

Forschungsbericht BWPLUS

Latentwärmespeicher in netzreaktiven Gebäuden - LaNeGe -

von

Konstantin Klein, Stefan Gschwander
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme

Alexander Wahl, Christian Peter Steinle
Dekra SE

Klaus Ege, Volker Krieger
FACT GmbH

Förderkennzeichen: BWE 13009 - BWE 13011

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit
Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

April 2017

LATENTWÄRMESPEICHER IN NETZREAKTIVEN GEBÄUDEN

Abschlussbericht

Förderung durch

Projektträger Karlsruhe
Baden-Württemberg Programme
Hermann-von-Helmholtz Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Kurzbezeichnung des Vorhabens und Förderkennzeichen

LaNeGe, BWE 13009, BWE 13010 und BWE 13011

Zuwendungsempfänger

DEKRA SE
Handwerkstrasse 15, 70565 Stuttgart
FACT GmbH
Schickardstrasse 60, 71034 Böblingen

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten
Forschung e.V.,
Postfach 200733, 80007 München

Ausführende Stellen

DEKRA SE
Handwerkstrasse 15, 70565 Stuttgart

FACT GmbH
Schickardstrasse 60, 71034 Böblingen

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten
Forschung e.V., Postfach 200733, 80007 München

Bearbeitung, Fraunhofer ISE

Stefan Gschwander
Konstantin Klein
Sebastian Herkel

Berichtszeitraum

01.12.2012 bis 31.12.2016

Freiburg, 26.. April 2017

Konstantin Klein
Projektbearbeitung

Stefan Gschwander
Leitung der Gruppe
„Wärme- und Kältespeicher“

Die diesem Bericht zugrundeliegenden Vorhaben wurden mit Mitteln des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft mit der Zuwendungsnummer BWE 13009, BWE 13010 und BWE 13011 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhalt

1	Energetische und Energiewirtschaftliche Analyse der Liegenschaft (AP 1)	8
1.1	Bestandsaufnahme der Liegenschaft	9
1.1.1	Gebäude und Verbraucher.....	9
1.1.2	Anlagen zur Wärme- und Kälteversorgung	10
1.1.3	Formalisiertes Anlagenschema	11
1.2	Monitoring-Konzept	12
1.2.1	Fehlerabschätzung	16
1.3	Monitoring-Erstauswertung Winter 2013	18
1.4	Saisonale Analyse.....	25
1.5	Optimierungsansätze	33
1.5.1	Hydraulik in der Kälteerzeugung	33
1.5.2	Betriebskonzept für BHKW.....	35
1.5.3	Optimiertes Abwärmekonzept für BHKW	36
1.5.4	Integration eines Kältespeichers	37
1.6	Ableitung von allgemeinen Handlungsempfehlungen	38
2	Entwicklung von Geschäftsmodellen für die netzreaktive Versorgung großer Liegenschaften (AP 2)	41
2.1	Begriffsdefinitionen und Geschäftsmodelle für Flexibilität.....	41
2.2	Allgemeine Voruntersuchungen	44
2.3	Anwendung auf DEKRA-Liegenschaft	55
2.3.1	Maximierung der Eigenversorgung.....	55
2.3.2	Regelleistung (Fact GmbH)	58
2.3.3	Real-Time-Pricing	59
2.4	Schlussfolgerungen.....	62
3	Entwicklung eines Energie- und Anlagenkonzeptes für den DEKRA-Campus unter Einbeziehung thermischer Speicher (AP 3)	63
3.1	Erweiterung des Anlagensystems der Liegenschaft.....	63
3.2	Aufbau einer dynamischen Simulationsumgebung	64
3.3	Anlagenmodellierung auf Basis von Messdaten.....	65
3.4	Modellierung der Liegenschaft im Bestand (Q1)	68
3.5	Erweiterung um zweite Energiezentrale (Q1+Q4).....	69
3.5.1	Betriebskonzept der Gesamtliegenschaft.....	70
4	Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)	73
4.1	Regelkonzept des Speichers	73
4.2	Evaluierung Latentwärmespeicher	76
4.2.1	Phasenwechselmaterialien.....	76
4.2.2	Systemkonzepte Latentwärmespeicher.....	79
4.2.3	Speicherkonzept und Charakterisierung der Leistung	83
4.2.4	Realisierung Latentwärmespeicher	87
4.2.5	Integration der Speicher.....	89
4.2.6	Fazit.....	90
5	Installation der Speicher und der Peripheriekomponenten	92
5.1	Fazit.....	93
6	Monitoring und Bewertung des Energiekonzeptes mit Speicher	95
6.1	Vergleich von Latentwärme- und Wasserspeicher.....	96
6.2	Leistungsbezug aus dem hybriden Latentwärmespeicher.....	101

6.3	Fazit.....	102
7	Wissenstransfer und Projektbegleitung	104
8	Nebenergebnisse und Ergebnisverwertung	105
	Anhang I: Anlagenschema (IST 2013)	108
	Anhang II: Anlagenschema (IST 2016)	110
	Anhang III: Energieflüsse Dezember 2013.....	111
	Anhang III: Energieflüsse August 2014.....	112

1 Energetische und Energiewirtschaftliche Analyse der Liegenschaft (AP 1)

Das Arbeitspaket 1 hat folgende Ziele

- Bestandsaufnahme der Erzeuger und Verbraucher des analysierten Anlagensystems
- Auslegung, Beschaffung und Inbetriebnahme eines Monitoringsystems zur zeitlich hochaufgelösten Erfassung der wesentlichen Energieströme und Temperaturen
- Auswertung und Analyse der Messdaten zur Identifikation von Optimierungspotentialen im Betrieb, zur Kalibrierung der Simulationsmodelle und zur Vorauslegung eines PCM-Speichers

Das Arbeitspaket wurde vom Fraunhofer ISE bearbeitet, unterstützt von der DEKRA SE.

Das Berichtskapitel zu AP1 ist folgendermaßen gegliedert:

- In Kapitel 1.1 wird die vorhandene Anlage beschrieben und charakterisiert.
- In Kapitel 1.2 wird das Monitoring-Konzept dargestellt und eine Fehlerabschätzung vorgenommen
- In Kapitel 1.3 wird eine erste umfassende Auswertung der bestehenden Anlagen incl. ihrer Effizienz und Betriebsweise dargestellt.
- In Kapitel 1.4 werden saisonale Unterschiede im Wärme-, Kälte- und Strombedarf sowie in den ausgetauschten Energieflüssen aufgezeigt und analysiert
- In Kapitel 1.5 werden identifizierte Schwachstellen und Optimierungsansätze diskutiert
- In Kapitel 1.6 werden, basierend auf den Erkenntnissen der vorherigen Kapitel, allgemeine Handlungsempfehlungen für die Auslegung und den Betrieb von vergleichbaren Anlagensystemen abgeleitet.

1.1 Bestandsaufnahme der Liegenschaft

1.1.1 Gebäude und Verbraucher



Abbildung 1: Links: Vorderansicht Gebäude Q1. Rechts: Übersichtsplan DEKRA-Campus in Stuttgart-Vaihingen (Quelle: Fact)

Die Liegenschaft der Dekra in Stuttgart-Vaihingen umfasste zum Zeitpunkt des Projektbeginns (Stand 2013) drei Gebäude (Q1, Q2 und Q3). Die Gebäude Q2 und Q3 wurden während der Projektdauer grundsaniert und ein weiteres Bürogebäude (Q4) wurde neu errichtet und in Betrieb genommen. Das Arbeitspaket 1 bezieht sich auf das Anlagensystem im Stand 2013, das neue Anlagenkonzept nach den umfangreichen Umbaumaßnahmen (Stand 2016) ist im Kapitel 3.1 dieses Berichtes beschrieben. Der Campus wird ergänzt durch weitere Gebäude, die sich zwar in örtlicher Nähe am Standort befinden, jedoch nicht in das zentrale Wärme- und Kälteversorgungssystem der Liegenschaft eingebunden und daher nicht unmittelbar für das Projekt relevant sind.

Tabelle 1: Nettogrundfläche und Nutzung der Gebäude Q1 bis 4 (Quelle: Fact)

Nettogeschossflächen	Einheit	Gebäude 1	Gebäude 2	Gebäude 3	Gebäude 4	Gesamt
Tiefgarage	m ²	9.820	1.193	3.224	3.960	18.197
Büro	m ²	10.981	5.386	2.679	6.366	25.412
Veranstaltung	m ²	3.015	756	203	0	3.974
Halle	m ²	0	184	268	588	1.040
Rechenzentrum	m ²	1.025	0	0	0	1.025
Sonstige	m ²	6.290	2.802	3.339	0	12.431
Gesamt	m ²	31.131	10.321	9.713	10.914	62.079

Wie in Tabelle 1 dargestellt entfällt auf das Gebäude Q1 rund die Hälfte der gesamten Nettogeschossfläche der vier Gebäude, die übrigen Gebäude sind etwa gleich groß und werden überwiegend als Bürofläche genutzt. In Gebäude Q1 ist ein Rechenzentrum untergebracht, welches ganzjährig eine Kühllast verursacht.

Im Rahmen des Arbeitspaketes I (Energetische und Energiewirtschaftliche Analyse der Liegenschaft) wurde ein umfassendes Monitoringsystem in der Energieversorgungszentrale im Gebäude Q1 installiert, welche ebenfalls die Wärmeversorgung der Gebäude Q2 und Q3 übernimmt. Das Monitoringsystem ist in Kapitel 1.2 beschrieben.

Tabelle 2: Übersicht über die thermischen Verbraucherkreise in Gebäude Q1

Art	Kurzbezeichnung	Erläuterung
Heizkreise	HM3 zuQ2	Heizleitung zur Versorgung von Q2
	HM4 DHW	Trinkwarmwasserbereitung
	HM5 AHU	Raumlufttemperierung
	HM6 Stat.Heiz.	Betonkerntemperierung
Kältekreise	CM1 EDV	Serverkühlung
	CM2 ULK	Umluftkühler
	CM3 RLT	Raumlufttemperierung

Das Gebäude Q1 verfügt über drei Kühlkreise und drei Heizkreise sowie eine Wärmeleitung, mit welcher das Gebäude Q2 versorgt wird (siehe Tabelle 2). Die thermischen Verbraucherkreise werden separat messtechnisch erfasst.

1.1.2 Anlagen zur Wärme- und Kälteversorgung

Das Versorgungssystem des Dekra-Hauptsitzes beinhaltet drei Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer Nennleistung von 420 kW_{el}, mit welchen ein Teil des in der Liegenschaft benötigten Stroms selbst produziert wird. Die Abwärme der BHKW wird teilweise zur Gebäudebeheizung und teilweise als Antriebswärmestrom für eine einstufige Lithium-Bromid-Absorptionskältemaschine (AKM) der Firma Carrier mit einer Nennleistung von 500 kW_{therm} dient. Es handelt sich folglich um ein Versorgungssystem mit Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK). Darüber hinaus verfügt das Versorgungssystem über eine Kompressionskältemaschine (KKM) mit einer Nennleistung von 1050 kW_{therm} sowie einen Gaskessel mit einer Nennleistung von 1000 kW_{therm}. Vier weitere Bestandskessel befinden sich im Zuge der Sanierung von Q2 und Q3 im Rückbau und werden daher nicht vom Monitoring erfasst.

Tabelle 3: Übersicht über die Wärme- und Kälteerzeuger der Liegenschaft (Bestand 2013)

	Art	Kürzel	Anz.	Leistung	Anmerkungen
Wärme- erzeuger	Gas-BHKW	BHKW	3	420 kW _{el}	variabler Stromerzeuger (Gasverbraucher)
	Gaskessel	Kessel	1	1000 kW _{therm}	stromneutral (Gasverbraucher)
Kälte- erzeuger	Kompressions- kältemaschine	KKM	1	1050 kW _{therm}	variabler Stromverbraucher
	Absorptions- kältemaschine	AKM	1	500 kW _{therm}	stromneutral (angetrieben durch BHKW-Abwärme)

Die BHKW werden stromgeführt gefahren, sodass ein residualer Netzbezug von 170 kW_{el} verbleibt. Um zu häufiges An- und Abfahren der Kraftwerke zu verhindern, wurde eine Folgeschaltung mit definierten An- und Abwahlgrenzen der Stromlast und Zeitverzögerungen definiert. Die AKM ist dauerhaft in Betrieb, ihre thermische Leistung wird durch den verfügbaren Antriebswärmestrom bestimmt. KKM und Kessel werden nach der Vorlauftemperatur geregelt.

1.1.3 Formalisiertes Anlagenschema

Die beschriebenen Verbraucher und Erzeuger sind in Abbildung 2 formalisiert in Form eines Energieanlagenschemas dargestellt. Eine größere Darstellung des Schemas findet sich im Anhang I: Anlagenschema (IST 2013).

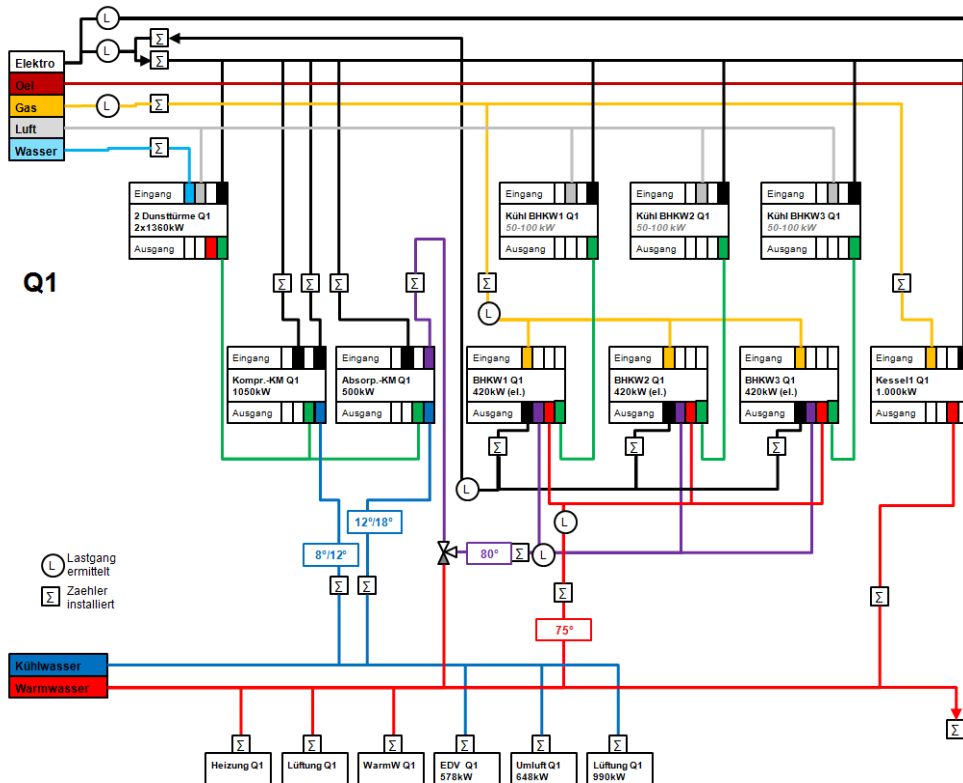


Abbildung 2: Anlagenschema der Heiz- und Kältezentrale Q1. Rot, violett, grün: Wärmeströme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus; blau: Kälteströme; gelb: Gas; schwarz: Elektrizität

Wie aus dem Schema hervorgeht, besteht eine Besonderheit der Anlage darin, dass die Abwärme der BHKW in zwei Wärmeströme aufgeteilt wird: in die Motorwärme (rote Line) und die Abgaswärme (violett dargestellt). Die Motorwärme der BHKW wird stets vollständig ins Wärmenetz eingespeist, da das erreichbare Temperaturniveau (ca. 70°C) nicht zum effizienten Betrieb der Absorptionskältemaschine (ca. 80-90°C erforderlich) ausreicht.

Die Abgaswärme des BHKW, welche ein höheres Temperaturniveau aufweist, wird mithilfe des zentral eingezeichneten Drei-Wegen-Ventils wahlweise zum Antrieb der Absorptionskältemaschine oder zur direkten Wärmenutzung ins Heiznetz geleitet. Hierbei liegt die Priorität auf der Wärmeversorgung: das Mischventil wird auf Basis der Vorlauftemperatur im Heiznetz geregelt.

1.2 Monitoring-Konzept

Basierend auf dem Energieanlagenschema (Abbildung 2) wurde das Konzept der Messstellen erstellt und mit den Projektpartnern die Positionen abgestimmt, um die wesentlichen Energieströme der Hauptverbraucher in der aktuellen Anlagenkonfiguration zu erfassen. An den thermischen Messstellen werden Wärmehähler (Kurzbezeichnung: CM für Kälte, HM für Wärme) eingesetzt, die elektrischen Messstellen werden über Stromzähler (Kurzbezeichnung: EM) teilweise mittels Messwandler eingerichtet. Zusätzlich dienen ein Wasserzähler zur Erfassung des Nachspeisewassers und zwei Impulssammler zur Aufschaltung der Gaszähler im Bestand.

Die Datenerfassung aus allen Messstellen erfolgt über ein M-Bus System. Dieses standardisierte 2-Draht Bussystem zur kontinuierlichen Übertragung von Zählerdaten in hoher zeitlicher Auflösung (3min- Messintervall) wurde im Projekt implementiert und in die bestehende MSR-Technik über Gateways integriert. Somit ist es möglich, den

vollständigen Datensatz über die vorhandene Gebäudeleittechnik im Objekt zu erfassen und aufzuzeichnen.

Tabelle 4: Übersicht über Messstellen im Rahmen des Langzeitmonitorings

Messstelle	Anlagenteil	Physikalischer Ort
Thermische Messstellen		
CM1	Kältekreis EDV	Kältezentrale
CM2	Kältekreis ULK	Kältezentrale
CM3	Kältekreis RLT	Kältezentrale
CM4	KKM	Kältezentrale
CM5	AKM	Kältezentrale
(CM6)	(Kältekreis zu Q2)	(nach Umbau)
HM1	Kessel Geb1	Heizzentrale
HM2	AKM Absorber	Heizzentrale
HM3	Heizkreis zu Q2	Heizzentrale
HM4	Heizkreis Warmwasser Q1	Heizzentrale
HM5	Heizkreis RLT Q1	Heizzentrale
HM6	Heizkreis stat. Heizung Q1	Heizzentrale
HM15	BHKW (Bestand)	NSHV/BHKW
HM16	BHKW AWT (Bestand)	NSHV/BHKW
(HM19)	Kessel Geb.2	(nach Umbau)
Elektrische Messstellen		
EM1	BHKW gesamt	NSHV/BHKW
EM2	BHKW 1	NSHV/BHKW
EM3	BHKW 2	NSHV/BHKW
EM4	BHKW 3	NSHV/BHKW
EM6	KKM (Allgemeinnetz)	Kältezentrale

EM7	Heizung (Pumpen)	Heizzentrale
EM8	Kälte (Pumpen)	Kältezentrale
EM9	KKM (Netzersatz)	Kältezentrale
EM10	AKM	Kältezentrale
EM16	Rückkühler (Ventilatoren)	Lüftungszentrale
Gas- und Wasserzähler		
GM16	Imp. Wandler BHKW ges.	NSHV/BHKW
GM1	Imp. Wandler Kessel Q1	NSHV/BHKW
WM1	Nachspeisewasser	Kältezentrale

Insgesamt 11 thermische Messstellen werden über Wärmezähler erfasst und bestehen aus drei Einzelkomponenten (Tabelle 4). Die Durchflussmessung erfolgt über Clamp-On-Volumenstrommessgeräte, welche nach dem Ultraschallmessprinzip arbeiten. Dadurch ist eine präzise Volumenstrommessung ohne eine Öffnung des hydraulischen Systems möglich. Weitere Vorteile des gewählten Messprinzips liegen in der kurzen Installationszeit und der schnellen Inbetriebnahme der Messgeräte. Zur Parametrisierung wurden Rohrdurchmesser und Rohrwandstärke ermittelt und die entsprechende Messstelle konfiguriert. Die Signalübertragung der Messung erfolgt in Form von Impulsen.

Die Messung der Temperaturdifferenz je Messstelle erfolgt über zwei hochgenaue Widerstandstemperatursensoren (Pt100, Genauigkeitsklasse 1/10 DIN), die in den bestehenden Tauchhülsen im Vor- und Rücklauf installiert wurden. Um eine optimale thermische Kopplung der Sensoren bei Tauchhülsen unterschiedlichen Durchmessers zu gewährleisten, wurden eigens Adapterhülsen aus rostfreiem Edelstahl angefertigt. An zwei Kältekreisen (Umluftkühler und EDV) sind keine nutzbaren Tauchhülsen vorhanden, hier wurde die Temperaturmessung über Anlege-Sensoren realisiert.

Die Signale aus Durchfluss- und Temperaturmessung werden über ein Rechenwerk mit M-Bus Schnittstelle zusammengefasst, die thermische Leistung berechnet und zu Energiewerten integriert. Über das M-Bus System können von jedem Rechenwerk Vor- und Rücklauftemperatur, Volumenstrom, thermische Leistung und kumulierte thermische Energie abgerufen werden.

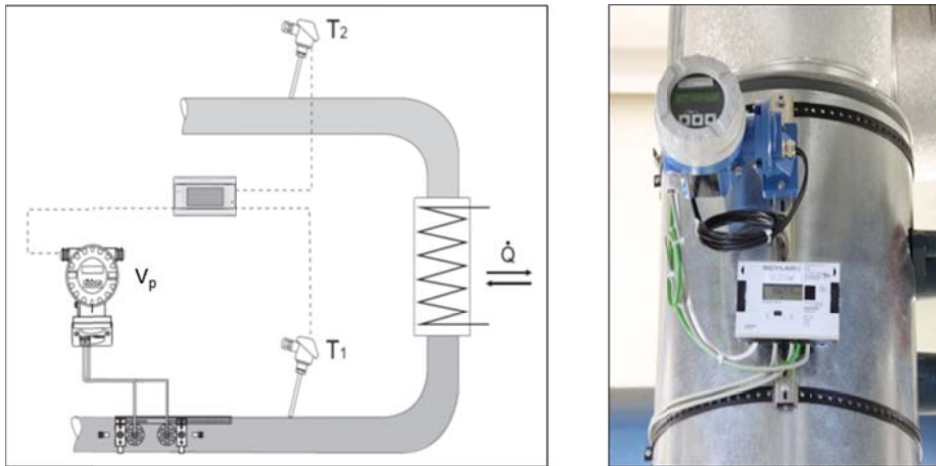


Abbildung 3: Links: Schema einer thermischen Messstelle bestehend aus Volumenstrommessung V_p , Temperaturmessung T_1, T_2 am Prozess Q und Rechenwerk. Rechts: Thermische Messstelle in der Dekra-Liegenschaft

Die insgesamt 10 elektrischen Messstellen wurden über Elektroenergiezähler mit M-Bus Schnittstelle realisiert. Bei elektrischen Leitern bis zu einer Nennstromstärke von 85 A wurden Messgeräte nach dem Direktmessprinzip verwendet, welches in Abbildung 4 links unten schematisch dargestellt ist. Bei Anlagenteilen mit einer Nenn-Stromstärke größer 85 A wurden Messwandler eingesetzt (Abbildung 4, links oben). Zur Zählerinstallation mussten die Anlagenteile abgestellt und spannungsfrei geschaltet werden.

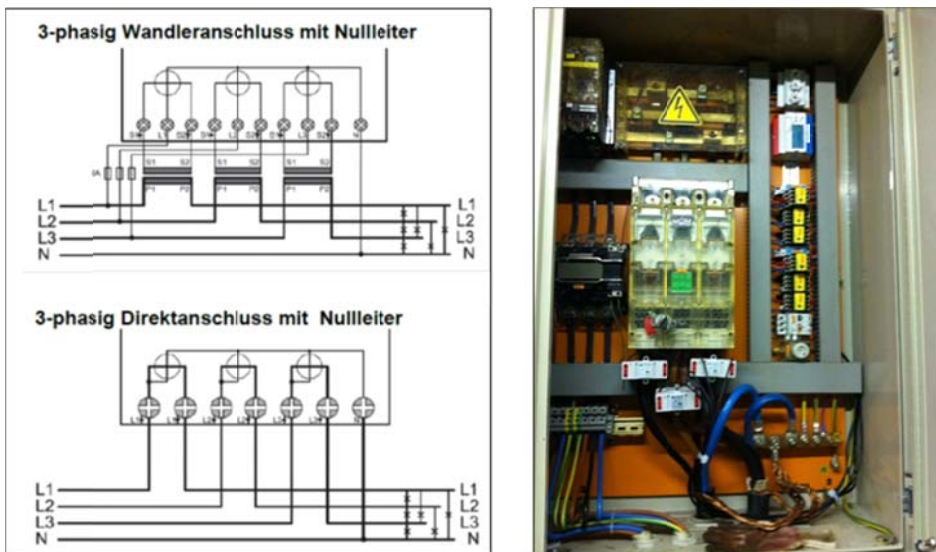


Abbildung 4: Links: Schemata elektrischer Messstelle mit Wandlermessung (oben) und Direktmessung. Rechts: Elektrische Messstelle mit Wandleranschluss in der Dekra-Liegenschaft

Um die Energieströme weiter analysieren und bewerten zu können, wurden insgesamt drei zusätzliche Werte aus dem MSR-System (Außentemperatur, Speichertemperatur des Warmwasserspeichers sowie das Stellsignal eines Ventils, welches die BHKW-Abgaswärme zwischen AKM-Generator und Heiznetz verteilt) in den automatisierten Datenexport aufgenommen.

