die festgelegten Parameter im Kraftwerkseinsatzmodell implementiert, die Berechnungsergebnisse an die Partner zurückgespiegelt und nach Diskussion mit den Projektpartnern mehrfach angepasst. Dieselbe grundsätzliche Vorgehensweise gilt auch für die in den Abschnitten zu AP 2.3 und AP 2.4 dargestellten Arbeitsergebnisse.

Tabelle 4: Inputparameter für das Referenzkraftwerk

Volllast (netto)	739	MW _{el}
Mindestlast (netto)	148	MW _{el}
Volllastwirkungsgrad	46	%
Mindestlastwirkungsgrad	36,8	%
Anfahrzeit	3	h
Abfahrzeit	2,5	h
Anfahrtskosten	142.500	EUR
Variable Kosten	Basis & Best: 21,89 Worst: 22,20	EUR/MWh _{th}
Positiver Lastgradient	1,35	%/min (9,97 MW/min)
Negativer Lastgradient	1,35	%/min (9,97 MW/min)

Mindestlastwirkungsgrad (%): Dieser entspricht dem Wirkungsgrad bei Betrieb in Mindestlast. Zur Simulation des Betriebs zwischen Mindest- und Volllast wurde eine lineare Interpolation des Wirkungsgrades durchgeführt.

Anfahrzeit (h): Benötigte Zeitdauer für eine Anfahrt, während der noch kein Strom in das Netz eingespeist wird, bis das Kraftwerk Mindestlast erreicht. Durchschnittliche Betrachtung der Anfahrtzeit – keine Differenzierung zwischen „Hot-, Warm-, Coldstart“. Dies ermöglicht ein schnellerlaufendes Modell mit relativ geringer Abweichung von der Realität.

Abfahrzeit (h): Zeitdauer für das Abfahren bis das Kraftwerk Mindestlast erreicht, unterhalb derer kein Strom mehr in das Netz eingespeist wird.

Anfahrtskosten (Euro): Kosten für Brennstoffeinsatz, welche pro Anfahrt entstehen.

Positiver Lastgradient (%/min): Rate, mit der positive Laständerungen möglich sind.

Negativer Lastgradient (%/min): Rate, mit der negative Laständerungen möglich sind.

Tabelle 5: Berechnung der variablen Kosten aus den Szenarien-Brennstoffannahmen
(für Basis-Case 2030 dargestellt)

Steinkohlepreis	80,50	EUR/t
Umwandlung in EUR/tce	93,92	EUR/tce
+12 EUR/tce		
inländische Transportkosten	105,90	EUR/tce
Umwandlung in EUR/MWh _{th}	13,04	EUR/MWh _{th}
CO₂-Preis	26,30	EUR/t CO ₂
CO ₂ Emission	0,337	tCO ₂ /MWh _{th}
CO ₂ Kosten	8,853	EUR/MWh _{th}
Gesamt Variable Kosten	21,89	EUR/MWh_{th}

Die Mindestgebote für PRL und SRL liegen bei 1 MW. Die maximal möglichen PRL und SRL Gebote des Referenzkraftwerks ohne TES sind technisch begrenzt und wurden in Abstimmung mit den Partnern mit 20 MW bzw. 55 MW beziffert.

Tabelle 6: Regelleistung-Gebotsrestriktionen für das Referenzkraftwerk

Min. SRL-Gebot	1 MW
Max. SRL-Gebot	55 MW
Min. PRL-Gebot	1 MW
Max. PRL-Gebot	20 MW

Für positive sowie negative SRL wird auf Basis historischer Daten des EWI-Strommarktmodells DIMENSION eine durchschnittliche Abrufwahrscheinlichkeit von 20 % angenommen. Wesentliche Grundlage der Methodik ist die Betrachtung von Märkten mit perfektem Wettbewerb. Da unter dieser Voraussetzung die Erzeuger entsprechend ihrer marginalen Kosten bieten würden, werden als SRL-Arbeitspreis die durchschnittlichen variablen Kosten des Referenzkraftwerks angenommen.

Tabelle 7: Annahmen für die SRL-Arbeitspreise und Abrufwahrscheinlichkeiten (alle Szenarien 2030)

	Arbeitspreis (EUR/MWh)	Abrufwahrscheinlichkeit
SRL_POS	54	20%
SRL_NEG	54	20%

In AP 2.2 hat Siemens folgende Ergebnisse erzielt:

Zur Bestimmung der zukünftigen Kraftwerksanforderungen wurde mit den Partnern grundlegend zu den nötigen Eigenschaften eines Kraftwerks diskutiert. Die sich daraus ergebenden technischen Zielgrößen wurden in mehreren Iterationsschleifen auf Basis von Ergebnissen der Modellrechnungen konkretisiert. Bei den Arbeitstreffen am 08.08.2017 und 09.11.2017 sind folgende Parameter in die engere Auswahl aufgenommen worden: Erhöhung des Kraftwerks-Wirkungsgrads, Potential zur Mindestlastabsenkung, Leistungserhöhung begrenzt durch Turbinenschluckfähigkeit, Potentiale zur Laständerungsgeschwindigkeit, Potentiale zur Bereitstellung von Regelenergie, Optimierung des An- und Abfahrvorgangs. Von einer Anwendung für Fernwärme wurde abgesehen. Eine Bewertung zur möglichen Nutzung zur Hilfsdampfbereitstellung steht noch aus. Siemens sieht zudem die Mehrfachnutzung von TES während eines Kraftwerks-Stillstand zur Warmhaltung, um Startzeiten zu reduzieren und Brennstoffkosten für das Anfahren zu reduzieren; des Weiteren steht die Verbesserung der Inselbetriebsfähigkeit durch TES zur Diskussion. Diese Optionen wurde jedoch im Projekt aus Zeit- und Budgetgründen nicht analysiert.

II.1.2.3. AP 2.3: Modellverfeinerungen und Implementierung von TES-spezifischen Restriktionen (EWI)

II.1.2.3.1. AP 2.3.1: Modellverfeinerungen zur Abbildung von hoher zeitlicher Auflösung, zeitlichen Interdependenzen und Opportunitätskalkül zwischen Märkten

Um die optimalen technischen TES-Zielgrößen festlegen zu können, muss zuerst der optimale Kraftwerks- sowie TES-Einsatz simuliert werden. Der optimale Einsatz kann als die Lösung des Deckungsbeitrag-Maximierungsproblems für das Kraftwerk mit TES angesehen werden. In diesem Zusammenhang wurde vom EWI ein Einsatzmodell entwickelt, mit dem ein Kraftwerk mit TES simuliert werden kann. Das Deckungsbeitrag-Maximierungsproblem ist als ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell formuliert und im General Algebraic Modeling System (GAMS) implementiert.

Die Ergebnisse der Strommarktsimulationen dienen im Einsatzmodell als Input. Diese Inputdaten bestehen aus Preiszeitreihen für ein ganzes Jahr (in diesem Fall für 2030) und umfassen: stündliche Day-Ahead-Preise, viertelstündliche kontinuierliche Intraday-Preise, PRL-Preise, sowie positive und negative SRL-Preise. Im Haupt-Output des Modells sind die optimalen Einsätze des Kraftwerks und des TES an den jeweiligen Märkten sowie der gesamte Deckungsbeitrag enthalten.

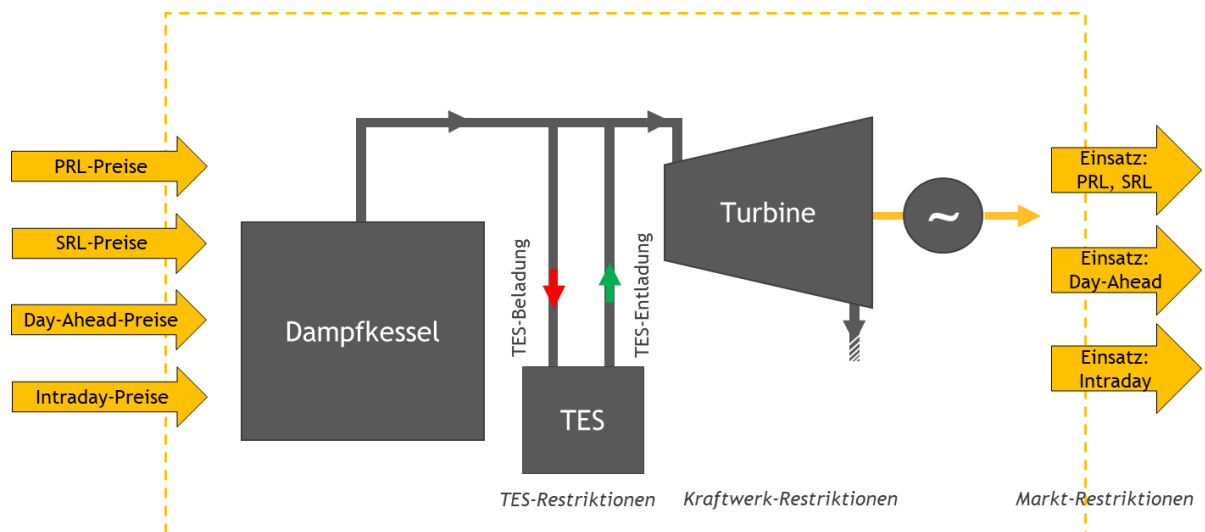


Abbildung 17: Schematische Darstellung der Struktur des Einsatzmodells

Das Modell hat eine viertelstündliche Auflösung und wird in wöchentlichen Blöcken abgebildet. Das heißt, in einem Jahr werden 52 Blöcke mit jeweils 672 Viertelstunden optimiert. Die Wochen sind so miteinander verknüpft, dass die Turbinenleistung sowie der TES-Speicherfüllstand am Anfang der Woche gleich der Turbinenleistung und dem Speicherfüllstand am Ende der vergangenen Woche sein müssen.

Die Zielfunktion des Modells ist definiert als die Maximierung des wöchentlichen Gesamtdeckungsbeitrags. Der Gesamtdeckungsbeitrag ist die Summe der an den Day-Ahead-

(DB_{DA}), Intraday- (DB_{ID}), SRL- ($DB_{SRL,pos}$, $DB_{SRL,neg}$) und PRL-Märkten (DB_{PRL}) erzielten Deckungsbeiträge minus der variablen Kosten (C_{Var}) und der Anfahrkosten ($C_{Startup}$).

$$\text{maximiere: } DB_{Week} = \sum_{q=1}^{672} (DB_{DA} + DB_{ID} + DB_{SRL,pos} + DB_{SRL,neg} + DB_{PRL} - C_{Var} - C_{Startup})$$

Die Lösung des Maximierungsproblems sieht vor, dass der Gesamtdeckungsbeitrag maximiert wird, während gleichzeitig die Kraftwerksrestriktionen, TES-Restriktionen und auch die Marktrestriktionen eingehalten werden.

Kraftwerksrestriktionen

Die Kraftwerksrestriktionen bestehen u. a. aus den Teillast-Wirkungsgradverlusten und Mindestlastbedingungen. Zur Simulation des Betriebs zwischen Mindest- und Volllast wurde eine lineare Interpolation des Wirkungsgrades durchgeführt.

Die Einhaltung der positiven bzw. negativen Lastgradienten stellt eine weitere Restriktion dar. Diese Lastgradienten sind die Raten, mit Hilfe derer positive bzw. negative Laständerungen möglich sind. Des Weiteren werden auch Anfahrt- bzw. Abfahrtsrestriktionen in Form von Anfahrt- bzw. Abfahrtszeiten berücksichtigt. Die Anfahrtszeit ist die benötigte Zeitdauer für eine Anfahrt, während der noch kein Strom in das Netz eingespeist wird, bis das Kraftwerk die Mindestlast erreicht. Analog bezeichnet die Abfahrtszeit die Zeitdauer für das Abfahren bis das Kraftwerk die Mindestlast erreicht, unterhalb derer kein Strom mehr in das Netz eingespeist wird.

Die Anfahrtsbedingungen werden durchschnittlich betrachtet und es wird ein durchschnittlicher Wert für die Anfahrkosten angenommen. Das heißt, es gibt keine Differenzierung zwischen „Hot-, Warm- und Coldstart“.

II.1.2.3.2. AP 2.3.2: Modellimplementierung der technischen Restriktionen für jede zu untersuchende TES-Variante

TES-Restriktionen

TES-Restriktionen sind hauptsächlich die Berücksichtigung der Wirkungsgradverluste beim Beladen, die Einhaltung der maximalen Belade- und Entladeleistungen sowie die begrenzte Speicherkapazität.

Markt-Restriktionen

Zusätzlich zu den obengenannten physischen Komponentenrestriktionen gibt es noch Marktrestriktionen für Regelleistungen, die erfüllt werden müssen¹⁰. Diese sind die Lieferung der Sekundärregelleistung (SRL) in 4-Stunden-Blöcken sowie minimal und maximal mögliche

¹⁰ Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen") Stand: 26. Oktober 2018

Gebotsvolumen. Für die Primärregelleistung (PRL) wird unterstellt, dass sie in 2030 ähnlich wie die SRL in 4-Stunden-Blöcken gehandelt wird.¹¹

TES-Einsatz am Day-Ahead-Markt

Am Day-Ahead-Markt werden zusätzliche Erlöse durch TES erzielt. Dies geschieht in Form von Arbitrage zwischen dem Beladen des Speichers in den Off-Peak-Zeiten und dem Entladen in den Peak-Zeiten. In Perioden mit geringen Preisen kann der TES beladen werden und dabei unter Umständen auch die elektrische Mindestlast abgesenkt werden. Dadurch können auch potentielle Ab- und Anfahrkosten vermieden werden. Analog kann die Kraftwerksleistung in Volllast bei hohen Preisen durch das Entladen des TES erhöht werden.

TES-Einsatz am Intraday-Markt

Entladen am ID-Markt: Der TES kann am Intraday entladen und die Turbinenleistung bzw. Generatorleistung erhöhen. Dies erlaubt es dem Kraftwerk, in Perioden mit hohen Intraday-Preisen Kapazitäten am Intraday-Markt anzubieten und dadurch zusätzliche Erlöse zu erzielen.

Beladen am ID-Markt: In Perioden mit niedrigen ID-Preisen wird der TES für das Arbitragegeschäft beladen und die Turbinenleistung beispielsweise um Δ MW reduziert. D.h. diese schon am Day-Ahead-Markt vermarktete Kapazität von Δ MW wird nicht erzeugt, sondern am Intraday-Markt gekauft. Dadurch kann der TES in Phasen mit niedrigen Preisen am ID-Markt günstig beladen werden.

In beiden Fällen (Beladen & Entladen am ID-Markt) wird genug Liquidität am Intraday-Markt vorausgesetzt, was nicht in jeder Stunde der Fall ist. Dennoch hat die Liquidität am ID-Markt in den letzten Jahren stark zugenommen. Es wird erwartet, dass sie mit zunehmenden EE-Kapazitäten wächst.

TES-Einsatz an Regelleistungsmärkten (SRL & PRL)

Am SRL-Markt für positive und negative Regelleistung kann der TES die maximale angebotene Leistung des Kraftwerks erhöhen. Der TES muss allerdings genügend Energie vorhalten, um über einen Zeitraum von vier Stunden sowohl positive als auch negative Leistung liefern zu können. Die daraus resultierenden Speicherrestriktionen, d. h. die Sicherheitsmargen entsprechend dem Präqualifikationsverfahren, sind in Abbildung 18 zusammengefasst. Für die Lieferung von +1 MW SRL müssen z.B. jeweils 5 MWh im TES vorgehalten werden. In ähnlicher Weise müssen für die Lieferung von -1 MW SRL 5 MWh Kapazität im TES freigehalten werden.

Ähnlich wie bei der SRL kann der TES die am PRL-Markt angebotene Leistung erhöhen. Auch hier werden die Präqualifikationsrestriktionen des TES entsprechend Abbildung 18 berücksichtigt. Der TES muss genug Energie sowie genug freie Kapazität haben, um mindestens eine halbe Stunde lang PRL liefern zu können. Die technische Möglichkeit der untersuchten TES-Konzepte zur Erbringung von PRL innerhalb von 30 Sekunden ist allerdings meistens begrenzt, da hierfür eine sehr hohe Entladegeschwindigkeit erreicht werden muss.

¹¹ Dies entspricht der von den Betreibern erwarteten zukünftigen Entwicklung.

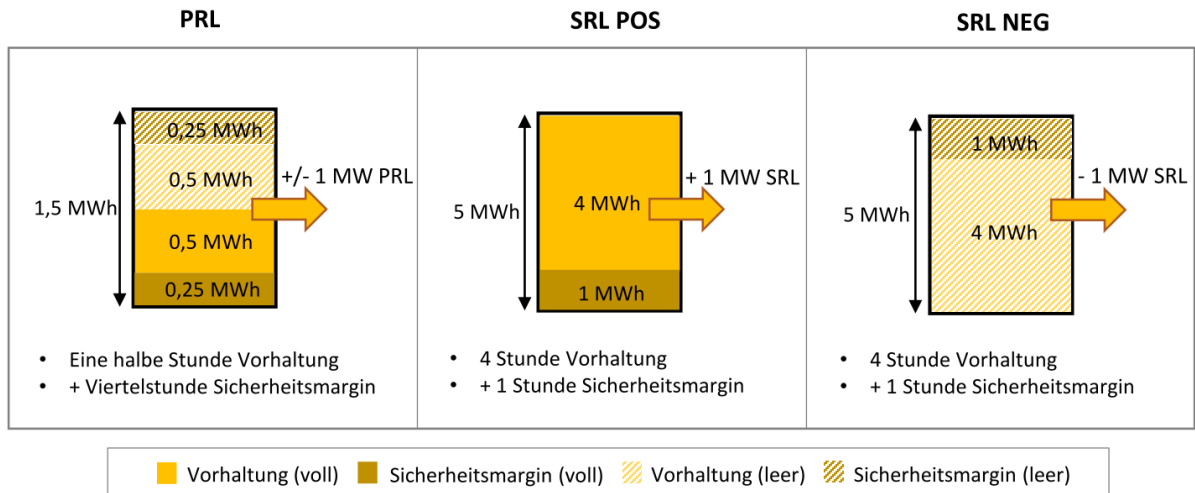


Abbildung 18: Präqualifikationsrestriktionen an TES für den Regelenergieeinsatz

II.1.2.4. AP 2.4: Bewertung der Wirtschaftlichkeit und techno-ökonomische Zielgrößenbestimmung im iterativen Prozess

Einsatz ohne TES

Der Einsatz des Referenzkraftwerks ohne TES wurde für jedes Szenario des Strommarktmodells für das Jahr 2030 vom EWI simuliert. Es wird angenommen, dass das Kraftwerk ohne TES nur an PRL, SRL und Day-Ahead-Märkten eingesetzt werden kann. Das Kraftwerk hat perfekte Voraussicht auf die Preise an allen Märkten und der Einsatz wird mit dieser Information optimiert. Die Methodik stellt daher eine „Upper Benchmark“ dar.

Die Ergebnisse für das im Projekt definierte Referenzkraftwerk sind nicht deckungsgleich mit dem durchschnittlichen Einsatz deutscher Steinkohlekraftwerke, da sich darunter Kraftwerke mit abweichenden Leistungsdaten befinden.

Tabelle 8: Kraftwerkeinsatzergebnisse ohne TES

	Deckungsbeitrag (Mio. EUR/a)	Volllaststunden (h/a)	Anzahl der Anfahrten/a
2030 Worst-Case-Szenario	66,1	5.720	13
2030 Basis-Szenario	131,4	6.466	7
2030 Best-Case-Szenario	134,2	6.041	9

Wegen des deutlich niedrigeren Durchschnittsstrompreises im Worst-Case-Szenario erzielt das Referenzkraftwerk den niedrigsten Deckungsbeitrag sowie die niedrigsten Volllaststunden. Die Anzahl der Anfahrten ist im Worst-Case-Szenario am höchsten. Dagegen führen Basis- und Best-Case-Szenario aufgrund ähnlich hoher Durchschnittsstrompreise zu Deckungsbeiträgen, die

nahezu doppelt so hoch sind wie jene aus dem Worst-Case-Szenario. In beiden Szenarios sind die Volllaststunden höher und ist die Anzahl der Anfahrten geringer.¹²

Einsatz mit TES: Zusätzliche Deckungsbeiträge

Die Wirtschaftlichkeitsbewertung findet iterativ statt und deren Ergebnisse fließen in die technische Analyse ein. Hier wird in den jeweiligen Arbeitspaketen überprüft, ob unter der gegebenen Parametrierung und Wirtschaftlichkeit eine angepasste Parametrierung als sinnvoller Untersuchungsgegenstand identifiziert werden kann. Diese Parametrierung wird dann wieder in diesem Arbeitspaket erneut auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht. Das iterative Vorgehen ist schematisch in der Abbildung 19 verdeutlicht. In diesem Abschnitt stellen wir die Endergebnisse dieses Prozesses vor.

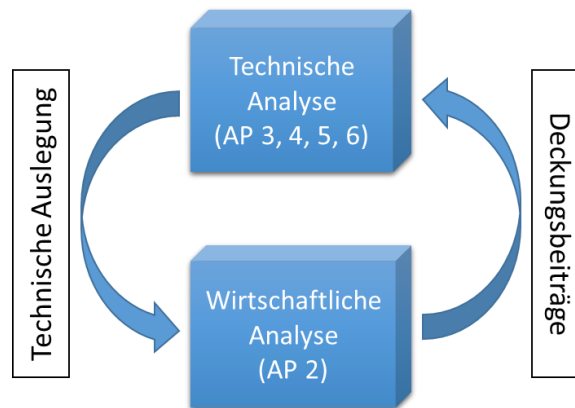


Abbildung 19: Iterativer Austausch zwischen technischer und wirtschaftlicher Analyse zur Zielgrößenquantifizierung

Zentrale Inputparameter für die Abbildung der Leistungsfähigkeit der TES-Konzepte im Modell sind die maximale Be- und Entladeleistung in Mindest- und Volllast und der Wirkungsgrad. Diese Parameter wurden in AP 4 erarbeitet und sind in Tabelle 9 zusammengefasst.

Die Häufigkeit der TES-Be- bzw. Entladevorgänge im kraftwerkstechnischen Realbetrieb, d. h. an konkreten Kraftwerkslastpunkten, hat einen signifikanten Einfluss auf den durchschnittlichen Wirkungsgrad der TES-Konzepte und ist wesentlich für die Bestimmung einer optimalen Betriebsstrategie. Daher wurde die Häufigkeit der Be- und Entladevorgänge der TES-Konzepte in den Kraftwerkslastbereichen in den Einsatzsimulationen vom EWI analysiert. Die durchschnittlichen Wirkungsgradwerte wurden dann in Zusammenarbeit mit LUAT iterativ ermittelt.

Abbildung 20 zeigt ein modellsimuliertes Einsatzbeispiel des Kraftwerks mit TES. Während der Perioden mit niedrigeren Preisen wird der TES beladen, und er wird entladen, wenn die Preise hoch genug sind. So erzielt der TES Deckungsbeiträge durch Energiearbitrage.

¹² Die relativ geringere Anzahl der Anfahrten spiegelt die „Perfect Foresight“-Annahme wider.

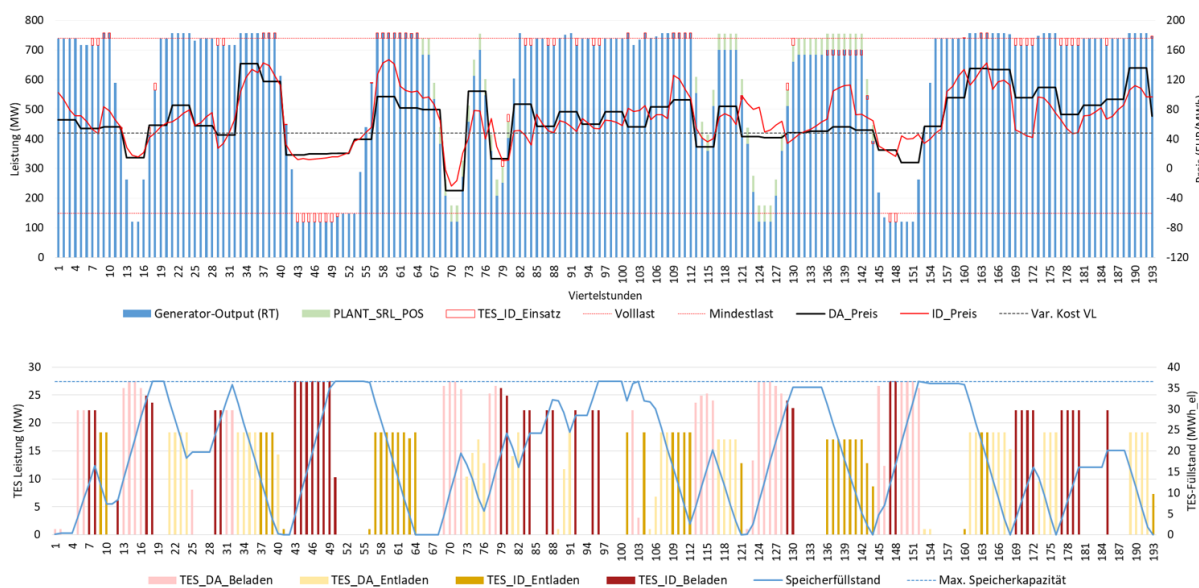


Abbildung 20: Einsatzbeispiel

In AP 2.4 hat Siemens folgende Ergebnisse erzielt:

Ergebnis der vorangegangenen Diskussionen von AP 2.2 um die technischen Zielgrößen ist eine maximale Speicherdauer von 2 h, da die zusätzlich erlösbaren Deckungsbeiträge eines größeren TES nur noch marginal steigen.

Aufgrund der kostenintensiven Druck beaufschlagten Ruths-Speicherbehälter sind die Konzepte der 15 min Speicher im Rahmen der Anwendung als Kurzzeitspeicher mit in die Bewertung eingeflossen. Ergebnis der Telco am 25.07.2017 und der Arbeitstreffen am 08.08.2017 und 09.11.2017 war, dass die erzielbaren zusätzlichen Deckungsbeiträge eines größeren Ruths-Speichers gegenüber atmosphärischen Speichern keine wirtschaftliche Betriebsweise ergeben. Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird durch Aufwand und Nutzen dargestellt. Nutzen sind die spezifischen Deckungsbeiträge in [€/MWh/a].

Die Aufwände sind die erforderlichen Kapitalaufwände zur Integration des Konzeptes in das Kraftwerk. Sie wurden als spezifische Kosten in [€/MWh] angegeben und im Rahmen AP 3 ermittelt. Das Verhältnis aus Aufwand pro Nutzen gibt die Amortisationszeit an. Die techno-ökonomische Zielgröße ist die optimale Speicherkapazität, also die Speicherdauer, an der die Amortisationszeit am geringsten ist.

Folgende Konzepte wurden zur detaillierten techno-ökonomischen Bewertung ausgewählt:

- Konzept 2 (K2): HZÜ-HDVW9_indirekt
- Konzept 3 (K3b): KZÜ_NDVW5
- Konzept 4 (K4): FD/KZÜ-HDVW7_direkt
- Konzept 6 (K6): RG-Luft_indirekt

Tabelle 9: Parameter der Leitkonzepte

Bezeichnung	Konzepte	Kraftwerks- lastpunkt	Max.	Max.	TES-WG
			Beladeleistung (MW _{el})	Entladeleistung (MW _{el})	
K2	Konzept 2: HZÜ-HDVW9_indirekt	20%	19,5	1,4	45,9%
		100%	66,4	33,2	
K3b	Konzept 3: KZÜ_NDVW5	20%	15,4	1,3	65,0%
		100%	18,3	11,4	
K4	Konzept 4: FD/KZÜ-HDVW7_direkt	20%	27,4	2,7	76,1%
		100%	22,3	18,4	
K6	Konzept 6: RG-Luft_indirekt	20%	20,4	16,0	63,3%
		100%	23,1	11,5	

Die Analysen der Einsatzsimulationen von EWI haben die folgenden Ergebnisse erbracht:

- TES-Konzepte werden hauptsächlich in höheren Kraftwerkslastbereichen entladen. Allerdings nimmt die Häufigkeit der Entladevorgänge in niedrigeren Lastbereichen mit abnehmender Speichergröße sowie zunehmendem Wirkungsgrad zu.
- Konzepte mit niedrigen Wirkungsgraden werden mehrheitlich in niedrigeren Kraftwerkslastbereichen beladen. Mit zunehmendem Wirkungsgrad wächst die Häufigkeit der Beladungen an höheren Lastpunkten sehr stark.
- ID-Einsatz des Referenzkraftwerks, der durch TES ermöglicht wird, kann theoretisch die zusätzlichen TES-Deckungsbeiträge verdoppeln. Diese ID-Deckungsbeiträge sind für kleinere Speichergrößen proportional wichtiger.
- Die Wirtschaftlichkeit von SRL- und PRL-Unterstützung durch TES ist wegen der strengen Präqualifikationsrestriktionen begrenzt.

Die durch die TES-Konzepte zusätzlich erzielten absoluten Deckungsbeiträge für das betrachtete Referenzjahr (2030), die sich aus den Einsatzsimulationen ergeben, sind in Tabelle 10 dargestellt. Die absoluten Deckungsbeiträge bemessen den Unterschied zwischen den zu erzielenden Deckungsbeiträgen des Referenzkraftwerks mit und ohne TES. Sie sind in Tabelle 10 in Bezug auf die Speichergröße (in Entladestunden bei Vollast) für das Base-Case-Szenario angegeben.

Tabelle 10: Absolute Deckungsbeiträge in Bezug auf die Speichergröße in Mio. EUR/a (Base Case)

Speichergröße (h)	K2	K3b	K4	K6
0.25	0.84	0.40	0.78	0.49
0.5	1.39	0.69	1.29	0.80
1	1.98	1.12	2.06	1.28
2	2.40	1.43	2.67	1.64
3	2.60	1.60	3.00	1.83
4	2.72	1.72	3.22	1.96
6	2.85	1.85	3.49	2.10
8	2.91	1.92	3.64	2.18

Der absolute Deckungsbeitrag (EUR/a) wird durch die Speicherkapazität (MWh) des TES dividiert, um den spezifischen TES-Deckungsbeitrag zu erhalten (EUR/MWh/a) und die Konzepte mit unterschiedlichen Leistungen miteinander vergleichen zu können. Spezifische Deckungsbeiträge der TES-Konzepte sind in Abbildung 21 dargestellt. Alle Leitkonzepte erzielen im Best-Case-Szenario die höchsten und im Worst-Case-Szenario die niedrigsten Deckungsbeiträge, weshalb diese als Ober- beziehungsweise Untergrenzen der möglichen Bandbreite der Rentabilität angesehen werden können. Mit zunehmender Speicherkapazität des TES tritt ein Sättigungseffekt ein und die spezifischen Deckungsbeiträge werden stetig geringer.

K2 erzielt im Vergleich der Konzepte in allen Szenarien deutlich niedrigere spezifische Deckungsbeiträge aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades (Strom zu Strom). Im Worst-Case- und Basis-Szenario erzielen K4 und K6 Deckungsbeiträge in ähnlicher Größenordnung, wobei K4 wegen des höheren Wirkungsgrades etwas höhere Beiträge aufweist. Im Best-Case-Szenario erzielt allerdings K6 für die kleineren Speicherkapazitäten höhere Erlöse als K4. Der Grund dafür ist folgender: Bei kleineren Speicherkapazitäten wird viel häufiger an niedrigeren Kraftwerkslastpunkten entladen. Zusätzlich geschieht dies im Best-Case-Szenario wegen der höheren Preisvolatilität häufiger als in anderen Szenarien. In diesem Zusammenhang kann K6 höhere Erlöse erzielen, weil im Vergleich der Konzepte eine deutlich höhere Entladeleistung an niedrigeren Kraftwerkslastpunkten vorliegt.

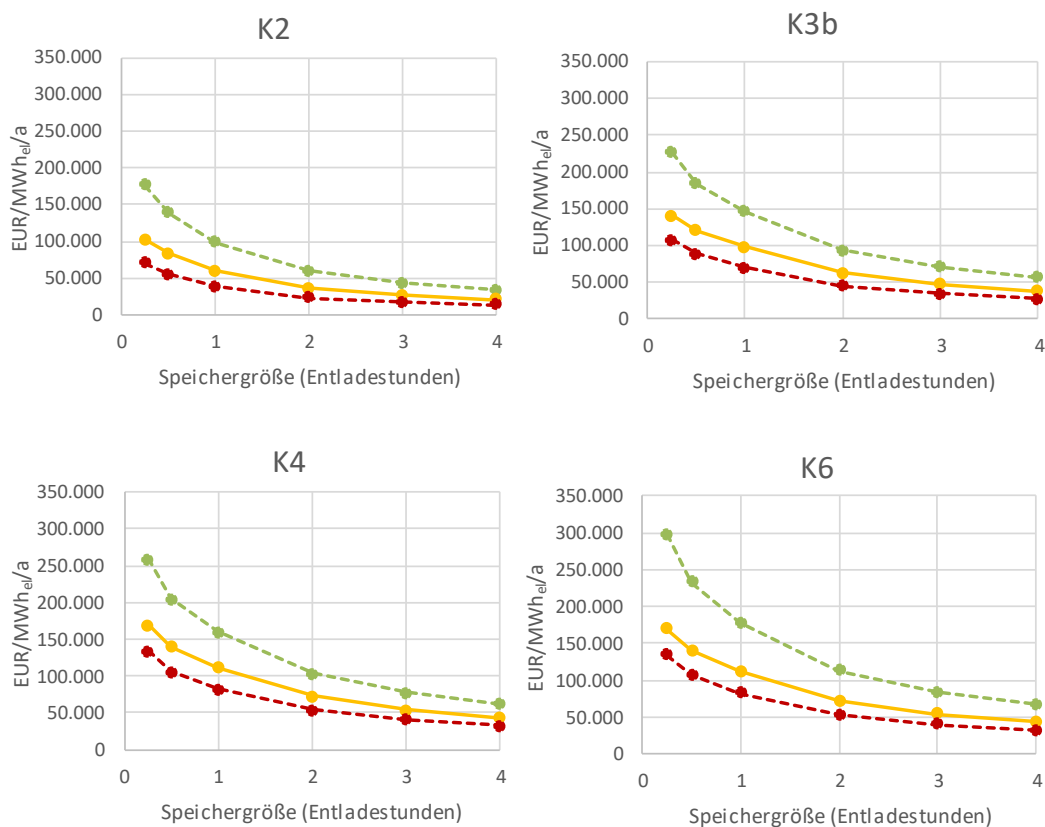


Abbildung 21: Spezifische (rechts) Deckungsbeiträge durch TES pro Jahr für unterschiedliche Speichergößen

Wirtschaftlichkeitsbewertung

Die Wirtschaftlichkeitsbewertung, die vom EWI durchgeführt wurde, entspricht der Berechnung und dem Vergleich der jeweiligen Amortisationsdauern ohne sowie mit Diskontierung für die TES-Konzepte. Die Amortisationsdauer ohne Diskontierung entspricht den reinen, absoluten Gesamtinvestitionskosten dividiert durch den jährlichen absoluten TES-Deckungsbeitrag („Cash Flow“) und gibt an, wie viel Jahre es dauert, bis sich die Investition amortisiert. D.h. je geringer die Amortisationsdauer ist, desto wirtschaftlicher ist das Konzept. Für die Analyse wird angenommen, dass die für das Jahr 2030 simulierten Deckungsbeiträge während der Lebensdauer der Konzepte konstant bleiben. Für die diskontierte bzw. dynamische Amortisationsdauer wird zusätzlich eine Annahme über den Diskontierungsfaktor gemacht. Der Diskontierungsfaktor kann als Risikoschätzung der Investoren interpretiert werden.

Amortisationsdauer (Payback Period):

$$PP = \frac{INV}{CF}$$

Dynamische Amortisationsdauer (Discounted Payback Period):

$$DPP = \frac{\ln\left(\frac{1}{1 - \frac{INV \cdot d}{CF}}\right)}{\ln(1 + d)}$$

INV: Investitionskosten, *CF*: Periodischer Cashflow, *d*: Diskontierungsfaktor

Die in die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der TES-Konzepte eingegangenen Investitionskosten basieren auf den in AP 5 erstellten Kostenschätzungen und sind in Tabelle 11 zusammengefasst. Die Kosten sind als „Total As Spent Costs“ (TASC) angegeben, s. AP5.5.1.

Tabelle 11: Investitionskosten in Bezug auf die Speichergröße (Entladestunden bei Vollast) in Mio. EUR

Speichergröße (h)	K2	K3b	K4	K6
0.25	4.30	2.90	4.40	3.30
0.5	5.10	5.50	8.30	3.80
1	6.40	10.70	16.20	4.50
2	8.60	20.90	31.40	5.70
4	12.40	41.10	62.20	7.90
6	17.50	61.30	91.10	9.80
8	21.2	81.3	120.7	12

Für die in AP 6 betrachteten Konzepte konnten erstmals Integrationskosten berücksichtigt werden. „Integrationskosten“ entsprechen dem Aufwand der verfahrenstechnischen sowie elektro- und

leittechnischen Integration des jeweiligen TES-Konzepts in ein Bestandskraftwerk. Integrationskosten sind unabhängig von der Speichergröße. Die Kosten sind jeweils als „Total As Spent Costs“ (TASC) in Tabelle 12 angegeben.

Tabelle 12: Integrationskosten in Mio. EUR

K2	K3b	K4
9.50	5.65	7.65

Die Gesamtkosten der Konzepte entsprechen der Summe der Investitionskosten und Integrationskosten und sind in der Tabelle 13 für die jeweiligen Speichergrößen angegeben.

Tabelle 13: Gesamtkosten in Bezug auf die Speichergröße (Entladestunden bei Volllast) in Mio. EUR

Speichergröße (h)	K2	K3b	K4
0.25	13.80	8.55	12.05
0.5	14.60	11.15	15.95
1	15.90	16.35	23.85
2	18.10	26.55	39.05
4	21.90	46.75	69.85
6	27.00	66.95	98.75
8	30.70	86.95	128.35

Die Bestimmung der optimalen Speichergrößen wurde auf Grundlage der Gesamtkosten (für alle außer K6 Investition + Integration, für K6 nur Investition), s. Tabelle 14, und der Modellergebnisse (simulierte Deckungsbeiträge) durchgeführt. Daraus folgt, dass die optimale Speichergröße für K3b und K4 eine Entladestunde ist. Die optimale Speichergröße für K2 und K6 liegt bei zwei Entladestunden. Diese Ergebnisse sind unabhängig von den drei Marktszenarien und sind in der Abbildung 22 zu sehen.

Tabelle 14: TES Gesamtkosten für die gewählten optimalen Speichergrößen

	Entladeleistung (MW _{el})	Entladedauer (h)	Investition (Mio. €)	Integration (Mio. €)	TOTAL (Mio. €)
K2	33,2	2	8,60	9,50	18,10
K3b	11,4	1	10,70	5,65	16,35
K4	18,4	1	16,2	7,65	23,85
K6*	11,5	2	5,70		

* Die Integrationskosten von K6, das für ein Neubaukraftwerk geeignet ist, wurden nicht ermittelt. Ein Vergleich mit anderen Konzepten bzgl. der Integrationskosten wurde daher ausgeschlossen.

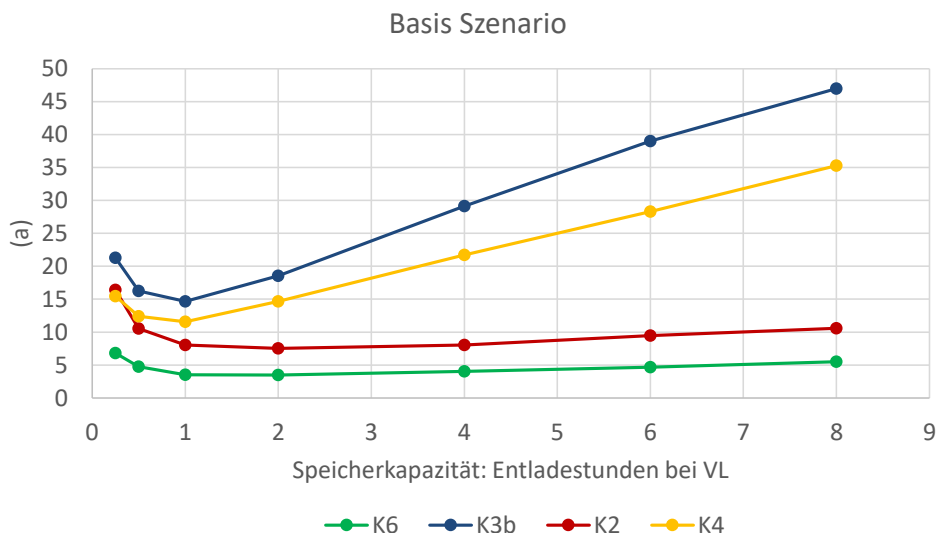


Abbildung 22: Amortisationsdauer in Jahren (Payback-Period, nicht diskontiert)

Die jeweilige Amortisationsdauer der Konzepte wurde berechnet. Für einen Vergleich der Wirtschaftlichkeit der Konzepte wurden sowohl die Investitionskosten (ohne Integrationskosten) isoliert betrachtet (Tabelle 15) als auch die Gesamtkosten verglichen. Für die Berechnung der dynamischen Amortisationsdauer wurde als unterer Wert ein Diskontierungsfaktor von 4% und als oberer Wert ein Diskontierungsfaktor von 8% angenommen. Werden nur die Investitionskosten (ohne Integrationskosten) berücksichtigt, so ist K6 das wirtschaftlichste Konzept, dicht gefolgt von K2. K3b ist das unwirtschaftlichste Konzept.

Bei Betrachtung der Gesamtkosten der Konzepte K2, K3b und K4 zeigt sich, dass K2 das wirtschaftlichste Konzept ist. K6 wurde aufgrund fehlender Daten zu den Integrationskosten nicht berücksichtigt. Im Vergleich zur alleinigen Betrachtung der Investitionskosten in Tabelle 16 hat die Amortisationsdauer für jedes Konzept deutlich zugenommen.

Tabelle 15: Amortisationsdauer in Jahren für Investitionskosten (ohne Integrationskosten)

	Payback period			Discounted payback period (4%)			Discounted payback period (8%)		
	Worst Case	Basis	Best Case	Worst Case	Basis	Best Case	Worst Case	Basis	Best Case
K2	5,6	3,6	2,2	6,4	3,9	2,3	7,7	4,4	2,5
K3b	20,6	14,7	9,8	44,1	22,5	12,7	>80	>80	20,0
K4	10,7	7,9	5,5	14,2	9,6	6,4	25,1	12,9	7,6
K6	4,7	3,5	2,2	5,3	3,8	2,4	6,1	4,2	2,5

Tabelle 16: Amortisationsdauer in Jahren für Gesamtkosten

	Payback period			Discounted payback period (4%)			Discounted payback period (8%)		
	Worst Case	Basis	Best Case	Worst Case	Basis	Best Case	Worst Case	Basis	Best Case
K2	11,7	7,5	4,6	16,2	9,1	5,1	36,5	12,0	5,9
K3b	24,2	17,3	11,6	>80	30,0	15,8	>80	>80	33,8
K4	15,7	11,6	8,1	25,3	15,8	10,0	>80	33,7	13,6
K6*									

*Die Integrationskosten von K6, das für ein Neubaukraftwerk geeignet ist, wurden nicht ermittelt. Ein Vergleich mit anderen Konzepten bzgl. der Integrationskosten wurde daher ausgeschlossen.

Die Amortisationsdauer nimmt mit steigendem Diskontierungsfaktor exponentiell zu. Ergebnisse, die mit >80 angegeben sind, entsprechen den Fällen, in denen die Diskontierung nicht konvergiert. Dies kann so interpretiert werden, dass sich die Investitionen unter dem angenommenen Risikofaktor (d.h. Diskontierungsfaktor) nicht amortisieren. Wie zu erwarten, ist die Amortisationsdauer für alle Konzepte im Best-Case-Szenario am niedrigsten und im Worst-Case-Szenario am höchsten.

Schlussfolgerungen

- Werden nur die Investitionskosten der TES berücksichtigt, so ist K6 das wirtschaftlichste Konzept, dicht gefolgt von K2.
- Bei Betrachtung der Gesamtkosten der Konzepte K2, K3b und K4 zeigt sich, dass K2 das wirtschaftlichste Konzept ist. Die Wirtschaftlichkeit von K6 kann aufgrund fehlender Daten zu den Integrationskosten nicht bewertet werden.
- K3b ist sowohl in Bezug auf die reinen Investitionskosten der TES als auch in Bezug auf die Gesamtkosten das unwirtschaftlichste Konzept, allerdings sinkt bei Betrachtung der Gesamtkosten der Abstand zu Konzept 4.
- Die Amortisationsdauer für alle Konzepte ist im Best-Case-Szenario am niedrigsten und im Worst-Case-Szenario am höchsten.
- Alle Konzepte mit Ausnahme von K2 im Best Case weisen in Bezug auf die Gesamtkosten relativ lange Amortisationszeiten auf. Die Amortisationszeit von K6 kann nicht ermittelt werden.

II.1.2.4.1.AP 2.4.3: Ökonomische Bewertung alternativer Speicheroptionen (aus AP 3.4)

Als Alternative zur thermischen Energiespeicherung (TES) wurden die Konzepte Flüssigluftenergiespeicher (LAES) und „Power to Methanol“ (PtM) auf Systemebene mit den sich in der Entwicklung befindlichen TES-Technologien verglichen, wobei die technischen und ökonomischen Aspekte der verschiedenen Konzepte betrachtet wurden.

Das Kraftwerkseinsatzmodell des EWI wurde entsprechend angepasst und erweitert. Der Modellierungsansatz für LAES ist in Abbildung 23 dargestellt. In Perioden mit unwirtschaftlichen Strompreisen kann das LAES-System mit Energie aus dem Kraftwerk beladen werden. Das LAES-System mit Gasturbine erzeugt dann Strom in den Perioden mit höheren Strompreisen, um Erlöse zu erzielen.

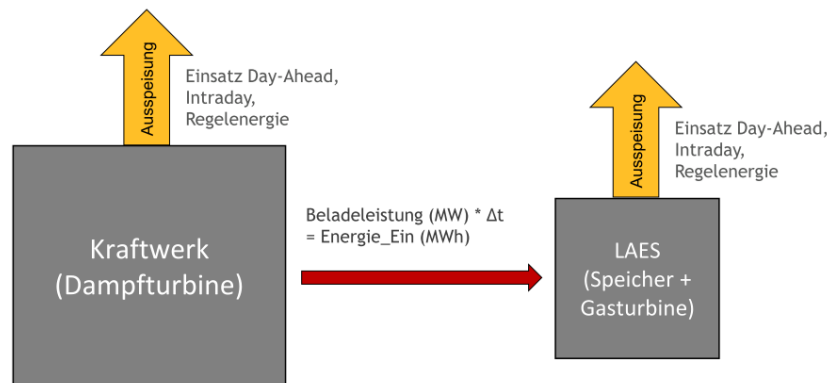


Abbildung 23: Modellierungsansatz Kraftwerk + LAES

Die folgenden Inputparameter für das LAES-System wurden von MHPSE bereitgestellt: Die elektrische Äquivalenz der maximalen Beladeleistung liegt bei 27,7 MW_{el} und die maximale LAES-Auspeisung ist begrenzt bis 13,5 MW_{el}. Der Wirkungsgrad liegt bei 50,5%. Eine zusätzliche Restriktion für das LAES-System besteht in der Mindestbetriebszeit für den Ein-/Auspeicherbetrieb, die jeweils 1 Stunde beträgt. Einsatzsimulationen zeigen, dass die Amortisationsdauer für die optimale Speichergröße von 2 Stunden mit spezifischen Kosten von 148.000 EUR/MWh_{el} (Quelle: MHPSE) zwischen 20 Jahre (Base-Case-Szenario) und 40 Jahren (Worst-Case-Szenario) liegt.

Der Modellierungsansatz für das PtM-Konzept ist in Abbildung 24 dargestellt. In Perioden mit niedrigeren Strompreisen (d.h. wenn der Strompreis niedriger als der Methanolpreis ist) wird die Kraftwerksleistung benutzt, um Methanol mit der PtM-Anlage zu produzieren. Der zusätzliche Erlös durch die PtM-Anlage ist dann das Produkt aus Methanolpreis und der Menge an produziertem Methanol.

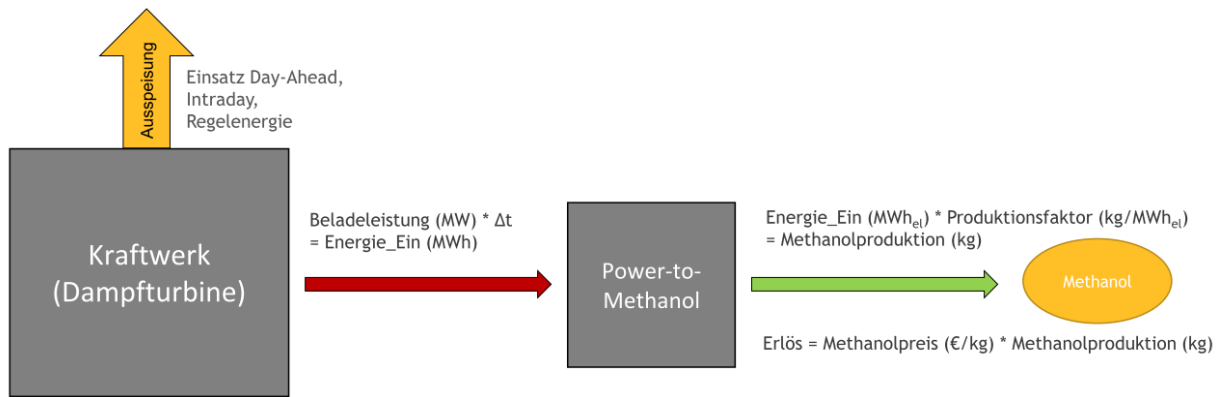


Abbildung 24: Modellierungsansatz Kraftwerk + PtM

Für das Jahr 2030 wird ein Methanolpreis von 585 EUR/t angenommen. Die Preisentwicklung für Methanol basiert auf dem im IEA World Energy Outlook 2017 [13] angegebenen zukünftigen Ölpreis für 2030, da die Methanolpreise historisch stark mit den Ölpreisen korrelieren. Es wurden wieder die technischen Inputparameter von MHPSE verwendet, die von einem Methanolproduktionsfaktor von 100 kg/MWh_{el} sowie einer maximalen Beladeleistung bzw. einem maximalen Strom-Input für die Methanolproduktion von 100 MW_{el} ausgehen.

Es wurden unterschiedliche Systemgrößen mit den folgenden Investitionskosten untersucht: 25 MW Leistung (2500 t/h Methanol-Produktionskapazität) mit Investitionskosten von 50.000 EUR, 50 MW (5000 t/h) mit 100.000 EUR, 75 MW (7500 t/h) mit 150.000 EUR und 100 MW (10.000 t/h) mit 250.000 EUR. Die Einsatzsimulationen zeigen, dass die Amortisationsdauer für das PtM-Konzept für alle Größen über 50 Jahren liegt.

II.1.3. AP 3: Vorauswahl von Konzepten (Siemens)

Ziel des AP 3 war die Definition vielversprechender Vorentwürfe zur Flexibilisierung von Kohlekraftwerken durch thermische Energiespeicher. Dazu wurden im AP 3.1 die im vorangegangenen Projekt „Partner Dampfkraftwerk“ identifizierte Vorzugsvariante und die beiden Alternativkonzepte, sowie die nicht bearbeiteten Konzepte im Hochtemperatur-Rauchgasstrang betrachtet. Außerdem wurden neue Konzepte, beispielsweise der Einsatz von Phasenwechselmaterialien (PCM) in einer definierten Schüttung, die im Wärmespeichersystem untergebracht wird, herausgearbeitet. Die so entwickelten Konzepte wurden im AP 3.2 anhand thermodynamischer Simulationsstudien zum System „Kraftwerk“ und zu unterschiedlichen Wärmespeichertechnologien, als auch anhand Machbarkeits- und Risikoanalysen zur Integration bewertet. Erste Ergebnisse erlaubten Aussagen hinsichtlich unterschiedlicher Flexibilisierungsoptionen und dienten als Basis einer techno-ökonomischen Bewertung. Als Ergebnis wurden im AP 3.3 Leitkonzepte von thermischen Energiespeichern in Kohlekraftwerken identifiziert.

Im AP 3.4 wurden alternative Energiespeichertechnologien mit konventionellen Kraftwerken kombiniert. Hierbei handelt es sich um einen Flüssigluftenergiespeicher und ein „Power to Methanol“-System. Ziel dieses AP war ein verfahrenstechnischer und ökonomischer Vergleich verschiedener Energiespeicherkonzepte bzw. deren Nutzen bei der Flexibilisierung.

II.1.3.1. AP 3.1: Konzeptentwicklung thermischer Energiespeicher im Kohlekraftwerk

Die hier adressierten Arbeiten bezogen sich auf die Entwicklung von Konzepten für die Integration thermischer Energiespeicher in Kraftwerksprozesse. Dabei wurden zu den drei aus dem Vorgängerprojekt Partner-Dampfkraftwerk übernommenen Speicherkonzepten fünf weitere Integrationskonzepte thermischer Energiespeicher entwickelt, s. Abbildung 25, sowie diverse vielversprechende Untervarianten, die der Übersichtlichkeit hier nicht dargestellt werden. Die verwendete Nomenklatur sah vor, nach der Konzeptnummerierung zunächst die Entnahmestelle, dann die Rückspeicherstelle und zum Schluss die Art der Speicherung (direkt/indirekt) zu nennen.

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • P-DKW <ul style="list-style-type: none"> Konzept 1: FD-HZÜ_indirekt Konzept 2: HZÜ-HDVW7_indirekt Konzept 3: KZÜ-NDVW_indirekt • Hochtemperatur-Rauchgasstrang <ul style="list-style-type: none"> Konzept 6: RG-Luft_indirekt | <ul style="list-style-type: none"> • Ruths-Speicher mit/ohne PCM <ul style="list-style-type: none"> Konzept 3: KZÜ-NDVW3_direkt Konzept 3: KZÜ-SpWB_direkt Konzept 4: FD/KZÜ-HDVW6_direkt • weitere <ul style="list-style-type: none"> Konzept 5: NDVW-HDVW_direkt |
|--|--|

FD: Frischdampf; HZÜ: Heiße Zwischenüberhitzung; KZÜ: Kalte Zwischenüberhitzung; HDVW: Hochdruckvorwärmer; NDVW: Niederdruckvorwärmer; SpWB: Speisewasserbehälter; RG: Rauchgas

Abbildung 25: Konzept-Portfolio

Indirekte Speicherkonzepte

Die Koordination der Entwicklungsarbeiten der Integrationskonzepte mit indirektem Speicher oblag dem DLR. Sie werden im Folgenden zusammenfassend erläutert. Ebenfalls enthalten sind die Ergebnisse der Wärmespeicher- und Wärmeübertragervorauslegungen, welche vom DLR durchgeführt wurden und Teilergebnis aus AP3.2.2 sind.

Konzept 1: FD-HZÜ_indirekt

Konzept 1 beinhaltet einen Wärmespeicher, der über einen Wärmeübertrager im Dampfbereich des Kraftwerks eingebunden ist, s. Abbildung 26.

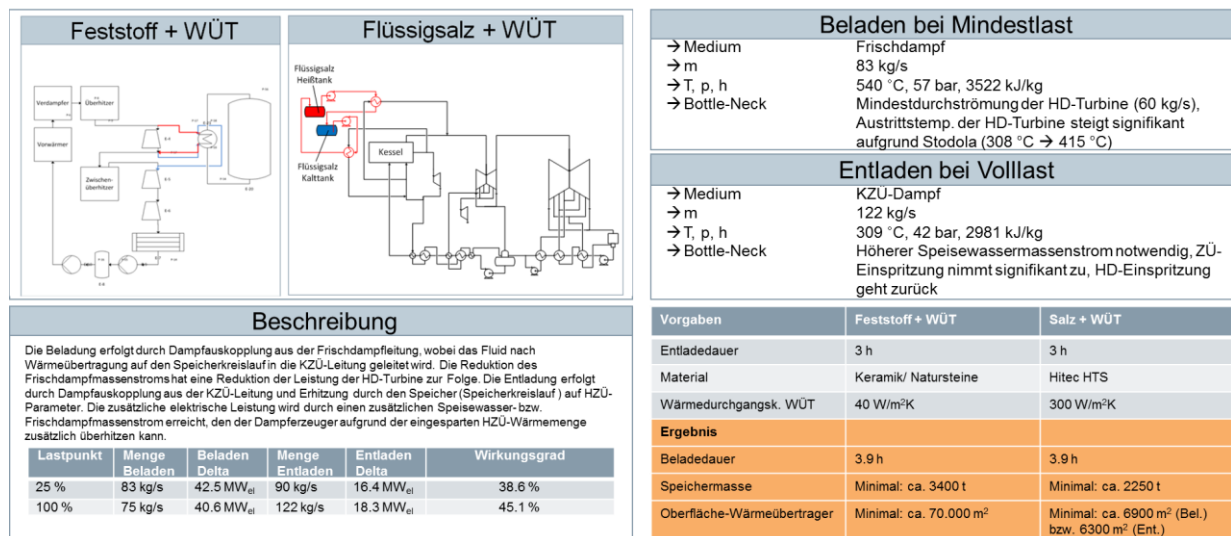


Abbildung 26: Konzept 1: FD-HZÜ_indirekt

Während des Beladens in Mindestlast wird Wärme isobar über den Wärmeübertrager aus einem Teilstrom des Frischdampfes (FD) in den Wärmespeicher übertragen. In Volllast muss hier eine Drosselung von 180 bar auf 141 bar vorgenommen werden, um Kondensation bei der Wärmeübertragung zu vermeiden. Der aus dem Wärmespeichersystem austretende Dampf wird anschließend über eine Drossel auf das Druck- und Temperaturniveau von KZÜ-Dampf abgesenkt und in den Hauptstrang zurückgeführt. Beim Entladen wird ein Teilstrom des KZÜ-Dampfes auf HZÜ-Temperaturniveau über das Wärmespeichersystem überhitzt und im Anschluss dem Hauptstrang wieder zugeführt, um Brennstoffeinsparungen bzw. höhere elektrische Leistungen zu ermöglichen. Ein- bzw. Austrittstemperaturen des Dampfes am Wärmeübertrager beim Be- und Entladen, Massenströme und Drücke basieren hierbei auf Systemsimulationen und den darin getroffenen Vorgaben. Aufgrund der hohen FD-Temperaturen von über 500 °C eignen sich hier zwei Wärmespeicheroptionen: Feststoff- und Flüssigsalz-Wärmespeicher.

Die thermischen Auslegungsberechnungen zur Bestimmung der Speicherdimensionen beruhen auf Lösungen der Wärmebilanzgleichungen der im Speichersystem auftretenden Phasen. Im Falle von Feststoff-Wärmespeicher mit einem umlaufenden Wärmetransportmedium wurden 1-dimensionale instationäre Modelle für beide Phasen (Feststoff und gasförmiges Wärmetransportmedium)

aufgestellt und numerisch gelöst. Im Falle von Flüssigsalzspeichern wurden die Wärmebilanzgleichungen analytisch gelöst, wobei gleichzeitig noch die Massenbilanz berücksichtigt wurde. Die Berechnungsgrundlage zur Bestimmung der Wärmeübertragergröße basiert hier auf der NTU-Methode.

Konzept 2: HZÜ-HDVW7_indirekt

Konzept 2 beinhaltet einen Wärmespeicher, der über zwei Wärmeübertrager im Wasser-Dampfbereich des Kraftwerks eingebunden ist, s. Abbildung 27.

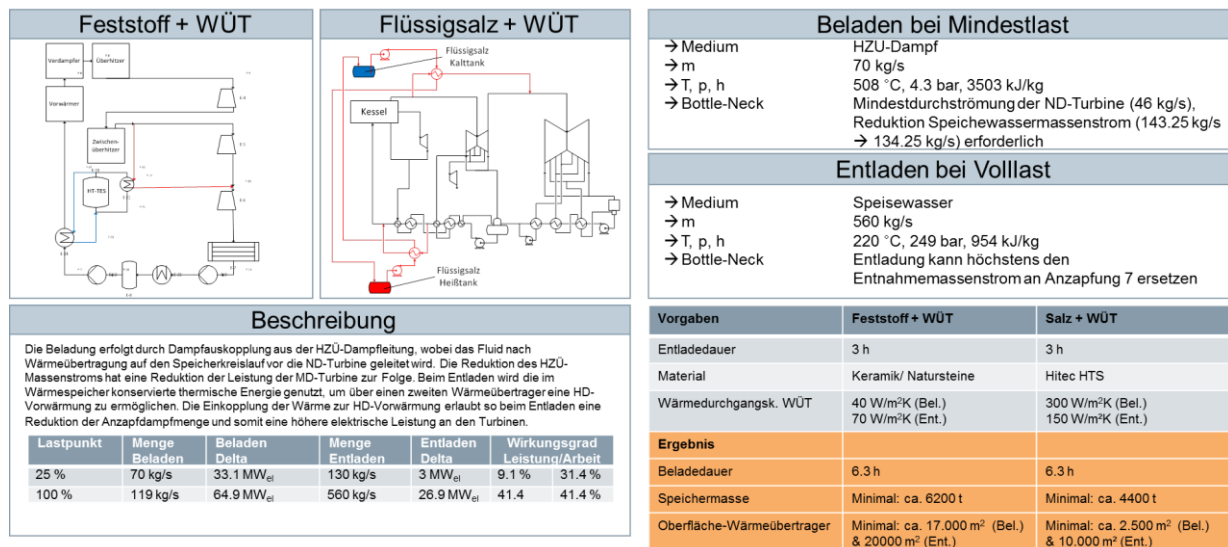


Abbildung 27: Konzept 2: HZÜ-HDVW7_indirekt

Während des Beladens wird Wärme aus einem Teilstrom der heißen Zwischenüberhitzung (HZÜ) in den Wärmespeicher übertragen und auf ein geeignetes Druck- und Temperaturniveau zur Einkopplung vor der ND-Turbine abgesenkt. Beim Entladen wird die im Wärmespeicher konservierte thermische Energie genutzt, um über einen zweiten Wärmeübertrager eine HD-Vorwärmung zu ermöglichen. Die Einkopplung der Wärme zur HD-Vorwärmung erlaubt so beim Entladen eine Reduktion der Anzapfdampfmenge und somit eine höhere elektrische Leistung an den Turbinen. Ein- bzw. Austrittstemperaturen des Dampfes am Wärmeübertrager beim Beladen, des aufzuwärmenden Wassers am Wärmeübertrager beim Entladen, Massenströme und Drücke basieren hierbei auf Systemsimulationen und den getroffenen Vorgaben. Aufgrund der hohen HZÜ-Temperaturen von über 500 °C eignen sich hier zwei Wärmespeicheroptionen: Feststoff- und Flüssigsalz-Wärmespeicher.

Die thermischen Auslegungsberechnungen zur Bestimmung der Speicherdimensionen beruhen auf Lösungen der Wärmebilanzgleichungen der im Speichersystem auftretenden Phasen. Im Falle von Feststoff-Wärmespeicher mit einem umlaufenden Wärmetransportmedium wurden 1-dimensionale instationäre Modelle für beide Phasen (Feststoff und gasförmiges Wärmetransportmedium) aufgestellt und numerisch gelöst. Im Falle von Flüssigsalzspeichern wurden die Wärmebilanzgleichungen analytisch gelöst, wobei gleichzeitig noch die Massenbilanz berücksichtigt wurde. Die

Berechnungsgrundlage zur Bestimmung der Wärmeübertragergröße basiert hier auf der NTU-Methode.

Konzept 3: KZÜ-NDVW_indirekt

Konzept 3 beinhaltet einen Wärmespeicher, der über zwei Wärmeübertrager im Wasser-Dampfbereich des Kraftwerks eingebunden ist, s. Abbildung 28.

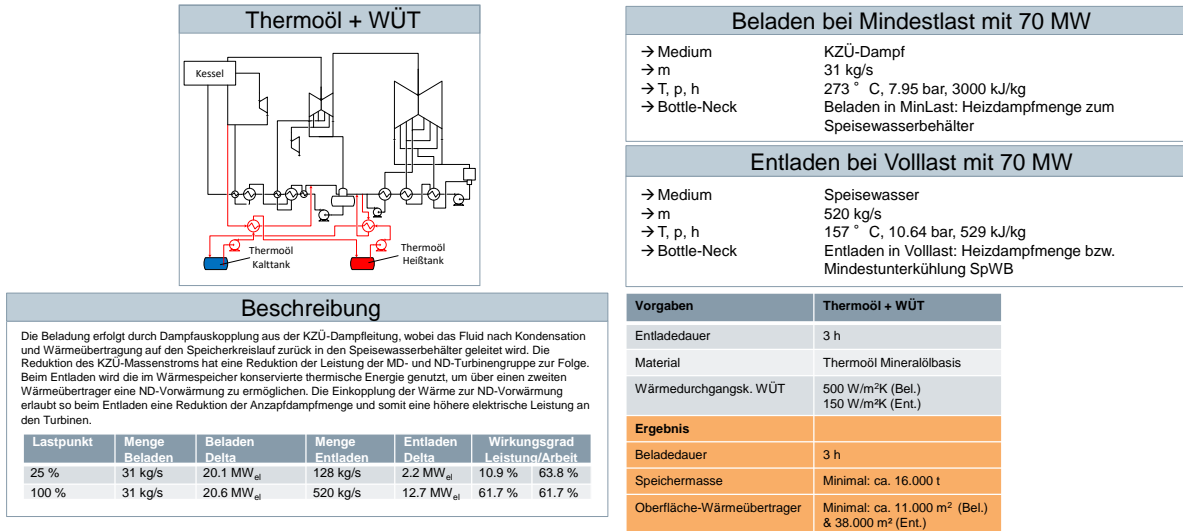


Abbildung 28: Konzept 3: KZÜ-NDVW_indirekt

Während des Beladens wird Wärme aus einem Teilstrom des KZÜ in den Wärmespeicher übertragen und dabei vollständig kondensiert. Das Kondensat wird dann zurück in den Speisewasserbehälter geleitet. Beim Entladen wird die im Wärmespeicher konservierte thermische Energie genutzt, um über einen zweiten Wärmeübertrager eine ND-Vorwärmung zu ermöglichen. Die Einkopplung der Wärme zur ND-Vorwärmung erlaubt so beim Entladen eine Reduktion der Anzapfdampfmenge und somit eine höhere elektrische Leistung an den Turbinen. Ein- bzw. Austrittstemperaturen des Dampfes am Wärmeübertrager beim Beladen, des aufzuwärmenden Wassers am Wärmeübertrager beim Entladen, Massenströme und Drücke basieren hierbei auf Systemsimulationen und den getroffenen Vorgaben. Aufgrund einer Kondensationstemperatur von 170 °C des KZÜ-Dampfes eignen sich hier die Wärmespeicheroptionen Thermoöl-Wärmespeicher und Druckwasserwärmespeicher. In diesem Konzept wird der drucklose Thermoöl-Speicher betrachtet.

Die thermischen Auslegungsberechnungen zur Bestimmung der Speicherdimensionen beruhen auf Lösungen der Wärmebilanzgleichungen der im Speichersystem auftretenden Phasen. Im Falle von Thermoölspeichern wurden die Wärmebilanzgleichungen analytisch gelöst, wobei gleichzeitig noch die Massenbilanz berücksichtigt wurde. Die Berechnungsgrundlage zur Bestimmung der Wärmeübertragergröße basiert hier auf der NTU-Methode.

Konzept 6: RG-Luft_indirekt

Konzept 6 beinhaltet einen Wärmespeicher, der direkt in den Rauchgasstrang (nach Strahlungszone) des Kraftwerks eingebunden ist, s. Abbildung 29.

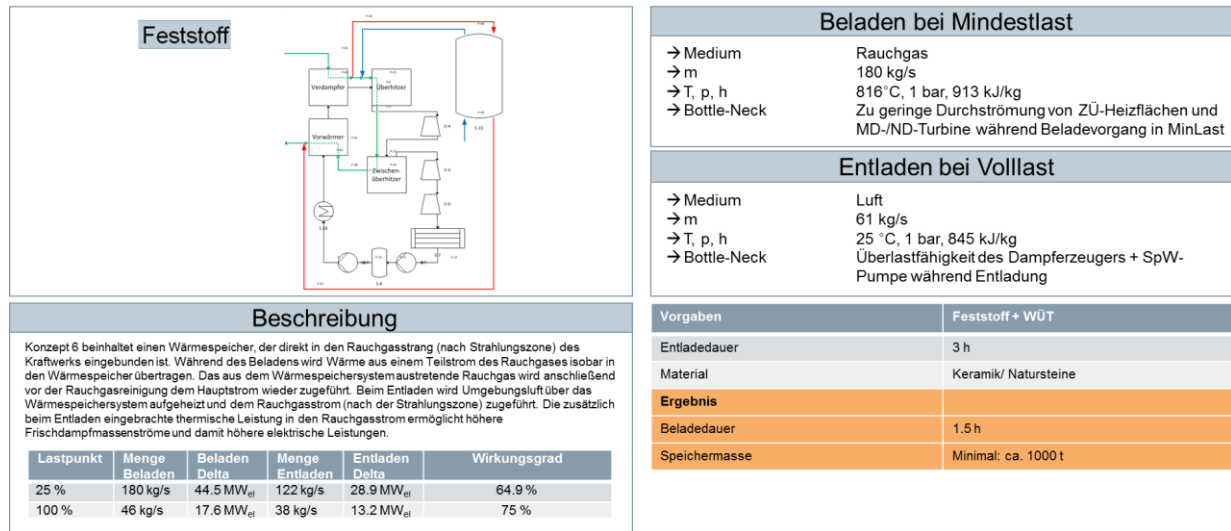


Abbildung 29: Konzept 6: RG-Luft_indirekt

Während des Beladens wird Wärme aus einem Teilstrom des Rauchgases isobar in den Wärmespeicher übertragen. Das aus dem Wärmespeichersystem austretende Rauchgas wird anschließend vor der Rauchgasreinigung dem Hauptstrom wieder zugeführt. Beim Entladen wird Umgebungsluft über das Wärmespeichersystem aufgeheizt und dem Rauchgasstrom (nach der Strahlungszone) zugeführt, um Brennstoffeinsparungen bzw. höhere elektrische Leistungen zu ermöglichen. Ein- bzw. Austrittstemperaturen der Wärmeträgerfluide beim Be- und Entladen, Massenströme und Drücke basieren hierbei auf Systemsimulationen und den darin getroffenen Vorgaben. Aufgrund der hohen Rauchgas-Temperaturen von über 800 °C eignet sich hier als Speicheroption ein Feststoff-Wärmespeicher.

Die thermischen Auslegungsberechnungen zur Bestimmung der Speicherdimensionen beruhen auf Lösungen der Wärmebilanzgleichungen der im Speichersystem auftretenden Phasen. Es wurden 1-dimensionale instationäre Modelle für beide Phasen (Feststoff und gasförmiges Wärmetransportmedium) aufgestellt und numerisch gelöst.

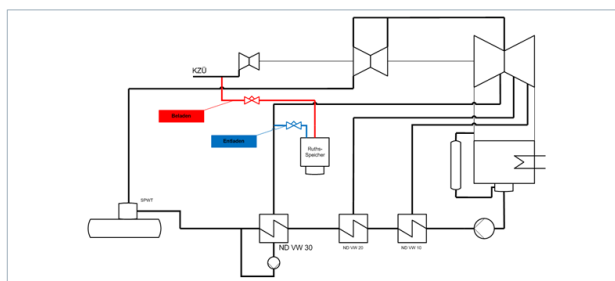
Direkte Speicherkonzepte

Die Koordination der Entwicklungsarbeiten der Integrationskonzepte mit direktem Speicher oblag Siemens. Das DLR hat an der Entwicklung der Speicherkonzepte mitgearbeitet, wobei speicherseitig ausschließlich Konzepte mit reinen Ruths-Speichern vom DLR bearbeitet wurden.

Insgesamt sind vier Vorentwürfe von TES-Konzepten mit direkter Speicherung entwickelt worden. Drei dieser Konzepte integrieren jeweils Ruths-Speicher, sowohl mit als auch ohne zusätzlichem PCM, in den W-D-Kreislauf des DKW; eins enthält Heißwasserspeicher.

Konzept 3: KZÜ-NDVW3_direkt

Der Speicher stellt einen Ruths-Speicher mit oder ohne integriertes PCM dar, der parallel zum NDVW3 angeordnet ist, s. Abbildung 30.



Beschreibung					
Der Speicher stellt einen Ruths-Speicher mit oder ohne integriertes PCM dar, der parallel zum NDVW3 angeordnet ist.					
Das Beladen erfolgt durch Entnahme von KZÜ-Dampf. Im Ruths-Speicher erfolgt die Wärmeübertragung auf das Speichermedium (Wasser und falls vorhanden PCM), so dass der Dampf kondensiert. Der Druck im Behälter steigt dabei entsprechend der Sattdampftemperatur. Durch Entspannen wird der Ruths-Speicher entladen. Der Sattdampf bedampft dabei den NDVW3.					
Lastpunkt	Menge Beladen	Beladen Delta MW _{el}	Menge Entladen	Entladen Delta MW _{el}	Wirkungsgrad
25 %	10 kg/s	6,5 MW _{el}	10 kg/s	3,4 MW _{el}	52 %
100 %	58 kg/s	35,9 MW _{el}	58 kg/s	16,5 MW _{el}	46 %

Beladen bei Mindestlast	
→ Medium	KZÜ-Dampf
→ m	10 kg/s (58 kg/s möglich bei Androsselung MDT)
→ T, p, h	308 °C, 10 bar, 3068 kJ/kg
→ Bottle-Neck	Druckabfall in KZÜ durch Dampfentnahme
Entladen bei Vollast	
→ Medium	Sattdampf
→ m	58 kg/s
→ T, p, h	ca. 150 °C, 4,7 bar, 2740 kJ/kg (mittlere Werte)
→ Bottle-Neck	Mindestunterkühlung am Eintritt SpWB

Ruths-Speicher	ohne PCM	mit PCM
Zustand (T, p) nach Entladen	126,21 °C, 2,41 bar	126,21 °C, 2,41 bar
PCM-T / Material	-/-	165 °C / X165, H160, A164
Zustand (T, p) nach Beladen	165 °C, 7,01 bar	165 °C, 7,01 bar
Volumen benötigt	784 m ³	586 m ³
Dauer x Menge Entladen	900 s x 58 kg/s = 52.200 kg	
Design- / Designtemperatur	10 bar g / 185 °C	10 bar g / 185 °C

Abbildung 30: Konzept 3: KZÜ-NDVW3_direkt

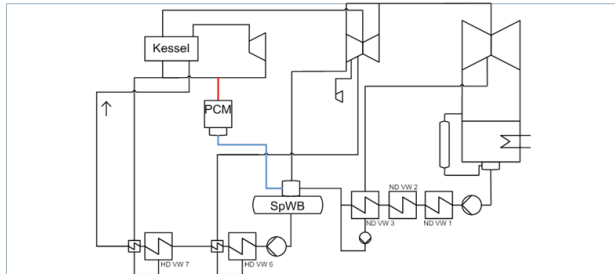
Das Beladen erfolgt durch Entnahme von KZÜ-Dampf. Die KZÜ stellt im DKW eine sichere Versorgungsschiene dar, so dass Dampf bereits vor dem Anfahren der Turbine aber auch während des Turbinenbetriebes entnommen werden kann. Die Entnahmemenge aus der KZÜ zur Beladung des Speichers wird begrenzt durch die Mindestdurchströmung der Zwischenüberhitzer und die Mindestdurchströmung der MD- und ND-Turbine sowie durch den sich einstellenden Druck in der KZÜ. Im Ruths-Speicher erfolgt die Wärmeübertragung auf das Speichermedium (und falls vorhanden auf das PCM), so dass der Dampf kondensiert. Dabei gibt der KZÜ-Dampf seine Wärme an das Speichermedium ab, so dass der Druck im Behälter entsprechend der Sattdampftemperatur steigt (und falls vorhanden das PCM schmilzt). Im beladenen Zustand soll die Speichertemperatur mindestens 165 °C betragen, was einem Sattwasserdruck von 7 bar entspricht. Das Regelventil in der Beladeleitung ist notwendig, um den Dampfdruck entsprechend der Speicherbeladetemperatur auch bei höheren Kraftwerksleistungen einzustellen, die Kriterien „Mindestdurchströmung Zwischenüberhitzer“ und „Mindestdurchströmung MD- und ND-Turbine“ einzuhalten und um einen unzulässigen Druck in der KZÜ zu vermeiden. Aufgrund des höheren Druckniveaus des Ruths-

Speichers im beladenen Zustand zum Druck des Anzapfdampfes zur Versorgung des NDVW3, wird das Sattwasser des Ruths-Speichers zum Entladen in den NDVW3 entspannt. Dadurch strömt Sattdampf aus dem Speicher in den NDVW3 und drückt dabei die Dampfenahme der ND-Turbine weg. Infolge der Dampfenahme sinkt der Druck und die Temperatur des gespeicherten Sattwassers (und falls vorhanden erstarrt das PCM und gibt zusätzlich seine Wärme an das Sattwasser ab). Dadurch wird der Druck- und Temperaturabfall im Ruths-Speicher verlangsamt. Im entladenen Zustand entspricht der Sattwasserdruck im Speicher dem Druck an der Turbinenanzapfung zur Versorgung des NDVW3. Im NDVW3 kondensiert der Dampf aus dem Ruths-Speicher und wird durch die Nebenkondensatpumpe dem Hauptkondensat zugemischt. Während der Speicherentladung steigt die Temperatur des Hauptkondensates am Speisewasserbehältereintritt aus zwei Gründen. Zum einen ist der Druck des Sattampfes am Austritt des Ruths-Speichers im Mittel größer als der Druck der ND-Turbinenanzapfung, wodurch eine größere Sattampf- und entsprechende Vorwärmtemperatur erreicht werden kann. Zum anderen bewirkt die Zumischung des etwas wärmeren Nebenkondensates eine weitere Temperaturerhöhung vor Speisewasserbehältereintritt. Das wiederum bedeutet, dass weniger Stützdampf für den Speisewasserbehälter benötigt wird. Um sicherzustellen, dass das Hauptkondensat am Speisewasserbehälter noch genügend unterkühlt ist, ist ein Regelventil in der Entladeleitung zur Speicherentladung in Teillast notwendig. Mit Hilfe des Regelventils kann die Entlademenge entsprechend der notwendigen Unterkühlung begrenzt werden.

Der Vorteil dieses Konzeptes ist, dass der Druckabbau während des Entladens ein einfaches Ablösen der Dampfversorgung des NDVW3 durch das wechselseitige Wegdrücken der Turbinenentnahme bzw. des Ruths-Speichers ermöglicht. Die vorhandene Umpumpung des Nebenkondensates erlaubt eine optimale energetische Ausbeute des Speichers und vermeidet einen zusätzlichen Speicher zur Bereitstellung von Stützdampf für den Speisewasserbehälter, oder reduziert dessen Anforderungen. Die Integration kommt mit minimalen zusätzlichen Aufwendungen aus, die sich vornehmlich auf den zu integrierenden Ruths-Speicher und verbindende Rohrleitungen mit Regelventilen beschränken. Die Integration erfordert keine strukturellen Änderungen in der Niederdruck-Speisewasservorwärmung.

Konzept 3: KZÜ-SpWB_direkt

Der Speicher stellt einen Ruths-Speicher mit oder ohne integriertes PCM dar, der parallel zum SpWB angeordnet ist, s. Abbildung 31.



Beladen bei Mindestlast	
→ Medium	KZÜ-Dampf
→ m	5 kg/s (34 kg/s möglich bei Androsselung MDT)
→ T, p, h	308 °C, 10 bar, 3068 kJ/kg
→ Bottle-Neck	Druckabfall in KZÜ durch Dampfentnahme
Entladen bei Volllast	
→ Medium	Sattdampf
→ m	34 kg/s
→ T, p, h	ca. 165,5 °C, 7,1 bar, 2763 kJ/kg (mittlere Werte)
→ Bottle-Neck	Entladung kann höchstens den Entnahmemassenstrom an Anzapfung 4 ersetzen

Beschreibung					
Der Speicher stellt einen Ruths-Speicher mit oder ohne integriertes PCM dar, der parallel zum SpWB angeordnet ist.					
Das Beladen erfolgt durch Entnahme von KZÜ-Dampf. Im Ruths-Speicher erfolgt die Wärmeübertragung auf das Speichermaterial (Wasser und falls vorhanden PCM), so dass der Dampf kondensiert. Der Druck im Behälter steigt dabei entsprechend der Sattdampfentemperatur. Durch Entspannen wird der Ruths-Speicher entladen. Der Sattdampf bedampft dabei den SpWB.					
Lastpunkt	Menge Beladen	Beladen Delta MW _{el}	Menge Entladen	Entladen Delta MW _{el}	Wirkungsgrad
25 %	5 kg/s	3,3 MW _{el}	5 kg/s	2,0 MW _{el}	61 %
100 %	34 kg/s	21,4 MW _{el}	34 kg/s	12,8 MW _{el}	60 %

Ruths-Speicher	ohne PCM	mit PCM
Zustand (T, p) nach Entladen	158 °C, 5,88 bar	158 °C, 5,88 bar
PCM-T / Material	-/-	173 °C / Hydrochinon, X180
Zustand (T, p) nach Beladen	173 °C, 8,52 bar	173 °C, 8,52 bar
Volumen benötigt	1228 m ³	381 m ³
Dauer x Menge Entladen	900 s x 34 kg/s = 30.600 kg	
Design- / Designtemperatur	11 bar g / 188 °C	11 bar g / 188 °C

Abbildung 31: Konzept 3: KZÜ-SpWB_direkt

Das Beladen erfolgt durch Entnahme von KZÜ-Dampf. Die KZÜ stellt im DKW eine sichere Versorgungsschiene dar, so dass Dampf bereits vor dem Anfahren der Turbine aber auch während des Turbinenbetriebes entnommen werden kann. Die Entnahmemenge aus der KZÜ zur Beladung des Speichers wird begrenzt durch die Minstdurchströmung der Zwischenüberhitzer und die Minstdurchströmung der MD- und ND-Turbine sowie durch den sich einstellenden Druck in der KZÜ. Im Ruths-Speicher erfolgt die Wärmeübertragung auf das Speichermaterial (und falls vorhanden auf das PCM), so dass der Dampf kondensiert. Dabei gibt der KZÜ-Dampf seine Wärme an das Speichermaterial ab, so dass der Druck im Behälter entsprechend der Sattdampfentemperatur steigt (und falls vorhanden das PCM schmilzt). Im beladenen Zustand soll die Speichertemperatur mindestens 173 °C betragen, was einem Sattwasserdruck von 8,5 bar entspricht. Das Regelventil in der Beladeleitung ist notwendig, um den Dampfdruck entsprechend der Speicherbeladetemperatur auch bei höheren Kraftwerksleistungen einzustellen, die Kriterien „Minstdurchströmung Zwischenüberhitzer“ und „Minstdurchströmung MD- und ND-Turbine“ einzuhalten und um einen unzulässigen Druck in der KZÜ zu vermeiden. Aufgrund des höheren Druckniveaus des Ruths-Speichers im beladenen Zustand zum Druck des Anzapfdampfes zur Versorgung des SpWB, wird das Sattwasser des Ruths-Speichers zum Entladen in den SpWB entspannt. Dadurch strömt Sattdampf aus dem Speicher in den SpWB und drückt dabei die Dampfentnahme der MD-Turbine weg. Infolge der Dampfentnahme sinkt der Druck und die Temperatur des gespeicherten Sattwassers (und falls vorhanden erstarrt das PCM und gibt zusätzlich seine Wärme an das Sattwasser ab). Dadurch wird der Druck- und Temperaturabfall im Ruths-Speicher verlangsamt. Im entladenen Zustand entspricht der Sattwasserdruck im Speicher dem Druck an der Turbinenanzapfung zur Versorgung des SpWB. Im SpWB kondensiert der Dampf aus dem Ruths-

Speicher. Der SpWB als Mischvorwärmer nutzt optimal die gespeicherte Energie. Mit Hilfe des Regelventils kann die Entlademenge begrenzt werden.

Der Vorteil dieses Konzeptes ist, dass der Druckabbau während des Entladens ein einfaches Ablösen der Dampfversorgung des SpWB durch das wechselseitige Wegdrücken der Turbinenentnahme bzw. des Ruths-Speichers ermöglicht. Die Integration kommt mit minimalen zusätzlichen Aufwendungen aus, die sich vornehmlich auf den zu integrierenden Ruths-Speicher und verbindende Rohrleitungen mit Regelventilen beschränken. Die Integration erfordert keine strukturellen Änderungen am Speisewasserbehälter.

Konzept 4: FD/KZÜ-HDVW6_direkt

Der Speicher stellt einen Ruths-Speicher mit oder ohne integriertes PCM dar, der parallel zum HDVW6 angeordnet ist, s. Abbildung 32.

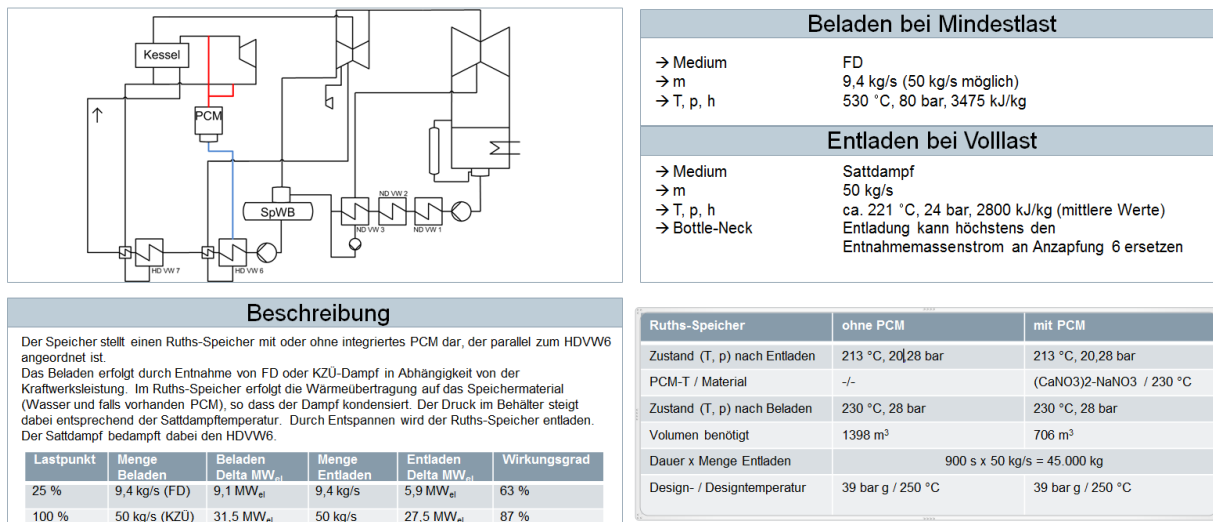


Abbildung 32: Konzept 4: FD/KZÜ-HDVW6_direkt

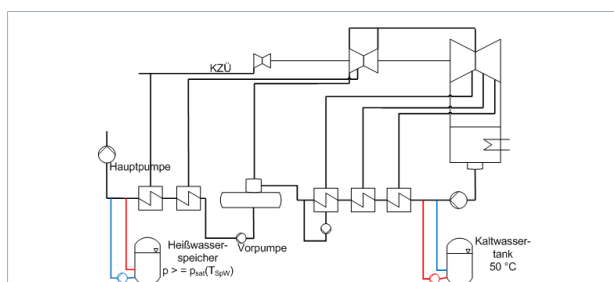
Das Beladen erfolgt abhängig von der Kraftwerksleistung durch Entnahme von FD in Teillasten unter 85 % oder von KZÜ-Dampf im Lastbereich über 85 %. In Teillasten unter 85 % ist das Druckgefälle zwischen KZÜ und Speicher nicht mehr ausreichend, um den Speicher zu beladen. Die Entnahmemengen aus FD oder KZÜ-Dampf zur Beladung des Speichers werden begrenzt durch die Minstdurchströmung der Zwischenüberhitzer, die Minstdurchströmung der Turbinengruppen sowie durch die sich einstellenden FD- und KZÜ-Drücke. Im Ruths-Speicher erfolgt die Wärmeübertragung auf das Speichermedium (und falls vorhanden auf das PCM), so dass der Dampf kondensiert. Dabei gibt der Dampf seine Wärme an das Speichermedium ab, so dass der Druck im Behälter entsprechend der Sattdampf Temperatur steigt (und falls vorhanden das PCM schmilzt). Im beladenen Zustand soll die Speichertemperatur mindestens 235 °C betragen, was einem Sattwasserdruck von 30,3 bar entspricht. Regelventile in den Beladeleitungen sind notwendig, um den Dampfdruck entsprechend der Speicherbeladetemperatur auch bei höheren Kraftwerksleistungen einzustellen, die Kriterien „Minstdurchströmung Zwischenüberhitzer“ und

„Minstdurchströmung Turbine“ einzuhalten und um unzulässige FD- und KZÜ-Drücke zu vermeiden. Aufgrund des höheren Druckniveaus des Ruths-Speichers im beladenen Zustand zum Druck des Anzapfdampfes zur Versorgung des HDVW6, wird das Sattwasser des Ruths-Speichers zum Entladen in den HDVW6 entspannt. Dadurch strömt Satt Dampf aus dem Speicher in den HDVW6 und drückt dabei die Dampfentnahme der MD-Turbine weg. Infolge der Dampfentnahme sinkt der Druck und die Temperatur des gespeicherten Sattwassers (und falls vorhanden erstarrt das PCM und gibt zusätzlich seine Wärme an das Sattwasser ab). Dadurch wird der Druck- und Temperaturabfall im Ruths-Speicher verlangsamt. Im entladenen Zustand entspricht der Sattwasserdruck im Speicher dem Druck an der Turbinenanzapfung zur Versorgung des HDVW6. Im HDVW6 kondensiert der Dampf aus dem Ruths-Speicher, wird unterkühlt und anschließend mittels Nebenkondensatablauf in den SpWB abgeleitet. Mit Hilfe des Regelventils kann die Entlademenge begrenzt werden.

Der Vorteil dieses Konzeptes ist, dass der Druckabbau während des Entladens ein einfaches Ablösen der Dampfversorgung des HDVW6 durch das wechselseitige Wegdrücken der Turbinenentnahme bzw. des Ruths-Speichers ermöglicht. Durch den Ablauf des Nebenkondensates in den SpWB erfolgt eine optimale energetische Ausbeute des Speichers. Die Integration kommt mit minimalen zusätzlichen Aufwendungen aus, die sich vornehmlich auf den zu integrierenden Ruths-Speicher und verbindende Rohrleitungen mit Regelventilen beschränken. Die Integration erfordert keine strukturellen Änderungen HD-Vorwärmung.

Konzept 5: NDVW-HDVW_direkt

Der Speicher stellt einen Heißwasserspeicher dar, der am Ende der HD-Speisewasservorwärmung angeordnet ist. Die Verschaltung des Speisewassersystems ist für dieses Konzept anzupassen, so dass die HD-Speisewasservorwärmung zwischen Vorpumpe und Hauptpumpe der Speisewasserpumpe installiert ist, s. Abbildung 33.



Beschreibung					
Der Speicher stellt einen Heißwasserspeicher dar, der am Ende der Speisewasservorwärmung vorgewärmt. Beim Beladen wird eine Teilmenge des vorgewärmten Speisewassers in den Heißwasserspeicher gelagert. Der Massenstrom am Austritt des SpWB entspricht dabei dem FD-Massenstrom plus dem in den Heißwasserspeicher gefahrenen Massenstrom. Beim Entladen wird gespeichertes (vorgewärmtes) Speisewasser dem Hauptspeisewasserstrom zugegeben.					
Mit Hilfe eines Kaltwassertanks wird die Mengenbilanz zwischen Hauptkondensat und Speisewasser ausgeglichen, beim Beladen wird aus dem Kaltwassertank entnommen, beim Entladen mittels Hauptkondensat gefüllt.					
Lastpunkt	Menge Beladen	Beladen Delta MW _{el}	Menge Entladen	Entladen Delta MW _{el}	Wirkungsgrad
25 %	130 kg/s	15,4 MW _{el}	130 kg/s	14,0 MW _{el}	90 %
100 %	200 kg/s	39,1 MW _{el}	200 kg/s	32,6 MW _{el}	83 %

Beladen bei Mindestlast		
→ Medium	vorgewärmtes Speisewasser	
→ m	130 kg/s (größere Mengen möglich)	
→ T, p, h	178 °C, 14 bar, 755 kJ/kg	
Entladen bei Volllast		
→ Medium	vorgewärmtes Speisewasser	
→ m	200 kg/s	
→ T, p, h	244,5 °C, 42 bar, 1059 kJ/kg	
→ Bottle-Neck	Druckhaltung im Heißwasserspeicher zur Verhinderung Ausdampfen	
	Heißwasserspeicher	Kaltwassertank
Zustand (T, p) nach Entladen	ca. 250 °C, ca. 43 bar	ca. 50 °C, 1 bar
nach Entladen	leer	voll
nach Beladen	voll	leer
Zustand (T, p) nach Beladen	250 °C, ca. 43 bar	ca. 50 °C, 1 bar
Volumen benötigt	420 m ³ wegen Druckhaltung	240 m ³
Dauer x Menge Entladen	900 s x 200 kg/s = 180.000 kg	
Design- / Designtemperatur	45 bar g / 258 °C	atmosphärisch / 60 °C

Abbildung 33: Konzept 5: NDVW-HDVW_direkt

Zum Beladen wird eine Teilmenge des vorgewärmten Speisewassers hinter dem letzten HD-Vorwärmer entnommen und im Heißwasserspeicher gespeichert. Die Menge des gespeicherten Speisewassers, das mittels Speisewasservorwärmung aufgewärmt wurde, stellt die Speicherkapazität dar. Der Heißwasserspeicher ist als Druckbehälter ausgeführt und ist druckbeaufschlagt, um Ausdampfen des bis zu 250 °C warmen Speisewassers zu verhindern. Um Drosselverluste zu minimieren und die Druckabsicherung zu vereinfachen bringt die Vorpumpe der Speisewasserpumpe die erforderliche Förderhöhe für das Beladen des Heißwasserspeichers auf. Ein Mengenregelventil sollte vorgesehen werden um die Belademenge einzustellen. Somit fördert die Vorpumpe der Speisewasserpumpe die Speisewassermenge zum Kessel und die Belademenge des Heißwasserspeichers, die (beide) mittels HD-Speisewasservorwärmung vorgewärmt werden. Zum Entladen wird Wasser aus dem Heißwasserspeicher entnommen und dem Speisewasser zugegeben. Hierfür ist eine Entnahmepumpe vorhanden. Eine Möglichkeit zur Mengenregulierung sollte vorgesehen werden, um die Entlademenge einzustellen. Somit fördert die Hauptpumpe der Speisewasserpumpe die Entlademenge des Heißwasserspeichers und die von der Vorpumpe geförderte Speisewassermenge zum Kessel. Dabei wird nur der Anteil der von der Vorpumpe geförderten Speisewassermenge durch die HD-Speisewasservorwärmung vorgewärmt. Mittels eines Kaltwassertanks wird die Mengenbilanz zwischen Hauptkondensat und Speisewasser ausgeglichen. Beim Beladen des Heißwasserspeichers wird Wasser aus dem Kaltwassertank entnommen, um den erhöhten Kreislaufwasserbedarf (Belademenge) auszugleichen. Diese zusätzliche Kondensatmenge muss entsprechend durch die ND-Speisewasservorwärmung vorgewärmt werden. Beim Entladen wird Wasser in den Kaltwassertank eingespeist, um den reduzierten Kreislaufwasserbedarf (Entlademenge) aus dem Kreislauf zu entnehmen. Dadurch sinkt entsprechend die Kondensatmenge in der ND-Speisewasservorwärmung, was geringere Anzapfmengen für die ND-Vorwärmer bewirkt. Bei bereits vorhandenem Reserve-Kondensatsystem kann dieses als Kaltwassertank benutzt werden, ansonsten ist ein Kaltwassertank entsprechend vorhanden kraftwerksinternen Speicher (Hotwell und Speisewasserbehälter) zu planen.

Die Vorteile des Konzepts sind, dass HD-Speisewasservorwärmung und Heißwasserspeicher auf geringem Druckniveau ausgelegt sind und dass auf einfachem Weg Speisewasser (mit hoher Wärmekapazität) gespeichert wird. Die Integration benötigt jedoch erhebliche Aufwendungen, die eine Neugestaltung der HD-Speisewasservorwärmung und der Speisewasserpumpenkonfiguration bedeuten.

II.1.3.2. AP 3.2: Simulationsstudien zur Integration auf Basis der entwickelten Konzepte

II.1.3.2.1. AP 3.2.1 Systemsimulationen

Am LUAT wurden in diesem Arbeitsschritt die zuvor identifizierten Speicherkonzepte thermodynamisch bewertet. Dazu wurden zunächst die verschiedenen Speicheroptionen in das stationäre Kraftwerksmodell des KW Voerde und später in das neue Modell der 800 MW-Klasse integriert. Anschließend wurden Simulationen zu Belade- und Entladevorgängen in zwei verschiedenen Betriebspunkten (Voll- und Mindestlast) durchgeführt.

Im Folgenden werden zunächst die Integrationspunkte in das stationäre Modell der 800 MW-Klasse gezeigt, und zwar exemplarisch an den später in AP3.3 definierten drei Leitkonzepten. Eine detaillierte Beschreibung der Konzepte folgt unter AP4.4.4.

Konzept 2: HZÜ-HDVW9 indirekt (Flüssigsalz):

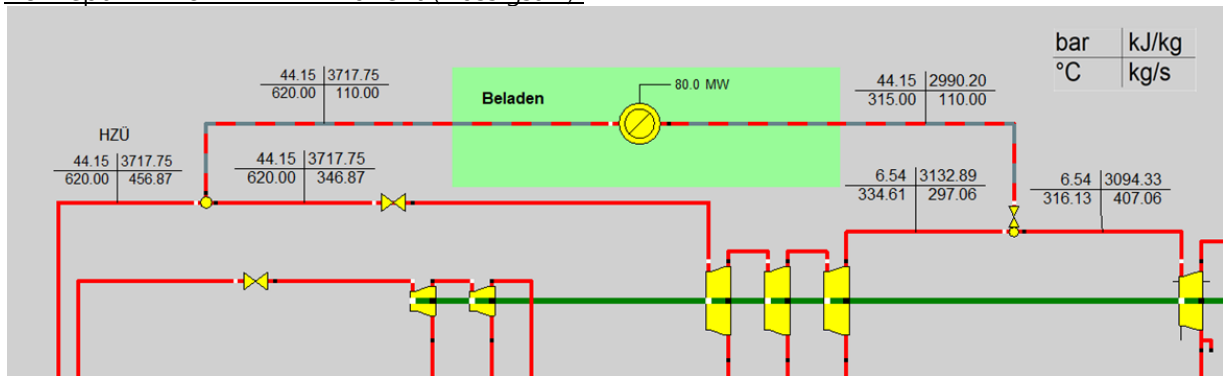


Abbildung 34: Beladung: Dampfauskopplung aus HZÜ & Rückführung vor ND-Turbine

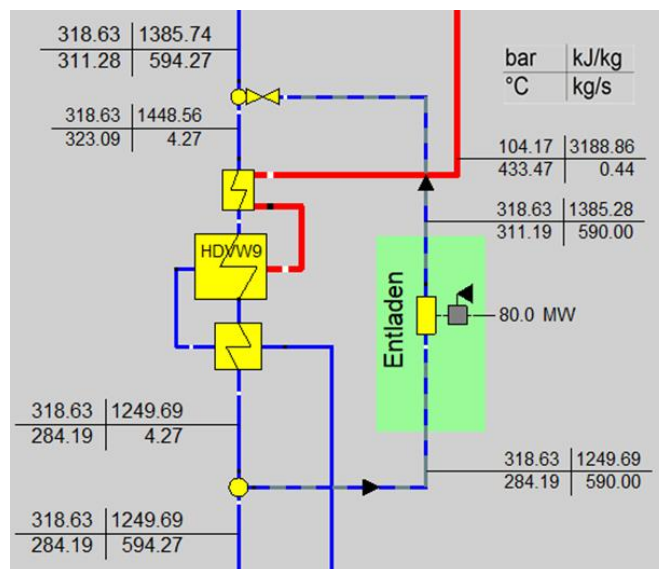


Abbildung 35: Entladung: Einkopplung von Wärme in HD-Vorwärmstrecke; HDVW 9 wird dabei nahezu vollständig umfahren

Konzept 4: FD/KZÜ-HDVW7 direkt (Ruths-Speicher):

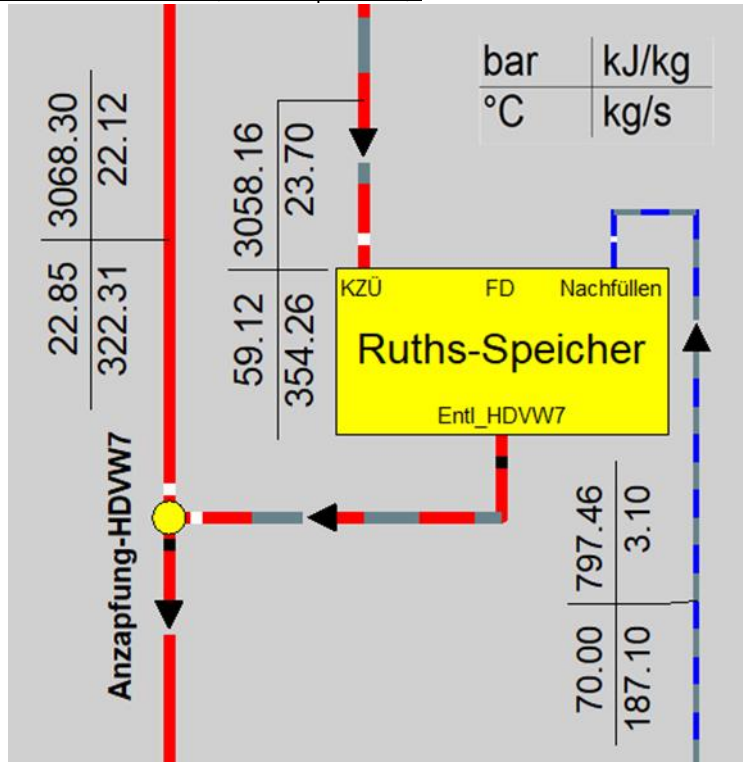


Abbildung 36: Beladung: Dampfauskopplung aus KZÜ (oberer Lastbereich) oder FD (unterer Lastbereich)

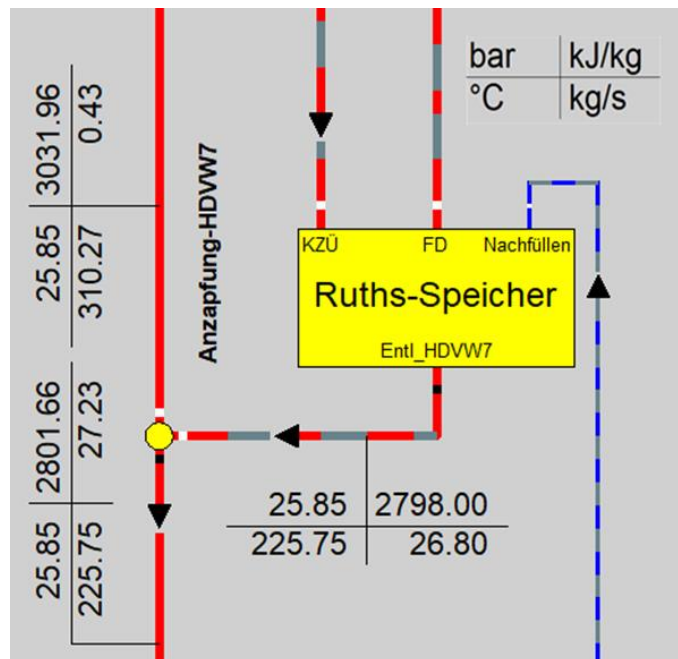


Abbildung 37: Entladung: Einkopplung von Satttdampf aus Ruths-Speicher in Anzapfleitung des HDVW7

Konzept 6: Rauchgas-Luft indirekt (Feststoffspeicher):

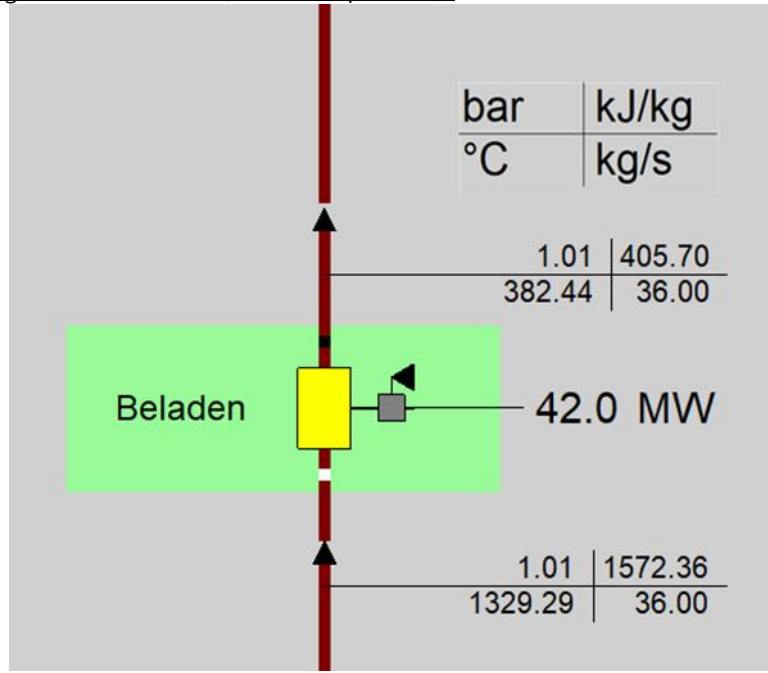


Abbildung 38: Beladung: Rauchgasaustritt nach Brennraum (vor dem Rauchgaseintritt in Bündelheizflächen); Rückführung am Austritt des Economisers

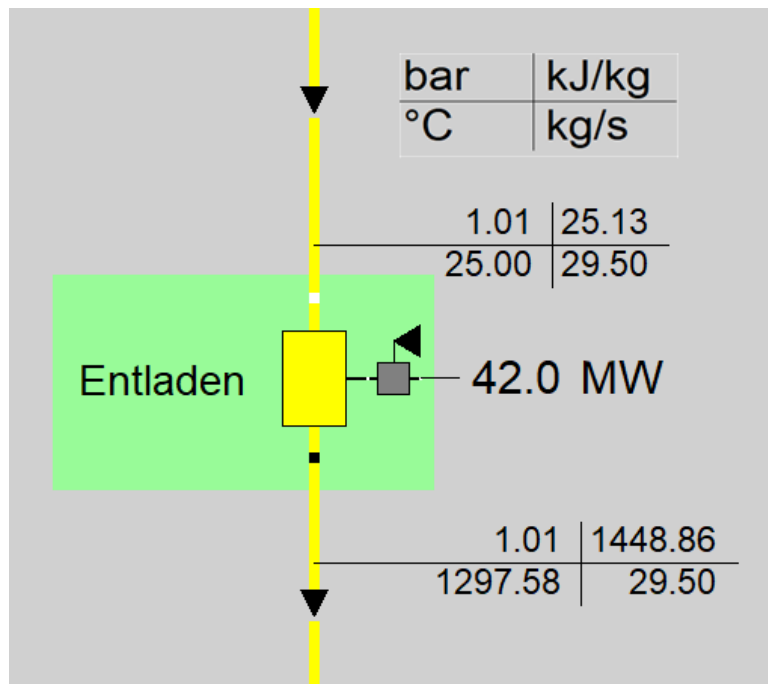


Abbildung 39: Entladung: Einkopplung von heißer Zusatzluft in den Kessel

Nach der erfolgreichen Integration der Speicherkonzepte wurden für jedes Konzept stationäre Simulationen zu den Belade- und Entladevorgängen durchgeführt. Anhand dieser Simulationen erfolgten die Bestimmung der Leistungspotentiale und der thermodynamischen Parameter. In der

unteren Tabelle 17 befinden sich für die auserwählten Leitkonzepte die thermischen Leistungen beim Belade- und Entladevorgang in den Betriebspunkten Voll- und Mindestlast (100% und 20 % Feuerungswärmeleistung). Zudem sind jeweils die Veränderungen der elektrischen Nettoleistungen zu sehen. Außerdem sind der Tabelle die Speicherwirkungsgrade für alle Leitkonzepte in beiden Betriebspunkten zu entnehmen. Die Wirkungsgrade ergeben sich durch das Beladen und Entladen im selben Betriebspunkt.

Tabelle 17: Leistungspotentiale der Leitkonzepte (800 MW-Klasse)

Konzept	Lastpunkt	Beladung in MW _{th}	Entladung in MW _{th}	ΔP_{netto} Beladen in MW _{el}	ΔP_{netto} Entladen in MW _{el}	TES-WG
2: HZÜ-HDVW9_indirekt	20%	28,3	8,0	25,4	2,8	39,0%
	100%	80,0	80,0	74,3	34,0	45,8%
4: FD/KZÜ-HDVW7_direkt	20%	75,0	12,0	27,4	2,7	61,5%
	100%	75,0	75,0	22,3	18,4	82,3%
6: Rauchgas-Luft_indirekt	20%	42,0	42,0	21,8	18,6	85,3%
	100%	42,0	42,0	21,6	15,3	70,8%

Neben diesen stationären Bewertungen wurde ebenfalls eine erste Abschätzung der Speicheroptionen hinsichtlich des im Projekt angestrebten Mehrfachnutzens vorgenommen. Anhand der Integrationspunkte im Kraftwerksprozess wurde die Möglichkeit betrachtet, den Speicher bei Anfahrvorgängen zu verwenden. Die untere Tabelle 18 zeigt eine Auflistung der Potentiale für die auserwählten Leitkonzepte.

Tabelle 18: Potentiale für den Einsatz des TES beim An- und Abfahrvorgängen

Konzept	Beladung	Entladung
2: HZÜ-HDVW9_indirekt	<ul style="list-style-type: none"> Bei den bestehenden Integrationspunkten ist keine Beladung im Turbinenbypassbetrieb möglich → eine weitere Verbindung vom Wärmeübertrager zum Kondensator nötig 	<ul style="list-style-type: none"> Erzeugung von Heißluft zum schnelleren Start der ersten Kohlemühle möglich (zusätzlicher Wärmeübertrager nötig) → Einsparung edler Hilfsbrennstoffe (Öl/Gas) Vorwärmen des Speisewassers parallel zum HDVW9 vor dem Anfahren
4: FD/KZÜ-HDVW7_direkt	<ul style="list-style-type: none"> Der Ruths-Speicher kann im Turbinenbypassbetrieb während des Anfahrens und Abfahrens des Kraftwerks mit Frischdampf beladen werden 	<ul style="list-style-type: none"> Erzeugung von Heißluft über Dampf-LuVo zum schnelleren Start der ersten Kohlemühle (zusätzlicher Integrationspunkt notwendig) → Einsparung edler Hilfsbrennstoffe (Öl/Gas) Ersatz von Hilfsdampf für weitere Zwecke (Vorwärmung, Mühlenbedampfung, Zerstäuberdampf, etc.) denkbar Vorwärmen des Speisewassers vor dem Anfahren im HDVW7
6: Rauchgas-Luft_indirekt	<ul style="list-style-type: none"> Beladung während des Abfahrens denkbar Beladung während des Anfahrens nicht zielführend 	<ul style="list-style-type: none"> Erzeugung von Heißluft möglich <ul style="list-style-type: none"> Für schnelleren Start Kohlemühlen Für Aufwärmung dickwandiger Komponenten im Kessel

II.1.3.2.2. AP 3.2.2 Simulationen thermischer Energiespeicher

Das DLR hat vereinfachte Auslegungsberechnungen auf Basis definierter Randbedingungen und Spezifikationen sowie Bewertungen hinsichtlich Effizienz und erster Kostenschätzungen mit dem Ziel vorgenommen, vielversprechende thermische Speichervorentwürfe als Grundlage der QFD-Analyse in AP 3.3 zu generieren. Die Arbeiten des DLR bezogen sich auf die thermodynamische Vorauslegung der entwickelten Konzepte für die Integration thermischer Energiespeicher in Kraftwerksprozesse. Die Ergebnisse der Vorauslegungen sind im Abschnitt II.1.3.1 enthalten.

Für Ruths-Speicher wurde vom DLR ein Modell zur Vorauslegung entwickelt und Speichervorauslegungen für vier Speicherkonzepte mit direktem Speicher durchgeführt. Abgleiche mit dem vom Projektpartner Siemens verwendeten Modell zur Berechnung von Ruths-Speichern mit PCM-Kapseln ergaben im Grenzfall eines PCM-Kapsel-Anteils von Null gute Übereinstimmungen.

Für alle Konzeptvarianten wurden Auslegungsberechnungen für die möglichen Speichertechnologien durchgeführt und Investitionskosten (BEC – Bare Erected Costs) berechnet. Hierbei wurden zwischen zwei Speicherehladedauern, welche sich aus den Ergebnissen des AP 2 abgeleitet haben, unterschieden. Neben einem 2-Stunden-Speicher wurde mit einem 15-Minuten-Speicher auch eine Kurzzeitvariante betrachtet.

Exemplarisch seien hier einige Ergebnisse dieses Teilarbeitspakets dargestellt, und zwar für Konzept 1 (FD-HZÜ_indirekt), siehe auch Abbildung 26. Für dieses Konzept kommen sowohl Feststoff- als auch für Flüssigsalzspeicher in Betracht, so dass für beide Technologien thermische Auslegungen und Kostenschätzungen vorgenommen wurden. Ziel war bei beiden Speichertechnologien zunächst, die Speicher- und Wärmeübertragergröße auf Basis der Spezifikationen aus den Systemsimulationen zu bestimmen. Hierzu wurde die Grädigkeit am Wärmeübertrager variiert und die Speichergröße mit vereinfachten Modellen berechnet.

Bei dem Feststoffspeicher ergibt sich als Ergebnis, dass eine Abnahme der Speichermasse mit Zunahme der Wärmeübertragergröße zu verzeichnen ist, s. Abbildung 40. Der Grund liegt darin, dass geringere Grädigkeiten am Wärmeübertrager einen größeren Temperaturabfall beim TES während der Entladung und somit geringere Speicheranforderungen erlauben. Für Feststoffspeicher existieren vielfältige Inventaroptionen, welche in die Vorauslegungen einbezogen wurden, so dass sich ein Lösungsfeld ergibt.

Bei der Kostenschätzung ergeben sich minimale Kosten von 175 €/kWh_{th} bei einer Wärmeübertragergröße von 85000 m², s. Abbildung 41. Der Anteil der Wärmeübertragerkosten an den Gesamtkosten beträgt dabei rund 60 %. Wie oben beschrieben, existieren unterschiedliche Inventaroptionen, so dass sich hier auch wieder ein Kostenbereich ergibt.

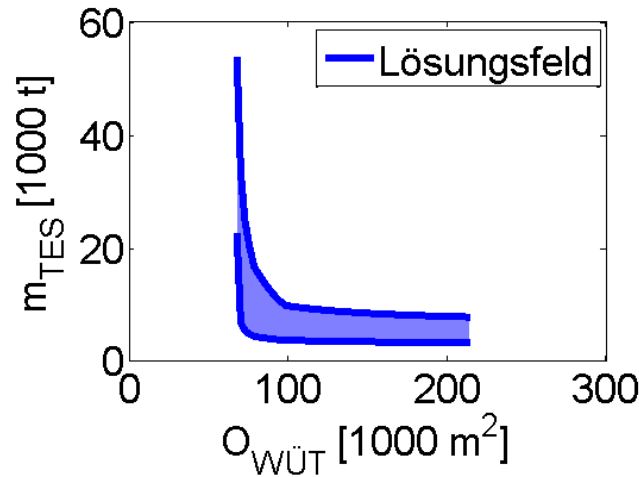


Abbildung 40: Lösungen Vorauslegung Feststoffspeicher für Konzept 1 (FD-HZÜ_indirekt): Inventarmasse in Abhängigkeit der Wärmeübertragerfläche

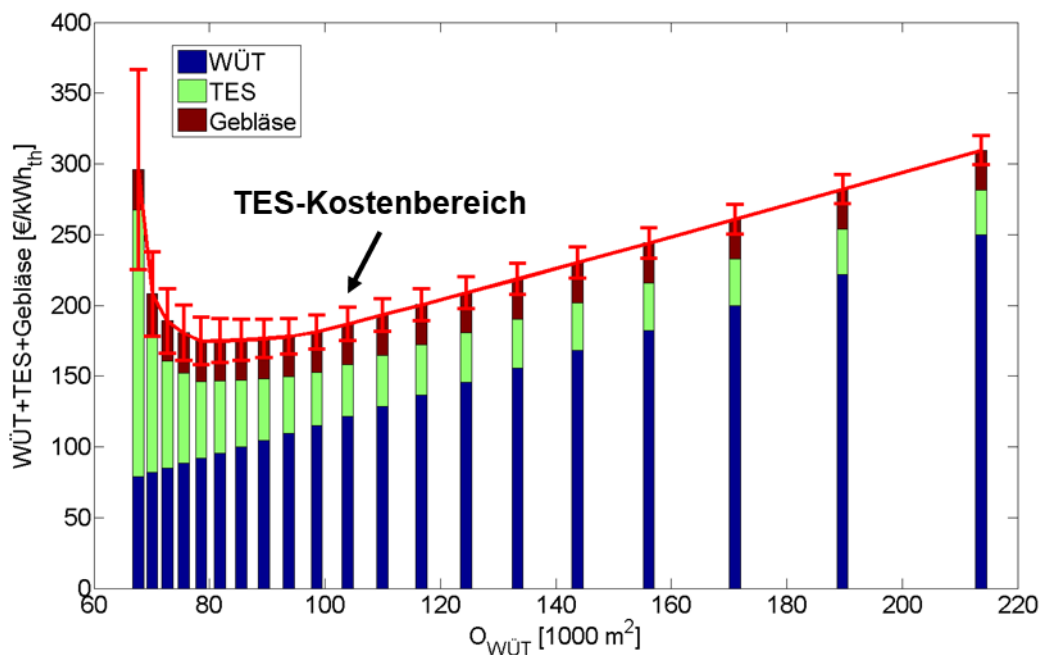


Abbildung 41: Lösungen Vorauslegung Feststoffspeicher für Konzept 1 (FD-HZÜ_indirekt): Speichersystemkosten in Abhängigkeit der Wärmeübertragerfläche

Bei dem Flüssigsalzspeicher ergibt sich als Ergebnis, dass eine Abnahme der benötigten Salzmasse mit Zunahme der Wärmeübertragergröße im Beladestrang und mit Abnahme der Wärmeübertragergröße im Entladestrang zu verzeichnen ist, so dass hier das Bild keine eindeutige Abhängigkeit der Salzmasse von der Gesamtwärmeübertragergröße zeigt, s. Abbildung 42. Mit einem größeren Belade-Wärmeübertrager ist eine Zunahme der Temperaturdifferenz im TES zu verzeichnen. Eine höhere Grädigkeit am Entlade-Wärmeübertrager ermöglicht einen größeren Temperaturabfall beim TES während der Entladung und somit geringere Speicheranforderungen.

Die Kostenschätzung ergibt minimale Kosten von 90 €/kWh_{th} bei einer Belade-Wärmeübertragergröße von 22000 m² und einer Entlade-Wärmeübertragergröße von 25000 m². Der Anteil der Wärmeübertragerkosten an den Gesamtkosten beträgt rund 80 %.

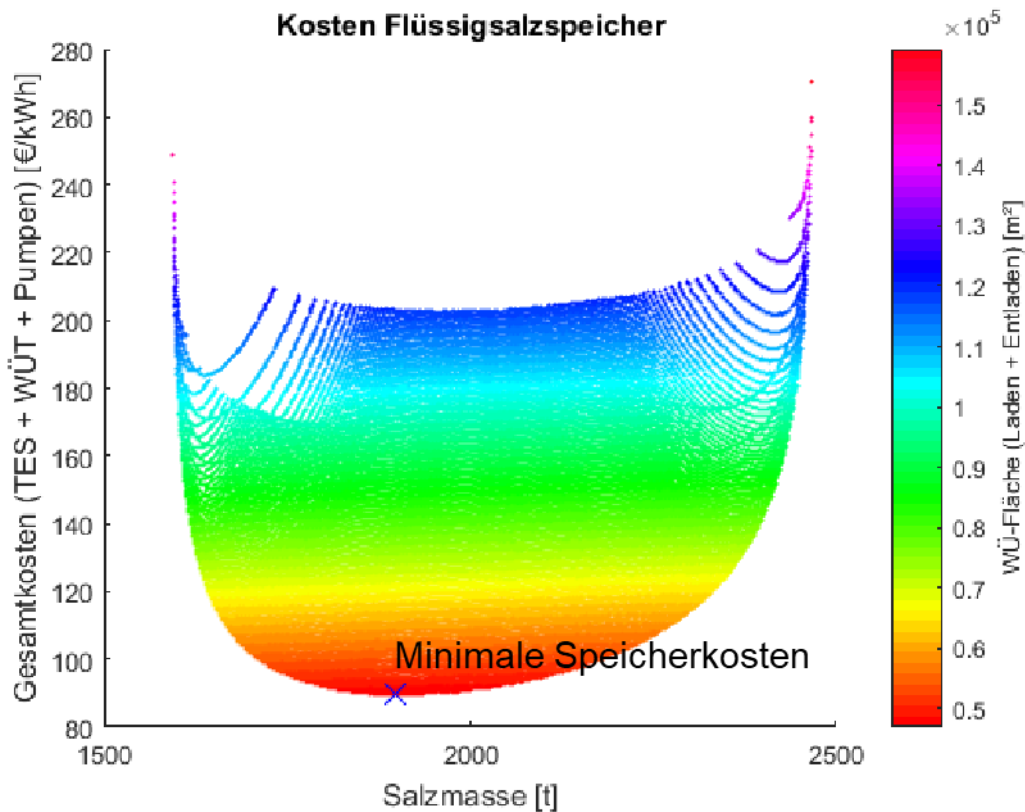


Abbildung 42: Lösungen Vorauslegung Flüssigsalzspeicher für Konzept 1 (FD-HZÜ_indirekt): Speichersystemkosten in Abhängigkeit der Salzmasse und der Wärmeübertragerfläche

Bei Siemens wurde für Ruths-Speicher mit integrierten PCM ein Modell zur Berechnung der wärmetechnischen Integration entwickelt. Das Modell kann durch Setzen des PCM Anteils auf null auch für (reine) Ruths-Speicher genutzt werden.

Die Eingangsgrößen für die Modellrechnungen wurden aus den Ergebnissen aus

- AP 3.2.1, Wärmeschaltbilder (WSB)
- AP 5.4, physikalische und wärmetechnische Eigenschaften des PCM
- AP 3.1, Anwendungsdauer Beladen/Entladen

abgeleitet.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen für alle direkten Speicherkonzepte sind im Folgenden aufgelistet.

Beispiel Speicherkonzept		3: KZÜ-NDVW3_direkt, ohne PCM	
Speicher-Entladedauer		900 s	
PCM	Masse	0 t	
(kein)	Volumen	0 m³	
	spez. Wärmekapazität flüssig	kJ/kgK	
	Schmelzpunkt	°C	
	spez. Schmelzenthalpie	kJ/kg	
	Kapseln	Anzahl	0
Kapseln	Masse (gefüllt)	0 t	
	Volumen	0 m³	
	Wasser / Dampf	Masse Beladen (voller Speicher)	677 t
Dampf	Volumen	750 m³	
	Masse Entladen (leerer Speicher)	625 t	
	Volumen	667 m³	
Gesamtvolumen		784 m³	
Wärmespeicheranteil PCM		0 %	
Massenstrom		58 kg/s	
Gesamt-Speicherkapazität		40 MWh	
Beispiel Speicherkonzept		3: KZÜ-NDVW3_direkt, mit PCM	
Speicher-Entladedauer		900 s	
PCM	Masse	306 t	
(X 165)	Volumen	234 m³	
	spez. Wärmekapazität flüssig	1,43 kJ/kgK	
	Schmelzpunkt	165 °C	
	spez. Schmelzenthalpie	230 kJ/kg	
	Kapseln	Anzahl	385.364
Kapseln	Masse (gefüllt)	507 t	
	Volumen	318 m³	
	Wasser / Dampf	Masse Beladen (voller Speicher)	163 t
Dampf	Volumen	181 m³	
	Masse Entladen (leerer Speicher)	110 t	
	Volumen	117 m³	
Gesamtvolumen		586 m³	
Wärmespeicheranteil PCM		77 %	
Massenstrom		58 kg/s	
Gesamt-Speicherkapazität		40 MWh	
Beispiel Speicherkonzept		3: KZÜ-SpWB_direkt, ohne PCM	
Speicher-Entladedauer		900 s	
PCM	Masse	0 t	
(kein)	Volumen	0 m³	
	spez. Wärmekapazität flüssig	kJ/kgK	
	Schmelzpunkt	°C	
	spez. Schmelzenthalpie	kJ/kg	
	Kapseln	Anzahl	0
Kapseln	Masse (gefüllt)	0 t	
	Volumen	0 m³	
	Wasser / Dampf	Masse Beladen (voller Speicher)	979 t
Dampf	Volumen	1.095 m³	
	Masse Entladen (leerer Speicher)	949 t	
	Volumen	1.044 m³	
Gesamtvolumen		1.228 m³	
Wärmespeicheranteil PCM		0 %	
Massenstrom		34 kg/s	
Gesamt-Speicherkapazität		23 MWh	
Beispiel Speicherkonzept		3: KZÜ-SpWB_direkt, mit PCM	
Speicher-Entladedauer		900 s	
PCM	Masse	207 t	
(Hydrochinon)	Volumen	152 m³	
	spez. Wärmekapazität flüssig	1,35 kJ/kgK	
	Schmelzpunkt	172 °C	
	spez. Schmelzenthalpie	258 kJ/kg	
	Kapseln	Anzahl	250.729
Kapseln	Masse (gefüllt)	338 t	
	Volumen	207 m³	
	Wasser / Dampf	Masse Beladen (voller Speicher)	100 t
Dampf	Volumen	112 m³	
	Masse Entladen (leerer Speicher)	69 t	
	Volumen	76 m³	
Gesamtvolumen		381 m³	
Wärmespeicheranteil PCM		77 %	
Massenstrom		34 kg/s	
Gesamt-Speicherkapazität		23 MWh	
Beispiel Speicherkonzept		4: FD/KZÜ-HDVW6_direkt, FD-Beladung, ohne PCM	
Speicher-Entladedauer		900 s	
PCM	Masse	0 t	
(kein)	Volumen	0 m³	
	spez. Wärmekapazität flüssig	1 kJ/kgK	
	Schmelzpunkt	172 °C	
	spez. Schmelzenthalpie	258 kJ/kg	
	Kapseln	Anzahl	0
Kapseln	Masse (gefüllt)	0 t	
	Volumen	0 m³	
	Wasser / Dampf	Masse Beladen (voller Speicher)	1.232 t
Dampf	Volumen	1.484 m³	
	Masse Entladen (leerer Speicher)	1.186 t	
	Volumen	1.398 m³	
Gesamtvolumen		1.644 m³	
Wärmespeicheranteil PCM		0 %	
Massenstrom		50 kg/s	
Gesamt-Speicherkapazität		35 MWh	
Beispiel Speicherkonzept		4: FD/KZÜ-HDVW6_direkt, FD-Beladung, mit PCM	
Speicher-Entladedauer		900 s	
PCM	Masse	565 t	
(Ca(NO ₃) ₂ -NaNO ₂)	Volumen	283 m³	
	spez. Wärmekapazität flüssig	1,35 kJ/kgK	
	Schmelzpunkt	230 °C	
	spez. Schmelzenthalpie	110 kJ/kg	
	Kapseln	Anzahl	464.771
Kapseln	Masse (gefüllt)	808 t	
	Volumen	384 m³	
	Wasser / Dampf	Masse Beladen (voller Speicher)	166 t
Dampf	Volumen	200 m³	
	Masse Entladen (leerer Speicher)	120 t	
	Volumen	141 m³	
Gesamtvolumen		706 m³	
Wärmespeicheranteil PCM		84 %	
Massenstrom		50 kg/s	
Gesamt-Speicherkapazität		35 MWh	
Beispiel Speicherkonzept		5: NDVW-HDVW_direkt, Heißwasserspeicher	
Speicher-Entladedauer		900 s	
PCM	Masse	0 t	
(kein)	Volumen	0 m³	
	spez. Wärmekapazität flüssig	kJ/kgK	
	Schmelzpunkt	°C	
	spez. Schmelzenthalpie	kJ/kg	
	Kapseln	Anzahl	0
Kapseln	Masse (gefüllt)	0 t	
	Volumen	0 m³	
	Wasser / Dampf	Masse Beladen (voller Speicher)	325 t
Dampf	Volumen	410 m³	
	Masse Entladen (leerer Speicher)	145 t	
	Volumen	180 m³	
Gesamtvolumen		420 m³	
Wärmespeicheranteil PCM		0 %	
Massenstrom		200 kg/s	
Gesamt-Speicherkapazität		59 MWh	
Beispiel Speicherkonzept		5: NDVW-HDVW_direkt, Kaltwassertank	
Speicher-Entladedauer		900 s	
PCM	Masse	0 t	
(kein)	Volumen	0 m³	
	spez. Wärmekapazität flüssig	kJ/kgK	
	Schmelzpunkt	°C	
	spez. Schmelzenthalpie	kJ/kg	
	Kapseln	Anzahl	0
Kapseln	Masse (gefüllt)	0 t	
	Volumen	0 m³	
	Wasser / Dampf	Masse Beladen (voller Speicher)	200 t
Dampf	Volumen	229 m³	
	Masse Entladen (leerer Speicher)	20 t	
	Volumen	20 m³	
Gesamtvolumen		240 m³	
Wärmespeicheranteil PCM		0 %	
Massenstrom		200 kg/s	
Gesamt-Speicherkapazität		12 MWh	

II.1.3.3. AP 3.3: Vergleich der Konzepte und Identifikation von Vorentwürfen

Die vom DLR und Siemens berechneten Investitionen gingen zusammen mit Systemsimulationsergebnissen des Projektpartners LUAT, namentlich Mindestlastreduktion bei Beladen, Vollasterhöhung beim Entladen, TES-Wirkungsgrad, und des Projektpartners EWI, namentlich geschätzte zusätzliche Deckungsbeiträge durch die Speicherkonzepte, in die QFD-Analyse ein.

Die QFD-Analyse wurde vom DLR geleitet und mit den Projektpartnern Siemens und LUAT nach der in Abbildung 43 dargelegten Methodik durchgeführt.

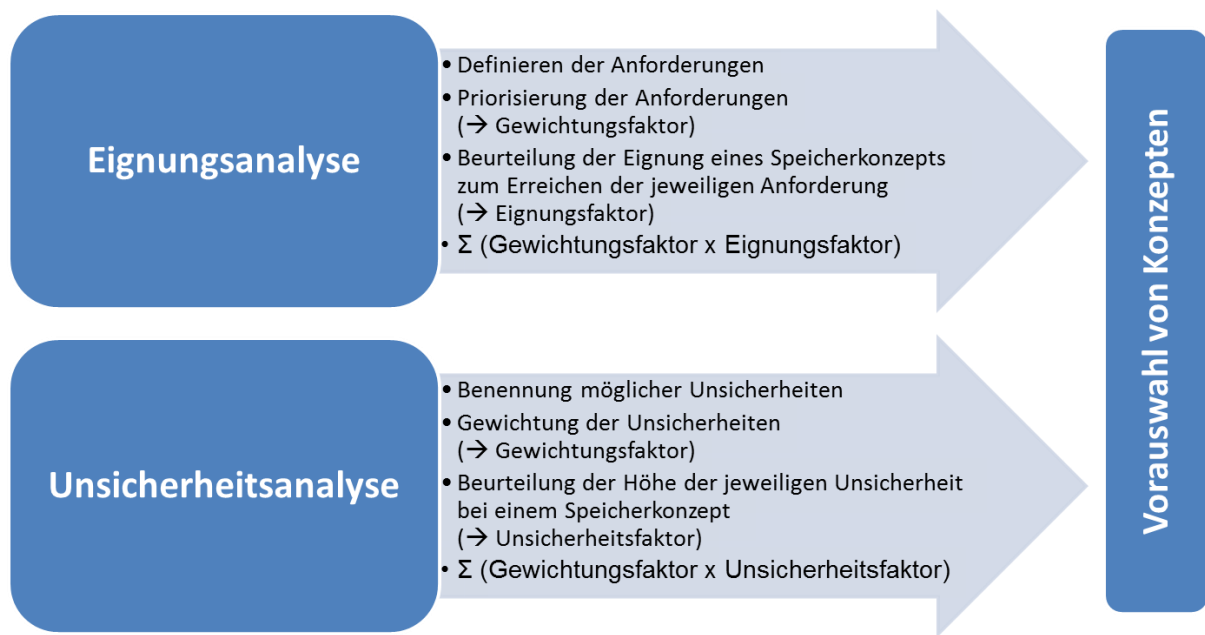


Abbildung 43: Methodik der QFD-Analyse

Es wurde bei der Eignungsanalyse unterschieden zwischen wirtschaftlichen und technischen Kriterien, sowie zwischen „Hard Facts“, welche berechnet werden, und „Soft Facts“, welche abgeschätzt werden mussten. Die Gewichtung der Kriterienkategorien erfolgte nach folgendem Schlüssel¹³:

- Hard Facts - Wirtschaftliche Kriterien: 0,4
- Hard Facts - Technische Kriterien: 0,4
- Soft Facts - Wirtschaftliche Kriterien: 0,1
- Soft Facts - Technische Kriterien: 0,1

¹³ Sensitivitätsstudien hinsichtlich dieser Gewichtung wurden durchgeführt, mit der Schlussfolgerung, dass sich kein grundsätzlich anderes Ergebnis ableiten lässt.

Die wirtschaftlichen Anforderungen, geordnet nach Ihrer Wichtigkeit¹⁴, sind:

- Hard Facts: niedrige Investitionskosten.
- Soft Facts: hohe zusätzliche Deckungsbeiträge, niedrige Betriebskosten, niedriger Systemintegrationsaufwand, Nachrüstbarkeit in Bestandsanlagen, hohe betriebliche Verfügbarkeit des TES-Systems, gute Marktverfügbarkeit.

Die technischen Anforderungen, geordnet nach Ihrer Wichtigkeit, sind:

- Hard Facts: hoher TES-Wirkungsgrad, hohe Mindestlastabsenkung durch TES-Beladung, hohe Überlast durch TES Entladung.
- Soft Facts: Integrierbarkeit in das System Kraftwerk, Fähigkeit zur Bereitstellung von Regenergie, hoher Einfluss auf Laständerungsgeschwindigkeit, Fähigkeit zur Verbesserung von Anfahr- und Abfahrvorgängen, hohes Potential zum Mehrfachnutzen, geringe Stillstandverluste, hoher Reifegrad, Robustheit des TES-Systems ggü. veränderten Eingang- oder Ausgangsbedingungen, geringe Komplexität.

Die Abbildung 44 zeigt das Ergebnis der Eignungsanalyse für den 2-Stunden-Speicher, Abbildung 45 das für den 15-Minuten-Speicher.

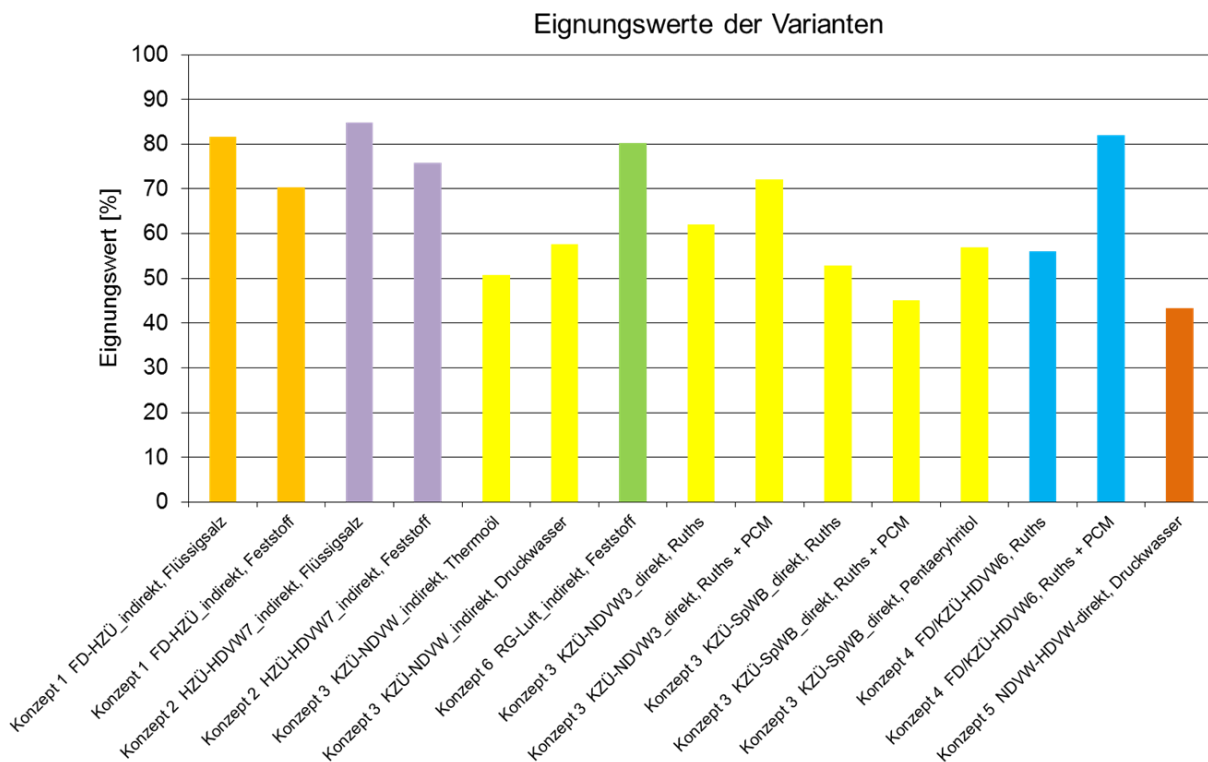


Abbildung 44: Eignungsanalyse: Ergebnis 2-Stunden-Speicher

¹⁴ Die Wichtigkeit wird durch einen Gewichtungsfaktor ausgedrückt, welcher sich durch gegenseitiges Vergleichen der unterschiedlichen Anforderungen hinsichtlich ihrer Wichtigkeit berechnet.

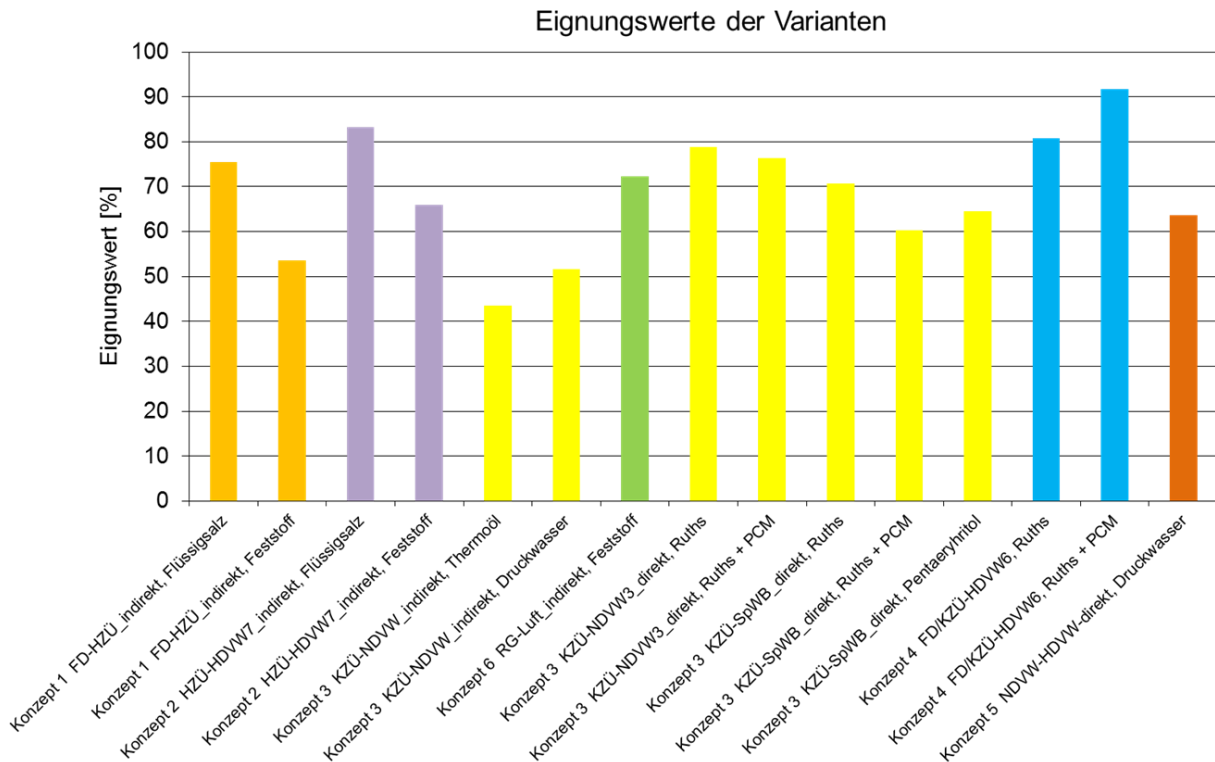


Abbildung 45: Eignungsanalyse: Ergebnis 15-Minuten-Speicher

Bei der Unsicherheitsanalyse wurden folgende Unsicherheiten, geordnet nach Ihrer Wichtigkeit¹⁵, identifiziert: Unsicherheiten aufgrund unzureichender Technologiereife, Wirtschaftliche Bewertungsunsicherheiten, Unsicherheiten der technischen Integrierbarkeit, Unsicherheiten durch irreguläre Betriebszustände für das TES-System, Unsicherheit des TES-Potentials bei abgesenkter Mindestlast (15-20%), Unsicherheiten aufgrund der Komplexität des TES-Systems, Unsicherheiten in der Marktverfügbarkeit.

Die Abbildung 46 zeigt das Ergebnis der Unsicherheitsanalyse für den 2-Stunden-Speicher.¹⁶

¹⁵ Die Wichtigkeit wird durch einen Gewichtungsfaktor ausgedrückt, welcher durch gegenseitiges Vergleichen der unterschiedlichen Unsicherheiten hinsichtlich ihrer Wichtigkeit vergeben wurde.

¹⁶ Das Ergebnis für den 15-Minuten-Speicher unterscheidet sich nur unwesentlich und wurde daher hier nicht abgebildet.