1.2.1 Fehlerabschätzung

Um den Messfehler der erfassten Größen einschätzen und bewerten zu können, wurde eine rechnerische Analyse durchgeführt. Die durch Sensoren erfassten Messgrößen sind stets mit unerwünschten Abweichungen überlagert und unterscheiden sich daher vom tatsächlichen Istwert der gemessenen physikalischen Größe. Um die Präzision der durchgeführten Messungen im Folgenden einschätzen zu können, werden die Standardunsicherheiten für die einzelnen Messwerte bestimmt.

Die Messunsicherheiten der einzelnen Sensoren werden aus Herstellerangaben entnommen. Setzen sich Werte (bspw. von Wärmemengen) aus mehreren unabhängigen Messgrößen zusammen, wird die resultierende Gesamtunsicherheit nach dem Fortpflanzungsgesetz für Messunsicherheiten nach Gauß bestimmt.

Fehlerfortpflanzung nach Gauß

Bei Summen und Differenzen von zwei beliebigen Größen x und y werden die Quadrate der absoluten Unsicherheiten f^2 zu dem quadratischen Fehler f_z^2 der berechneten Größe z aufaddiert:

$$z = x \mp y \qquad f_z = \sqrt{f_x^2 + f_y^2 + \dots}$$

Für Produkte und Quotienten addieren sich die Quadrate der relativen Unsicherheiten zu dem relativen quadratischen Fehler der berechneten Größe:

$$z = x \cdot y \text{ oder } z = \frac{x}{y} \qquad \left(\frac{f_z}{z}\right) = \sqrt{\left(\frac{f_x}{x}\right)^2 + \left(\frac{f_y}{y}\right)^2 + \dots}$$

Wärmezähler

Die Wärmemengenermittlung beruht auf dem Prinzip der Messung von Volumenstrom und Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf. Nach der DIN EN 1434-1 wird aus dem Produkt dieser beiden Größen mit einem Wärmekoeffizienten die abgegebene bzw. aufgenommene Wärmemenge bestimmt. Hier werden die Temperaturdifferenzen mittels Widerstandsthermometern und die Volumenströme über Ultraschall-Durchflussmessung ermittelt. Die Produktbildung erfolgt im jeweiligen Rechenwerk. Daher besteht jeder Wärmemengenzähler aus folgenden Teilgeräten:

- Durchflusssensor (Ultraschallsensoren Clamp-On System)
- Temperatursensoren (Tauch- oder Anlegefühler)
- Rechenwerk (mit hinterlegtem Wärmekoeffizient)

Das Ergebnis der Wärmemessung ist daher eine Funktion der unabhängigen Teilmessungen.

Unsicherheiten Durchflusssensor

Mit Ausnahme der Abgas- und Motorwärmemessung der BHKW beruhen sämtliche Durchflussmessungen auf dem Ultraschallprinzip. Die Durchflussgeschwindigkeit hat hierbei einen großen Einfluss auf die Messunsicherheit. Daher werden die Fehlergrenzen aus Herstellerangaben in Abhängigkeit der Strömungsgeschwindigkeit ermittelt.

Die Messabweichung setzt sich aus der technisch bedingten Ungenauigkeit des Messgerätes (Prosonic Flow 91: 0,5 % vom Messwert) und einer installationsbedingten Abweichung (typisch 1,5 % v.M.) zusammen. Für den Rohrdurchmesser Bereich von DN 25 bis 200 wird eine Fehlergrenze an der Messstelle (typisch) von ± 2 % v.M. angegeben.

Unsicherheiten Temperatursensor

Für die Temperaturmessungen der Wärmemengenzähler kommen ausschließlich elektrische Pt100-Widerstandsthermometer mit 1/10 DIN Genauigkeit zum Einsatz, dessen Grenzabweichungen nur ein Zehntel der in der DIN EN 60751 festgelegten Genauigkeitsklasse B betragen.

$$f_{T,Pt100\frac{1}{10}DIN} = \pm(0,03K + 0,0005 \cdot |t|) \quad t \text{ in } [^{\circ}C]$$

$$f_{\Delta T} = \pm \sqrt{f_{T,VL}^2 + f_{T,RL}^2}$$

Die Thermometer sind entweder als Tauch- oder als Anlegefühler ausgeführt. Während die Tauchfühler die Fluidtemperatur direkt messen, ermitteln die Anlegefühler die Temperatur des Mediums über die Oberflächentemperatur des Rohres. Durch die zusätzlichen Wärmewiderstände kommt es bei der Messung der Temperaturdifferenzen zu einer Erhöhung der Ungenauigkeiten:

$$= \frac{R_{Konvektiv,innen} + R_{Rohr}}{R_{Gesamt}} \quad f_{\Delta T,R} \quad R: \text{Wärmeleitwiderstand in } \frac{K}{W}$$

Unsicherheiten Rechenwerk

Die gemessenen Temperaturen und Volumenströme werden digitalisiert an das Rechenwerk weitergegeben, welches die Wärmemenge bestimmt. Die rechenwerkinterne Auswertung ist dabei ebenfalls mit Unsicherheiten behaftet. Die Ermittlung der relativen Fehlergrenze erfolgt nach DIN 1434-1. ΔT_{min} ist die vom Hersteller angegebene minimal zulässige Temperaturdifferenz.

$$f_{Rw} = \pm \sqrt{0,5 + \frac{\Delta T_{min}}{\Delta T}}$$

Gesamtfehler Wärmemessung

Somit ergeben sich für die Wärmemessungen folgende relative Fehlergrenzen:

Wärmezähler mit Tauchfühler:

$$f_{Q,Tauchf} = \pm \sqrt{f_{\dot{V}}^2 + f_{\Delta T}^2 + f_{Rw}^2}$$

Wärmezähler mit Anlegefühler

$$f_{Q,Anlegef}^- = -\sqrt{f_{\dot{V}}^2 + f_{\Delta T}^2 + f_{Rw}^2}, \quad f_{Q,Anlegef}^+ = +\sqrt{f_{\dot{V}}^2 + (f_{\Delta T} + f_{\Delta T,R})^2 + f_{Rw}^2}$$

Gaszähler

Die Gasenergiemessung erfolgt über die Produktbildung von Heizwert und gemessenen Gasstrom, der über einen Turbinenradgaszähler aufgenommen wird. Laut Aussage des Gasversorgers schwankt der Heizwert um bis zu 0,9 %. Die Fehlergrenze der Gasstrommessung wird den Herstellerangaben entnommen.

$$f_{Gas} = \pm \sqrt{f_{Zähler}^2 + f_{Hu}^2}$$

Stromzähler

Die Stromzähler messen je nach Messstelle entweder direkt die elektronische Wirkleistung im Lastkreis oder wenn die direkte Messung nicht möglich ist, wird ein Messwandler zwischengeschaltet, der den Strom um ein bestimmtes Verhältnis transformiert. Sowohl Stromzähler als auch Messwandler besitzen eine begrenzte Genauigkeit.

$$f_{Strom} = \pm \sqrt{f_{Zähler}^2 + f_{Wandler}^2}$$

1.3 Monitoring-Erstauswertung Winter 2013

Datenverfügbarkeit

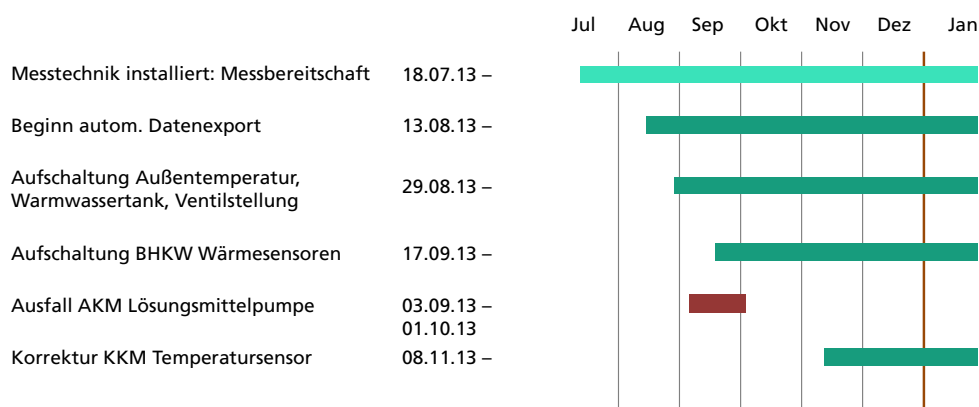


Abbildung 5: Zeiträume mit Relevanz für die messtechnische Datenerfassung

Nachdem die Messtechnik am 03.07.2013 vor Ort installiert wurde, konnte nach Legen der Strom- und M-Bus-Leitungen zu den Messstellen durch Dekra am 18.07.2013 die Messbereitschaft hergestellt werden. Im Anschluss wurde der automatisierte Datenexport durch Dekra eingerichtet, sodass seit dem 13.08.2013 Messdaten aufgezeichnet werden. Am 29.08.2013 wurden die Datenpunkte Außentemperatur, Temperatur des Warmwassertankes und die Ventilstellung aus Bestandssensoren in den Datenexport aufgenommen, am 17.09.2013 kamen die thermischen Messstellen für die Motor- und Abgaswärme der BHKW (ebenfalls Bestandssensoren) hinzu. Zwischen dem 03.09. und dem 01.10.2013 war die Lösungsmittelpumpe der AKM defekt, sodass sich die Anlage in diesem Zeitraum im Notbetrieb befand. Am 08.11.2013 wurde die Position des Vorlauf-Temperaturfühlers der Kompressionskältemaschine korrigiert. Abbildung 5 bietet einen Überblick über die genannten Daten und Zeiträume.

Monatsvergleich

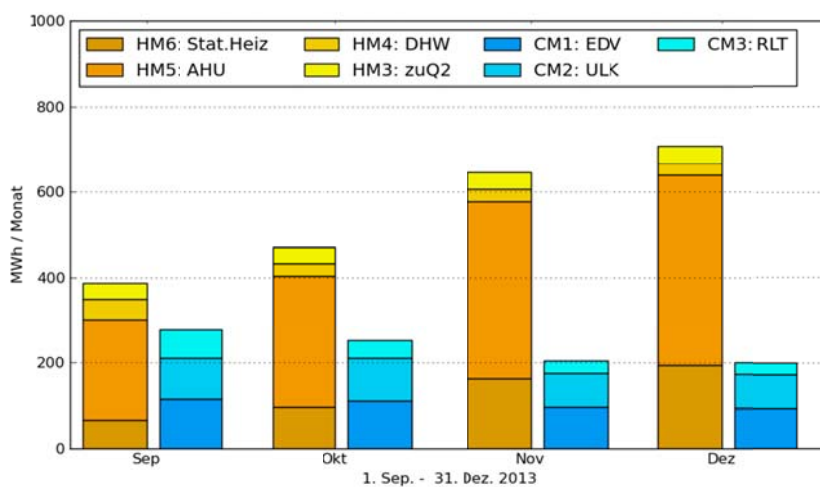


Abbildung 6: Monatssummen der thermischen Verbraucher in Quartier Q1. Linker Balken: Wärmeverbrauch, rechter Balken: Kälteverbrauch

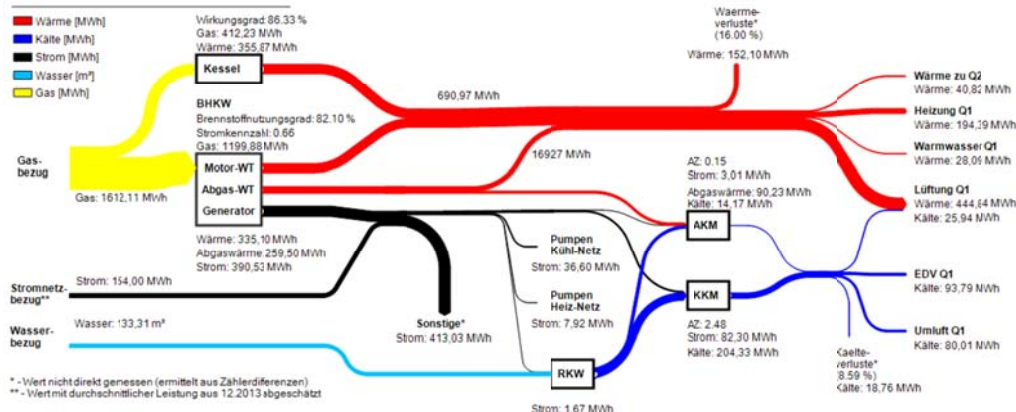
In Abbildung 6 sind die monatlichen Verbrauchssummen der Heiz- und Kühlkreise von September bis Dezember 2013 dargestellt. Einige thermische Verbraucherkreise (z.B. Serverkälte (EDV), Heizung zu Q2, Warmwasserbereitung (DHW)) weisen relativ konstante Energieverbräuche auf, während andere (stat.Heizung, AHU, ULK) deutlich stärker auf die sinkenden Außentemperaturen im Winter reagieren. Während des gesamten Monitoringzeitraums übersteigt der Heizwärmebedarf den Kältebedarf.

Energiefluss und Effizienz

Abbildung 7 zeigt die Energiewandlung von End- zu Nutzenergie über die installierte Wärme- und Kälteanlagentechnik in Sankey-Darstellung für den Monat Dezember 2013 (eine größere Darstellung desselben Diagramms findet sich in Anhang III: Energieflüsse Dezember 2013). Im ausgewerteten Zeitraum lag der Gasbezug der Erzeuger bei insgesamt 1612 MWh_{end}. Hiervon wurden 74 % durch die BHKW bezogen. Der Brennstoffnutzungsgrad der BHKW lag dabei bei 82 % (bezogen auf den unteren Heizwert H_u) und die Stromkennzahl bei 0,66. Der Kessel erzeugte insgesamt 356 MWh_{therm} Wärme zur Spitzenlastdeckung bei einem mittleren Wirkungsgrad von 86 %. Der Gesamtwärmeverbrauch des Gebäudes Q1 betrug im Dezember 666 MWh.

Die Absorptionskältemaschine stellte im gleichen Zeitraum 14 MWh_{therm} an Kälte bei einem mittleren thermischen COP von 0,15 bereit. Weitere 204 MWh_{therm} Kälte wurden durch die Kompressionskältemaschine bei einem mittleren COP von 2,48 erzeugt. Insgesamt lag der Kälteverbrauch des Gebäudes Q1 im Dezember bei 200 MWh_{therm}.

**LaNeGe
12.2013
Energieflüsse**



Energetische und
Energiewirtschaftliche Analyse der
Liegenschaft (AP 1)

Abbildung 7: Energieflüsse und Kennzahlen im Dezember 2013 dargestellt als Sankey-Diagramm

Verbraucher

In Abbildung 8 sind die stündlichen Verbrauchswerte von Wärme (oben) und Kühlenergie (unten) über den stündlichen Mittelwerten der Außentemperaturen über den Zeitraum vom 01.09. bis 31.12.2013 dargestellt. Die roten Punkte stehen für den nächtlichen Betrieb zwischen 22:00 und 7:00 Uhr und die blauen Punkte für den Tagbetrieb zwischen 7:00 und 22:00 Uhr.

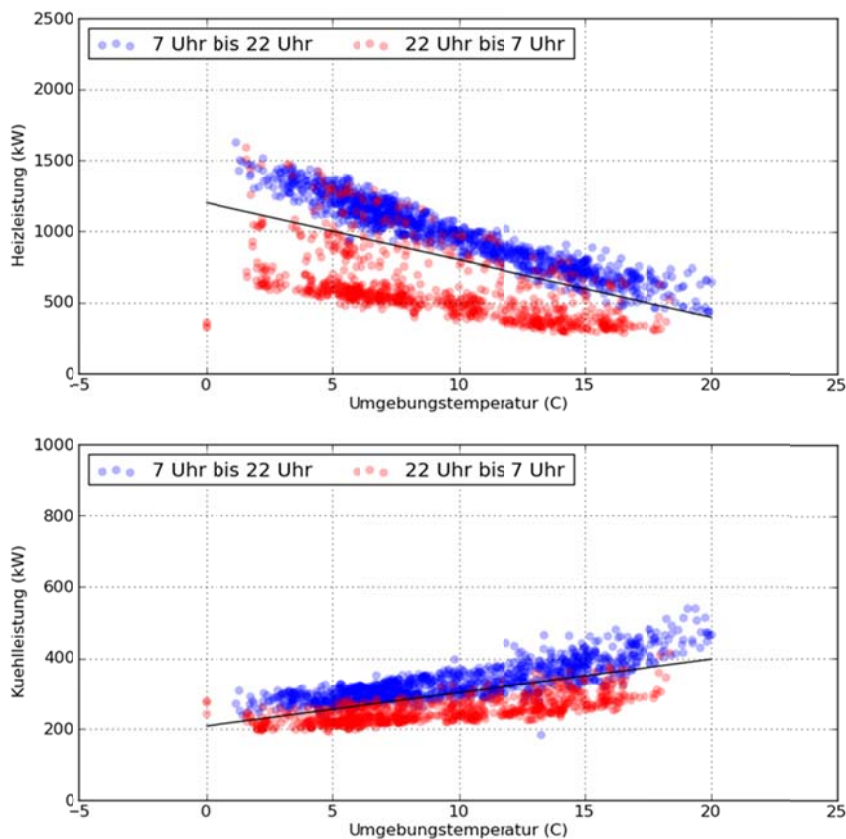


Abbildung 8: Stundenwerte der bezogenen Heizleistung (oben) und Kühlleistung der Verbraucher aufgetragen über der Außentemperatur

Es zeigt sich deutlich ein verringerter Heiz- und Kühlenergiebedarf während der nächtlichen Betriebszeit. Bei steigender Außentemperatur nimmt der Wärmeverbrauch

erwartungsgemäß ab und der Kälteverbrauch zu. Eine Heiz- respektive Kühlgrenztemperatur ist anhand der dargestellten Auswertung nicht erkennbar. Während des gesamten Auswertungszeitraumes beziehen die Verbraucherkreise durchgehend parallel Heiz- und Kühlenergie.

Kompressionskältemaschine (KKM)

Am 08.11.2013 wurde eine Korrektur bezüglich der Messposition des Vorlauftemperatursensors an der Kompressionskältemaschine vorgenommen. Die Messwerte zur KKM besitzen erst ab diesem Zeitpunkt die erforderliche Genauigkeit. In den folgenden Detailauswertungen zur KKM werden daher nur Messwerte ab dem 09.11.2013 betrachtet.

In Abbildung 9 wird die bereitgestellte Kühlleistung, der zugehörige Volumenstrom der Messstelle CM4 sowie die Umgebungstemperatur in Form eines Carpet-Plots dargestellt. Die Farbe zeigt die Wertigkeit der Messgröße von blau (geringer Wert) bis rot (hoher Wert) an. Die Betrachtungszeit ist auf der y-Achse (Stunde des Tages) und der x-Achse (Tag, Monat, Jahr) aufgetragen. Es ist erkennbar, dass die Kompressionskältemaschine im gesamten Beobachtungszeitraum durchgängig betrieben wird. Der geförderten Volumenstrom fällt nicht unter $149 \text{ m}^3/\text{h}$ und liegt im Mittel relativ konstant bei ca. $160 \text{ m}^3/\text{h}$. Es kommt lediglich in einem festen Intervall von 48 h zu einer Volumenstrom Anhebung bzw. Absenkung um ca. $\pm 5 \text{ m}^3/\text{h}$. Zwischen der erzeugten Kühlleistung und der Außentemperatur ist ein deutlicher Zusammenhang zu erkennen.

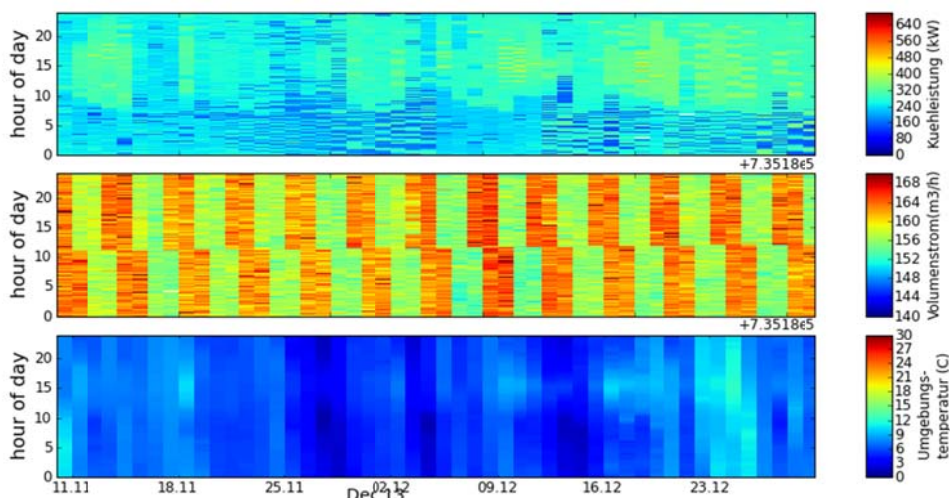


Abbildung 9: Bereitgestellte Kühlleistung und der zugehörige Volumenstrom der Kompressionskältemaschine sowie die Umgebungstemperatur als Carpet-Plot

Bei steigender Kühlleistung der Kompressionskältemaschine kommt es, wie in Abbildung 10 zu sehen ist, zu einem Anstieg der Anlageneffizienz (COP_{KKM}). Diese liegt im Betrachtungszeitraum vom 09.11. bis 31.12.2013 im Mittel bei ca. $2,5 \text{ kW}_{\text{therm}}/\text{kW}_{\text{el}}$. Der Volumenstrom des Kühlkreises der Kompressionskältemaschine wird während des Betriebs nahezu konstant gehalten, die Leistungsregelung erfolgt über die Messung der Vorlauftemperatur. Die Spreizung zwischen Vor- und Rücklauftemperatur im Kühlkreis liegt im Mittel bei $1,44 \text{ K}$, die mittlere Vorlauftemperatur beträgt $6,7 \text{ C}$. In Abbildung 10 sind die unterschiedlichen Leistungen und Effizienzen der einzelnen Verdichterstufen in Form markanter Linien deutlich zu erkennen.

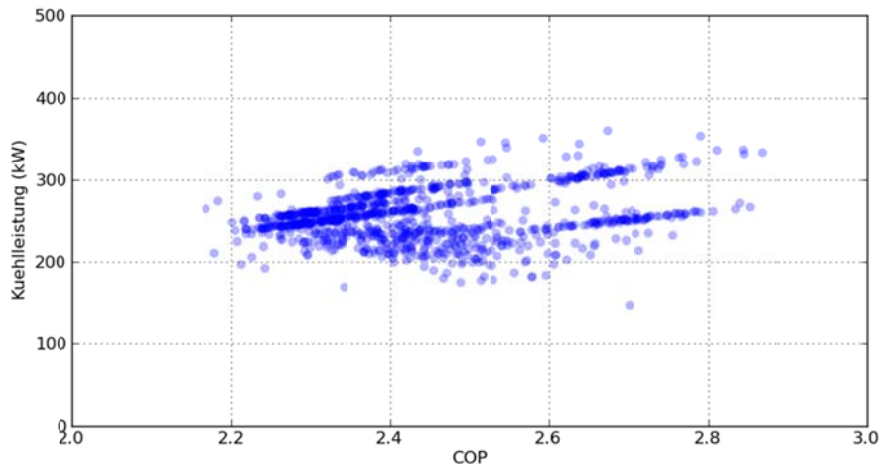


Abbildung 10: Kühlleistung der Kompressionskältemaschine, aufgetragen über dem COP

Absorptionskältemaschine (AKM)

Abbildung 11 zeigt die erzeugte Kühlleistung, die genutzte Abgaswärmeleistung, die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf sowie den Volumenstrom der Absorptionskältemaschine auf der Kaltwasserseite (Messstelle CM5) vom 01.10. bis 31.12.2013. Wie auch bei der Kompressionskältemaschine wird der Förderstrom auf der Verdampferseite durchgängig konstant bei ca. 72 m³/h gehalten. Im Mittel beträgt die Temperaturspannung zwischen Vor- und Rücklauf 0,52 K bei einer durchschnittlichen Vorlauftemperatur von 11,2 °C. Dabei zeigt die Kühlleistung eine deutliche Abhängigkeit von der Wärmeleistung des Antriebswärmestroms.