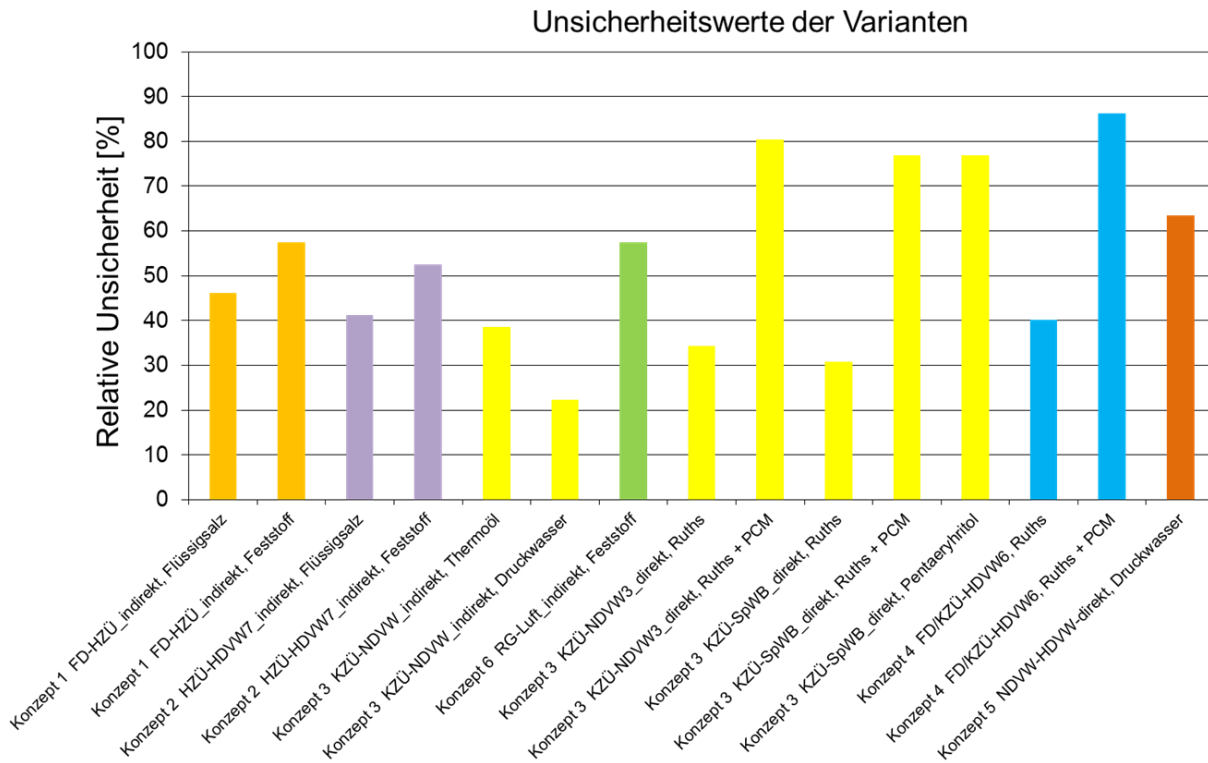


Abbildung 46: Unsicherheitsanalyse: Ergebnis 2-Stunden-Speicher

Das Gesamtergebnis der QFD-Analyse ist in Abbildung 47 für den 2-Stunden-Speicher und in Abbildung 48 für den 15-Minuten-Speicher dargestellt. Aus diesen Ergebnissen wurden von den an der QFD-Analyse beteiligten Projektpartnern Siemens, LUAT und DLR für den ebenfalls im AP 3.3 verorteten Arbeitsschritt „Ranking und Definition von Vorentwürfen für detaillierte Berechnungen in AP4 und AP5“ folgende Empfehlung ausgesprochen:

Leitkonzepte:

- Konzept 2 HZÜ-HDVW7_indirekt, Flüssigsalz
- Konzept 4 FDIKZÜ-HDVW6, Ruths + PCM
- Konzept 6 RG-Luft_indirekt, Feststoff

Bei dem oben erwähnten Arbeitsschritt „Ranking...“ wurde im gesamten Konsortium die Festlegung bestätigt. Darüber hinaus wurde festgestellt, dass das Konzept 1 FD-HZÜ_indirekt, Flüssigsalz ebenfalls aussichtsreich ist, jedoch gegenüber dem Konzept 2 HZÜ-HDVW7_indirekt, Flüssigsalz etwas schlechter abschneidet, und daher nicht weiter betrachtet werden sollte. Des Weiteren wurde beschlossen, das Konzept 3 KZÜ-NDVW3_direkt, Ruth + PCM als Untervariante von Konzept 4 im Rahmen von Übertragbarkeitsprüfungen mit zu betrachten, da dessen Umsetzbarkeit von mehreren Projektpartnern als günstig bewertet wurde. Außerdem wurde festgelegt, dass das Konzept 4 auch als Variante mit reinem Ruths-Speicher ohne PCM-Kapseln durch das DLR untersucht werden sollte. In dieser Phase des Projektes kam das Konsortium zu dem Schluss, dass die Integrierbarkeit der TES-Konzepte in Bestandsanlagen vor dem Hintergrund der

derzeitigen Situation auf dem deutschen Kraftwerksmarkt als wichtiger einzuschätzen ist, als die Umsetzung der TES-Konzepte in Kraftwerksneubauten.

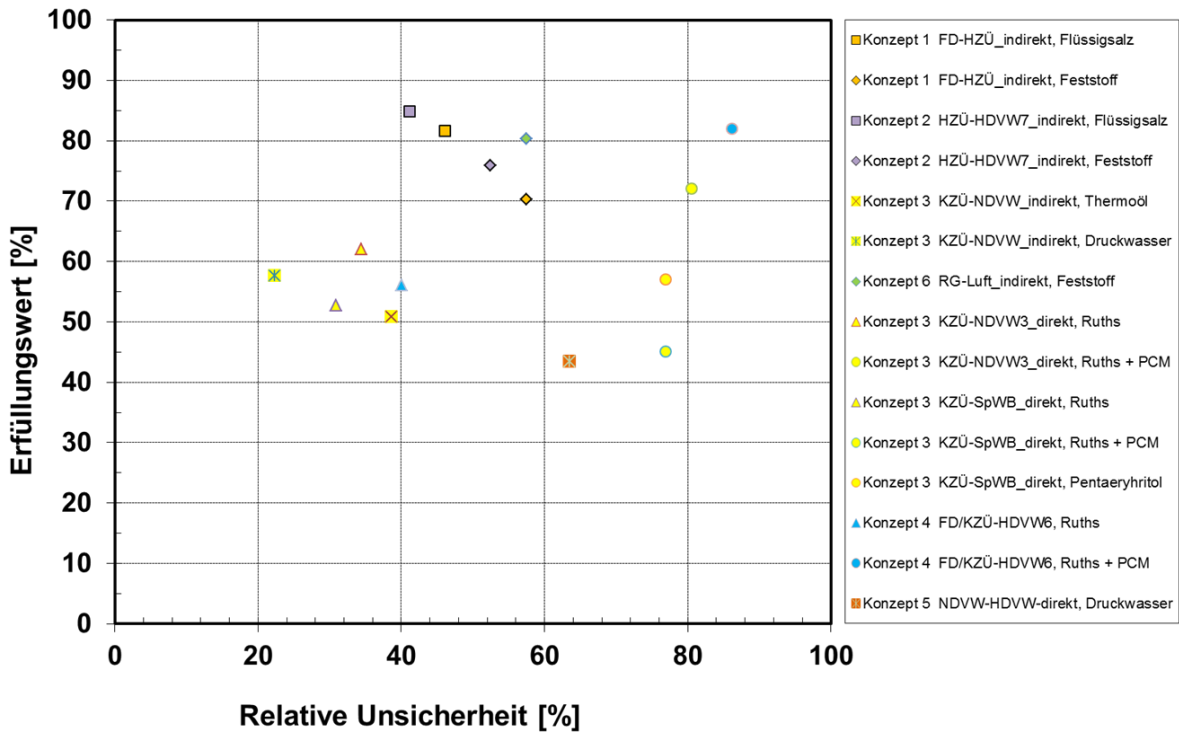


Abbildung 47: QFD-Analyse: Gesamtergebnis 2-Stunden-Speicher

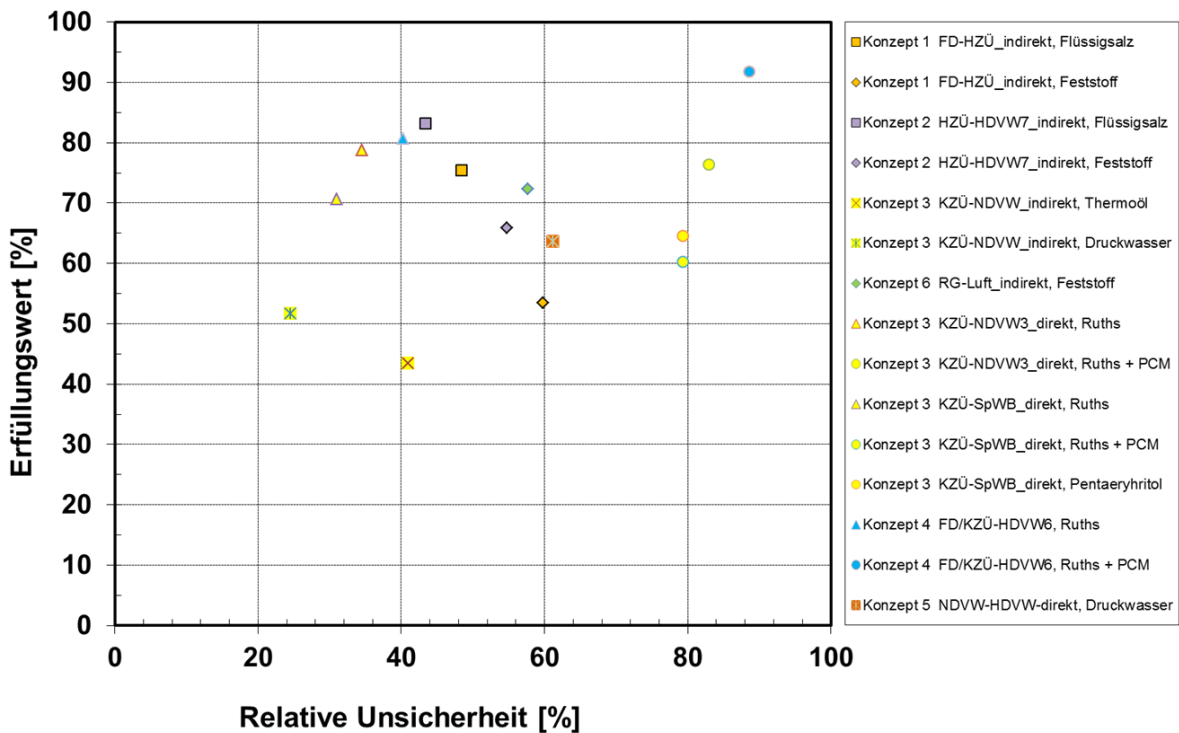


Abbildung 48: QFD-Analyse: Gesamtergebnis 15-Minuten-Speicher

II.1.3.4. AP 3.4: Vergleich alternativer Speicheroptionen

Zusätzlich zu der Bewertung von thermischen Energiespeichern wurden in diesem Arbeitspaket von LUAT alternative Energiespeichertechnologien in Kombination mit konventionellen Kraftwerken betrachtet. Dabei handelte es sich um zwei unterschiedliche Systeme, nämlich einen Flüssigluftenergiespeicher (LAES) und ein „Power-to-Methanol“-System. Das Ziel war ein verfahrenstechnischer und ökonomischer Vergleich verschiedener Energiespeicherkonzepte bzw. deren Nutzen bei der Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks im deutschen Energiesystem. Die notwendigen System- und Komponentendaten zu den alternativen Energiespeichersystemen wurden von MHPSE bereitgestellt.

II.1.3.4.1. AP 3.4.1 Spezifikation von Integrationspunkten auf der Speicherseite

Im ersten Arbeitsschritt wurden die Integrationspunkte der alternativen Speicheroptionen in den Kraftwerksprozess spezifiziert. Grundlage für diese Betrachtungen war das stationäre Simulationsmodell des Referenzkraftwerks in EBSILON®Professional, welches Auskunft über die thermodynamischen Zustände in verschiedenen Betriebspunkten lieferte. Somit konnten relevante Integrationspunkte im Kraftwerksprozess identifiziert werden. Außerdem werden in wenigen Sätzen die alternativen Speichertechnologien vorgestellt.

Die Abbildung 49 zeigt einen Überblick über den Gesamtprozess für die alternative Speichertechnologie Power-to-Methanol. Er enthält drei Teilsysteme. Das erste Teilsystem ist die CO₂-Abscheidung. Das Kohlenstoffdioxid fällt in Kraftwerksprozessen in großen Mengen an. Beim Post-Combustion-Capture-Verfahren wird es in einem nachgeschalteten Absorber aus dem Rauchgas gewaschen. Hierbei werden Waschlösungen eingesetzt, die eine hohe CO₂-Löslichkeit besitzen. Bei der Abscheidung und einer anschließenden Verdichtung des CO₂ wird für die Pumpen, den Verdichter und Hilfsaggregate zusätzliche elektrische Leistung benötigt. Zudem besteht ein Dampfbedarf für den Desorber. An dieser Stelle ist eine Kopplung mit dem Wasser-Dampf-Kreislauf möglich. Die ermittelten Integrationspunkte für die Dampfauskopplung sind vor dem Eintritt in die Niederdruckturbine (Vollast) und KZÜ-Dampf (Mindestlast). Das anfallende Kondensat wird anschließend wieder in den Speisewasserbehälter geführt. Das zweite Teilsystem ist die Elektrolyse – ein Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff. Dabei handelt es sich um eine erzwungene Redoxreaktion, die durch einen Elektronenaustausch eingeleitet wird. Dies geschieht durch das Anlegen einer äußeren elektrischen Spannung mit dem Ziel der Zerlegung des Wassers in die Ausgangsbestandteile Wasserstoff und Sauerstoff. Für diesen Vorgang wird ebenfalls zusätzliche elektrische Leistung benötigt. Das letzte Teilsystem ist die Methanol-Herstellung. Mit Hilfe von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid wird in mehreren Schritten Methanol hergestellt. Auch bei diesem Vorgang wird zusätzliche elektrische Leistung benötigt. Zudem sind Kühlwasser im Methanol-Reaktor und Dampf für die Destillation notwendig, die aus dem Wasser-Dampf-Kreislauf ausgekoppelt werden können. Der relevanteste Punkt für die Auskopplung von Kühlwasser ist in diesem Fall am Austritt der Kondensatpumpe. Nach der Kühlung wird das erwärmte Wasser in den

Speisewasserbehälter geführt. Die Auskopplung von Dampf erfolgt an den bereits vorhin erwähnten Integrationspunkten.

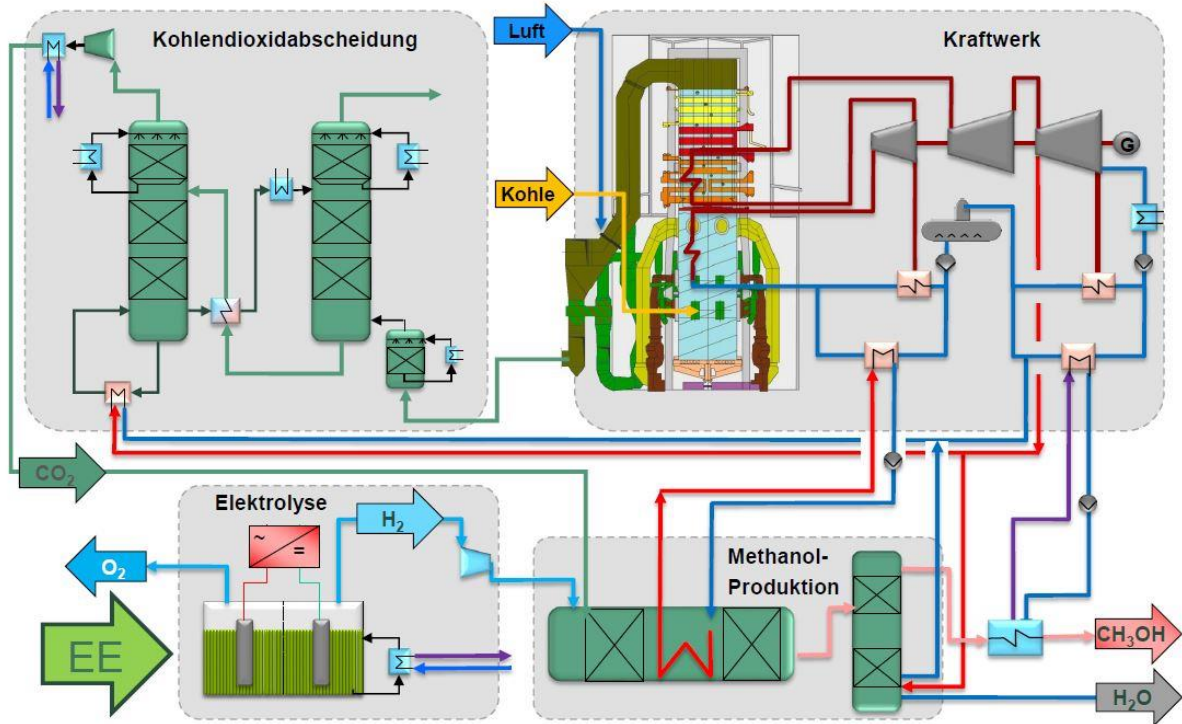


Abbildung 49: Überblick Gesamtprozess Power-to-Methanol

Die Abbildung 50 zeigt ein Beispiel für die zweite alternative Speichertechnologie LAES (Liquid Air Energy Storage) in einem Kohlekraftwerk. Bei diesem System wird beim Beladevorgang Luft aus der Umgebung entnommen und in mehreren Stufen verdichtet. Dabei findet eine Zwischenkühlung der Luft statt. An dieser Stelle ist eine Integration in den Wasser-Dampf-Kreislauf möglich. Für die Kühlung kann Wasser am Austritt der Kondensatpumpe verwendet werden. Nach der Wärmeaufnahme gelingt es dann in den Speisewasserbehälter. Die verdichtete Luft wird anschließend durch ein Kühlmedium gekühlt, verflüssigt und in einem Behälter gespeichert. Beim Entladevorgang nimmt die flüssige Luft Wärme vom Kühlmedium auf und wird dadurch erneut gasförmig. Um eine möglichst hohe Temperatur vor der Expansion zu erreichen, eignet sich an dieser Stelle die Entnahme vom Dampf aus dem Hochdruckbereich.

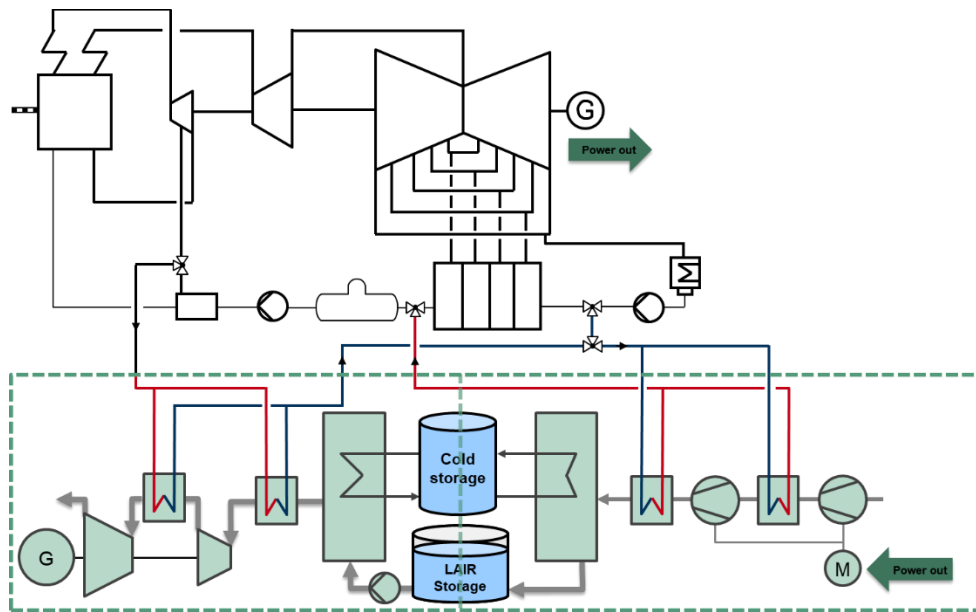


Abbildung 50: Beispiel LAES mit einem Dampfkraftwerk

II.1.3.4.2. AP 3.4.2 Verfahrenstechnische Analyse

In diesem Arbeitsschritt erfolgte die Integration der alternativen Speicheroptionen in das stationäre Simulationsmodell. Zudem wurden Simulationsstudien in verschiedenen Betriebszuständen durchgeführt und der Einfluss der Speicherintegration auf den Kraftwerksprozess bewertet.

Bei der ersten Speichertechnologie Power-to-Methanol (PtM) wurden die vorgestellten Teilsysteme anhand von Kennlinien, die von MHPSE bereitgestellt wurden, in das stationäre Kraftwerksmodell integriert. Die Integration erfolgte an den für die Auskopplung von Dampf oder Kühlwasser ermittelten Punkten. Im weiteren Schritt wurden für die Herstellung von 10 t/h Methanol Simulationsstudien in Mindest- und Vollast durchgeführt und technische Bewertungsgrößen herausgearbeitet, die für den wirtschaftlichen Vergleich in AP2 herangezogen wurden. In der Tabelle 19 sind die anhand der stationären Simulationen ermittelten Werte in Vollast zu sehen. Der thermische Bedarf beträgt dabei 15,5 MW und der elektrische Bedarf 97,1 MW. Zudem werden etwa 2,7 % von der gesamten Rauchgasmenge für die CO₂-Abscheidung benötigt.

Tabelle 19: Technische Bewertungsgrößen für die alternative Speichertechnologie PtM

	Referenz	Power to Methanol
Feuerungswärmeleistung	1788,2 MW	1788,2 MW
Output Methanol	---	10.000 kg/h
Bruttoleistung	723,6 MW	721,7 MW
Eigenbedarf Kraftwerk	34,5 MW	34,5 MW
Elektrischer Bedarf Power to Methanol	---	97,1 MW
Thermischer Bedarf Power to Methanol	---	Dampfbedarf: 12,2 MW Kühlleistung: 3,3 MW
Nettoleistung	689,1 MW	590,1 MW
Anzapfdampf zum Desorber	---	4,1 kg/s / 6,0 bar / 282 °C
Kondensat zur Kühlung Methanol (Reaktor + Output)	---	11,6 kg/s / 12,1 bar / 49 °C
Input H ₂	---	1.887 kg/h
Input CO ₂	---	13.735 kg/h
Rauchgasmenge zur CO ₂ -Abscheidung	---	79.210 kg/h = 22,0 kg/s = 2,7 %

Die Integration der zweiten Speichertechnologie LAES in das stationäre Kraftwerksmodell war ebenfalls erfolgreich. Auch für dieses System wurden Simulationsstudien in Voll- und Mindestlast durchgeführt. Die Tabelle 20 zeigt die an AP2 übermittelten Bewertungsgrößen, die bei den wirtschaftlichen Berechnungen berücksichtigt wurden.

Tabelle 20: Daten für die wirtschaftliche Bewertung (LAES)

Bezeichnung	Kraftwerks- lastpunkt	Max. Beladeleistung (MW _{el})	Max. Entladeleistung (MW _{el})	TES-WG
KW Voerde	25%	25,0	10,0	50,5
	100%	27,7	13,5	
KW 800 MW-Klasse	25%	32,0	14,6	42,1
	100%	33,9	13,8	

II.1.4. AP 4: Integration ausgewählter Leitkonzepte in das System Kraftwerk (LUAT)

In diesem Arbeitspaket wurden Simulationsstudien, sowie technische und methodische Untersuchungen zur Integration der ausgewählten Leitkonzepte aus Arbeitspaket 3 in das Gesamtsystem Kohlekraftwerk durchgeführt. Das Ziel dabei war es, die Einflüsse der Speicherintegration auf den Kraftwerksprozess umfassend abzuschätzen und ein ausgereiftes Integrationskonzept als Basis für das Arbeitspaket 6 zu erarbeiten.

Das erste Arbeitspaket 4.1 beinhaltet die Analyse der Einflüsse der Speicherintegration auf das Teilsystem „Dampfturbine“. Als nächstes wurden im zweiten Arbeitspaket 4.2 die Schnittstellen zwischen den Speicherkonzepten und dem Teilsystem „Dampferzeuger“ untersucht und dabei Begrenzungen oder kritische Komponenten identifiziert. Zudem wurden die auserwählten thermischen Speicher einer detaillierten Integrationsstudie am Beispiel einer Referenzanlage unterzogen. Im nächsten Arbeitspaket 4.3 befasste man sich mit der Entwicklung von Betriebskonzepten für die ausgewählten Speicheroptionen. Die Konzepte zielten insbesondere darauf ab, den angestrebten Mehrfachnutzen des Speichers in geeigneter Weise umsetzen zu können. Zum Schluss wurden im Arbeitspaket 4.4 dynamische Gesamtmodelle, bestehend aus einem Kohlekraftwerk mit integriertem thermischen Energiespeicher, erstellt und validiert. Mit Hilfe der dynamischen Simulationen wurde die Flexibilitätssteigerung des Kohlekraftwerks durch die Integration der thermischen Speicher abgeleitet und bewertet.

Um die einzelnen Einflüsse der ausgewählten Leitkonzepte zu identifizieren und ein ausgereiftes Integrationskonzept als Resultat dieses Arbeitspaketes zu erarbeiten fand eine sehr enge Verzahnung zwischen den einzelnen Unterarbeitspaketen innerhalb des AP4 statt. Zudem wurden die Ergebnisse iterativ mit AP5 ausgetauscht, um Auslegungsparameter sowie Verbesserungs- oder Änderungsvorschläge bezüglich der Leitkonzepte einzubringen oder aufzugreifen. Außerdem gab es Wechselwirkungen zu AP2 in Bezug auf Wirtschaftlichkeit und zu AP6 in Bezug zu technischer Umsetzbarkeit.

II.1.4.1. AP 4.1: Effekte der Speicherintegration auf das Teilsystem „Dampfturbine“

Einzelne Speicherkonzepte, je nach Integrationspunkt und Größe der ein- und ausgekoppelten (Dampf-) Massenströme, können verschiedene Einflüsse auf die Teilsysteme „Dampfturbine“ und „Dampferzeuger“ ausüben, beispielsweise in Form von veränderten Massenströmen und Drücken. In diesem Arbeitspaket werden die Einflüsse auf das Teilsystem „Dampfturbine“ veranschaulicht. Zunächst wurden unter Arbeitspaket 4.1.1 die veränderten thermodynamischen Größen der Dampfturbine bei den jeweiligen TES-Konzepten identifiziert und zusammengefasst. Darauf folgt im Arbeitspaket 4.1.2 die Bewertung dieser ermittelten Effekte und einige Verbesserungsvorschläge.

II.1.4.1.1. AP 4.1.1 Identifikation der Effekte der Speicherintegration auf das Teilsystem "Dampfturbine"

In diesem Arbeitspaket wurden die veränderten Eingangs- und Ausgangsgrößen der Dampfturbine zusammengefasst. Für jedes der drei auserwählten Leitkonzepte erfolgt eine Unterscheidung in vier unterschiedliche Betriebsstrategien, die in AP 4.3 bestimmt wurden. Die Effekte wurden für jede Betriebsstrategie einzeln in Tabellenform (s. AP 4.1.2) aufgeführt. Dabei wurden zum einen die stationären Veränderungen der wichtigsten thermodynamischen Größen bei Belade- und Entladevorgängen aufgelistet und zum anderen die Dynamik dieser Veränderungen anhand des dynamischen Simulationsmodells bestimmt.

Die Veränderung der einzelnen Größen wurden anhand des stationären Simulationsmodells ermittelt. Für die Bestimmung der Dynamik wurden Simulationsstudien mit dem dynamischen Simulationsmodell durchgeführt. Dabei wurde die TES-Beladung bei jedem Konzept sehr schnell aktiviert, d.h. innerhalb von 10 Sekunden, um somit eine Sprungantwort zu identifizieren. Zudem wurde bei der TES-Konzeptentwicklung von einer minimalen Durchströmung von Dampferzeuger und Dampfturbine von 10% (bezogen auf den Volllastmassenstrom) ausgegangen. Diese Annahme wurde aus dem Vorgängerprojekt Partner-Dampfkraftwerk übernommen.

Die Abbildung 51 soll zur Hilfe dienen und zeigt eine vereinfachte Darstellung der Dampfturbine sowie die für die Auswertung genutzten Punkte 1-7.

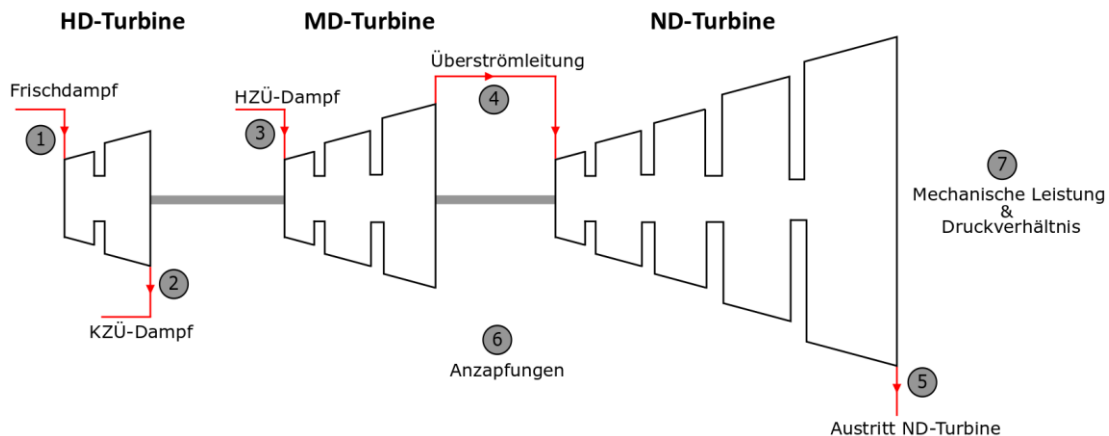


Abbildung 51: Vereinfachte Darstellung der Dampfturbine

II.1.4.1.2. AP 4.1.2 Bewertung der Effekte der Speicherintegration auf das Teilsystem "Dampfturbine" und Verbesserungsvorschläge

Das Ziel in diesem Arbeitspaket war es, zu überprüfen, ob die Integration der ausgewählten Speicherkonzepte zu unzulässigen Betriebsbedingungen führen und gegebenenfalls Maßnahmen zu entwickeln, um die Einflüsse der Speicherintegration zu reduzieren (z.B. Maßnahmen zur Vermeidung von Ventilation betroffener Teilturbinen). Für die Bewertung wurde zunächst die

Tabelle mit der Auflistung aller relevanten Einflüsse der Integration der ausgewählten Leitkonzepte auf das Teilsystem "Dampfturbine" aus AP 4.1.1 aufgegriffen. Anschließend erfolgte die Bewertung mit zwei unterschiedlichen Farben, die als Punkte in jeder Tabellenzeile zu finden sind. Dabei bedeutet gelb, dass diese Veränderung eher unproblematisch ist, und rot, dass die Veränderung kritisch zu überprüfen ist.

Konzept 2 HZÜ-HDVW9 indirekt (Salzspeicher)

Beladung in Volllast (80 MW_{th}):

Nr.	Stationärer Effekt		Dynamik
(1)	Eintrittsmassenstrom HDT geht von 592,3 kg/s auf 569,3 kg/s zurück (-3,9 %)	●	150 s ●
(2)	Austrittstemperatur HDT geht von 360,0 °C auf 329,0 °C zurück	●	35 s ●
(2)	Austrittsdruck HDT geht von 62,0 bar auf 46,6 bar zurück	●	35 s ●
(3)	Eintrittsmassenstrom MDT geht von 475,8 kg/s auf 346,9 kg/s zurück (-27,1 %)	●	35 s ●
(3)	Eintrittsdruck MDT geht von 59,0 bar auf 43,4 bar zurück	●	35 s ●
(6)	Drücke an den Anzapfungen der HDT und MDT sinken im Schnitt um ca. 20 %	●	100 s ●
(7)	Druckverhältnis HDT geht von 0,23 zurück auf 0,18	●	35 s ●
(7)	Mechanische Leistung MDT geht von 230,6 MW auf 195,8 MW zurück	●	35 s ●

Beladung in Mindestlast (28 MW_{th}):

Nr.	Stationärer Effekt		Dynamik
(2)	Austrittstemperatur HDT geht von 338,0 °C auf 274,7 °C zurück	●	30 s ●
(2)	Austrittsdruck HDT geht von 13,6 bar auf 6,9 bar zurück	●	20 s ●
(3)	Eintrittsmassenstrom MDT geht von 105,4 kg/s auf 47,4 kg/s zurück (-12,2 %)	●	20 s ●
(3)	Eintrittsdruck MDT geht von 12,9 bar auf 6,0 bar zurück	●	20 s ●
(7)	Druckverhältnis HDT geht von 0,24 zurück auf 0,13	●	20 s ●
(7)	Mechanische Leistung MDT geht von 63,1 MW auf 19,8 MW zurück	●	20 s ●

Entladung in Volllast (80 MW_{th}):

Nr.	Stationärer Effekt		Dynamik
(1)	Eintrittsdruck HDT steigt von 270,0 bar auf 273,6 bar	●	200 s ●
(2)	Austrittsmassenstrom HDT steigt von 474,1 kg/s auf 513,5 kg/s (+8,3 %)	●	150 s ●
(2)	Austrittsdruck HDT steigt von 62,0 bar auf 66,5 bar	●	150 s ●
(3)	Eintrittsmassenstrom MDT steigt von 475,8 kg/s auf 513,5 kg/s (+7,9 %)	●	150 s ●
(3)	Eintrittsdruck MDT steigt von 59,0 bar auf 64,3 bar	●	150 s ●
(4)	Massenstrom am Austritt der MDT steigt von 412,5 kg/s auf 442,1 kg/s (+7,2 %)	●	150 s ●
(5)	Massenstrom am Austritt der NDT steigt von 344,0 kg/s auf 367,5 kg/s (+6,8 %)	●	300 s ●
(6)	Drücke an den Anzapfungen steigen im Schnitt um ca. 6,5 %	●	150 s ●
(6)	Massenstrom der Anzapfung zum HDVW9 geht von 46,7 kg/s auf 0,4 kg/s zurück	●	150 s ●

Entladung in Mindestlast:

→ eine Entladung in Mindestlast ist bei diesem Konzept nicht möglich

Konzept 4 KZÜ/HZÜ-HDVW7 direkt (Ruths-Speicher mit PCM)Beladung in Volllast (75 MW_{th}, 26,8 kg/s):

Position	Stationärer Effekt		Dynamik
(2)	Austrittstemperatur HDT geht von 360,0 °C auf 354,3 °C zurück	●	150 s ●
(2)	Austrittsdruck HDT geht von 62,0 bar auf 59,1 bar zurück	●	200 s ●
(3)	Eintrittsmassenstrom MDT geht von 475,8 kg/s auf 453,6 kg/s zurück (-4,7 %)	●	100 s ●
(3)	Eintrittsdruck MDT geht von 59,0 bar auf 56,3 bar zurück	●	200 s ●
(4)	Massenstrom am Austritt der MDT geht von 412,5 kg/s auf 393,5 kg/s zurück (-4,6 %)	●	300 s ●
(5)	Massenstrom am Austritt der NDT geht von 344,0 kg/s auf 328,9 kg/s zurück (-4,4 %)	●	300 s ●
(6)	Drücke an den Anzapfungen sinken im Schnitt um ca. 4,5 %	●	300 s ●
(7)	Mechanische Leistung MDT geht von 301,4 MW auf 288,0 MW zurück	●	300 s ●
(7)	Mechanische Leistung NDT geht von 281,4 MW auf 263,3 MW zurück	●	300 s ●

Beladung in Mindestlast (75 MW_{th}, 26,8 kg/s):

Position	Stationärer Effekt		Dynamik
(1)	Eintrittsmassenstrom HDT geht von 118,5 kg/s auf 98,0 kg/s zurück (-3,5 %)	●	10 s ●
(1)	Eintrittsdruck HDT geht von 55,6 bar auf 46,1 bar zurück	●	10 s ●
(2)	Austrittsmassenstrom HDT geht von 105,4 kg/s auf 85,7 kg/s zurück (-4,2 %)	●	250 s ●
(2)	Austrittsdruck HDT geht von 13,6 bar auf 11,2 bar zurück	●	250 s ●
(3)	Eintrittsmassenstrom MDT geht von 105,4 kg/s auf 85,7 kg/s zurück (-4,1 %)	●	250 s ●
(3)	Eintrittsdruck MDT geht von 12,9 bar auf 10,6 bar zurück	●	250 s ●
(4)	Massenstrom am Austritt der MDT geht von 95,2 kg/s auf 77,2 kg/s zurück (-4,4 %)	●	300 s ●
(5)	Massenstrom am Austritt der NDT geht von 84,6 kg/s auf 69,2 kg/s zurück (-4,5 %)	●	300 s ●
(6)	Drücke an den Anzapfungen sinken im Schnitt um ca. 4,0 % (bezogen auf Druck in Volllast)	●	200 s ●
(7)	Mechanische Leistung MDT geht von 63,1 MW auf 53,1 MW zurück	●	250 s ●
(7)	Mechanische Leistung MDT geht von 53,6 MW auf 41,6 MW zurück	●	300 s ●

Entladung in Volllast (75 MW_{th}; 26,8 kg/s):

Position	Stationärer Effekt		Dynamik
(1)	Eintrittsmassenstrom HDT geht von 592,3 kg/s auf 589,5 kg/s zurück (-0,5 %)	●	70 s ●
(2)	Austrittsdruck HDT steigt von 62,0 bar auf 62,7 bar	●	150 s ●
(3)	Eintrittsdruck MDT steigt von 59,0 bar auf 59,7 bar	●	150 s ●
(4)	Massenstrom am Austritt der MDT steigt von 412,5 kg/s auf 433,0 kg/s (+5,0 %)	●	200 s ●
(5)	Massenstrom am Austritt der NDT steigt von 344,0 kg/s auf 360,5 kg/s (+4,8 %)	●	200 s ●
(6)	Drücke an den Anzapfungen steigen im Schnitt um ca. 5,0 %	●	150 s ●
(6)	Massenstrom der Anzapfung zum HDVW7 geht von 22,7 kg/s auf 0,4 kg/s zurück	●	200 s ●
(7)	Mechanische Leistung NDT steigt von 281,4 MW auf 303,3 MW	●	200 s ●

Entladung in Mindestlast (12 MW_{th}; 4,3 kg/s):

Position	Stationärer Effekt		Dynamik
(6)	Massenstrom der Anzapfung zum HDVW7 geht von 4,2 kg/s auf 0,1 kg/s zurück	●	250 s ●

→ Sehr geringe Effekte, da Entladeleistung nur 12 MW_{th} beträgt

Konzept 6 Rauchgas-Luft indirekt (Feststoffspeicher)

Beladung in Volllast (42 MW_{th}):

Nr.	Stationärer Effekt		Dynamik
(1)	Eintrittsmassenstrom HDT geht von 592,3 kg/s auf 577,3 kg/s zurück (-2,5 %)	●	300 s ●
(2)	Austrittsmassenstrom HDT geht von 474,1 kg/s auf 463,1 kg/s zurück (-2,3 %)	●	300 s ●
(3)	Eintrittsmassenstrom MDT geht von 475,8 kg/s auf 463,1 kg/s zurück (-2,7 %)	●	300 s ●
(6)	Drücke an den Anzapfungen sinken im Schnitt um ca. 3 %	●	300 s ●
(7)	Mechanische Leistung MDT geht von 301,4 MW auf 291,7 MW zurück	●	300 s ●
(7)	Mechanische Leistung NDT geht von 281,4 MW auf 271,9 MW zurück	●	300 s ●

→ Sehr geringe Effekte auf den Wasser-/Dampfkreislauf

Beladung in Mindestlast (42 MW_{th}):

Nr.	Stationärer Effekt		Dynamik
(1)	Eintrittsmassenstrom HDT geht von 118,5 kg/s auf 107,5 kg/s zurück (-1,9)	●	200 s ●
(3)	Eintrittsmassenstrom MDT steigt von 475,8 kg/s auf 486,4 kg/s (+2,2 %)	●	300 s ●
(4)	Massenstrom am Austritt der MDT steigt von 412,5 kg/s auf 421,6 kg/s (+2,2)	●	300 s ●
(5)	Massenstrom am Austritt der NDT steigt von 344,0 kg/s auf 351,3 kg/s (+2,1 %)	●	300 s ●
(6)	Drücke an den Anzapfungen sinken im Schnitt um ca. 2,5 % (bezogen auf Druck in Volllast)	●	300 s ●

→ Sehr geringe Effekte auf den Wasser-/Dampfkreislauf

Entladung in Volllast (42 MW_{th}):

Nr.	Stationärer Effekt		Dynamik
(1)	Eintrittsmassenstrom HDT steigt von 592,3 kg/s auf 600,0 kg/s (+1,5 %)	●	200 s ●
(1)	Eintrittsdruck HDT steigt von 270,0 bar auf 273,4 bar	●	250 s ●
(2)	Austrittsmassenstrom HDT steigt von 474,1 kg/s auf 479,8 kg/s (+1,2 %)	●	300 s ●
(2)	Austrittsdruck HDT steigt von 62,0 bar auf 63,5 bar	●	300 s ●
(3)	Eintrittsmassenstrom MDT steigt von 475,8 kg/s auf 486,4 kg/s (+2,2 %)	●	300 s ●
(4)	Massenstrom am Austritt der MDT steigt von 412,5 kg/s auf 421,6 kg/s (+2,2 %)	●	300 s ●
(5)	Massenstrom am Austritt der NDT steigt von 344,0 kg/s auf 351,3 kg/s (+2,1 %)	●	300 s ●
(6)	Drücke an den Anzapfungen steigen im Schnitt um ca. 2,4 %	●	250 s ●

Entladung in Mindestlast (42 MW_{th}):

Nr.	Stationärer Effekt		Dynamik
(2)	Austrittsmassenstrom HDT steigt von 105,4 kg/s auf 115,3 kg/s (+2,1 %)	●	300 s ●
(3)	Eintrittsmassenstrom MDT steigt von 105,4 kg/s auf 115,3 kg/s (+2,1 %)	●	300 s ●
(5)	Massenstrom am Austritt der NDT steigt von 84,6 kg/s auf 92,0 kg/s (+2,2 %)	●	300 s ●
(6)	Drücke an den Anzapfungen steigen im Schnitt um ca. 2,5 % (bezogen auf Druck in Volllast)	●	300 s ●

→ Sehr geringe Effekte auf den Wasser-/Dampfkreislauf

Zusammenfassend kann man sagen, dass die größten Veränderungen der thermodynamischen Größen bei dem Konzept 2 zu sehen sind. Der Grund hierfür ist, dass beim Beladevorgang im Volllastbereich 110 kg/s HZÜ-Dampf ausgekoppelt wird. Das sind etwa 20 % des gesamten Frischdampfmassenstroms. Bei der Entladung in Volllast wurden die Veränderungen sehr kritisch eingestuft, weil die Veränderungen die Auslegungswerte deutlich überschreiten. Zudem wurde festgestellt, dass bei diesem Konzept eine Entladung im unteren Lastbereich (20% - 40%) aufgrund der Auslegung des Wärmeübertragers nicht möglich ist. Insgesamt liegt bei einer Vielzahl von Effekten eine sehr schnelle Dynamik vor, insbesondere im Falle der TES-Beladung. Ein möglicher Lösungsansatz liegt hierbei in einer langsameren Aktivierung der TES-Be-/Entladung, z.B. innerhalb von 120 Sekunden (statt den hier angenommenen 10 Sekunden bei einer möglichst schnellen Sprungantwort).

Das untere Diagramm zeigt ein Beispiel zu einem Entladevorgang über 2h beim Konzept 2. Man sieht deutlich, dass bei einer langsamen Aktivierung die Nettoleistung nur geringe Schwingungen aufzeigt (blaue Linie).

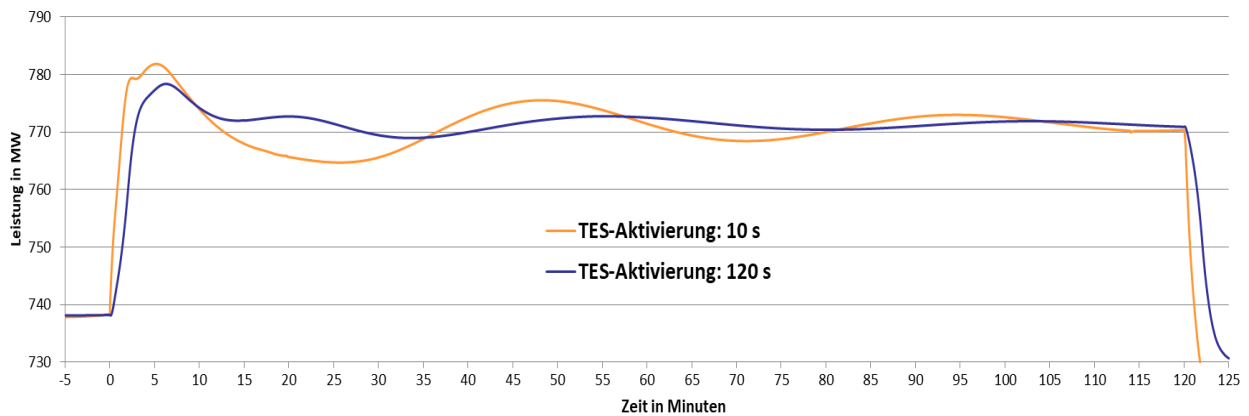


Abbildung 52: Änderung der Nettoleistung beim Entladevorgang

Beim Konzept 4 dagegen sind die Effekte geringer, da beim Beladevorgang im Volllastbereich der ausgekoppelte Dampfmassenstrom deutlich weniger ist (etwa 24 kg/s). Zudem kommt noch hinzu, dass die Entladeleistung nur 12 MW_{th} beträgt. Außerdem ist noch zu erwähnen, dass die Effekte bei dem Konzept 3b nahezu identisch waren mit den Effekten beim Konzept 4. Aus diesem Grund wurden die Veränderungen nicht aufgenommen.

Anders als in den Konzepten 2 und 4 wird beim Konzept 6 zur Speicherung kein Dampf, sondern Rauchgas aus dem System entnommen. Demzufolge weist auch das Konzept 6 sehr geringe Effekte auf den Wasser-/Dampfkreislauf auf.

II.1.4.2. AP 4.2: Effekte der Speicherintegration auf das Teilsystem „Dampferzeuger“

Für die Integration von thermischen Energiespeichern in eine konventionelle Kraftwerksanlage ergibt sich fast zwangsläufig ein Einfluss auf den Betrieb und das Verhalten des Dampferzeugers. Daher wurde in diesem Arbeitspaket die Rückkopplung der Speicherkonzepte auf den Dampferzeuger untersucht.

Im ersten Schritt wurden die Integrationspunkte definiert und veränderte Eingangsgrößen ermittelt. Als nächstes erfolgte eine Bewertung der ermittelten Einflüsse. Dabei wurden die kritischen Komponenten im Dampferzeuger genau betrachtet. Zum Schluss wurden Integrationskonzepte erarbeitet.

II.1.4.2.1. AP 4.2.1: Definition von Integrationspunkten sowie veränderter Eingangsgrößen

Ähnlich wie im vergangenen Arbeitspaket 4.1 erfolgte auch in diesem Arbeitspaket zunächst für jedes der drei auserwählten Leitkonzepte eine Unterscheidung in vier unterschiedliche Betriebsstrategien, die in AP 4.3 bestimmt wurden. Die Effekte wurden für jede Betriebsstrategie einzeln in Tabellenform (s. 4.2.3) aufgeführt. Dabei wurden zum einen die stationären Veränderungen der wichtigsten thermodynamischen Größen bei Belade- und Entladevorgängen aufgelistet und zum anderen die Dynamik dieser Veränderungen anhand des dynamischen Simulationsmodells bestimmt.

Die Veränderung der einzelnen Größen wurden anhand des stationären Simulationsmodells ermittelt. Für die Bestimmung der Dynamik wurden Simulationsstudien mit dem dynamischen Simulationsmodell durchgeführt. Dabei wurde die TES-Beladung bei jedem Konzept sehr schnell aktiviert, d.h. innerhalb von 10 Sekunden, um somit eine Sprungantwort zu identifizieren. Zudem ist noch eine Anmerkung zu machen: Bei der TES-Konzeptentwicklung wurde von einer minimalen Durchströmung von Dampferzeuger und Dampfturbine von 10% (bezogen auf den Volllastmassenstrom) ausgegangen. Diese Annahme wurde aus dem Vorgängerprojekt Partner-Dampfkraftwerk übernommen.

Die untere Abbildung soll zur Hilfe dienen und zeigt eine vereinfachte Darstellung des Dampferzeugers sowie die für die Auswertung genutzten Punkte 1-7.

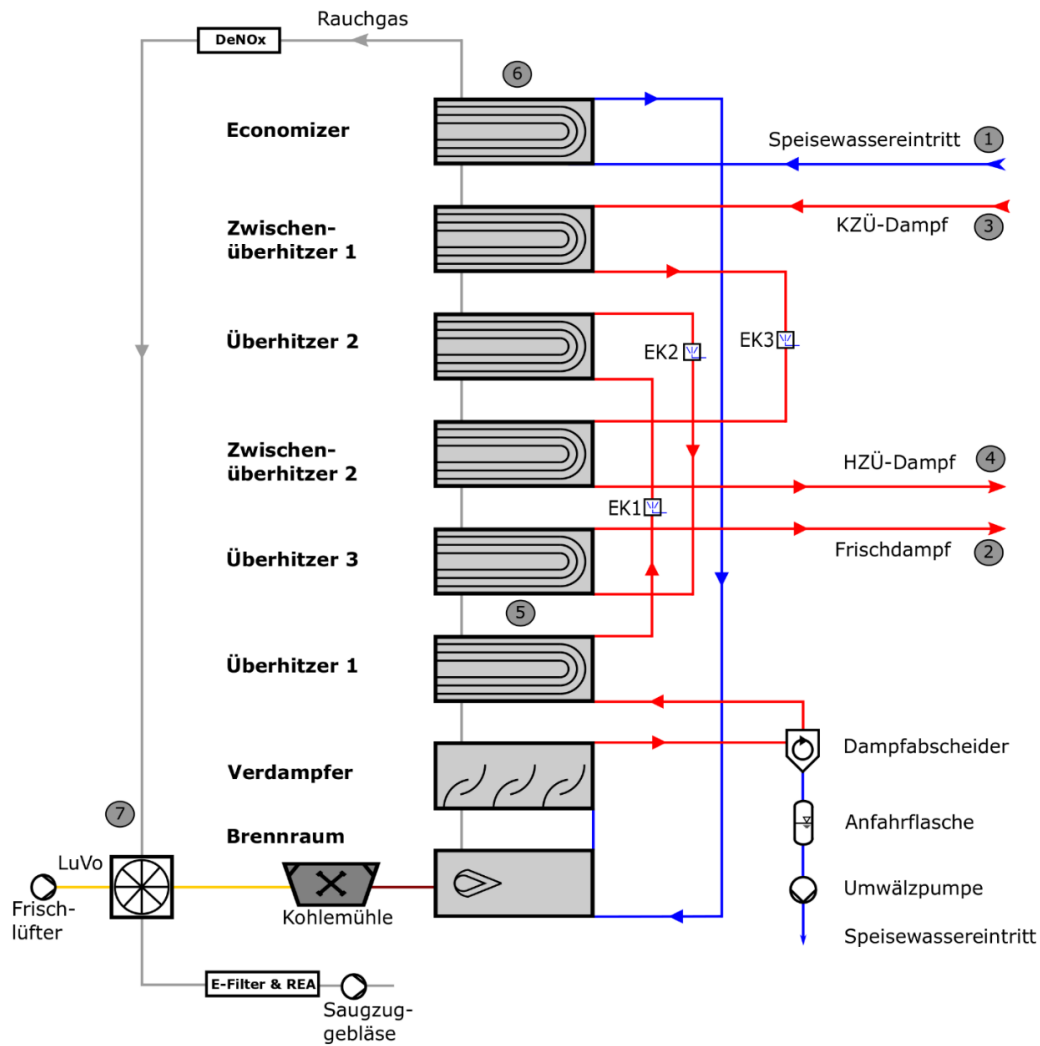


Abbildung 53: Vereinfachte Darstellung des Dampferzeugers

II.1.4.2.2. AP 4.2.2: Betrachtung kritischer Komponenten im Dampferzeuger

In diesem Arbeitsschritt wurden die kritischen Komponenten identifiziert, welche die Integration der verschiedenen thermischen Speichersysteme in den Kraftwerksprozess begrenzen. Die Bewertung der identifizierten Komponenten wurde im nächsten Arbeitspaket unter AP4.2.3 durchgeführt.

II.1.4.2.3. AP 4.2.3: Erarbeitung von Integrationskonzepten und deren Einfluss auf den Dampferzeuger

Zur technischen Bewertung der Integration der thermischen Speicher in den konventionellen Kraftwerksprozess wurden in diesem Arbeitsschritt vertiefende Untersuchungen des Einflusses der verschiedenen Konzepte auf den Betrieb des Dampferzeugers durchgeführt. Dies betrifft ebenfalls auch Untersuchungen zu den Speicherkonzepten aus AP3. Außerdem werden Lösungen entwickelt um die Betriebsgrenzen des vorhandenen Dampferzeugers in Hinblick auf die damit zu erzielende Flexibilitätssteigerung zu erweitern. Zur Variante des Rauchgaswärmespeichers wurde ein zusätzliches Integrationskonzept entwickelt und gesondert bewertet. Für die Bewertung wurde eine Tabelle erstellt, in der die ermittelten Einflüsse aus AP 4.2.1 aufgelistet wurden. Auch in diesem Arbeitspaket wurden für die Bewertung Punkte, die in zwei Farben unterschieden wurden (gelb = eher unproblematisch; rot = kritisch zu überprüfen), verwendet.

Konzept 2 HZÜ-HDVW9 indirekt (Salzspeicher)

Beladung in Volllast (80 MW_{th}):

Position	Stationärer Effekt		Dynamik
(1)	Eco-Eintrittsmassenstrom geht von 555,9 kg/s auf 531,8 kg/s zurück (-4,3 %)	●	6 s ●
(3)	KZÜ-Massenstrom geht von 474,1 kg/s auf 456,1 kg/s zurück (-3,8 %)	●	120 s ●
(3)	KZÜ-Temperatur geht von 360,0 °C auf 329,0 °C zurück	●	35 s ●
(3)	KZÜ-Druck geht von 62,0 bar auf 46,6 bar zurück	●	35 s ●
(4)	HZÜ-Massenstrom geht von 475,8 kg/s auf 456,9 kg/s zurück (-4,0 %)	●	35 s ●
(4)	HZÜ-Druck geht von 60,0 bar auf 44,2 bar zurück	●	35 s ●
(6)	Rauchgastemperatur vor DeNOx geht von 389,1 °C auf 378,1 °C zurück	●	60 s ●

Beladung in Mindestlast (28 MW_{th}):

Position	Stationärer Effekt		Dynamik
(1)	Eco-Eintrittstemperatur geht von 221,3 °C auf 208,6 °C zurück	●	300 s ●
(3)	KZÜ-Temperatur geht von 338,0 °C auf 274,7 °C zurück	●	30 s ●
(3)	KZÜ-Druck geht von 13,6 bar auf 6,9 bar zurück	●	20 s ●
(4)	HZÜ-Massenstrom geht von 105,4 kg/s auf 97,4 kg/s zurück (-1,7 %)	●	20 s ●
(4)	HZÜ-Druck geht von 13,1 bar auf 6,1 bar zurück	●	20 s ●

Entladung in Volllast (80 MW_{th}):

Position	Stationärer Effekt		Dynamik
(3)	KZÜ-Massenstrom steigt von 474,1 kg/s auf 514,3 kg/s (+8,5 %)	●	150 s ●
(3)	KZÜ-Druck steigt von 62,0 bar auf 66,5 bar	●	150 s ●
(4)	HZÜ-Massenstrom steigt von 475,8 kg/s auf 514,3 kg/s (+8,1 %)	●	150 s ●
(4)	HZÜ-Druck steigt von 60,0 bar auf 64,3 bar	●	150 s ●

Entladung in Mindestlast:

→ eine Entladung in Mindestlast ist bei diesem Konzept nicht möglich

Konzept 4 KZÜ/HZÜ-HDVW7 direkt (Ruths-Speicher mit PCM)

Beladung in Volllast (75 MW_{th}, 26,8 kg/s KZÜ-Dampf):

Position	Stationärer Effekt		Dynamik
(3)	KZÜ-Massenstrom geht von 474,1 kg/s auf 448,9 kg/s zurück (-5,3 %)	●	150 s ●
(3)	KZÜ-Temperatur geht von 360,0 °C auf 354,2 °C zurück	●	150 s ●
(3)	KZÜ-Druck geht von 62,0 bar auf 59,1 bar zurück	●	200 s ●
(4)	HZÜ-Massenstrom geht von 475,8 kg/s auf 453,5 kg/s zurück (-4,7 %)	●	100 s ●
(4)	HZÜ-Druck geht von 60,0 bar auf 57,2 bar zurück	●	200 s ●

Beladung in Mindestlast (75 MW_{th}, 26,8 kg/s Frischdampf):

Position	Stationärer Effekt		Dynamik
(2)	Frischdampfmassestrom geht von 118,5 kg/s auf ca. 98 kg/s zurück (-3,5 %)	●	10 s ●
(2)	Frischdampftemperatur steigt von 569,6 °C auf 574,3 °C	●	230 s ●
(3)	KZÜ-Massenstrom geht von 105,4 kg/s auf 85,7 kg/s zurück (-4,2 %)	●	250 s ●
(3)	KZÜ-Druck geht von 13,6 bar auf 11,2 bar zurück	●	250 s ●
(4)	HZÜ-Massenstrom geht von 105,4 kg/s auf 85,7 kg/s zurück (-4,1 %)	●	250 s ●
(4)	HZÜ-Druck geht von 13,1 bar auf 10,8 bar zurück	●	250 s ●

Entladung in Volllast (75 MW_{th}; 26,8 kg/s):

Position	Stationärer Effekt		Dynamik
(2)	Frischdampfmassestrom geht von 592,3 kg/s auf 589,5 kg/s zurück (-0,5 %)	●	70 s ●
(3)	KZÜ-Druck steigt von 62,0 bar auf 62,7 bar	●	130 s ●
(4)	HZÜ-Druck steigt von 60,0 bar auf 60,7 bar	●	120 s ●

Entladung in Mindestlast (12 MW_{th}; 4,3 kg/s):

→ Sehr geringe Effekte, da Entladeleistung nur 12 MW_{th} beträgt

Konzept 6 Rauchgas-Luft indirekt (Feststoffspeicher)

Beladung in Volllast (42 MW_{th}):

Nr.	Stationärer Effekt		Dynamik
(2)	Frischdampfmassestrom geht von 592,3 kg/s auf 577,3 kg/s zurück (-2,5 %)	●	300 s ●
(3)	KZÜ-Massenstrom geht von 474,1 kg/s auf 463,1 kg/s zurück (-2,3 %)	●	300 s ●
(4)	HZÜ-Massenstrom geht von 475,8 kg/s auf 463,1 kg/s zurück (-2,7 %)	●	300 s ●
(5)	Durchströmung des Rauchgaskanals geht von 688,7 kg/s auf 652,7 kg/s zurück (-5,2 %)	●	10 s ●
(6)	Rauchgastemperatur vor DeNOx geht von 389,1 °C auf 383,2 °C zurück	●	50 s ●

Beladung in Mindestlast (42 MW_{th}):

Nr.	Stationärer Effekt		Dynamik
(1)	Eco-Eintrittsmassenstrom geht von 105,1 kg/s auf 94,1 kg/s zurück (-2,0 %)	●	150 s ●
(1)	Eco-Eintrittstemperatur geht von 221,3 °C auf 214,4 °C zurück	●	200 s ●
(2)	Frischdampfmassestrom geht von 118,5 kg/s auf 107,5 kg/s zurück (-1,9 %)	●	300 s ●
(3)	KZÜ-Massenstrom geht von 105,4 kg/s auf 95,9 kg/s zurück (-2,0 %)	●	200 s ●
(4)	HZÜ-Massenstrom geht von 105,4 kg/s auf 95,9 kg/s zurück (-1,7 %)	●	300 s ●
(5)	Durchströmung des Rauchgaskanals geht von 287,4 kg/s auf 222,4 kg/s zurück (-9,4 %)	●	10 s ●
(6)	Rauchgastemperatur vor DeNOx geht von 327,7 °C auf 310,4 °C zurück	●	120 s ●

Entladung in Volllast (42 MW_{th}):

Nr.	Stationärer Effekt		Dynamik
(1)	Eco-Eintrittsmassenstrom steigt von 555,9 kg/s auf 564,4 kg/s (+1,5 %)	●	300 s ●
(1)	Eco-Eintrittsdruck steigt von 315,0 bar auf 319,3 bar	●	300 s ●
(2)	Frischdampfmassenstrom steigt von 592,3 kg/s auf 600,0 kg/s (+1,3 %)	●	200 s ●
(2)	Frischdampfdruck steigt von 280,0 bar auf 283,4 bar	●	200 s ●
(3)	KZÜ-Massenstrom steigt von 474,1 kg/s auf 479,8 kg/s (+1,2 %)	●	300 s ●
(3)	KZÜ-Druck steigt von 62,0 bar auf 63,5 bar	●	300 s ●
(4)	HZÜ-Massenstrom steigt von 475,8 kg/s auf 486,4 kg/s (+2,2 %)	●	300 s ●
(4)	HZÜ-Druck steigt von 60,0 bar auf 61,4 bar	●	300 s ●
(5)	Durchströmung des Rauchgaskanals steigt von 688,7 kg/s auf 757,0 kg/s (+9,9 %)	●	10 s ●
(6)	Rauchgastemperatur vor DeNOx steigt von 389,1 °C auf 400,0 °C	●	40 s ●
(7)	Massenstrom Frischlüfter und LuVo (Luftseite) steigt von 664,6 kg/s auf 737,2 kg/s (+10,9 %)	●	10 s ●
(7)	Durchströmung von LuVo (Rauchgasseite), E-Filter, REA und Saugzug-Gebläse steigt von 719,8 kg/s auf 792,4 kg/s (+10,1 %)	●	10 s ●

Entladung in Mindestlast (42 MW_{th}):

Nr.	Stationärer Effekt		Dynamik
(1)	Eco-Eintrittsmassenstrom steigt von 105,1 kg/s auf 116,6 kg/s (+2,1 %)	●	150 s ●
(2)	Frischdampfmassenstrom steigt von 118,5 kg/s auf 130,0 kg/s (+1,9 %)	●	200 s ●
(3)	KZÜ-Massenstrom steigt von 105,4 kg/s auf 115,3 kg/s (+2,1 %)	●	300 s ●
(4)	HZÜ-Massenstrom steigt von 105,4 kg/s auf 115,3 kg/s (+2,1 %)	●	300 s ●
(5)	Durchströmung des Rauchgaskanals steigt von 287,4 kg/s auf 350,2 kg/s (+9,1 %)	●	10 s ●
(7)	Ansaugmassenstrom Frischlüfter steigt von 289,4 kg/s auf 356,1 kg/s (+10,0 %)	●	10 s ●
(7)	Durchströmung von LuVo (Rauchgasseite), E-Filter, REA und Saugzug-Gebläse steigt von 302,5 kg/s auf 369,3 kg/s (+8,4 %)	●	10 s ●

Die Auswirkungen auf die betrachteten Größen waren für die Konzepte 2 und 4 sehr vergleichbar mit den Auswirkungen aus dem vorherigen Arbeitspaket 4.1. Beim Konzept 6 dagegen wurden insbesondere die Auswirkungen auf der Rauchgasseite (Frischlüfter, LuVo, Gebläse, Rauchgasreinigung) bei der Entladung in Volllast geprüft, da dort die Volllastgrößen/Auslegungswerte signifikant überstiegen wurden. Eine Erhöhung der Massenströme um 10% ist nicht wirklich viel. Jedoch müssen trotzdem die Auslegungsreserven der korrespondierenden Komponenten dahingehend überprüft werden. Des Weiteren stellt sich durch die Erhöhung der Massenströme im LuVo die Frage, wie die Temperaturen der Verbrennungsluft und des Rauchgases am Austritt beeinflusst werden. Auf der Rauchgasseite muss beispielsweise der Säuretaupunkt überprüft werden. Die schnelle Dynamik sollte für die Komponenten Frischlüfter und Saugzug kein Problem darstellen - jedoch muss auch hier die jeweilige Auslegung überprüft werden. Für die Rauchgasreinigung könnte der schnelle Lastwechsel - bzw. die schnelle Zunahme des RG-Volumenstromes - dahingehend ein Problem werden, als dass es etwas länger dauern könnte, bis eine zusätzliche Sprühebene in Betrieb geht. Aus diesem Grund wird auch hier die Anwendung einer langsameren Aktivierung der TES-Beladung empfohlen.

II.1.4.3. AP 4.3: Betriebsstrategien

In diesem Arbeitspaket wurden Betriebsstrategien für die ausgewählten Speicheroptionen erarbeitet. Je nach Integrationspunkten im konventionellen Kraftwerksprozess wurden hierzu Konzepte zum Einsatz des Speichers in verschiedenen Betriebspunkten/Betriebsbereichen erarbeitet und dabei die Nutzung des durch die Speicherintegration entstehenden zusätzlichen Freiheitsgrades berücksichtigt. Darüber hinaus stand eine geeignete Mehrfachnutzung des Speichers im Fokus der Untersuchungen.

II.1.4.3.1. AP 4.3.1 Entwicklung von Betriebsstrategien ausgewählter Speicherkonzepte - Einfachnutzen

Im ersten Schritt wurden für die ausgewählten Speicheroptionen Betriebsstrategien ermittelt, die einen sinnvollen Einsatz der thermischen Speicher hinsichtlich der Verbesserung der betrachteten Flexibilitätsoptionen ermöglichen.

In der Vorhabensbeschreibung von FLEXI-TES waren folgende vier Ziele aufgeführt:

- Lastverschiebung und Reduktion der Mindestlast
- Verbesserung von Laständerungsgeschwindigkeiten
- Einbindung in die Bereitstellung von Regelernergie
- Optimierung des Anfahrvorgangs

Das Ziel „Verbesserung von Laständerungsgeschwindigkeiten“ ist aber aus zwei Gründen alleinstehend schwer zu bewerten. Zum einen liegt eine enge Verknüpfung zur „Einbindung in die Bereitstellung von Regelernergie“ vor (insbesondere hinsichtlich der Dynamik der TES-Konzepte). Zum anderen liegt auch eine unmittelbare Verknüpfung zur „Lastverschiebung“ vor, da eine Beladung oder Entladung während eines Lastwechsels ökonomisch nur dann Sinn macht, wenn es die zugrundeliegenden Strompreise rechtfertigen (im Sinne des Arbitrage-Geschäfts). Daher wurde das Ziel der „Verbesserung der Laständerungsgeschwindigkeit“ im Folgenden nicht explizit betrachtet bzw. den beiden erwähnten Punkten untergeordnet. Es verbleiben also diese drei betrachteten Ziele bzw. Flexibilitätsdimensionen:

1. Lastverschiebung (Arbitrage-Geschäft):

Die Beladung und Entladung des TES ergibt sich ausschließlich über die Börsenstrompreise (Arbitrage-Geschäft). Der TES wird dabei in Zeiten mit geringen Strompreisen beladen und in Zeiten mit hohen Strompreisen entladen. Entscheidend ist allerdings nicht das Strompreis-Niveau selber, sondern die Differenz in den Strompreisen zwischen möglichen Belade- und Entladestunden.

Aus ökonomischer Sicht ergeben sich drei wesentliche Belade- und Entladestrategien:

1. Beladung in Dampferzeuger-Volllast / Entladung in Dampferzeuger-Volllast
2. Beladung in Dampferzeuger-Mindestlast / Entladung in Dampferzeuger-Volllast
3. Beladung in Dampferzeuger-Mindestlast / Entladung in Dampferzeuger-Mindestlast

Zudem kann eine Beladung und Entladung während Lastwechseln ökonomisch sinnvoll sein. Diese sind dann aber nicht als eine „Steigerung der Laständerungsgeschwindigkeit“ anzusehen, sondern vielmehr durch Preisdifferenzen und damit durch ein mögliches Arbitrage-Geschäft getrieben. So kann beispielsweise während eines Lastwechsels aus Teillast in Richtung Volllast sowohl eine Entladung des TES (bei einer kurzzeitigen Preisspitze) als auch eine Beladung des TES (bei einem kurzzeitig sehr tiefen Börsenstrompreis) sinnvoll sein.

Für die Betriebsstrategie einer Beladung in Volllast (tendenziell hohe Spotmarktpreise) mit anschließender Entladung in Mindestlast (tendenziell niedrige Spotmarktpreise) gibt es aus ökonomischer Sicht keinen bzw. nur in sehr seltenen Fällen einen entsprechenden Anreiz, da die Preise bei der Beladung immer (deutlich) niedriger sein müssen als bei der Entladung.

2. Verbesserung der Bereitstellung von Regelleistung:

Die Beladung und Entladung des TES wird zur Verbesserung der Bereitstellung von Regelleistung genutzt (Entladung für positive Regelleistung bzw. Beladung für negative Regelleistung). Dabei gibt es zwei Möglichkeiten zur Verbesserung der Bereitstellung von Regelleistung durch den TES-Einsatz:

1. Der TES kann die ursprünglichen Maßnahmen des Kraftwerksprozesses zur schnellen Anpassung der Last (häufig eine Kombination aus der Anpassung der Feuerungswärmeleistung und der Nutzung prozessinhärenter Energiespeicher wie z.B. der Androsselung des Turbinenventils) ergänzen bzw. unterstützen → „*koordinierter Betrieb*“
2. Der TES stellt zusätzliche Regelleistung alleine bereit, ohne weitere Anpassung der Feuerungswärmeleistung bzw. Nutzung anderer prozessinhärenter Speicher → „*stand-alone*“

3. Reduktion von Anfahrzeiten und -kosten:

Der integrierte TES wird zur Reduktion von Anfahrzeiten und -kosten eingesetzt. Dabei kommen je nach Konzept und Integrationspunkten unterschiedliche Einsatzweisen in Frage (z.B. Erzeugung von Heißluft oder Hilfsdampf, Vorwärmung von Komponenten). Zusätzlich wird betrachtet, inwieweit die während des Abfahrvorgangs verworfene Energie (in Form von Dampf oder Wärme) in die TES-Leitkonzepte eingespeichert werden kann.

II.1.4.3.2. AP 4.3.2 Entwicklung von Betriebsstrategien ausgewählter Speicherkonzepte - Mehrfachnutzen

In diesem Arbeitsschritt wurde auf die Abhängigkeiten und Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Flexibilitätsdimensionen bzw. Betriebsstrategien im Kraftwerksbetrieb mit integriertem TES eingegangen. Auf der Basis der Ergebnisse aus AP4.3.1 wurde eine Kombination der verschiedenen Betriebsstrategien zur Berücksichtigung des Mehrfachnutzens erarbeitet. Der

Kraftwerkseinsatz und damit einhergehend auch der TES-Einsatz kann in die beiden Kategorien „Ab-/Anfahren inkl. Stillstand“ und „Normalbetrieb“ unterteilt werden.

Beim Abfahren sollte der TES wenn möglich mit „überschüssiger“ Energie (in Form von Dampf bzw. Wärme) voll beladen werden. Im Stillstand ist der TES dann inaktiv. Dabei sind Wärmeverluste (in Abhängigkeit von Stillstandszeit, Speicherkapazität, Umgebungsbedingungen, Wärmedämmung, Speichertechnologien) zu beachten. Beim Anfahren wird der TES möglichst zur Unterstützung des Anfahrvorganges im Sinne einer Reduktion von Anfahrzeiten und -kosten eingesetzt. In den meisten Fällen ist vor Anstoßen/Synchronisation der Dampfturbine noch eine „geschenkte“ Beladung möglich, so dass der TES beim Übergang in den Normalbetrieb wieder voll beladen ist. Im Normalbetrieb kann der TES entweder zum Arbitrage-Geschäft oder zur Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden. Ein paralleler TES-Einsatz auf beiden Märkten ist technisch nur durch die Aufteilung des Leistungspotentials möglich und erscheint ökonomisch nicht sinnvoll, da die parallele Nutzung der Speicherkapazität für Arbitrage-Geschäft und Regelleistung zwar möglich ist (unter Einhaltung erforderlicher Mindest- und Maximalfüllstände), jedoch die parallele Nutzung der Speicherleistung nicht möglich ist (entweder Arbitrage-Geschäft oder Regelleistung). Das bedeutet also, dass Mehrfachnutzen möglich ist, Parallelnutzen allerdings nicht.

Die folgenden Diagramme zeigen eine Skizze zu Nettoleistung, s. Abbildung 54, und Füllstand, s. Abbildung 55, bei exemplarischem TES-Einsatz. Dieser hat eine Speicherdauer von 30 Minuten und wird zur Verbesserung des Anfahrvorgangs und zum Arbitrage-Geschäft eingesetzt (keine Regelleistung). Der TES wird zunächst beim Abfahren des KW mit überschüssiger Energie (Dampf oder Wärme) beladen (1). Anschließend ergeben sich Wärmeverluste während des Kraftwerksstillstands (2). Dann folgt um 16:00 Uhr der Anfahrvorgang, wobei der TES entladen wird (3). Dabei werden Zeit und zugleich Kosten gespart. Vor Synchronisation der Dampfturbine ist noch eine „kostenlose“ Beladung des TES möglich (4). Das bedeutet, dass der heiße Dampf, der sonst zum Kondensator geführt wird, in diesem Fall zum Beladen des TES genutzt wird. Während des Normalbetriebs wird der TES dann hauptsächlich für das Arbitrage-Geschäft genutzt. Das bedeutet, dass kurzfristige Preisspitzen ausgenutzt werden, um zusätzliche Erlöse zu erzielen. Dabei wird der TES in Vollast mehrmals beladen und entladen (5). Ab ca. 10:00 Uhr befindet sich das Kraftwerk im Mindestlastbetrieb. Durch die Beladung wird eine Mindestlastabsenkung erreicht (6). Daraufhin ist eine zeitlich gestreckte Entladung zu beobachten (7). Zum Schluss erfolgt eine Entladung während positivem Lastwechsel (8).