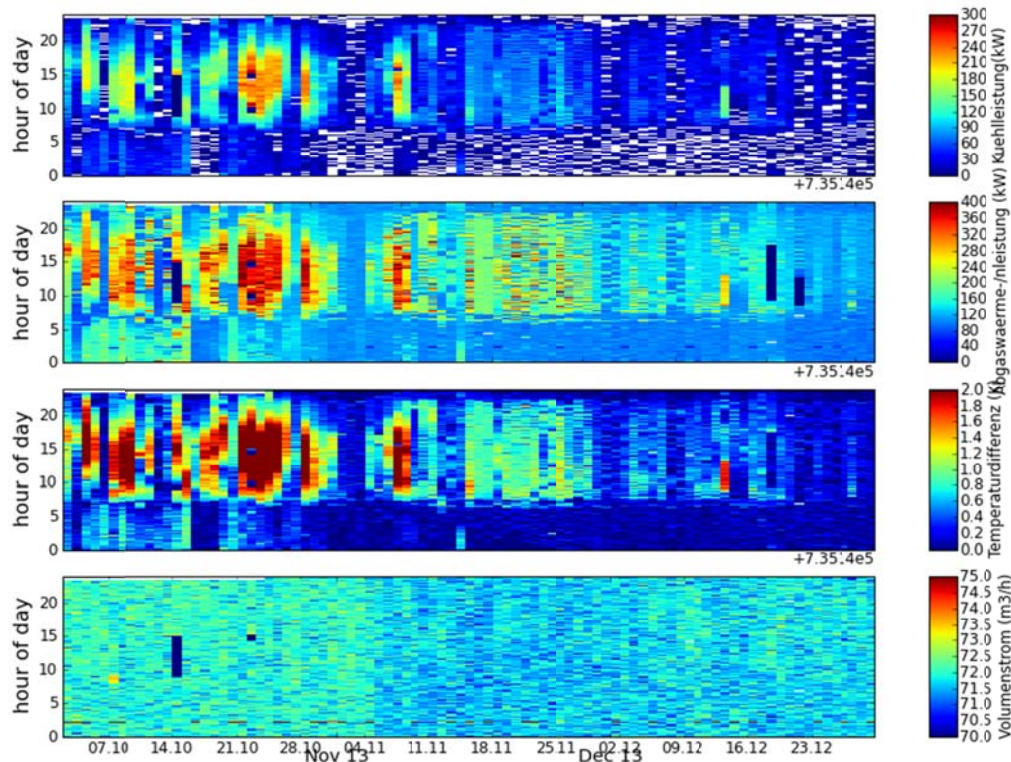


Abbildung 11: Von oben nach unten: Erzeugte Kühlleistung, Antriebswärmeleistung, Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf sowie der Volumenstrom der Absorptionskältemaschine als Carpet-Plot

Der Zusammenhang zwischen Kühlleistung und COP ist in Abbildung 12 dargestellt. Mit steigender Kühlleistung steigt hierbei auch der COP. Im Zeitraum vom 01.10. bis 24.12.2013 lag der erreichte mittlere COP bei 0,26.

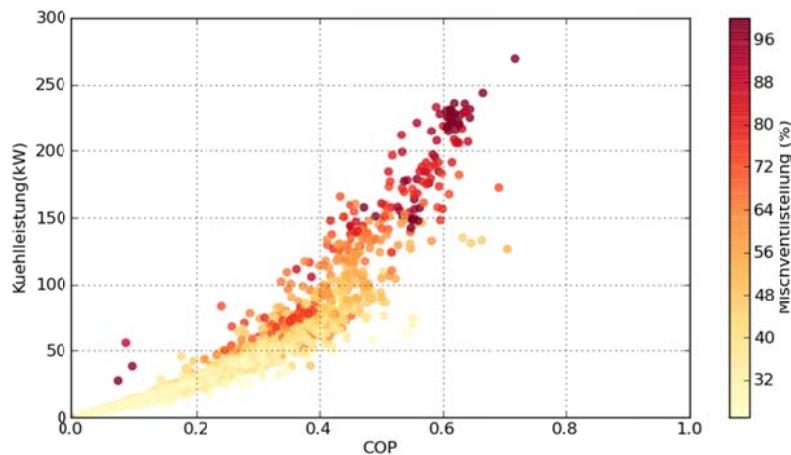


Abbildung 12: Zusammenhang zwischen Kühlleistung, Mischventilstellung und COP

Blockheizkraftwerke (BHKW)

Mittels Carpet-Plots sind tageszeitliche und wöchentliche Muster der BHKW-Stromerzeugung gut zu erkennen. In Abbildung 13 sind die einzeln und die gesamt erzeugten elektrischen Leistungen der drei BHKW vom 01.10. bis 31.12.2013 dargestellt. Bei Betrachtung der erzeugten elektrischen Leistungen der einzelnen BHKW ist zunächst keine eindeutige Systematik ersichtlich. Die elektrische Gesamtleistung zeigt dagegen ein ausgeprägtes wöchentliches Muster.

Die Stromerzeugung zur Deckung der Grundlast wird während des Beobachtungszeitraumes dauerhaft durch den Betrieb von nur einem einzelnen BHKW abgedeckt. Wenn werktags ab ca. 7:00 Uhr der interne Strombedarf der Gebäude ansteigt, wird ein zweites BHKW zur Lastdeckung hinzugeschaltet. Sinkt die Stromlast ab ca. 16:00 Uhr wieder wird die Leistung der beiden aktiven BHKW kontinuierlich reduziert. Zwischen 23:00 Uhr und 24:00 Uhr übernimmt wieder ein einzelnes BHKW die Grundlastdeckung. An den Wochenenden und an Feiertagen ist dagegen nur BHKW ganztägig im Betrieb.

Wie in Abbildung 14 dargestellt ist ein annähernd linearer Zusammenhang zwischen elektrischer Leistung und thermischer Leistung der BHKW erkennbar. Dies gilt sowohl für den Warmwasser-, als auch für den Abgaswärmetauscher-Kreis der BHKW.

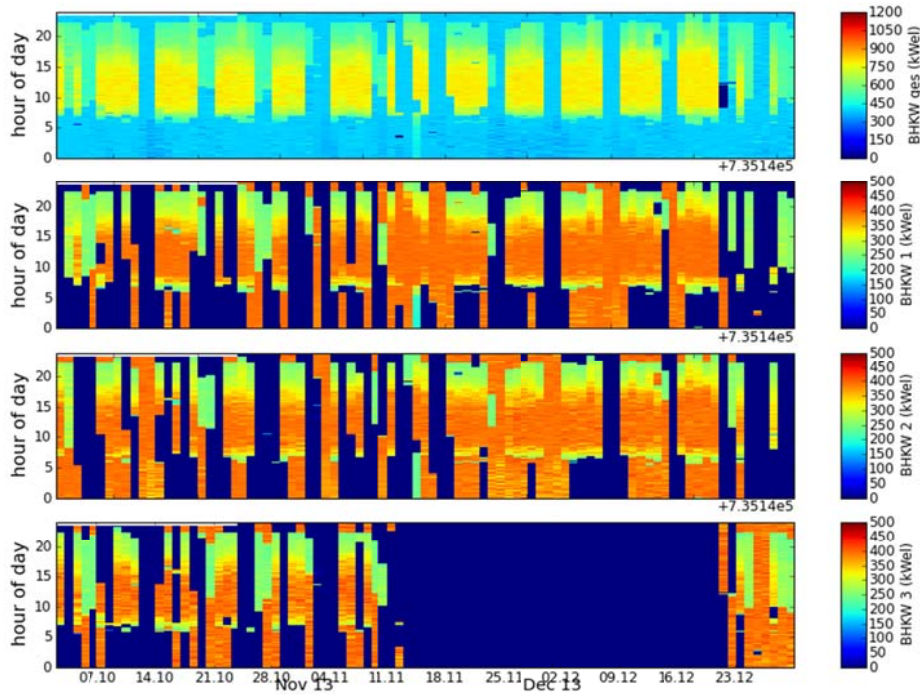


Abbildung 13: Gesamt (oben) und einzeln erzeugte elektrische Leistungen der BHKW

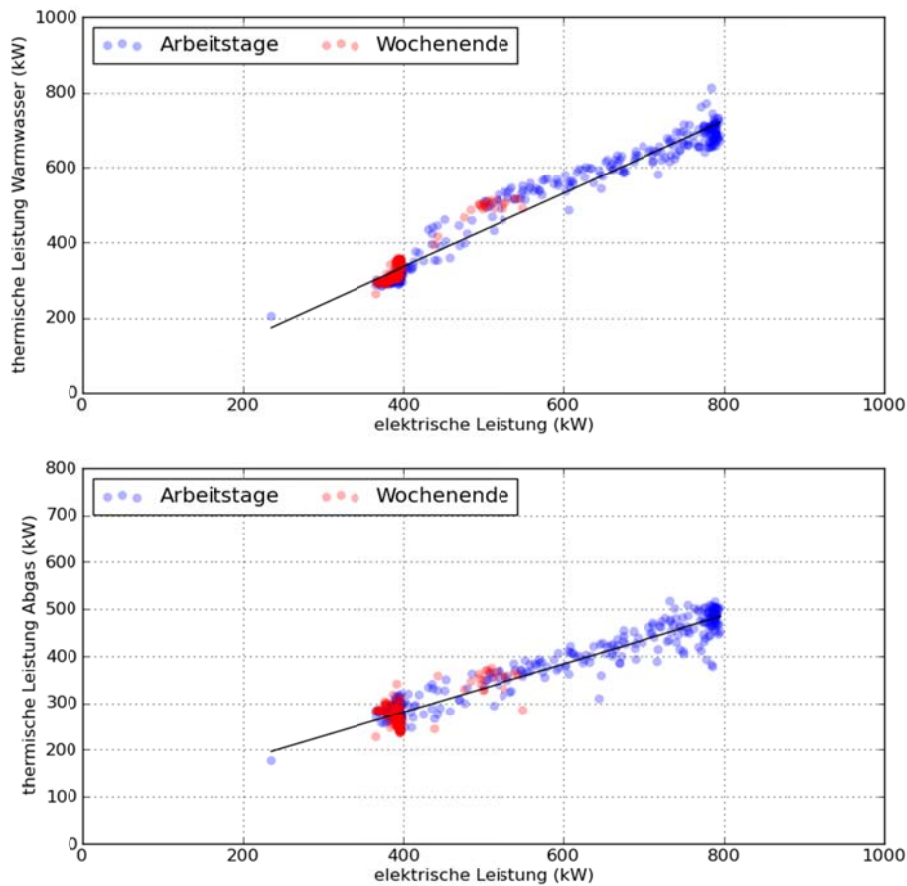


Abbildung 14: Zusammenhang zwischen elektrischer Leistung und thermischer Leistung der BHKW. Oben: Motorwärme, unten: Abgaswärme

Der Brennstoffnutzungsgrad der BHKW liegt im Mittel bei ca. 74 %. Markante Abhängigkeiten des Brennstoffnutzungsgrad von anderen Parametern wie beispielsweise der elektrischen Leistung (siehe Abb. 14) sind nicht erkennbar.

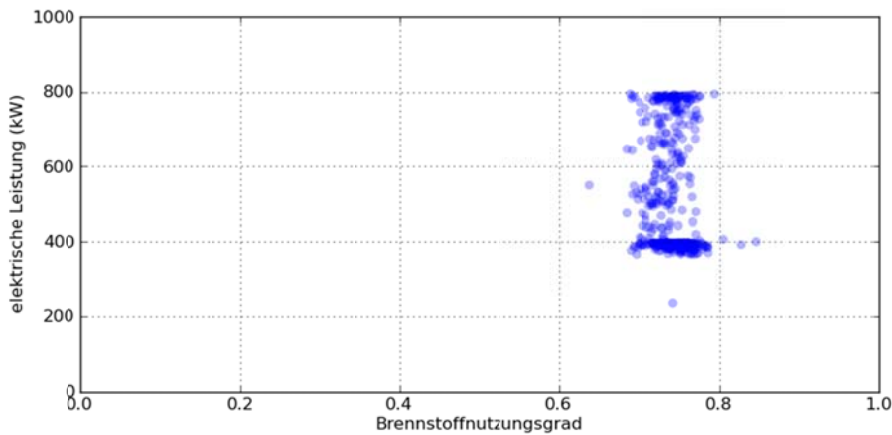


Abbildung 15: Zusammenhang zwischen elektrischer Leistung und Brennstoffnutzungsgrad der BHKW

1.4 Saisonale Analyse

Kälteerzeugung und -verbrauch: Saisonale Verläufe und Langzeitentwicklung

Die Leistungen der Kälteverbraucher und Kälteerzeuger im Langzeitverlauf zwischen dem 1.1.2014 und dem 10.12.2014 sind gemeinsam mit der Außentemperatur in Abbildung 16 dargestellt.

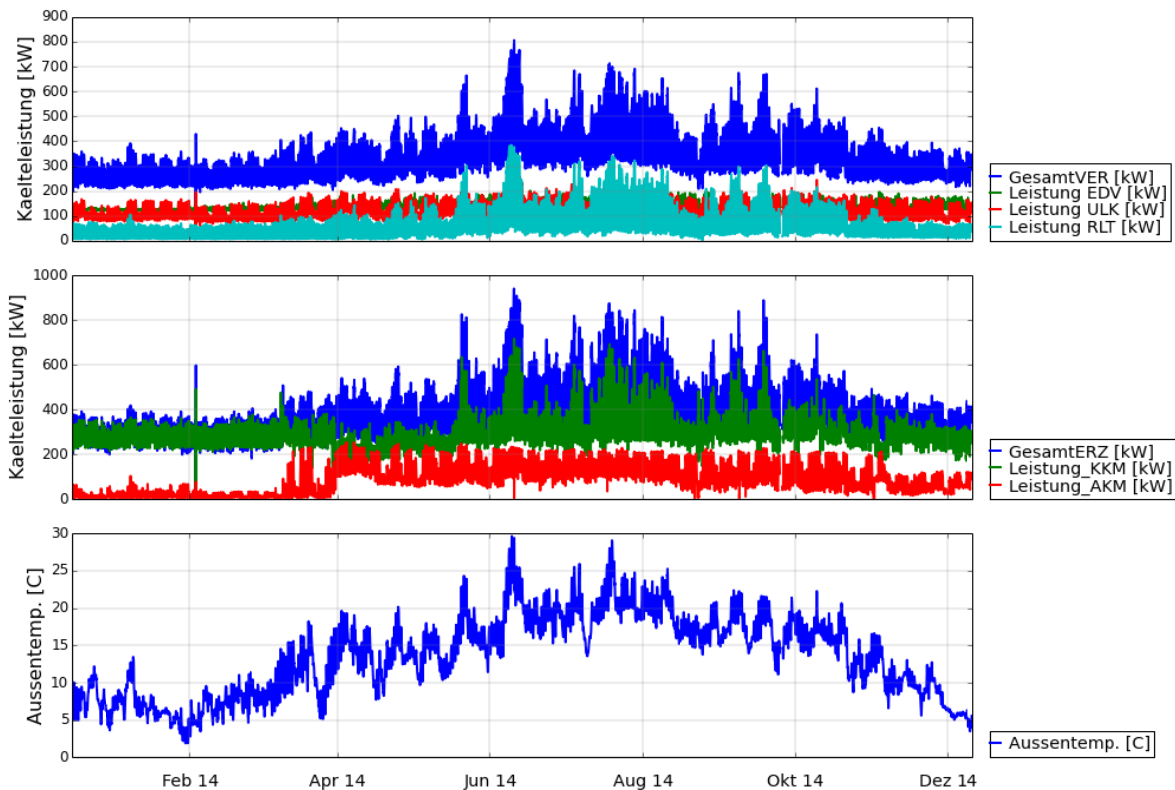


Abbildung 16: Kälteerzeuger und -verbraucher im Jahresverlauf. Unten: Außentemperatur

Die einzelnen Verbraucherkreise weisen folgende Verbrauchscharakteristika auf.

- CM1 (EDV, grüne Linie): nahezu konstante Leistung (ca. 150 kW) ohne ausgeprägte tägliche oder saisonale Schwankungen
- CM2 (ULK, rote Linie): ausgeprägter Tages- und Wochengang, aber vernachlässigbare saisonale Tendenz
- CM3 (RLT, türkise Linie): deutliche saisonale Tendenz (Abhängigkeit von der Außentemperatur). Geringster Verbrauchsanteil im Winter, höchster Verbrauchsanteil im Sommer. Maximale Last ca. 350 kW.
- maximale gesamte Kältelast: ca. 800 kW (ca. 55% der installierten Kälteleistung)

Kälteerzeugung

Die Absorptionskältemaschine (AKM) wurde bis März 2014 nur wenig genutzt, da ihr ein sehr geringer Antriebswärmestrom zugeteilt wurde. Auf Basis der ersten Monitoringauswertungen wurde Mitte März 2014 die Ansteuerung eines Dreiwegeventils, welches die Abgaswärme der BHKW zwischen dem Heiznetz und dem AKM-Generator verteilt, dahingehend geändert, dass ein größerer Teil der Wärme in der AKM genutzt wird. Dadurch verbesserten sich sowohl Leistung als auch Effizienz der AKM. Vor dem Umbau des Ventils überschritt die produzierte Kälteleistung der AKM (grüne Linie in Abbildung 16) nur selten 50 kW. In Folge des Umbaus stieg die Kälteleistung der AKM deutlich, sodass seit März 2014 rund ein Viertel zur Kälteproduktion beiträgt. Dabei hängt die von der AKM produzierte Kälteleistung stark vom zur Verfügung stehenden Antriebswärmestrom ab, der aus dem (stromgeführten) Betrieb der BHKW resultiert. Typischerweise laufen tagesüber zwei BHKW, nachts jedoch nur eines. In der Folge produziert die AKM tagsüber deutlich mehr Kälte als nachts.

Kälteerzeugung und –verbrauch: Detailanalyse

Die Kompressionskältemaschine besteht aus zwei Verdichtereinheiten mit jeweils 4 Stufen. Anhand des Verdichterstrombezuges ist ein ausgeprägtes Takten festzustellen. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass die Leistungsregelung der Kompressionskältemaschine auf Basis der Vorlauftemperatur erfolgt, welche direkt vor dem Verdampferaustritt gemessen wird. Somit befindet sich lediglich eine im Vergleich zu den erzeugten thermischen Leistungen sehr geringe thermische Kapazität zwischen der Kältemaschine und dem Messpunkt. Da die Kompressoren nicht stufenlos geregelt werden können, ist ein häufiges Ein- und Ausschalten einzelner Verdichterstufen die Folge (vgl. Abbildung 17).

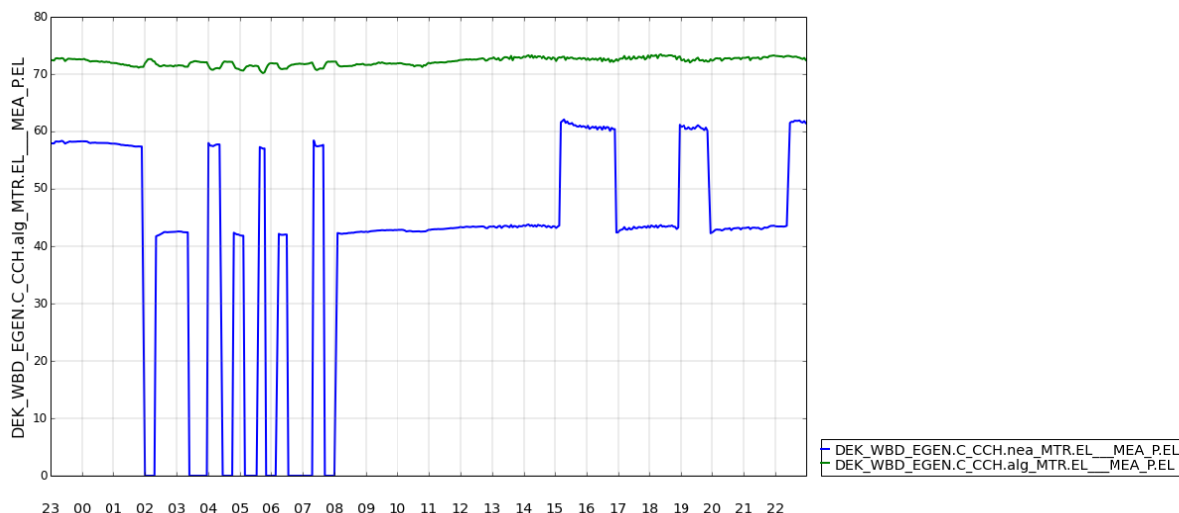


Abbildung 17: Stromaufnahmeleistung der beiden Verdichterstufen der Kompressionskältemaschine im Laufe eines Betriebstages. Deutlich erkennbar ist das häufige Takten einer Verdichterstufe.

Die beiden Kälteerzeuger sind wie in Abbildung 18 dargestellt hydraulisch miteinander verschaltet. Die überschüssig produzierte Kaltwassermenge strömt über die rot hervorgehobene Überströmleitung in den Rücklauf der Kompressionskältemaschine.

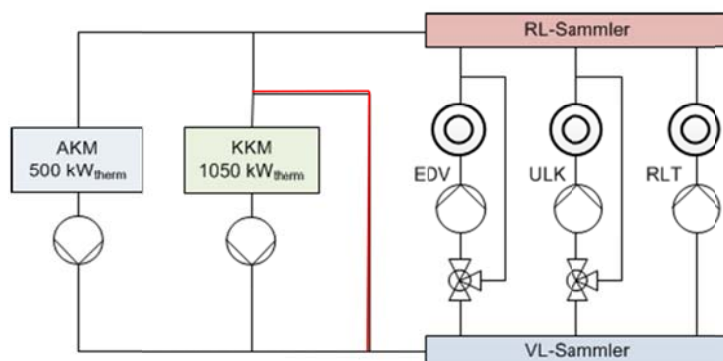


Abbildung 18: Bestandshydraulik der Kälteerzeuger. Rot markiert: Überströmleitung für den Kaltwasserüberschuss

Die Anlagen werden unabhängig von ihrer momentanen Kälteleistung konstant mit dem Nennvolumenstrom durchströmt (Abbildung 20). Daher liegt der erzeugte Kaltwasser-Volumenstrom während der gesamten Betriebsdauer deutlich über dem von den Verbraucherkreisen bezogenen Volumenstrom. Abbildung 19 zeigt, dass während der analysierten Woche im März 2014 der von KKM und AKM erzeugte Volumenstrom von konstant ca. 210 m³/h etwa dreimal so hoch ist wie der Kaltwasserbezug der Verbraucherkreise RLT, EDV und Lüftung.