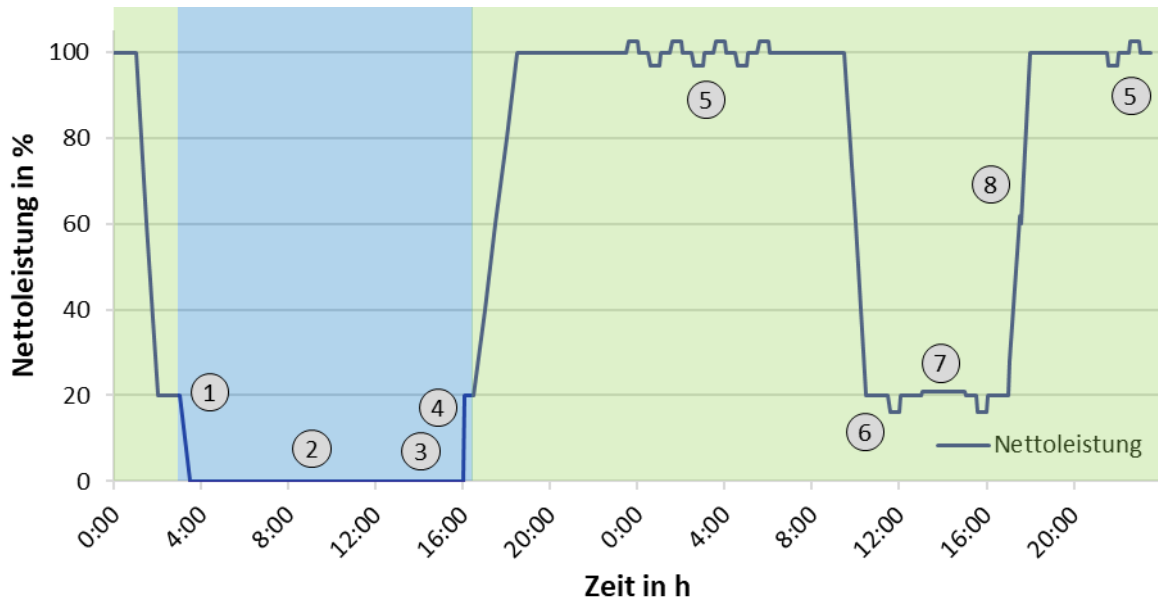


Abbildung 54: Veränderung der Nettoleistung

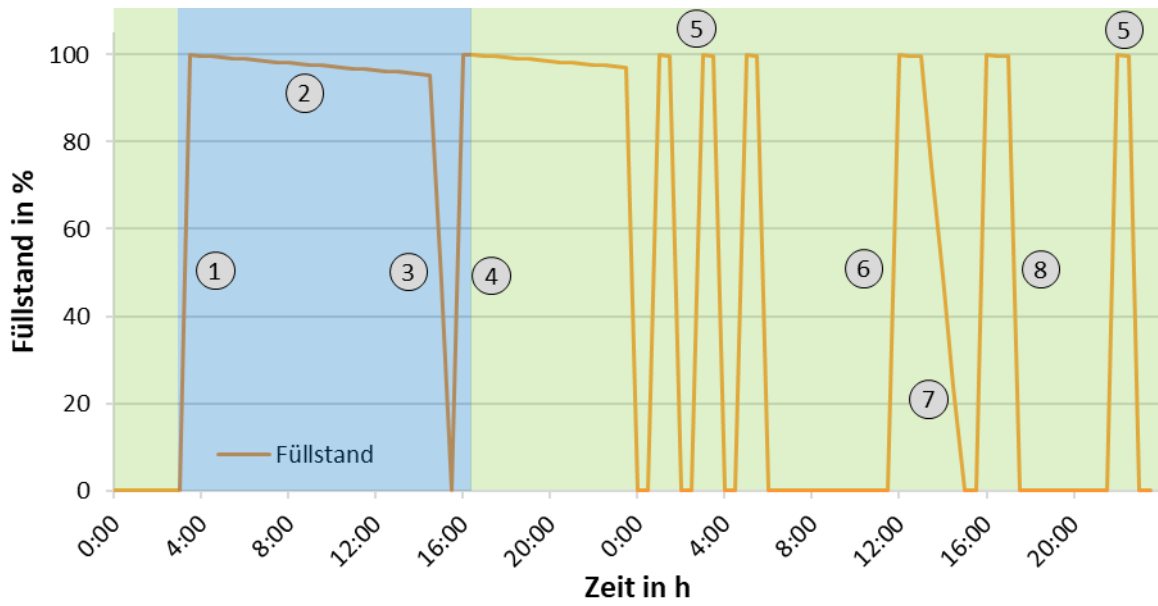


Abbildung 55: Veränderung des Füllstands

II.1.4.4. AP 4.4: Simulationsstudien zur Integration

In diesem umfangreichen Arbeitsschritt wurden dynamischen Simulationsstudien zur Integration der ausgewählten Leitkonzepte durchgeführt. Die dynamischen Simulationen erfolgten auf der Basis eines als Referenz herangezogenen Kraftwerks. Die Auswahl dieses Referenzkraftwerks erfolgte in enger Abstimmung mit den Projektpartnern. Da eine Fortführung eines der im Vorgängerprojekt Partner-Dampfkraftwerk verwendeten Referenzkraftwerke angestrebt wurde, galt das Kraftwerk Voerde am Anfang des Projekts als Referenzkraftwerk. Unmittelbar nach dem Projektbeginn wurde am 31. März 2017 jedoch das Kraftwerk Voerde stillgelegt. Aus diesem Grund entschied man sich für den Aufbau eines neuen dynamischen Modells zu einem modernen Steinkohlekraftwerk der 800 MW-Klasse, s. Abschnitt 0. Nahezu alle Arbeiten in diesem Arbeitspaket wurden deshalb für beide Referenzkraftwerke durchgeführt.

II.1.4.4.1. AP 4.4.1 Erweiterung des dynamischen Simulationsmodells hinsichtlich einer Bewertung des Mehrfachnutzens (Anfahren und Abfahren, Regelernergie, Laständerungsgeschwindigkeit, Mindestlast)

Wie bereits in der Einleitung zum AP4.4 erwähnt, wurde im Konsortium entschieden ein neues dynamisches Modell in Dymola/Modelica als Referenzkraftwerk aufzubauen. In diesem Arbeitsschritt wird deshalb zunächst das neue Modell der 800 MW-Klasse vorgestellt. Anschließend wird zur Berücksichtigung des Mehrfachnutzens die Erweiterung des Modells für die Bereitstellung von Regelernergie erläutert.

Ausgangsbasis für die Verschaltung und Auslegungsgrößen des neuen Modells war die Konzeptstudie „Referenzkraftwerk NRW“ von VGB aus dem Jahr 2004 [14]. Die lastabhängigen Prozessgrößen stammen aus einem stationären Modell zum RKW NRW in EBSILON®Professional, welches am LUAT aufgebaut wurde. In Absprache mit den Projektpartnern wurden nach dem Aufbau dieses Modells zusätzliche Erweiterungen bzw. Anpassungen durchgeführt. Die Niederdruckvorwärmstrecke wurde somit von 4 auf 5 Stufen erweitert. Nach Datenaustausch mit dem Projektpartner MHPSE wurden die Heizflächengeometrien und die lastabhängige Kennlinie für die Luftzahl angepasst. Zudem wurde das Modell auf eine Bruttoleistung von 800 MW_{el} skaliert. Die Abbildung 56 zeigt das Wärmeschaltbild zu dem neuen dynamischen Modell, welches eine 9-stufige Vorwärmung, bestehend aus fünf Niederdruckvorwärmern, einem Speisewasserbehälter und 3 Hochdruckvorwärmern, beinhaltet. Der Dampferzeuger wurde mit einem sehr hohen Detaillierungsgrad abgebildet. Alle Brennebenen inkl. Kohlemühlen, Heizflächen und wichtige Komponenten wie z.B. Sammler, Verteiler, LuVo, Dampfabscieder und Einspritzkühler sind darin enthalten. Die erforderlichen Regelungsstrukturen wurden aus dem dynamischen Modell des KW Voerde abgeleitet. Alle wichtigen Regelungen wie z.B. die Blockregelung, die Dampftemperaturregelung, die Speisewasserregelung, die Umwälzregelung und diverse Füllstandsregelungen sind in dem neuen Modell berücksichtigt worden. In der Tabelle 21 sind zusammenfassend die wichtigsten Prozessgrößen in Volllast aufgelistet.

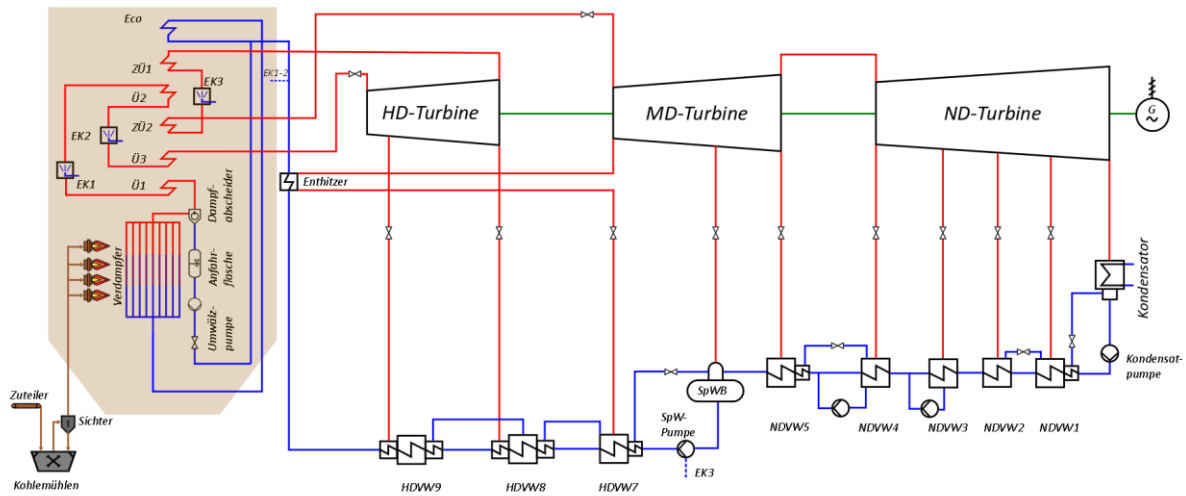


Abbildung 56: Wärmeschaltbild zu dem dynamischen Modell der 800 MW-Klasse

Tabelle 21: Wesentliche Prozessgrößen zu dem dynamischen Modell der 800 MW-Klasse in Volllast

Parameter	Einheit	Dynamisches Modell (Modelica/Dymola)
Bruttoleistung	[MW _{el}]	797,9
Nettoleistung	[MW _{el}]	738,4
Nettowirkungsgrad	[%]	45,9
Bruttowirkungsgrad	[%]	49,7
Brennstoffwärmeleistung	[MW _{th}]	1607,6
Speisewassermassenstrom	[kg/s]	594,4
Kesseleintrittstemperatur	[°C]	313,6
Frischdampfdruck	[bar]	280,8
Frischdampftemperatur	[°C]	600,0
HZÜ-Temperatur	[°C]	620,0
HZÜ-Druck	[bar]	60,0

Nachdem das neue Referenzmodell erfolgreich aufgebaut und getestet wurde, erfolgte die Integration der drei Leitkonzepte, die in AP3.2.1 vorgestellt wurden, in das dynamische Simulationsmodell. Für die Integration der unterschiedlichen Speichertechnologien wurden zunächst neue Komponenten erstellt oder vorhandene Komponenten erweitert. Eine genaue Beschreibung dazu ist im nächsten Arbeitsschritt unter AP4.4.2 zu finden. Anschließend wurden

die thermischen Energiespeicher an den vorgesehenen Stellen in das dynamische Kraftwerksmodell integriert. Im letzten Schritt wurden die Regelungsstrukturen (insbesondere die Blockregelung) erweitert und verfeinert, so dass Belade- und Entladevorgänge ohne Probleme funktionieren (siehe AP4.4.3).

Außerdem wurde das neue dynamische Modell in diesem Arbeitsschritt hinsichtlich Bereitstellung von Primärregelleistung erweitert. Um an den Märkten für Regelleistung teilnehmen zu können, ist eine Präqualifikation durch den Übertragungsnetzbetreiber notwendig. Während dieser Präqualifikation muss das Kraftwerk die sogenannte Doppelhöckerkurve abfahren und dadurch die sichere und zuverlässige Bereitstellung der Regelleistung nachweisen. Die Abbildung 57 zeigt das Beispielprotokoll zur Präqualifikation positiver Regelleistung. Wenn die Frequenz um 200 mHz abweicht, muss die Regelleistung innerhalb von 30 Sekunden aktiviert und für 15 Minuten gehalten werden. Dann erfolgt die Deaktivierung, die ebenfalls innerhalb von 30 Sekunden erfolgen muss. Nach einer 15-minütigen Pause wird die Primärregelleistung erneut innerhalb von 30 Sekunden aktiviert und für weitere 15 Minuten gehalten.

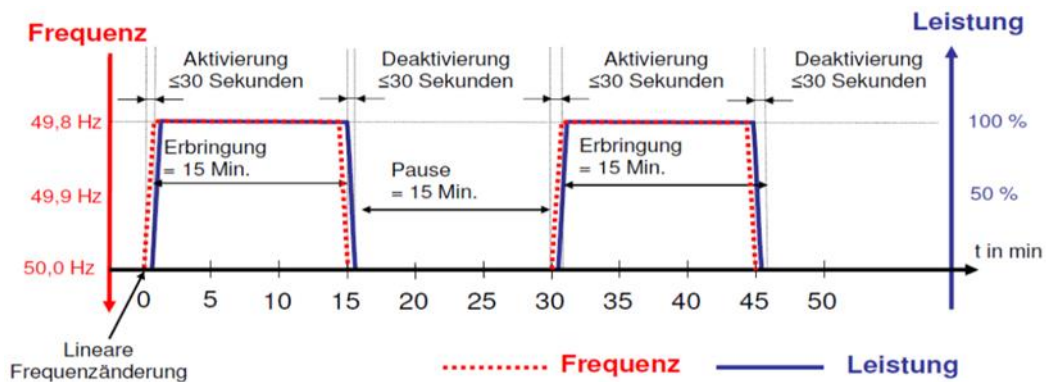


Abbildung 57: Doppelhöckerkurve der Präqualifikation positiver Primärregelleistung [15]

In der Abbildung 58 ist die Sprungantwort des Kraftwerks auf eine PRL-Aufforderung zu sehen. Die schwarze gestrichelte Linie ist dabei der Zielwert der Nettoleistung, und die blaue Linie zeigt den Verlauf der Nettoleistung in dem Simulationsmodell. Auffallend ist, dass durch das träge Verhalten des Kraftwerks ein Leistungs- bzw. Kapazitätsdefizit entsteht. Deshalb werden inhärente Energiespeicher des Kraftwerksprozesses genutzt, um trotzdem an dem Markt teilzunehmen. Die am meisten genutzten inhärenten Speicher werden im Folgenden beschrieben:

- Androsselung des HD-Turbinenventils: Kurzfristige Leistungsanpassung über die Regelung des Öffnungsquerschnitts des HD-Turbinenventils.
- Variation des Kondensatmassenstroms: Reduzierung des Kondensatmassenstroms, der durch die ND-Vorwärmstrecke zum Speisewasserbehälter gefördert wird.
- Deaktivierung der Hochdruckvorwärmer: Dampfseitige Umfahrung der HD-Vorwärmer.

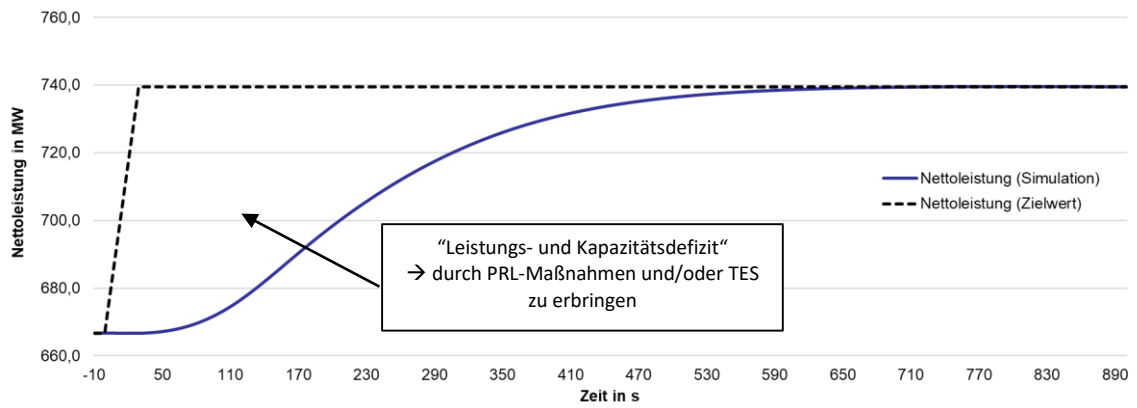


Abbildung 58: Sprungantwort des Kraftwerks auf eine PRL-Aufforderung

Um diese Maßnahmen umzusetzen, wurde das dynamische Modell erweitert. Für jede Maßnahme mussten die Regelungsstrukturen angepasst werden. Als Beispiel ist in der Abbildung 59 die Veränderung der Frischdampfdruckregelung zu sehen. Die Regelung ist im Normalfall inaktiv und das Frischdampfventil komplett geöffnet. Im unteren Lastbereich (< 47%) jedoch wird der Druck bei 120 bar festgehalten (modifizierter Gleitdruckbetrieb). Nach der Erweiterung erfolgt nun bei einer PRL-Aufforderung eine schnelle Umschaltung. Der Ventilquerschnitt wird über eine vorher bestimmte lastabhängige Kennlinie bis zu einem bestimmten Wert verringert. Durch die Androsselung wird eine kurzfristige Erhöhung der Leistung erreicht. Dynamische Simulationen und Ergebnisse zu den Maßnahmen werden in AP4.4 nochmal aufgezeigt.

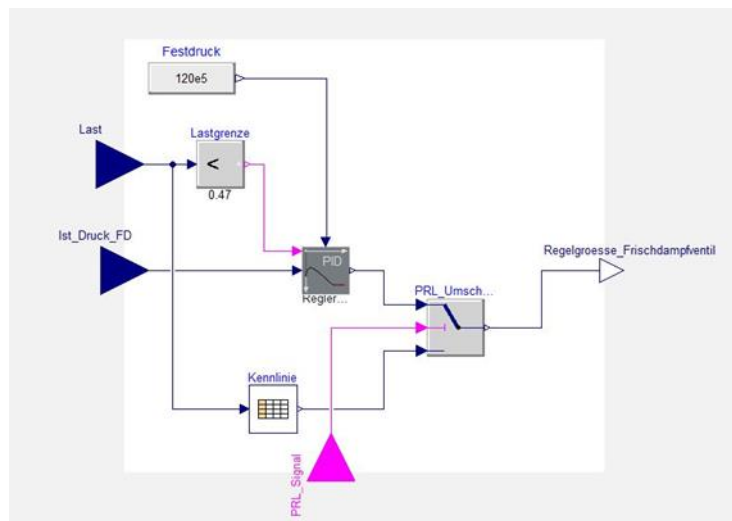


Abbildung 59: Erweiterte Frischdampfdruckregelung für PRL-Maßnahmen

II.1.4.4.2. AP 4.4.2 Erstellung von Komponentenmodellen für ausgewählte Speicherkonzepte

Da es in der zur dynamischen Simulation in Modelica/Dymola verwendeten Kraftwerksbibliothek ClaRa keine Komponentenmodelle für Speicheroptionen gab, wurden die erforderlichen Komponentenmodelle in diesem Arbeitsschritt entwickelt. Bei der Erstellung der Modelle wurde, soweit möglich, auf bestehende Kraftwerkskomponentenmodelle zurückgegriffen und vorhandene Berechnungsgleichungen genutzt (z.B. Berechnungen von Wärmeübertragungskoeffizienten, Modelle für Phasengleichgewichte, Rohre oder Wasserspeicher). Das Ziel bei der Modellierung war es, die wesentlichen Auslegungsdaten und Parameter, sowie die wesentlichen dynamischen Speichereffekte zu berücksichtigen. Im Vergleich zu den detaillierten Speicherbetrachtungen in AP 5.1 waren jedoch entsprechende Vereinfachungen notwendig. Um trotz dessen eine vergleichbare Modellierung der Speicherkonzepte in AP4 und AP5 sicherzustellen, war eine enge Zusammenarbeit mit dem Arbeitspaket 5.1.2 notwendig. Somit wurden die Komponentenmodelle zum Schluss miteinander verglichen. Alle erstellten Komponenten wurden so entwickelt, dass eine Integration sowohl in das dynamische Modell des KW Voerde, als auch in das neue dynamische Modell der 800 MW-Klasse möglich war.

Bei den drei Leitkonzepten handelt es sich um drei unterschiedliche Speichertechnologien. Deshalb waren die erforderlichen Komponenten dementsprechend auch sehr spezifisch. In der Komponentenbibliothek ClaRa waren keine Stoffdaten für Salze enthalten. Aus diesem Grund benötigte man beim Konzept 2 einige neue Komponenten für den Salzkreislauf. Im ersten Schritt wurden die Salztanks modelliert. Die erforderlichen Gleichungen wurden aus den vorhandenen ähnlichen Komponenten übernommen und bei Bedarf erweitert. Über die Eingabemaske (s. Abbildung 60) konnte man die Stoffdaten für das verwendete Salz, das Behältervolumen und die Initialisierungswerte eingeben. Mithilfe der hinterlegten Gleichungen war es dann möglich, den Füllstand zu kontrollieren oder die Stillstandsverluste (Temperaturverluste) zu berechnen. Die Stoffdaten für das Salz und die Auslegungsdaten für die beiden Behälter und Wärmeübertrager wurden von DLR bereitgestellt. Mit einer ähnlichen Vorgehensweise wurde im nächsten Schritt eine neue Pumpenkomponente entwickelt, um das Salz zwischen den beiden Behältern zu fördern. Auch in dieser Komponente waren die notwendigen Gleichungen hinterlegt, um z.B. mit der Druckänderung einhergehenden Dichte- oder Enthalpieänderungen zu bestimmen. Im letzten Schritt wurden die erforderlichen Wasser-Salz- bzw. Dampf-Salz-Wärmeübertrager erstellt. Für die Berechnung der Wärmeübertragung war es ausreichend, die bereitgestellten Geometriedaten für die Wärmeübertrager und die Wärmeübergangskoeffizienten einzutragen. Die Komponenten wurden erst anhand von Simulationen einzeln erprobt und dann zu einem funktionierenden gesamten Speichersystem miteinander verknüpft. Die Ergebnisse wurden am Ende sowohl mit dem stationären Speichersystem in EBSILON®Professional als auch mit den Ergebnissen vom DLR verglichen.

Parameters		
vol	1200	Volumen in m3
Level_Start	0.95	Initialisierung Füllstand
T_Start	290	Initialisierung Temperatur
p_Speicher	1	Druck im Speicher
cp_h	1.51973851	cp_h
rho_0	2090.1756885651	rho_0
rho_1	-0.6402877708	rho_1
T_min	200	Mindesttemperatur Salzschnmelze in °C
T_max	600	Maximaltemperatur Salzschnmelze in °C

Abbildung 60: Parametereingabefenster in Modelica/Dymola für den neu erstellten Salztank

Beim Konzept 4 wurde für den benötigten Ruths-Speicher aufgrund der starken Ähnlichkeit ein bestehendes Komponentenmodell zur Abbildung von Dampftrommel genutzt. In dieser Komponente gibt es eine separate Bilanzierung der flüssigen und dampfförmigen Phase. Für die PCM-Integration wurde die Energiebilanz der flüssigen Wasserphase erweitert. Bei der Erweiterung wurden folgende Effekte berücksichtigt, die auch in der Abbildung 61 zu sehen sind:

- Wärmeübertragung Wasser ↔ Kapsel ($\alpha_{\text{außen}}$)
- Wärmeleitung in Kapsel (λ_{Kapsel})
- Wärmeübertragung Kapsel ↔ PCM (α_{innen})
- Wärmeleitung in PCM (λ_{PCM})
 - Diskretisierung in N radiale "Scheiben"

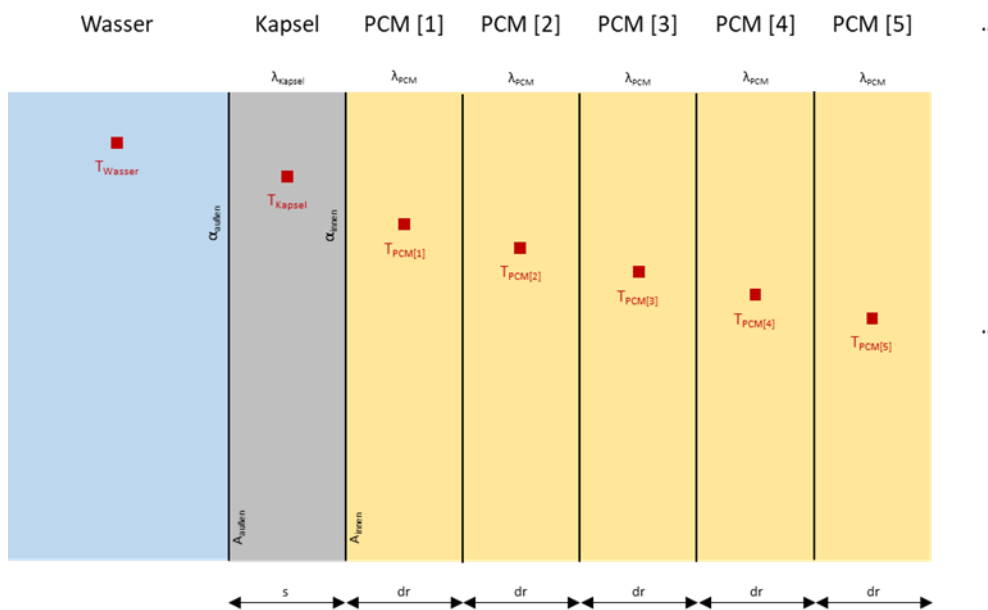


Abbildung 61: Berücksichtigte Effekte bei der Erweiterung der Energiebilanz für die PCM-Integration

Zusätzlich zu den erweiterten Energiebilanzen wurde das Parametereingabefenster erweitert. Somit konnte man nun die für die Berechnungen notwendigen Geometrie- und Stoffdaten von der Kapsel und die Stoffdaten von dem auserwählten PCM-Material eingeben (s. Abbildung 62). Nach Fertigstellung der Komponente wurde anhand einer Testsimulation der Temperaturverlauf der „radialen PCM-Scheiben“ mit dem Temperaturverlauf aus dem Speichermodell von Siemens verglichen.

Kapsel Geometrie			
r_a_Kapsel	0.019/2	m	Außenradius der PCM-Kapsel
r_i_Kapsel	0.017/2	m	Innenradius der PCM-Kapsel
Laenge	334129	m	Gesamtlänge aller PCM-Kapseln
Kapsel Stoffdaten			
rho_Kapsel	8000	kg/m ³	Dichte der PCM-Kapsel
cp_Kapsel	500	J/(kg K)	Spezifische Wärmekapazität der PCM-Kapsel
Kapsel Wärmeübertragung			
alpha_a_Kapsel	10000	W/(m ² K)	Wärmeübertragungskoeffizient Wasser/Wand
lambda_Rohr	15	W/(m K)	Wärmeleitfähigkeit Wand
Kapsel Initialisierung			
T_Kapsel_start	277.7	°C	Starttemperatur der PCM-Kapsel
Diskretisierung			
N_rad_PCM	10		Anzahl Scheiben PCM
Stoffdaten			
T_PCM_Schmelz	251	°C	Schmelztemperatur des PCM-Materials
Faktor_PCM	1.64		Faktor Verteilung Wärmekapazität PCM
Sigma_PCM	2		Sigma Verteilung Wärmekapazität PCM
lambda_PCM	0.51	W/(m K)	Wärmeleitfähigkeit PCM
rho_PCM	2.36	g/cm ³	Dichte des PCM-Materials
cp_PCM	2074	J/(kg K)	Spezifische Wärmekapazität des PCM-Materials
Initialisierung			
T_PCM_start	277.7	°C	Starttemperatur des PCM-Materials

Abbildung 62: Parametereingabefenster für den Ruths-Speicher inkl. PCM

Für Konzept 6 mit dem Feststoffspeicher wurde seitens DLR eine Funktion bereitgestellt, mit der ein „Blackbox-Speichermodell“ aufgebaut wurde. Die Funktion erhielt alle notwendigen Gleichungen, um beim Belade- oder Entladevorgang massenstromabhängig die Temperaturen im gesamten Speicher zu ermitteln. Zudem war eine Gleichung für die zeitabhängigen Temperaturverluste enthalten. Auch dieses Modell wurde mit den Ergebnissen vom DLR verglichen und das Speichermodell somit erfolgreich validiert.

II.1.4.4.3. AP 4.4.3 Implementierungskonzepte der entwickelten Betriebsstrategien

Die Integration der Speichermodelle in das Gesamtsystem des Kohlekraftwerks war ein sehr wichtiger Arbeitsschritt. Um die Betriebsstrategien aus AP 4.3 in den Simulationsstudien erproben zu können, war eine Realisierung innerhalb der im Modell vorgesehenen Leittechnikstrukturen notwendig. Das Ziel war deshalb die Erarbeitung und Umsetzung von Regelungskonzepten für eine möglichst effiziente und rückwirkungsfreie Implementierung der Betriebsstrategien. Die Implementierung dieser Konzepte erfolgte in beide dynamische Kraftwerksmodelle. Im Folgenden werden die erstellten Regelungsstrukturen für die Leitkonzepte vorgestellt und erläutert.

Blockregelung:

Zur Berücksichtigung der Speicherleistung bei der Beladung oder Entladung des TES musste die Blockregelung angepasst werden. Die Abbildung 63 zeigt die erweiterte Blockregelung des Kraftwerks. Die blauen Pfeile sind dabei die Ergänzungen für die Berücksichtigung der Speicherleistung. Für die gewünschte zusätzliche Speicherleistung $P_{\text{Speicher,Ziel}}$, die vom Lastverteiler vorgegeben wird, ergibt sich in Abhängigkeit von der momentanen Kraftwerkslast oder dem momentanen Füllstand des Speichers die begrenzte Speicherleistung $P_{\text{Speicher,Ziel,begrenzt}}$, die dann zur unterlagerten Regelung weitergegeben wird. Die Erweiterung der Blockregelung war dabei für alle Leitkonzepte gleich.

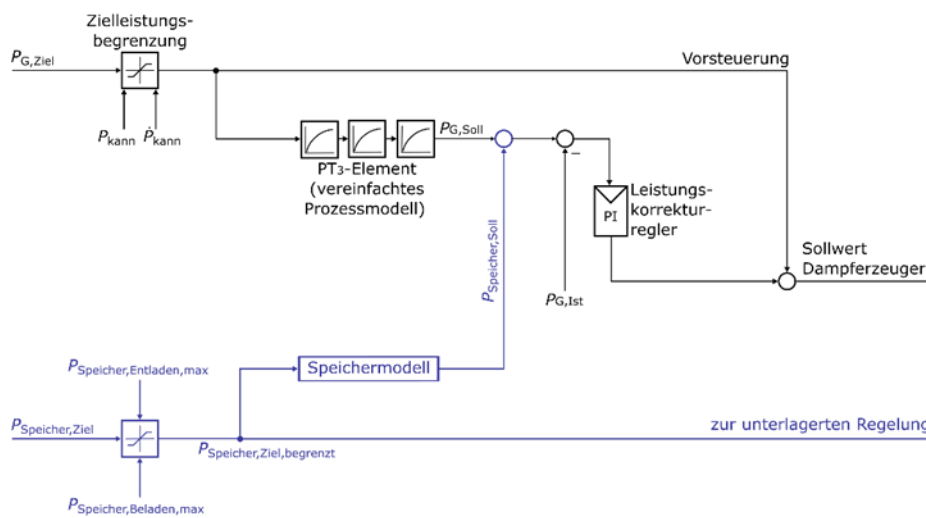


Abbildung 63: Erweiterte Blockregelung für alle Leitkonzepte

Regelung des Belade- oder Entlademassenstroms:

Um die von der Blockregelung vorgegebene Zielleistung möglichst genau zu erzielen, waren zusätzliche unterlagerte Regelungen notwendig, in denen die erforderlichen Massenströme durch die Bestimmung und Regelung der Ventilquerschnitte oder Pumpenleistungen ermittelt werden. In der Abbildung 64 ist als Beispiel die erstellte Regelungsstruktur für den Beladevorgang beim Konzept 2 zu sehen. Für eine erwünschte Speicherleistung ergibt sich je nach Kraftwerkslast zunächst der erforderliche Dampfmassestrom $\dot{m}_{D,V5}$ und der Salzmassestrom $\dot{m}_{S,V5}$. Ein PI-Regler bestimmt dann den Ventilquerschnitt, um die erforderliche Dampfmenge aus der HZÜ-Leitung zu entnehmen, und die Pumpenleistung, damit die Pumpe die erforderliche Menge an Salz von dem kalten Tank über den Wärmeübertrager in den heißen Tank fördern kann. Während des gesamten Beladevorgangs werden die Ausgangstemperaturen überwacht. Falls Grenzwerte überschritten werden, wird der Massenstrom beidseitig korrigiert, um somit die Grenzen einzuhalten.

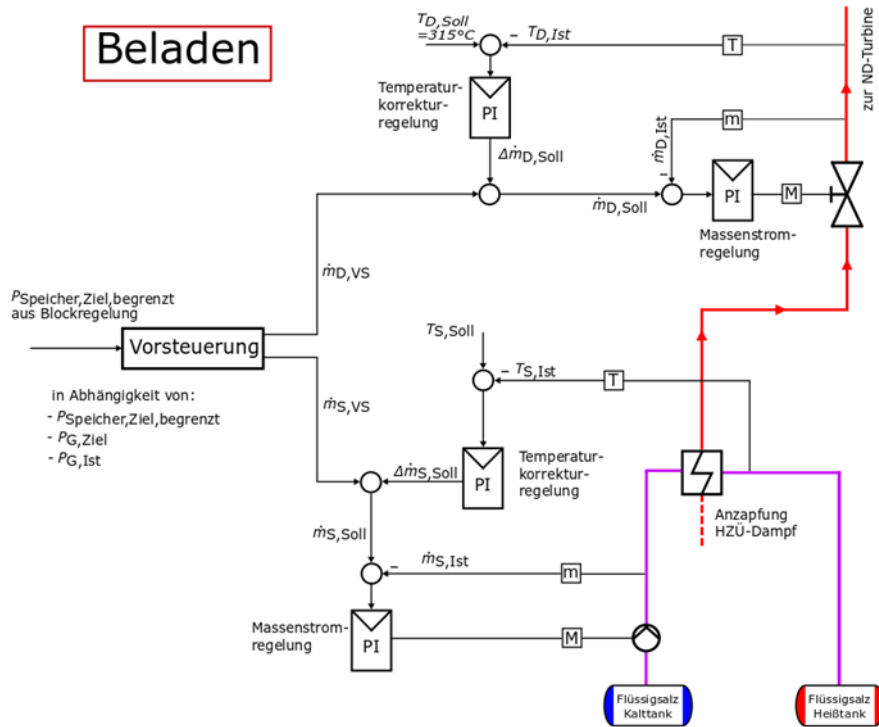


Abbildung 64: Regelungskonzept für den Beladevorgang beim Konzept 2

Regelung Kondensatpumpenleistung:

Um die Rückwirkungen der Implementierung beim Belade- oder Entladevorgang zu reduzieren, war es notwendig, die bestehende Regelungsstruktur für die Kondensatpumpenleistung zu modifizieren. In Abbildung 65 ist diese Erweiterung in blauer Farbe zu sehen. Im Normalfall wird die Pumpenleistung je nach Kraftwerkslast so vorgesteuert, dass im Kondensator immer der gewünschte Füllstand eingehalten wird. Beim Entladevorgang erhöht sich aber der Kondensatmassenstrom im Falle von Konzept 2 sehr stark, so dass die Pumpenleistung ebenfalls gesteigert werden muss, damit der Kondensator nicht vollläuft. Auch beim Beladevorgang tritt dieser Effekt in umgekehrter Weise auf. Ohne einen Eingriff in die Regelungsstruktur machte sich dieser Vorgang sehr stark bemerkbar in der Dynamik des Kraftwerks. Aus diesem Grund wurde je nach Kraftwerkslast für den Be- und Entladefall die Veränderung der Pumpenleistung $\Delta P_{\text{Kondensatpumpe}}$ bestimmt. Somit wird beim Start der Beladung bzw. der Entladung gleichzeitig die vorgesteuerte Pumpenleistung erhöht oder verringert, so dass die Vorgänge die Dynamik weniger beeinflussen.

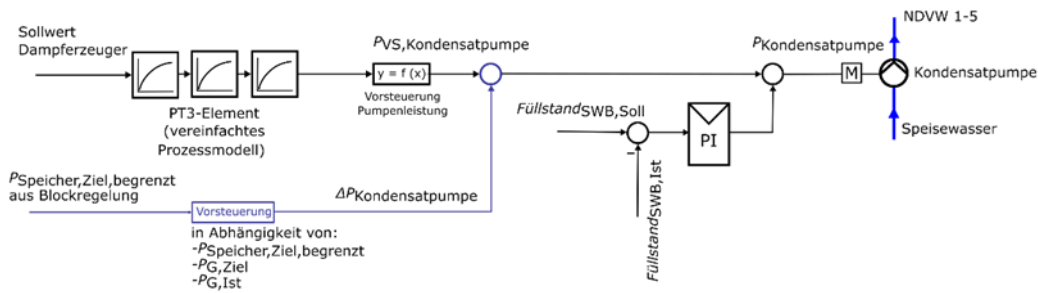


Abbildung 65: Erweiterte Regelungsstruktur für die Kondensatpumpenleistung

II.1.4.4.4. AP 4.4.4 Dynamische Simulationsstudien zur Speicherintegration

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der durchgeführten dynamischen Simulationsstudien zur Speicherintegration präsentiert. Nahezu alle Studien wurden mit beiden Kraftwerksmodellen durchgeführt. Das Ziel dabei war es, die Effekte der Speicherintegrationen zu bewerten, den Mehrfachnutzen herauszuarbeiten und gegebenenfalls Verbesserungsvorschläge zu erarbeiten. Hinsichtlich der Lastverschiebung durch den TES-Einsatz wurden Simulationsstudien für jedes Leitkonzept über einen Zeitraum von 12 bis 13 Stunden durchgeführt. Das jeweilige Referenzkraftwerk befindet sich anfangs der Simulationen in Volllast. Während der gesamten Simulationszeit erfolgen Be- und Entladevorgänge je nach Konzept sowohl in Voll- als auch in Mindestlast. Zudem gibt es je Simulation einen positiven und einen negativen Lastwechsel. Die in Modelica/Dymola erzeugten Ergebnisse wurden anschließend nach MS Excel exportiert und im Minutenbereich ausgewertet. Für die Auswertungen wurden zeitliche Verläufe von wichtigen Prozessgrößen erzeugt und grafisch dargestellt. Im Folgenden werden zunächst die drei Leitkonzepte detaillierter beschrieben und anschließend die Ergebnisse vorgestellt, die mit dem neuen dynamischen Kraftwerksmodell der 800 MW-Klasse erzielt wurden.

Konzept 2 - HZÜ-HDVW9 indirekt (Salzspeicher):

In der unteren Abbildung ist das Wärmeschaltbild des Modells der 800 MW-Klasse mit der Integration des Flüssigsalzspeichers zu sehen. Dieses Speichersystem basiert auf zwei Flüssigsalzbehältern (Heißtank und Kalttank) mit je einer Pumpe. Die Kopplung mit dem Kraftwerksprozess wird durch zwei Wärmeübertrager realisiert, demzufolge handelt es sich um ein indirektes Speichersystem.

Die Beladung erfolgt durch eine Dampfenentnahme aus der HZÜ-Leitung (1). Dabei wird die Wärme auf das Salz übertragen, welches vom kalten über den Wärmeübertrager in den heißen Tank gepumpt wird. Nach der Wärmeübertragung wird der abgekühlte Dampf in die Überströmleitung zwischen MDT und NDT zurückgeführt. Die Reduktion des HZÜ-Dampfmassenstroms führt zu einer geringeren Durchströmung der MDT, einhergehend mit einem Rückgang der Nettoleistung. Beim Entladen wird die im TES bzw. im heißen Salztank zwischengespeicherte Wärme genutzt, um über einen zusätzlichen Wärmeübertrager eine HD-Vorwärmung zu realisieren bzw. den letzten HD-

Vorwärmer (HDVW9) zu umfahren (2). Durch die Umfahrung des letzten HD-Vorwärmers wird an der ersten Anzapfung an der HDT kein bzw. ein geringerer Anzapfdampfmassenstrom benötigt. Es strömt also ein zusätzlicher Dampfmassenstrom in den nachgelagerten Turbinenstufen der HDT, MDT und NDT, wodurch eine zusätzliche elektrische Leistung erzeugt wird. Auf der Salzseite wird diesmal das heiße Salz über den Wärmeübertrager in den kalten Tank befördert.

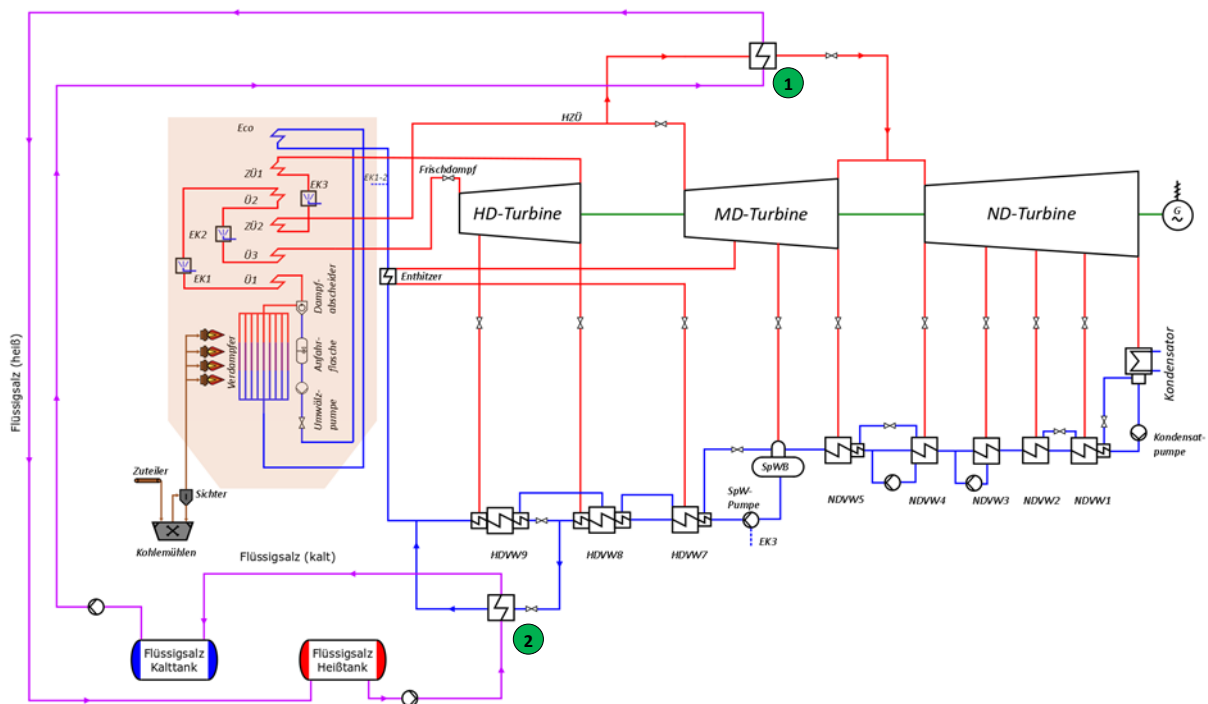


Abbildung 66: Wärmeschaltbild 800 MW-Klasse mit Flüssigsalzspeicher (Konzept 2)

In Abbildung 67 sind die zeitlichen Verläufe der Nettoleistungen für das Konzept 2 über eine Simulationsdauer von 12 Stunden zu sehen. Die blaue Linie zeigt dabei den Verlauf der tatsächlichen Nettoleistung mit TES-Einsatz, wobei die gestrichelte orangene Linie den Verlauf ohne einen Speichereinsatz zeigt. Am Anfang der Simulation befindet sich das Kraftwerk im Volllastbetrieb und der Speicher ist voll. Nach einer kurzen Zeit erfolgt eine Entladung und somit eine Lasterhöhung für etwa 2 zwei Stunden (1). Kurz darauf findet ein Lastwechsel auf 40 % statt. Auffallend ist dabei, dass die blaue Linie etwas schneller die 40 % erreicht (2). Der Grund hierfür ist, dass durch eine Beladung des Speichers eine höhere Laständerungsgeschwindigkeit erzielt wird. Anschließend fährt das Kraftwerk in den Mindestlastbereich, wo ein Beladevorgang über 2,5 Stunden stattfindet (3). Im weiteren Verlauf fährt das Kraftwerk wieder in den Volllastbereich, in dem gegen Ende der Simulation der Speicher für eine Dauer von einer Stunde entladen wird (4). Somit ist zu sehen, dass die Integration des Salzspeichers und die Implementierung der erforderlichen Regelungsstrukturen erfolgreich waren. Während eines Simulationsvorgangs ist es möglich den Speicher unabhängig von der Kraftwerkslast mehrmals zu Be- oder Entladen. Ein Mehrfachnutzen ist in diesem Fall auch erprobt wurden. Der Speicher kann durch positive

Lastverschiebungen zusätzliche Erlöse im Markt erzielen. Zudem ist er in der Lage die Laständerungsgeschwindigkeit beim Lastwechsel zu erhöhen oder die Mindestlast abzusenken.

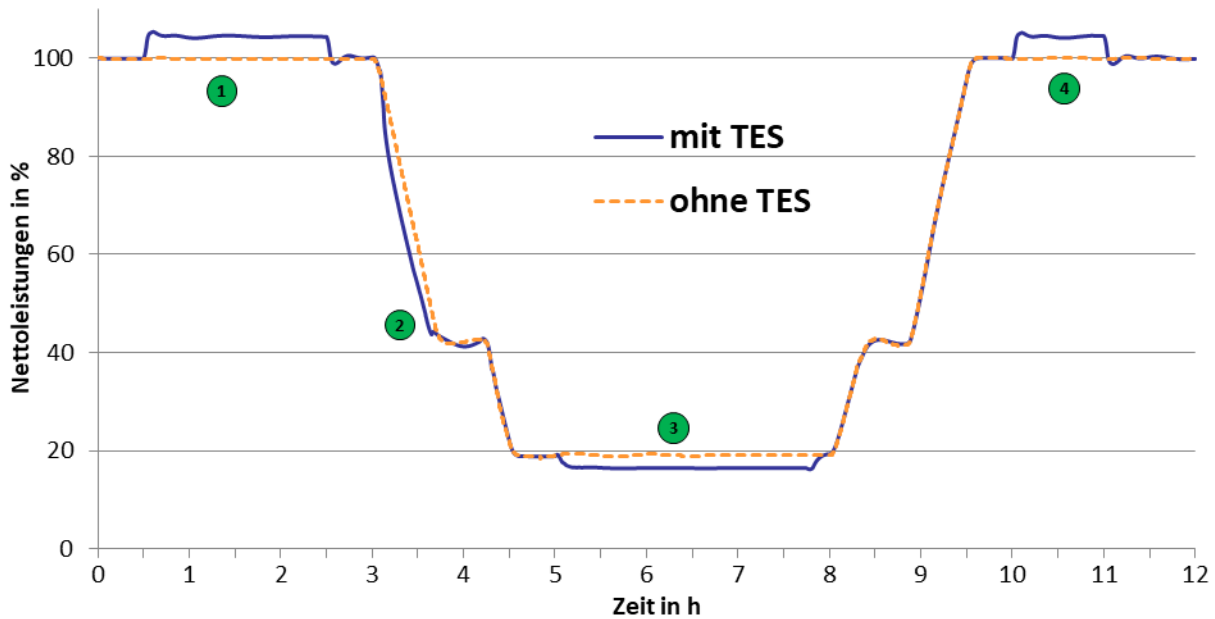


Abbildung 67: Verlauf der Nettleistungen über die gesamte Simulationsdauer (Konzept 2)

Als nächstes erfolgt eine Auswertung im Minutenbereich. Die untere Abbildung 68 zeigt die Verläufe von wichtigen Prozessgrößen während des ersten Entladevorgangs. In dem oberen Diagramm ist die Veränderung der Nettleistung bei der Entladung zu sehen. Aufgrund der Trägheit des Speichersystems (indirekter Speicher) wird das Leistungspotential erst nach etwa zwei Minuten erreicht. Die Leistung wird dabei während der gesamten Entladezeit um etwa 34 MW_{el} erhöht. Beim Lastwechsel oder dem Entladevorgang treten keine großen Schwingungen auf. Das mittlere Diagramm zeigt den Verlauf des Speisewassermassentroms, welcher den HDVW9 (blau) oder den Salz-Wasser-Wärmeübertrager (orange) durchströmt. Zum Zeitpunkt 0,5, dem Beginn des Entladevorgangs, findet die Umschaltung statt, die etwa zwei Minuten dauert. Der Grund für die etwas langsamere Umschaltung wird später unter AP4.4.5 erläutert. Der gesamte Speisewassermassentrom wird nach dem Umschaltvorgang über den neu integrierten Wärmeübertrager geführt und somit der letzten HD-Vorwärmers umfahren. Der deshalb nicht mehr benötigter Anzapfdampf-massentrom strömt durch die nachgelagerten Turbinenstufen, wodurch die zusätzliche elektrische Leistung in der oberen Abbildung erzeugt wird. Die weitere Erwärmung des Speisewassers erfolgt ab diesem Zeitpunkt durch die Aufnahme von Wärme aus dem heißen Salz, welches über den Wärmeübertrager in den kalten Tank gepumpt wird. Das dritte Diagramm zeigt den Temperaturverlauf des Speisewassers vor und nach dem Austritt des Wärmeübertragers. Zu Beginn der Umschaltung ist ein starker Einbruch zu sehen. Die Ursache hierfür sind die kalten Wände des Wärmeübertragers. Um solch einen Einbruch zu vermeiden, müssten die Wärmeübertrager beim Stillstand entweder elektrisch geheizt oder gelegentlich mit heißem Salz durchströmt werden.

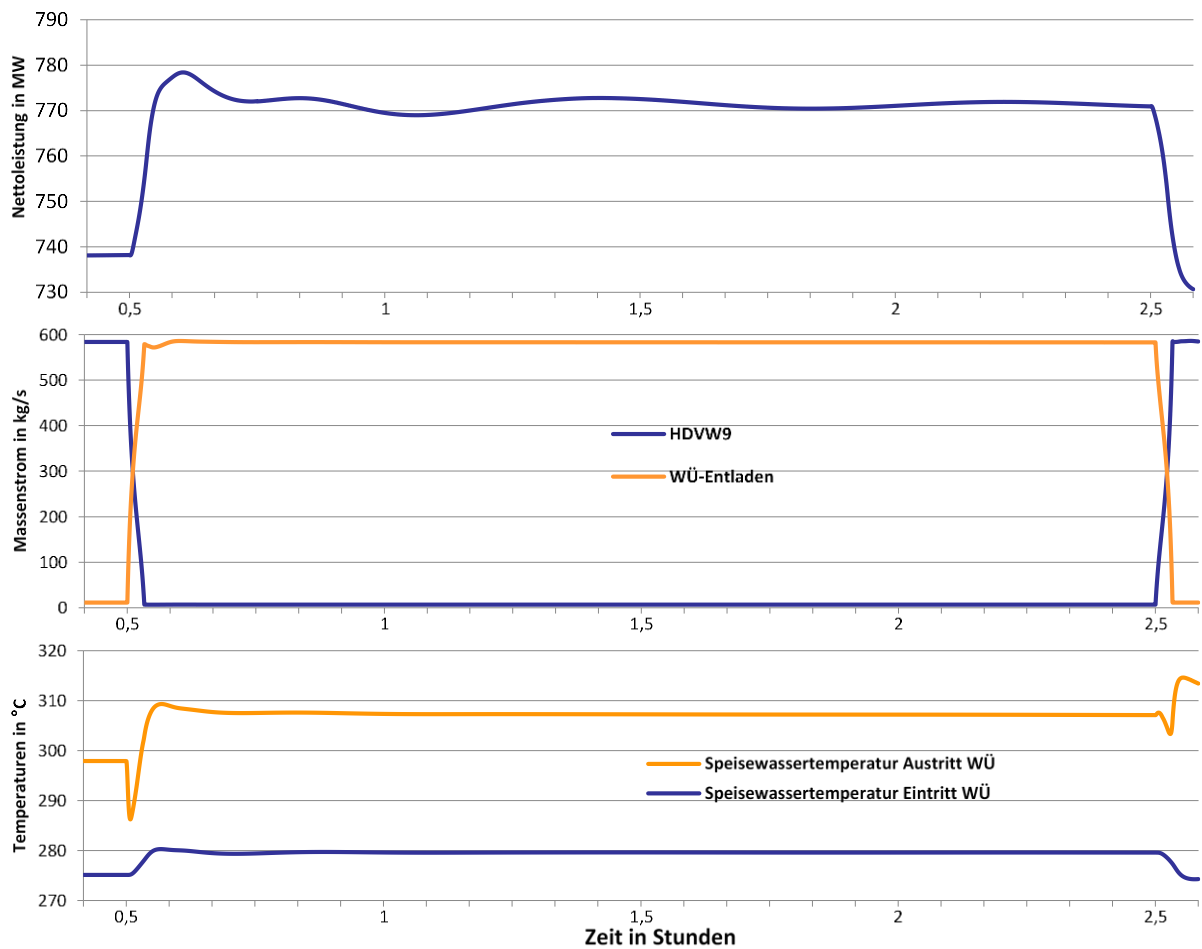


Abbildung 68: Verläufe von wichtigen Prozessgrößen während des ersten Entladevorgangs (Konzept 2)

Konzept 4 – KZÜ/FD-HDVW7 direkt (Ruths-Speicher+PCM):

Die Abbildung 69 zeigt das Wärmeschaltbild des Modells für die 800 MW-Klasse mit einem integrierten Ruths-Speicher inkl. PCM-Material. Die Beladung bei diesem Konzept erfolgt im oberen Lastbereich des Kraftwerks durch eine Dampfentnahme aus der KZÜ-Leitung (1). Der entnommene Dampf wird einem Ruths-Speicher zugeführt, in dem während der Beladung der Druck, die (Sattdampf-) Temperatur und der Füllstand ansteigen. Die Reduktion des KZÜ-Dampfmassenstroms führt zu einer geringeren Durchströmung von MDT und NDT, einhergehend mit einem Rückgang der Nettoleistung. Aufgrund des in Richtung Teillast abfallenden KZÜ-Drucks ist zusätzlich eine Beladung mit Frischdampf im unteren Lastbereich vorgesehen (Festdruckbetrieb des Dampferzeugers in Lastpunkten < 40 %). Ohne diesen zusätzlichen Integrationspunkt ist die Betriebsstrategie „Beladung in Mindestlast mit anschließender Entladung in Volllast“ nicht möglich. Beim Entladen wird Sattdampf aus dem Ruths-Speicher ausgespeichert (2). Dieser ersetzt die ursprüngliche Anzapfung an der MDT für den ersten HDVW (HDVW7). Dadurch liegt im hinteren

Teil der MDT und in der NDT ein zusätzlicher Dampfmassestrom vor, einhergehend mit einer Steigerung der Nettoleistung.

Das Speichersystem basiert auf einem Ruths-Speicher mit oder ohne integriertem PCM. Da das Arbeitsmedium des Kraftwerksprozesses ein- bzw. ausgespeichert wird, handelt es sich um ein direktes Speichersystem. Aufgrund der Beladung mit überhitzten Dampf ist ein weiterer Integrationspunkt zur Enthitzung und Füllstandsregelung notwendig (3). Durch das Abspritzen des eintretenden Dampfes auf Sattedampfbedingungen wird erreicht, dass nach einem Speicherzyklus wieder der Ausgangsfüllstand vorliegt. Die Belade- und Entladeleitungen sind jeweils mit einem Regelventil auszustatten.

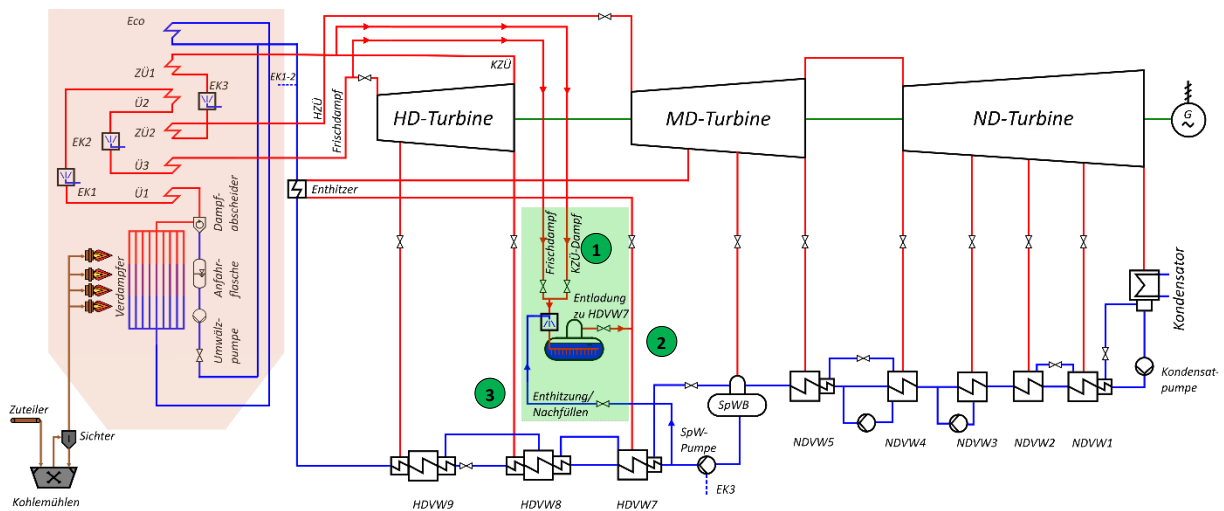


Abbildung 69: Wärmeschaltbild 800 MW-Klasse mit Ruths-Speicher inkl. PCM (Konzept 4)

Um die Integration und den Einsatz des Speichers zu überprüfen, wurden für dieses Simulationsmodell für das Konzept 4 ebenfalls dynamische Simulationsstudien durchgeführt. In der Abbildung 70 ist der Verlauf der Nettoleistung mit dem TES-Einsatz in blau dem Verlauf der Nettoleistung ohne TES-Einsatz in orange gegenübergestellt. Die Simulationsdauer beträgt auch in diesem Fall 12 Stunden. Zu Beginn der Simulation befindet sich das Kraftwerk im Volllastbetrieb und der Speicher in einem vollbeladenen Zustand. Anschließend erfolgt ein Entladevorgang für 30 Minuten, gefolgt von einem direkten Beladevorgang, ebenfalls für 30 Minuten. Nach einer kurzen Pause wird der Speicher erstmal für 15 Minuten entladen und nach einer 15-minütigen Pause dann beladen (1). Somit kann man das Verhalten des PCM-Materials genau überprüfen. Auf eine erneute Entladung folgt dann eine Lastveränderung des Kraftwerks. Auch bei diesem Konzept wird das Beladen beim Lastwechsel zur Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeit geprüft (2). Im Mindestlastbetrieb wird der Speicher dann weiterhin beladen (3), so dass nach einem erneuten Lastwechsel ein Entlade- und Beladevorgang stattfindet (4). Auch die Erprobung der Integration des Ruths-Speichers war somit erfolgreich. Mit Hilfe der implementierten Regelungsstrukturen ist es möglich den Speicher in allen Kraftwerkslasten mehrmals zu Be- oder Entladen. Der Speicher kann auch in diesem Fall für eine Lastverschiebung, für die Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeit oder für die Absenkung der Mindestlast eingesetzt werden.

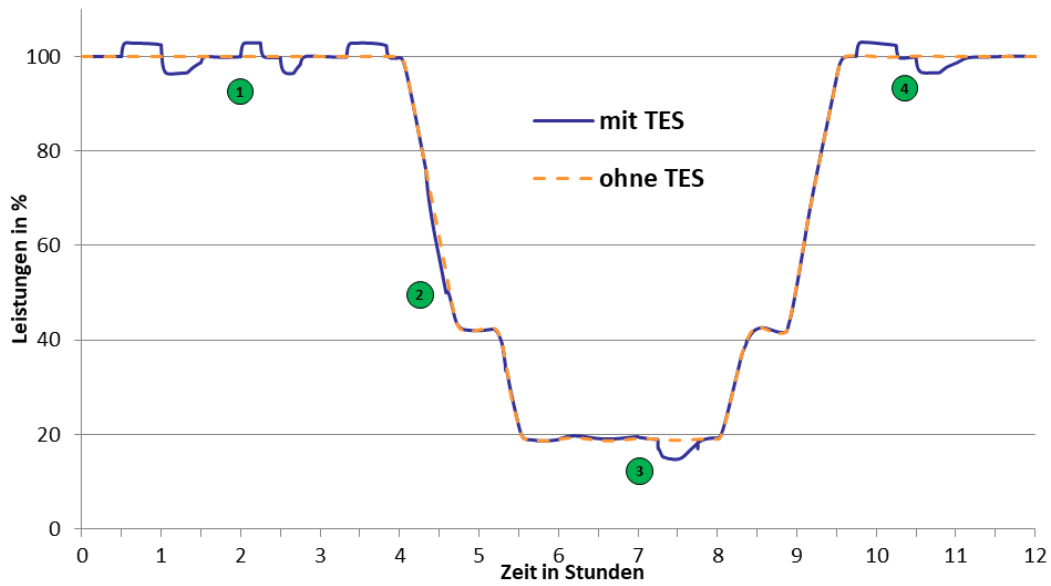


Abbildung 70: Verlauf der Nettoleistungen über die gesamte Simulationsdauer (Konzept 4)

Die folgenden Diagramme in Abbildung 71 zeigen die zeitlichen Verläufe von den wichtigsten Parametern beim ersten Entladevorgang mit einem direkten Beladevorgang am Anfang der Simulation. Dabei wird ein Zeitfenster von 80 Minuten betrachtet. Das oberste Diagramm zeigt die Veränderung der elektrischen Nettoleistung während dieser Vorgänge. Bei diesem Konzept ist eine sehr schnelle Veränderung der Nettoleistung beim Abruf eines TES-Einsatzes zu sehen, weil es sich hierbei um einen direkten Speicher handelt. Auch bei einem direkten Wechsel vom Entladevorgang zu einem Beladevorgang ist ein sehr schnelles dynamisches Verhalten zu beobachten. Zudem ist am Ende des Beladevorgangs eine Steigerung der Nettoleistung zu erkennen. Der Grund hierfür ist, dass bei einer Auslegung von 30 Minuten die gesamte Speicherkapazität nicht ausgenutzt werden kann. Da zum Ende nur noch eine sehr geringe Druckdifferenz zwischen Integrationspunkt und Ruths-Speicher vorliegt, weswegen der eingespeicherte Massenstrom unter das gewünschte Potential zurückfällt. Dieser Effekt ist in dem zweiten Diagramm von oben erkennbar, wo die ein- bzw. ausgespeicherten Massenströme zu sehen. Die blaue Linie zeigt, den aus dem Ruths-Speicher austretenden Massenstrom beim Entladevorgang von 30 Minuten und die orangene Linie den eintretenden Massenstrom beim Beladevorgang von 30 Minuten. Es ist zu erkennen, dass der eintretende Massenstrom mit dem austretenden Massenstrom gleich ist. Jedoch sinkt der Massenstrom gegen Ende des Beladevorgangs stark ab. Wie bereits schon erwähnt, erreicht der Druck im Ruths-Speicher an dieser Stelle (nach etwa 20 Minuten Beladezeit) den Druck am Integrationspunkt (etwa 62 bar). Diesen Effekt zeigt das dritte Diagramm, in dem der Verlauf des Drucks im Ruths-Speicher zu beobachten ist. Erwartungsgemäß sinkt der Druck beim Entladevorgang, weil der Speicher während der 30 Minuten ausgespeichert wird. Beim direkten Beladevorgang steigt der Druck wieder an bis der Druck des eintretenden Dampfes erreicht wird. Das letzte Diagramm zeigt die Verläufe der Temperaturen des PCM-Materials beim Entlade- und Beladevorgang, wobei die blaue Linie die Temperatur an der Oberfläche des PCM-Materials und die orange Linie die Temperatur am inneren Kern des PCM-Materials zeigt. Zusätzlich ist die

Schmelz- bzw. Erstarrungstemperatur von dem PCM-Material LiNO_3 mit einer schwarzen gestrichelten Linie gekennzeichnet. Zu Beginn der Simulation, also im beladenen Zustand, ist das PCM-Material flüssig. Nach dem Start des Entladevorgangs strömt heißer Dampf aus dem Ruths-Speicher und der Druck im Speicher sinkt und somit auch die Temperatur des Wassers bzw. des PCM-Materials. Anfangs ist die Temperaturdifferenz zwischen der äußeren Hülle und dem inneren Kern konstant. Nach dem Erreichen der Erstarrungstemperatur wird die Differenz immer höher und der Abfall schrumpft. Es ist zu erkennen, dass beim Entladevorgang das PCM-Material nicht vollständig erstarrt. Anschließend beim direkten Beladevorgang strömt heißer Dampf wieder in den Ruths-Speicher und der Druck und somit auch die Temperatur fängt an zu steigen. Dabei wird das PCM-Material erneut flüssig.

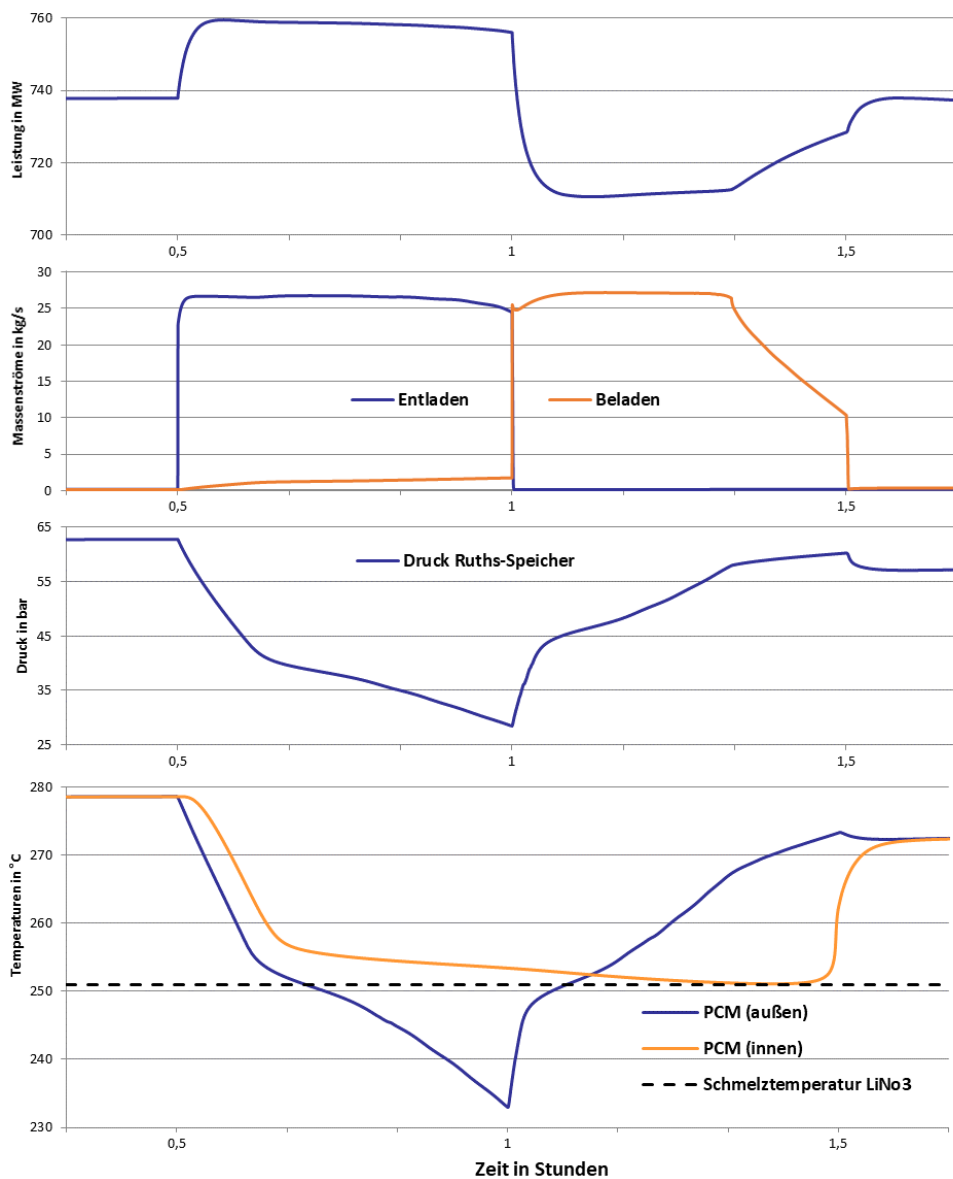


Abbildung 71: Verläufe der wesentlichen Parameter beim Entlade- und Beladevorgang (Konzept 4)

Konzept 6: Rauchgas-Luft indirekt (Feststoff):

In der Abbildung 72 ist das Wärmeschaltbild des Modells der 800 MW-Klasse mit einem integrierten Feststoffspeicher zu sehen. Die Beladung erfolgt bei diesem Konzept durch eine Entnahme von heißem Rauchgas am Ende des Verdampfers bzw. oberhalb der Strahlungszone (1). Die Wärme des heißen Rauchgases wird dann nahezu isobar auf den Wärmespeicher übertragen. Das aus dem Wärmespeichersystem austretende abgekühlte Rauchgas wird dann vor der Rauchgasreinigung wieder dem Hauptstrom zugeführt (2). Bei der Entladung wird Luft über das Wärmespeichersystem aufgeheizt und am Ende des Verdampfers bzw. oberhalb der Strahlungszone in den Dampferzeuger eingekoppelt (1). Dazu wird (z.B. vom Frischlüfter) ein zusätzlicher Luftmassenstrom aus der Umgebung angesaugt und durch den Rauchgas-LuVo vorgewärmt (3). Dieser zusätzliche Luftmassenstrom wird dann durch den Wärmespeicher weiter erhitzt (4) und dem Dampferzeuger zugeführt. Aufgrund der zusätzlichen thermischen Leistung des Rauchgasstroms innerhalb der Rohrbündel-Heizflächen können höhere Frischdampfmassenströme und damit höhere elektrische Leistungen erreicht werden.

Das Speichersystem basiert auf einem Feststoffspeicher. Zusätzlich sind Regelorgane (z.B. Klappen) für die Entnahme und Rückkopplung von Rauchgas bzw. Luft notwendig. Aufgrund der auftretenden Druckverluste wird zudem ein zusätzliches Gebläse berücksichtigt. Dieses wird während der Beladung benötigt, da der Druckverlust zwischen den beiden Integrationspunkten nur wenige mbar beträgt.

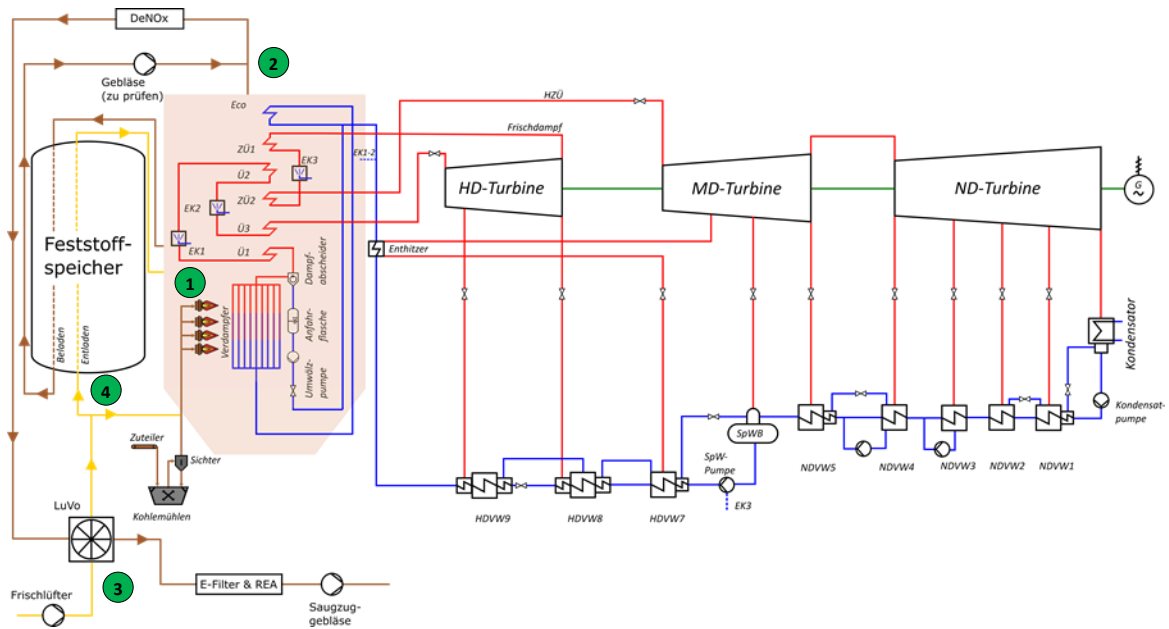


Abbildung 72: Wärmeschaltbild 800 MW-Klasse mit Feststoffspeicher (Konzept 6)

Die Abbildung 73 zeigt den Verlauf der Nettoleistung über eine Simulationsdauer von 13 Stunden, wobei die blaue Linie den Verlauf mit einem TES-Einsatz und die orange Linie den Verlauf ohne den Einsatz von TES kennzeichnet. Am Anfang der Simulation befindet sich der Speicher in einem

beladenen Zustand und das Kraftwerk im Volllastbetrieb. Zunächst erfolgt eine Entladung für zwei Stunden (1). Im nächsten Schritt wird das Kraftwerk in den Mindestlastzustand gefahren. Während des Mindestlastbetriebs wird der Speicher zwei Stunden beladen (2) und somit die Mindestlast gesenkt. Anschließend erreicht das Kraftwerk erneut den Volllastbetrieb und es erfolgt eine Entladung des Speichers (3). Auch bei diesem Konzept wurde die Funktionalität des integrierten Speichers somit erfolgreich überprüft. Über eine lange Simulationsdauer ist es problemlos möglich, den Speicher mehrmals einzusetzen.

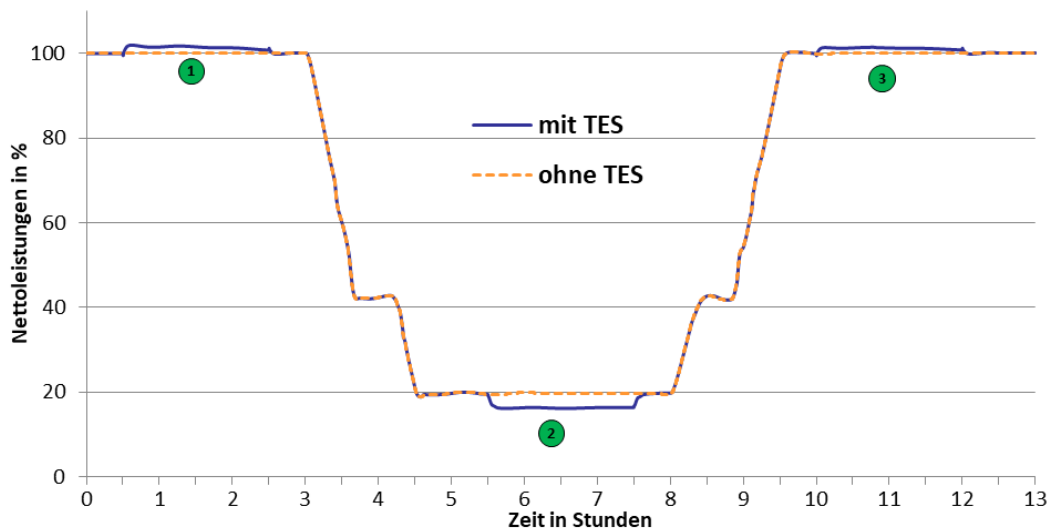


Abbildung 73: Verlauf der Nettoleistungen über die gesamte Simulationsdauer (Konzept 6)

Im nächsten Schritt wird der erste Entladevorgang (1) anhand der Abbildung 74 im Minutenbereich ausgewertet. Das obere Diagramm zeigt dabei die Veränderung der Nettoleistung während der Entladung. Auffallend ist, dass am Anfang und am Ende der Entladung die Nettoleistung kurz sinkt bzw. steigt. Der Grund hierfür ist, dass beim Entladevorgang zusätzliche frische Luft aus der Umgebung benötigt wird und dadurch der Frischlüfter und die Aggregate für die Rauchgasreinigung also mehr Leistung benötigen. Die Erhöhung des Eigenbedarfs macht sich deshalb in diesem Fall sehr schnell bemerkbar. Zudem ist zu beobachten, dass die Nettoleistung über die gesamte Entladezeit nicht konstant ist, da zum Ende des Speicherzyklus die Lufttemperatur am Austritt des Speichers nicht mehr konstant gehalten wird. Dieser Effekt wird in dem unteren Diagramm verdeutlicht.

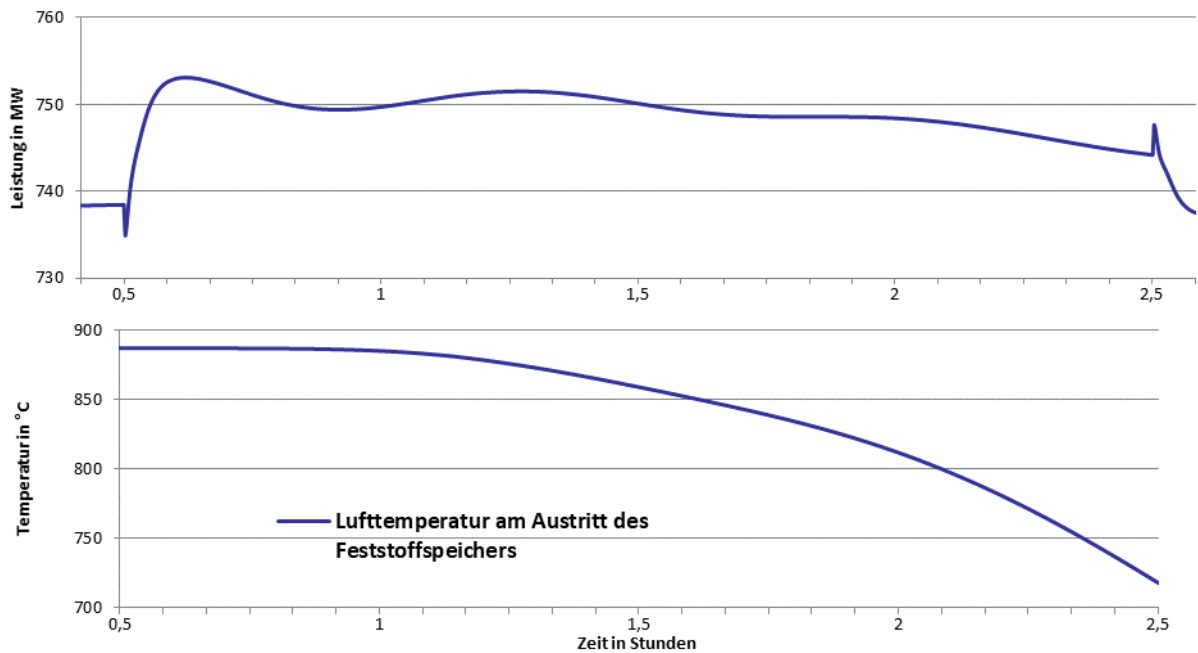


Abbildung 74: Verläufe der auserwählten Größen beim Entladevorgang (Konzept 6)

II.1.4.4.5. AP 4.4.5 Verbesserungs- und Änderungsvorschläge in Zusammenarbeit mit AP5

Innerhalb des AP4 fand eine sehr intensive Zusammenarbeit mit den Projektpartnern DLR und Siemens statt. Die Erstellung von den Speichermodellen in der Simulationsumgebung Modelica/Dymola wurde in mehreren Iterationsschritten verwirklicht. Dazu waren viele lange Telefonate und ein ständiger E-Mail-Verkehr notwendig. Nach jedem Schritt wurden die Speichermodelle untereinander verglichen. Nach der erfolgreichen Erstellung der Komponenten wurde im nächsten Schritt die Funktionalität überprüft und von den Partnern bestätigt. Im letzten Schritt wurden viele Simulationsstudien durchgeführt, um Verbesserungspotentiale vorzuschlagen, Optimierungsmaßnahmen zu ermitteln oder aber auch Veränderungen an der Auslegung durchzuführen.

II.1.5. AP 5: Wärmespeicher (DLR, Siemens)

Ziel des AP war es, die im AP3 identifizierten Vorentwürfe für Wärmespeichersysteme in Kohlekraftwerken auszuarbeiten. Hierbei lag der Fokus auf den Speichertechnologien, welche bereits im vorausgegangenen Projekt Partner-Dampfkraftwerk als vielversprechend identifiziert wurden, namentlich Feststoff-, Flüssigsalzwärme- und Ruths-Speicher, sowie auf gekapselten Phasenwechselmaterialien (PCM) zur Befüllung eines Ruths-Speichers, um dessen volumetrische Speicherdichte zu erhöhen und die Kosten zu senken. Dazu wurden Simulationsstudien und Auslegungsberechnungen auf Grundlage der Vorentwürfe aus AP3 durchgeführt und durch experimentelle Ergebnisse zum Material und zum Design unterstützt. Hierzu wurden zu Beginn bestehende vereinfachte Modelle des Speichersystems hinsichtlich Wärmeverlustmechanismen und einer detaillierten dynamischen Abbildung erweitert. Auf Grundlage der detailliert ausgearbeiteten Modelle erfolgten Variationsrechnungen zur Identifizierung vielversprechender Entwürfe, die anschließend iterativ mit AP4 optimiert bzw. angepasst wurden. Die thermodynamischen Ergebnisse trugen unter Berücksichtigung von Kostenschätzungen zum Speichersystem und durch Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen aus AP2 zur Identifikation einer vielversprechenden Lösung bei. Zusätzliche experimentelle Arbeiten zur Materialqualifizierung und zum Entwurf unterstützten die Arbeiten und dienten als Validierungsgrundlage.

II.1.5.1. AP 5.1: Detaillierte Modellierung der vielversprechenden Wärmespeicheroptionen aus AP3

II.1.5.1.1. AP5.1.1: Detaillierte Modelle: Wärmespeicheroptionen

Sensibler Speicher mit gasförmigen Wärmeträgern (DLR)

Die vorhandenen thermischen Modelle zum Feststoffwärmespeicher und zum Wärmeübertrager, welcher bei Feststoffspeicherkonzepten mit Sekundärkreislauf zum Einsatz kommen sollte, wurden erweitert.

Beim Feststoffspeicher betraf dies u.a. die thermische Trägheit des Fluids und die effektive axiale Wärmeleitung im Bett sowie verschiedene Wärmeverluste durch Leitung und Strahlung. Hierfür wurden beim vorhandenen eindimensionalen heterogenen Porositätsmodell die Wärmeverluste durch Wärmeleitung an Umgebung und durch Wärmestrahlung innerhalb des Wärmespeicherbehälters implementiert, vgl. Abbildung 75.

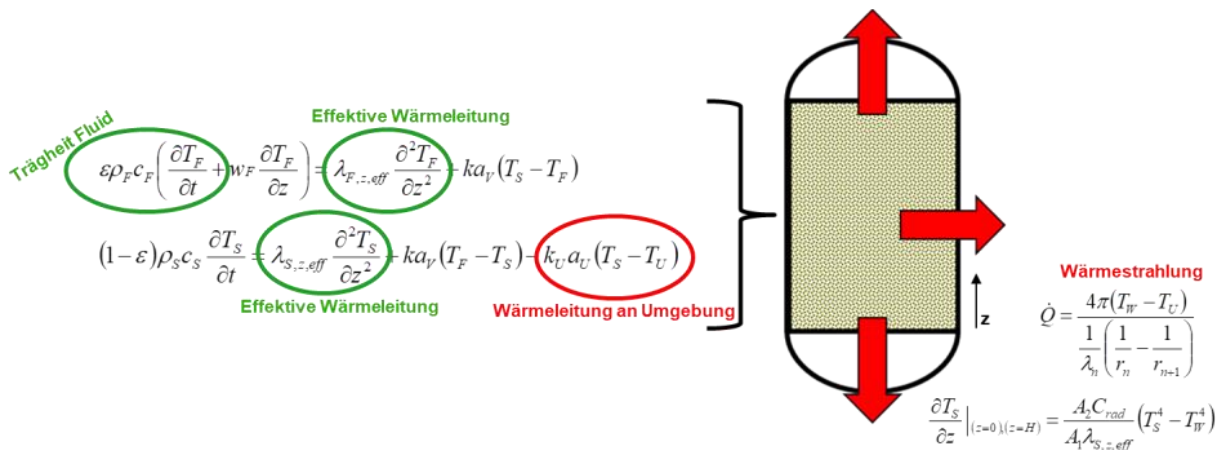


Abbildung 75: Modellerweiterung um Wärmeverlusteffekte und Trägheiten bei Feststoffspeichern

Beim Wärmeübertrager betraf dies die Berücksichtigung der thermischen Dynamik und der Wärmeverluste über Konvektion und Wärmeleitung an Umgebung. Da diese Modelle im Anschluss nicht mehr benötigt wurden, da keine Speicherkonzepte mit Feststoffspeichern im Sekundärkreislauf weiterverfolgt wurden, wird auf eine detaillierte Beschreibung an dieser Stelle verzichtet.

Sensibler Speicher mit flüssigen Wärmeträgern (DLR)

Für Speicher mit flüssigem Salz kommen zwei Konzepte in Betracht. Zum einen das etablierte Zweitank-Flüssigsalzsyste, zum anderen ein Eintank-Konzept mit oder ohne Füllmaterial. Hier verspricht man sich insbesondere bei sehr großen Systemen (solarthermische Kraftwerke) ein signifikantes Kostenreduktionspotential durch die Ersparnis eines Tanks und bis zu 80 % des Salzinventars. Die Arbeiten des DLR bezogen sich in diesem AP schwerpunktmäßig auf die Modellerweiterungen für Flüssigsalzspeicher mit Füllmaterial. Hierfür wurden alle für die Auslegung notwendigen physikalischen Gesetzmäßigkeiten abgebildet. Insbesondere wurde das bestehende Modell erweitert, so dass die thermische Kapazität der Flüssigkeit und die Wärmeverluste durch Isolation mitberücksichtigt werden. Für das Fluid (Subskript f) ergibt sich bei einer Schüttung mit der Porosität ε folgende Differentialgleichung:

$$\varepsilon \rho_f c_{p,f} \frac{\partial T_f}{\partial t} = -\rho_f c_{p,f} v_{0,x,f} \frac{\partial T_f}{\partial x} + \lambda_{eff,x} \left(\frac{\partial^2 T_f}{\partial x^2} \right) + \dot{Q}_{f-s}''' + \dot{Q}_{isolierung}'''$$

Der Verlustterm $\dot{Q}_{isolierung}'''$ wird dabei durch die Vorgabe eines Wärmedurchgangskoeffizienten für die Isolation berechnet. Für das Füllmaterial (Subskript s) ergibt sich folgende Differentialgleichung:

$$(1 - \varepsilon) \rho_s c_s \frac{\partial T_s}{\partial t} = \dot{Q}_{s-f}'''$$

Die Modellerweiterung wurde in Matlab umgesetzt, und es wurde eine Benutzeroberfläche erweitert bzw. im Projekt teilweise neu geschaffen, mit dessen Hilfe umfassende und automatisierte Parameterstudien einfach initialisiert werden können, s. Abbildung 76. Es steht somit ein

leistungsfähiges Simulationstool zur Verfügung, das innerhalb kurzer Zeit programmgesteuerte und parametrische Auslegungen von Flüssigsalzspeichern mit Füllstoffen ermöglicht.

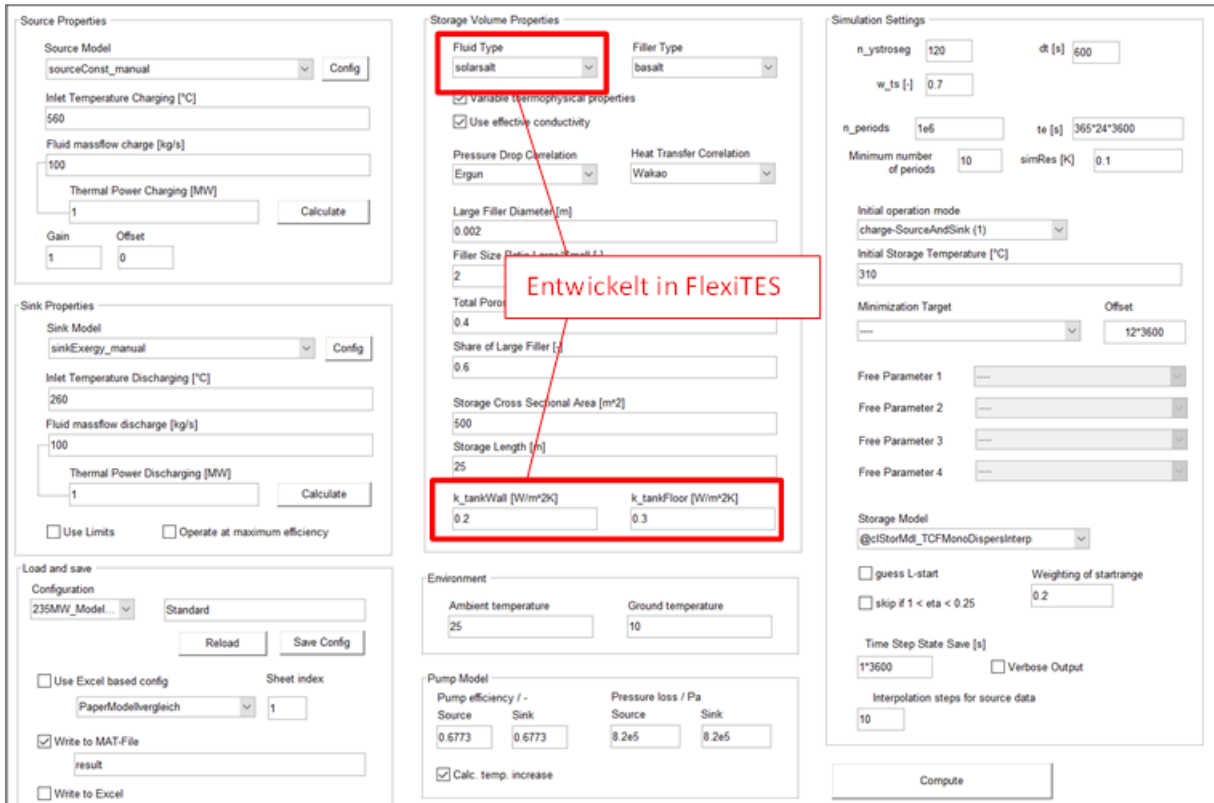


Abbildung 76: Benutzeroberfläche des Auslegungstools für Flüssigsalzspeicher mit Kennzeichnung der im Projekt FLEXI-TES neu entwickelten Module

PCM-Speicher (Siemens)

In diesem Arbeitspaket ist der Aufwand zur Entwicklung eines 1D-Modells des Speichers zusammengefasst. Das Modell wird wie folgt genutzt:

- Ganzheitliche Systemsimulation seitens LUAT (Übergabe der Daten ist in AP 5.1.2 beschrieben)
- Ermittlung der optimalen Kapseldurchmesser und Anzahl an Kapseln
- Ermittlung der Speichergröße bzw. Behältervolumen
- Nutzung der Ergebnisse für die Kostenermittlung (AP 5.5.2).

Das entwickelte 1D-Modell besteht aus zwei Teilen: 1) thermisches Netzwerkmodell einer Kapsel und 2) thermisches Netzwerkmodell eines Speichers als porösen Körper. Beide Teile des Modells nutzen die gleichen physikalischen Parameter, Randbedingungen und Annahmen. Deswegen wird zunächst auf den Aufbau der Modelle und im Anschluss auf die Modellparameter eingegangen. In

diesem Kapitel werden nur beispielhaft Ergebnisse in Form von Temperaturkurven dargestellt. Die ermittelten Kapseldurchmesser, Behältervolumen, etc. werden in AP 5.2.1 besprochen.

Thermisches Modell einer Kapsel

Das 1D-Modell einer Kapsel besteht aus einer Reihen- und Parallelschaltung verschiedener Widerstände und Kapazitäten (siehe Abbildung 77) und wurde in der Softwareumgebung „Simcenter Amesim v2019.1“ entwickelt. Dabei wurden folgenden Vorgängen berücksichtigt:

- Wärmeübertragung vom Wärmeträgerfluid an die Kapsel
- Wärmeleitung durch die Wand der Kapsel
- Kontaktwiderstand zwischen Kapselwand und PCM
- Wärmeleitung durch das PCM
- Schmelzvorgang des PCM

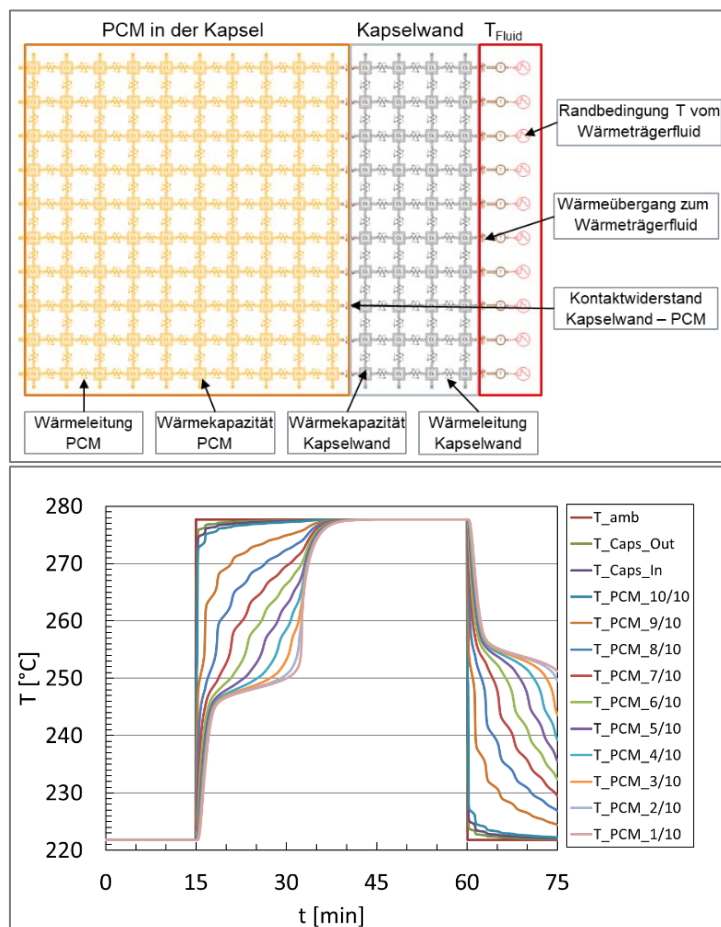


Abbildung 77: 1D-Modell einer Kapsel und Beispiel der Temperaturverteilung in der Kapsel für Konzept 4 (PCM: LiNO₃ / Ca(NO₃)₂ Mischung)

Im ersten Teil des 1D-Modells wird die Reaktion des PCM auf eine Temperaturveränderung simuliert. Ziel ist es, den richtigen Kapseldurchmesser zu finden, bei dem die Kapsel innerhalb der gewünschten Zeit ihre Wärme abgeben kann. In diesem detaillierten Modell lässt sich die Temperaturfront innerhalb der Kapsel ermitteln.

Thermisches Modell eines mit PCM gefüllten Behälters

Aufbauend auf dem Kapselmodell wurde ein Behältermodell erstellt, das den Inhalt (Wärmeträgerfluid und PCM-Kapseln) als einen porösen Körper abbildet. Die Porosität ε wird dabei folgendermaßen berechnet:

$$\varepsilon = \frac{V_{Dampf}}{V_{Behälter}}$$

Für die dynamischen Berechnungen wurde das Behältervolumen in mehreren Scheiben/Zonen aufgeteilt, s. Abbildung 78. Dieses Modell beinhaltet weiterhin den internen Wärmewiderstand der PCM-Kapseln und die temperaturabhängigen Wärmekapazitäten. Die Stoffparameter des in AP 5.4 favorisierten PCM sind im Modell integriert. Außerdem sind die Stoffparameter für verschiedene Wärmeträgerfluide abrufbar. Somit konnten Sensitivitäten und Parametervariationen berechnet werden (AP 5.2.1).

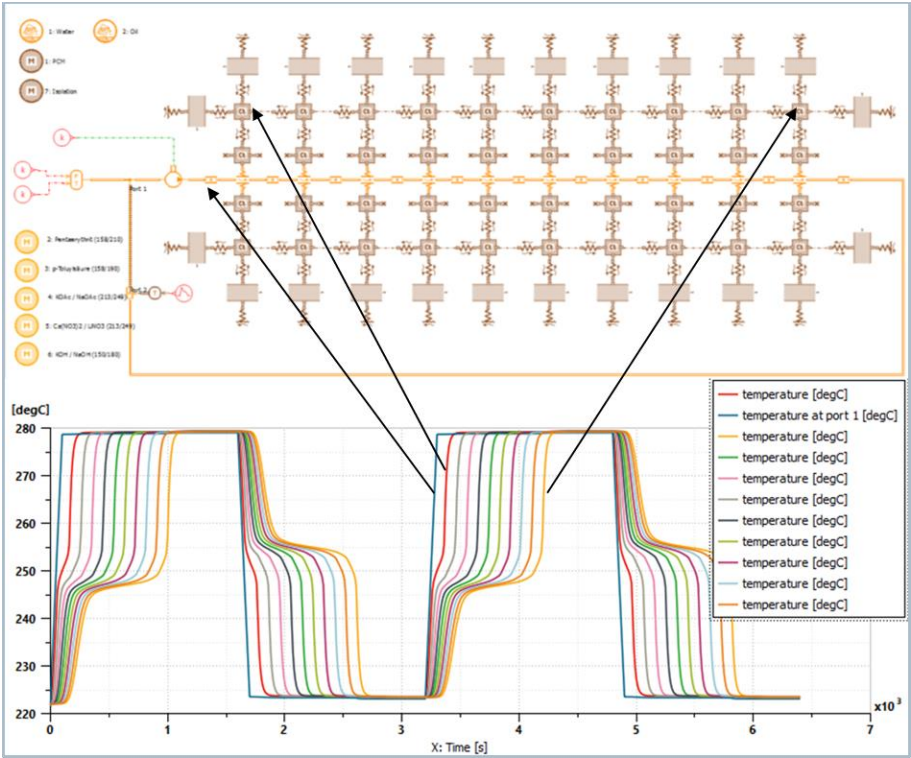


Abbildung 78: Screenshot vom Behältermodell mit einem Ergebnisdiagramm für zwei ausgewählte Temperaturen (PCM: LiNO₃ / Ca(NO₃)₂ Mischung): 1) blaue Kurve - Fluideintrittstemperatur; 2) rote bis gelbe Kurven: PCM Temperaturfront vom Anfang bis zum Ende des Speichers

Die Abbildung zeigt beispielhaft das Ergebnis für Konzept 4 mit einer $\text{LiNO}_3/\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ Mischung als PCM. Die Entladung des Speichers ist innerhalb der gewünschten 15min möglich.

Physikalische Parameter, Randbedingungen und Annahmen

Folgende Parameter bzw. Annahmen wurde im 1D-Modell benutzt:

- Wärmeübertragung vom Wärmeträgerfluid an die Kapsel – $5\text{kW/m}^2\text{K}$. Dieser Wert wurde auch für die CFD Analysen genutzt und zu einem späteren Zeitpunkt im Projekt durch in der Literatur vorhandenen Korrelationen ersetzt. Dies ist in AP 5.2.2 näher beschrieben.
- Kontaktwiderstand zwischen Kapselwand und PCM: $600\text{W/m}^2\text{K}$
- Stahl Stoffdaten: St. 1.4571 – 8000 kg/m^3 ; 500 J/kgK ; 15 W/mK
- PCM Stoffdaten:
 - Konzept 4: $\text{LiNO}_3/\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ (99:1 Gew.-%) Mischung - 2361 kg/m^3 ; $0,5\text{ W/mK}$
 - Konzept 3b: p-Toluylsäure – 1060kg/m^3 ; $0,5\text{W/mK}$

Referenzen: Alle PCM Stoffdaten wurden aus den folgenden Quellen ermittelt. 1) GESTIS-Stoffdatenbank 2) Webbook NIST; Für die Mischungen wurden die Stoffdaten der einzelnen reinen Stoffe genommen und anschließend die Werte berechnen. Die Stoffwerte für den Stahl wurden aus den Datenblätter auf www.dew-stahl.com entnommen.

In Bezug auf die Wärmeleitfähigkeit sind kaum Daten in der Literatur vorhanden. Diese wurde deshalb angenommen. Spätere Vergleiche der Rechnung mit Experimenten zeigt, dass die Annahme gerechtfertigt war.

Ein sehr wichtiger Parameter, der oben nicht beschrieben wurde, ist die Wärmekapazität und die Schmelzenthalpie des PCM. Diese wurde basierend auf die DSC-Analysen implementiert und anschließend mit Hilfe der Ofenexperimente validiert (siehe AP5.4). Die Schmelzenthalpie wurde als effektive Wärmekapazität mit Hilfe der folgenden Gleichung implementiert:

$$c_p = c_{p,sensibel} + \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-1/2\left(\frac{T-T_{sch}}{\sigma}\right)^2} f_{mult} c_{p,sensibel}$$

Abbildung 79 zeigt die implementierten Funktionen.

Je nach Anwendungsfall (z.B. Leitkonzepte: Konzept 4 oder Konzept 3b) wird die gewünschte Siede- bzw. Kondensationstemperatur des Wassers als Temperaturrandbedingung für die Berechnungen angegeben. Die Verdampfungsenthalpie des Wassers wird je nach Druckniveaus auf die gleiche Weise über die effektive Wärmekapazität abgebildet.

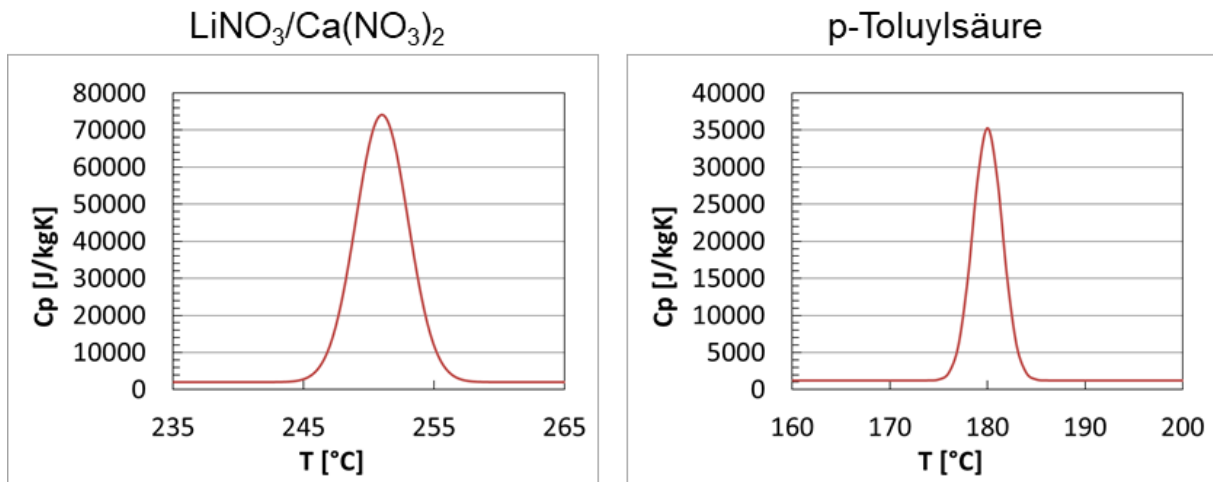


Abbildung 79: Temperaturabhängigkeit der spezifischen Wärmekapazität inklusive der Schmelzenthalpie

Ruths-Speicher (DLR)

Ziel dieses Arbeitspaketes war die detaillierte Modellierung eines Ruths-Speichers. Als Basis dieser Modellierung diente ein Einphasenmodell zur Abbildung des Wasser-Dampf-Verhaltens im Ruths-Speicher. Aufgrund des Wasser-Dampf-Gleichgewichts im Speicher ist die einphasige Modellierung ausreichend. Dem Modellansatz liegt der 1. Hauptsatz der Thermodynamik zu Grunde, welcher den Zusammenhang zwischen innerer Energie U , der Wärmemenge Q und der Arbeit W in einem System beschreibt:

$$dU = dQ + dW$$

Anschließend werden die Dampfmassenströme und spezifischen Enthalpien für das Be- und Entladen des thermischen Speichers in Bilanzgleichungen zusammengefasst. Im Beladefall ändert sich die eingespeicherte Wärme analog zum eingespeisten Dampfstrom $\dot{m}_{f, \text{ein}}$ und dessen mitgeführte Enthalpie h_{ein} :

$$dQ = h_{\text{ein}} \dot{m}_{f, \text{ein}} dm$$

$$\dot{m}_{f, \text{ein}} = \frac{dm}{dt}$$

Unter Annahme eines konstanten Speichervolumens V :

$$V = \text{const} = \frac{m}{\rho}$$

lässt sich die zeitliche Änderung der spezifischen Enthalpie h im Speicher berechnen:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{V}{m} \frac{dp}{dt} + \frac{\dot{m}_{f, \text{ein}}}{m} (h_{\text{ein}} - h)$$

Über ein Rückwärtsdifferenzverfahren 2. Ordnung lässt sich diese Bilanzgleichung auf die folgende Form überführen:

$$\frac{V}{m}(3p - 4p_{-1} + p_{-2}) - (3h - 4h_{-1} + h_{-2}) + 2dt \frac{\dot{m}_{f, \text{ein}}}{m}(h_{\text{ein}} - h) = 0$$

Dabei stehen die Größen p_{-1} , p_{-2} , h_{-1} , h_{-2} für die Drücke bzw. Enthalpien in den jeweiligen vorhergehenden Zeitschritten dt . Mit Hilfe eines Stoffdatentools lässt sich anhand dieser Bilanzgleichung zeitschrittweise die Zustandsänderungen im Speicher (Temperatur T , Druck p , Dampfgehalt x , ...) berechnen. Das Speichervolumen wird dabei iterativ angepasst, bis die Vorgabe von Zielwerten für Entladetemperatur, Massenstrom und Solldruck nach gegebener Entladedauer erreicht ist. Die Implementierung dieses iterativen Vorgehens erfolgte in Matlab. Schematisch lässt sich die sequentielle Rechenabfolge wie folgt darstellen:

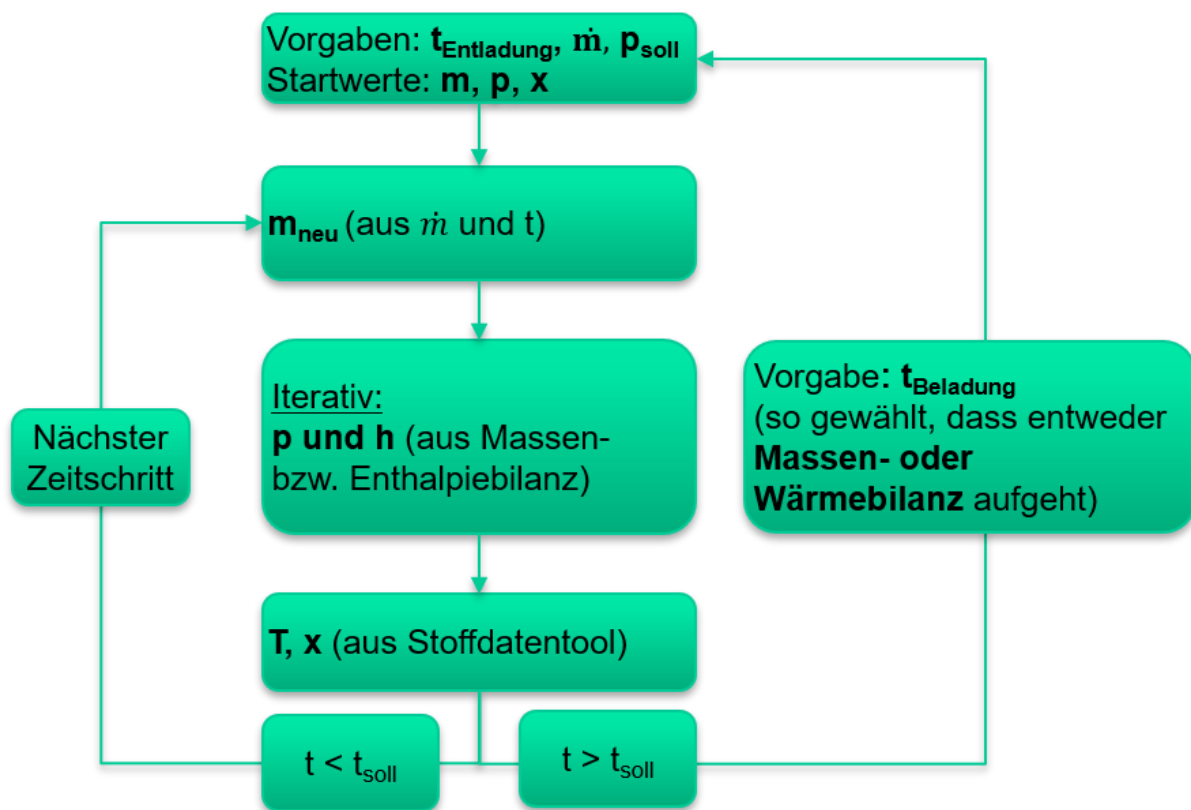


Abbildung 80: Iteratives Berechnungsschema zur thermodynamischen Beschreibung des Speicherzustandes eines Ruths-Speichers

Das beschriebene Grundmodell wurde für verschiedene Variationsstudien weiter detailliert. So wurde die oben beschriebene Bilanzgleichung beispielsweise um die entsprechenden Terme für die thermische Masse des Stahlbehälters, einen angeschlossenen Wärmeübertrager sowie Wärmeverlust- und Isolationseffekte erweitert. Diese Modellierung ermöglichte eine hohe Abbildungsgenauigkeit des Speichers im Gesamtsystem.

II.1.5.1.2. AP5.1.2: Implementierung des Wärmespeichers in dynamische Kraftwerkssimulation

Das DLR hat für die Anwendung in dynamischen Kraftwerkssimulationen vereinfachte Modelle für Feststoffwärmespeicher und Flüssigsalzwärmespeicher mit und ohne Füllmaterialien sowie die für letztere Technologie benötigten Wärmeübertrager erstellt, an dem Projektpartner LUAT geliefert und anschließend im iterativen Prozess evaluiert.

Sensibler Speicher mit gasförmigen Wärmeträgern (DLR)

Für den Feststoffspeicher ist das Vorgehen bei der Modellbildung in Abbildung 81 erläutert.

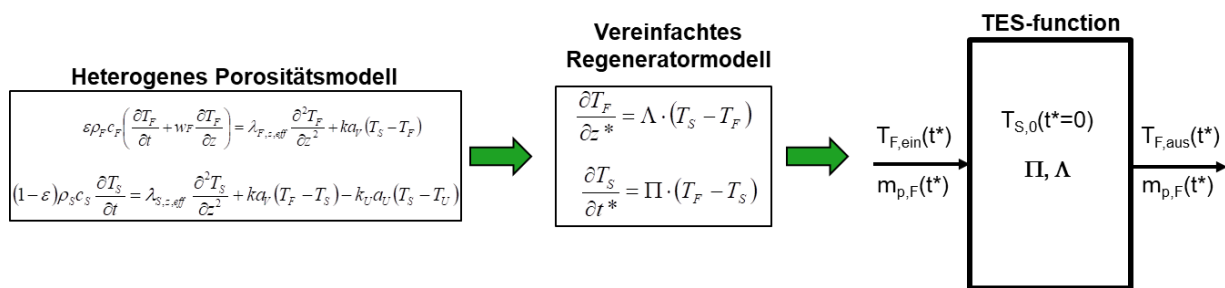


Abbildung 81: Entwicklung von Speichermodellen für Systemsimulationen: Beispiel Feststoffspeicher

Auf Basis des bereits in Abschnitt II.1.5.1.1 beschriebenen detaillierten heterogenen Porositätsmodells wurden mit Hilfe geeigneter Modellvereinfachungen, wie räumliche und zeitliche Normierung, Vernachlässigung des Fluidspeicherterms und der axialen Wärmeleitung und Zugrundelegung konstanter Stoffwerte ein vereinfachtes Speichermodell für Systemsimulationen erstellt. Hierdurch ist es möglich, das dynamische thermische Speicherverhalten eines Regenerators durch die Parametrierung von drei Kenngrößen Π , Λ , Φ zu beschreiben. Die Lösung des zugrundeliegenden Differentialgleichungssystems erfolgt durch geeignete numerische Verfahren in einer TES-Funktion, welche an den Projektpartner LUAT übermittelt wurde und das dynamische Speicherverhalten mit sehr guter Genauigkeit wiedergibt, jedoch hinsichtlich Rechenzeit um ein vielfaches schneller ist, s. Abbildung 82.

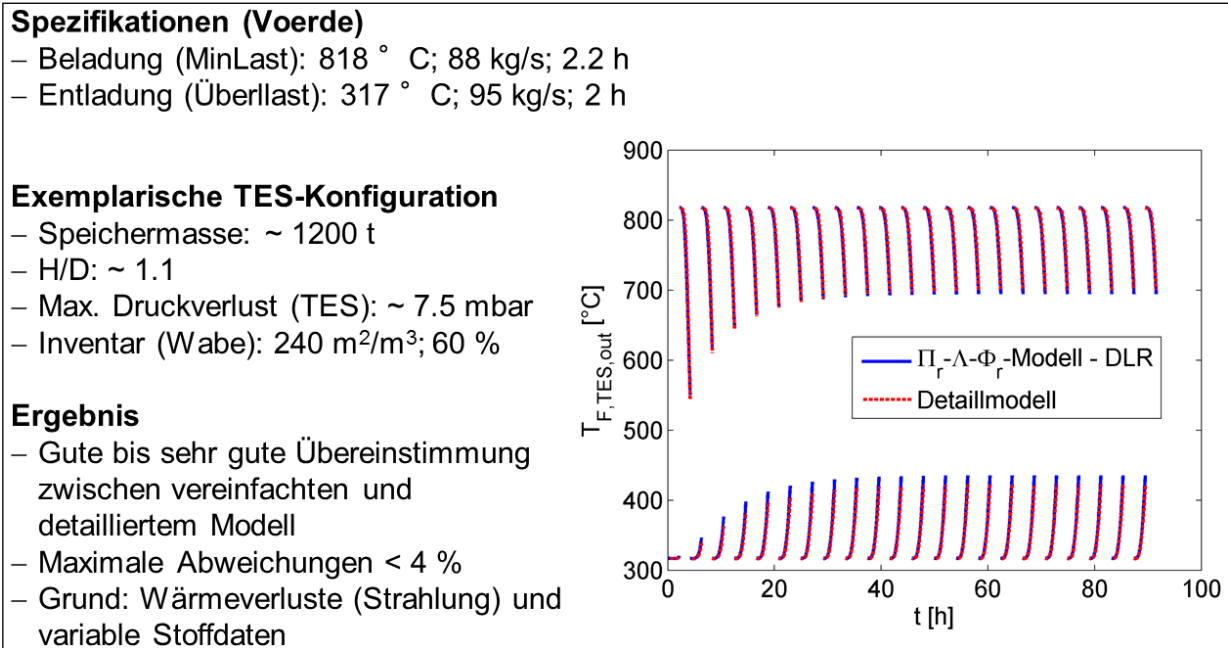


Abbildung 82: Vergleich detailliertes zu vereinfachtem thermischen Modell eines Feststoffwärmespeichers

Sensibler Speicher mit flüssigen Wärmeträgern (DLR)

Das Modell für den Zwei-Tank-Flüssigsalzspeicher kann über eine Energie- und Massenbilanz für jeweils das gesamte Volumen für Heiß- und Kalttank hergeleitet werden. Angenommen wird eine homogene Temperaturverteilung (perfekte Mischung) und konstante Stoffwerte. Es ergeben sich somit nur zwei Differentialgleichungen pro Tank. Da ein allgemeines Tankmodell bereits in der von LUAT verwendeten Modellierungsumgebung Modelica/Dymola enthalten ist, konnte dieses Modell direkt eingesetzt werden. Lediglich Stoffwerte zum Flüssigsalz mussten angepasst und abgestimmt werden.

Der Flüssigsalzspeicher mit Füllmaterial musste nicht als Modell übergeben werden und somit wurde auch kein vereinfachtes Modell abgeleitet.

Da eine wesentliche Komponente der Konzepte mit Flüssigsalz die obligatorischen Wärmeübertrager sind und diese für die Dynamik einen entscheidenden Einfluss haben, wurde hierfür am DLR ein vereinfachtes dynamisches Modell entwickelt, s. Abbildung 83.

Die vom DLR erzeugten Simulationsergebnisse konnten von LUAT genutzt werden um das detaillierte Gesamtmodell abzugleichen und zu plausibilisieren.

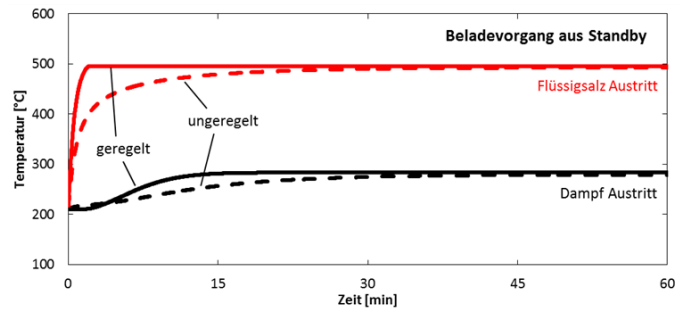
Beladen

Geregelter Betrieb:

- $\Delta T_{\text{Flüssigsalz}} \approx 2 \text{ min}$
- $\Delta T_{\text{Dampf}} \approx 15 \text{ min}$

Ungeregelter Betrieb:

- $\Delta T_{\text{Flüssigsalz}} \approx 30 \text{ min}$
- $\Delta T_{\text{Dampf}} \approx 30 \text{ min}$



Entladen

Geregelter Betrieb:

- $\Delta T_{\text{Flüssigsalz}} < 1 \text{ min}$
- $\Delta T_{\text{Wasser}} \approx 1 \text{ min}$

Ungeregelter Betrieb:

- $\Delta T_{\text{Flüssigsalz}} \approx 3 \text{ min}$
- $\Delta T_{\text{Wasser}} \approx 4 \text{ min}$

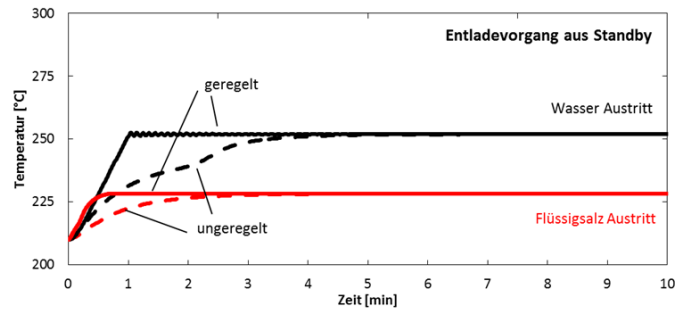


Abbildung 83: Ergebnisse des vereinfachten WÜ-Modells für Flüssigsalz (Beispiel Voerde)

PCM-Speicher (Siemens)

In Zusammenarbeit mit LUAT wurde von Siemens ein Implementierungsansatz von PCM-Speichern für die Systemsimulation entwickelt. Die Ergebnisse dieser Analysen werden seitens LUAT beschrieben. An der Stelle wird die Modellparameterübergabe beschrieben. Diese lief in mehreren Stufen ab. Zunächst wurden die Ergebnisse aus dem 1D-Modell zusammengefasst und alle benötigten Daten LUAT übergeben. Das waren die physikalischen Eigenschaften der ausgesuchten PCM, der Kapseldurchmesser und alle Randbedingungen des 1D-Modells. Die Daten wurden in dem seitens LUAT entwickelte Systemmodell implementiert. Im Anschluss wurde die Rechnung von LUAT wiederholt und die berechnete Speicherdauer mit den Ergebnissen aus dem 1D-Modell übereinstimmend verglichen. Die Abbildung 84 zeigt einen Vergleich der berechneten Temperaturverläufe in einer Kapsel für die Konzepte 3b und 4 mit den Siemens und LUAT Modellen. Damit ist die Übergabe abgeschlossen.

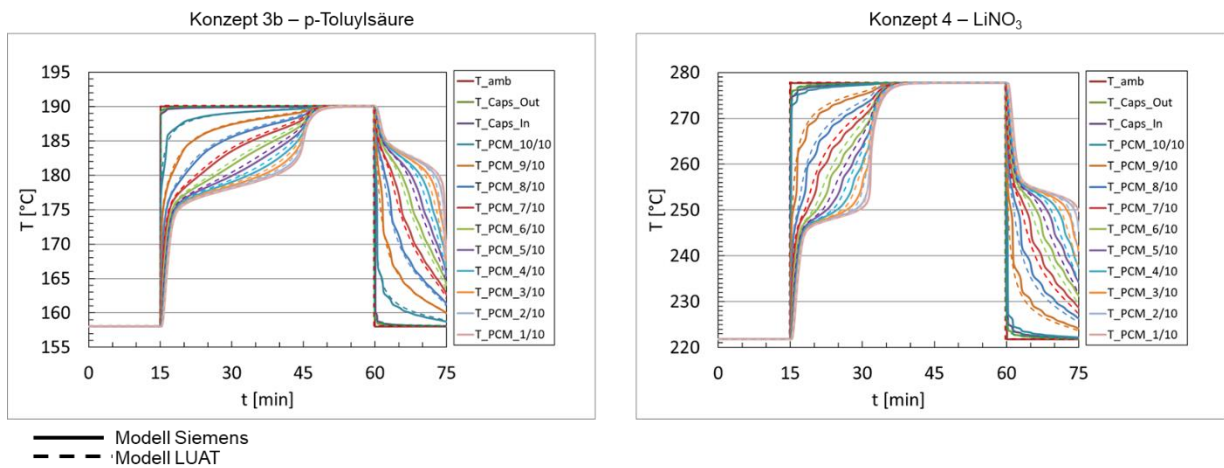


Abbildung 84: Vergleich der Temperaturkurven innerhalb einer Kapsel für die Konzepte 4 und 3b.

Um die notwendigen Parameter für LUAT bereitstellen zu können, waren experimentelle Arbeiten notwendig. Diese sind in AP5.3.2 und AP5.4 beschrieben. Durch veränderte Rahmenbedingungen im Projekt wurden Daten für drei PCM Materialien ermittelt und eingesetzt. Im Mai 2018 wurden die Randbedingungen für Konzept 4 geändert und dann im Februar 2019 die Entscheidung für ein neues Leitkonzept – Konzept 3b getroffen. Die folgende Tabelle zeigt eine kurze Zusammenfassung der PCM-Eigenschaften:

Konzepte	PCM	Mischung [Gew.-%]	T _{schmelz} [°C]	ρ [kg/m ³]	C _p [J/kgK]	ΔH _{sch} [kJ/kg]
Konzept 4 alt	LiNO ₃ /Ca(NO ₃) ₂	70:30	235	2391,9	1725,3	269
Konzept 4 neu	LiNO ₃ /Ca(NO ₃) ₂	99:1	251	2361	2063,1	361 / 340
Konzept 3b	p-Toluylsäure	-	180	1060	1241	155 / 128

*Referenzen: Alle Stoffdaten wurden aus den folgenden Quellen ermittelt. 1) GESTIS-Stoffdatenbank 2) Webbook NIST; Für die Mischungen wurden die Stoffdaten der einzelnen reinen Stoffe genommen und dann die Werte berechnen. Die Schmelzenthalpie wurde zusätzlich mit Hilfe der DSC Analyse ermittelt. In der Tabelle ist der erste Wert der Schmelzenthalpie ein Literaturwert und der zweite, der Wert aus den DSC Analysen.

Zusätzlich wurden die in AP5.1.1 dargestellte Funktionen für die effektive Wärmekapazität übergeben. An der Stelle muss erwähnt werden, dass die gemessenen Schmelzenthalpien von den Literaturwerten zum Teil deutlich abweichen.

II.1.5.2. AP 5.2: Thermische und fluiddynamische Auslegungsberechnungen

II.1.5.2.1. AP5.2.1: Detaillierte Variationsrechnungen zu den Speicheroptionen und Identifikation von Entwurfsoptionen

Im Projektverlauf wurde die Festlegung auf ein Referenzkraftwerk geändert. In der Vorhabenbeschreibung wurde das Kraftwerk Voerde als Referenz definiert, welches jedoch im Projektverlauf stillgelegt wurde. Daher hat man sich im Projektkonsortium darauf geeinigt, auf ein generisches Kraftwerk der 800 MW-Klasse umzuschwenken, Abschnitt 0. Dies erfolgte jedoch während der Bearbeitung des AP5.2, so dass die im Folgenden präsentierten Ergebnisse zu detaillierten Variationsrechnungen zu den Speicheroptionen und zur Identifikation von Entwurfsoptionen mit unterschiedlichen Randbedingungen durchgeführt. Die qualitativen Ergebnisse sind jedoch für beide Kraftwerksklassen vergleichbar, wobei die finalen Auslegungen stets die modernen Kraftwerke betreffen.

Sensibler Speicher mit gasförmigen Wärmeträgern (DLR)

Die Variationsrechnungen im Bereich der Feststoffspeicher betrafen ausschließlich *Konzept 6 RG-Luft_indirekt*, da dies das einzige Leitkonzept mit Feststoffspeicher ist. Die Arbeiten hatten zum Ziel, effiziente und kostengünstige Feststoffspeicher auf Basis des detaillierten Modells auszuarbeiten und die Kenngrößen für das vereinfachte TES-Modell (AP5.1.2) zu bestimmen. Das gewählte Vorgehen sah vor, auf Grundlage der Spezifikationen aus den Systemsimulationen (AP4 – LUAT), namentlich Beladung in Mindestlast und Entladung in Vollast, und der ökonomischen Bewertung (AP2 – EWI), namentlich eine Entladedauer von zwei Stunden, breite Variationsstudien hinsichtlich Speichermasse, Behältergeometrie und Inventaroptionen durchzuführen. Die Auswertung betraf im Wesentlichen die Temperaturen, die Kosten und den Druckverlust, s. Abbildung 85.

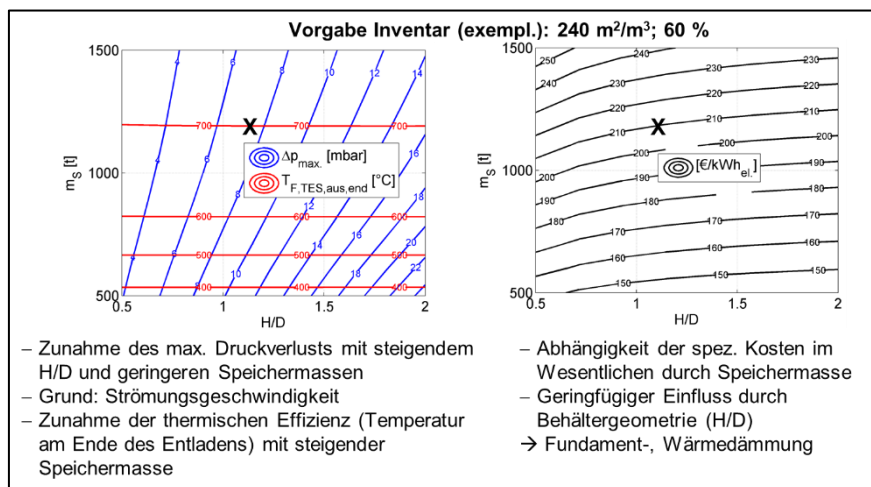


Abbildung 85: Detaillierte Variationsrechnungen zu der Speicheroption "Feststoffspeicher" (Konzept 6) anhand der Spezifikationen vom Kraftwerk Voerde

Als erstes Fazit lässt sich daraus festhalten, dass ein breites Lösungsfeld an Inventaroptionen und Speichergeometrien vorhanden ist. Wabenkörper haben sich dabei als geeignetes Speicherinventar mit hoher thermischer Effizienz (geringer Temperaturabfall beim Entladen) und geringen Druckverlusten von weniger als 10 mbar herausgestellt. Die spezifischen Kosten liegen im Bereich von 160–200 €/kWh_{el}.

Im Fortgang der Untersuchungen erfolgte der oben erwähnte Schwenk zu modernen Kraftwerken der 800 MW-Klasse.

In Abbildung 86 sind TES-Komponentenkosten zahlreicher Speicherauslegungen für verschiedene Fluidtemperaturen zum Ende des Entladevorgangs abgebildet, wobei wieder verschiedene Behältergeometrien und Inventaroptionen sowie deren Masse variiert wurden. Die farbliche Skalierung steht für die bereitzustellende Gebläseleistung bei den unterschiedlichen Aufbauten.

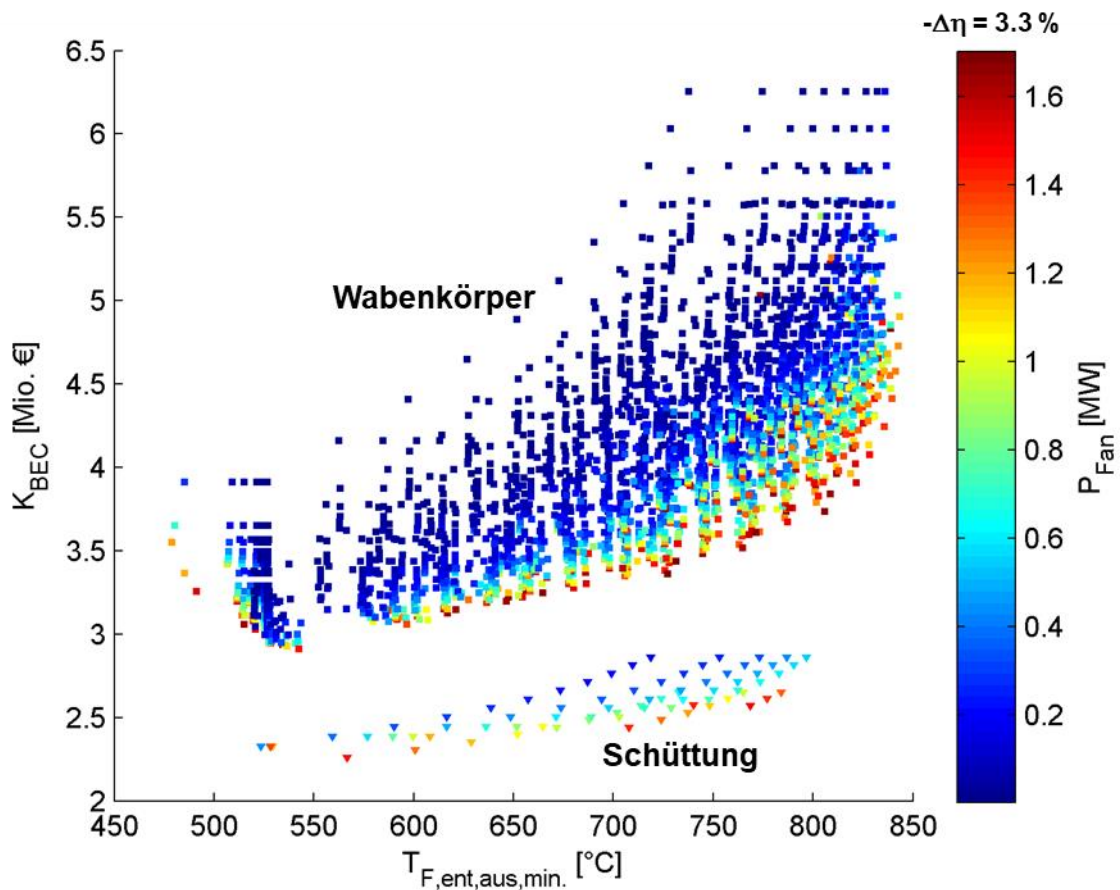


Abbildung 86: Detaillierte Variationsrechnungen zu der Speicheroption "Feststoffspeicher" (Konzept 6) anhand der Spezifikationen von einem 800 MW Kraftwerk (1)

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass steigende Anforderungen an die Temperaturkonstanz eine deutliche Zunahme der Kosten zur Folge haben. Steigende Anforderungen an die Druckverluste führen hingegen nur zu einer moderaten Zunahme der Kosten. Außerdem zeigt sich, dass mit Basaltschüttungen als Inventar deutlich niedrigere Kosten erzielt werden können. Als Auszug seien hier beispielhaft zu nennen, dass ein TES mit einer Entladeaustrittstemperatur stets oberhalb von

700 °C während der Entladedauer auf Basis kommerziell verfügbarer Wabenkörper auf Investitionskosten von 4,3 Mio. € kommt, wobei die benötigte Gebläseleistung 0,22 MW beträgt, und auf Basis von Natursteinschüttungen auf 2,8 Mio. €, wobei eine Gebläseleistung von 0,47 MW benötigt wird. Dies entspricht einem Wirkungsgradverlust von 0,5 bzw. 1 %. Weitere Eckdaten der Auslegungen und die Aufgliederung der Kostenstruktur sind in Abbildung 87 ablesbar. Hier wurde zusätzlich zur wahrscheinlichen Betriebsweise „Beladung in Mindestlast / Entladung in Volllast“ auch der Fall „Beladung in Volllast / Entladung in Volllast“ untersucht.

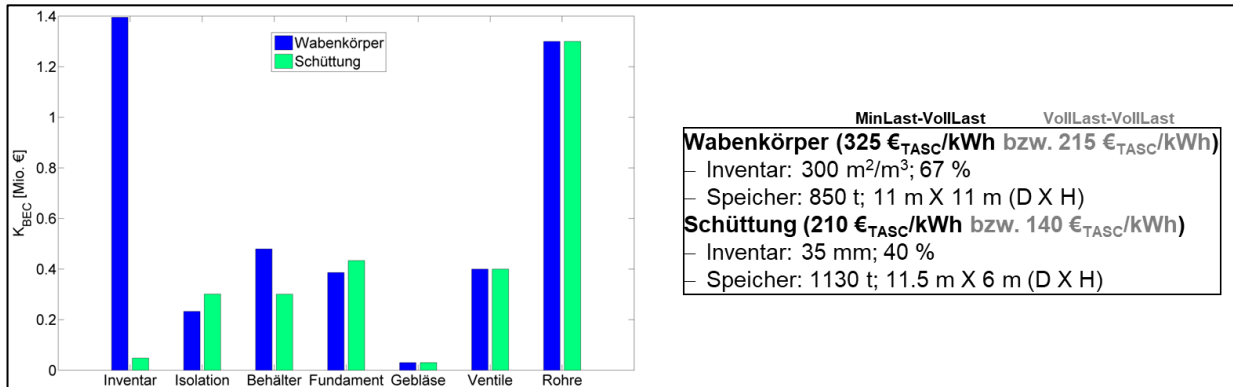


Abbildung 87: Detaillierte Variationsrechnungen zu der Speicheroption "Feststoffspeicher" (Konzept 6) anhand der Spezifikationen von einem 800 MW Kraftwerk (2)

Als Fazit der Untersuchungen ist zu nennen, dass ein breites Lösungsfeld mit hoher Effizienz und geringen Kosten existiert. Wabenkörper verursachen deutlich geringere Druckverluste; Basaltschüttungen deutlich geringere Kosten. Bei letzterem ist jedoch eine Überprüfung auf Temperaturstabilität notwendig, was in AP5.4 erfolgte.

Die weitere iterative Optimierung erfolgte in AP 5.2.3.

Sensibler Speicher mit flüssigen Wärmeträgern (DLR)

Die Variationsrechnungen im Bereich der Flüssigsalz/Filler-Speicher betrafen ausschließlich *Konzept 2 HZÜ-HDVW7_indirekt*, da dies das einzige Leitkonzept mit Flüssigsalzspeicher ist. Die Arbeiten hatten zum Ziel, effiziente und kostengünstige Flüssigsalzspeicher auf Basis des detaillierten Modells auszuarbeiten und die Kenngrößen für das vereinfachte TES-Modell (AP5.1.2) zu bestimmen. Die Arbeiten zum Filler-Speicher hatten zum Ziel, das inhärente Verbesserungspotential – insbesondere hinsichtlich der Kosten – gegenüber dem reinem Flüssigsalzspeicher zu ermitteln.

Als Fazit der Untersuchungen ist festzuhalten, dass ein nach Massenströmen geregelter Speicherbetrieb größere Kostensenkungspotentiale als ein nach der Leistung geregelter Speicherbetrieb ermöglicht. Des Weiteren können mit einem Thermocline-Filler-Speicher bis zu 20 % der Kosten und 45 % der Stellfläche eingespart werden, vgl. Abbildung 88. Die Verringerung der Porosität bietet hier ein weiteres Kostensenkungspotential, vgl. Abbildung 89.

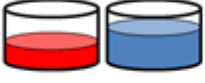


Speicher	Zwei-Tank	Thermocline		Thermocline Filler*	
					
Speichergröße	160 MWh _{th} (entspr. 2h)	160 MWh _{th}		160 MWh _{th}	
Entlade-/beladeleistung	konstant (Option 1)	konstant (Option 1)	degressiv (Option 2)	konstant (Option 1)	degressiv (Option 2)
Gesamtkosten TASC	100%	113%	99%	93%	80%
Stellflächenbedarf	100%	61%	54%	63%	55%
WÜ Fläche	100%	140%	100%	140%	100%
Speichermasse	1425 t Salz	2121 t Salz	1908 t Salz	630 t Salz + 2314 t Basalt	554 t Salz + 2035 t Basalt

Abbildung 88: Detaillierte Variationsrechnungen zu der Speicheroption "Flüssigsalz/Filler" (Konzept 2) anhand der Spezifikationen vom Kraftwerk Voerde (1)

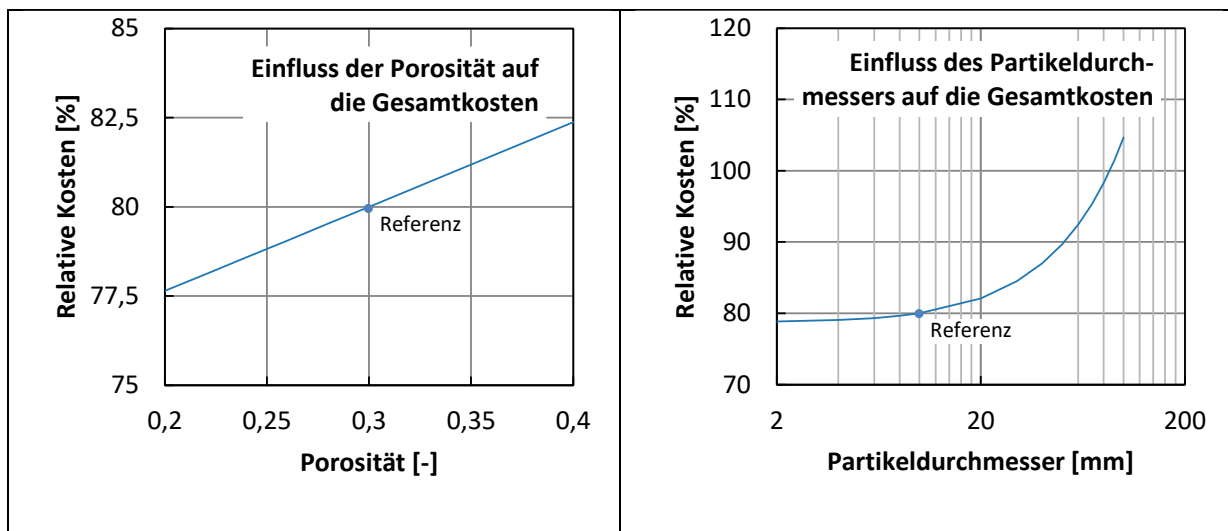
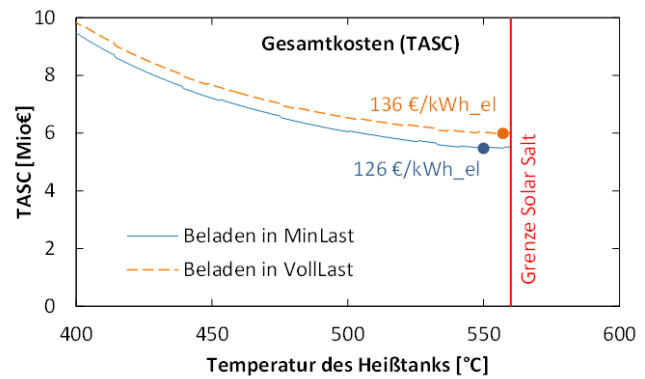


Abbildung 89: Detaillierte Variationsrechnungen zu der Speicheroption "Flüssigsalz/Filler" (Konzept 2) anhand der Spezifikationen vom Kraftwerk Voerde (2)

Im Bereich der reinen Flüssigsalzspeichersysteme (Zwei-Tank) ist als Fazit festzuhalten, dass im Lastfall „Beladen in Vollast“ ca. 8 % höhere Kosten berechnet wurden als bei dem Lastfall „Beladen in Mindestlast“, siehe Abbildung 90. Die größten Kostenblöcke sind die Wärmeübertrager, die Tanks und das Salzinventar. Die Berechnung der Kosten in Abhängigkeit der Heißtanktemperatur ergab ein flaches Optimum.

Ergebnis Zwei Tank

- Durch Lastfall VollLast-VollLast ca. 8% höhere Kosten als bei
- Flaches Optimum in Abhängigkeit der Heißtanktemperatur
- Kalttanktemperatur immer 290° C



Erste TES-Entwürfe

Salz	Solar Salt	
Nutzmasse Salz	1440	t
Kalttanktemperatur	290	° C
Heißtanktemperatur	557	° C
Speicherdauer	2	h
Energieinhalt genutzt	160	MWh
WÜ Fläche Laden	6486	m ²
WÜ Fläche Entladen	1849	m ²

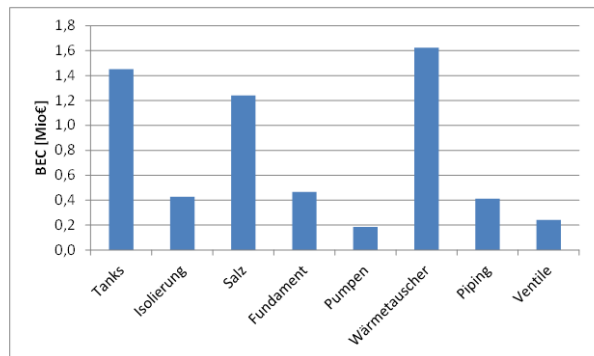


Abbildung 90: Detaillierte Variationsrechnungen zu der Speicheroption "Flüssigsalz" (Konzept 2) anhand der Spezifikationen von einem 800 MW Kraftwerk

PCM-Speicher (Siemens)

Wie in AP5.1.1 beschrieben, dient das 1D-Modell dazu, die Anzahl benötigter Kapseln und die damit verbundenen Volumen der benötigten Behälter zu ermitteln. Diese Information wird in AP 5.5 für die Kostenschätzung benötigt. Zusätzlich liefert dieses Modell Inputparameter für die CFD-Simulationen. Die Abbildung 91 stellt einige wichtige Ergebnisse für Konzept 4 und Konzept 3b dar.

Die Abhängigkeit des Kapseldurchmessers zur gewünschten Speicherdauer ist nicht linear, da diese vom Wärmedurchgangswiderstand abhängt. Die Kapseln von Konzept 3b sind aufgrund der deutlich kleineren Schmelzenthalpie von p-Toluylsäure im Vergleich zu LiNO₃ viel größer. Da der Durchmesser der Kapsel mit der Speicherdauer steigt, ist die Anzahl der benötigten Kapseln nahezu konstant.

Dagegen ist die Abhängigkeit der PCM-Menge und somit des Volumens der benötigten Behälter mit der Speicherdauer linear. In Bezug auf die Anzahl an Behälter wurde die Entscheidung getroffen, möglichst einfach herstellbare Behältergrößen zu wählen. Deswegen wurden liegende Behälter mit einem maximalen Durchmesser von 5 m vorgesehen. Mit Hilfe der Anzahl an Behälter und dessen Durchmesser werden die benötigte Fläche für die Fundamente ermittelt.