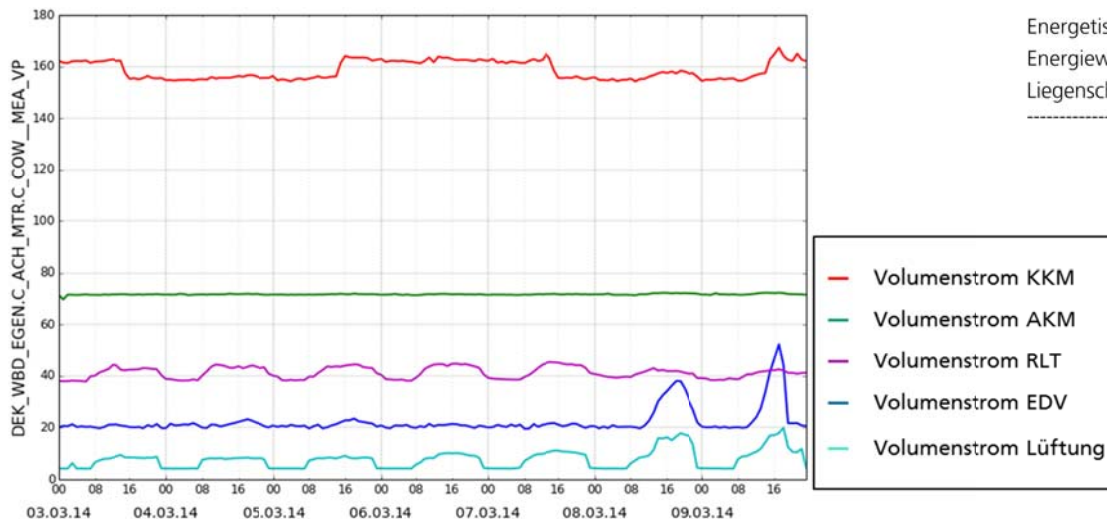


Abbildung 19: Volumenströme der Kälteerzeuger und -verbraucher. rot: KKM; grün: AKM; übrige Farben: Verbraucherkreise

Der Kaltwasserüberschuss fließt durch die Überströmleitung, sodass die effektive Rücklauf­temperatur der KKM sehr niedrig wird. Aufgrund der Vorlauf­temperatur­regelung der KKM führt die niedrige Rücklauf­temperatur zu Takten und einer geringen produzierten Kälteleistung.

Die Rücklauf­temperatur der AKM liegt jedoch deutlich über jener der KKM und die Kälteleistung der AKM kann nicht beliebig gewählt werden, sondern sie hängt von dem verfügbaren Antriebswärmestrom ab. Dies sorgt dafür, dass die Vorlauf­temperatur der AKM nicht effektiv geregelt wird. Gemeinsam mit der Vorlauf­temperatur der KKM ergibt sich eine gemischte Vorlauf­temperatur am Verteiler (rote Linie in Abbildung 20), die zeitweise weit über der Soll-Vorlauf­temperatur von 6 °C liegt.

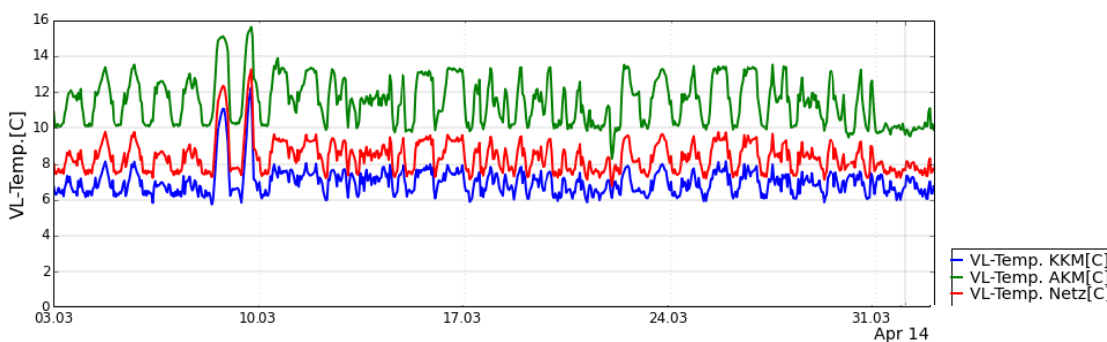


Abbildung 20: Vorlauf­temperatur und Volumenstrom der Kälteerzeuger und -verbraucher

Während des Monitoringzeitraumes führte dieses Verhalten zu keiner akuten Unterversorgung der Kältekreise, da diese auf eine höhere Temperatur als der eingestellten Soll-Vorlauf­temperatur von 6 °C ausgelegt sind. Ein Vorschlag für eine verbesserte Verschaltung der Kälteerzeuger zur Lösung der dargestellten Problematik ist in Kapitel 1.5.1 beschrieben.

Wärmeerzeugung und -verbrauch: Saisonale Verläufe und Langzeitentwicklung

Energetische und
Energiewirtschaftliche Analyse der
Liegenschaft (AP 1)

Die Leistungen der Wärmeverbraucher und Wärmeerzeuger sowie die Außentemperatur sind im Langzeitverlauf zwischen dem 1.1.2014 und dem 10.12.2014 in Abbildung 21 dargestellt. Die gewählte Darstellung zeigt die saisonalen Verbrauchstendenzen der einzelnen Verbraucherkreise auf.

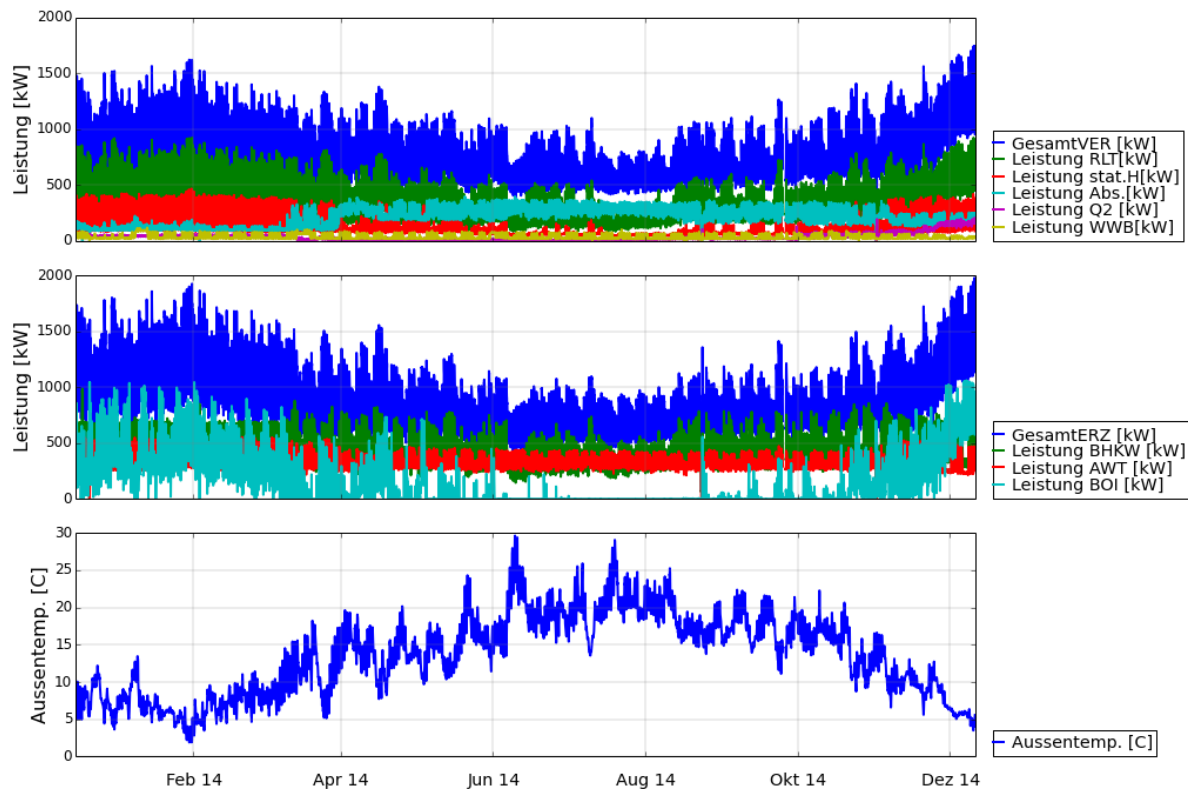


Abbildung 21: Wärmeerzeuger und Wärmeverbraucher im Jahresverlauf. Unten: Außentemperatur

Wärmeverbraucher

Die einzelnen Verbraucherkreise weisen folgende Verbrauchscharakteristika auf.

- HM 2 (Absorber AKM, türkise Linie): Antriebswärmestrom der AKM zur Kälteerzeugung. Starker Anstieg des Verbrauchs ab März 2014. Ausgeprägtes Tagesprofil, geprägt durch stromgeführten Betrieb der BHKW.
- HM3 (zu Q2, violette Linie): bis März 2014: ca. annähernd konstanter Verbrauch von 50 kW, danach ca. 10 kW
- HM4 (Warmwasser, WWB, gelbe Linie): erkennbarer Tages- und Wochengang (Solltemperatur-Absenkungsprogramm), aber keine saisonale Tendenz
- HM5 (RLT, grüne Linie): größter Anteil des Gesamtverbrauchs; deutliche saisonale Tendenz. Grundlast ca. 200 kW (erklärbar durch Wärmeverluste in den Verteilkreisen), Spitzenlast ca. 1.000 kW
- HM6 (stat. Heizung, rote Linie): starke saisonale Tendenz und ausgeprägtes Tag/Nacht-Profil. Spitzenlast ca. 450 kW, Grundlast ca. 70 kW.

Besonders auffällig ist der hohe Verlustanteil und der Wärmeverbrauch im Sommer, sowohl bei der Wärme- als auch bei der Kälteerzeugung. Dies ist auf die konstant hohen Volumenströme in den meisten Verbraucherkreisen und die großen Rohrlängen zurückzuführen.

Wärmeerzeugung

- BHKW-Motorwärme (BHKW, grüne Linie): ausgeprägter Tages- und Wochengang aufgrund des stromgeführten BHKW-Betriebes. Reduzierte Spitzenleistungen in den Sommermonaten aufgrund der höheren Wassertemperaturen und des Einsatzes von Zusatzkühlern. Darüber hinaus ist jedoch keine saisonale oder Langzeittendenz feststellbar.
- BHKW-Abgaswärme (AWT, rote Linie): geringere Tages- und Wochenschwankungen als BHKW-Motorwärme.
- Kessel (BOI, türkise Linie): Intensive Nutzung in den Wintermonaten bis hin zur Maximalleistung von 1,05 MW. Fast kein Betrieb zwischen Juni und September 2014.

Auffällig ist auch hier der hohe Wärmeverlust von ca. 200 kW in den Wintermonaten, der u.a. durch die langen Rohrleitungen zwischen BHKW-Zentrale und Heizzentrale (ca. 50m) zurückzuführen ist. In den Sommermonaten ist der Wärmeverlust deutlich geringer.

Stromerzeugung

Sowohl aus wirtschaftlicher als auch aus primärenergetischer Sicht ist es für den Fall des DEKRA-Campus vorteilhaft, eine möglichst hohe Strom-Eigenversorgungsquote zu erreichen. Darüber hinaus kann ein möglichst gleichmäßig geringer Netzstrombezug als eine Maßnahme zur Entlastung des öffentlichen Stromnetzes definiert werden.

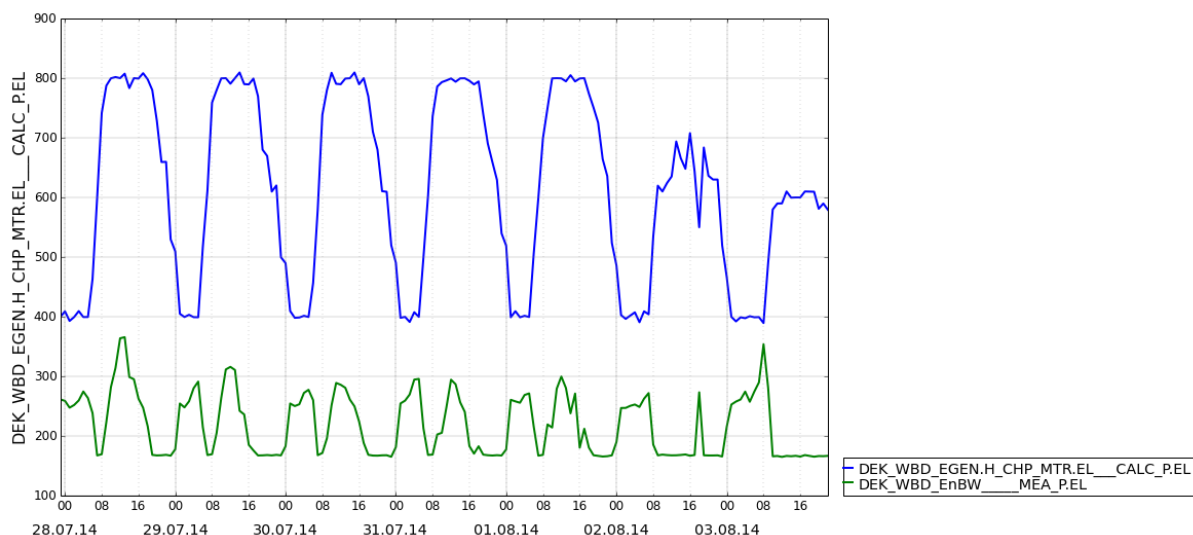


Abbildung 22: Stromerzeugungsleistung der BHKW(blau) und Netzstrombezug (grün) für zwei Wochen im Sommer 2014

Abbildung 22 zeigt die Stromerzeugungsleistung der BHKW (blau) sowie den Netzstrombezug (grün) für eine typische Woche im Sommer 2014. Die BHKW werden gemäß einer definierten Folgeschaltung in Abhängigkeit der Stromlast an- und

abgewählt. Die Regelung ist so eingestellt, dass konstant Netzstrom mit einer Leistung von mindestens 170 kW bezogen wird.

Deutlich erkennbar in der elektrischen Leistung der BHKW sind die maximale Leistung eines BHKW (400 kW) sowie zweier BHKW (800 kW). Nachts läuft lediglich ein BHKW in Volllast, was jedoch nicht ausreicht, um den Strombedarf der Liegenschaft zu decken. Dementsprechend ist der Netzstrombezug nachts typischerweise erhöht. Weiterhin übersteigt die Stromlast während der Mittagsstunden typischerweise die Erzeugungsleistung zweier BHKW, liegt jedoch unterhalb des Grenzwertes zur Aktivierung des dritten BHKW, sodass der Netzstrombezug in den Mittagsstunden ebenfalls über dem durchschnittlichen Niveau ist. Während der gesamten Messperiode liefen niemals alle drei BHKW gleichzeitig.

Durch eine Überarbeitung der BHKW-Regelung (Folgeschaltung, Mindest-Netzstrombezug) besteht großes Potential für Betriebskosten- und Primärenergieeinsparungen, was in dynamischen Simulationen genauer untersucht wurde.

Monatsenergiebilanz des Gesamtsystems

Die gesamten Energieflüsse im Anlagensystem sind in Abbildung 23 in Sankey-Darstellung jeweils für Januar 2014 und August 2014 dargestellt. Größere Darstellungen sind im Anhang zu finden. Farblich unterschieden wird zwischen den Energieformen Gas, Elektrizität, Wärme und Kälte. Anhand des Vergleichs der beiden Monatsenergiebilanzen werden einige Auffälligkeiten deutlich.

Bezug von Endenergie

- In beiden dargestellten Monaten entsprach der Netzstrombezug etwa 22% des gesamten Stromverbrauches der Liegenschaft, d.h. die Strom-Eigenversorgungsquote betrug ca. 78%.
- Der Gasbezug war im Januar 2014, infolge des hohen Heizwärmebedarfes, ca. 250 MWh bzw. 19% höher als im August 2014.
- Infolge der höheren Kälteerzeugung und vermehrten Verdunstung bei höheren Außentemperaturen war der Wasserbezug der Rückkühlwerke im August 2014 ca. doppelt so hoch wie im Januar 2014.

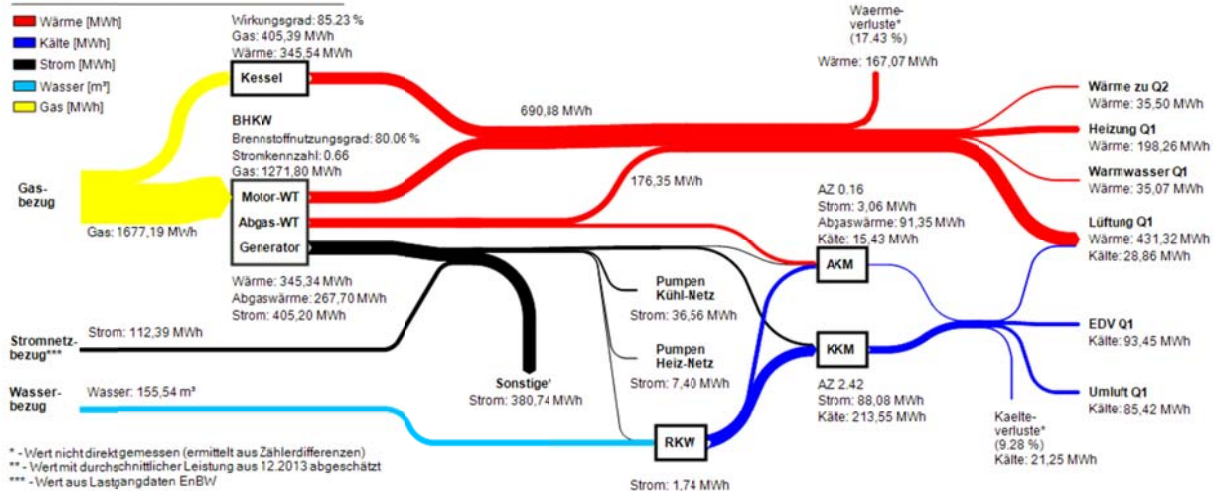
Energieumwandlung und Effizienz

- Im Januar 2014 wird die Wärme fast exakt zu gleichen Teilen vom Kessel und von den BHKW erzeugt.
- Die Gesamteffizienz der BHKW war im August 2014 um 10 Prozentpunkte geringer als im Januar 2014. Dies ist hauptsächlich auf die deutlich höheren Kühlwassertemperaturen und den Einsatz von Notkühlern zurückzuführen, deren abgeführte Wärme nicht als Nutzwärme in die Bilanz einfließt.
- Im Januar 2014 wurden 34% der Abgaswärme der BHKW zur Kälteerzeugung in der AKM aufgewendet. Im August 2014 waren es 81%.

- Im Januar 2014 konnte die AKM lediglich 6,5% zur Kälteerzeugung beitragen, im August 2014 waren es knapp 29%. Gleichzeitig stieg die Effizienz (thermischer COP / Wärmeverhältnis) von 0,16 auf 0,47.
- Die Effizienz der KKM betrug in beiden Monaten 2,42.

Energetische und Energiewirtschaftliche Analyse der Liegenschaft (AP 1)

LaNeGe 1.2014 Energiefluss



LaNeGe 8.2014 Energiefluss

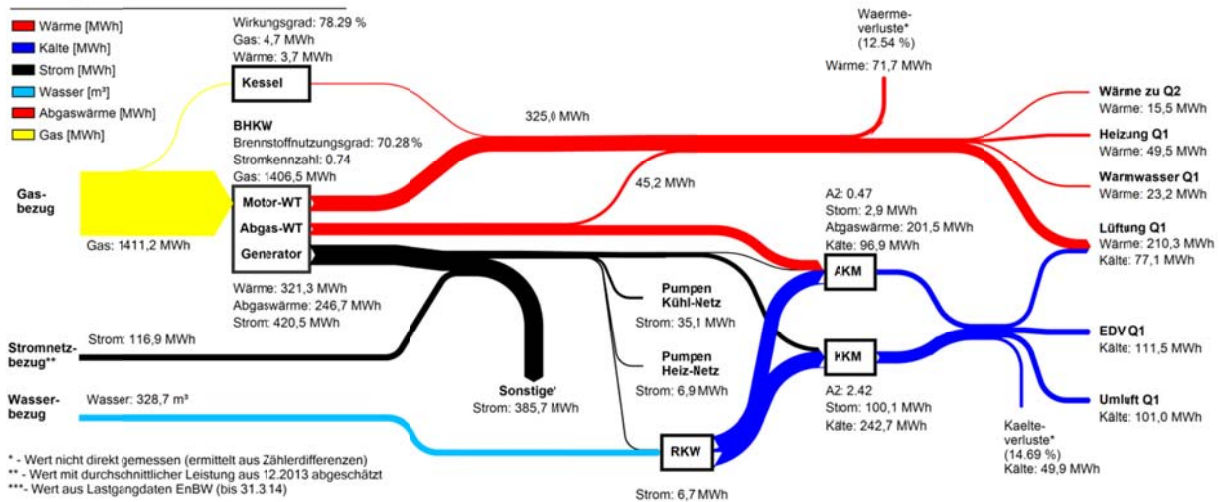


Abbildung 23: Monatliche Energieflüsse im Gebäude Q1 für die Monate Januar und August 2014

Energieverteilung und -nutzung

- Selbst im Sommer wird ein großer Anteil der produzierten Wärme ins Gebäude geliefert. Im August 2014 übersteigt die Heizenergie im Verteilkreis RLT (Konditionierte Raumluft) die Kühlenergie in den Kreisen RLT und Umluftkühler.

- In beiden Monaten ist der Anteil gleichzeitigen Heizens und Kühlens innerhalb eines Betriebsmonats signifikant. Dies deutet auf hohe Verteilverluste und große Effizienzpotentiale in der Wärmeverteilung und –übergabe hin.

1.5 Optimierungsansätze

Bereits im vorherigen Kapitel wurde auf einzelne Verbesserungspotentiale im aktuellen Anlagenbetrieb eingegangen. Im Folgenden werden Lösungen für eine gesteigerte Anlageneffizienz und Versorgungssicherheit aufgezeigt und diskutiert. Hierbei wird auf vier unterscheidliche Aspekte eingegangen:

- Hydraulik in der Kälteerzeugung
- Betriebskonzept für BHKW
- Optimierte Abwärmekonzept für BHKW
- Integration Kältespeicher

1.5.1 Hydraulik in der Kälteerzeugung

Kaltwasser-Überströmleitung

Bereits im Kapitel 1.4 wurde aufgezeigt, dass die aktuelle hydraulische Topologie in der Kälteerzeugung keine hinreichend zuverlässige Vorlauftemperaturregelung erlaubt.

Dies wird in Abbildung 24 verdeutlicht.

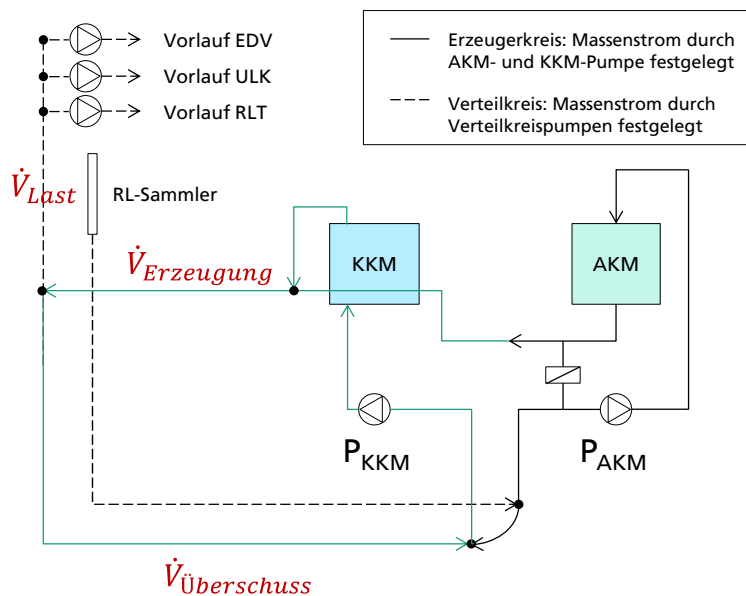


Abbildung 24: Hydraulischeschema der Kälteerzeugung im Anlagenbestand

Wie diskutiert wurde, werden die Pumpen P_{KKM} und P_{AKM} mit einem konstanten Volumenstrom betrieben. Dies ist eine korrekte Auslegung, da viele Hersteller von Kälteanlagen empfehlen, dass der Verdampfer unabhängig von der tatsächlichen Kälteerzeugung kaltwasserseitig konstant mit dem Nennvolumenstrom durchströmt wird. Diese Vorschrift dient der Betriebssicherheit, da bei einer Reduktion des

Kaltwasser-Volumenstroms durch die Kältemaschine durch Nachverdampfung des Kältemittels unzulässig tiefe Temperaturen bis hin zu Eisbildung auftreten können.

Im Normalfall übersteigt der Volumenstrom der Erzeugung $V_{\text{Erzeugung}}$ den von den Kälteverbrauchern abgenommenen Volumenstrom V_{Last} . In diesem Fall wird der erzeugte Kaltwasser-Überschuss $V_{\text{Überschuss}}$ über die Überstromleitung wieder in den Rücklauf der Kompressionskältemaschine angesaugt. Dies führt dazu, dass die Kompressionskältemaschine bei einer geringeren Kälteabnahme eine sehr niedrige Rücklauftemperatur erhält, die kaum über der definierten Soll-Vorlauftemperatur liegt. Dies gilt jedoch nicht für die Absorptionskältemaschine, die ausschließlich Wasser aus dem Rücklauf der Verbraucher ansaugt. Da die Absorptionskältemaschine im derzeitigen Anlagenbetrieb nur eine geringe Leistung erreicht, liegt die von ihr erzeugte Vorlauftemperatur fast durchgängig deutlich oberhalb der Soll-Vorlauftemperatur. Somit ergibt sich in der Summe eine Vorlauftemperatur an die Verbraucher, die sich aus dem Massenstromverhältnis der beiden Kältemaschinen errechnet.