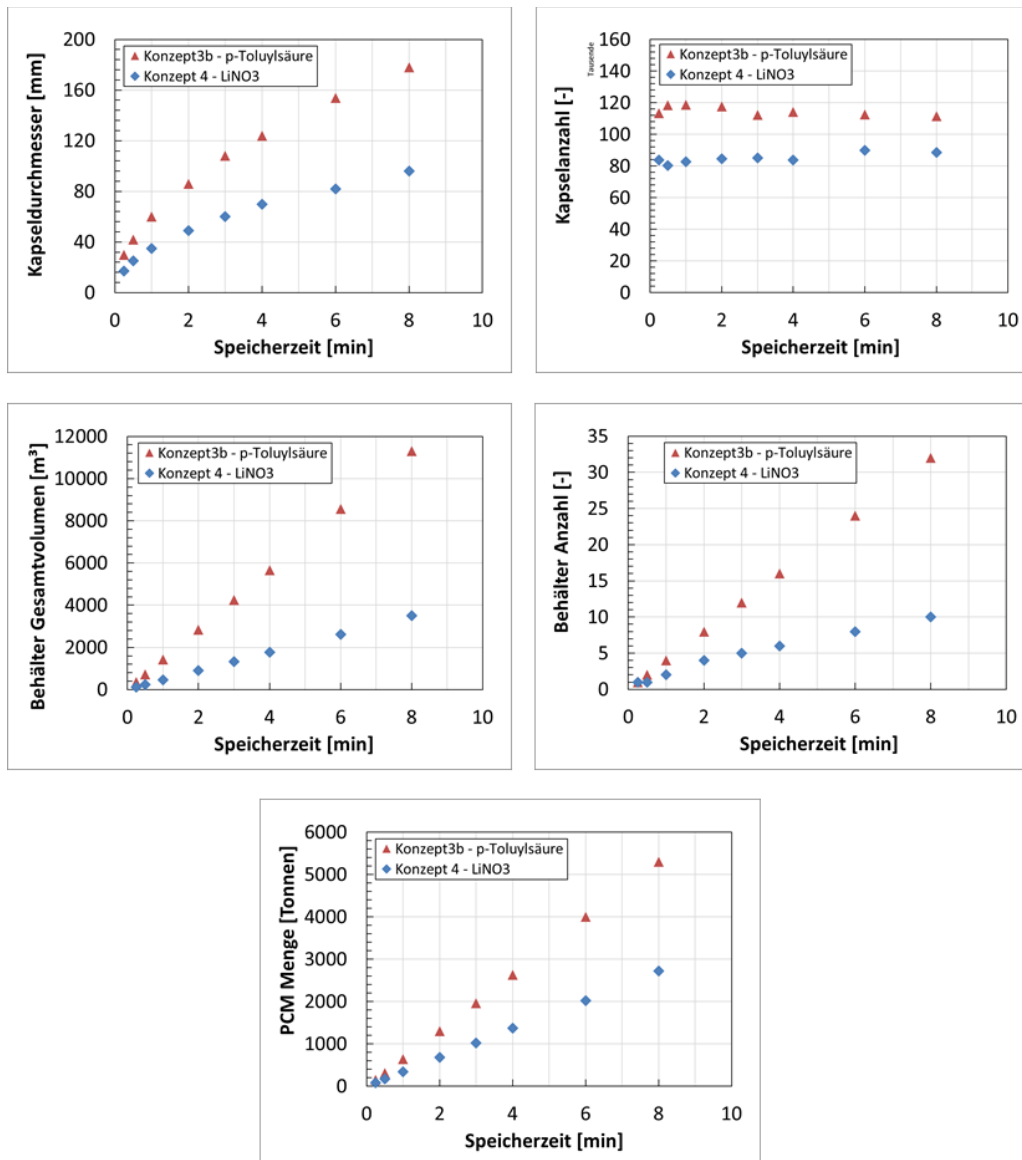


Abbildung 91: Zusammenfassung wichtiger Ergebnisse: Kapseldurchmesser, Kapselanzahl, benötigter PCM-Menge, Gesamtvolumen und Anzahl von Behältern

Ruths-Speicher (DLR)

Ziel dieses Arbeitspakets war die Identifizierung von vielversprechenden Entwurfs Optionen hinsichtlich thermischer und kostentechnischer Effizienz. Die dabei durchgeführten Variationsrechnungen basieren auf den in AP 5.1.1. erarbeiteten detaillierten Modellen. Die eingesetzten Randbedingungen und Annahmen beruhen auf einem modernen 800 MW-Kraftwerk. Die relevanten Dampfparameter (Drücke, Temperaturen und Massenströme) für den Belade- und Entladedampf stammen aus Systemsimulationen aus AP 4. Als Betriebsweise wurde für die folgenden Berechnungen von einem Beladen in Mindestlast und einem 15-minütigem Entladen in Volllast ausgegangen. Zunächst wurde für variable Drücke des beladenen Speichers die Entladetemperatur sowie Speichervolumen und -masse berechnet, s. Abbildung 92.

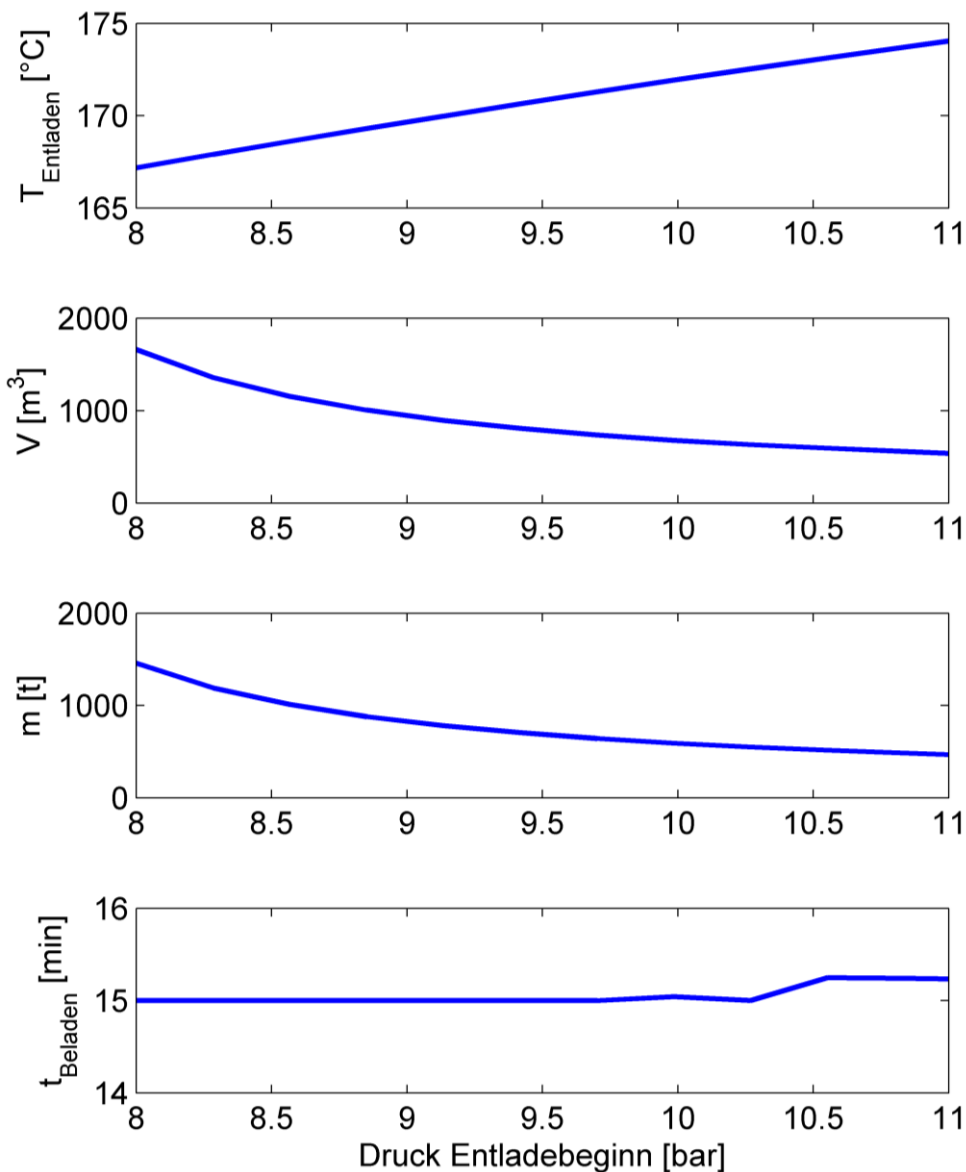


Abbildung 92: Speichertemperatur, -volumen, -masse in Abhängigkeit des Entladedrucks

Aus diesen Berechnungen geht hervor, dass höhere Drücke im Speicher zu Entladebeginn (bzw. höhere Beladeenddrücke) zu geringeren Speichervolumen führen. Der maximale Beladeenddruck ist dabei vom Dampfdruck des Beladestroms begrenzt. Anhand dieser Zahlen wurden die Gesamtkosten des Speichersystems berechnet. Die dargestellten Kosten basieren dabei auf den folgenden Annahmen:

- Anzahl Behälter: 2
- Rohrleitungslänge: 20 m (jeweils für Be- und Entladeleitung)
- Rohrleitungsdurchmesser (Beladen: 0,61 m, Entladen: 0,81 m)
- 1 Ventil je Behälter
- Fundament für liegende Behälter mit $H/D = 5$

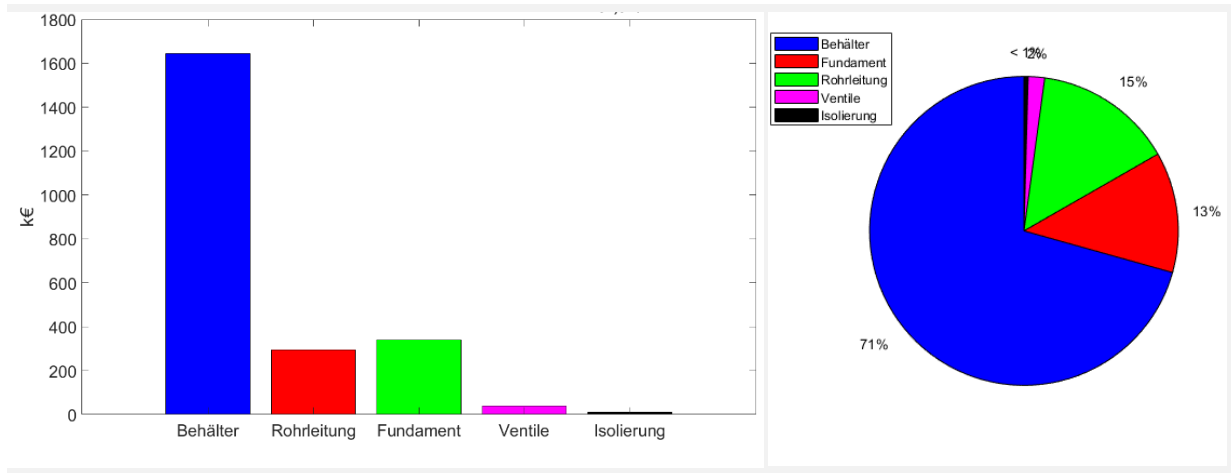


Abbildung 93: Kosten des Gesamtspeichersystems

Bezogen auf die Entladekapazität ergeben sich daraus Kosten für das gesamte Speichersystem von 817 €_{BEC}/kWh_{el,ent.}

Weiterhin wurde das zyklische Verhalten der Speichertemperatur bei mehreren aufeinanderfolgenden Speicherzyklen untersucht. Dabei wurde als Referenz von einem Speichersystem ohne Wärmeverluste ausgegangen. Diese Referenz wurde verglichen mit dem Verhalten des Speichers unter Berücksichtigung der Wärmeverluste bzw. unter Berücksichtigung der thermischen Masse des Stahlbehälters, jeweils mit und ohne installierte Wärmeisolation.

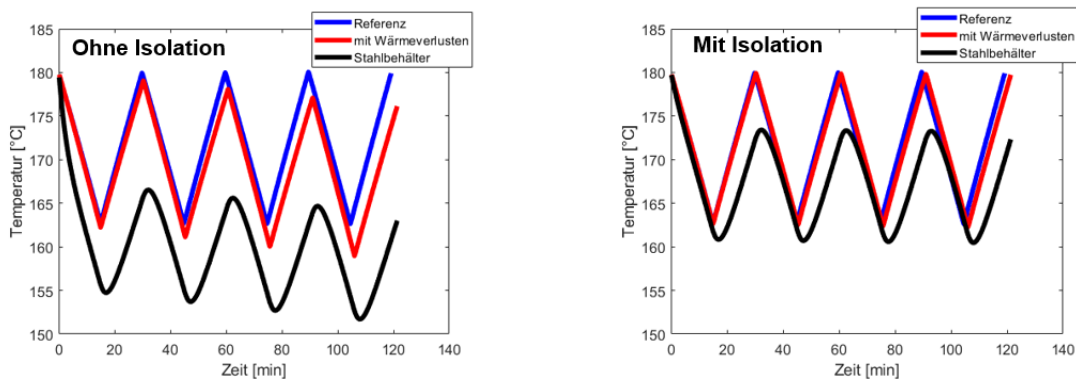


Abbildung 94: Zyklische Temperaturverläufe mit verschiedenen Konfigurationen

Im Fall „ohne Isolation“ kommt zu einem zyklischen Absinken der Speichertemperatur, was in einem länger andauernden Betriebsfall durch externes Zuheizen oder andere Regelmaßnahmen ausgeglichen werden müsste. Eine installierte Wärmeisolation minimiert den Temperaturverlust im Vergleich zum Referenzfall sowie den zyklischen Temperaturverlust wie dargestellt.

Anschließend wurde der Zusammenhang zwischen dem Wasserfüllstand zu Entladebeginn und des benötigten Speichervolumens untersucht, s. Abbildung 95.

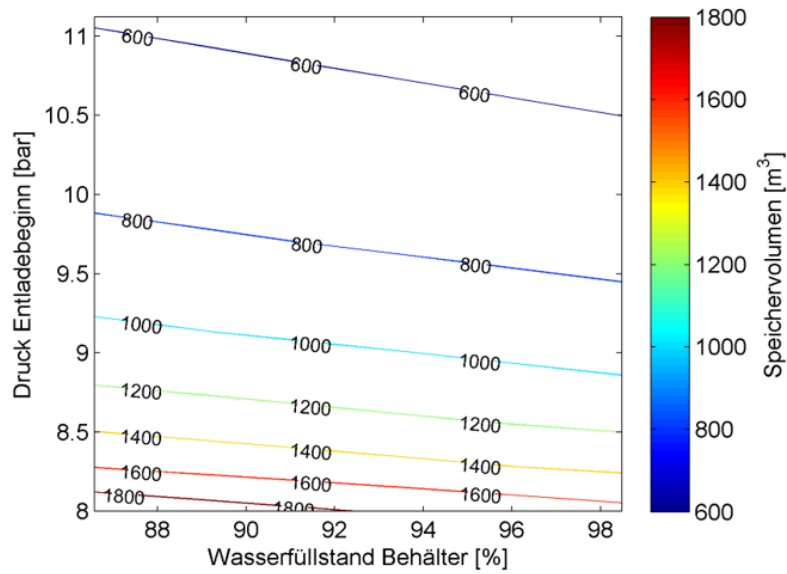


Abbildung 95: Zusammenhang zwischen Wasserfüllstand und Speichervolumen

Eine Verringerung des Speichervolumens kann demnach durch eine Erhöhung des Wasserfüllstandes zum Entladebeginn erzielt werden. Je größer dabei der Druck im Speicher zu Entladebeginn, desto größer der Einfluss des Füllstandes auf das Speichervolumen. Entsprechend ergibt sich auch eine Kostenreduzierung durch Vergrößerung des Wasserfüllstandes.

Abschließend wurden der Einfluss des H/D-Verhältnisses des Speichers auf die Speichertemperaturen und auf die Gesamtkosten des Speichersystems untersucht. Dabei wurde das H/D-Verhältnis des Speichers zwischen 1 und 20 variiert und die Endtemperaturen nach sechs Entladezyklen miteinander verglichen. An den Gesamtkosten ändern sich nur der Anteil am Fundament, da das Speichervolumen unabhängig vom H/D-Verhältnis ist. Die Ergebnisse sind in den folgenden Diagrammen dargestellt, s. Abbildung 96.

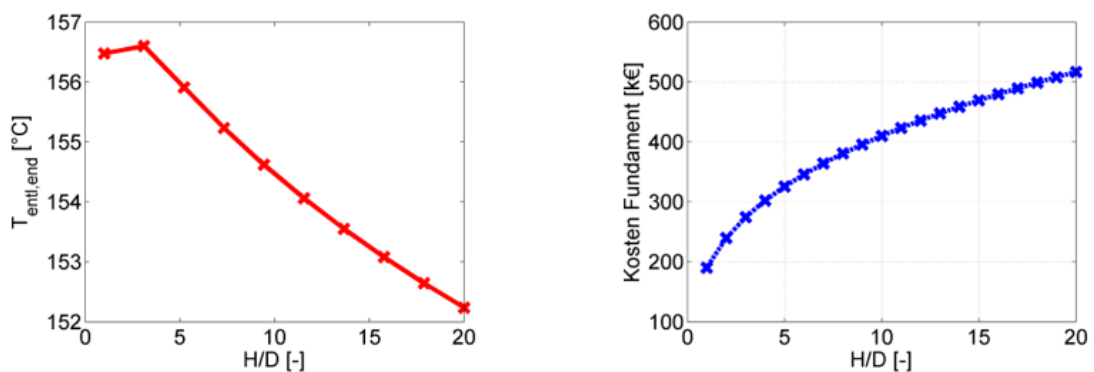


Abbildung 96: Einfluss des H/D Verhältnisses auf Speichertemperatur und Fundamentkosten

Größere H/D Verhältnisse führen demnach zu einer Verringerung der Entladeendtemperatur. Dies ist den höheren Wärmeverlusten aufgrund der zunehmenden Speicheroberfläche geschuldet. Entsprechend steigen auch die Kosten für das benötigte Fundament des Speichers.

II.1.5.2.2. AP 5.2.2 Untersuchung kritischer Entwurfsaspekte

Sensibler Speicher (DLR)

Die in der Vorhabensbeschreibung geplante Durchführung von strömungsmechanischen Untersuchungen zur Strömungsgleichverteilung und konstruktiven Gestaltung des Verteilraums mittels CFD-Simulationen durch das DLR wurden zugunsten der experimentellen Untersuchung von zwei statt einer Wärmespeichertechnologie im Technikumsmaßstab nicht durchgeführt. Zum einen reichen die am DLR vorhandenen Kenntnisse über den vorliegenden Aufbau für die Einschätzung aus, dass die Strömungsgleichverteilung bei den vorliegenden Randbedingungen ausreichend gut ist, so dass dies kein K.O.-Kriterium sein wird. Zum anderen wurden die veranschlagten Personalmittel für die Kompensation des Mehraufwandes bei der Planung, Durchführung und Auswertung der nun zwei Technikumsversuchskampagnen benötigt.

PCM-Speicher (Siemens)

Das entwickelte 1D-Modell des Speichers ermöglicht keine Aussagen über die Strömungsverteilung. Aus diesem Grund wird im Rahmen dieses Arbeitspaketes ein CFD-Modell des Speichers in der Simulationsumgebung ANSYS CFX entwickelt. Es wurden drei verschiedene Analysen durchgeführt:

- Stationäre Modellierung der apparatetechnischen Anbauten in der experimentellen Anlage, um eine möglichst gleichmäßige Strömung zu erreichen.
- Transiente Simulation der experimentellen Anlage und einzelner Kapseln. Ziel dabei ist die genaue Parametrierung des Modells hinsichtlich der Stoffparameter und die Validierung des Modells mit der experimentellen Anlage.
- Transiente Simulation des Speichers in realer Größe: Skalierung des Speichers.

In der ursprünglichen Planung ist davon ausgegangen worden, dass die CFD-Analysen nur für ein Leitkonzept durchgeführt werden. Nachdem im Projekt einen Wechsel von Konzept 4 zu Konzept 3b erfolgte, war es notwendig, die Analysen für beide Konzepte bzw. für beide PCM-Materialien durchzuführen.

Stationäre CFD Analyse

Für den Betrieb der experimentellen Anlage und die Auswertung der Ergebnisse ist eine möglichst gleichförmige Strömung sehr wichtig. Um dies zu ermöglichen wurde eine CFD-Analyse von Einbauten im Behälter durchgeführt. Der genaue Aufbau des Experiments und die Geometrie ist in AP 5.3.1 beschrieben. Als Strömungsverteiler wurden Prallplatten und Lochbleche vorgesehen. Die Geometrie des Behälters wurde zunächst ohne Kapsel vereinfacht in CFX abgebildet. Da die Geometrie in der nachfolgenden Abbildung 97 mit den Ergebnissen der Analyse zu sehen ist, wird an dieser Stelle auf eine zusätzliche Darstellung verzichtet.

Bevor man die Ergebnisse der Analyse darstellen kann, ist es wichtig zu erwähnen, nach welchen Kriterien die Gleichmäßigkeit der Strömung beurteilt wird. Dies erfolgt mit Hilfe eines Index nach Tsinoglou et al. [16] Die folgenden drei Gleichungen beschreiben das Vorgehen.

$$\gamma = 1 - \frac{\omega}{2}; \quad \omega = \frac{\sum \omega_i}{n}; \quad \omega_i = \frac{|u_i - \bar{u}|}{\bar{u}}$$

Dabei ist γ der oben genannte Index, ω ist der Mittelwert aller Fluktuationen der Geschwindigkeit, u betrachtet alle Zellen einer Ebene. Für eine ideal verteilte Strömung ist dieser Index gleich 1. Für die weitere Betrachtung wurde eine Ebene am Anfang der Kapseln im Behälter gewählt.

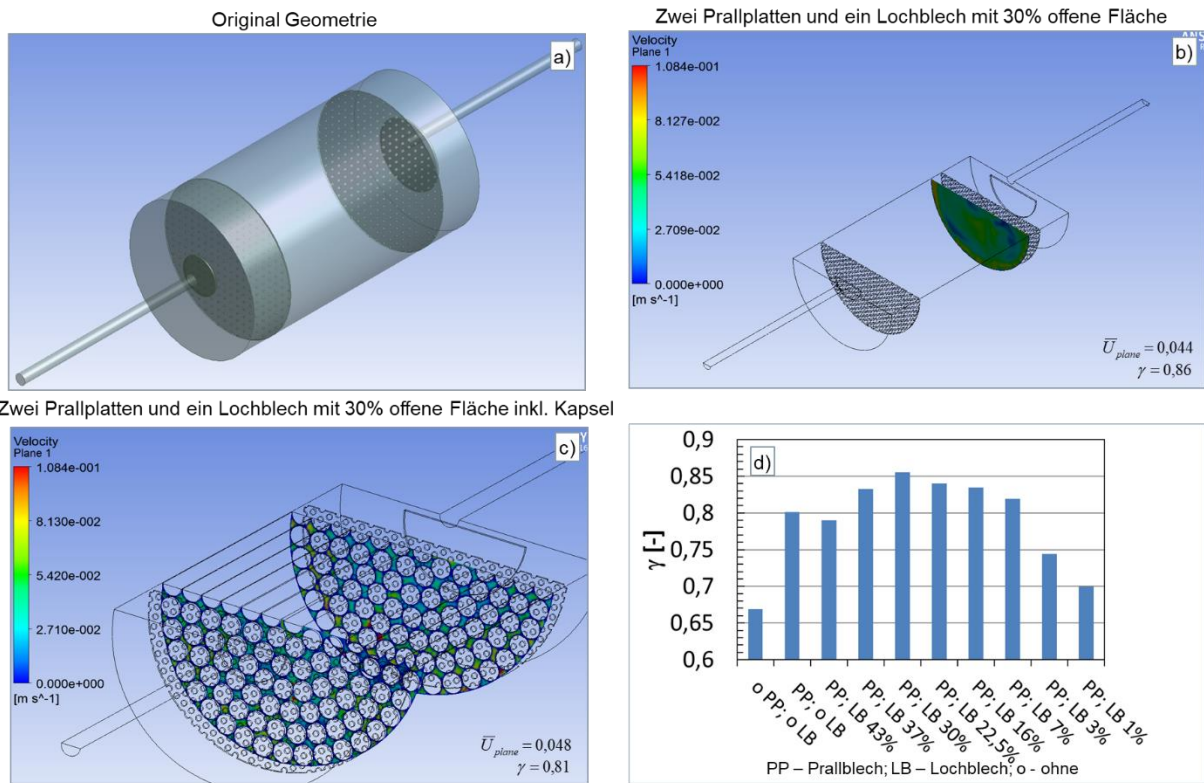


Abbildung 97: Darstellung der stationären CFD-Analysen: a) die in CFX implementierte Geometrie; b) Kombination aus Prallplatte und Lochblech; c) die gleiche Kombination inklusive der Kapseln; d) Zusammenfassung des berechneten Index für alle Kombinationen

Die Analyse zeigt, dass die beste Kombination aus zwei Prallplatten und Lochblechen mit einer 30%igen Freifläche besteht. Damit erreicht man einen Indexwert von 0,86. Diese Kombination wurde daraufhin in die experimentelle Anlage eingebaut. Im nächsten Schritt wurden die Kapseln in der Simulation berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Strömung ungleichmäßiger wird, da die Kapseln aufgrund ihrer Geometrie nicht perfekt über den Behälterquerschnitt verteilt werden können. Nichtsdestotrotz erreicht man Indexwerte höher als 0,8. Aus diesem Grund wird für die transiente Berechnung des Laborbehälters von einer gleichmäßigen Einströmung ausgegangen. Dies ist notwendig, da das stationäre Modell bereits über 10 Millionen Zellen beinhaltet. Eine transiente Rechnung mit so vielen Zellen wird überproportional viel Zeit mit den vorhandenen Rechenkapazitäten benötigen.

Transiente CFD-Analyse des Versuchsbehälters und einzelnen Kapseln

Die stationäre CFD-Analyse beinhaltet lediglich die Strömungsverteilung eines einphasigen Fluids ohne Einfluss der Temperatur bzw. der Wärmeübertragung. Es handelt sich um bekannte Phänomene und benötigt somit keine Validierung. Bei den transienten CFD-Analysen spielen zusätzliche Faktoren, wie die Wärmeleitfähigkeit, Wärmekapazität und Schmelzenthalpie des PCM eine entscheidende Rolle.

Die Implementierung in CFX erfolgte über „User Defined Functions“. Dadurch war es möglich, die in AP 5.1.1 und 5.1.2 beschriebenen Stoffwerte direkt in dem CFX-Code zu implementieren. Weiterhin wurde das gleiche Verfahren zur Implementierung der Schmelzenthalpie mit Hilfe von der effektiven spezifischen Wärmeleitfähigkeit genutzt. Bevor man mit den CFD-Analysen im realen Maßstab beginnen kann, muss gewährleistet sein, dass die Implementierung der Stoffdaten in CFX erfolgreich war. Dies wurde in zwei Schritten validiert. Als erstes wurden einzelne Kapseln berechnet und mit den Ergebnissen aus dem 1D-Modell verglichen. Dieser Schritt erlaubt eine erste Validierung der Stoffdaten aber noch keine Validierung der Energiebilanz des Modells. Deswegen wurde zusätzlich ein Vergleich der CFD-Rechnung mit den Ergebnissen der experimentellen Anlage durchgeführt. Man kann nicht nur die Temperaturverläufe, sondern viel wichtiger auch die Energiebilanzen abgleichen. Als Beispiel zeigen die Abbildung 98 und die Abbildung 99 den Vergleich mit LiNO_3 als PCM. Dafür wurde der Behälter inklusive der Kapseln abgebildet. Anschließend wurde die Temperatur des einströmenden Fluids genauso eingestellt, wie in dem Experiment. Abbildung 98 zeigt plakativ die Ergebnisse einer Beladung des Speichers, einen Abgleich der Energiebilanz und den Temperaturverlauf. Es ist deutlich zu sehen, dass der Temperaturverlauf und die Energiebilanz sehr gut übereinstimmen. Dadurch ist die Validierung der Implementierungsvorgehensweise abgeschlossen.

Die Validierung von LiNO_3 hat zusätzlich gezeigt, dass die mit Hilfe der Einzelkapselexperimente, verglichenen Modellparameter auch mit den Ergebnissen der experimentellen Anlage sehr gut übereingestimmt haben. Für Konzept 3b wurde p-Toluylsäure als PCM genutzt. Für dieses PCM wurde die Validierung mit Hilfe der Einzelkapselexperimente im Ofen durchgeführt (s. AP 5.3.2).

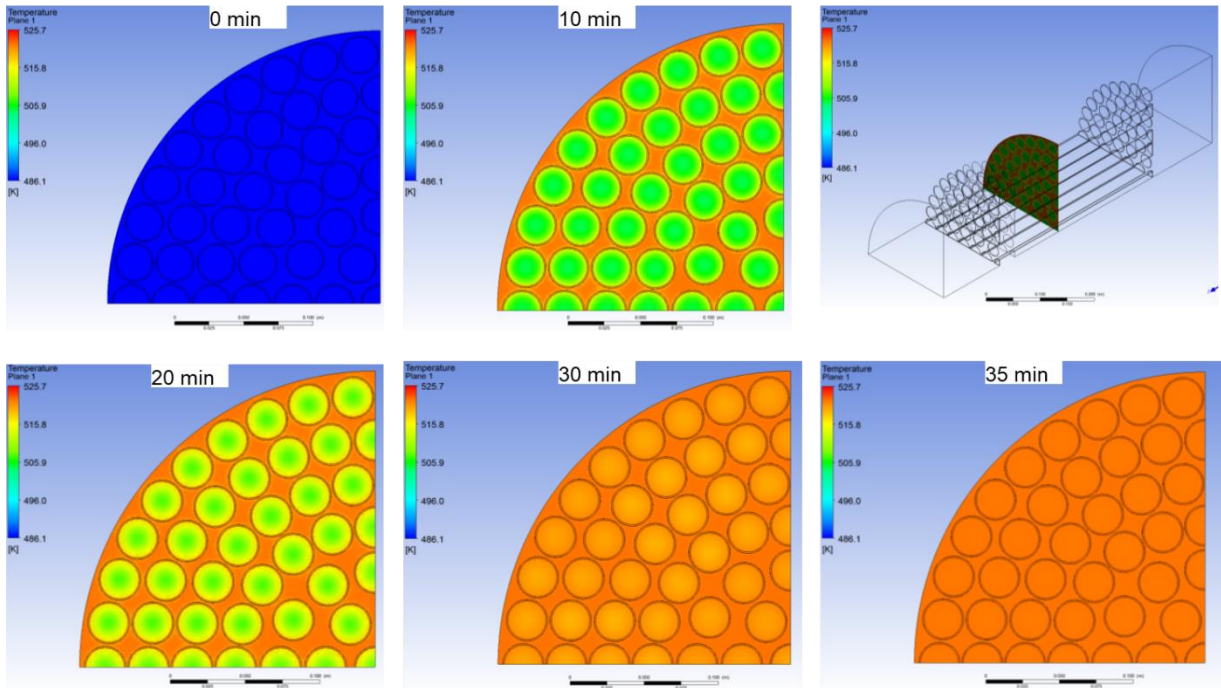


Abbildung 98: Plakative Darstellung der Temperaturverteilung im Versuchsbehälter während der Beladung für LiNO_3 als PCM

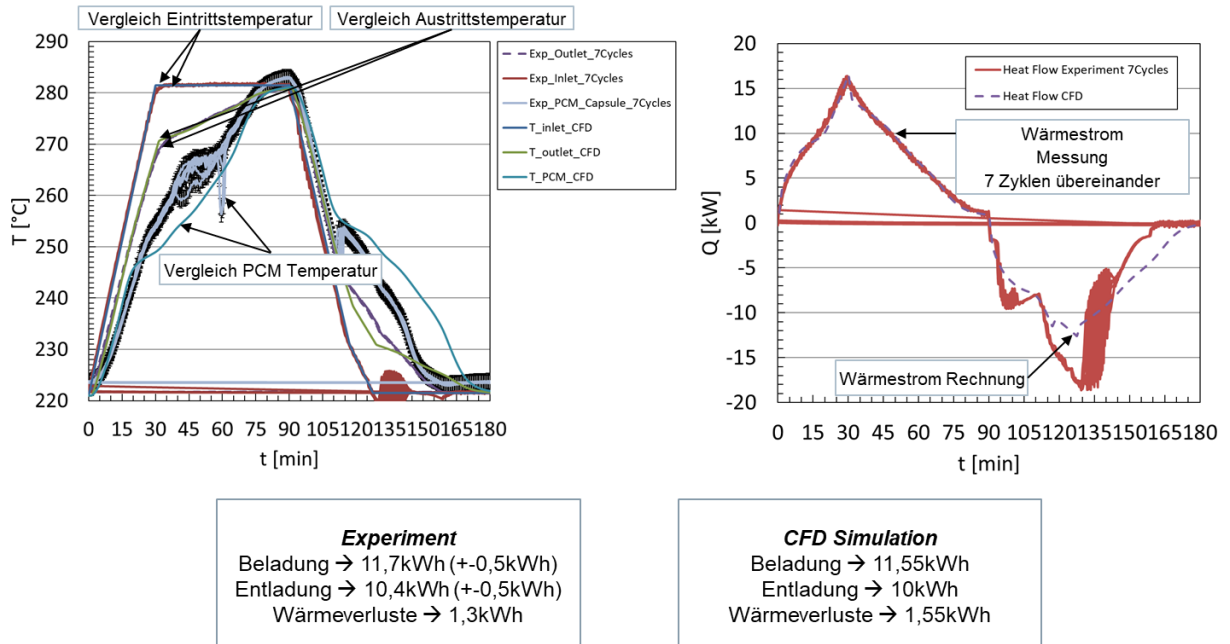


Abbildung 99: Vergleich der Energiebilanz, Ein- und Austrittstemperatur des Behälters und die mittlere PCM Temperatur

Transiente CFD Simulation des Speichers in realer Größe – Skalierung des Speichers

Die Komplexität des CFD-Modells für die experimentelle Anlage kann nicht auf einen großen Behälter mit zehntausenden Kapsel übertragen werden. Anstatt jede Kapsel aufzulösen, werden alle Kapsel als poröse Körper abgebildet. Die Vorgehensweise ähnelt die des 1D-Modells in AP5.1.1 mit dem Unterschied, dass das CFD-Modell zusätzlich die Strömungsverteilung im Speicher abbilden kann. Als Validierung wurde das „Poröse-Körper-Modell“ auch mit der experimentellen Anlage verglichen. Die Abbildung 100 zeigt den Vergleich.

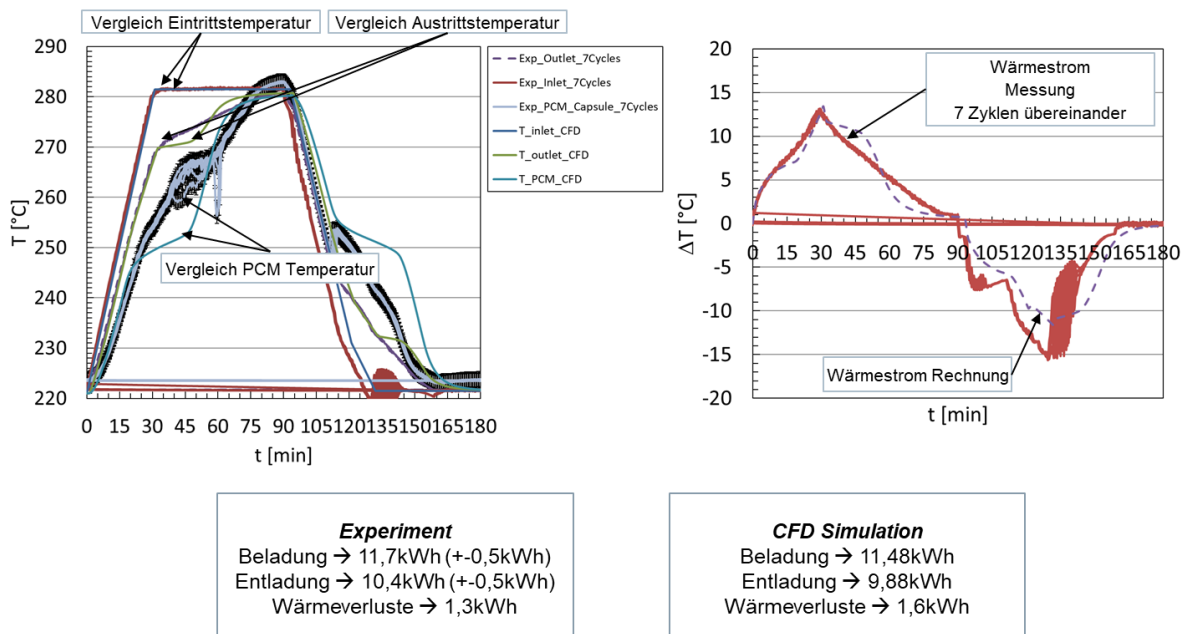


Abbildung 100: Vergleich der Energiebilanz, Ein- und Austrittstemperatur des Behälters und die mittlere PCM Temperatur

Die Energiebilanz vom „Poröse-Körper-Modell“ stimmt weiterhin sehr gut mit der experimentellen Anlage überein. Der Temperaturverlauf vom Austritt und die PCM-Temperatur zeigen ähnlich Verläufe allerdings mit einer schlechteren Qualität im Vergleich zu dem vorherigen Modell. Der Grund dafür liegt in den Vereinfachungen des Modells. Nichtsdestotrotz ist die Vorhersagequalität ausreichend für die weiteren Analyse.

Als nächster Schritt wurden folgende Gleichungen im Modell implementiert:

- Wärmeübertragungskoeffizient für die Verdampfung nach Zhang et al. [17]
- Wärmeübertragungskoeffizient für die Kondensation nach Clement et al. [18]
- Zwei-phasen Druckverlust durch poröse Körper nach Jamialahmadia, M. et al. [19]
- Stoffdaten von Wasser bei dem gewünschten Druck und Temperatur inklusive die Verdampfungsenthalpie. Die Stoffdaten dafür wurden aus NIST Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database (REFPROP) entnommen.

Von der genauen Beschreibung der Gleichungen wird an der Stelle abgesehen, sondern auf die Quellen verwiesen. In AP5.2.1 wurden die Anzahl der Behälter für die Leitkonzepte über die

Speicherzeit aufgetragen, s. Abbildung 91. Es ist ersichtlich, dass die Skalierung der Speicherzeit über die Anzahl an Behälter erfolgt, um die Kosten optimal zu halten. Die Intension war es, die Größe der einzelnen Behälter nicht überproportional groß zu wählen. Konzept 3b wurde seitens der Betreiber als am vielversprechendsten ausgewählt und deshalb werden im Folgenden zunächst die Ergebnisse für Konzept 3b dargestellt. Es wurde ein Behälter mit einem Durchmesser von 5 m und einem Volumen von 128 m³ gerechnet, was einem 15 min Speicher entspricht. Es bestehen Möglichkeiten, das Wasser in CFX inklusive Verdampfung abzubilden. Die Verdampfung in einem so großen Behälter richtig abzubilden, würde bedeuten, dass man jede Kapsel und deren Platz abbildet, was wie bereits beschrieben nicht möglich ist. Weitere Möglichkeiten von CFX benötigen Inputdaten wie Anzahl an Keimbildungsstellen etc. Da solche Informationen nicht vorhanden sind, wurde in diesem Projekt der Versuch gestartet, das Wasser einphasig zu modellieren, die Verdampfungsenthalpie als effektive Wärmekapazität abzubilden und die Wärmeübertragung und den Druckverlust wie oben beschrieben zu implementieren. Diese Vorgehensweise hat auch einen Nachteil. Um die Massenerhaltung zu bewahren, muss so viel Wasser im System einströmen, wie Dampf durch die Verdampfung während der Entladung herausströmt. Da im Ruths-Speicher während der Verdampfung keine Einströmung vorhanden ist, wurde im CFD-Modell die Einströmung als gleichmäßig verteilte Strömung angenommen. Der Austritt aus dem Behälter wurde zunächst als gleichmäßig verteilte Strömung, aber auch unter Berücksichtigung eines Austrittsrohres mit zwei verschiedenen Durchmessern (2m und 0,4m) abgebildet. Das Ergebnis ist in Abbildung 101 dargestellt.

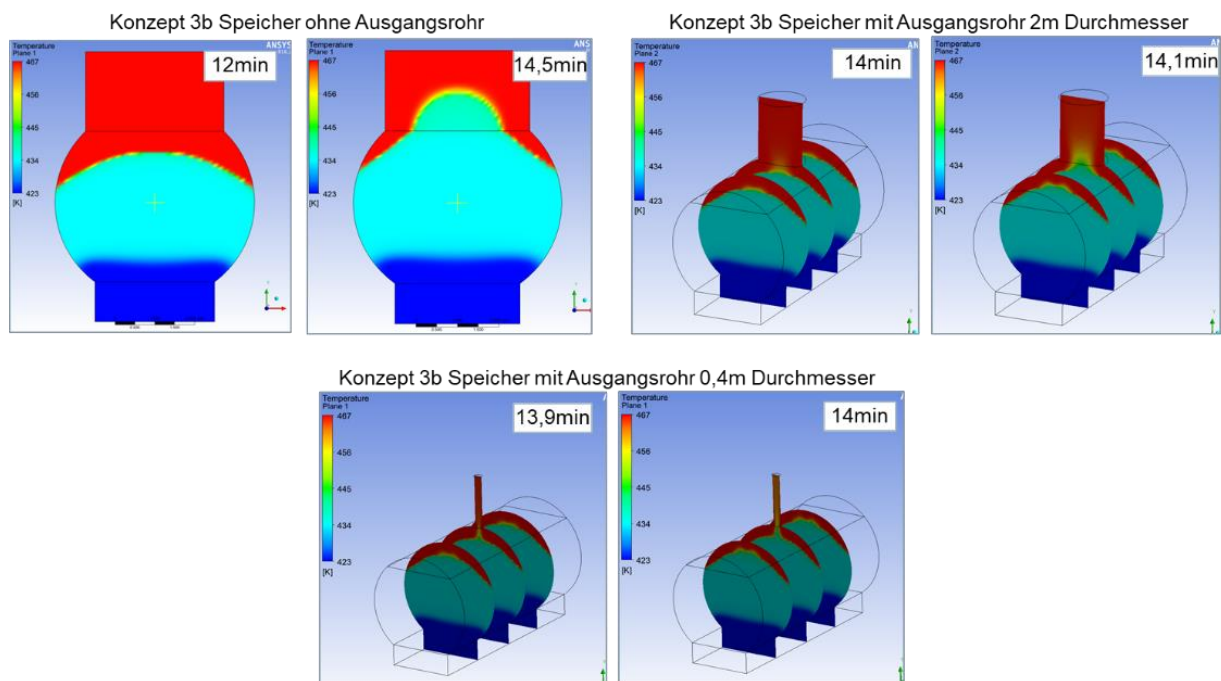


Abbildung 101: Entladung eines 15min PCM-Ruths-Speichers mit und ohne Austrittsrohre für Konzept 3b.

Die CFD-Analyse hat im Großen und Ganzen die Berechnung des 1D-Modells bestätigt. Aufgrund nicht idealer Strömung reduziert sich die berechnete Ausspeicherdauer von 15 min auf 14,5 min.

Das Austrittsrohr kann die Ungleichmäßigkeit der Strömung erhöhen und somit die Ausspeicherdauer ungünstig beeinflussen, wodurch die Ausspeicherdauer auf 14 min sinkt. Nichtsdestotrotz ist der Einfluss relativ gering. Da die Verdampfung und Kondensation in einem porösen Körper sehr von der Porosität und deren Verteilung abhängt, muss das entwickelte Modell verifiziert werden. Dies kann nicht in Rahmen des Projektes erfolgen, da die experimentelle Anlage mit Thermoöl betrieben wird. Als Ausblick wird an der Stelle empfohlen, dieses Modell mit einer experimentellen Anlage mit Wasser als Wärmeträger zu validieren. Dafür wird voraussichtlich ein beträchtlicher Aufwand benötigt, aber dieser Schritt sollte vor der Planung eines möglichen Demonstrators unbedingt erfolgen.

Die Beladung des Speichers ist auch ein wichtiger Aspekt. Je nach Temperaturniveau des Wasserdampfes und der Schmelztemperatur des PCM kann es sein, dass man mehr Zeit für die Beladung des Speichers benötigt. Die Ergebnisse der Beladung für Konzept 3b sind, dass man nur geringfügig mehr Zeit für die Beladung benötigt, s. Abbildung 102.

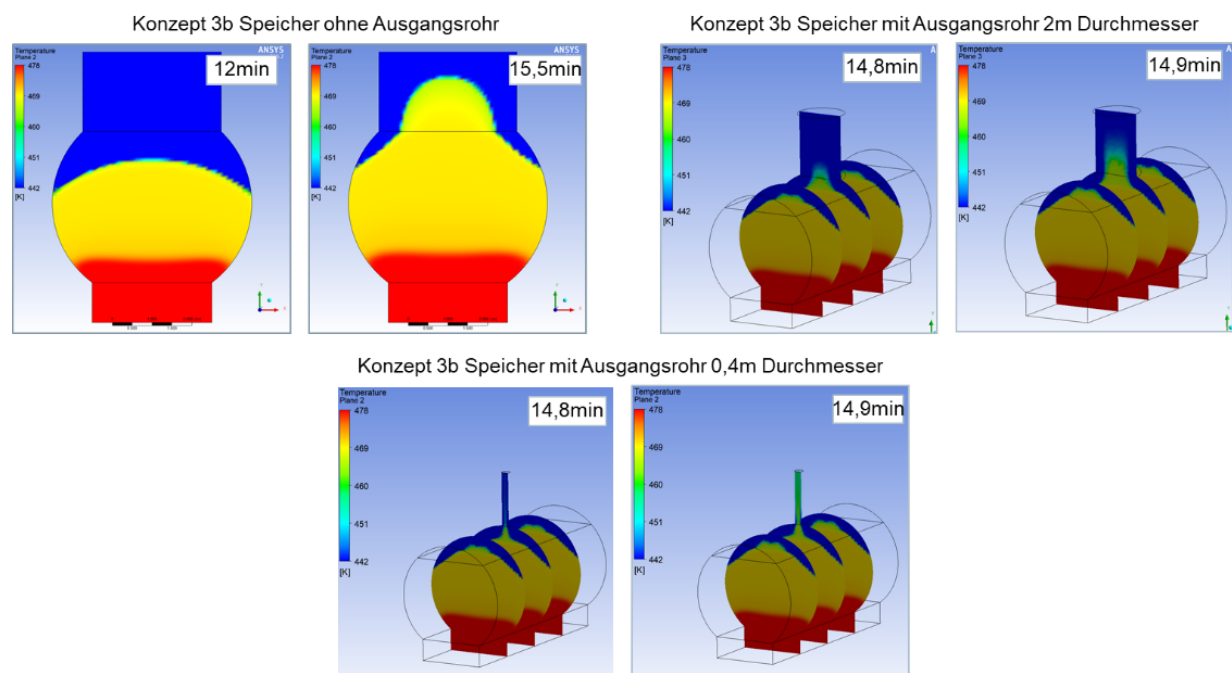


Abbildung 102: Beladung eines 15 min PCM-Ruths-Speichers mit und ohne Austrittsrohre für Konzept 3b. Diese Erkenntnisse fließen in die Kostenermittlung in AP5.5.2 ein.

II.1.5.2.3. AP 5.2.3: Optimierung der Entwurfsoptionen durch Systemsimulationen aus AP4

Feststoffspeicher (DLR)

Mit Hilfe des detaillierten Speichermodells aus AP5.1.1 und des in AP5.1.2 beschriebenen parametrierbaren und systemtauglichen Speichermodells wurden zusammen mit AP4 (LUAT) Simulationsstudien zum Feststoffspeicher (Konzept 6) durchgeführt, um in einem iterativen Prozess zwischen Kraftwerk und Speicherkomponente eine wechselseitige Optimierung hinsichtlich systemischer Performance und spezifischer Speicherkosten zu erzielen. Aufgrund von zusätzlichen experimentellen Erkenntnissen zur Temperaturstabilität von Basalten (s. AP5.4) erfolgten die Optimierungsarbeiten für eine favorisierte kommerzielle Wabe, die neben der notwendigen Hochtemperaturtauglichkeit auch die im Vorfeld identifizierten geometrischen Charakteristika aufwies.

Zusammen mit aktualisierten Kostenmodellen, den durch den iterativen Prozess bedingten systemisch instationären Speichereintrittsgrößen (Temperatur und Massenstrom) sowie den bereits beschriebenen übergeordneten Randbedingungen (Entladedauer, Be-/Entladeleistungen) ergaben sich im Vergleich zu den Ergebnisse aus AP5.2.1 leicht/moderat angepasste Entwurfsoptionen. Zentrale Ergebnisse für eine favorisierte und iterativ optimierte Lösung werden in Abbildung 103 dargestellt.

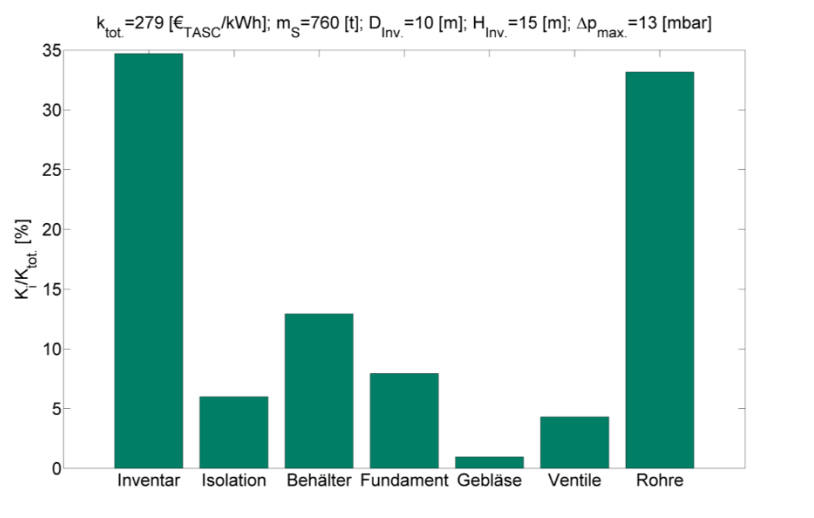


Abbildung 103: Investitionskostenstruktur für die favorisierte und iterativ systemisch optimierte Entwurfslösung (Wabeninventar) für Konzept 6 (spezifische Investkosten für MinLast-VollLast)

Im Vergleich zu den Ergebnissen aus AP5.2.1 (s. Abbildung 87) wird deutlich, dass die systemisch optimierte Entwurfslösung leichte Anpassungen hinsichtlich Speichermasse, Druckverluste und Behältergeometrie aufweist. Moderate Unterschiede zeigen sich vor allem in den ermittelten Speicher-Investitionskosten, die aufgrund erhöhter Anforderungen (zulässiger Temperaturabfall, instationäre Randbedingungen) mit einem Anstieg von 4,3 Mio. € auf 5,7 Mio. € einhergehen. Im Gegensatz dazu zeigen die spezifischen Speicher-Investitionskosten eine moderate Abnahme von

325 €/kWh_{el} auf 279 €/kWh_{el} bei MinLast-VollLast bzw. von 215 €/kWh_{el} auf 186 €/kWh_{el} bei VollLast-VollLast. Grund hierfür sind u.a. die durch die iterativen Optimierungsstudien erzielten systemischen Verbesserungen (z. B. Entladeleistung), die so eine Überkompensation der erhöhten absoluten Investitionskosten erzielen.

Flüssigsalzspeicher (DLR)

Analog zum Feststoffspeicher wurde auch die Auslegung für den Flüssigsalzspeicher iterativ optimiert. Die Ergebnisse der finalen Kostenberechnung sind im Rahmen des AP5.5.2 zusammengefasst. Im Vergleich zu den Ergebnissen aus AP5.2.1 hat sich vor allem das Optimum von 2h auf 1h verschoben. Grund war die Wirtschaftlichkeitsrechnung aus AP2. Hierdurch haben sich auch die optimalen Temperaturen im Speicher verändert. Auch wurde mit einer kürzeren Salzleitung gerechnet, weil aus der Aufstellungsplanung aus AP6 die Längen final abgeschätzt werden konnten. Durch die veränderte optimale Speicherdauer gab es auch leichte Anpassungen hinsichtlich Speichermasse und Wärmeübertrager. Die Systemsimulationen aus AP4 hatten nur sehr geringe Auswirkungen auf die finalen Ergebnisse.

PCM-Speicher (Siemens)

Die Ergebnisse dieses Arbeitspaketes fließen in den Arbeiten des AP 5.2.2 und wurden dort beschrieben. Während des Projekts war es nötig zusätzliche PCM zu untersuchen. Diese wurden in dem CFX-Modell implementiert. Anstatt für ein Leitkonzept wurden die Berechnungen für zwei Leitkonzepte durchgeführt - Konzept 4 und Konzept 3b.

II.1.5.3. AP 5.3: Experimentelle Untersuchung kritischer Designaspekte einer vielversprechenden Entwurfsoption

Ziel der Arbeiten des DLR war hier die Qualifizierung der Aufbaukonzepte für den Feststoffspeicher im Rauchgasstrang (Konzept 6) sowie für einen Flüssigsalzspeicher mit Füllmaterialien (Konzept 2). Die Arbeiten von Siemens bezogen sich auf einen mit PCM-Kapseln gefüllten Ruths-Speicher (Konzept 3b).

II.1.5.3.1. AP 5.3.1: Vorbereitung Teststand

Sensibler Speicher (DLR)

Feststoffspeichertechnologie (Konzept 6)

Der zur Verfügung stehende Teststand für die Feststoffspeichertechnologie war die Großanlage HOTREG in Stuttgart. Ziel der Arbeiten an dieser Forschungsanlage im Rahmen von FLEXI-TES ist die Demonstration eines Feststoffwärmespeichers im Rauchgaspfad eines Steinkohlekraftwerks (Konzept 6). Der experimentelle Aufbau ist in Abbildung 104 dargestellt. Als Wärmeträger wird

Luft eingesetzt. Das Inventar mit einem Gesamtgewicht von ca. 3 t sind Wabenkörper aus dem Material FK2, vgl. hierzu auch AP5.4, welche mit einem Durchmesser von rund 1,5 m in sechs Lagen auf eine Gesamthöhe von 1,8 m gestapelt wurden. Die Innenisolierung mit einer gemittelten Dicke von 100 mm wurde mit Keramikfasermatten mit einer max. Daueranwendungstemperatur von 1600 °C ausgeführt. Diese Matten sind Säuren und Alkalien gegenüber widerstandsfähiger als konventionelle Aluminium-Silikat-Fasermatten.

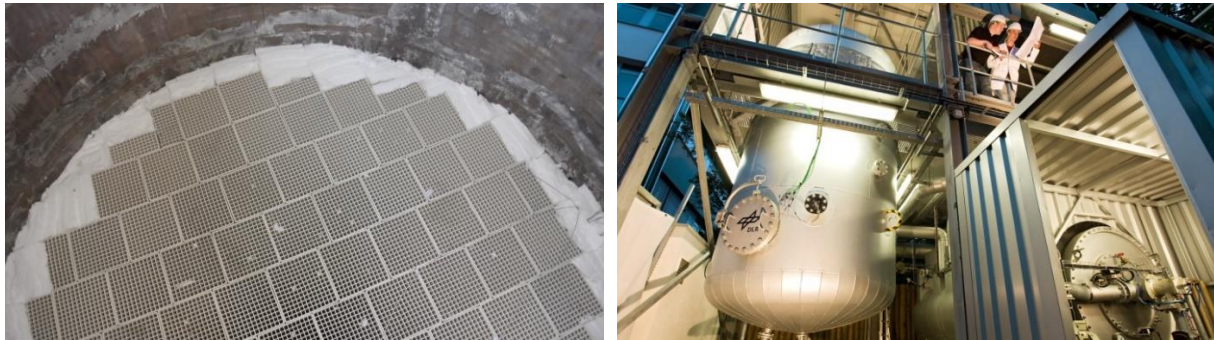


Abbildung 104: Experimenteller Aufbau – Technikumsanlage HOTREG

Zur exakten Bestimmung der Prozesstemperaturen wurde der Innenraum der Speichereinrichtung mit insgesamt 35 Thermoelementen (TE) vom „Typ K“ ausgestattet, die innerhalb und in der Nähe des Speichermaterials platziert wurden. Sieben Messebenen mit je fünf TE befanden sich über die gesamte Inventarlänge. Weiterhin waren zwei Messebenen mit je vier TE innerhalb der Isolierung platziert, vgl. Abbildung 105. Die Ebenen 2 bis 6 befanden sich innerhalb des Inventarmaterials und die Ebenen 1 und 7 unmittelbar drunter bzw. drüber. Die TE jeder Ebene wurden kreisförmig innerhalb des Inventars verteilt.

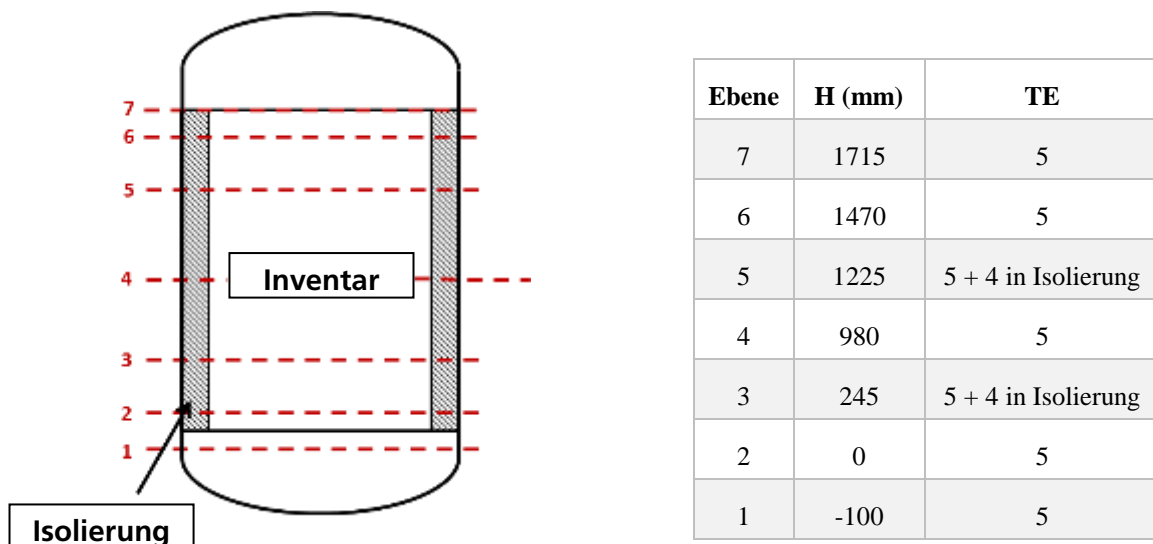


Abbildung 105: Messtechnischer Aufbau – Technikumsanlage HOTREG

Der Druckabfall der Luft entlang des Bettes wurde durch den Differenzdruck zwischen Ebene 7 und Ebene 1 gemessen. Der Differenzdrucksensor hat einen Bereich von -500 Pa bis 500 Pa mit einem Messfehler von 0,5 %.

Flüssigsalzspeichertechnologie (Konzept 2)

Der zur Verfügung stehende Teststand für die Flüssigsalzspeichertechnologie war die Großanlage TESIS in Köln. Ziel dieser Forschungsanlage ist die Demonstration eines Eintankschichtspeichers mit Füllmaterialien zur thermischen Energiespeicherung. Hierbei werden folgende Forschungsthemen vertieft: Wärme- und Stofftransport, Thermomechanik, Materialverträglichkeit, Verfahrenstechnik, Skalierung und Systemintegration. Der experimentelle Aufbau ist in Abbildung 106 dargestellt. Als Wärmeträger wurde Solar Salt (60 wt% NaNO₃, 40 wt% KNO₃) eingesetzt. Der Füllstoff war Basaltstein (~20 t) mit einer Korngröße von 8 bis 11 mm. Bei den Betriebstemperaturen von 290 und 560 °C und 4 kg/s ergibt sich eine Speicherleistung von ungefähr 1,7 MW_{th}. Die Körbe waren jeweils vertikal als auch radial mit Thermoelementen bestückt.

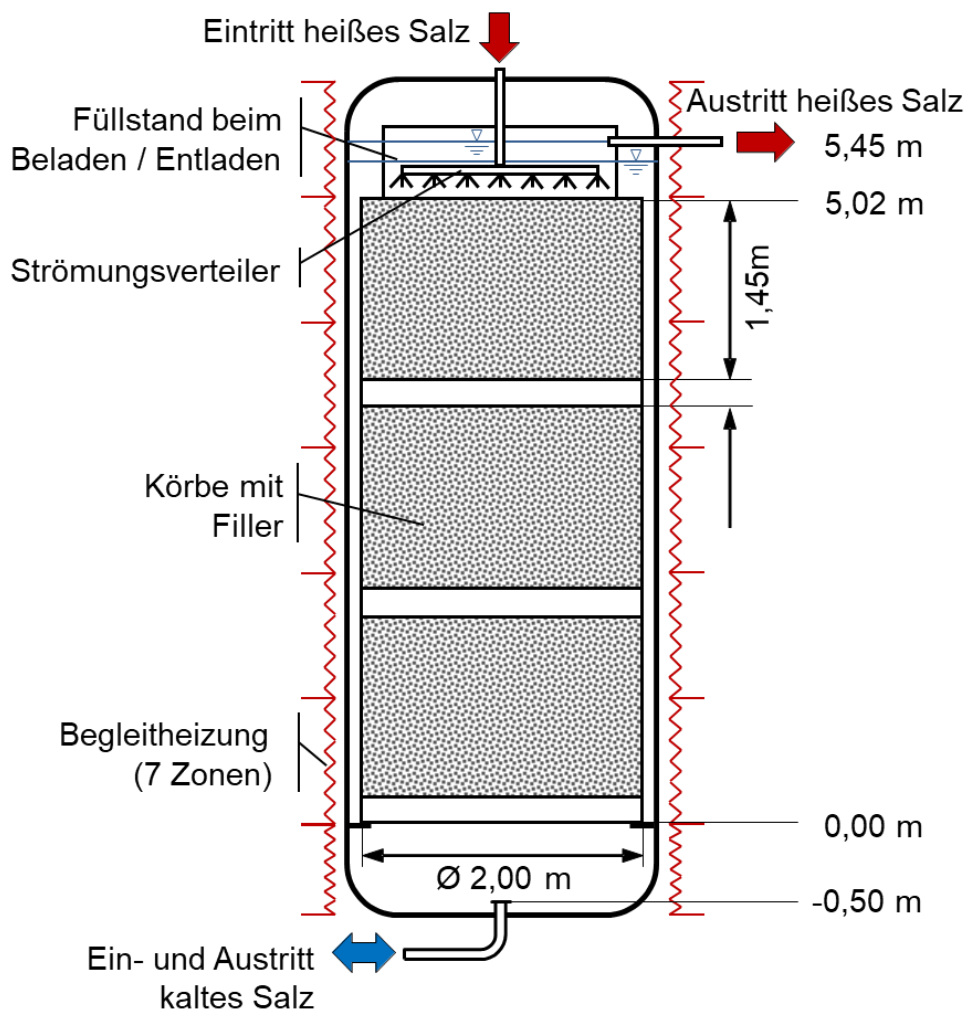


Abbildung 106: Experimenteller Aufbau des Thermocline-Filler-Versuchs – Technikumsanlage TESIS

Folgende Darstellungen in Abbildung 107 zeigen die Vorbereitung des TESIS-Teststandes für die Thermocline-Versuche.



Abbildung 107: Vorbereitung des Thermocline-Filler-Versuchs – Technikumsanlage TESIS: Einheben eines Versuchskorbes gefüllt mit Basaltgestein (links), Basaltsteinschüttung in den Versuchskorben (rechts oben), Positionierung des Versuchskorbes während des Einhebens in den Versuchsbehälter (rechts unten)

PCM-Speicher (Siemens)

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wurde eine bestehende Anlage für das Projekt von Siemens umgebaut. Die Erkenntnisse aus dem Umbau wurden für die Validierung von den 1D- und CFD-Modellen genutzt und wurden bereits beschreiben.

Für die Umbaumaßnahmen wurden die Verrohrungen und der Behälter der alten Anlage entfernt. Anschließend erfolgte ein neues Design der Anlage, inklusive eines neuen Messkonzepts, das die Genauigkeit der Aussagen deutlich verbessert. Das bis dahin genutzte Massendurchflussmessgerät wurde durch ein deutlich genaueres Coriolis-Messgerät ersetzt. Zusätzlich wurden weitere Thermoelemente im Behälter platziert. Die Thermoelemente wurden mit Schutzrohren von unten in den Behälter eingeführt. Dadurch ist man in der Lage die PCM-Kapseln von oben zu schichten, ohne dabei die Thermoelemente zu entfernen. Einen Überblick über die Umbaumaßnahmen in verschiedenen Stadien ist in der Abbildung 108 zu sehen.

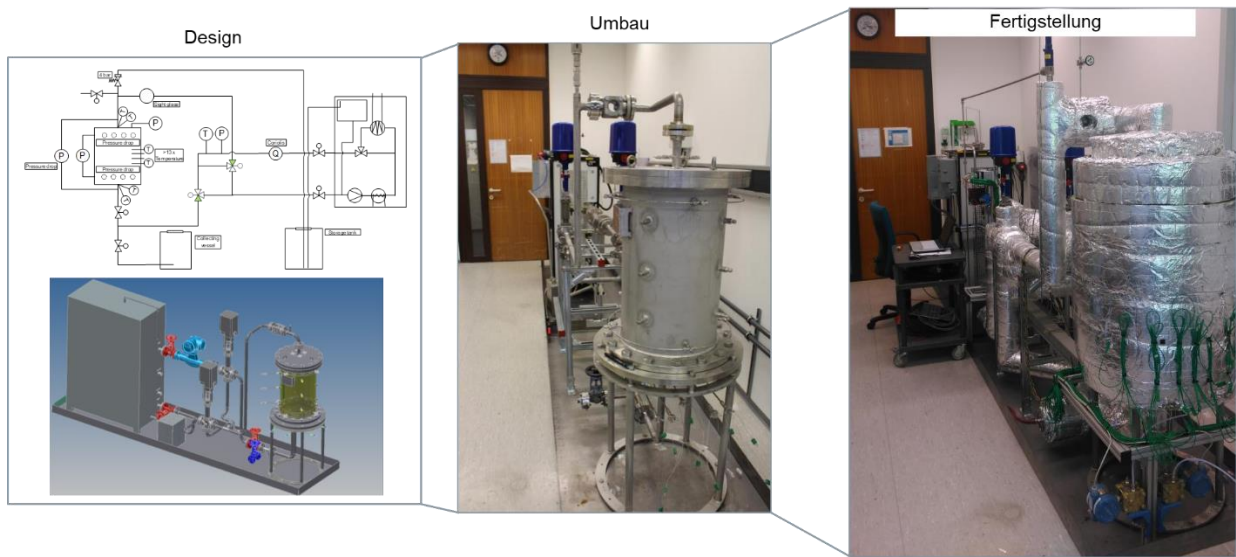


Abbildung 108: Plakative Darstellung der Umbaumaßnahmen der experimentellen Anlage

Nach Fertigstellung der Anlage erfolgte die Inbetriebnahme, um mögliche Messfehler oder Funktionsstörungen auszuschließen. Dabei wurde die Anlage mit Hilfe des Thermostaten auf konstante Temperatur aufgeheizt und die Temperaturverteilung im Behälter gemessen. Als Nächstes erfolgte ein Vergleich der gemessenen Wärmeverluste nach zwei Methoden:

1. Bestimmung über Massenstrom und Temperaturunterschied.
2. Bestimmung über die Temperaturabklingkurve.

Der Abgleich der beiden Versuche hätte falsche Temperaturmessstellen oder eine falsche Massenstrommessung aufgezeigt. Die Abbildung 109 und die Abbildung 110 zeigen die ermittelten Wärmeverluste und einen Vergleich der Abhängigkeit vom Massenstrom.

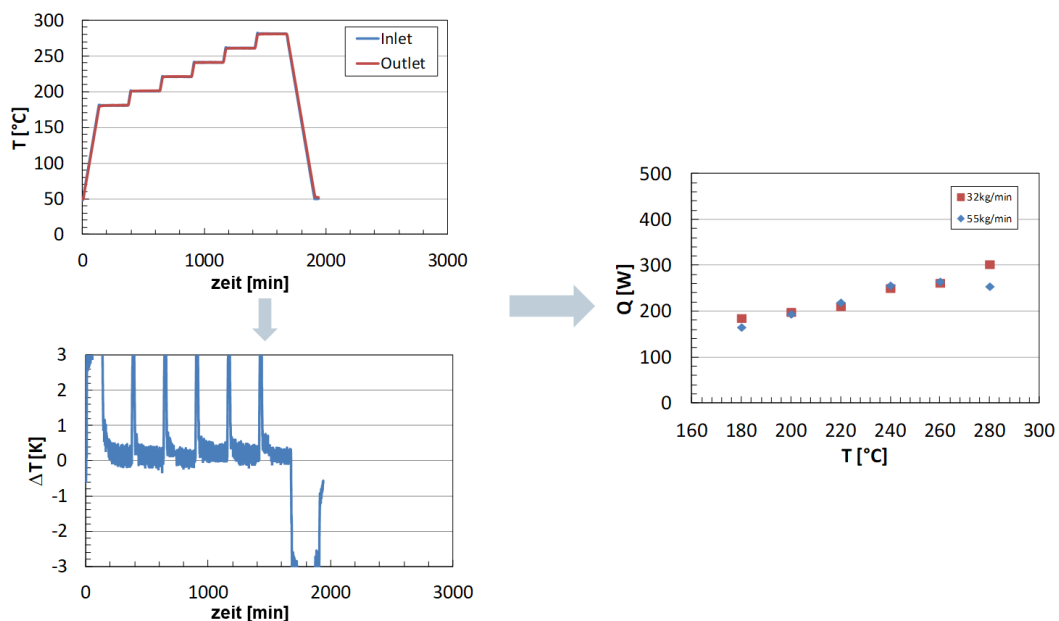


Abbildung 109: Ermittlung der temperaturabhängigen Wärmeverluste über ΔT und Massenstrom.

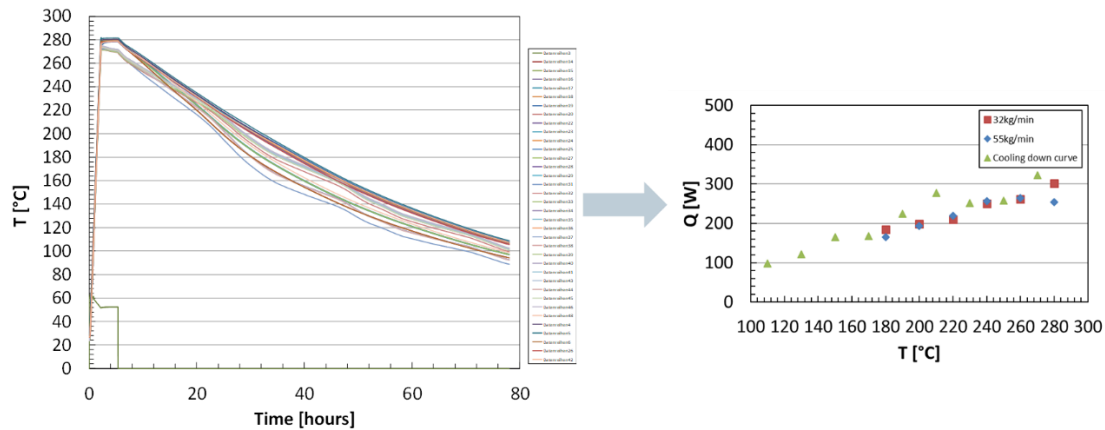


Abbildung 110: Ermittlung der temperaturabhängigen Wärmeverluste über Temperaturabklingkurve und Vergleich der Ergebnisse.

Die Übereinstimmung der ermittelten temperaturabhängigen Wärmeverluste ist sehr gut und im Vergleich der zu erwartenden Leistung der Anlage gering. Das führt zu einem Gesamtwärmeverlust des Speichers (Be- und Entladung) von ca. 10 %. Das wird in AP 5.3.2 beschrieben.

II.1.5.3.2. AP 5.3.2: Experimentelle Untersuchung & Validierung

Sensibler Speicher (DLR)

Feststoffspeichertechnologie (Konzept 6)

Fokus der experimentellen Untersuchungen waren Validierungssimulationen zum erarbeitenden Leitkonzept auf Grundlage des ermittelten Speicherinventars sowie die Identifikation von entwurfskritischen Aspekten. Hierzu wurde das im Rahmen des Projekts erarbeitete thermische Speichermodell genutzt, das hinsichtlich versuchsanlagenspezifischer Effekte erweitert wurde. Diese modelltechnischen Erweiterungen umfassen zum einen eine detaillierte Abbildung des Wärmedämmungsaufbaus, zum anderen die Berücksichtigung von Wärmeverlustpfaden bedingt durch interne Stützstrukturen am Linerblech innerhalb der heißseitigen Verteilerhaube.

Die Validierungssimulationen erfolgten anhand einer im Vorfeld definierten Versuchsreihe (siehe Tabelle 22), wobei eine thermische Ähnlichkeit in Bezug auf großmaßstäblich ausgelegte Speicher angestrebt wurde. Die gemessenen zeitabhängigen Speichereintrittsgrößen (Massenstrom, Temperatur) wurden als Randbedingungen für das erweiterte thermische Speichermodell genutzt. Die in der Versuchsmatrix gewählten Be- und Entladedauern entsprechen dabei den maximal möglichen Zeiträumen, in denen der Speicherbesatz durchströmt wird. Durch An-/Abfahrprozesse innerhalb der Technikumsanlage bzw. durch sicherheitstechnische Restriktionen liegen zum Teil geringere Be- bzw. Entladedauern vor.

Tabelle 22: Versuchsreihe – Technikumsanlage HOTREG

V	Beladung			Entladung		
	Massenstrom	Temperatur	Zeit (max.)	Massenstrom	Temperatur	Zeit (max.)
1	675 kg/h	580 °C	148 min	720 kg/h	100 °C	148 min
2	675 kg/h	645 °C	148 min	720 kg/h	100 °C	148 min
3	509 kg/h	580 °C	120 min	509 kg/h	87 °C	120 min
4	360 kg/h	645 °C	296 min	720 kg/h	100 °C	148 min

Detaillierte Ergebnisse zu den resultierenden örtlichen und zeitlichen Temperaturprofilen im Speicherbett als auch innerhalb der Verteilerhauben werden in den folgenden Darstellungen (Abbildung 111 bis Abbildung 114) für alle Versuche (V) dargestellt. Soweit innerhalb einer Messebene bzw. -stelle mehrere Thermoelemente installiert wurden, werden die aufgezeichneten Temperaturverläufe durch schraffierte Flächen (Mittelwerte \pm Standardabweichung) wiedergegeben.

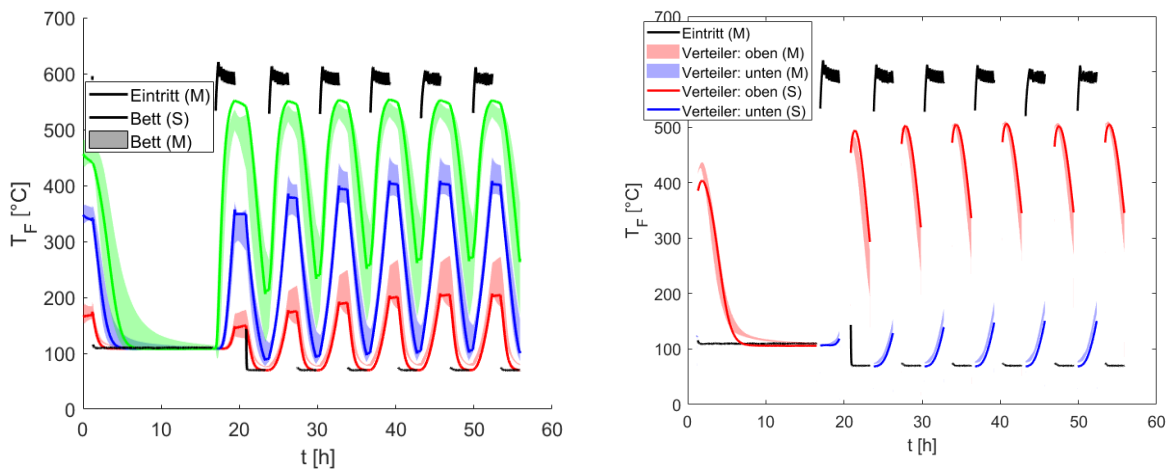


Abbildung 111: Versuch V1 – Fluidtemperatur (TF), Messung (M), Simulation (S)
 Bild links: Temperatur bei Betthöhe 0.3 m (rot), 0.9 m (blau), 1.5 m (grün)
 Bild rechts: Temperatur im heißseitigen (oben) / kaltseitigen (unten) Verteiler

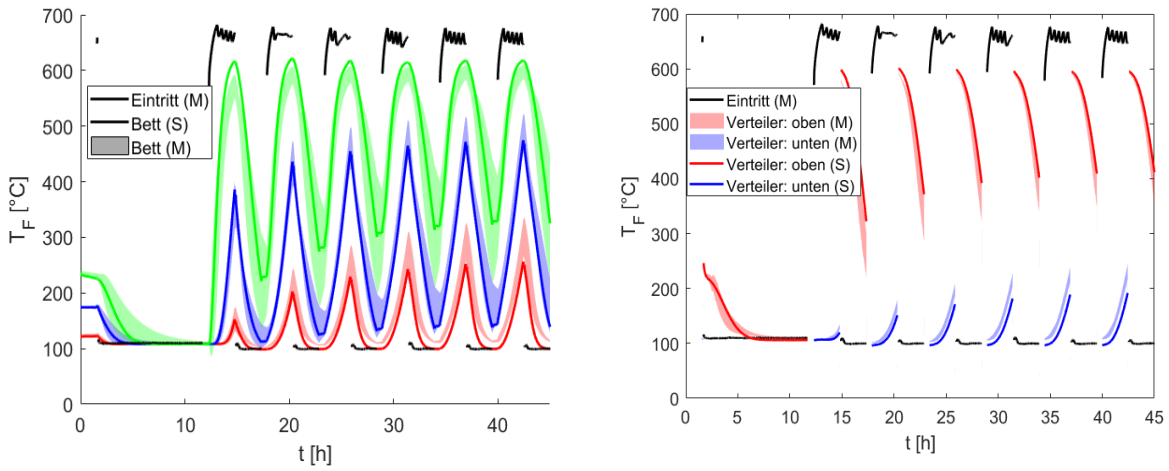


Abbildung 112: Versuch V2 – Fluidtemperatur (TF), Messung (M), Simulation (S)
 Bild links: Temperatur bei Betthöhe 0.3 m (rot), 0.9 m (blau), 1.5 m (grün)
 Bild rechts: Temperatur im heißseitigen (oben) / kaltseitigen (unten) Verteiler

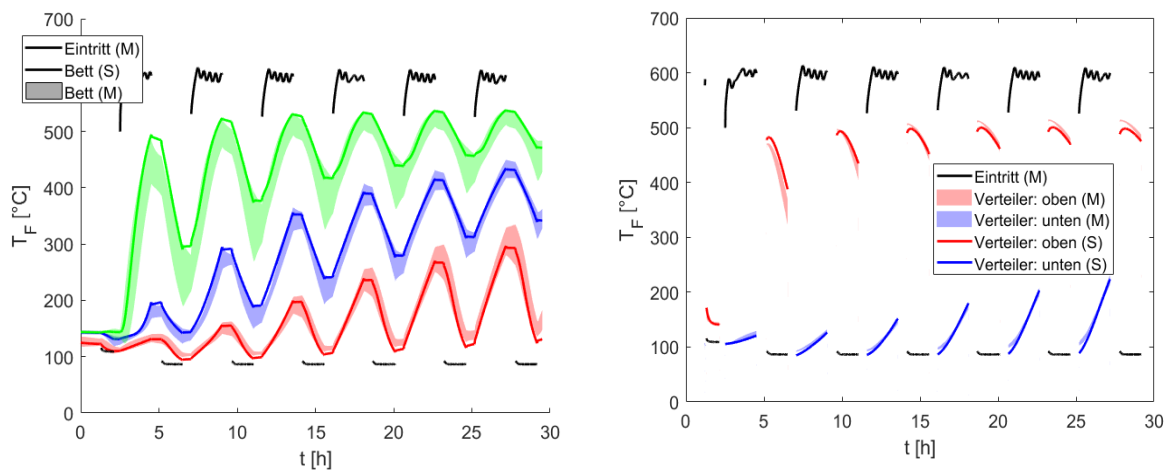


Abbildung 113: Versuch V3 – Fluidtemperatur (TF), Messung (M), Simulation (S)
 Bild links: Temperatur bei Betthöhe 0.3 m (rot), 0.9 m (blau), 1.5 m (grün)
 Bild rechts: Temperatur im heißseitigen (oben) / kaltseitigen (unten) Verteiler

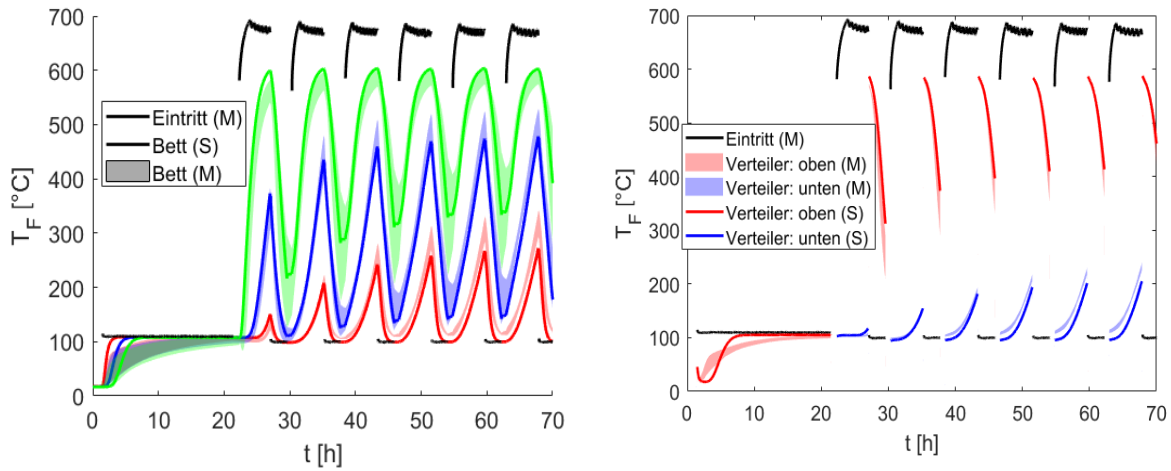


Abbildung 114: Versuch V4 – Fluidtemperatur (TF), Messung (M), Simulation (S)

Bild links: Temperatur bei Betthöhe 0.3 m (rot), 0.9 m (blau), 1.5 m (grün)

Bild rechts: Temperatur im heißseitigen (oben) / kaltseitigen (unten) Verteiler

Im Vergleich zu den durchgeführten Versuchen (V1-V4) zeigen die Simulationsergebnisse ein gute bis sehr gute Übereinstimmung mit den lokal gemessenen Temperaturverläufen (Bilder links). So werden Temperaturgradienten vor allem während der Be- und Entladephasen durch die implementierten Ansätze zum Wärmetransport (Solid-Fluid) detailliert wiedergegeben und das zyklische Einschwingverhalten des Feststoffspeichers in Abhängigkeit der versuchsspezifischen Massenströme bzw. Be- und Entladedauern durch die erarbeiteten Modelle mit hoher Genauigkeit abgebildet.

Zudem bestätigen auch die Simulationsergebnisse deutliche exergetische Einbußen der beim Entladen aus dem Speicher austretenden Wärme (Bilder rechts - rote Kurven) im Vergleich zu der beim Beladen in den Speicher eintretenden Hochtemperatur-Wärme (Bilder rechts - schwarze Kurven). Grund hierfür sind versuchsanlagenspezifische Wärmeverluste durch interne Stützstrukturen am Linerblech innerhalb der heißseitigen Verteilerhaube sowie geringe Inventardimensionen im Verhältnis zu den sonstigen thermischen Kapazitäten (Wärmedämmung, Verteilerhauben).

Trotz der versuchsanlagenspezifischen Charakteristika und leichten Unsicherheiten bei Stoffdaten (Wärmedämmung) wird mit einer temperaturbezogenen mittleren Abweichung von unter 10 % eine gute Genauigkeit zwischen Simulation und Messung erzielt. Die Ergebnisse zeigen zudem, dass vor allem exergetische Verlustmechanismen innerhalb der heißseitigen Verteilerhaube sowie an den angrenzenden Bilanzbereichen detailliert zu erfassen und als entwurfskritischer Aspekt bei der konstruktiven Gestaltung großmaßstäblicher Aufbauten - trotz deutlich geringerer Bedeutung gegenüber kleineren Versuchsaufbauten, s. Abbildung 82 - zu berücksichtigen sind.

Flüssigsalzspeichertechnologie (Konzept 2)

Randbedingungen des Versuchs:

Die Versuche wurden mit der Versuchsanlage TESIS:store durchgeführt. Die versuchsrelevanten Randbedingungen sind in Tabelle 23 zusammengefasst.

Als Randbedingungen des Modells werden die gemessenen Eintrittstemperaturen direkt am Beginn der Schüttung bei einer Höhe von z=22cm (Entladen) und z=502cm (Beladen) sowie der gemessene Eintrittsmassenstrom (ca. 4 kg/s) verwendet. Umschaltbedingung für die Versuche ist eine Änderung der Austrittstemperatur um jeweils 80 Kelvin. Wegen der Korbböden ergeben sich zwei Hohlräume zwischen den Körben 1&2 sowie 2&3, vgl. Abbildung 106. Für die Simulation wurde daher ein mittlerer Hohlraumanteil von 47,7 % berechnet, der über dem der reinen Schüttung von 42 % liegt. Die Annahmen für die Simulation sind ebenfalls in Tabelle 23 zusammengefasst.

Tabelle 23: Eigenschaften der Versuchsanordnung in der TESIS Anlage und der Simulation

	Randbedingungen		
Obere / untere Temperatur	560 / 290		°C
Massenstrom	4 (konstant)		kg/s
Beladetemperatur	T bei z = 502 cm (variabel)		°C
Entladetemperatur	T bei z = 022 cm (variabel)		°C
Zul. Änderung Austrittstemperatur	80		K
Wärmeträger	Solar Salt [20]		-
Füllstoff	Basaltsteine [21]		-
	Eigenschaften des Speichers		
	Filler	Korbböden	
Anzahl der Abschnitte	3	2	-
Länge der Abschnitte	1.455	0.220	m
Volumen der Abschnitte	4.50	0.68	m ³
Volumen Besatz (Filler / Stahl)	2.53	0.09	m ³
Masse des Besatzes (Filler / Stahl)	7567	740	kg
Länge	4.805		m
Durchmesser	1.98		m
Hohlraumanteil	0.477		-
Gesamtmasse Besatz (Filler / Stahl)	24180		kg
Durchschnittlicher Partikeldurchmesser	0.0101		mm
	Simulationseinstellungen		
Zeitschrittweite	5		s
Anzahl Knoten	500		-

Vergleich mit Simulationen:

Die Messergebnisse im Vergleich zur Simulation sind in den folgenden Abbildungen dargestellt. Abbildung 115 zeigt den Vergleich beim ersten Zyklus für die Entlade- und Beladepériode (aus technischen Gründen wird stets mit einem Entladevorgang begonnen). Im Vergleich zur Simulation zeigt sich in der Entladepériode zunächst eine deutliche Verschiebung der Kurven (gestrichelte Linie). Demnach bewegt sich der Thermocline in der Simulation deutlich schneller durch den Speicher als im Experiment. In einer weiteren Simulation wurde daher der Massenstrom auf 75 %

des gemessenen Wertes verringert (durchgezogene Linie). Hierbei wird die Bewegungsgeschwindigkeit des Thermocline gut abgebildet, jedoch verlaufen die Kurven steiler als im Experiment. Während des Beladezyklus zeigt sich zunächst eine geringere Verschiebung der Kurven im Vergleich zur Simulation. Hierbei ist eine Verringerung auf 90 % des Massenstroms ausreichend, um die Bewegungsgeschwindigkeit ausreichend genau abzubilden. Dennoch ist der Thermocline im Experiment deutlich breiter als die Simulation erwarten würde.

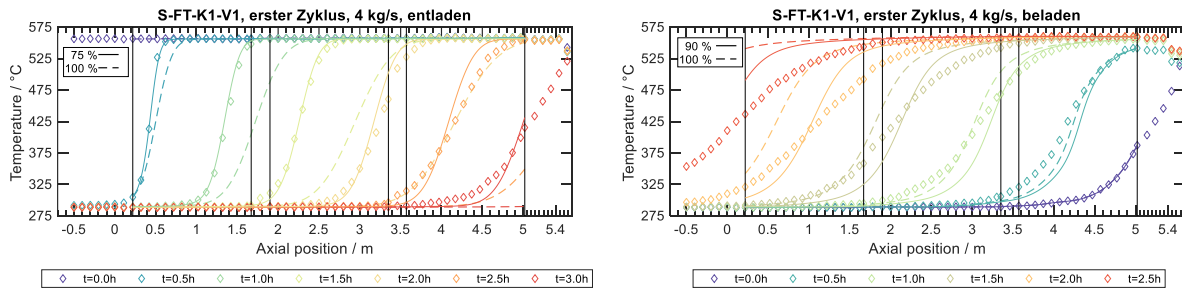


Abbildung 115: Entladevorgang (links) und Beladevorgang (rechts) beim ersten Zyklus: Vergleich mit Simulationsergebnis

Da bei der ersten Periode sehr starke Temperaturgradienten auftreten, wurden abschließend Simulationen des letzten (zehnten) Zyklus durchgeführt. Hierbei hat sich bereits ein quasistationärer Zustand eingestellt, so dass deutlich geringere Temperaturgradienten auftreten. Abbildung 116 zeigt den Vergleich mit der Simulation. Die Bewegungsgeschwindigkeit wird ebenfalls erst mit einem auf 75 % reduzierten Massenstrom realistisch abgebildet. Beim anschließenden Beladevorgang wird – wie bereits beim ersten Zyklus – die Bewegungsgeschwindigkeit mit einem auf 90 % reduzierten Massenstrom bestmöglich wiedergegeben, während der Thermocline im Experiment wiederum breiter ausfällt als in der Simulation.

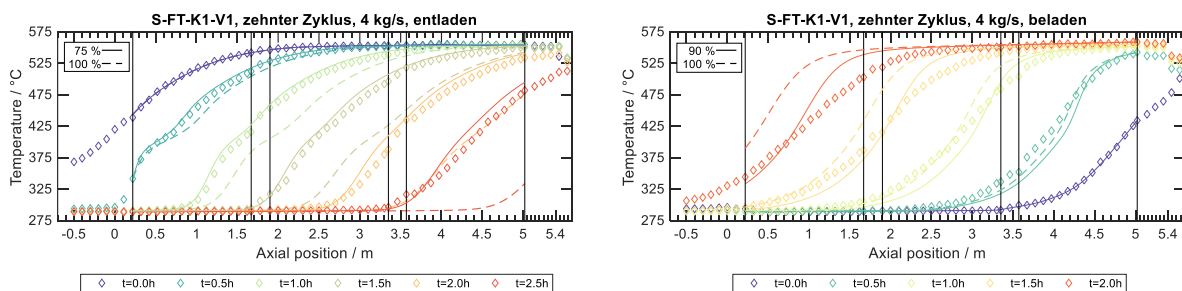


Abbildung 116: Entladevorgang (links) und Beladevorgang (rechts) beim zehnten Zyklus: Vergleich mit Simulationsergebnis

Analyse der Abweichungen zwischen Modell und Experiment:

Zusammengefasst haben die durchgeführten Versuche einige Unstimmigkeiten gezeigt, die im Folgenden diskutiert werden sollen. Grundsätzlich kommen für die Abweichungen sowohl Messfehler als auch Schwächen im Modell in Betracht. Zunächst ist bei den Ergebnissen die

Diskrepanz zwischen der Be- und Entladedauer deutlich erkennbar. So zeigt sich in Abbildung 117, dass die letzten Entladeperioden ca. 12 % länger dauern als die Entladeperioden; anfangs ist die Diskrepanz sogar etwas höher. Aus diesem Grund werden die gemessenen Massenströme mit den Füllstandsänderungen in den Vorlagetanks und der Gesamtdauer bis zum Erreichen der Umschaltbedingung abgeglichen.

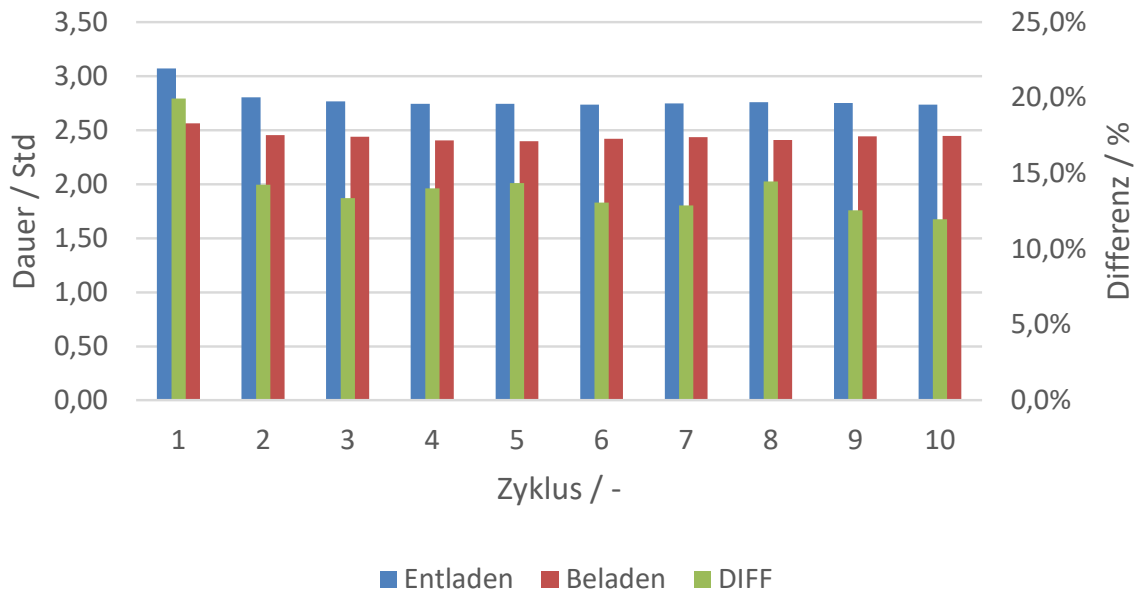


Abbildung 117: Dauer der Zyklen und Differenz

Messfehler der Massenstrommessung:

In einer gesonderten Auswertung werden die gemessenen Massenströme mit den aus der Füllstandsänderung der Tanks bestimmten Massenströmen verglichen. Hierzu wurden verschiedene Zeiträume gesondert ausgewertet. Die über die Füllstandsänderung der Tanks ermittelten Massenströme sind in Abbildung 118 dargestellt. So ist der Massenstrom beim Beladen im Mittel ca. 0,175 kg/s (entspr. 4,3%) höher, während der Entlademassenstrom exakt zu sein scheint (0%). Weiterhin zeigt sich, dass beim Beladen ein höherer Massenstrom in den Kalttank fließt, als aus dem Heißtank entnommen wird, während sich dies beim Entladen umgekehrt verhält. Der Grund hierfür ist die Dichteänderung des Salzes. Da der Füllstand im Versuchsbehälter konstant bleibt, bleibt auch der Volumenstrom am Ein- und Austritt des Behälters konstant. Weil die Dichte des kalten Salzes (1912 kg/m³) höher als die des heißen Salzes (1732 kg/m³) ist, ist der Massenstrom am unteren Ende des Tanks stets höher als oben. Aus dem Dichteverhältnis ergibt sich eine Diskrepanz zwischen kaltem und heißem Massenstrom von ca. 10,4%.

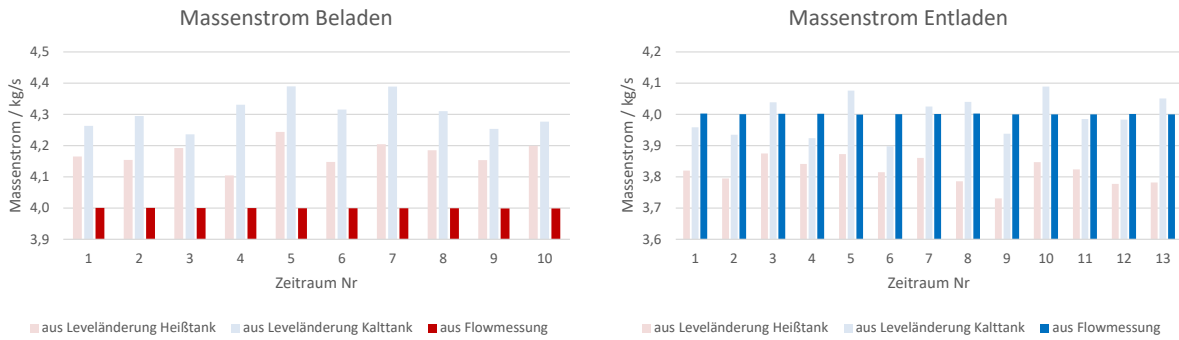


Abbildung 118: Vergleich gemessener Massenstrom mit dem aus der Änderung der Füllhöhe der Tanks bestimmtem Massenstrom.

Einfluss der Salzdichte:

Somit lassen sich, wie in Abbildung 119 qualitativ dargestellt, zwei überlagerte Fehlereinflüsse erkennen. In blau ist der Massenstrom über die Tankhöhe unter Berücksichtigung der Dichteänderung. Demnach müsste sich ein beim Entladen eintretender Massenstrom von 4 kg/s auf ca. 3,62 kg/s am Auslass verringern, während beim Entladen ein Massenstrom von 4 kg/s sich auf ca. 4,42 kg/s erhöhen würde. In rot ist der aus der Leveländerung der Tanks ermittelte Massenstromverlauf dargestellt. Demnach verändert sich der Massenstrom beim Durchströmen des Versuchsbehälters deutlich weniger als erwartet. Dennoch ist deutlich zu erkennen, dass der mittlere Massenstrom beim Entladen geringer als 4 kg/s und beim Beladen größer als 4 kg/s sein muss. Demnach können so auch die Unterschiede zwischen den Korrekturfaktoren der Simulation beim Be- und Entlademassenstrom (75% vs. 90%) erklärt werden.

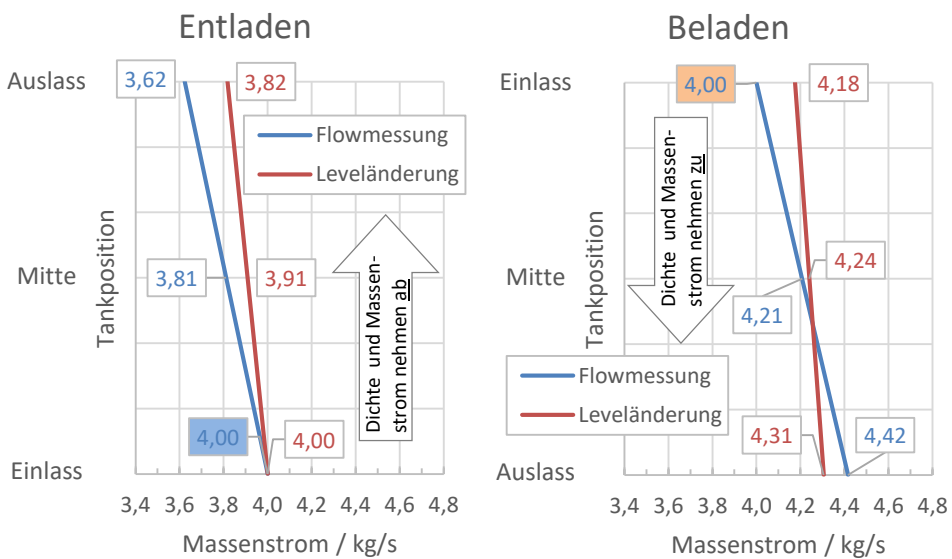


Abbildung 119: Verlauf des Massenstroms innerhalb der Tanks unter Berücksichtigung der Dichteänderung und des Fehlereinflusses der Massenstrommessung

Weitere Fehlereinflüsse:

Ein weiterer Fehlereinfluss sind Wärmeeintrag und Wärmeverlust. Während die durch das Salz zugeführte Leistung bei 4 kg/s etwa 1680 kW beträgt, liegen die Wärmeverluste des Tanks bei etwa 40 kW und somit deutlich unterhalb von 3 %. Fehler bei den Stoffdaten können auch als sehr gering angenommen werden, da diese bisher wissenschaftlich mehrfach bestätigt wurden. Zudem wurde in einer weiteren Analyse die über das Salz zugeführte Energiemenge mit der Änderung der inneren Energie des Versuchsbehälters abgeglichen. Hierzu wurde das Temperaturfeld im Inneren durch Interpolation dreidimensional berechnet und daraus die innere Energie zu verschiedenen Zeitpunkten berechnet. Hierbei waren die Differenzen ebenfalls sehr gering und lagen bei ca. 2 %. Weiterhin wurde der Hohlraumanteil des Fillers durch einen speziellen Befüllversuch berechnet und mit den aus Gewicht und Labordaten berechneten Hohlraumanteil abgeglichen. Auch hier zeigte sich eine sehr gute Übereinstimmung von ca. 2 %. Eine Auswertung der radial verteilten Temperaturmessungen zeigte zudem, dass das Salz auch radial sehr gleichmäßig durch die Schüttung strömt. Demnach ist eine lokale Ungleichverteilung innerhalb der Schüttung ebenfalls auszuschließen.

Zusammenfassung:

Zusammenfassend lassen sich die großen Abweichungen zu der Simulation nicht durch die oben genannten Fehlereinflüsse erklären. Es bleibt ein Fehlbetrag von ca. 0,6 – 0,8 kg/s der sich somit nur durch eine Bypassströmung erklären lässt, die vorbei an den mit der Schüttung befüllten Körben führt. Unter Berücksichtigung der diskutierten Fehlereinflüsse können die Modelle jedoch als valide betrachtet werden und für Auslegungsrechnungen verwendet werden. Tabelle 24 fasst sämtliche Fehlereinflüsse nochmals zusammen, die innerhalb des Projekts gezielt ermittelt wurden.

Tabelle 24: Zusammenfassung der Fehlereinflüsse

Fehlerquelle	Ursache	Bewertung
Massenstrom	Messfehler	Beladen: ca. 4,3 % Entladen: ca. 0 %
	Stromführung	vernachlässigbar
	Bypassströmung	ca. 0,6 – 0,8 kg/s
	Lokale Änderung wg. Salzdichte	bis ca. 10 %
Temperatur	Messfehler	< 0,5 %
	Wärmeeintrag / -verlust	< 3%
Hohlraumanteil	Messfehler	2 %
Stoffdaten	Dichte & Wärmekapazität	~ 2 %
	Basalt	

PCM-Speicher (Siemens)

In diesem Arbeitspaket ist der Aufwand für das Design und Beschaffung der Verkapselung, die zwei experimentellen Kampagnen und die Dokumentation beschrieben. Als erstes wird an dieser Stelle zunächst auf die Geometrie der Kapseln eingegangen. Anschließend wird die Energiebilanz, die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse und die Ergebnisse selbst erläutert.

Die Verkapselung vom PCM erfolgte mit Hilfe von Standard-Edelstahlrohren. Für die erste Kampagne wurden zwei Kapseldurchmesser untersucht, nämlich 25 und 40 mm Außendurchmesser. Die Kapseln wurden auf eine Länge von ca. 450 mm zugeschnitten, halbseitig gequetscht und verschweißt. Danach wurden die Kapseln mit PCM gefüllt. Da das PCM pulverförmig in die Kapsel eingefüllt wird, war es notwendig das Material im Rohr mehrmals zu schmelzen und die Kapseln weiter zu befüllen bis der gewünschte Füllgrad erreicht wurde. Anschließend wurden die Kapseln mit einem Deckel dicht verschweißt. Abbildung 120 zeigt die Kapselgeometrie.

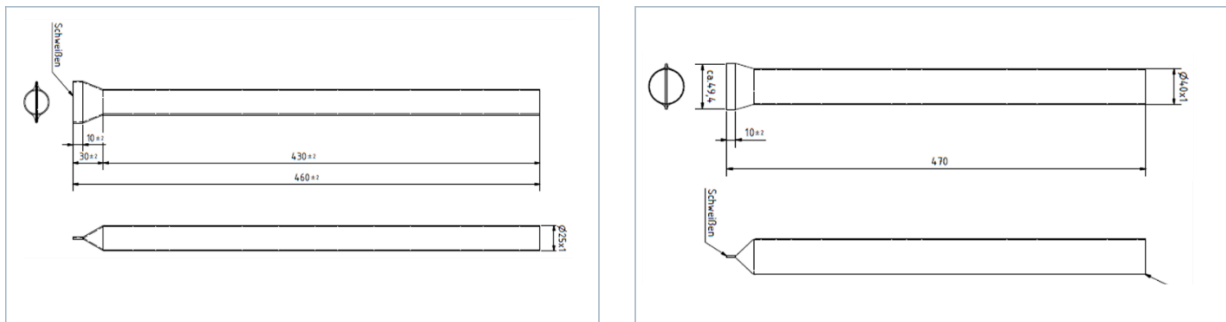


Abbildung 120: Kapselgeometrie mit 25 und 40 mm Außendurchmesser und Darstellung des Befüllprozesses

Die befüllten Kapseln wurden im Behälter der experimentellen Anlage platziert. Während der experimentellen Kampagnen wurden mehrere Parameter variiert: Be- und Entladungstemperatur, die Schnelligkeit der Be- und Entladung und der Massenstrom. Dadurch ergab sich eine Vielzahl an experimentellen Ergebnissen, die nicht alle an der Stelle dargestellt werden können. Hier wird eine Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse gegeben:

- Energiebilanz: Die Energiebilanz in der Anlage zeigt einen Integralwert über alle befüllten Kapseln. Mit diesem Wert lässt dich die Implementierung der Schmelzenthalpie in den Modellen zusätzlich validieren.

- Reproduzierbarkeit: Während der DSC-Analysen wurde bereits Wert auf die Zyklrierbarkeit des PCM gelegt. Allerdings wurden dort nur kleine Mengen untersucht. Die experimentelle Anlage liefert verlässlichere Daten mit technisch reinem Material in größere Mengen.
- Be- und Entladezeit: Da das Experiment keine ideale Temperaturrampen anfahren kann, lassen sich die Be- und Entladezeit qualitativ vergleichen.

Energiebilanz

Als erstes wird auf die Energiebilanz der Anlage eingegangen. Da die Massen der einzelnen Materialien und deren Eigenschaften bekannt sind, ist es möglich, die Gesamtkapazität des Behälters inklusive Füllung zu berechnen. Zusätzlich bekommt man einen Überblick über die Verteilung der Wärmekapazität. Abbildung 121 zeigt einen Vergleich der theoretisch berechneten Wärmekapazität der Anlage und die gemessenen Werte aus den Experimenten (25mm Kapsel gefüllt mit LiNO_3).

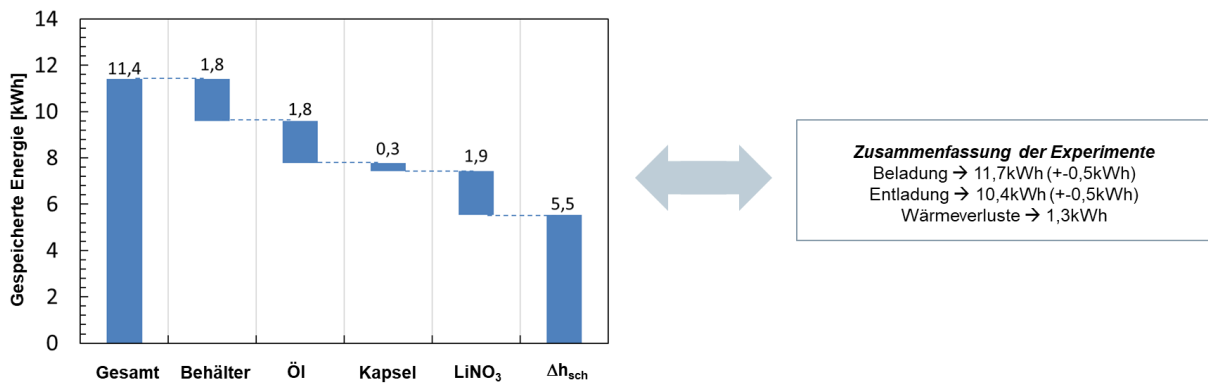


Abbildung 121: Vergleich der theoretisch berechneten und experimentell ermittelten Wärmespeicherkapazität. Für die Zusammenfassung der Experimente wurden alle Daten in Betracht gezogen.

Reproduzierbarkeit

Nach dieser wichtigen Validierung der Messungen wird jetzt auf die Ergebnisse eingegangen. Die Abbildung 122 zeigt plakativ eine Zusammenfassung der Ergebnisse mit 25mm Kapseldurchmesser, eine Temperaturrampe mit 2K/min und zwei verschiedene Massenströme. Die Ergebnisse verdeutlichen die Zyklenstabilität des PCM. Während der experimentellen Kampagnen wurde der Speicher mehr als 270 Mal Be- und Entladen und zeigte keine Verringerung der Speicherkapazität. Zusätzlich lässt sich erkennen, dass eine sehr gute Reproduzierbarkeit der Ergebnisse gegeben ist.

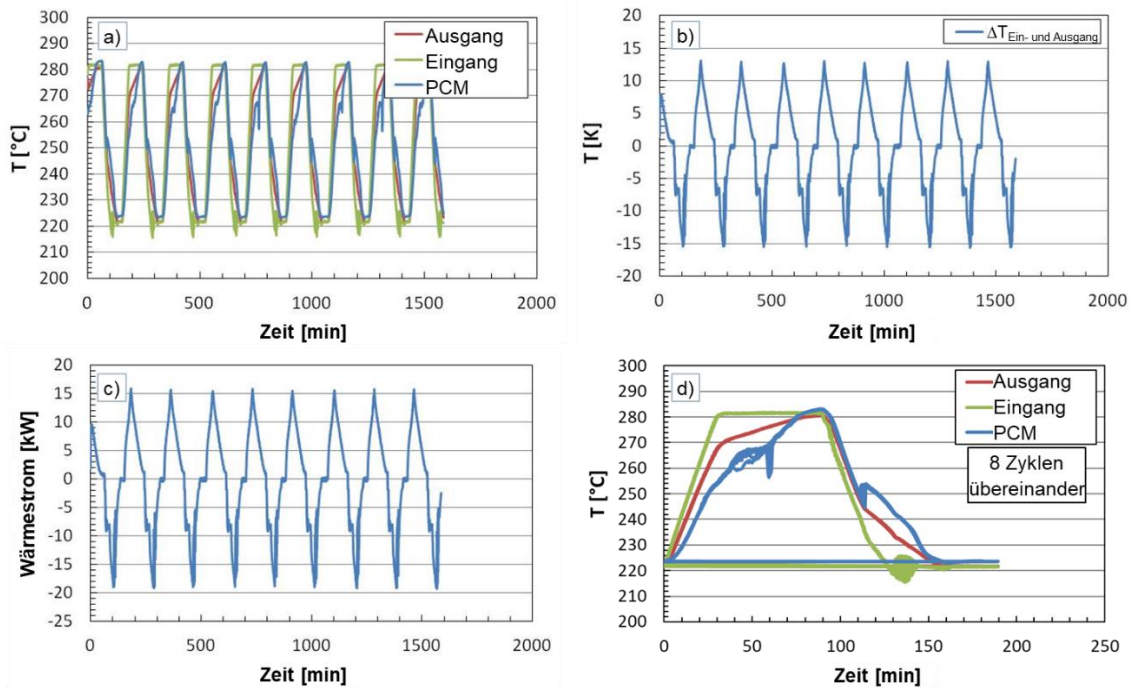


Abbildung 122: Plakative Darstellung der Ergebnisse mit 25mm Kapsel mit LiNO₃ Befüllung bei einer Temperaturrampe von 2K/min: a) Temperaturverteilung, b) Temperaturunterschied Ein- und Ausgang vom Thermoöl, c) Leistung und d) Darstellung der Zyklen aus a) übereinander zur Verdeutlichung der Reproduzierbarkeit

Be- und Entladezeit

Um das Schmelzverhalten des PCM besser zu beobachten, zeigt die Abbildung 123 den Temperaturverlauf für einen Zyklus für eine 25 mm und eine 40 mm Kapsel.

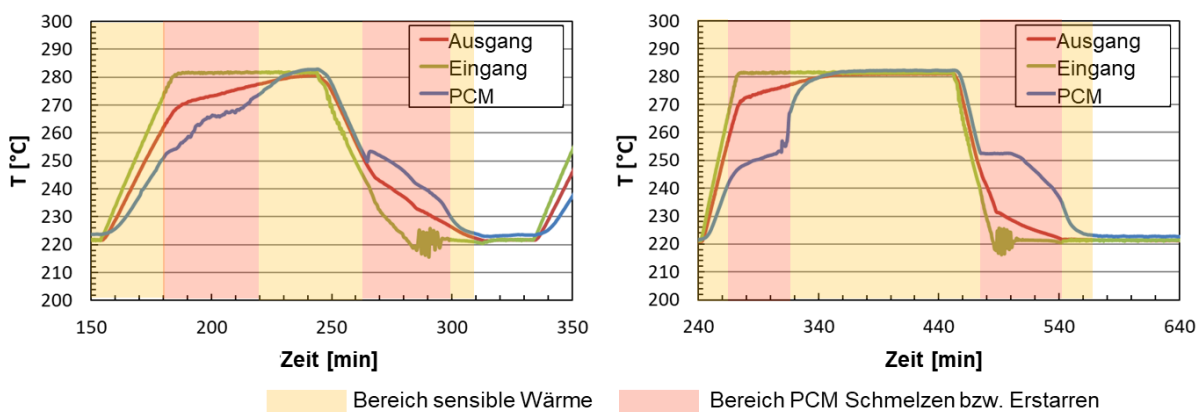


Abbildung 123: Vergleich Temperaturverlauf für eine Kapsel mit 25 mm bzw. 40 mm Durchmesser

Die blaue Kurve zeigt den Temperaturverlauf im Inneren einer Kapsel. In dem Fall einer 40 mm Kapsel ist das Temperaturplateau während des PCM-Schmelz- bzw. Erstarrungsvorganges aufgrund der deutlich höheren Kapazität der Kapsel und der besseren Platzierung des

Thermoelementes deutlich zu sehen. Zusätzlich lassen sich diese Ergebnisse für die Validierung der Modelle nutzen. Die berechneten Entladezeiten des Speichers mit 25 mm bzw. 40 mm Kapseln sind 30 min bzw. 75 min. In Vergleich dazu ist der Schmelzbereich aus den Versuchen bei etwa 35 min bzw. 70 min. Die Werte aus den Experimenten lassen sich nur qualitativ ermitteln, aber es ist ersichtlich, dass die Werte sehr gut übereinstimmen.

Nach dem erfolgreichen Abschluss der ersten experimentellen Kampagne wurde wie bereits erwähnt die Entscheidung getroffen, auf Konzept 3b als Leitkonzept zu setzen. Für dieses Konzept wurde p-Toluylsäure als geeignetes PCM ausgewählt. Eine DSC-Analyse von einer Mischung aus p-Toluylsäure und dem in der experimentellen Anlage genutzten Thermoöl hat leider eine Reaktion gezeigt. Um einen weiteren sicheren Betrieb der Anlage zu gewährleisten, wären weitere Umbaumaßnahmen nötig. An der Stelle wurde nach einer Abstimmung mit dem Projektträger und den Partnern die Entscheidung getroffen, die zweite Kampagne abzubrechen. An dieser Stelle wurden keine weiteren Experimente durchgeführt. Abschließend kann man sagen, dass die bisherigen Ergebnisse die Qualität der Modelle bestätigt haben. Zusätzlich haben die mit Hilfe der Ofenexperimente validierten Modelle sehr gute Übereinstimmung mit den Ergebnissen der experimentellen Anlage gezeigt. Somit war es im Projekt möglich, die für AP6 benötigten Informationen durch erweiterte Simulationen und Ofenexperimente mit p-Toluylsäure herzuleiten.

II.1.5.4. AP 5.4: Qualifizierung von Materialien

Sensibler Speicher (DLR)

Ziel der Arbeiten des DLR war hier die Qualifizierung von Inventar- und Wärmedämmmaterialien für einen Feststoffspeicher im Rauchgasstrang (Konzept 6). Diese Anwendung birgt aufgrund der kritischen Randbedingungen besondere Herausforderungen. Zu nennen ist zum einen die hohe Temperatur von ca. 1330 °C und zum anderen die mögliche Bildung von Schwefelsäure oder schwefliger Säure bei Unterschreitung des Taupunktes, was zu einem Korrosionsangriff führen kann. Der Ansatz, dem zu begegnen, ist, dies bei der Materialauswahl zu berücksichtigen, und ggf. die Unsicherheiten durch Materialuntersuchungen zu verringern. Zunächst wurden unterschiedliche Inventar- und Wärmedämmmaterialien aus Feuerfest, Naturstein und Feinkeramik für die Untersuchungen ausgewählt. Anschließend wurden Untersuchungen zur Säurelöslichkeit nach DIN EN 993-16 im Unterauftrag vergeben sowie Ofenversuche bei 1400 °C konzipiert und am DLR durchgeführt, und zwar mit denjenigen der ausgewählten Materialien, für die keine klare Anwendungsgrenztemperatur vorlag.

Die ausgesuchten Natursteine sind bei den Ofenversuchen geschmolzen und haben den Ofen stark beschädigt, so dass dieser längere Zeit nicht mehr zur Verfügung stand und in Stand gesetzt werden musste. Als Ergebnis der Materialuntersuchungen stand damit früh fest, dass die ausgewählten magmatischen Natursteine durch ihren niedrigen Schmelzpunkt und durch erhöhte Werte bei der Säurelöslichkeit nicht für die Anwendung in Konzept 6 in Frage kommen. Die ausgesuchten Feuerfestmaterialien haben niedrige Werte für die Säurelöslichkeit und auch bekannte Anwendungsgrenztemperaturen, welche höher als die hier vorliegenden sind. Aus diesen

Materialien gefertigte marktverfügbare Inventarprodukte haben jedoch sehr geringe spezifische Oberflächen, so dass die technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit in Frage steht. Favorisiert werden daher Wabenkörper aus Feinkeramik, welche ebenfalls niedrige Werte für Säurelöslichkeit aufweisen, jedoch sehr hohe spezifische Heizflächen bieten. Hier ist jedoch die Brenntemperatur in ähnlicher Größenordnung wie die hier vorliegende Anwendungstemperatur, so dass die Ergebnisse der Ofenversuche hinzugenommen werden müssen, um deren Eignung bewerten zu können. Hierbei hat sich FK2 als bestes Material durchgesetzt, da keine signifikanten Gewichtsänderungen auftraten und sich auch sonst keine Beschädigungen (nicht einmal Farbänderungen) ergeben haben. Bei dem getesteten FK3 hingegen haben sich kleine Blasen gebildet; Abplatzungen oder signifikante Gewichtsänderungen waren jedoch auch nicht feststellbar. Als drittes Material wurde FK4 getestet. Hier kam es zu Schmelz- und Verglasungsprozessen, s. Abbildung 124.

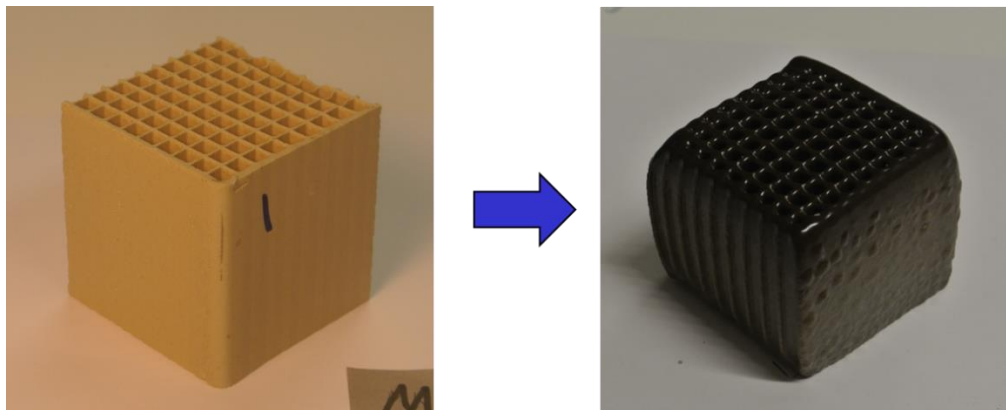


Abbildung 124: Qualifizierung von Materialien: Ergebnis Ofenversuch FK4

Die Ergebnisse aller Ofen- und Säurelöslichkeitsversuche sind in Tabelle 25 dargestellt.

Tabelle 25: Qualifizierung von Materialien: Ergebnisse der Ofen- und Säurelöslichkeitsversuche

Materialart	Bezeichnung	Säurelöslichkeit in Gew.-%	Ofenversuche
Isolationsmaterial	ISO1	7,50	Nicht geplant
	ISO2	12,70	Nicht geplant
Feuerfestmaterial	FF1	4,23	Nicht geplant
	FF2	2,56	Nicht geplant
	FF3	3,47	Nicht geplant
Feinkeramik	FK1	6,09	Nicht geplant
	FK2	0,38	Positiv
	FK3	0,65	Neutral
	FK4	Nicht geplant	Negativ
	FK5	0,59	Nicht geplant
	FK6	17,35	Nicht geplant
Basalt	B1	44,03	Negativ
Basaltlava	BL1	19,21	Negativ

Hinsichtlich der Auswahl des für den vorliegenden Anwendungsfall am besten geeigneten Inventarmaterials ist die Auswahl klar auf FK2 gefallen, da neben der besten Beständigkeit bei den Ofenversuchen auch die niedrigste Säurelöslichkeit zu diagnostizieren ist. Alternative Materialien sind die Feuerfestmaterialien, welche ebenfalls eine moderat niedrige Säurelöslichkeit und klar definierte Anwendungsgrenztemperaturen oberhalb 1400 °C aufweisen. FK5 wäre von der Säurelöslichkeit her auch als geeignet einzuschätzen, jedoch ist der Preis deutlich höher als bei dem nun favorisierten FK2. Daher wurden auch keine aufwendigen Ofenversuche mit diesem Material durchgeführt. FK3 wäre noch eine preiswerte Alternative zu FK2, aber aufgrund der leichten Blasenbildung ist das Risiko des Versagens während einer typischen Kraftwerkslebensdauer von 30-40 Jahren deutlich höher einzuschätzen. Unter Berücksichtigung aller wesentlichen Aspekte ist als Inventar das FK2 der Favorit und wurde folglich auch für die Technikumsversuche am HOTREG vorgesehen.

Als Wärmedämmmaterialien für ein solches gestapeltes Inventar sind Fasermaterialien am besten geeignet, da die Wärmedämmeigenschaften viel besser als bei festen Materialien sind und hier im Gegensatz zu Schüttspeichern keine Gefahr besteht, dass die Wärmedämmung zerdrückt wird. Fasermaterialien wurden allerdings nicht getestet, da die Untersuchungen zur Säurelöslichkeit nach DIN EN 993-16 nicht anwendbar ist, und die Anwendungsgrenztemperaturen der handelsüblichen keramischen Fasern meist höher als die hier vorliegende Temperatur sind. Hier ist in Absprache mit Herstellern ein geeignetes Wärmedämmmaterial aus keramischen Fasern zu wählen, was bei der Vorbereitung der Technikumsversuche am HOTREG auch erfolgt ist, vgl. Abschnitt II.1.5.3.

PCM-Speicher (Siemens)

Bevor mit der Qualifizierung von den PCM-Materialien begonnen wurde, wurden drei Integrationskonzepte für den PCM-Speicher erarbeitet. Wie bereits beschrieben, wurde zu einem späteren Zeitpunkt im Projekt zwei Entscheidung getroffen, die die Randbedingungen für den Prozess geändert haben: 1) Die Randbedingungen von Konzept 4 wurden geändert, was zu einem PCM mit einer Schmelztemperatur von ca. 250 °C geführt hat und 2) Auf Konzept 3b als Leitkonzept wurde gewechselt. Dies alles hat zu einem erhöhten Aufwand bei der Qualifizierung der möglichen Materialien geführt.

Zusammengefasst ergaben sich die folgende Anwendungsfälle:

- Konzept3 – KZÜ→NDVW3: gewünschte Schmelztemperatur ca. 165 °C
- Konzept 3 – KZÜ→SpWB: gewünschte Schmelztemperatur ca. 173 °C
- Konzept 3b: gewünschte Schmelztemperatur ca. 180 °C
- Konzept 4 – HZÜ→HDVW6: gewünschte Schmelztemperatur ca. 250 °C

In dem Fall eines Dampfspeichers ist der Temperaturunterschied zwischen Be- und Entladung ca. 20-30 K, so dass die genaue Schmelztemperatur des PCM und eine möglichst kleine Überhitzung und Unterkühlung von entscheidender Bedeutung ist.

Die Qualifizierung von PCM Materialien wurde in mehreren Schritten durchgeführt. Abbildung 125 zeigt die Vorgehensweise.

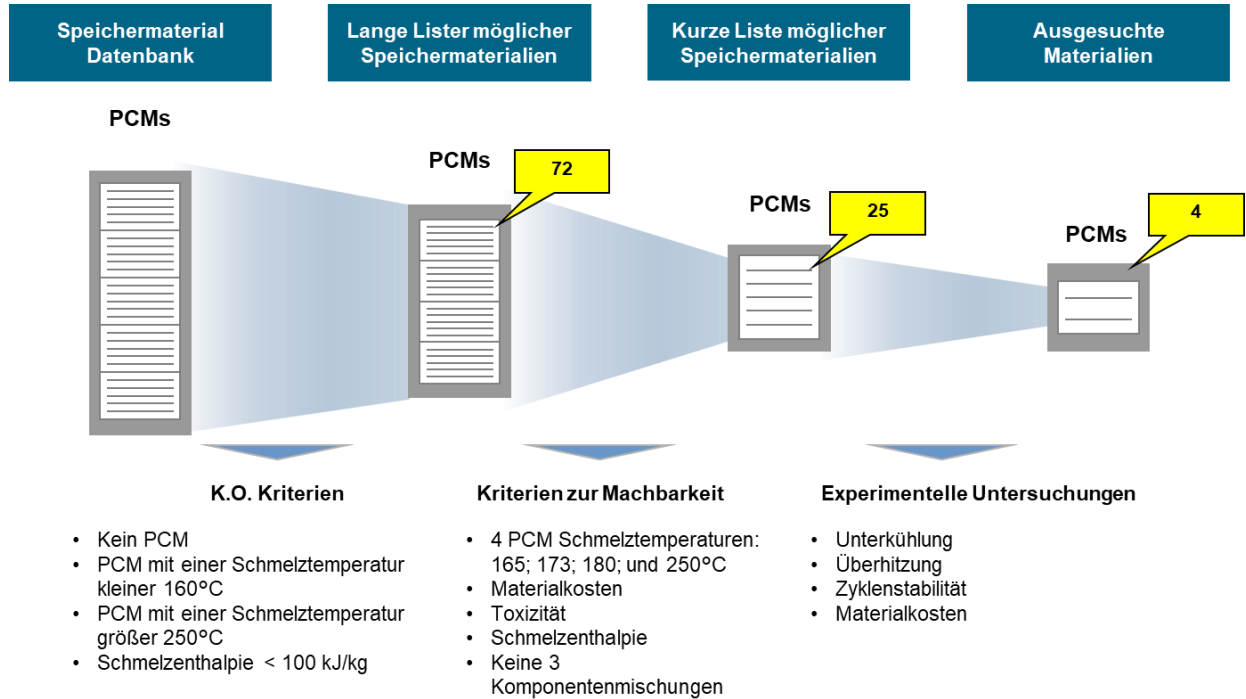


Abbildung 125: Vorgehensweise bei der Qualifizierung der PCM-Materialien

An dieser Stelle ist es nicht möglich auf alle 72 möglichen PCM-Kandidaten aus der Liste einzugehen. Da sich im Projekt zwei Leitkonzepte für den PCM-basierten Speicher herauskristallisiert haben, wird an der Stelle auf die Ergebnisse für die folgenden zwei PCM eingegangen: LiNO₃ und p-Toluylsäure.

LiNO₃

Der beste PCM-Kandidat für Konzept 4 ist LiNO₃ mit einer Schmelztemperatur von 255 °C. Allerdings haben erste DSC-Analysen von reines LiNO₃ die Neigung einer deutlichen Unterkühlung beim Erstarren gezeigt. Aufgrund fehlender Keimzellen erstarrt das LiNO₃ in manchen Experimenten gar nicht. Aus diesem Grund wurden verschiedene Mischungen von LiNO₃ und Ca(NO₃)₂ untersucht, da eine eutektische Mischung von beiden Materialien als PCM für Konzept 4 mit den alten Randbedingungen bereits untersucht wurde. Eine Beimischung von Ca(NO₃)₂ führt zu einer niedrigeren Schmelztemperatur, aber auch zu einer Stabilisierung der Kristallisation. Abbildung 126 zeigt einen Vergleich der DSC-Analysen für reines LiNO₃ und LiNO₃ mit 1% Ca(NO₃)₂.

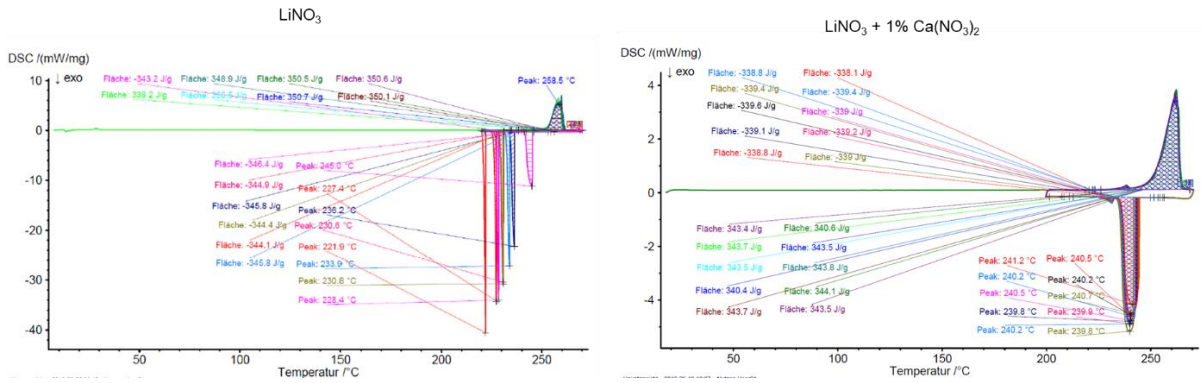


Abbildung 126: DSC-Analyse von reinen LiNO₃ und LiNO₃ mit 1% Ca(NO₃)₂ als Keimbildung

Weiterhin wurden mit dem PCM Sinterversuche durchgeführt. Dabei wurden einzelne Kapseln gefüllt und im Ofen mehrmals aufgeschmolzen und erstarrt. Wie die Abbildung 127 zeigt, wurde die Zyklenstabilität bestätigt. Zusätzlich wurde mit Hilfe des 1D-Modells der Schmelzvorgang des PCM berechnet und mit dem Experiment verglichen und somit das 1D-Modell validiert.

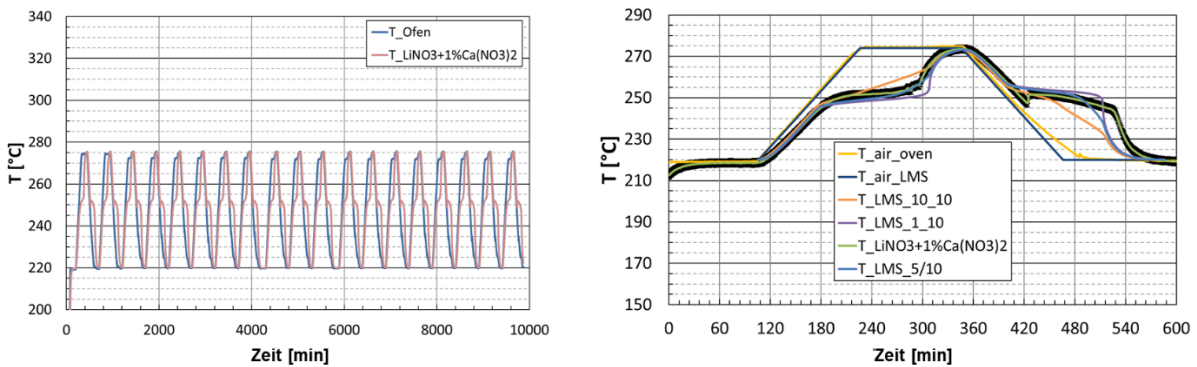


Abbildung 127: Ofenexperimente mit LiNO₃ und einen Vergleich mit dem 1D-Modell

Im oberen Diagramm ist die Kurve „T_LiNO₃“ der gemessenen Temperaturwert in der Kapsel. Das Temperaturplateau stellt den Schmelzbereich dar und ist klar zu erkennen. Aus dem 1D-Modell wurden zwei Kurven dargestellt: 1) „T_LMS_1_10“: Das ist die berechnete Temperatur genau im Zentrum der Kapsel und 2) „T_LM_10_10“: die Temperatur an die Kapselinnenwand. Die Übereinstimmung des 1D-Modells mit dem Experiment ist deutlich zu sehen.

p-Toluylsäure

Für p-Toluylsäure wurden die gleichen Analysen wie für LiNO₃ durchgeführt, s. Abbildung 128. Die DSC-Analyse hat keine Keimbildungsprobleme gezeigt. Die Schmelz- und Erstarrungstemperaturen waren reproduzierbar. Allerdings ist in der DSC-Analyse aufgefallen, dass die Schmelzenthalpie nicht konstant war. Eine weitergehende Analyse über 100 Zyklen hat gezeigt, dass sich die ursprüngliche Schmelzenthalpie von 143 kJ/kg nach ca. 60 Zyklen auf einen Wert von 128 kJ/kg stabilisiert. Dieser Wert wurde für die weiteren Betrachtungen herangezogen. Weiterhin wurde wie beim LiNO₃ das 1D-Modell erfolgreich validiert.

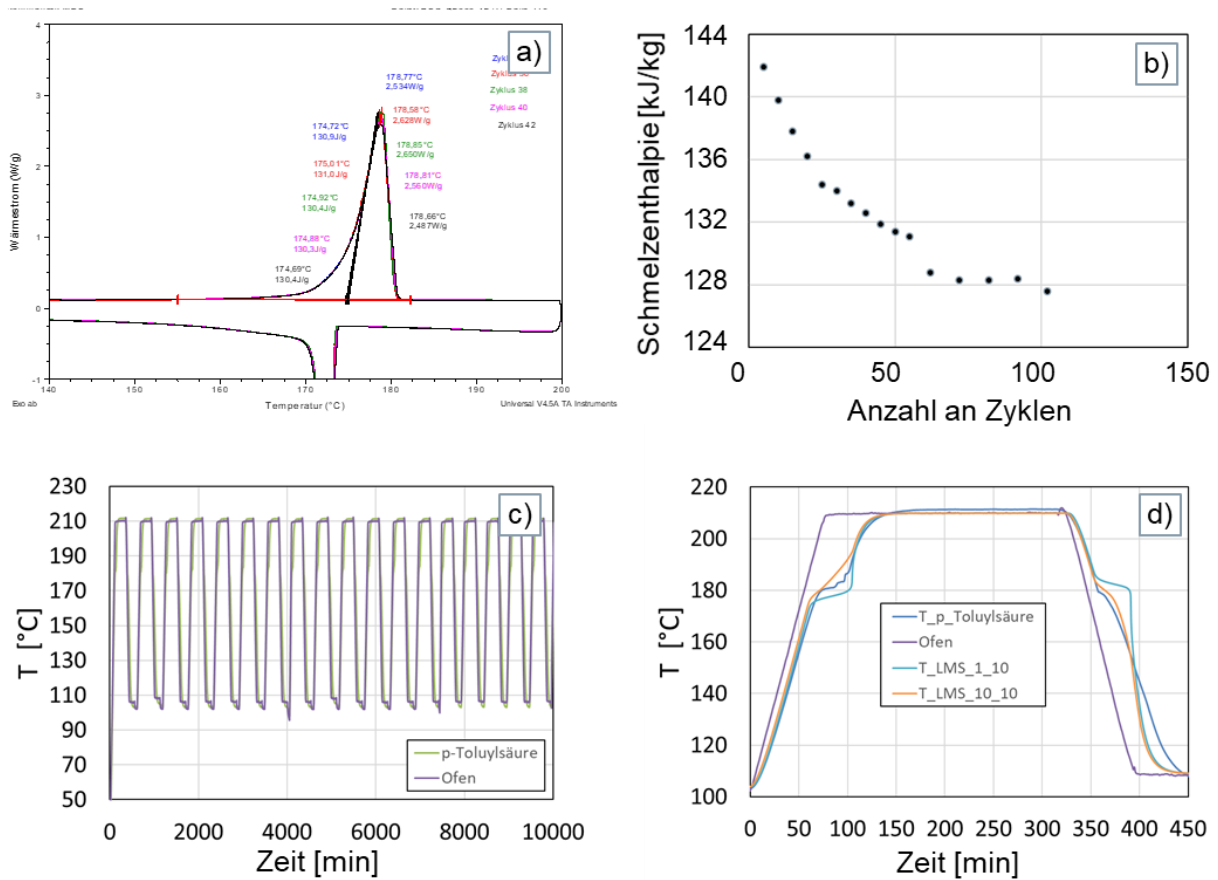


Abbildung 128: a) DSC Analysen von p-Toluylsäure für mehrere Zyklen; b) Entwicklung der Schmelzenthalpie über mehrere Zyklen; c) Zyklusstabilität im Ofenversuch; d) Vergleich Ofenversuch mit 1D-Modell

II.1.5.5. AP 5.5: Kostenschätzung

In diesem Teil-AP wurden zunächst in AP5.5.1 vereinfachte Kostenmodelle für die zentralen Komponenten der Wärmespeichersysteme entwickelt, um in AP 5.5.2 die Kosten für die verschiedenen Speicherkonzepte auf einheitlicher Basis über den gesamten Projektverlauf abschätzen zu können.

II.1.5.5.1. AP5.5.1: Entwicklung vereinfachter Kostenmodelle für die zentralen Wärmespeicherkomponenten

Die entwickelten Kostenmodelle von DLR und Siemens für die zentralen Komponenten der Wärmespeichersysteme, s. Tabelle 26, beruhen weitgehend auf spezifischen Einzelkosten, errechnet über Potenzfunktionen zur Kostendegression. Hierbei wurde entweder auf Literaturangaben oder auf Erfahrungswerte aus früheren Projekten zurückgegriffen und ggf. eine Preiseskalation anhand von Preisindizes vorgenommen, um Kosten für einen einheitlichen Kalkulationszeitpunkt zu erhalten.

Tabelle 26: Im Projekt entwickelte Komponenten-Kostenmodelle und Zuständigkeiten

Komponente	Siemens	DLR
Allgemein		
Pumpen	X	
Rohrleitungen Dampf	X	
Regelventile Dampf	X	
Fundamente für liegende Behälter	X	
Fundamente für stehende Behälter	X	
Miscellaneous	X	
Feststoffspeichersysteme		
Behälter		X
Inventar		X
Behälterisolierung		X
Gebläse		X
Rohrleitungen		X
Ventile		X
Ruths-Speichersysteme (ohne PCM)		
Behälter		X
Behälterisolierung		X
Ruths-Speichersysteme (mit PCM)		
Behälter	X	
PCM-Kapseln	X	
Flüssigsalz- und Thermoölspeichersysteme		
Pumpen für Salz		X
Pumpen für Öl		X
Behälter		X
Inventar (Salzkosten inkl. Aufschmelzung)		X
Behälterisolierung (inkl. Begleitheizung)		X
Rohrleitungen (inkl. Isolierung und Begleitheizung)		X
Wärmeübertrager		X

Um eine einheitliche Basis zu verwenden, haben sich die beteiligten Partner Siemens und DLR auf die Verwendung der NETL (National Energy Technology Laboratory) Kostenermittlungsmethode des US-Energieministeriums [22] verständigt. Dieser Methode liegt ein Zwiebelmodell zugrunde und gliedert die Kosten in verschiedenen Schichten, wie in Abbildung 129 dargestellt.

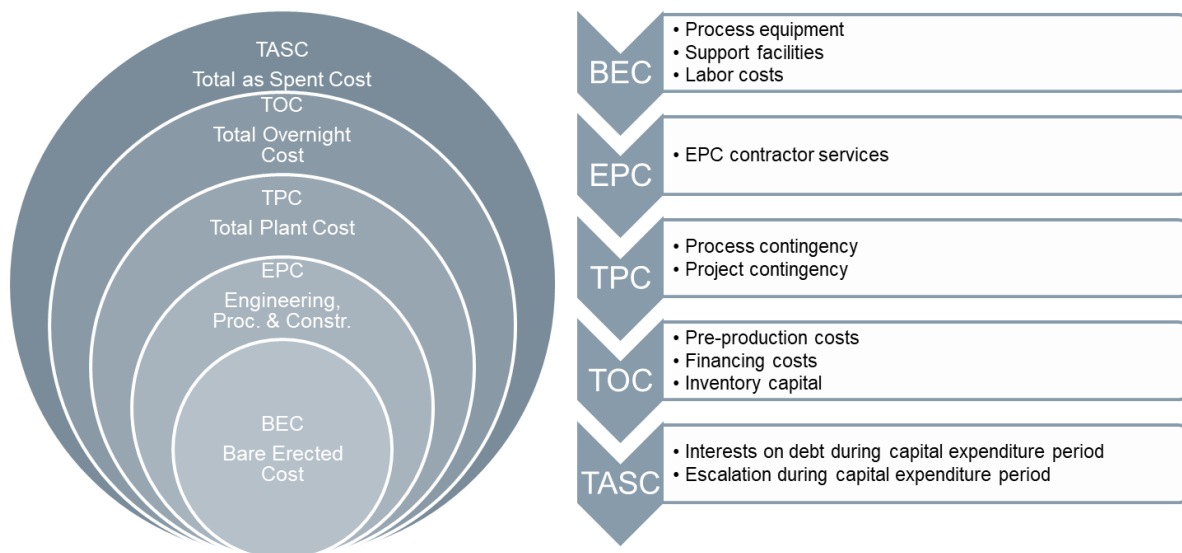


Abbildung 129: Darstellung des NETL-Modells

Daraufhin wurden im Projekt alle Komponentenkosten mit Hilfe der o.g. Kostenmodelle zunächst auf Basis der BEC ermittelt und anschließend auf die TASC umgerechnet. Hierfür erfolgte zwischen Siemens und MHPSE unter Mithilfe des DLR ein Informationsaustausch bezüglich der Faktoren innerhalb des Zwiebelmodells. Basierend auf diesen Ergebnissen wurden dann Annahmen für die weiteren Kostenberechnungen erstellt. Alles in allem ergab sich durch Multiplizieren aller Faktoren die folgenden Umrechnungsformel.

$$TASC = 1,53172979 * BEC$$

Die dadurch ermittelten TASC-Kosten wurden an AP2 übergeben. Die final ermittelten Kosten für den die jeweiligen Entwurfsoptionen sind in AP5.5.2 dargestellt.

II.1.5.5.2. AP 5.5.2: Kostenschätzung Entwurfsoptionen

Sensibler Speicher und Ruths-Speicher (DLR)

In diesem Arbeitspaket wurden die Kosten für die Speichersysteme mit sensiblen Speichern und reinen Ruths-Speichern ohne PCM in mehreren Iterationsschritten ermittelt. Die Kosten basieren auf der in AP5.5.1 beschriebene Vorgehensweise. Die Ergebnisse des finalen Iterationsschrittes für die jeweilige optimale Speicherdauer sind in den folgenden Darstellungen (Abbildung 130, Abbildung 131, Abbildung 132) zusammengefasst. Neben den zugrunde gelegten Annahmen für die Berechnungen ist auch die Kostenaufteilung auf die Einzelkomponenten der Speichersysteme

aufgeführt. Nicht berücksichtigt sind die Kosten der Integration in das Kraftwerk; diese werden dann in AP6 bestimmt.