Im Extremfall ist es sogar denkbar, dass die Verbraucher aufgrund der steigenden Vorlauftemperatur mehr Kaltwasser abnehmen, d.h. V_{Last} stark ansteigt. In dem Falle, dass V_{Last} den erzeugten Kaltwasserstrom $V_{\text{Erzeugung}}$ übersteigt, kommt es zu einem negativen Volumenstrom $V_{\text{Überschuss}}$. In diesem Zustand wird die Differenz aus nachgefragtem und erzeugtem Kaltwasser-Volumenstrom direkt aus dem Rücklauf der Verbraucher angesaugt. Somit kommt es zu einer unregelmäßigen Vorlauftemperatur und einer Unterversorgung der Kälteverbraucher. Daher lässt sich mit der bestehenden Hydrauliktopologie keine sichere Kälteversorgung gewährleisten.

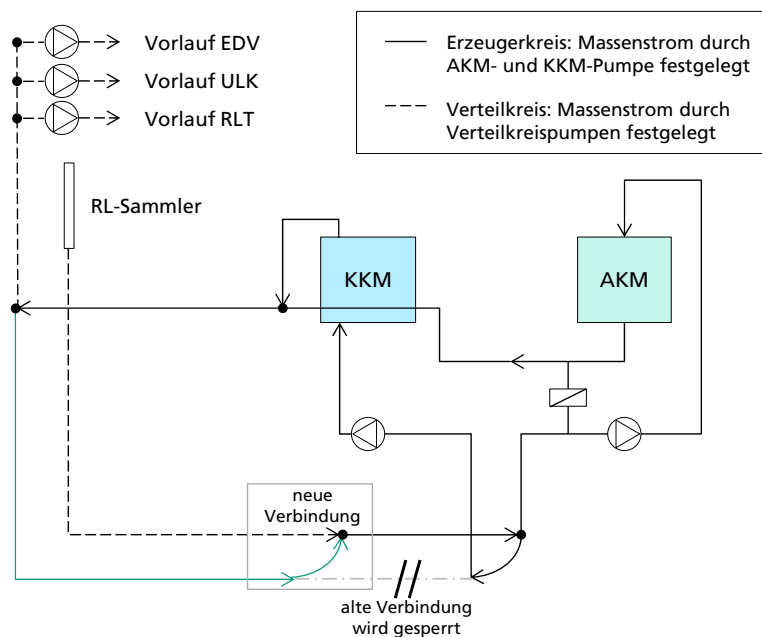


Abbildung 25: Hydraulikschema der Kälteerzeugung mit Änderungsvorschlag

Die vorgeschlagene Modifikation ist in Abbildung 25 dargestellt. Sie bewirkt, dass das überschüssig erzeugte Kaltwasser mit dem Rücklauf von den Verbrauchern gemischt wird, bevor die Massenströme für KKM und AKM aufgeteilt werden. Dies bewirkt, dass beide Anlagen die gleiche Rücklauftemperatur erhalten und verbessert die Genauigkeit der Vorlauftemperaturregelung maßgeblich.

Dreipunktschaltung und Leistungsregelung

Während die im vorherigen Abschnitt diskutierte Maßnahme dafür sorgt, dass beide Anlagen Wasser mit der gleichen Rücklauftemperatur erhalten, sorgen die konstanten Volumenströme der Pumpen P_{KKM} und P_{AKM} auch bei einer Umsetzung des Änderungsvorschlages weiterhin dafür, dass zu den meisten Zeitpunkten deutlich mehr Kaltwasser erzeugt wird, als von den Verbrauchern abgenommen wird. Zusätzlich ist das Thema, dass die Vorlauftemperatur der AKM oftmals über der Sollvorlauftemperatur liegt, noch nicht gelöst.

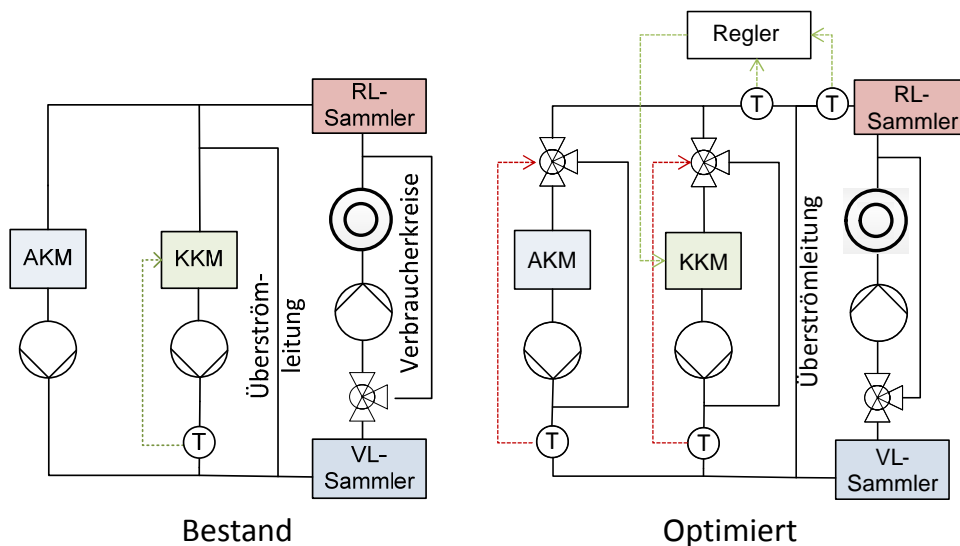


Abbildung 26: Hydraulik in der Kälteerzeugung: aktueller Zustand und optimiertes Konzept

Ein Optimierungsansatz (Abbildung 26 rechts) besteht darin, dass beide Kältemaschinen mit Drei-Wege-Ventilen versehen werden, die durch Rücklaufbeimischung die an das Kaltwassernetz abgegebene Kaltwassertemperatur auf die Soll-Vorlauftemperatur einstellen.

Die Leistung der KKM wird hingegen nicht mehr nach der Vorlauftemperatur geregelt, sondern so reguliert, dass ein geringer Überschuss-Volumenstrom über die Überströmleitung fließt und somit die zuverlässige Versorgung der Verbraucher gewährleistet ist. Dies geschieht über die Messung der Rücklauftemperaturen vor und hinter der Überströmleitung: die erzeugerseitige Rücklauftemperatur sollte immer um etwas (z.B. 1K) niedriger liegen als die Rücklauftemperatur aus dem Netz, wodurch ein geringer Kaltwasserüberschuss in der Erzeugung gewährleistet wird.

Die Optimierungsmaßnahme wurde anhand des in AP3 entwickelten dynamischen Simulationsmodells der Anlage simulativ getestet (Ergebnisse siehe Kap. 2.3.1). Das optimierte Konzept ermöglicht eine wirksame Vorlauftemperaturregelung und somit eine bessere Versorgungsqualität, wenngleich sich dies in der Bilanz der monatlichen Energieströme nicht oder nur geringfügig bemerkbar macht. Des Weiteren ist die Korrektur der Hydraulik Voraussetzung für das entwickelte Kältespeicherkonzept.

1.5.2 Betriebskonzept für BHKW

Wie bereits in der Monitorinauswertung deutlich wurde, wird im aktuellen Bestand die elektrische Leistung der BHKW so eingestellt, dass ein Soll-Netzbezug von ca. 170 kW nicht unterschritten wird. Ziel dieser Regelung ist zum einen die Vermeidung von unabsichtlicher (unvergüteter) Stromspeisung ins öffentliche Netz bei plötzlichem Abfall der elektrischen Last und zum anderen eine Vermeidung von Überhitzung im Sommerbetrieb. Die führt dazu, dass zu jedem Zeitpunkt eine signifikante elektrische

Leistung vom Netz bezogen wird, auch wenn es möglich wäre, diese durch elektrische Erzeugung der BHKW zu decken. Hierdurch ließen sich die Kosten für Strombezug senken und in der Heizsaison zusätzlich Gas für den Betrieb des Spitzenlastkessels einsparen.

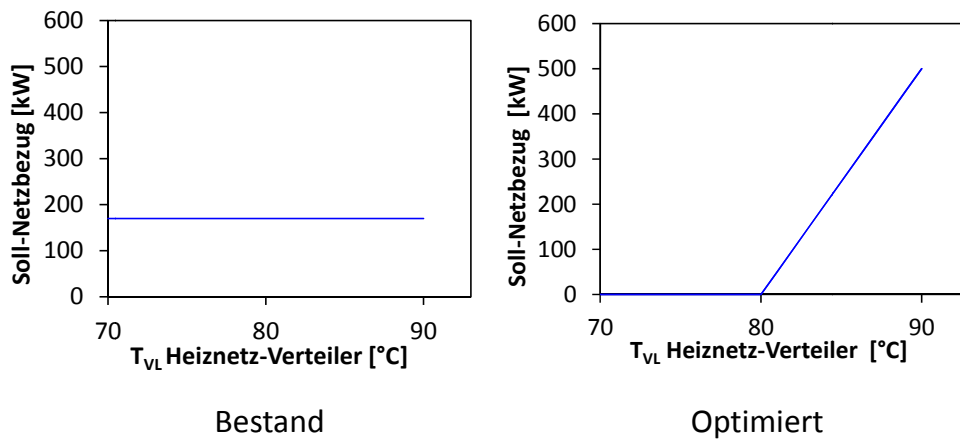


Abbildung 27: BHKW-Betriebskonzept: aktueller Zustand und optimiertes Konzept

Eine Optimierungsmöglichkeit besteht darin, eine dynamische Anpassung des Soll-Netzstrombezuges (welcher die BHKW-Leistung festlegt) in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur im Heiznetz vorzunehmen. Solange keine Überhitzung im System droht, wird der Soll-Netzbezug bis auf Null reduziert. Ab einer Vorlauf-temperatur von 80 °C wird der Soll-Netzbezug schrittweise um 50 kW/K erhöht, bis bei 90 °C die Notabschaltung der BHKW erfolgt. Diese Maßnahmen sind in Systemvariante V1 implementiert.

Die Optimierungsmaßnahme wurde anhand des in AP3 entwickelten dynamischen Simulationsmodells der Anlage simulativ getestet (Ergebnisse siehe Kap. 2.3.1). Der Netzstrombezug wird gegenüber dem Bestandssystem im Sommer und im Winter jeweils um ca. 75% reduziert, wodurch die Betriebskosten für Strom und Gas um ca. 15% sinken. Gleichzeitig steht mehr BHKW-Abgaswärme für den Betrieb der AKM zur Verfügung, sodass ihre Produktion sich nahezu verdoppelt. Durch die zusätzliche Motorwärme kann die Wärmeproduktion des Kessels im Winter um 28% reduziert werden.

1.5.3 Optimiertes Abwärmekonzept für BHKW

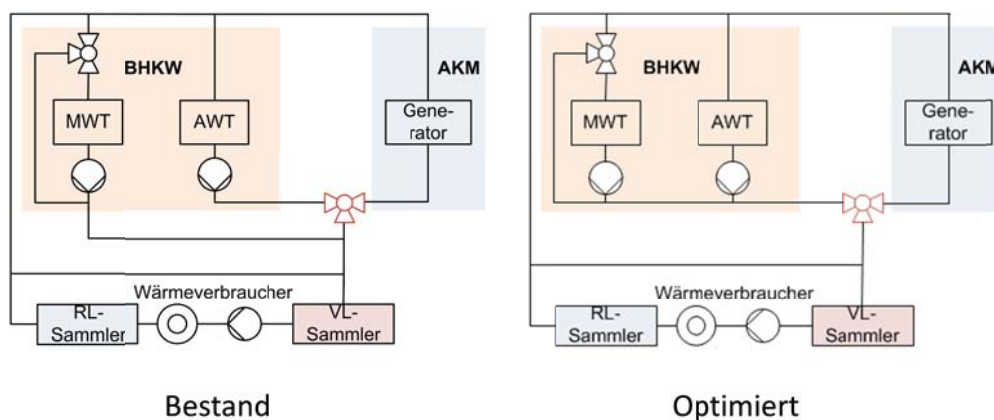


Abbildung 28: Wärmekonzept BHKW: aktueller Zustand und optimiertes Konzept

Der Heizwärmeverbrauch im wärmsten Monat des in Kapitel 1.4 ausgewerteten Monitoringzeitraums etwa halb so hoch ist wie im kältesten Monat. Lediglich rund ein Fünftel dieser Wärme wird für Trinkwarmwasser (TWW) aufgewendet. Der übrige Verbrauch ist darauf zurückzuführen, dass die Motorwärme der BHKW in der derzeitigen hydraulischen Verschaltung nicht zum Betrieb der AKM genutzt werden kann (Abbildung 28 links).

Im optimierten Konzept (Abbildung 10 rechts) werden Motor- und Abgaswärmetauscher parallel verschaltet. Beide Anteile fließen durch das Dreiwegeventil, welches die Wärme zwischen Heiznetz und AKM-Generator verteilt.

Für den Simulationszeitraum Sommer (14.08.2013-12.09.2013) werden im Folgenden nur die Verbräuche für Warmwasser sowie die Wärme-Verteilverluste im Modell berücksichtigt. Dies setzt voraus, dass die erzeugte Motorwärme ausreichend hohe Temperaturen für eine effiziente Nutzung in der AKM bereitstellen kann. Dies ist mit modernen BHKW problemlos möglich. Eine interne Prüfung im Rahmen des Projektes ergab, dass eine Erhöhung der Motortemperatur die Stickoxid-Werte in der Abgaszusammensetzung so stark erhöhen würde, dass die gesetzlichen Anforderungen nicht mehr eingehalten würden. Nichtsdestotrotz wird das Konzept in Form von Simulationsstudien berücksichtigt.

Die Optimierungsmaßnahme wurde anhand des in AP3 entwickelten dynamischen Simulationsmodells der Anlage simulativ getestet (Ergebnisse siehe Kap. 2.3.1). Im Sommermonat kann die gesamte Wärmeproduktion um 16% gesenkt werden. Durch die Reduktion der Heizlast kann wesentlich mehr Wärme für den Betrieb der AKM aufgewendet werden, die ihren Anteil an der Kälteerzeugung etwa verdoppelt. Durch die veränderte Hydraulik der Wärmeerzeugung steigt das Temperaturniveau im Heiznetz und die Netzbezugsregelung erhöht den Netzbezug etwas, um eine Überhitzung zu vermeiden. In der Sommerperiode werden – vor allem durch den reduzierten Gasverbrauch – Kosteneinsparungen von ca. 5% erzielt, während die Modifikation in der Winterperiode Mehrkosten von ca. 4,5% hervorruft. Hier wird deutlich, dass die Optimierung und Feinabstimmung des Systems, insbesondere der Wärmeverteilung zwischen AKM und Heiznetz, für einen bestimmten Lastfall zu einem schlechteren Verhalten führen kann, wenn sich das Verhältnis aus Wärme-, Kälte- und Strombedarf maßgeblich verändert.

1.5.4 Integration eines Kältespeichers

Eine weitere Möglichkeit zur Optimierung des Anlagensystems besteht in der Nachrüstung thermischer Speicher. Durch die Erzeugung eines Zeitversatzes zwischen thermischer Last und thermischer Erzeugung der Kälteerzeugung kann eine günstigere zeitliche Übereinstimmung von Wärme-, Kälte- und Stromerzeugung erzielt werden.

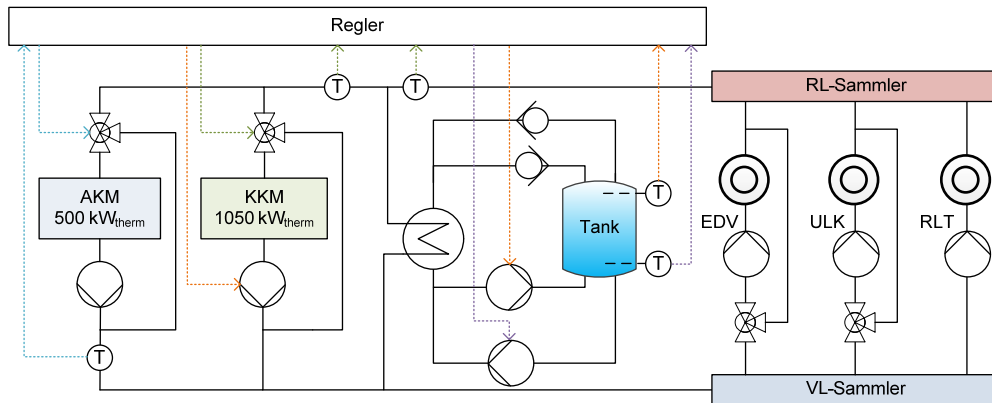


Abbildung 29: Hydraulik des Kältespeicherkonzeptes

Das hier dargestellte Konzept entstammt einer Voruntersuchung aus dem Jahr 2014 und stellt nicht den finalen Planungsstand des letztlich implementierten Speicherkonzeptes dar. Dennoch wird die Untersuchung präsentiert, da sie erste Aufschlüsse über die Einsatzmöglichkeiten eines Kältespeichers zur Steigerung der Effizienz des Anlagenbetriebes bietet.

Da zum Zeitpunkt der dargestellten Untersuchung noch keine Detailplanung des Speichers vorlag, wurde von einem vereinfachten Speichermodell auf Basis einer 210 m³ großen Wasserspeichers ausgegangen, welcher eine ähnliche Speicherkapazität aufweist wie das letztlich entwickelte und implementierte Speichersystem. Da anzunehmen ist, dass der Speicher nicht hinreichend stabil konstruiert werden kann, um mit dem Systemdruck von ca. 6 bar beaufschlagt zu werden, wird er indirekt über einen Wärmeübertrager ins hydraulische System integriert. Die Einbindung erfolgt in der Überströmleitung, welche Kälteerzeugung und Kälteverbraucher trennt. Die Be- und Entladung des Speichers erfolgt über die Differenz zwischen den Erzeuger- und Verbrauchermassenströmen: im Ladefall wird mehr Kaltwasser erzeugt als von den Verbrauchern bezogen und es strömt überschüssiges Kaltwasser vom Vorlauf über den Wärmeübertrager in den Rücklauf, wodurch der Speicher herabgekühlt wird. Im Entladefall wird mehr Kaltwasser von den Verbrauchern bezogen als von den Kältemaschinen erzeugt und die Differenz wird vom Speicher geliefert. Der Speicherlauf wird so ausgeführt, dass der Wärmeübertrager zum Kältenetz immer im Gegenstromprinzip durchströmt wird.

Ziel der Speicherstrategie in den in Kapitel 2.3.1 ausgewerteten Analyse ist es, durch gezielten Betrieb der KKM die Stromlast so zu manipulieren, dass das zweite BHKW durchgängig betrieben werden kann. Nachts wird der Kältespeicher beladen und die Stromlast erhöht. Tagsüber wird der Speicher entladen, wodurch die KKM weniger genutzt wird und Stromlast und Netzstrombezug sinken.

Nach Analyse der Wärme-, Kälte- und Stromlastkurven wird der Zeitbereich für die Speicherbeladung auf 20:00 bis 8:00 Uhr festgelegt und der Rest des Tages als Zeitbereich für die Speicherentladung. Zur Ladung des Speichers wird die Soll-Vorlauftemperatur der Kältemaschinen von 12 °C auf 6 °C abgesenkt. Der Ladevorgang wird beendet, wenn die Temperatur im oberen Teil des Speichers 8 °C unterschreitet. Die Entladung des Speichers wird beendet, wenn die Temperatur im oberen Teil des Speichers 12 °C übersteigt oder die zulässige Vorlauftemperatur um mehr als 2 K überschritten wird, d.h. die Speicherleistung nicht zur Deckung der Kühllasten ausreicht.

1.6 Ableitung von allgemeinen Handlungsempfehlungen

Basierend auf den Erfahrungen aus der Betriebsanalyse der Liegenschaft und der entwickelten Optimierungsmaßnahmen können folgende allgemeine Handlungsempfehlungen für die Auslegung von Anlagensystemen in Liegenschaften abgeleitet werden.

Hydraulische Auslegung der Wärme- und Kälteerzeugung

Insbesondere bei Kälteerzeugungsanlagen gilt oft die technische Anforderung, dass der Verdampfer kaltwasserseitig konstant mit dem Nennvolumenstrom durchströmt wird.

In der Folge wird ein konstanter Kaltwasservolumenstrom bereitgestellt, der dem erforderlichen Kaltwasservolumenstrom bei Auslegungs-Kältelast entspricht und meist erheblich über dem lastseitig genutzten Kaltwasservolumenstrom liegt. Das überschüssig erzeugte Kaltwasser wird über eine hydraulische Weiche (Überströmleitung oder Speicher) in den Rücklauf der Erzeuger. Dies führt zu geringen Temperaturdifferenzen und einem erheblichen Bedarf an Pumpenergie, die durch einfache Maßnahmen reduziert werden kann.

Durch die vorgeschlagene Dreipunktschaltung (siehe Kap. 1.5.1) wird der Verdampfer weiterhin konstant mit dem Nenn- Kaltwasservolumenstrom durchströmt, jedoch wird nur so viel Kaltwasser erzeugt wie tatsächlich benötigt wird. Gleichzeitig wird die Versorgungsqualität, d.h. die Genauigkeit der Vorlauftemperaturregelung, maßgeblich verbessert.

Betriebskonzept für KWKK-Anlagen

Die Regelung von Anlagensystem mit Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) ist herausfordernd, da Wärme-, Kälte- und Stromerzeugung sich wechselseitig beeinflussen. Somit können Strom-, Wärme-, und Kälteregeleung nicht unabhängig voneinander erfolgen. Dies führt zu einem komplexen regelungstechnischen Problem, das durch die Verfügbarkeit mehrerer Wärme- und Kälteerzeuger weiter verkompliziert wird. Im Sinne des Wissenstransfers sei an dieser Stelle erwähnt, welches Betriebskonzept sich im Falle der Dekra-Anlage als effektiv und robust erwiesen hat, sowohl in der praktischen Umsetzung als auch in der Anlagensimulation.

Das vorhandene Betriebskonzept ist grundsätzlich gut geeignet und erfordert nur in Details Verbesserungen. Es lässt sich folgendermaßen zusammenfassen

Stromgeführte Regelung der BHKW mit Wärme-Nebenbedingung: Der Strombezug vom Netz ist in der betrachteten Anlage deutlich teurer als Strom-Eigenerzeugung. Es ist davon auszugehen, dass dies in den meisten Anlagensystem mit lokalen KWK-Anlagen der Fall ist, da andernfalls die Investitionsentscheidung anders ausgefallen wäre. In der Schlussfolgerung sollte eine möglichst hohe Deckung der lokalen Stromlast durch lokale Erzeugung (Eigenversorgung) angestrebt werden. Aufgrund dessen sollten die BHKW stromgeführt im sogenannten „Nulllastabgleich“ betrieben werden, sodass ihre Stromproduktion gerade der aktuellen Stromlast der Liegenschaft entspricht.

Gleichzeitig ist es eine gesetzliche Anforderung, dass die Abwärme sinnhaft genutzt und nicht über Rückkühlwerke an die Umgebung abgegeben wird. Sofern die BHKW-Abwärme den Wärmebedarf übersteigt, macht sich dies dadurch bemerkbar, dass die Vorlauftemperatur über den Sollwert hinaus ansteigt. In diesem Fall muss die Stromerzeugung durch die „Wärme-Nebenbedingung“ reduziert werden, um eine Überversorgung der Wärmeverbraucher oder gar eine Notabschaltung des Systems zu verhindern. Dies kann z.B. durch einen Soll-Netzstrombezug erfolgen, der als Funktion der Vorlauftemperatur definiert wird (s. Kap. 1.5.2).