Investitionskosten der TES-Konzepte [TASC_€]

Speicherkapazität (h)	K2 (DLR)
1	6,4 Mio. €

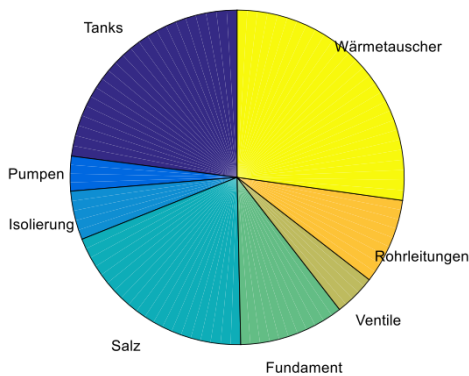


Abbildung 130: TES-Investitionskosten für Konzept 2: Flüssigsalzspeicher (Zwei-Tank)

Annahmen:

- Betriebsfall: Volllast-Volllast
→ größter TES (worst case)
- $L_{\text{rohrleitung,gesamt}} = 20 \text{ m}$ (Salzseitig)
- $D_{\text{Rohrleitung}} = 0.29 \text{ m}$
- 6 Ventile
- Entladedauer = 1 h
- Beladedauer = 1 h
- $p = 0 \text{ barg}$

Ergebnisse der Optimierung:

- $V_{\text{ges}} = 750 \text{ m}^3$
- $T_{\text{heiß}} = 560 \text{ °C}$
- $T_{\text{kalt}} = 290 \text{ °C}$
- $A_{\text{HX,Laden}} = 6500 \text{ m}^2$
- $A_{\text{HX,Entladen}} = 1850 \text{ m}^2$

Investitionskosten der TES-Konzepte [TASC_€]

Speicherkapazität (h)	K3b (DLR)
0,25	3,62 Mio. €

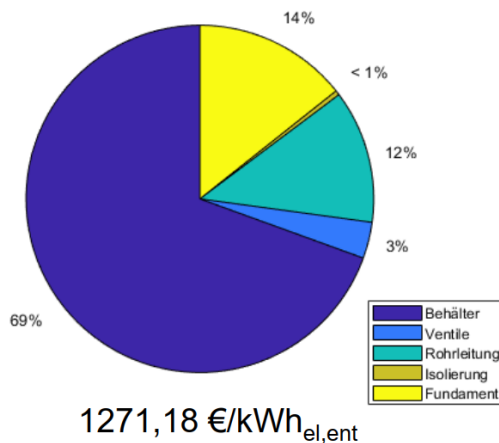


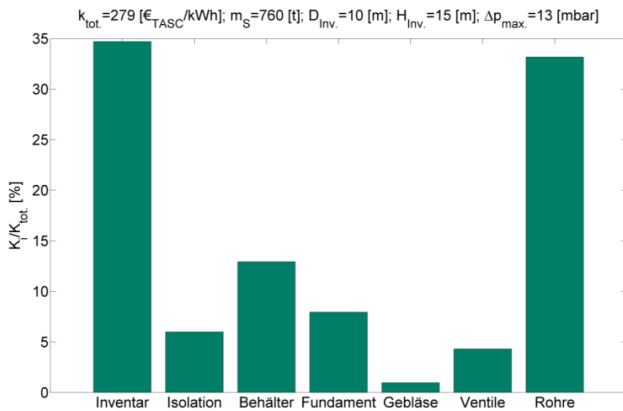
Abbildung 131: TES-Investitionskosten für Konzept 3b: Reiner Ruths-Speicher

Annahmen:

- Berücksichtigung Prozessgrenze
→ Reduzierte Rohrlängen und Anzahl an Ventilen
- Betriebsfall: MinLast-Volllast
→ größter TES (worst case)
- $V_{\text{ges}} = 548 \text{ m}^3$
- hier: $N_{\text{Behälter}} = 2$ (mit $V_{\text{max}} = 500 \text{ m}^3$)
- $l_{\text{Rohrleitung}} = 20 \text{ m je Behälter}$
- $D_{\text{Rohrleitung_entladen}} = 0,81 \text{ m}$
- $D_{\text{Rohrleitung_Beladen}} = 0,61 \text{ m}$
- 2 Rohrleitung pro Behälter (Be- und Entladen)
- 1 Ventile Pro Behälter
- Entladedauer = 15 min
- Beladedauer = 15 min
- $p_{\text{ein}} = 11,12 \text{ bar}$
- $p_{\text{aus}} = 6,83 \text{ bar}$

Investitionskosten der TES-Konzepte [TASC_€]

Speicherkapazität (h)	K6 (DLR)
2	5,7 Mio. €



Annahmen/Vorgaben:

- Betriebsfall: MinLast-Volllast
→ größter TES (worst case)
- Ventilanzahl: 4
- Piping-Durchmesser basierend auf:
 - zul. Wärmeverluste: 500 W/m²
 - v_{max}: 20 m/s
 - Max. Temperatur Piping
 - 500 °C heisseitig
 - Umgebung kaltseitig
 - Wärmedämmung: Legral
- Piping-Länge (in m):
 - heißseitig: D + 20
 - kaltseitig: 2*(D/2+50)

Abbildung 132: TES-Investitionskosten für Konzept 6: Feststoffspeicher

Die Tabelle 27 zeigt die ermittelten TASC-Kosten für die o.g. Speichersysteme für die Leitkonzepte in Abhängigkeit der Speicherkapazität.

Tabelle 27: TES-Investitionskosten auf Basis TASC für die Konzepte K2 (Flüssigsalzspeicher), K3b (Reiner Ruths-Speicher) und K6 (Feststoffspeicher)

Speicherkapazität (h)	K2 (DLR)	K3b (DLR)	K6 (DLR)
0,25	4,3 Mio. €	3,62 Mio. €	3,3 Mio. €
0,5	5,1 Mio. €	7,04 Mio. €	3,8 Mio. €
1	6,4 Mio. €	13,62 Mio. €	4,5 Mio. €
2	8,6 Mio. €	26,69 Mio. €	5,7 Mio. €
4	12,4 Mio. €	53,53 Mio. €	7,9 Mio. €
6	17,5 Mio. €	86,86 Mio. €	9,8 Mio. €
8	21,2 Mio. €	107,19 Mio. €	12 Mio. €

Diese Kostendaten wurden zusammen mit den Integrationskosten aus AP6 an den Projektpartner EWI übermittelt und dienen als Basis der techno-ökonomischen Bewertung in AP2.

PCM-Speicher (Siemens)

In diesem Arbeitspaket wurden die Kosten für den PCM-Speicher in mehreren Iterationsschritten ermittelt. Die Kosten basieren auf der in AP5.5.1 beschriebene Vorgehensweise. Folgende BEC-Kosten wurden berücksichtigt:

- PCM-Material und Verkapselung
- Behälter inklusive Fundamente entsprechend der Auflagefläche
- 1 Regelventil pro Behälter
- 20 m Rohrleitung pro Behälter
- Integrationskosten werden nicht berücksichtigt. Diese werden dann in AP6 bestimmt

Die folgende Tabelle zeigt die ermittelten BEC- und TASC-Kosten für den PCM-basierten Speicher für die zwei Leitkonzepte in Abhängigkeit der Speicherzeit. Die in Tabelle 28 aufgelisteten Kosten zusammen mit den Integrationskosten aus AP6 wurden an EWI übermittelt und dienen als Basis der techno-ökonomischen Bewertung.

Tabelle 28: Die ermittelten Kosten für einen PCM-basierten Ruths-Speicher

Speicherzeit [h]	Konzept 4 - PCM		Konzept 3b - PCM	
	BEC [€]	TASC [€]	BEC [€]	TASC [€]
0,25	2,8 Mio. €	4,4 Mio. €	1,9 Mio. €	2,9 Mio. €
0,5	5,4 Mio. €	8,3 Mio. €	3,6 Mio. €	5,5 Mio. €
1	10,6 Mio. €	16,2 Mio. €	6,98 Mio. €	10,7 Mio. €
2	20,5 Mio. €	31,4 Mio. €	13,6 Mio. €	20,9 Mio. €
4	40,6 Mio. €	62,2 Mio. €	26,8 Mio. €	41,1 Mio. €
6	59,5 Mio. €	91,1 Mio. €	40,1 Mio. €	61,3 Mio. €
8	78,8 Mio. €	120,7 Mio. €	53,1 Mio. €	81,3 Mio. €

Um ein besseres Verständnis der Kosten zu bekommen zeigt Abbildung 133 die Kostenverteilung auf die wichtigsten Kostenpositionen.

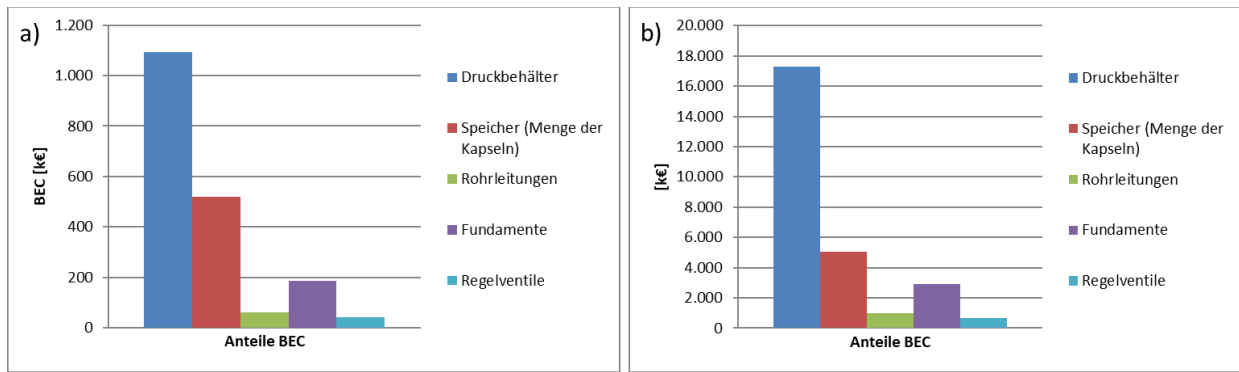


Abbildung 133: Kostenverteilung auf die wichtigsten Kostenpositionen für einen a) 15min und einen b) 4h Speicher für Konzept 3b.

Folgende zentrale Aussagen lassen sich aus der Darstellung treffen:

- Die Kosten des Druckbehälters bzw. die Behälter sind mit 57% der Gesamtkosten der größte Posten.
- Dieser Anteil an Kosten steigt mit der Speicherzeit. Z.B. für ein 4h Speicher ist der Anteil der Kosten für die Druckbehälter 64%.
- Der Kostenanteil des Speichermaterials inkl. Mantelmaterial und Verkapselung liegt bei 27% für einen 15min-Speicher bzw. 19% für einen 4h Speicher.
- Die Kosten der Rohrleitungen und Regelventile spielen eine vernachlässigbare Rolle. An der Stelle muss allerdings erwähnt werden, dass es sich hier nicht um die benötigten Rohrleitungen für die Integration handelt.

Eine weitere interessante Betrachtung ist die Kostenverteilung der Kapsel. Die Kosten der Kapseln für das Konzept 3b bestehen aus den folgenden Positionen:

- 50% für das Kapselmaterial aus Edelstahl
- 44,5% für das PCM Material
- 5,5% für die Schweißarbeiten für die Verkapselung.

Für die Bestimmung der Kosten wurden die Materialpreise aus Alibaba ermittelt. Die Schweißarbeiten inkl. Befüllung wurden mit 25€-cent pro Kapsel für eine voll maschinelle Herstellung angenommen.

II.1.6. AP 6: Untersuchung eines TES-Leitkonzepts am Beispiel Referenzkraftwerk (STEAG)

In Arbeitspaket 6 wurde die Integration von zwei TES Konzepten in ein in AP6 zunächst generisch festgelegtes Referenzkraftwerk untersucht. Die generischen Ergebnisse wurden in einem zweiten Schritt für ein bestehendes modernes Steinkohlekraft konkretisiert und durch die Betrachtung weiterer Bestandskraftwerke verallgemeinert. Im Vordergrund standen dabei Fragestellungen zur technischen Umsetzbarkeit als Vorbereitung für einen möglichen Demonstrator und zu den zu erwartenden Integrationskosten, mit dem Ziel, weitere Einflussfaktoren für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in AP2 quantifizieren zu können.

Basierend auf den technischen und operativen Rahmenbedingungen des Referenzkraftwerks wurden die in AP3 definierten TES Konzepte in Abstimmung mit AP4 und AP5 bewertet und die zwei hinsichtlich Nachrüstbarkeit aus Betreiber- und Herstellersicht vielversprechendsten Konzept für die weiteren Untersuchungen am Referenzkraftwerk ausgewählt. Die Untersuchungen beinhalten dabei sowohl die verfahrenstechnische als auch die leittechnische und elektrotechnische Umsetzung, die im Wesentlichen von den Integrationspunkten im Kraftwerk und der in AP5 festgelegten Speicherauslegung inklusiver der dazugehörigen Peripherie, aber auch von den angestrebten Betriebsstrategien abhängen.

II.1.6.1. AP 6.1 Definition des am Referenzkraftwerk zu untersuchenden TES-Konzepts

Die Aufgabenstellung von Arbeitspaket 6.1 war in zwei Teilschritte unterteilt und lag zum einen in der Auswahl eines Referenzkraftwerks und zum anderen in der Definition des am Referenzkraftwerk zu untersuchenden TES-Konzepts.

Durch die Stilllegung des KWs Voerde stand das im Vorgängerprojekt untersuchte Kraftwerk für die Bearbeitung in Arbeitspaket 6 nicht mehr zur Verfügung. In Hinblick auf die Verwertungsabsichten wurden in Abstimmung mit den am Projekt beteiligten Betreibern, dem VGB und MHPSE die folgenden Kriterien für die Auswahl der Referenzanlage definiert:

- Ausreichende Restreisezeit
- Kraftwerk in Deutschland
- Nennenswerte Leistungsgröße
- Nach Möglichkeit eine Anlage und Kraftwerkskomponenten vom Kesselhersteller und Betreibern aus dem Projekt.

Anstelle eines einzelnen Kraftwerks, wurde zunächst generisch die moderne 800-MW_{el}-Kraftwerksklasse als Referenzanlagentyp und damit Grundlage für die Untersuchungen in Arbeitspaket 4 definiert. Kraftwerke, die diesem Typ zugeordnet werden können, sind u.a. Wilhelmshaven, Moorburg A,B, Walsum 10 und RDK 8. Dieser Ansatz berücksichtigt dabei, dass in Deutschland die Nachrüstung thermischer Speicher im Vordergrund stehen wird und damit

Kraftwerke, die für eine Nachrüstung in Frage kommen, hauptsächlich der Kategorie „modernes Kraftwerk“ zuzuordnen sind.

Durch den gewählten generischen Ansatz erfolgte die Aufbereitung der Rahmenbedingungen für das Referenzkraftwerk erst in Arbeitspaket 6.2 konkret am Beispiel Walsum 10.

Gemeinsam wurde unter Zuarbeit vom DLR die Übertragbarkeit der Leitkonzepte aus Arbeitspaket 3 auf Arbeitspaket 6 untersucht. Durch eine starke Gewichtung der „Integrierbarkeit der TES Konzepte in Bestandsanlagen“ durch die Betreiber und MHPSE als Grundlage für die weiteren Untersuchungen in Arbeitspaket 6.2 wurden zwei Varianten ausgewählt:

- **Konzept 2 mit einem 2-Stunden-Speicher**
- **Konzept 3 b (Ruth + PCM) mit einem 15 Minuten-Speicher**

Die zu untersuchenden Konzepte berücksichtigen dabei einerseits die unterschiedlichen Charakteristiken, der in Arbeitspaket 3 evaluierten Leitkonzepte und decken implizit auch eine Machbarkeit der Konzepte

- Konzept 2 mit einem 15-Minuten-Speicher
- Konzept 4 (Ruth + PCM) mit einem 15 Minuten-Speicher

ab. Aufgrund der Fokussierung auf die Erweiterung von Bestandskraftwerken wurde das Leitkonzept 6 in Arbeitspaket 6 nicht untersucht.

II.1.6.2. AP 6.2 Studie zur technischen Integration des ausgewählten TES-Konzepts

Die Untersuchung der technischen Integration der in Arbeitspaket 6.1 festgelegten Varianten erfolgte in diesem Arbeitspaket am Kraftwerk Walsum 10. Walsum 10 stellt dabei bedingt durch eine sehr kompakte Bauweise vermeintlich die größten Herausforderungen an die Integration dar. Die folgenden Aspekte waren Teil der Integrationsstudie:

- Genehmigungsrelevante Rahmenbedingungen (STEAG)
- Verfahrenstechnische Integration in Form einer Aufstellungsplanung (MHPSE)
- Elektrotechnische und Leittechnische Integration (STEAG)
- Kostenzusammenstellung (STEAG, MHPSE)
- Verallgemeinerung auf die Kraftwerke Schwarze Pumpe von LEAG und RDK 8 von EnBW (LEAG und EnBW).

II.1.6.2.1. Genehmigungsrelevante Rahmenbedingungen

Bei der nachträglichen Errichtung eines Speichersystems zur Erhöhung der Kraftwerksflexibilität ist eine Änderungsgenehmigung für das Speichersystem zu beantragen. Dabei sind kraftwerksspezifisch die zu diesem Zeitpunkt gültigen Vorschriften und regionalen Gegebenheiten für den Standort zu beachten. Für jedes Projekt ist eine individuelle Bearbeitung erforderlich. Allgemein erfordert die Errichtung und der Betrieb eines Speichersystems die Durchführung eines

immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens einschließlich eines Baugenehmigungsverfahrens.

Konzept 2 mit Einsatz eines Salzspeichersystems

Bei einem Salzspeichersystem wird häufig eine Mischung aus Natriumnitrat und Kaliumnitrat als Speichermedium eingesetzt. Die Notfallbeheizung und erstmalige Aufheizung des Salzes sowie endgültige Entsorgung sind im Rahmen der Änderungsgenehmigung zu beschreiben. Natriumnitrat (Fp.: 307 °C, Zersetzung > 600 °C) ist gemäß VERORDNUNG (EG) Nr. 1272/2008 (CLP-VO) mit den Gefahrensätzen H272, H319, Ox. Sol. 2 und Eye Dam./Irrit. 2 eingestuft. Kaliumnitrat (Fp.: 334 °C, Zersetzung 400 °C) ist gemäß CLP-VO mit den Gefahrensätzen H272 und Ox. Sol. 3 eingestuft. Die vorgenannten Alkalinitrate sind sowohl für sich als auch als Mischung als brandfördernder fester (und auch flüssiger) Stoff der Gefahrenkategorie P8 der Spalte 1 Nr. 1.2.8 des Anhangs 1 der 12. BImSchV einzustufen. Die Mengenschwelle nach Spalte 4 für Betriebsbereiche der unteren Klasse beträgt 50.000 kg, die nach Spalte 5 für Betriebsbereiche der oberen Klasse beträgt 200.000 kg. Das Überschreiten der Mengenschwellen löst gegebenenfalls eine Störfallrelevante Änderung einer genehmigungsbedürftigen Anlage gem. § 16 a BImSchG aus.

Die dementsprechenden Betreiberpflichten des ersten und zweiten Abschnitts der Störfallverordnung sind zu erfüllen (z.B. Allgemeine Betreiberpflichten, Anforderungen zur Verhinderung von Störfällen, Anforderungen zur Begrenzung von Störfallauswirkungen, Ergänzende Anforderungen, Anzeige gem. § 7, Konzept zur Verhinderung von Störfällen, Sicherheitsbericht, Alarm- und Gefahrenabwehrpläne, Weitergehende Information der Öffentlichkeit).

Alkalinitrate sind als wassergefährdend WGK 1 eingestuft. Die Bestimmungen der AwSV sind anzuwenden.

Aufgrund der oben aufgeführten Einordnung ist technisch u.a. mit folgenden Auflagen zu rechnen:

- Auffangbecken für die gesamte Salzmenge
- Spritzschutz aufgrund des hydrostatischen Drucks um das Auffangbecken herum
- Fundamentkühlung
- Doppelwandige Wärmeübertrager mit Leckageüberwachung
- Redundante Messungen
- Ggf. Schnellschlussventile und Bypass.

Konzepte 3b/4 mit Einsatz eines PCM-Speichersystems

Für das PCM-Speichersystem wurden in diesem Vorhaben zwei verschiedene PCM-Materialien in Betracht gezogen. Im Folgenden werden diese Stoffe in Hinblick auf die Genehmigung kurz bewertet:

- *p-Toluylsäure (4-Methylbenzoesäure) – Konzept 3b:*
p-Toluylsäure (4-Methylbenzoesäure) (Fp.: 182 °C, Kp: 275 °C) ist gemäß CLP Verordnung mit den Gefahrensätzen H302 und H319 eingestuft. p-Toluylsäure fällt nicht in den Anwendungsbereich der 12. BImSchV. p-Toluylsäure löst als neu hinzukommender Stoff

aufgrund des Gefahrensatzes H302 die Fortschreibung des Ausgangszustandsberichts Boden und Grundwasser aus. Im Falle des HKW Walsum ist, unabhängig von der Art des Wärmeträgers, die Erstellung eines erstmalig zu erstellenden Ausgangszustandsberichts für Boden und Grundwasser gem. § 10 Abs. 1a BImSchG erforderlich, da es sich seit 07.01.2014 um die erste wesentliche Änderung der Anlage handelt. p-Toluylsäure ist als wassergefährdend WGK 1 eingestuft. Die Bestimmungen der AwSV sind anzuwenden.

- *Lithiumnitrat – Konzept 4 (nicht Leitkonzept)*

Lithiumnitrat (Fp.: 251 °C, Siedepunkt 600 °C) ist gemäß CLP-VO mit den Gefahrensätzen H272 und Ox. Sol. 3, Acute Tox. 4 (H302) und Eye Irrit. 2 (H319) eingestuft. Lithiumnitrat ist als brandfördernder fester (und auch flüssiger) Stoff der Gefahrenkategorie P8 der Spalte 1 Nr. 1.2.8 des Anhangs 1 der 12. BImSchV einzustufen. Die Mengenschwelle nach Spalte 4 für Betriebsbereiche der unteren Klasse beträgt 50.000 kg, die nach Spalte 5 für Betriebsbereiche der oberen Klasse beträgt 200.000 kg. Das Überschreiten der Mengenschwellen löst gegebenenfalls eine Störfallrelevante Änderung einer genehmigungsbedürftigen Anlage gem. § 16 a BImSchG aus. Die dementsprechenden Betreiberpflichten des ersten und zweiten Abschnitts der Störfallverordnung sind zu erfüllen (z.B. Allgemeine Betreiberpflichten, Anforderungen zur Verhinderung von Störfällen, Anforderungen zur Begrenzung von Störfallauswirkungen, Ergänzende Anforderungen, Anzeige gem. § 7, Konzept zur Verhinderung von Störfällen, Sicherheitsbericht, Alarm- und Gefahrenabwehrpläne, Weitergehende Information der Öffentlichkeit). Alkalinitrate sind als wassergefährdend WGK 1 eingestuft. Die Bestimmungen der AwSV sind anzuwenden. Lithiumnitrat löst als neu hinzukommender Stoff aufgrund des Gefahrensatzes H302 die Fortschreibung des Ausgangszustandsberichts Boden und Grundwasser aus. Im Falle des HKW Walsum ist, unabhängig von der Art des Wärmeträgers, die Erstellung eines erstmalig zu erstellenden Ausgangszustandsberichts für Boden und Grundwasser gem. § 10 Abs. 1a BImSchG erforderlich, da es sich seit 07.01.2014 um die erste wesentliche Änderung der Anlage handelt.

II.1.6.2.2. Verfahrenstechnische Integration

Im Rahmen der verfahrenstechnischen Integrationsstudie wurden die verbindenden Rohrleitungssysteme zwischen den beiden Speichervarianten und dem Kraftwerk Walsum 10 untersucht. Als Ergebnis wurden Messstellen- und Verbraucherlisten abgeleitet, Fließbilder und Aufstellungspläne erzeugt sowie eine Rohrleitungsplanung durchgeführt, die im Folgenden beschrieben wird.

Die verbindenden Rohrleitungssysteme dienen der Einbindung der jeweiligen Speicheranlage in die verschiedenen Untersysteme des Wasser-/Dampfkreislaufes des Kraftwerkes. Die entsprechende verfahrenstechnische Auslegung ist auf Basis der Wärmeschaltbilder sowie der Kreislaufberechnungen der gewählten Konzepte erfolgt (siehe Arbeitspakete 3 und 4).

Eine schematische Darstellung der verbindenden Rohrleitungssysteme für Konzept 2 ist in Abbildung 134 dargestellt.

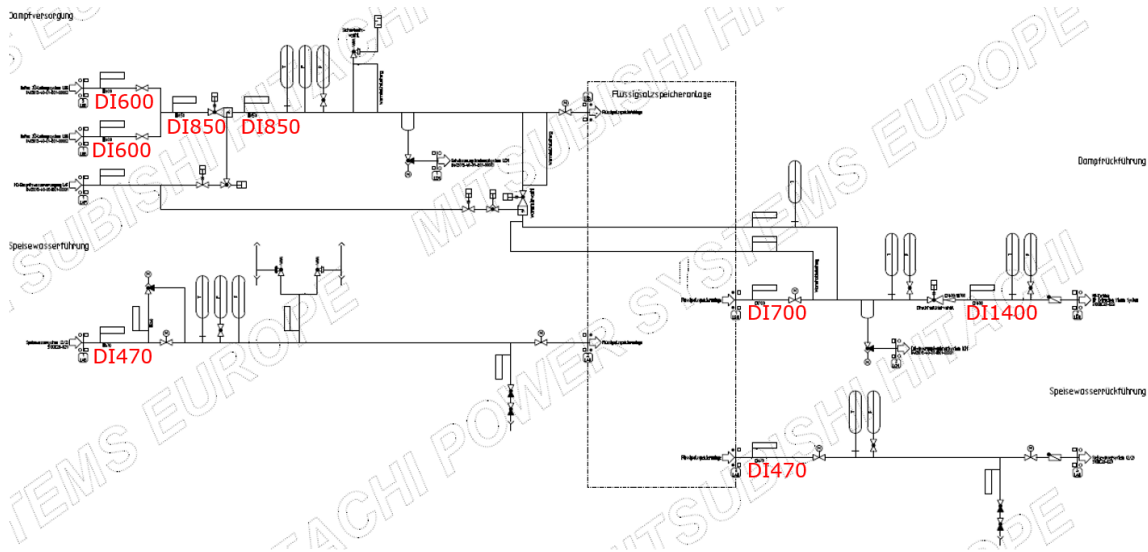


Abbildung 134: PFD verbindende Rohrleitungssysteme Konzept 2

Bei Konzept 2 erfolgt die Dampfversorgung aus dem HZÜ-Dampfsystem des Kraftwerkes, welches bei Walsum 10 zweisträngig ausgeführt ist. Die Anzapfleitungen der beiden Stränge werden zusammengeführt und der HZÜ-Dampf mittels einer Sammelleitung zur Speicheranlage geleitet. Eine kontinuierliche Durchfluss-, Temperatur- und Drucküberwachung sind über in der Rohrleitung installierte Messungen sichergestellt. Zwecks Dampfkonditionierung ist eine Dampfumformstation installiert, um den HZÜ-Dampf auf die für die Speicheranlage notwendigen Parameter zu konditionieren. Eine kontinuierliche Überwachung der Dampfkonditionierung erfolgt dabei abströmseitig über in der Sammelleitung positionierte Druck- und Temperaturmessstellen. Die Einspritzwasserversorgung der Dampfumformstation erfolgt mittels Anzapfung des MD-Einspritzwassersystems. Eine Druckabsicherung der kompletten Dampfführung ist über ein Sicherheitsventil sichergestellt, welches abströmseitig der Dampfumformstation installiert ist. Die Dampfdruckführung von der Speicheranlage zum Kraftwerk erfolgt ebenfalls über eine Dampfsammelleitung. Der zurückgeführte HZÜ-Dampf wird vor der Niederdruckstufe der Dampfturbine wieder in den Wasser-Dampfkreislauf des Kraftwerkes eingekoppelt. Ein in der Rückführleitung installiertes Druckreduzierventil stellt dabei sicher, dass der Dampf auf die am Eintritt der ND-Turbine herrschen Zustände konditioniert wird. In den Dampfleitungen anfallende Kondensate werden an den Tiefpunkten des Systems gesammelt und dem Entwässerungskondensatsystem des Kraftwerkes zugeführt.

Das aufzuheizende Speisewasser wird dem Speisewassersystem anströmseitig HD-Vorwärmer 9 entnommen, mittels einer Rohrleitung zur Speicheranlage geführt, aufgeheizt und danach dem Speisewassersystem des Kraftwerkes abströmseitig HD-Vorwärmer 9 wieder zugeführt. Um Wasserschläge in den verbindenden Rohrleitungen zu vermeiden ist – analog zum Speisewasseranfahrregelventil – in der zuführenden Speisewasserleitung ein Regelventil im Bypass verbaut. Eine kontinuierliche Durchfluss-, Temperatur- und Drucküberwachung erfolgt über in den Rohrleitungen installierte Messungen, die Druckabsicherung des gesamten Systems ist über in der Speisewasserzuführung installierte Sicherheitsventile sichergestellt.

Eine schematische Darstellung der verbindenden Rohrleitungssysteme für Konzept 3b ist Abbildung 135 zu entnehmen.

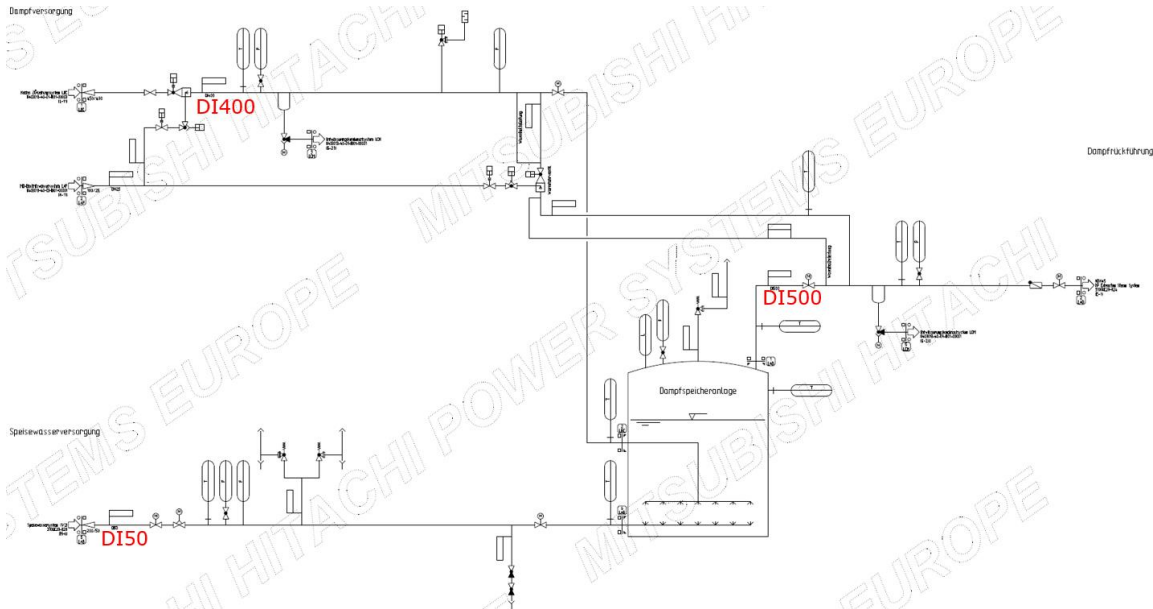


Abbildung 135: PFD verbindende Rohrleitungssysteme Konzept 3b

Bei Konzept 3b erfolgt die Dampfversorgung aus dem KZÜ-Dampfsystem des Kraftwerkes. Der KZÜ-Dampf wird mittels einer Rohrleitung zur Speicheranlage geleitet. Zwecks Dampfkonditionierung ist eine Dampfumformstation installiert, um den KZÜ-Dampf auf die für die Speicheranlage notwendigen Parameter zu konditionieren. Eine kontinuierliche Überwachung der Dampfkonditionierung erfolgt abströmseitig über in der Sammelleitung positionierte Druck- und Temperaturmessstellen. Die Einspritzwasserversorgung der Dampfkonditionierung erfolgt mittels Anzapfung des MD-Einspritzwassersystems. Eine Druckabsicherung der kompletten Dampfzuführung wird mittels eines Sicherheitsventiles sichergestellt, welches abströmseitig der Dampfumformstation positioniert ist.

Die Dampfdruckführung von der Speicheranlage zum Kraftwerk erfolgt über eine Dampfleitung, die anströmseitig des ND-Vorwärmers 5 wieder in den Wasser-/Dampfkreislauf des Kraftwerkes eingebunden wird. In den Dampfleitungen anfallende Kondensate werden an den Tiefpunkten des Systems gesammelt und dem Entwässerungskondensatsystem des Kraftwerkes zugeführt.

Aufstellungsplanung

Die Aufstellungsplanung der Speicheranlage auf dem Gelände des Kraftwerkes Walsum 10 ist aufgrund der höheren Komplexität anhand der Flüssigsalzspeichereinheit (Konzept 2) erfolgt.

Als Randbedingungen für die Aufstellungsplanung wurden nachfolgende Festlegungen getroffen:

- Die Entfernung zu den Be- und Entladepunkten ist so kurz wie möglich zu wählen.
- Die Anordnung der einzelnen Komponenten der Speicheranlage ist flexibel und passt sich den Bedürfnissen des Kraftwerkstandortes an.

- Die Speicheranlage beeinträchtigt nicht die Funktion bzw. die Infrastruktur des Kraftwerkstandortes (Fluchtwege, Zufahrten, Revisionsflächen).

Die Ergebnisse der Anordnungsplanung sind in Abbildung 136 dargestellt.

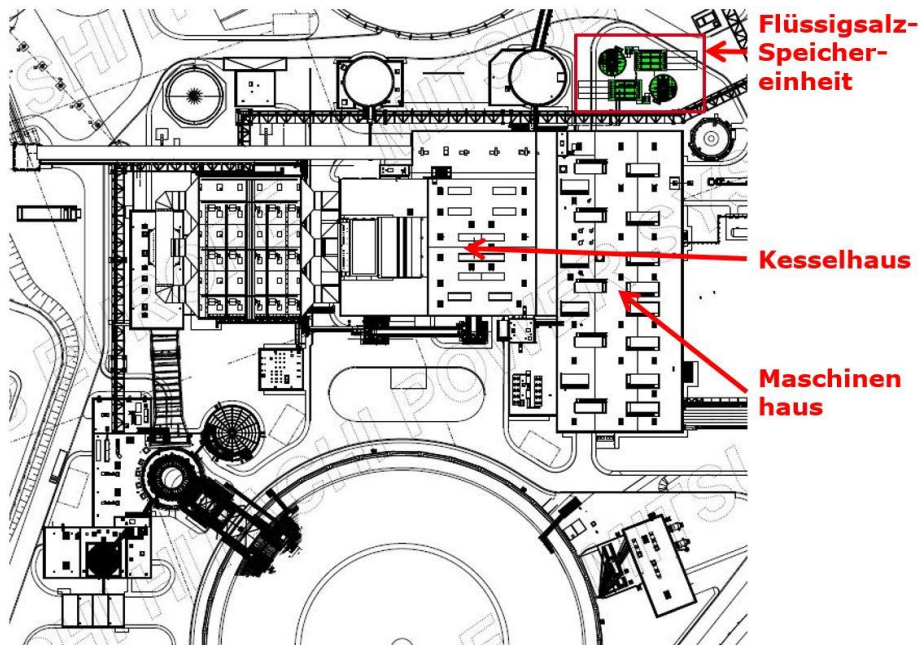


Abbildung 136: Anordnungsplanung Konzept 2 – Lageplan

Rohrleitungsplanung der verbindenden Rohrleitungssysteme

In diesem Abschnitt wird die Rohrleitungsplanung der verbindenden Rohrleitungssysteme zwischen den verschiedenen Varianten der Speicheranlage und dem Kraftwerk Walsum 10 zusammengefasst.

Als Randbedingungen für die Rohrleitungsplanung wurden in Anlehnung an die Aufstellungsplanung nachfolgende Festlegungen getroffen:

- Die Rohrleitungslängen sind so kurz wie möglich zu wählen.
- Die Rohrleitungsplanung der verschiedenen Rohrleitungssysteme passt sich den Bedürfnissen des Kraftwerkstandortes an.
- Die zusätzlichen Rohrleitungssysteme beeinträchtigen nicht die Funktion bzw. die Infrastruktur des Kraftwerkstandortes (Fluchtwege, Zufahrten, Revisionsflächen).

Die Rohrleitungsplanung erfolgte anhand eines 3D Modells der Anlage. Die folgenden Tabellen fassen die resultierenden Rohrleitungslängen für Konzept 2 und für Konzept 3 tabellarisch zusammen.

Konzept 2	Di [mm]	Medium	Länge [mm]	Material
Speisewasserversorgung	470	Speisewasser	~19.800	15NiCuMoNb5-6-4
Speisewasserrückführung	470	Speisewasser	~38.700	15NiCuMoNb5-6-4
Dampfversorgung	600	HZÜ Dampf	~41.000	X10CrWMoVNb9-2
Dampfversorgung	850	HZÜ Dampf	~66.500	X10CrWMoVNb9-2
Bypassleitung	500	HZÜ Dampf	~8.000	X10CrWMoVNb9-2
Dampfrückführung	700	HZÜ Dampf	~59.100	X10CrWMoVNb9-2
Dampfrückführung	1400	HZÜ Dampf	~15.000	X10CrWMoVNb9-2

Konzept 3b	Di [mm]	Medium	Länge [mm]	Material
Speisewasserversorgung	50	Speisewasser	~87.700	16Mo3
Dampfversorgung	400	KZÜ Dampf	~76.500	13CrMo4-5
Bypassleitung	400	KZÜ Dampf	~4.000	13CrMo4-5
Dampfrückführung	500	KZÜ Dampf	~112.700	13CrMo4-5

Grundsätzlich sind bei der Integration des thermischen Speichers auch Auswirkungen auf die übergeordnete Verfahrenstechnik (Wasser-/Dampfkreislauf) zu beachten, die im Folgenden ohne Anspruch auf Vollständigkeit beispielhaft aufgelistet sind:

Vorwärmstrecke:

- Hauptkondensat- / Kondensat-Booster-Pumpen: Fördermengen und Druckverluste (Pumpenkennlinien)
- Speisewasser-Pumpen: Fördermengen und Druckverluste (Pumpenkennlinien).

Dampferzeuger:

- Einhaltung der minimalen und maximalen Ein-/Austrittstemperaturen an den verschiedenen Heizflächen (Einhaltung von Temperaturkonstanzen).
- Einhaltung der minimalen und maximalen Dampfmassenströme an den verschiedenen Heizflächen (Einhaltung von Strömungsstabilitäten).

Verbindende Rohrleitungssysteme:

- Einhaltung der Auslegungstemperaturen und -drücke.

Dampfturbine / Generator:

- Einhaltung der Mindestdampfmenngen an den jeweiligen Turbinenstufen (Minstdurchströmungen) sowohl für den Eintritt als auch für den Austritt.

- Einhaltung der maximalen Anzapfmengen der Turbinenanzapfungen (Biegespannungen an den Turbinenschaufeln).
- Einhaltung der maximalen Generatorleistung.
- Überprüfung des Wechsels zwischen Gleitdruck- und Festdruckbetriebs bei Min-Last.

Sonstiges:

- Bei einer Druckabsenkung der KZÜ-Schiene ist zu berücksichtigen, dass das Hilfsdampfsystem in Betrieb gehalten werden muss. Das heißt minimaler Druck KZÜ ist gleich Betriebsdruck Hilfsdampfsystem zuzüglich Druckdifferenz über Reduzierstationen. Soll der KZÜ-Druck trotzdem abgesenkt werden, ist zu berücksichtigen, dass das Hilfsdampfsystem über Hilfsdampferzeuger versorgt werden muss.
- Die Entfernung zu den Be- und Entladungspunkten zwischen TES-Anlage und Wasserdampfkreislauf sollten so kurz wie möglich sein.
- Die Rohrleitungsplanung der verschiedenen Rohrleitungssysteme sowie die Anordnung der einzelnen Komponenten der TES-Anlage passen sich den Bedürfnissen des Kraftwerkstandortes an.
- Die zusätzlichen Rohrleitungssysteme sowie die TES-Anlage beeinträchtigen nicht die Funktion bzw. die Infrastruktur des Kraftwerkstandortes (Fluchtwege, Zufahrten, Revisionsflächen).

Kostenermittlung:

Die für die verfahrenstechnische Integration berücksichtigten Kosten umfassen:

- Rohrleitungen
- Fittings
- Rohrleitungsunterstützungen
- Primärer und sekundärer Stahlbau
- Montage (Rohrleitungen und Stahlbau)
- Transport (Rohrleitungen und Stahlbau)
- Armaturen
- Messstellen
- Isolierungen
- QA/QS
- Projektmanagement
- Engineering
- Beschaffung

Dabei beziehen sich die aufgeführten Positionen nur auf einen beispielhaften MHPSE-Lieferanteil der Anlagenintegration. Salzleitungen und Bautechnik sowie ergänzenden BoP-Systeme sind bei den Integrationskosten explizit nicht berücksichtigt. Die Integrationskosten belaufen sich auf:

- **Konzept 2: 4,45 mio. € BEC**
- **Konzept 3b: 2,95 mio. € BEC**

II.1.6.2.3. Elektrotechnische und Leittechnische Integration

Die Simulationen in Arbeitspaket 4 haben gezeigt, dass die Integration der Speicher Auswirkungen auf den gesamten Wasser-/Dampf-Kreislauf haben. Damit ist neben einer elektrotechnischen und leittechnischen Einbindung der Speicheranlage auch eine Regelungsoptimierung von durch den Speicher stark beeinflussten Kraftwerksregelungen, z.B. Kondensatregelung, zu berücksichtigen. Folgende Planungsprämissen wurden für die Untersuchungen und die daraus resultierende Kostenschätzung vorgegeben:

- Die Speicher werden vollintegriert in die Hauptleittechnik eingebunden.
- Ausreichend Platz in bestehenden LT Schränken und Schaltanlagen vorhanden und nur geringer Kabelwegebau erforderlich.

Mit dem für beide Konzepte aus der Verfahrenstechnik abgeleiteten Mengengerüst für Sensoren und Aktoren (siehe nachfolgende Tabelle), unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus Arbeitspaket 4 und basierend auf Erfahrungen am Standort Walsum wurden die Kosten für die Integration abgeleitet. Potenzielle Erweiterungen der Sensorik und Aktorik, die sich aus der Genehmigung und grundsätzlichen Anforderung an den Aggregateschutz der Speicheranlage – aber auch der Kraftwerksanlage – ergeben, wurden diskutiert (u.a. Leitfähigkeitsmessungen, 2v3 Ausführung), müssen aber zu einem späteren Planungszeitpunkt im Rahmen einer HAZOP Analyse konkretisiert werden und sind daher in den Kosten gegebenenfalls nicht adäquat berücksichtigt.

Konzept	Anzahl Messungen	Anzahl Verbraucher
Konzept 2	35	19
Konzept 3b	15	10

Kostenermittlung:

Die für die E- und Leittechnik berücksichtigten Kosten umfassen:

- E- u LT-Planung und Dokumentation
- Anlegen von Messungen und Antrieben
- Funktionsimplementierung
- Integration ins Bedien- und Beobachtungssystem
- Regelungsoptimierung (Kraftwerksregelungen insbesondere Kondensat, Speisewasser)
- Unterstützung der kalten und heißen IBS
- Funktionsimplementierung
- Einbindung in Sekundärsysteme (Telefonanlage, BMA, Kamera, Lautsprecheranlage, inkl. Montage)
- LT Montage und Kraftinstallation inkl. Gerüstbau.

Die Kosten belaufen sich auf:

- **Konzept 2:** 1,08 mio. € BEC
- **Konzept 3b:** 0,75 mio. € BEC

II.1.6.2.4. Kostenzusammenstellung

Neben den oben genannten Integrationskosten sind für Konzept 2 noch weitere spezifische bautechnische Kosten zu berücksichtigen, die sich aus Genehmigungsvorgaben ergeben, u.a. Baukosten Auffangwanne, Spritzschutz und eine Fundamentkühlung. Insgesamt belaufen sich die Integrationskosten damit auf (Konzept 4 als Verallgemeinerung von Konzept 2):

Konzept	Verfahrenstechnik (BEC mio. €)	Elektro-/Leittechnik (BEC mio. €)	Zusatz Bautechnik (BEC mio. €)	TASC (mio. €)
Konzept 2	4,45	1,08	0,7	9,5
Konzept 3b	2,95	0,75		5,65
Konzept 4				7,65

II.1.6.2.5. Verallgemeinerung auf die Kraftwerke RDK 8, Schwarze Pumpe und Kraftwerksneubau

Basierend auf den Planungsergebnisse von MHPSE (Abschnitt II.1.6.2.2) wurden überschlägige Rohrleitungslängen als wesentliche Kostenposition der Integrationskosten durch LEAG und EnBW für die Kraftwerke Schwarze Pumpe und RDK8 abgeleitet. Die Ergebnisse sind in den folgenden Tabellen zusammengefasst und zeigen, dass einerseits Walsum 10 durch seine kompakte Bauweise zwar für die Rohrleitungsführung herausfordernd war, dadurch andererseits in Bezug auf die Rohrleitungslängen und damit unmittelbar auch auf die Integrationskosten gegenüber den Kraftwerken RDK8 und Schwarze Pumpe für die Nachrüstung eines thermischen Speichers Vorteile bietet.

Die höheren Rohrleitungslängen für RDK8 gegenüber Walsum 10 sind auf die Standorte des Kesselhauses und der Aschelager zurückzuführen, die eine Aufstellung des Wärmespeichers nahe der Vorwärmstrecke des Wasser-Dampfkreislaufs verhindert.

Zusammenfassend sind die für Walsum 10 anzusetzenden Integrationskosten aufgrund der Kompaktheit von Walsum 10 vermutlich als untere Grenze in Bezug auf die Nachrüstungen von thermischen Kraftwerken einzuschätzen.

In Bezug auf einen Kraftwerksneubau, in dem der thermische Speicher von vorherein berücksichtigt wird, ist durch eine optimierte Aufstellungsplanung von einer weiteren Kosteneinsparung im Bereich von 30% auszugehen.

Konzept 2 (RDK 8)	Di [mm]	Medium	Länge [mm]	Material
Speisewasserversorgung	470	Speisewasser	~25.000	15NiCuMoNb5-6-4
Speisewasserrückführung	470	Speisewasser	~45.000	15NiCuMoNb5-6-4
Dampfversorgung	600	HZÜ Dampf	~110.000	X10CrWMoVNb9-2
Dampfversorgung	850	HZÜ Dampf	~125.000	X10CrWMoVNb9-2
Bypassleitung	500	HZÜ Dampf	~8.800	X10CrWMoVNb9-2
Dampfrückführung	700	HZÜ Dampf	~110.000	X10CrWMoVNb9-2
Dampfrückführung	1400	HZÜ Dampf	~125.000	X10CrWMoVNb9-2

Konzept 2 (Schwarze Pumpe)	Di [mm]	Medium	Länge [mm]	Material
Speisewasserversorgung	470	Speisewasser	~144.000	15NiCuMoNb5-6-4
Speisewasserrückführung	470	Speisewasser	~144.000	15NiCuMoNb5-6-4
Dampfversorgung	600	HZÜ Dampf	~168.000	X10CrWMoVNb9-2
Bypassleitung	500	HZÜ Dampf	~8.000	X10CrWMoVNb9-2
Dampfrückführung	700	HZÜ Dampf	~192.000	X10CrWMoVNb9-2

Konzept 3b (RDK 8)	Di [mm]	Medium	Länge [mm]	Material
Speisewasserversorgung	50	Speisewasser	~105.000	16Mo3
Dampfversorgung	400	KZÜ Dampf	~95.000	13CrMo4-5
Bypassleitung	400	KZÜ Dampf	~110.000	13CrMo4-5
Dampfrückführung	500	KZÜ Dampf	~125.000	13CrMo4-5

Konzept 3b (Schwarze Pumpe)	Di [mm]	Medium	Länge [mm]	Material
Speisewasserversorgung	50	Speisewasser	~144.000	16Mo3
Dampfversorgung	400	KZÜ Dampf	~168.000	13CrMo4-5
Bypassleitung	400	KZÜ Dampf	~4.000	13CrMo4-5
Dampfrückführung	500	KZÜ Dampf	~180.000	13CrMo4-5

II.2. Bekanntgewordener Fortschritt außerhalb des Vorhabens

Unmittelbar relevante Fortschritte auf dem Gebiet der Flexibilisierung von Kohlekraftwerken durch thermische Energiespeicher bei anderen Stellen sind nicht bekannt. Auf folgenden Gebieten waren Forschungsaktivitäten während der Projektlaufzeit zu verzeichnen, die zumindest einen mittelbaren Bezug zu den in FLEXI-TES bearbeiteten Inhalten haben:

- Energiearbitrage-Simulation und technoökonomische Bewertung der TES-Systemen:
 - Ein geothermisches Energiesystem mit Sorptions-TES für die Strommärkte in Belgien im Jahr 2013 und in Großbritannien im Jahr 2017 wird von Scapino et al. [23] betrachtet. Die Studie zeigt, dass das TES-System nicht wirtschaftlich ist, wenn es nur auf dem Day-Ahead-Markt operiert. Dies ändert sich, wenn es auch an Regelenergiemärkten aktiv ist.
 - In einer von Risthaus und Madlener [24] veröffentlichten Studie wird der optimale Einsatz einer Wärmepumpe mit TES, die teilweise (d.h. nur für die Entladungsphase) in Kraftwerken integriert ist, simuliert. Die betrachteten Kraftwerke sind ein Kohlekraftwerk und ein GuD-Kraftwerk in Deutschland sowie ein CSP-Kraftwerk in Spanien für das Jahr 2016. Die Studie zeigt, dass die Einnahmen aus der Energiearbitrage nicht ausreichen, um die hohen Investitionskosten zu decken.
- Flexibilisierung von Kohlekraftwerken durch Wärmespeicher:
 - Li und Wang [25] berichten von simulativen Untersuchungen zur Flexibilisierung überkritischer Kohlekraftwerke durch Integration eines kaskadierten Latentwärmespeichers mit unterschiedlichen Be- und Entladestrategien im Rahmen des durch das Engineering and Physical Sciences Research Council (EPSRC) von Großbritannien geförderten Projektes „Flexible and Efficient Power Plant: Flex-E-Plant“. Drei Beladestrategien und zwei Entladestrategien wurden untersucht. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass es möglich ist, während Schwachlastzeiten thermische Energie aus dem Wasser-Dampf-Kreislauf für die Speicherung zu gewinnen und die gespeicherte Wärmeenergie während einer Spitzennachfrageperiode wieder in den Stromerzeugungsprozess zu Wasserdampf zurückzuführen, um die Stromerzeugung anzukurbeln. Aus den stationären Simulationen geht laut der Autoren die generelle Machbarkeit der vorgeschlagenen Strategien hervor. Es werden aber auch die Grenzen der Strategien verdeutlicht. Beim Beladevorgang muss die Menge der Dampfenahme beispielsweise auf einen machbaren Bereich beschränkt werden, um eine stabile Leistungsabgabe zu erhalten. Die Reduzierung der Leistungsabgabe beträgt maximal 13,3% bei einer der drei Beladestrategien, bei den anderen beiden nur die Hälfte bzw. ein Drittel davon. Die Entladestrategien bringen eine Leistungssteigerung von 7,4% bzw. 5,7%. Der Speicherwirkungsgrad wird mit rund 43% angegeben. Mit der Speicherintegration zeigt das überkritische Kohlekraftwerk schnellere dynamische Reaktionen auf Änderungen der Lastanforderung und eine bessere Leistung bei den Netzfrequenzdiensten. Eine technoökonomische Bewertung wurde in der Veröffentlichung jedoch nicht vorgenommen.

- Cao et al. [26] referieren über die Hochtemperatur-Wärmespeicherung durch einen zusätzlichen Rankine-Kreisprozess, welcher vom Kessel des Kohlekraftwerks gespeist wird. Eine Leistungssteigerung von 6,2% während des Entladevorgangs wird erreicht. Der Speicherwirkungsgrad wird mit rund 44% angegeben. Eine technoökonomische Bewertung wurde in der Veröffentlichung nicht vorgenommen.
- Sun et al. [27] vergleichen die Flexibilisierungspotentiale durch Trocknung niederwertiger Kohle mit jenen durch Integration von Heißwasserspeichern im Wasser-Dampf-Kreislauf.
- Flexibilisierung von anderen konventionellen Kraftwerken durch Wärmespeicher:
 - Wojcik und Wang [28] berichten von Systemsimulationen zur Integration von Wärmespeichern in ölbefeuerten Kraftwerken im Rahmen des durch das Engineering and Physical Sciences Research Council (EPSRC) von Großbritannien geförderten Projektes „Flexible and Efficient Power Plant: Flex-E-Plant“. Der Ansatz der Untersuchungen ist eher generischer Art; die Technologie der Wärmespeicherung wird nicht genauer spezifiziert. Eine technoökonomische Bewertung wurde in der Veröffentlichung ebenfalls nicht vorgenommen. Daher wird auch auf die Inhalte hier nicht näher eingegangen.
 - Nolte und Lagodny [29] haben die Wirtschaftlichkeit der Integration von Wärmespeichern sowie Batterien in Abfallheizkraftwerken untersucht. Als wesentliches Ergebnis wird aufgezeigt, dass Wärmespeicher hier gegenüber Batterien Vorteile haben. Mit Hilfe eines Wärmespeichers können nicht nur deutliche Mehrerlöse erzielt werden, sondern gleichzeitig ist auch eine Wirtschaftlichkeit ohne Förderung nach dem KWKG-Gesetz möglich. Die Autoren legen allerdings auch dar, dass Batterien aufgrund der vergleichsweise hohen Investitionskosten und geringen Lebensdauern wirtschaftlich grundsätzlich nicht für die untersuchte Anwendung geeignet sind.
- Wärmespeicher mit integrierten Phasenwechselmaterialien:

Dusek et al. [30] haben die Erweiterung eines Ruths-Dampfspeichers zu einer hybriden Speicherkomponente mittels Latentwärmespeicherung mit integrierten elektrischen Heizelementen bzw. Wärmeübertragern untersucht. Das Phasenwechselmaterial ist in der Mantelfläche des Ruths-Dampfspeichers angeordnet, die in Kammern unterteilt und so mit verschiedenen Phasenwechselmaterialien gefüllt werden kann. In dieser Studie wurden verschiedene hybride Speicheranordnungen getestet und analysiert. In den vorgestellten Beispielen speichert die Anordnung eines Phasenwechselmaterials mit einer Phasenwechseltemperatur nahe dem Minimum im Inneren des Ruths-Dampfspeichers 34% mehr Energie als der Ruths-Dampfspeicher ohne Phasenwechselmaterial. Bei der Entladung wird mit 15% zusätzlicher zugeführter Energie das beste Ergebnis bei einer Phasenwechseltemperatur nahe dem Maximum im Inneren des Ruths-Dampfspeichers erzielt. Auch Verbesserungsmöglichkeiten der effizienten Wärmeleitfähigkeit durch Integration von Wärmeleitstrukturen in die Phasenwechselmaterialien wurden untersucht.

II.3. Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

Folgende Veröffentlichungen sind im Projektzusammenhang erfolgt:

2017

- T. Hofbauer: *Minimum Load Reduction and Energy Storage Systems as Flexibilization Options Coal-Fired Power Plants*. In: National Seminar on Flexibilization of Thermal Power Plants. 1. Dezember 2017 in New Delhi, India.

2018

- A. Wauschkuhn: *Flexibilitätserhöhung bei der Stromerzeugung durch die Integration externe Speicher*. In: VGB-Workshop „Speicher – Flexibilität in einem kohlenstoffarmen Energiesystem“. 20. Februar 2018 in Herne.
- M. Richter: *FLEXI-TES - Dynamische Simulation zur Bewertung der Kraftwerksflexibilisierung durch thermische Energiespeicher*. In: AG1 „Thermische Kraftwerke“ im Forschungsnetzwerk „Flexible Energiewandlung“. 12. März 2018 in Hannover
- V. Dreißigacker: *FLEXI-TES: Flexibilisierung von Kraftwerken mit thermischen Energiespeichern*. In: Jahrestagung des Netzwerks Kraftwerkstechnik. 30. August 2018 in Essen.
- T. Loeper, F. Klasing, P. Knödler, M. Krüger, C. Mielke, M. Richter: *Potentials of thermal energy storages integrated into steam power plants*. In: VGB KONGRESS - Power Generation in Transition. 13. September 2018 in München.
- M. Krüger: *Flexiblere Kraftwerksprozesse durch Hochtemperaturwärmespeicher*. In: Turbomaschinen-Tage. 18./19. September 2018 in Weinheim.
- M. Krüger, V. Dreißigacker, F. Klasing, T. Loeper, M. Richter: *Untersuchung der Flexibilisierung von Dampfkraftwerken durch die Integration von Wärmespeichern im Verbundvorhaben "FLEXI-TES"*. In: 50. Kraftwerkstechnisches Kolloquium. 23.-24. Oktober 2018 in Dresden.
- T. Hofbauer: *Minimum Load Reduction and Energy Storage Systems as Flexibilization Options Coal-Fired Power Plants*. In: 20th Informative & Training Symposium – Diagnostics & Overhauls of thermo-mechanical Power Equipment – Flexible coal-fired Power Units on the Power Market, 3.-5. Oktober 2018, Katowice (Polen).

2019

- M. Richter, G. Oeljeklaus, K. Görner: *Improving the load flexibility of coal-fired power plants by the integration of a thermal energy storage*. Applied Energy 236 (2019) pp. 607–621
- V. Dreißigacker: *Kraftwerksflexibilisierung mit thermischen Energiespeichern*. In: Fachtagung für Energiespeicherung. 7 März 2019 in Dresden.
- T. Loeper, M. Krüger, M. Richter, F. Klasing, P. Knödler, C. Mielke: *Potenziale der Integration thermischer Energiespeicher in Dampfkraftwerke*. In: VGB PowerTech 4 (2019), S. 52-58.
- S. Zunft: *Thermische Energiespeicher zur Kraftwerksflexibilisierung – das Projekt FLEXI-TES*. In: Rhein-Ruhr-Power Workshop Projects for Future. 6. November 2019 in Düsseldorf.

2020

- M. Krüger, V. Dreißigacker, T. Loeper, V. Danov, M. Richter, S. Muslubas, D. Lehmann, C. Guder: *Untersuchung der Flexibilisierung von Dampfkraftwerken durch die Integration von Wärmespeichern im Verbundvorhaben „FLEXI-TES“*. In: Jahrestreffen der ProcessNet-Fachgruppe Energieverfahrenstechnik. 5./6. März 2020 in Frankfurt am Main.
- M. Krüger, S. Muslubas, T. Loeper, F. Klasing, P. Knödler, C. Mielke: *Potentials of Thermal Energy Storage Integrated into Steam Power Plants*. In: *Energies* 2020, 13, 2226; doi:10.3390/en13092226
- E. Çam: *Optimal Dispatch of a Coal-Fired Power Plant with Integrated Thermal Energy Storage*. EWI Working Paper No 20/05.

Folgende Veröffentlichungen werden im Projektzusammenhang noch erfolgen:

- M. Krüger, V. Dreißigacker, T. Loeper, V. Danov, M. Richter, S. Muslubas, D. Lehmann, C. Guder: *Investigation of the flexibilisation of steam power plants through the integration of heat storage in the joint project "FLEXI-TES"*. In: 14th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2021) März 2021 in Düsseldorf.
- Zusammenfassendes Paper in internationaler Fachzeitschrift über die wesentlichen Inhalte des Projekts

Literaturverzeichnis

- [1] Institut für Energietechnik der Technischen Universität Hamburg-Harburg, [Online]. Available: <http://www.tuhh.de/iet/forschungsprojekte/dynstart.html>. [Zugriff am 14 07 2015].
- [2] K. Stahl et al., „Flexibilisierung von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken durch den Einsatz von Hochtemperatur-Wärmespeichern (FleGs): F&E Vorhaben zur Vorbereitung von Hochtemperatur-Wärmespeichern und deren Integration in den Gas- und Dampfturbinenprozess,“ BMWi (FKZ 0327882), 2012.
- [3] M. Johnson et al., „Thermische Energiespeicher für die Erhöhung der Energieeffizienz in Heizkraftwerken und Elektrostahlwerken (TESIN),“ BMWi (FKZ 03ESP011), 2016.
- [4] G. Beckmann und P. V. Gilli, „Thermal Energy Storage,“ Springer-Verlag, Wien, New York, 1984.
- [5] W. Goldstern, „Dampfspeicheranlagen,“ Springer-Verlag, Berlin, Göttingen, Heidelberg, 1963.
- [6] M. K. Drost, Z. I. Antoniak, D. R. Brown und K. Sathyanarayana, „Thermal Energy Storage for Power Generation,“ U.S. Department of Energy (under Contract DE-AC06-76RLO 1830) , 1989.
- [7] WiWo Green, [Online]. Available: <http://green.wiwo.de/mannheim-bunkert-grunen-strom/>. [Zugriff am 14 07 2015].
- [8] Vattenfall Europe Wärme AG, „Wärmespeicher am Standort Reuter West,“ Berliner Informationsstelle Klimaschutz, [Online]. Available: <http://www.berlin-klimaschutz.de/sites/default/files/uploads/pdf/faltblattwrmespeicherberlin.pdf>. [Zugriff am 14 07 2015].
- [9] B. Wimmer, futurezone.at, [Online]. Available: <http://futurezone.at/digital-life/wiener-waermespeicher-mit-hochdruck-technologie/39.860.903>. [Zugriff am 14 07 2015].
- [10] Vattenfall GmbH, „Innovationskraftwerk Wedel,“ [Online]. Available: <http://corporate.vattenfall.de/uber-uns/geschäftsfelder/erzeugung/neubauprojekte/wedel/>. [Zugriff am 14 07 2015].
- [11] „Netzentwicklungsplan,“ 2017. [Online]. Available: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2030-2017>.
- [12] BEIS, „Fossil Fuel Price Assumptions,“ 2017. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/publications/fossil-fuel-price-assumptions-2017>.
- [13] IEA, „World Energy Outlook,“ 2017. [Online].
- [14] VGB PowerTech e.V., „Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen (RKW NRW),“ VGB PowerTech Service GmbH, Essen, 2004.


-
- [15] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von positiver Primärregelleistung,“ 2012. [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/>. [Zugriff am 30.11.2020].
- [16] D. N. Tsinoglou, G. C. Koltsakis, D. K. Missirlis and K. J. Yakinthos, "Transient modelling of flow distribution in automotive catalytic converters," *Applied Mathematical Modelling*, vol. 28, pp. 775-794, 2004.
- [17] K. Zhang, Y. D. Hou, W. X. Tian, Y. P. Zhang, G. H. Su and S. Z. Qiu, "Experimental investigation on steam-water two-phase flow boiling heat transfer in a staggered horizontal rod bundle under cross-flow condition," *Experimental Thermal and Fluid Science*, vol. 96, pp. 192-204, 2019.
- [18] B. Clément, J. Christophe, M. Vincent and A. Bruno, "Comprehensive review of pure vapour condensation outside of horizontal smooth tubes," *Nuclear Engineering and Design*, vol. 349, pp. 92-108, 2019.
- [19] M. Jamialahmadi, H. Müller-Steinhagen and M. R. Izadpanah, "Pressure drop, gas hold-up and heat transfer during single and two-phase flow through porous media," *International Journal of Heat and Fluid Flow*, vol. 26, no. 1, pp. 156-172, 2005.
- [20] T. Bauer, N. Pflieger, N. Breidenbach, M. Eck, D. Laing and S. Kaesche, "Material aspects of Solar Salt for sensible heat storage," *Applied Energy*, vol. 111, p. 1114–1119, 2013.
- [21] H. Vosteen and R. Schellschmidt, "Influence of temperature on thermal conductivity, thermal capacity and thermal diffusivity for different types of rock," *Physics and Chemistry of the Earth*, vol. 28, no. 9-11, p. 499–509, 2003.
- [22] K. Gerdes, W. M. Summers and J. Wimer, "Cost Estimation Methodology for NETL Assessments of Power Plant Performance," National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, Morgantown, Albany (USA), 2011.
- [23] L. Scapino, C. De Servi, H. A. Zondag, J. Diriken, C. C. M. Rindt and A. Sciacovelli, "Techno-economic optimization of an energy system with sorption thermal energy storage in different energy markets," *Applied Energy*, vol. 258, no. 114063, 2020.
- [24] K. Risthaus and R. Madlener, "Economic Analysis of Electricity Storage Based on Heat Pumps and Thermal Storage Units in Large-Scale Thermal Power Plants," *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 2816-2823, 2017.
- [25] D. Li and J. Wang, "Study of supercritical power plant integration with high temperature thermal energy storage for flexible operation," *Journal of Energy Storage*, vol. 20, pp. 140-152, 2018.
- [26] R. Cao, Y. Lu, D. Yu, Y. Guo, W. Bao, Z. Zhang and C. Yang, "A novel approach to improving load flexibility of coal-fired power plant by integrating high temperature thermal energy storage through additional thermodynamic cycle," *Applied Thermal Engineering*, vol. 173, no. 115225, 2020.

- [27] Y. Sun, C. Xu, T. Xin, G. Xu and Y. Yang, "A comprehensive analysis of a thermal energy storage concept based on low-rank coal pre-drying for reducing the minimum load of coal-fired power plants," *Applied Thermal Engineering*, vol. 156, pp. 77-90, 2019.
- [28] J. Wojcik and J. Wang, "Technical Feasibility Study of Thermal Energy Storage Integration into the Conventional Power Plant Cycle," *Energies*, vol. 10, no. 205, 2017.
- [29] M. Nolte und P. Lagodny, „Konzeptentwicklung zur bedarfsgerechteren Strom- und Wärmeauskopplung von Abfallheizkraftwerken unter Einbindung von verschiedenen Speichertechnologien,“ in *Energie aus Abfall, Band 17*, Neuruppin, TK Thome-Kozmiensky Verlag, 2020.
- [30] S. Dusek, R. Hofmann and S. Gruber, "Design analysis of a hybrid storage concept combining Ruths steam storage and latent thermal energy storage," *Applied Energy* , vol. 251, no. 113364, 2019.
- [31] VGB PowerTech e.V., "Being Part of the Future Energy System," VGB PowerTech e.V., Essen, 2020.
- [32] VGB, „Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2020/2021,“ VGB, Essen, 2020.
- [33] R. Majumdar and S. Saha, "Effect of varying extent of PCM capsule filling on thermal stratification performance of a storage tank," *Energy*, vol. 178, pp. 1-20, 2019.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel FLEXI-TES Kraftwerksflexibilisierung durch Thermische Energiespeicher	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] DLR: Volker Dreißigacker, Freerk Klasing, Philipp Knödler, Michael Krüger (Projektleitung), Christian Odenthal, Stefan Zunft EnBW: Thomas Hofbauer EWI: Eren Cam, Max Gierkink, Dietmar Lindenberger (bis 31.12.2019), Alexander Polissadov (bis 31.08.2019) LEAG: Norbert Jentsch LUAT: Selman Muslubas, Gerd Oeljeklaus, Marcel Richter (bis 30.06.2019) MHPSE: Michaelis Agraniotis, Alexander Deierling, Siemens: Vladimir Danov, Heiko Grootens, Thomas Loeper STEAG: Christoph Guder, Daniel Lehmann VGB: Sabine Polenz, Guido Schwabe	5. Abschlussdatum des Vorhabens 30.06.2020
	6. Veröffentlichungsdatum
	7. Form der Publikation
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe Energiewirtschaftliches Institut (EWI) an der Universität zu Köln gGmbH, Vogelsanger Str. 321a, 50827 Köln Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG), Leagplatz 1, 03050 Cottbus Lehrstuhl für Umweltverfahrens- und Anlagentechnik (LUAT), Universität Duisburg-Essen, Leimkugelstraße 10, 45141 Essen Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH (MHPSE), Schifferstraße 80, 47059 Duisburg Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG, Freyeslebenstraße 1, 91058 Erlangen STEAG Energy Services GmbH (STEAG), Rüttenscheider Str. 3, 45128 Essen VGB PowerTech e.V. (VGB), Deilbachtal 173, 45257 Essen	9. Ber. Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen 03ET7055A, -B, -C, -D, -E, -F, -G
	11. Seitenzahl 182
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 53107 Bonn	 <small>Gefördert durch: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages</small>
	13. Literaturangaben 33
	14. Tabellen 28
	15. Abbildungen 136
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)	
18. Kurzfassung In Deutschland, Europa und auch weltweit wird die Einspeisung aus nicht planbar einsetzbaren Stromerzeugungsanlagen in den nächsten Jahren deutlich zunehmen. Ein hoher Anteil fluktuierender Einspeisung ist dabei aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu erwarten. Die netzkonforme Integration erfordert künftig erhebliche Flexibilitätssteigerungen beim Betrieb konventioneller Kraftwerke. Die Integration von thermischen Energiespeichern (TES) in den Kraftwerksprozess kann dabei erhebliche Verbesserungen schaffen, so etwa bei Laständerungsgeschwindigkeit, Teillastverhalten und der betrieblichen Verfügbarkeit. Bei Bestandsanlagen bestehen so gute Aussichten auf eine Ertüchtigung für flexiblere Fahrweisen, was relativ kurzfristig erreichbare Verbesserungen im Energiesystem verspricht. Ziel des Vorhabens „FLEXI-TES“ war es daher, Integrationsoptionen von thermischen Energiespeichern in Kohlekraftwerken zu identifizieren, die die angestrebten hohen Flexibilitätspotentiale ermöglichen und gleichzeitig kosteneffiziente Lösungen umfassen. Durch eine iterative Vorgehensweise zwischen zukünftigen Szenarien des Energiemarkts, dem Kraftwerksprozess und der Komponente TES wurden aus einem breiten Spektrum an Integrationskonzepten favorisierte Konfigurationen ausgearbeitet. Bei der Bewertung favorisierter TES-Integrationskonzepte wurden sowohl Auswirkungen auf einzelne Teilsysteme (Turbine und Dampferzeuger) als auch auf das Gesamtsystem Kraftwerk einbezogen. Hierfür wurden thermodynamische Simulationsstudien durchgeführt, Betriebskonzepte erarbeitet, wirtschaftliche Bewertungen vorgenommen, Auslegungsrechnungen durchgeführt und experimentelle Untersuchungen zu unterschiedlichen thermischen Speicheroptionen realisiert. Die erzielten Ergebnisse können als Grundlage zur Demonstration einer vielversprechenden TES-Technologie in einem bestehenden Steinkohlekraftwerk dienen.	
19. Schlagwörter Flexibilisierung, Kohlekraftwerk, Thermischer Energiespeicher, Wärmespeicher, Feststoffspeicher, Flüssigsalzspeicher, PCM-Speicher, Ruths-Speicher	
20. Verlag	21. Preis

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication) Report
3. title FLEXI-TES Power plant flexibilization by thermal energy storage	
4. author(s) (family name, first name(s)) DLR: Volker Dreißigacker, Freerk Klasing, Philipp Knödler, Michael Krüger (project management), Christian Odenthal, Stefan Zunft EnBW: Thomas Hofbauer EWI: Eren Cam, Max Gierkink, Dietmar Lindenberger (until 31.12.2019), Alexander Polissadov (until 31.08.2019) LEAG: Norbert Jentsch LUAT: Selman Muslubas, Gerd Oeljeklaus, Marcel Richter (until 30.06.2019) MHPSE: Michaelis Agraniotis, Alexander Deierling, Siemens: Vladimir Danov, Heiko Grootens, Thomas Loeper STEAG: Christoph Guder, Daniel Lehmann VGB: Sabine Polenz, Guido Schwabe	5. end of project 30th June 2020
6. publication date	
7. form of publication	
8. performing organization(s) (name, address) German Aerospace Centre (DLR), Institute of Engineering Thermodynamics, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Vogelsanger Str. 321a, 50827 Köln Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG), Leagplatz 1, 03050 Cottbus Chair of Environmental Process Engineering and Plant Design (LUAT), University of Duisburg-Essen, Leimkugelstraße 10, 45141 Essen Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH (MHPSE), Schifferstraße 80, 47059 Duisburg Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG, Freyeslebenstraße 1, 91058 Erlangen STEAG Energy Services GmbH (STEAG), Rüttenscheider Str. 3, 45128 Essen VGB PowerTech e.V. (VGB), Deilbachtal 173, 45257 Essen	9. originator's report no.
10. reference no. 03ET7055A, -B, -C, -D, -E, -F, -G	
11. no. of pages 182	
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 53107 Bonn	13. no. of references 33
	
14. no. of tables 28	
15. no. of figures 136	
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date)	
18. abstract In Germany, Europe and also worldwide, the feed-in from electricity generation plants that cannot be planned will increase significantly in the next few years. A high proportion of fluctuating feed-in from photovoltaic and wind energy plants is to be expected. Grid-compliant integration will in future require considerable increases in flexibility in the operation of conventional power plants. The integration of thermal energy storage systems (TES) into the power plant process can create considerable improvements, for example in the speed of load change, partial load behavior and operational availability. In the case of existing plants, there are thus good prospects of upgrading for more flexible operation, which promises improvements in the energy system that can be achieved in the relatively short term. The aim of the "FLEXI-TES" project was therefore to identify integration options for thermal energy storage systems in coal-fired power plants which would enable the desired high flexibility potentials and at the same time include cost-efficient solutions. By means of an iterative approach between future scenarios of the energy market, the power plant process and the TES component, favored configurations were developed from a wide range of integration concepts. In the evaluation of favored TES integration concepts, both effects on individual subsystems (turbine and steam generator) and on the overall power plant system were considered. For this purpose, thermodynamic simulation studies were performed, operating concepts were developed, economic assessments were made, design calculations were performed and experimental investigations on different thermal storage options were realized. The results obtained can serve as a basis for the demonstration of a promising TES technology in an existing hard coal-fired power plant.	
19. keywords Flexibilization, coal-fired power station, thermal energy storage, heat storage, solid media storage, liquid salt storage, PCM storage, Ruths storage	
20. publisher	21. price