Betriebsfolgeschaltung: Es ist notwendig festzulegen, in welcher Reihenfolge die Wärme- und Kälteerzeuger aktiviert werden. In der Regel sollte der kosten- oder energieeffizienteste Erzeuger zuerst zugeschaltet werden. Die An- und Abwahl einzelner thermischer Erzeuger erfolgte in dem erstellten Simulationsmodell auf Basis der Vorlauftemperatur sowie dem Stellwert des PI-Reglers, der für die Leistungsregelung der Wärme- und Kälteerzeuger genutzt wird: beträgt der Stellwert über einen zu definierenden Zeitraum (z.B. 5 Minuten) konstant den höchsten Wert (in unserem Falle den Wert 1), so wird der jeweils nächste Wärmeerzeuger zugeschaltet. Beträgt der Stellwert über einen definierten Zeitraum den Wert null, wird der höchste thermische Erzeuger wieder abgewählt. Die Betriebsfolgeschaltung kann variiert werden mit dem Ziel, die Stromlast kurzfristig zu erhöhen oder abzusenken.

Regelung des Mischventils für BHKW-Abwärme: Eine besondere Herausforderung besteht in der Nutzung der BHKW-Abwärme bzw. deren Allokation zur Nutzung im Heiznetz oder in der Absorptionskältemaschine (AKM). Basierend auf der vorliegenden Hydrauliktopologie haben wir festgestellt, dass es aus Sicht der Kälteerzeugung mit der AKM wenig zielführend ist, die BHKW-Abwärme zwischen AKM und Heiznetz aufzuteilen. Dies liegt daran, dass im Falle einer Aufteilung des Massenstroms auch relativ kaltes Wasser (ca. 55°C) aus dem Rücklauf des Heiznetzes in den Wärmekreislauf zwischen BHKW und AKM zurückfließt. Dies führt dazu, dass das Temperaturniveau des Wärmestroms, der von der AKM genutzt wird, deutlich absinkt und deren Effizienz stark einbricht. In der Folge wird von der AKM kaum noch Wärme erzeugt. Daher erscheint es sinnvoll, die AKM im Winter komplett abzuschalten und die gesamte BHKW-Abwärme zur Wärmeversorgung zu nutzen, im Sommer hingegen die gesamte BHKW-Abwärme zur Kälteerzeugung mit der AKM zu nutzen.

2

Entwicklung von Geschäftsmodellen für die netzreaktive Versorgung großer Liegenschaften (AP 2)

Das Arbeitspaket 2 hat folgende Ziele:

- Grundsätzliche Recherche und Beschreibung unterschiedlicher Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit Netzinteraktion/Netzdienlichkeit
- Anwendung auf die analysierte Liegenschaft
- Berechnung des wirtschaftlichen Potentials eines netzdienlichen Betriebes

Das Arbeitspaket wurde vom Fraunhofer ISE bearbeitet. Die Fact GmbH steuerte den Beitrag zu Kap. 2.3.2 bei.

Das Berichtskapitel zu AP 2 ist folgendermaßen gegliedert:

- In Kapitel 2.1 werden maßgebliche Begriffe sowie Märkte und Geschäftsmodelle für Flexibilität eingeführt.
- In Kapitel 2.2 wird eine Voruntersuchung und Diskussion bzgl. verschiedener Speichernutzungskonzepte durchgeführt
- In Kapitel 2.3 wird das wirtschaftliche Potential von Speichern für einen netzreaktiven Betrieb analysiert. Hierbei werden drei verschiedene Geschäftsmodelle verglichen: Eigenversorgung, Minutenregelleistung und Real-Time-Pricing.
- In Kapitel 2.4 werden Schlussfolgerungen aus den vorherigen Unterkapiteln gezogen.

2.1 Begriffsdefinitionen und Geschäftsmodelle für Flexibilität

Begrifflichkeiten im Kontext der Lastflexibilisierung werden in der Forschung und in der Umgangssprache häufig inkonsistent verwendet. Daher ist es hilfreich, zunächst einige Begriffsdefinitionen vorzunehmen.

Unter „Netzreaktiver“ Versorgung verstehen wir Kontext der Dekra-Liegenschaft Betriebs- und Regelkonzepte, in dem neben lokalen Zustandsgrößen auch die aktuellen Anforderungen des vorgelagerten Energiesystems einfließen. Diese werden in der Regel in Form eines „Netzsignals“ berücksichtigt, welches angibt, ob zum aktuellen Zeitpunkt eher viel oder eher wenig Energie bezogen werden sollte. Sofern der Strombezug (bzw. die Stromeinspeisung) der Liegenschaft gut an die relative Stromnachfrage auf Marktebene angepasst ist, sprechen wir von einem „netzdienlichen“ Verhalten. Hierzu ist anzumerken, dass der Begriff „Netz“ im erweiterten Sinne, d.h. stellvertretend für das vorgelagerte Energiesystem, verwendet wird und die tatsächliche Auslastung der Verteil- und Übertragungsnetze im elektrotechnischen Sinne nicht erfasst wird.

Ein weiterer zentraler Begriff ist der der „Flexibilität“. Hierunter verstehen wir die technische Fähigkeit, den Strombezug bzw. die Stromerzeugung abweichend vom Normal- oder Referenzbetrieb zu gestalten. Somit ist es zur Quantifizierung von

Flexibilität stets erforderlich, einen Referenzfall mit konventioneller Regelung zu definieren. Dies kann z.B. eine Regelung nach dem Stand der Technik oder eine kostenoptimierte Lösung sein.

Entwicklung von Geschäftsmodellen für die netzreaktive Versorgung großer Liegenschaften (AP 2)

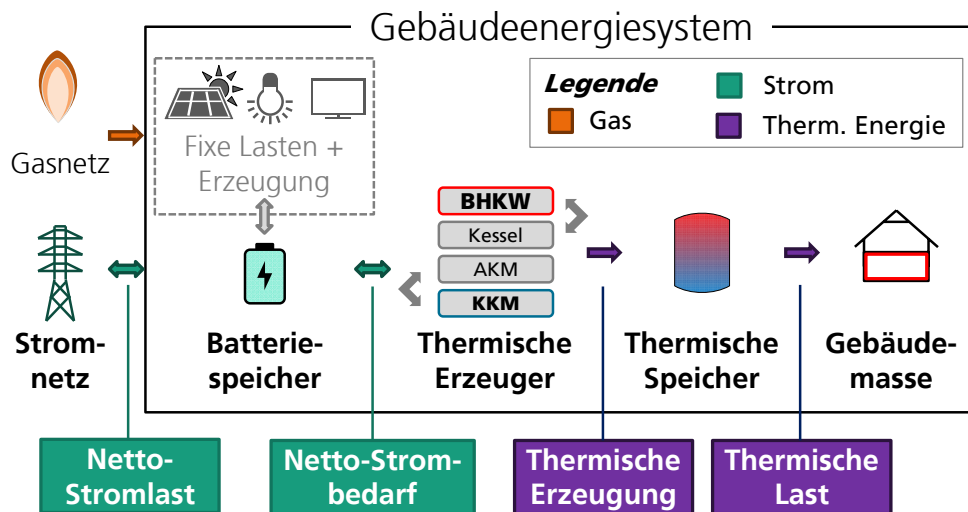


Abbildung 30: Energieflüsse und Flexibilitätsoptionen in Gebäudeenergiesystemen

Aus technischer Sicht ist der Zeitverlauf des Strombezuges bzw. der Netto-Stromlast die relevante Größe, um die Netzdienlichkeit der Liegenschaft zu beschreiben. Um die Netto-Stromlast zeitlich zu manipulieren, können unterschiedliche Flexibilitätsoptionen im Gebäudenergiesystem genutzt werden (s. Abbildung 30):

1. Batteriespeicher können einen Zeitversatz zwischen Netto-Stromlast und dem tatsächlichen Netto-Strombedarf der Liegenschaft erzeugen, bzw. die Netto-Stromlast zeitweise erhöhen oder reduzieren.
2. Eine geänderte Betriebsfolgeschaltung der thermischen Erzeuger kann das Verhältnis aus der thermischen Erzeugung und dem Netto-Strombedarf verändern.
3. Thermische Speicher können einen Zeitversatz zwischen thermischer Erzeugung und der Lieferung thermischer Energie an die Verbraucher erzeugen.
4. Die thermische Gebäudemasse kann als Speicher genutzt werden, indem die Übergabe thermischer Energie ans Gebäude zeitlich verschoben wird.

Im Rahmen des Projektes werden die Flexibilitätsoptionen 2 (geänderte Betriebsfolgeschaltung) und 3 (thermische Speicher) genutzt, da Batteriespeicher und eine Nutzung der thermischen Gebäudemasse sich in früheren Projekten als zu wirtschaftlich und technische aufwändig für eine Nutzung in der Dekra-Anlage erwiesen haben.

Im Zusammenhang mit der kommerziellen Vermarktung von Flexibilität wird oft der Begriff „Demand-Response“ (DR) verwendet. Eine gängige Definition versteht darunter eine Änderung im Strombezugs- oder Verbraucherverhalten als Reaktion auf schwankende Preise oder gegen Ausgleichszahlungen, womit das Ziel verfolgt wird, effizientere Abläufe in der Energieversorgung zu erreichen. Selbst in der Fachliteratur wird der breitere Überbegriff „Demand-Side-Management“ (DSM) oft synonym verwendet, obwohl dieser auch effizienzsteigernde Maßnahmen beinhaltet.

Das Ziel von Demand Response gemäß obiger Definition, effizientere Abläufe im Energiesystem zu erreichen, kann auf unterschiedliche Weisen verfolgt werden. Je nach Maßnahme sind dabei unterschiedliche Zeitskalen und unterschiedliche Märkte für Flexibilität von Interesse. Im Folgenden ist eine Übersicht dargestellt.

Entwicklung von
Geschäftsmodellen für die
netzreaktive Versorgung großer
Liegenschaften (AP 2)

Ziel	Markt	Teilnahme	Zeitskala	Einheit	Anwendung DEKRA
Maximierung der Eigenversorgung	-	freiwillig	Stunden	Energie	Kap 2.3.1 (ISE)
Nutzung variabler Strompreise	Real Time Pricing	freiwillig	Stunden	Energie	Kap 2.3.3 (ISE)
Ausgleich von Prognosefehlern	Minutenregelleistung	verbindlich	Minuten	Leistung und Dauer	Kap 2.3.2 (Fact)
Netzstabilisierung	Sekundenregelleistung	verbindlich	Sekunden	Leistung und Dauer	Teilnahme nicht möglich

Die vorhandene Flexibilität kann dazu eingesetzt werden, um die lokale Stromlast möglichst mit lokaler Erzeugung zu decken. Diese Optimierung der Eigenstromversorgung wird heutzutage schon weitgehend praktiziert und ist nicht als Netzdienstleistung zu verstehen, sondern als eine optimierte Auslastung der dezentralen Erzeugungseinheiten. Insofern wird sie mit keinem Markt assoziiert, da keine weiteren Stakeholder außer dem Anlagenbetreiber involviert sind. Das technische und ökonomische Potential zur Eigenverbrauchsoptimierung wird im Kapitel 2.3.1 untersucht.

Alternativ kann Flexibilität dazu genutzt werden, den Verbrauch an die Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt anzupassen, welche sich im Zeitverlauf verändert. Als Indikation der relativen Stromnachfrage werden üblicherweise variable Strompreise genutzt. Diese können als Anreiz über ein „Real-Time-Pricing“ an den Endverbraucher weitergegeben werden. Dieser Ansatz wird im Kapitel 2.3.3 untersucht.

Alternativ können flexible Verbraucher dazu beitragen, Prognosefehler hinsichtlich der Stromnachfrage bzw. der erneuerbaren Erzeugung kurzfristig auszugleichen. Der relevante Markt ist der für Minutenregelleistung. Im Gegensatz zu den vorher genannten Märkten geht es nicht darum, Energiemengen in andere Zeitbereiche zu verlagern, sondern eine konkrete elektrische Leistung in einem definierten Zeitraum zu- oder abschalten zu können. Um am Minutenregelleistungsmarkt teilnehmen zu können, ist eine Präqualifikation der Anlage und ein Pooling mehrerer Anlagen über einen Aggregator notwendig, um die Mindestgebotsgrößen erreichen zu können. Die Reaktion auf einen Regelleistungsabrufes ist verpflichtend, eine Nichtteilnahme hat Strafzahlungen oder (im Wiederholungsfalle) einen Ausschluss des Teilnehmers zur Folge.

Die Netzstabilisierung im eigentlichen Sinne erfolgt über die Sekundenregelleistung. Aufgrund der Ausschreibungsmengen und –zeiträume und der erforderlichen sehr schnellen Reaktionszeit sind Anlagensysteme wie die der Dekra technisch nicht zur Erbringung von Sekundenregelleistung geeignet.

2.2 Allgemeine Voruntersuchungen

Hydraulische Einbindung von Wärme- und Kältespeichern: direkt vs. indirekt

Für die Analyse von thermischen Speichern inklusive ihres Temperaturbereiches muss zunächst definiert werden, wie diese in das hydraulische System eingebunden werden.

Bei einer direkten Einbindung wird der Speicher direkt vom Warm- oder Kaltwasser der Anlage durchströmt. Demzufolge wird der Speicher mit dem gleichen Druck beaufschlagt wie der Rest der Anlage. Diese Einbindung ist nur bei geschlossenen Speichern möglich, welche konstruktiv für den Systemdruck des Warm- oder Kaltwassersystems ausgelegt sind. Dies schränkt die Form und Materialwahl bei der Konstruktion des Speichers ein. Weiterhin darf keine Gefahr einer Kontamination des Anlagensystems durch den Speicher (z.B. im Falle von Austritt von PCM-Material) bestehen, da andernfalls große Schäden auftreten können.

Bei einer indirekten Einbindung wird der Speicher über einen Wärmeübertrager an die Anlage gekoppelt. Das flüssige Medium im Speicher ist somit vom restlichen Anlagensystem getrennt. Somit können auch offene Speicher, nicht hinreichend druckfest konstruierte Speicher, oder Speichersysteme mit chemischem Kontaminationspotential sicher in ein Anlagensystem eingebunden werden. Ein Nachteil besteht darin, dass eine Temperaturdifferenz zwischen dem Warm- oder Kaltwasser und dem Speicher erforderlich ist, um diesen über den Wärmeübertrager zu laden bzw. entladen. Die indirekte Einbindung reduziert daher den nutzbaren Temperaturbereich des Speichers und limitiert die erreichbare Lade- und Entladeleistung.

Einsatz-Temperaturbereich

Ein prinzipieller Vorteil von PCM-Speichersystemen gegenüber Wasserspeichern besteht in der hohen spezifischen Wärmespeicherkapazität im Temperaturbereich des Phasenwechsels. Gängige PCM-Materialien haben jedoch im festen und flüssigen Zustand, d.h. außerhalb des Phasenwechselbereichs, eine geringere spezifische Wärmekapazität als Wasser. Dies bedeutet, dass der Vorteil der höheren Energiedichte des PCM-Speichers gegenüber Wasserspeichern mit steigender Temperaturspreizung abnimmt.

Kälteversorgungssysteme in Gebäuden werden typischerweise entweder auf eine Vorlauftemperatur von 6°C und eine Rücklauftemperatur von 12°C („6/12“) oder eine Vorlauftemperatur von 12°C und eine Rücklauftemperatur von 18°C („12/18“) ausgelegt. In beiden Fällen beträgt die Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf 6 K. Im Falle eines „12/18“-Kälteversorgungssystem besteht jedoch die Möglichkeit, die nutzbare Speicherleistung und -kapazität durch eine Absenkung der Vorlauftemperatur der Kälteversorger (z.B. auf 6 °C) zu erhöhen – hierdurch verschlechtert sich jedoch die thermodynamische Effizienz der Kälteerzeugung. In einem „6/12“- Kälteversorgungssystem ist dies nicht bzw. nur sehr eingeschränkt möglich aufgrund des Umkehrpunktes der Dichte des Wassers bei ca. 4°C und der zunehmenden Gefahr von Frost im hydraulischen System bei tieferen Temperaturen.

Bei Wärmeversorgungssystemen in Gebäuden hängen Temperaturbereich und –spreizung maßgeblich von den vorhandenen Wärmeübergabesystemen ab. Typische Temperaturbereiche, wie sie im Falle der Dekra-Liegenschaft auftreten, betragen 75°C Vorlauftemperatur und 55°C Rücklauftemperatur (Mitteltemperatur-Wärme, „75/55“) und 55°C Vorlauftemperatur sowie 45°C Rücklauftemperatur (Niedertemperatur-Wärme, „55/45“). Oftmals werden Gebäude mit einer gleitenden Vorlauftemperatur versorgt, welche sich nach der Außentemperatur richtet, welche maßgeblich den

Heizwärmebedarf beeinflusst. In diesem Falle wird die Auslegung eines Phasenwechsel-Wärmespeichers dadurch erschwert, dass dessen Phasenwechsel-Temperaturbereich konstant ist und somit nicht ganzjährig im gleichen Maße genutzt werden kann.

Hinsichtlich der Einsetzbarkeit von Wasser- und PCM-Speichern lässt sich festhalten, dass Kälteanwendungen aufgrund ihrer relativ geringen Spreizung zwischen Vor- und Rücklauftemperaturen den Vorteil von Phasenwechselmaterialien einer hohen Speicherdichte bei kleinen Temperaturdifferenzen begünstigen. Gleichzeitig limitieren die Temperaturspreizungen die erzielbaren Speicherleistungen.

Einsatz von Wärmespeichern zur elektrischen Lastverschiebung

Im aktuellen Projekt soll untersucht werden, inwiefern thermische Speicher die Netzdienlichkeit des Anlagensystems steigern können. Wie in der Einleitung zu diesem Kapitel erläutert wurde, ist hierfür der elektrische Leistungsbezug von Relevanz. Da thermische Speicher Strom jedoch nicht direkt speichern, sondern sich nur indirekt auf die elektrische Leistungsbilanz auswirken, muss berücksichtigt werden, durch welchen Wärme- oder Kälteerzeuger die gespeicherte thermische Energie bereitgestellt wird.

Tabelle 5: Strom-zu-Wärme-Verhältnis gängiger Wärme- und Kälteerzeuger

Art des Speichers	Therm. Erzeuger	Verhältnis gesp. Strom / gesp. Wärme (Formel)	Strom/Wärme: Typischer Wert
Wärmespeicher	BHKW	η_{el} / η_{th}	0.4
	Wärmepumpe	1 / COP	0.2
Kältespeicher	Kompressionskältemaschine	1 / EER	0.2
	AKM betr. mit BHKW-Abwärme	$\eta_{AKM} * (\eta_{el} / \eta_{th})$	0.12
Batteriespeicher	-	-	1

Die relevante Kenngröße ist hierbei das Verhältnis aus Stromlast bzw. Stromerzeugung und bereitgestellter Wärme. Typische Werte für verschiedene Erzeuger sind in Tabelle 5 angegeben. Beispielsweise erzeugt ein BHKW pro Kilowattstunde Wärme rund 0,4 Kilowattstunden Strom. Dieser Wert ergibt sich aus dem Verhältnis aus thermischem Wirkungsgrad η_{th} und elektrischem Wirkungsgrad η_{el} des BHKW. Im Umkehrschluss entspricht jede Kilowattstunde Wärme, welche durch Speichereinsatz in andere Zeitbereiche verlegt wird, 0,4 Kilowattstunden gespeicherter elektrischer Energie. Bei Wärmepumpen und Kältemaschinen liegt das Verhältnis aus (equivalent) gespeichertem Strom je gespeicherter Wärmemenge in der Größenordnung von 0,2, was sich aus dem Kehrwert der Leistungszahl (bei Wärmepumpen: COP, bei Kältemaschinen: EER) ergibt. Sofern Kälte aus der Absorptionskältemaschine zwischengespeichert wird, welche aus BHKW-Abwärme betrieben wird, muss das Strom-zu-Wärme-Verhältnis des BHKW zusätzlich mit der Effizienz der Absorptionskältemaschine η_{AKM} (hier angenommen als 0,3) multipliziert werden. Hierdurch ergibt sich ein sehr kleiner Wert von nur ca. 0,12. Im Vergleich hierzu speichern Batterien Strom direkt. Somit liefern Batteriespeicher das gleiche elektrische Lastverschiebungspotentials wie thermische Speicher, deren thermische Speicherkapazität um ein Vielfaches größer ist. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass sich eine Veränderung der thermischen Last durch thermische Speicher erst nach

Reaktion der Regelung der Wärme- und Kälteerzeugung auf die geänderten thermischen Lasten im elektrischen Energiebezug bemerkbar macht.

Entwicklung von
Geschäftsmodellen für die
netzreaktive Versorgung großer
Liegenchaften (AP 2)

Es wird deutlich, dass das Potential, den elektrischen Lastverlauf des Anlagensystems mittels thermischer Speicher zu flexibilisieren, deutlich geringer ist als bei direkter elektrischer Speicherung und in hohem Maße von den vorhandenen Wärme- und Kälteerzeugern abhängt. Bei der Zwischenspeicherung von Wärme, die durch BHKW erzeugt wurde, ergibt sich ein rund doppelt so großes elektrisches Lastverschiebungspotential wie bei Zwischenspeicherung derselben Menge an Kälte, welche aus Kompressionskältemaschinen erzeugt wurde. Die Speicherung von Kälte, welche durch Absorptionskältemaschinen aus BHKW-Abwärme erzeugt wurde, ist selbst unter optimistischen Annahmen nicht zur elektrischen Lastverschiebung geeignet.

Stationäre Speicherladung und -entladung

Zunächst werden einige vereinfachte Voruntersuchungen mit stationären Randbedingungen durchgeführt, um besser zu verstehen, wie thermische Speicher in Anlagensystemen zur Lastverschiebung eingesetzt werden können, wie sich Wasser- und PCM-Speicher sowie die direkte und die indirekte Einbindung unterscheiden und wie sich verschiedene Parameter auf das Flexibilitätpotential auswirken.

Modellierung

Für die Untersuchung wurde ein stark vereinfachtes Anlagenmodell in der dynamischen Simulationsumgebung Dymola erstellt. Dieses besteht im Wesentlichen aus den folgenden Komponenten

- einer idealen Kältemaschine, die eine konstante Vorlauftemperatur von 6°C bereit stellt und deren Wirkungsgrad (EER) als 5 angenommen wird
- einem Wasser- oder PCM-Speicher in paralleler Einbindung,
- sowie einer konstanten Kältelast von 500 kW_{th} und einer Temperaturspreizung von 6 K. Im Kältekreis wird die Vorlauftemperatur durch Rücklaufbeimischung so reguliert, dass die Vorlauftemperatur 12 °C beträgt.

Wie bereits diskutiert wurde, muss bei der Nutzung von Speichern zwischen direkter und indirekter Speichereinbindung unterschieden werden. Im Falle einer indirekten Einbindung ist der Speicher in einen Speicherkreis eingebunden, welcher über einen Wärmeübertrager mit einer Effizienz von 85% an die Kaltwasserversorgung angekoppelt ist. Die Volumenströme auf der Primärseite (d.h. im Kaltwasserkreis) und der Sekundärseite (d.h. im Speicherkreis) werden identisch gewählt. Die in Abbildung 31 eingezeichneten Strömungsrichtungen der Pumpen beziehen sich auf den Ladefall.

Für den Wasserspeicher wird sowohl die direkte (Fall A1) als auch die indirekte Einbindung (Fall B1) betrachtet. Für den PCM-Speicher wird eine direkte Einbindung aus Sicherheitserwägungen nicht in Betracht gezogen, da bei einer Undichtheit der PCM-Zellen austretendes Material die gesamte Anlage kontaminieren könnte und der Speicher zudem nicht hinreichend druckfest konstruiert wird. Daher wird für den PCM-Speicher ausschließlich die indirekte Einbindung (Fall B2) berücksichtigt.

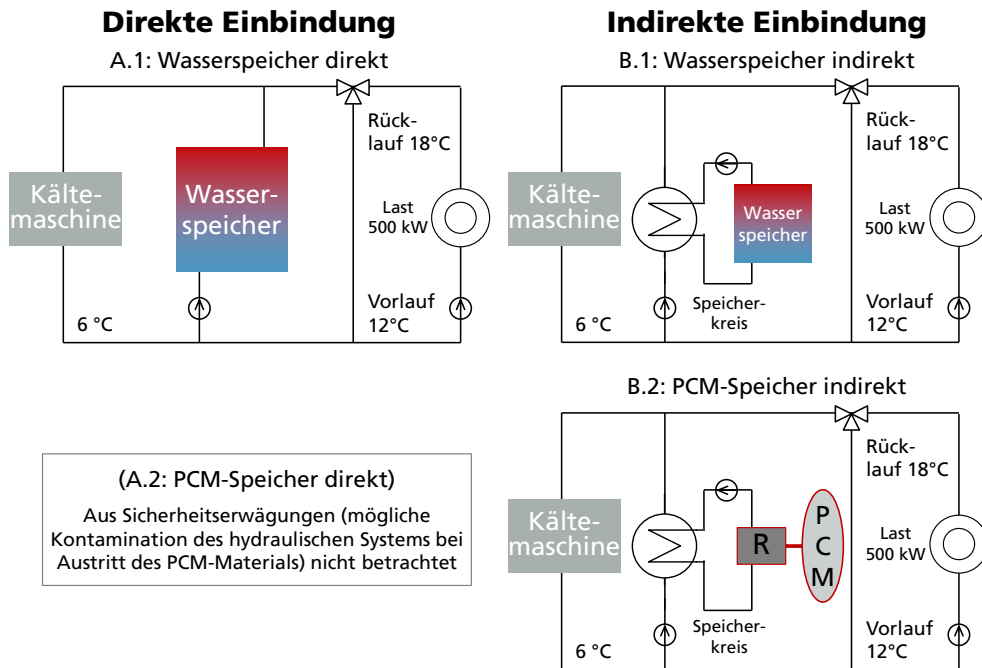


Abbildung 31: Analyzierte hydraulische Topologien der Kältespeichereinbindung

Für den Wasserspeicher wird ein zylindrischer Speicher mit 5 Schichten und einem Volumen von 30 m³ angenommen. Die Speicheranschlüsse befinden sich in der obersten bzw. untersten Schicht. Der Wärmeübergang zwischen den einzelnen Schichten erfolgt ausschließlich konvektiv.

Die Modellierung des PCM-Speichers orientiert sich an dem Speicher, welcher für das DEKRA-Anlagensystem vorgesehen wurde. Die spezifische Wärmekapazität des Phasenwechselmaterials wird als 2,4 kJ/kgK im festen Zustand (bis 14 °C), 52 kJ/kgK im Phasenübergang (14 bis 16 °C) und 3,4 kJ/kgK im flüssigen Zustand (über 16 °C) angenommen. Der Wärmeübergang zwischen dem Speicherkreislauf mit einem Wasserinhalt von 6 m³ und dem PCM-Material, welcher in Abbildung 31 als „R“ eingezeichnet ist und den Wärmedurchgang aus den PCM-Kapseln an das umströmende Wasser modelliert, wird zu 12 kW/K angenommen. Die Masse des PCM-Materials wird als 16 Tonnen angenommen.

Direkt eingebundener Wasserspeicher (Fall A1)

Zunächst wird der Fall betrachtet, dass der Speicher direkt in die Anlage eingebunden ist. Zu Simulationsbeginn beträgt die Speichertemperatur 17 °C, d.h. exakt 1 K weniger als die Rücklauftemperatur. Eine Stunde nach Simulationsstart wird der Ladevorgang des Speichers begonnen. Der Ladevorgang wird abgebrochen, sobald der Speicher durchgeladen ist. Dies wird daran bemessen, dass die Temperatur in der obersten Speicherschicht unter 6.5 C (d.h. 0.5 K über der Erzeugertemperatur) sinkt. Die Speicherpumpe wird während des Ladevorgangs mit einem konstanten Volumenstrom betrieben, der zwischen 6 kg/s und 12 kg/s variiert wird.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Speicher in allen Fällen eine Kältemenge von knapp 400 kWh aufnimmt. Die Speicherleistung und –dauer wird jedoch maßgeblich von dem gewählten Volumenstrom durch den Speicher bestimmt. Bei einem Volumenstrom von 6 kg/s dauert der Speichervorgang ca. 2,7 Stunden, bei einem Volumenstrom von 12 kg/s lediglich halb so lang. Die erzielte Speicherleistung liegt zwischen 300 und 550 kW_{th}. Je höher der Volumenstrom gewählt wird, desto ungleichmäßiger gestaltet sich die Kälteleistung: in der höchsten VolumenstromEinstellung fällt sie nach rund 45 min bereits auf die Hälfte ab, in der geringsten Einstellung ergibt sich ein im Niveau

niedrigerer, aber gleichmäßigerer Verlauf. In Folge der Speicherbeladung steigt die elektrische Leistung der Kältemaschine um 50 bis 100 kW_{el} an – dies entspricht der mit dem betrachteten Speicher möglichen Erhöhung elektrischer Lasten durch eine komplette Beladung des Speichers.

Entwicklung von Geschäftsmodellen für die netzreaktive Versorgung großer Liegenschaften (AP 2)

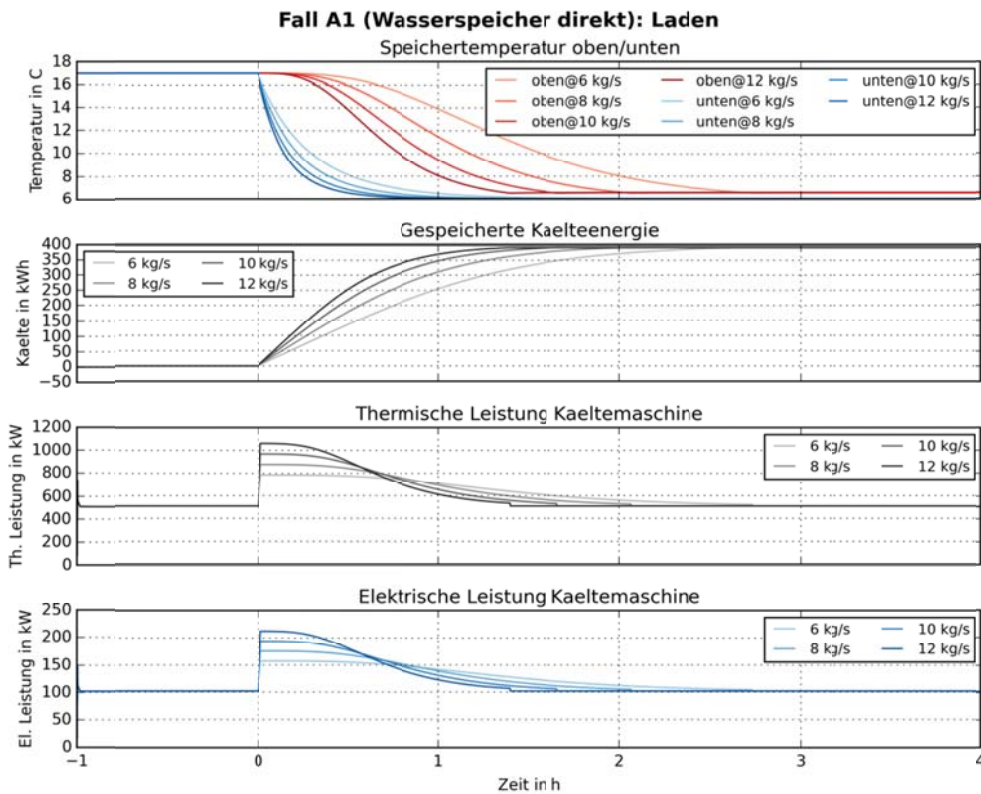


Abbildung 32: Fall A1: stationäre Speicherladung

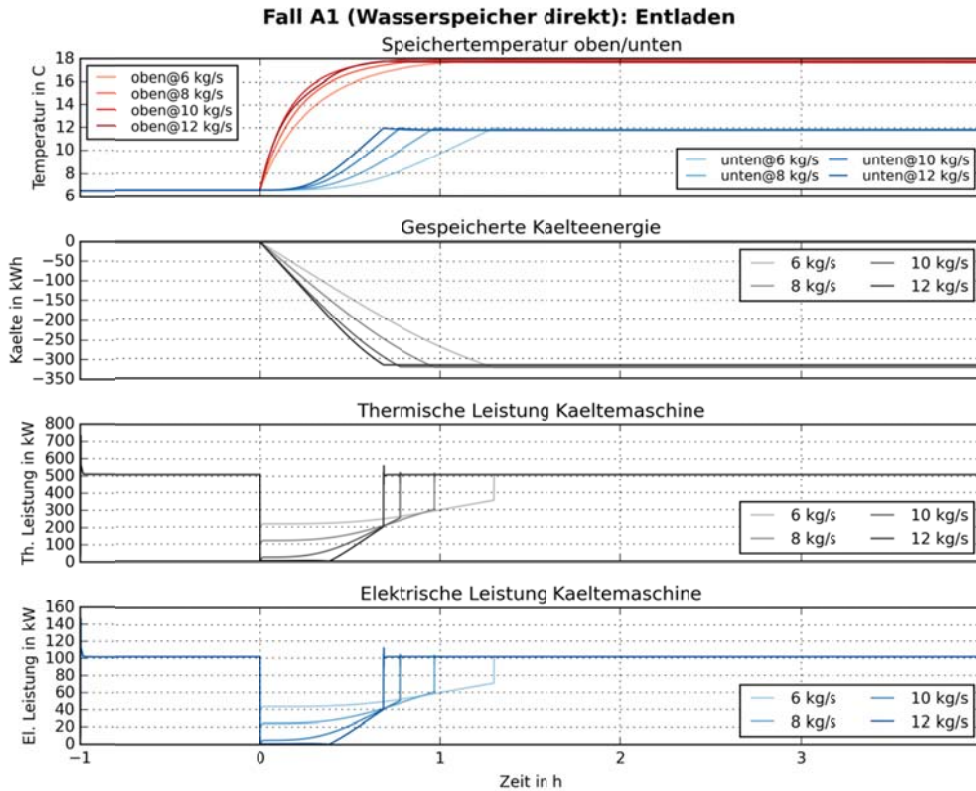


Abbildung 33: Fall A1: stationäre Speicherentladung

Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der Speicherentladung (Abbildung 33), welche beendet wird, sobald die Austrittstemperatur aus dem Speicher die Soll-Vorlauftemperatur der Verbraucher von 12°C erreicht. Bei einer angenommenen Starttemperatur von 7°C können in allen Fällen ca. 320 kWh der gespeicherten Kälte genutzt werden. Die Entladedauer ist jedoch erheblich kürzer als die Ladedauer und beträgt 0,6 bis 1,3 Stunden. In der höchsten VolumenstromEinstellung kann der Betrieb der Kältemaschine für ca. 25 Minuten komplett aussetzen.

Indirekt eingebundener Wasserspeicher (Fall B1)

Im zweiten Fall wird der Wasserspeicher über einen Wärmeübertrager indirekt eingebunden. Die Volumenströme auf der Primärseite (Kaltwasserkreis) und der Sekundärseite (Speicherkreislauf) werden identisch gewählt.

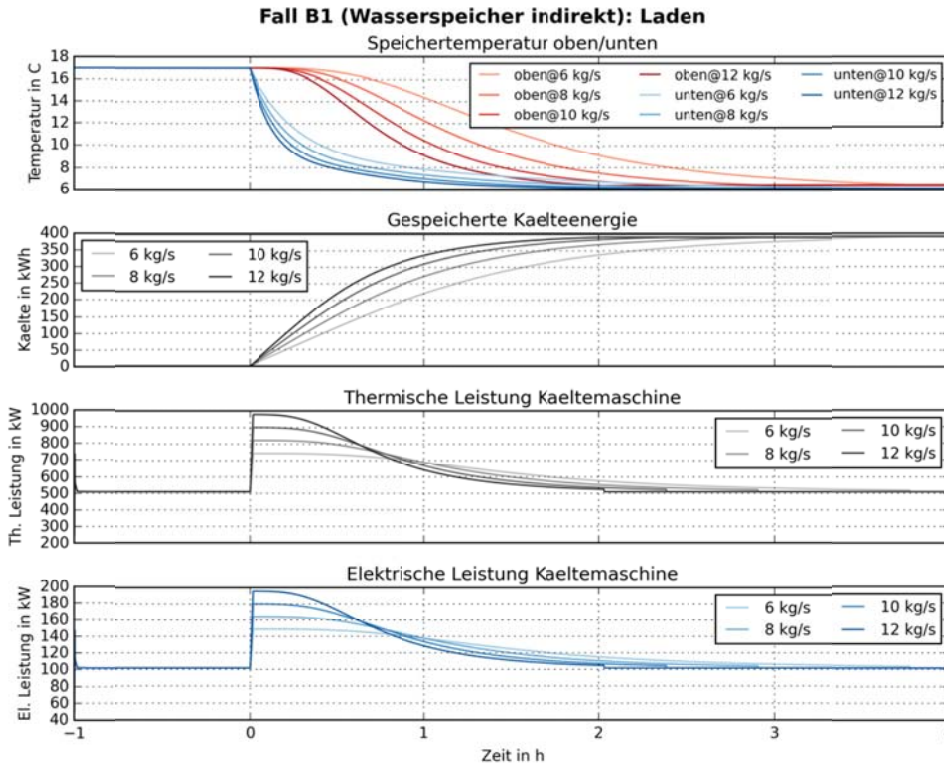


Abbildung 34: Fall B1: stationäre Speicherladung

Es zeigt sich, dass der Ladevorgang bei indirekter Einbindung rund doppelt so lange dauert wie bei der direkten Einbindung, da die Beladung nicht konvektiv (d.h. massenbehaftet über Austausch des Wasservolumens) erfolgt wie bei der direkten Einbindung, sondern die Ladeleistung von der treibenden Temperaturdifferenz über den Wärmeübertrager abhängt. Je weiter der Entladevorgang voranschreitet, desto geringer wird diese Temperaturdifferenz und somit die erzielbare Speicherleistung. Dies erklärt, weshalb die Ladeleistung zu Beginn des Ladevorgangs nahezu so hoch ist wie bei der direkten Einbindung, dann jedoch früher und stärker abfällt. Höhe Volumenströme steigern die Speicherleistung. Wie im Fall A1 können wieder rund 400 kWh Kälte eingespeichert werden.

Bei der Speicherentladung (Abbildung 35) weicht die Speicherleistung des indirekt eingebundenen Wasserspeichers deutlich weniger stark von der des direkt eingebundenen Wasserspeichers ab. Der Entladevorgang dauert lediglich rund 20% länger und es wird die gleiche Entladetiefe erreicht.

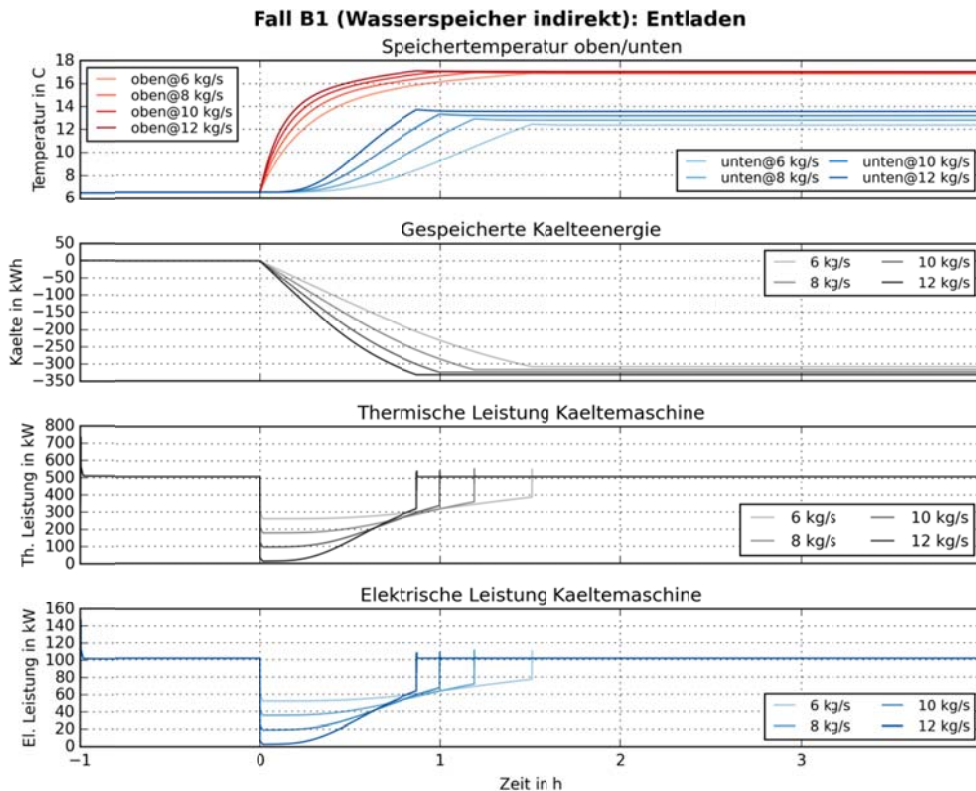


Abbildung 35: Fall B1: stationäre Speicherentladung

Dies hängt mit dem damit zusammen, dass der Entladevorgang bei einer höheren Leistung abgebrochen wird als der Ladevorgang. Im Entladefall fließt 18 °C warmes Rücklaufwasser in den Speicher und der Speicher liefert gegen Ende noch 12 °C kaltes Vorlaufwasser. Die Temperaturdifferenz beträgt 6 K, in Kombination mit dem gewählten Volumenstrom lässt sich die Entladeleistung errechnen, bei deren Unterschreitung der Entladevorgang abgebrochen wird. Im Ladevorgang hingegen strömt 6 °C kaltes Wasser in den Speicher, bis die Rücklauftemperatur aus dem Speicher 6,5 °C erreicht. Die Temperaturdifferenz zwischen Wasserein- und Austritt beträgt in diesem Fall lediglich 0,5 °C.

Die erreichbare elektrische Lastverschiebung ist auf ähnlichem Niveau wie beim direkt eingebundenen Speicher.

Indirekt eingebundener PCM-Speicher (Fall B2)

Schließlich wird der indirekt eingebundene PCM-Speicher analysiert. Im Ladevorgang ist die bislang verwendete Zeitskala nicht ausreichend, da der Ladevorgang je nach verwendetem Volumenstrom 7,5 bis 10,5 h in Anspruch nimmt. Die thermische Ladeleistung beträgt anfänglich für einige Minuten 300-500 kW_{th}, sinkt dann jedoch rasch auf einen konstanten Wert von ca. 100 kW_{th} ab, der dann für mehrere Stunden gehalten wird. Während dieser Phase befindet sich das PCM-Material im Phasenwechsel, sodass sich die Kerntemperatur des Speichers nur sehr langsam verändert und ein nahezu stationärer Zustand vorliegt. Die lange Beladungsdauer stellt eine Herausforderung für den Speicherbetrieb da, da eine vollständige Speicherladung (d.h. Erstarrung und Unterkühlung des PCM-Materials) erforderlich ist, um im darauffolgenden Entladevorgang signifikante Entladeleistungen zu erreichen.

In Hinblick auf einen netzdienlichen Betrieb bedeutet dies, dass PCM-Kältespeicher dafür geeignet sind, den Strombedarf für Kälteerzeugung in bestimmten Zeiträumen von mehreren Stunden (z.B. tagsüber) um einen geringen Betrag zu senken, jedoch

nicht, oder nur in sehr eingeschränktem Maße, dafür geeignet sind, um die gesamte Kälteversorgung zu übernehmen oder auf kurzfristige Netzanforderungen zu reagieren.

Entwicklung von Geschäftsmodellen für die netzreaktive Versorgung großer Liegenschaften (AP 2)

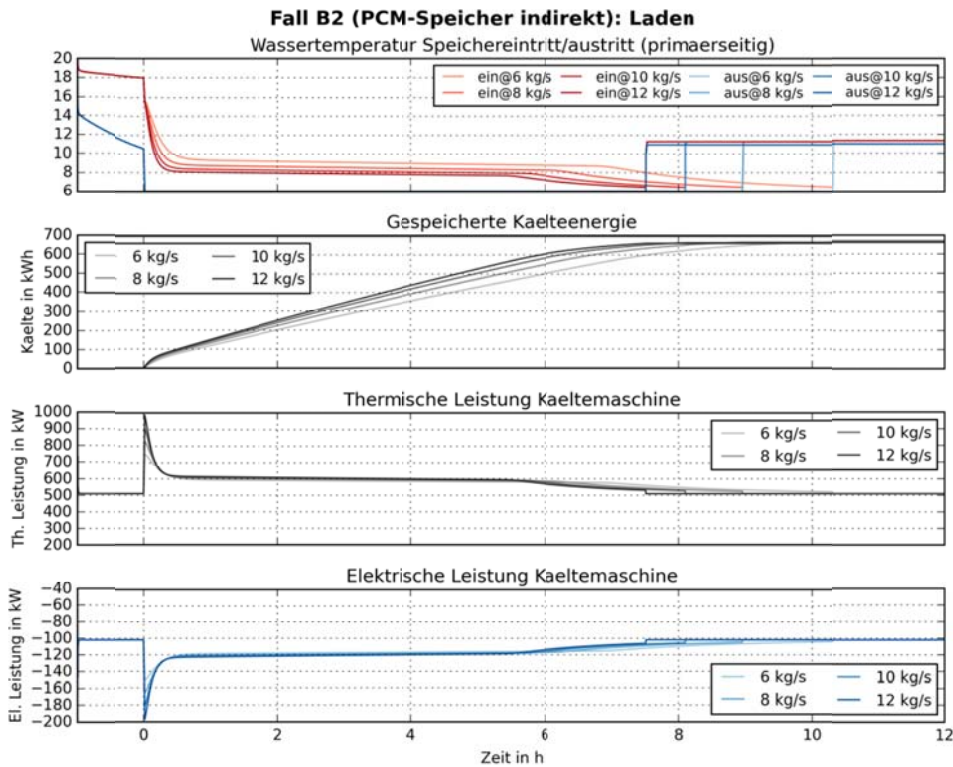


Abbildung 36: Fall B2: stationäre Speicherladung

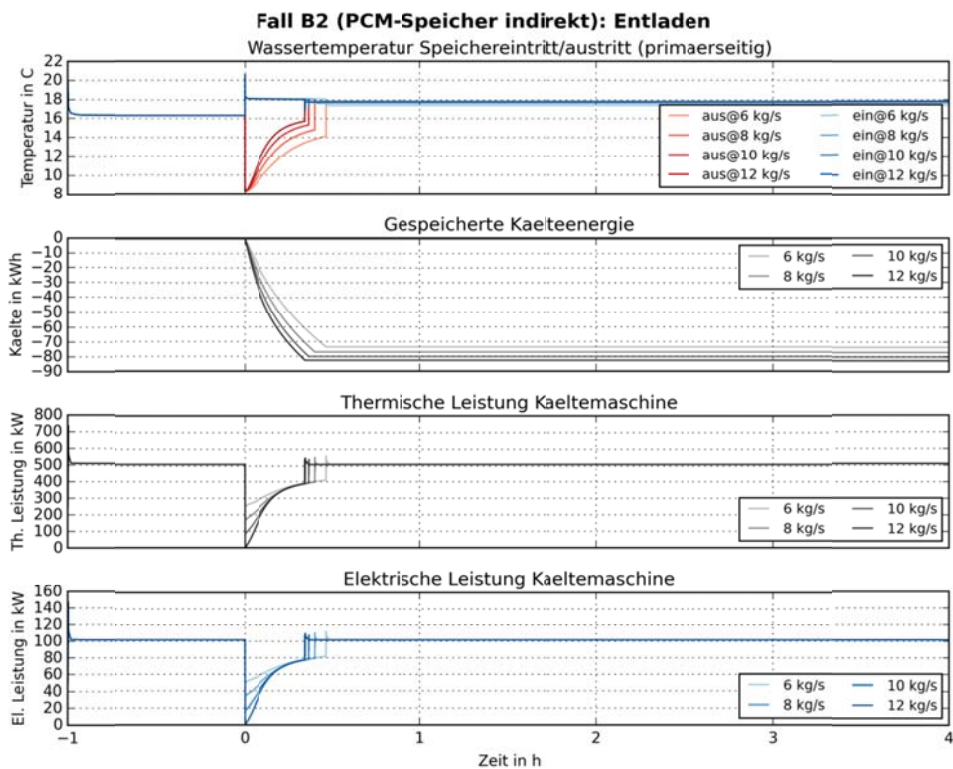


Abbildung 37: Fall B2: stationäre Speicherentladung

Noch deutlicher zeigen sich die Nachteile des indirekt eingebundenen PCM-Speichers im Entladefall. Wie beim indirekt eingebundenen Wasserspeicher wird die minimal zu erreichende Speicherentladeleistung, unterhalb derer der Entladevorgang abgebrochen wird, durch die Rücklauftemperatur vom Verbraucher (18°C), die minimal vom Speicher bereitzustellende Vorlauftemperatur (12°C) und den Volumenstrom durch den Speicher definiert.

Bei voll unterkühltem Speicher ist die Entladeleistung anfangs hoch (bis zu 500 kW_{th}). Aufgrund der geringen spezifischen Wärmekapazität des PCM-Materials im festen Zustand erwärmt sich der Speicher jedoch rasch, wodurch die Leistung schnell sinkt. In Folge der Wärmeübergänge über den Wärmeübertrager sowie zwischen PCM-Material und Speicherkreis („R“ in Abbildung 31) sinkt die Leistung rasch ab und bereits nach weniger als einer halben Stunde übersteigt die Speicheraustrittstemperatur die Soll-Vorlauftemperatur von 12 °C. Bei Abbruch des Entladevorgangs beträgt die Kerntemperatur des PCM-Materials nur etwa 9 °C und liegt somit noch um 5 K unterhalb der Schmelztemperatur. Ein Phasenwechsel kommt nicht zustande. Nur rund 10% der im stationären Ladevorgang eingespeicherten Energie können wieder aus dem Speicher entladen werden.

Ein Lösungsansatz für diese offensichtlich unzufriedenstellende Situation besteht darin, die hydraulische Verschaltung des Speichers bei Überschreitung einer Speicheraustrittstemperatur von 12°C dergestalt zu verändern, dass der Speicher in den Rücklauf der Kältemaschine entladen wird. So ist es möglich, den Speicher auch bei höheren Austrittstemperaturen weiter zu entladen, ohne die sichere Versorgung der Kälteverbraucher durch zu hohe Vorlauftemperaturen zu gefährden. Als mögliches Abschaltkriterium bei der „Rücklauf-Rücklauf“-Entladung kann die Temperaturdifferenz zwischen Speichervor- und Rücklauf dienen: sofern diese einen bestimmten Wert (z.B. 0,5 K) unterschreitet, ist die Entladeleistung so gering, dass der Entladevorgang beendet wird. Dieses Konzept wurde bei dem im Projekt implementierten Speichersystem umgesetzt.

Fazit

Basierend auf den Ergebnissen der Voruntersuchungen lässt sich folgendes Fazit ziehen:

- Direkt eingebundene Wasserspeicher bieten eine hohe Lade- und Entladeleistung. Mit den für diese Beispielrechnung gewählten Parameterwerten und Randbedingungen und lässt sich der Speicher innerhalb von ca. 2h voll durchladen. Die Speicherleistung hängt von dem Speichervolumenstrom ab und nimmt mit der Ladedauer ab. Die Entladung erfolgt bei gleichem Speichervolumenstrom deutlich schneller als die Ladung. Die Speicherkapazität ist nahezu unabhängig vom Speichervolumenstrom.
- Indirekt eingebundene Wasserspeicher bieten eine deutlich niedrigere Leistung, die Speicherladung eines identisch parametrisierten Speichers dauert rund 4 Stunden und damit fast doppelt so lang wie bei einer direkten Einbindung. Die nutzbare Kapazität ist jedoch die gleiche wie bei der indirekten Einbindung.
- Indirekt eingebundene PCM-Speicher bieten eine hohe Leistung zu Beginn des Lade- bzw. Entladevorgangs – vorausgesetzt, sie wurden im vorangegangenen Zyklus voll geladen bzw. entladen, was in der Realität schwierig zu gewährleisten ist. Die Lade- bzw. Entladeleistung lässt daraufhin rasch nach. Der Ladevorgang dauert im gewählten Beispiel bis zu 10,5 h, weshalb PCM-Speicher nicht gut geeignet sind, um die Kältelast nur für einen kurzen

Zeitraum zu erhöhen. Der Entladevorgang stellt sich mit den gegebenen Systemtemperaturen als problematisch dar, sofern die Anforderung besteht, dass die Austrittstemperatur aus dem Speicher der Soll-Vorlauftemperatur der Verbraucher entspricht. In diesem Fall wird das Abbruchkriterium bereits nach deutlich weniger als einer Stunde erreicht und der Speicher nur um etwa ein zehntel seiner nominal eingespeicherten Wärme entladen. Dies liegt an den zwei Wärmeübergängen innerhalb des Speichers (Wärmeübertrager wie beim indirekt eingebundenen Wasserspeicher und zusätzlich Wärmeübergang zwischen Speicherkreislauf und PCM-Material. Um eine effektive Speichernutzung incl. Phasenwechsel zu erreichen, ist eine Speicherentladung in den Rücklauf erforderlich. Dies verdeutlicht gleichzeitig die Limitationen der Nutzung eines indirekt eingebundenen PCM-Speichers.

Entwicklung von
Geschäftsmodellen für die
netzreaktive Versorgung großer
Liegschaften (AP 2)

Hinsichtlich der Möglichkeit zur Verschiebung elektrischer Lasten lässt sich festhalten, dass die äquivalente elektrische Speicherkapazität und -leistung lediglich rund ein Fünftel der thermischen Speicherfähigkeit beträgt. Somit sind die Möglichkeiten zur Lastflexibilisierung durch Kältespeicherung inhärent begrenzt.

2.3 Anwendung auf DEKRA-Liegenschaft

2.3.1 Maximierung der Eigenversorgung

Die Untersuchung des ökonomischen Potentials einer Maximierung der Eigenstromversorgung wurde auf Basis des Anlagensystems der Dekra im Zustand 2013 durchgeführt. Das hierfür verwendete Simulationsmodell wird im Kapitel 3 beschrieben. Ausführliche Ergebnisse sind in dem wissenschaftlichen Konferenzbeitrag „Optimierter Betrieb von KWKK-Systemen mit Speichern – Case Study am Beispiel einer Liegenschaft“ dargestellt, der auf der Konferenz BauSim 2014 einem Fachpublikum vorgestellt wurde. Für das erweiterte Anlagensystem incl. der neuen Wärme- und Kältezentrale in Gebäude Q4 (siehe Kapitel 0) kann die Auswertung nicht analog durchgeführt werden, da (in Reaktion auf die hier dargestellten Ergebnisse) das neu entwickelte Betriebskonzept auf eine Maximierung der Eigenversorgung ausgerichtet wurde und somit kein Vergleich zu einem anderen Betriebskonzept gezogen werden kann.

Zunächst wurde die Anlage mit der aktuellen Regelung abgebildet und anhand der Messdaten kalibriert. Diese Arbeiten sind im Kapitel 3.2 dargestellt. Mit Hilfe des Anlagenmodells wurden verschiedene anlagenseitige und regelungstechnische Verbesserungen entwickelt und simulativ getestet, wie in Kapitel 1.5 diskutiert wurde. Schließlich wurde analysiert, welche energetischen und ökonomischen Einsparpotentiale sich durch eine Maximierung der Eigenversorgung ergeben.

Tabelle 6: Übersicht über Systemvarianten und implementierte Optimierungsansätze aus Kapitel 1.5

Optimierungsmaßnahme	Ref	V1	V2	V3
Hydraulik Kälte	-	x	x	x
Reduktion Netzbezug	-	x	x	x
Optimale Wärmenutzung	-	-	x	x
Integration Kältespeicher	-	-	-	x

Vier verschiedene Varianten wurden untersucht. Der Referenzfall bildet den Anlagenbestand und das Regelkonzept zu Projektbeginn ab. In Variante V1 wurde die Hydraulik in der Kälteerzeugung geändert (vgl. Kap. 1.5.1) und eine Maßnahme zur Reduktion des Netzstrombezuges (Kap 1.5.2) umgesetzt. In Variante V2 wurde zusätzlich ein optimiertes Abwärmekonzept implementiert (Kap 1.5.3). In Variante V3 wurde ein Kältespeicher hinzugefügt. Dieser wurde so betrieben, dass er durch Beeinflussung der Kältelast – und damit indirekt des Strombezuges der Kompressionskältemaschine – die Gesamtstromlast der Liegenschaft so beeinflusst, dass die vorhandenen BHKW mitsamt ihrer Betriebsgrenzen optimal ausgenutzt werden.

Um saisonale Differenzen aufzuzeigen, wurden jeweils ein Sommermonat und ein Wintermonat ausgewertet.

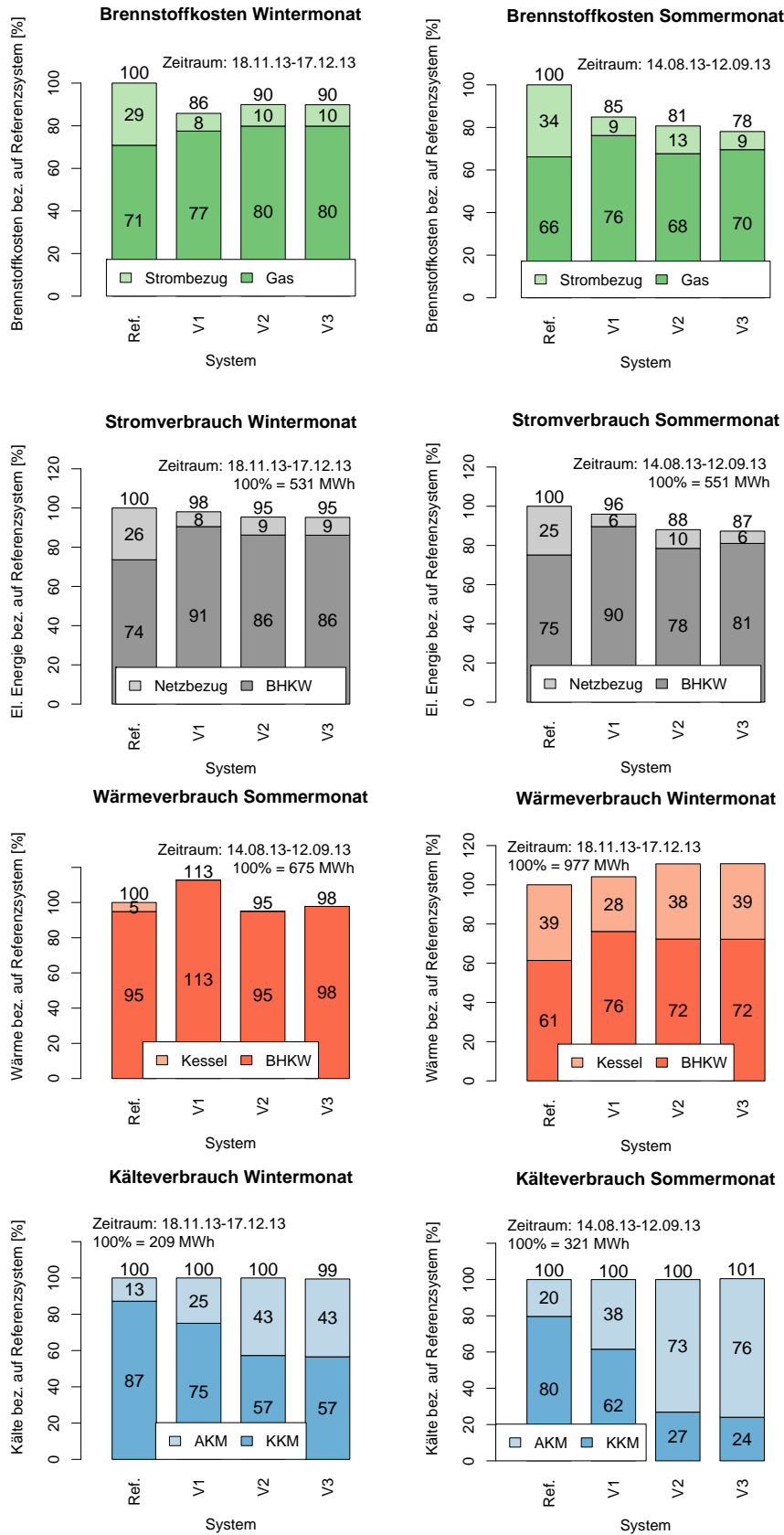


Abbildung 38: Simulationsergebnisse der untersuchten Varianten für Sommermonat und Wintermonat

Es wird deutlich, dass alleine die Maßnahme zur Reduktion des Netzstrombezuges zu deutlichen Betriebskosteneinsparungen von rund 15% im Winterbetrieb führt. Dies geht mit einer deutlichen Steigerung der Wärmeerzeugung einher. Die zusätzliche Kälte wird in der Absorptionskältemaschine zur Kälteerzeugung genutzt. In Kombination mit dem optimierten Wärmenutzungskonzept kann die Absorptionskälte fast die Hälfte der benötigten Kälte im Winterbetrieb und rund drei Viertel der benötigten Kälte im Sommerbetrieb erzeugen. Die Nachrüstung des Kältespeichers führt im Sommerbetrieb zu einer weiteren, signifikanten Reduktion des Netzstrombezuges. Hierfür wird die Speicherladung in Zeiträume verlegt, in denen die Stromlast zu gering für die Zuschaltung der 2. BHKW-Einheit gemäß der aktuell definierten Betriebsabfolgeschaltung ist. Dies führt zu einer Steigerung der Kältelast und einem stärkeren Einsatz der Kompressionskältemaschine, welche wiederum die Stromlast erhöht. Umgekehrt wird der Speicher gerade dann entladen, wenn die Stromlast oberhalb der Maximalleistung, aber unterhalb der Aktivierungsgrenze des 3. BHKW liegt.

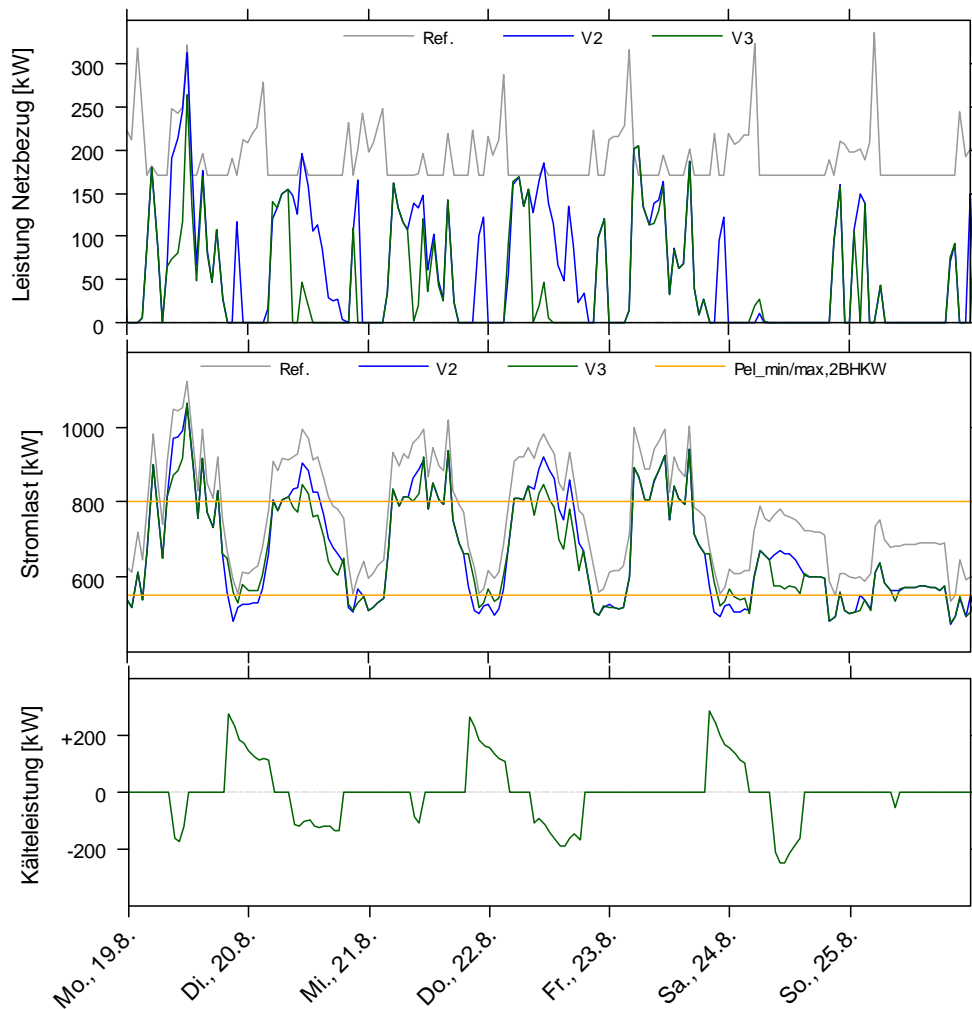


Abbildung 39: Nutzung des Speichers: Netzbezug, Stromlast und thermische Speicherleistung (7 Tage)

Es lässt sich festhalten, dass sich durch regelungsseitige Optimierungen, die eine Erhöhung der Eigenstromversorgung bewirken, signifikante Betriebskosteneinsparungen von rund 15% erzielen lassen. Durch ein besseres Wärmekonzept im Sommerbetrieb lassen sich diese Einsparungen auf über 20% erhöhen. In dieser

Kostenbilanz sind jedoch ausschließlich Strom- und Gasbezugskosten enthalten – durch die Berücksichtigung variabler Wartungskosten der BHKW-Einheiten dürfte sich die Kosteneinsparungen deutlich reduzieren. Die Möglichkeiten, über einen Kältespeicher weitere Kosteneinsparungen zu erzielen, sind jedoch vergleichsweise gering und stehen in keinem Verhältnis zu den Investitionskosten.

2.3.2 Regelleistung (Fact GmbH)

Die **Bereitstellung von Minutenregelleistung** über einen Anlagencontractor bzw. eine Pooling-Agentur ist eine weitere Möglichkeit, über einen netzdienlichen Anlagenbetrieb Erlöse zu erwirtschaften. Dieser Ansatz wurde von der Fact GmbH anhand einer weiteren Simulationsstudie untersucht.

Bei der Minutenregelleistung (MRL) muss die Anlage in der Lage sein, ihre elektrische Leistung innerhalb von 15 Minuten, um die angebotene Regelleistung zu verändern. Die veränderte Leistung ist zwischen 15 Minuten und bis zu 4 Stunden beizubehalten und innerhalb von 15 Minuten ist die Ausgangsleistung wieder zu erreichen.

Je nach Anlagenkonfiguration muss die dabei anfallende Abwärme des Kraft-Wärme-Kopplungsprozess entweder an die Umwelt abgeführt werden, oder im Fall der Dekra mittels der Absorptionskältemaschine in Kälte umgewandelt und im Latentwärmespeicher bis zur Verwendung gespeichert werden. Bei der Dekra ist der Anlagenaufbau für die positive Minutenregelenergievermarktung, also der aktiven Energieerzeugung, ohne weitreichende Eingriffe in das bestehende System nicht geeignet. Daher wurde in der Simulation nur die negative Minutenregelenergievermarktung modelliert. Das bedeutet, dass wenn ein Abruf der Anlage erfolgt, die gemeldete elektrische Leistung innerhalb von 15 min heruntergefahren und bewusst ein definierter Verbrauch von elektrischer Energie hervorgerufen wird. Um dies bei der Dekra zu erreichen, wird mittels der Kältemaschinen über den nominalen Bedarf hinaus Kälte erzeugt, welche im Latentwärmespeicher bis zur eigentlichen Verwendung durch die Verbraucher gespeichert wird.

In der Simulation wurde zur Referenzbildung zunächst die MRL ohne Latentwärmespeicher ermittelt und erst im weiteren Vorgehen wurde der Speicher in die Simulation implementiert. Basis der Simulation sind tatsächliche Lastgänge der Liegenschaft für Wärme, Kälte und elektrische Energie manipuliert um Betriebsstrategien im Erzeugermix Wärme/ Kälte.

Im Ergebnis wurde festgestellt, dass ohne Speicher eine negative elektrische MRL von ca. 110 kW bereitgestellt werden kann. Unter der Berücksichtigung der zusätzlichen Speicherleistung des Latentwärmespeichers lässt sich eine negative elektrische MRL von bis zu 600kW bereitstellen.

Mit der aktuellen Energiepreisrelationen lässt sich über die MRL ein zusätzliches Potential von ca. 4.600 € pro Jahr mit Latentwärmespeicher erzielen (Preisstand 2015). Im Vergleich dazu liegt das Potential ohne Speicher bei ca. 1.000 € pro Jahr. Momentan steht diese Vergütung in keinem Verhältnis zu den hohen Baukosten des Speichers. Daher ist dies kein wirtschaftliches Geschäftsmodell.

2.3.3 Real-Time-Pricing

In heutigen Stromtarifen wird der Strom für einen festen Kostensatz angeboten, unabhängig vom Zeitpunkt des Strombezuges. Beim Real-Time-Pricing werden dem Kunden hingegen zeitvariable Strompreise angeboten, um einen finanziellen Anreiz für den flexibilisierten Anlagenbetrieb zu liefern. Ziel dieser Analyse ist es, zu untersuchen, unter welchen Bedingungen sich ein hinreichender Anreiz für einen netzdienlichen Anlagenbetrieb durch zeitvariable Tarife bietet. Hierfür wird das Anlagenmodell incl. der zweiten Energiezentrale im Gebäude Q4 genutzt, welches in Kapitel 0 beschrieben ist.

Im Referenzfall wird eine Betriebsstrategie eingesetzt, die auf einem zeitinvariablen Strompreis und einer Maximierung der Eigenstromversorgung basiert. In Abweichung dazu wird ein „netzdienlicher“ Betrieb simuliert, der auf variablen Kostensatz für Strombezug aus dem Netz und Stromeinspeisung ins Netz basiert. Bei niedrigen Preisen wird der Strombezug aus dem Netz erhöht, bei hohen Preisen so viel Strom wie möglich ins Netz eingespeist.

Hierzu muss zunächst ermittelt werden, ab welchem Strompreis $c_{el,grenz}$ sich eine Eigenerzeugung von Strom gegenüber einem Netzstrombezug rentiert. Die Preisgrenze errechnet sich aus dem Gaspreis c_{gas} , der elektrischen und thermischen Effizienz, sowie einer Wärmegutschrift, welche den Wärmegestehungskosten der BHKW-Abwärme durch einen alternativen Wärmeerzeuger (hier: Gaskessel) entspricht.

$$c_{el,grenz} = \frac{c_{gas}}{\eta_{el,BHKW}} - \frac{\eta_{th,BHKW}}{\eta_{th,Kessel}} \cdot c_{gas}$$

Für das Anlagensystem der Dekra ergibt sich für $c_{el,grenz}$ ein Wert von ca. 10,1 ct/kWh, was deutlich ist. Es sei darauf hingewiesen, dass hier die Wartungskosten des BHKW noch nicht berücksichtigt sind. Die ermittelte Preisgrenze liegt deutlich unterhalb des Strompreises der Dekra. Somit besteht unter den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der die wirtschaftlichste Lösung darin, so wenig Strom wie möglich vom Netz zu beziehen, was einer Maximierung der Eigenstromversorgung entspricht.

Um dennoch die Wirtschaftlichkeit eines Real-Time-Pricing zu analysieren, werden synthetische (d.h. fiktive) Preissignale errechnet. Diesen liegt eine Reihe von Annahmen zugrunde:

- Es wird davon ausgegangen, dass der stündlich definierte Day-Ahead Strompreis der Strombörse EEX an den Endverbraucher weitergegeben wird. Es werden die historischen Werte aus dem Jahr 2015 verwendet.
- Abgaben, Umlagen und Steuern (z.B. EEG-Umlage, Netzentgelte, Konzessionsabgabe, Mehrwertsteuer, ...), welche den Großteil des Strompreises für Endverbraucher ausmachen, werden auf den Börsenstrompreis aufgeschlagen. Die Höhe der Umlagen wird so gewählt, dass der resultierende Strompreis im Jahremittel gerade den Kosten für Strom-Eigenerzeugung durch die BHKW von 10,1 ct/kWh entspricht. Dadurch wird erreicht, dass statistisch gesehen während der Hälfte der Zeit eine Eigenstromerzeugung rentabel ist und während der übrigen Hälfte der Zeit eine Nutzung von Strom aus dem Netz.
- Bei einer Einspeisung ins Netz werden heute die Abgaben, Umlagen und Steuern nicht zurück erstattet. Dies führt dazu, dass der erzielbare Erlös für die Einspeisung einer Kilowattstunde Strom deutlich niedriger ist als die Kosten für den Bezug einer Kilowattstunde Strom aus dem Netz. Um jedoch auch eine

Einspeisung von Strom ins Netz entsprechend zu beanreizen, wird angenommen, dass die Abgaben, Umlagen und Steuern bei einer Stromeinspeisung ins Netz rückerstattet werden, sodass der Strompreis für Strombezug und Stromeinspeisung identisch ist.

Entwicklung von Geschäftsmodellen für die netzreaktive Versorgung großer Liegenschaften (AP 2)

Der so errechnete, fiktive Strompreis wird als „EEX-statisch“ bezeichnet. Er schwankt er um einen Wert von 10,1 ct/kWh und weist eine Standardabweichung von 1,27 ct/kWh auf. Die trotz der oben dargestellten Annahmen vergleichsweise geringe relative Variabilität führt dazu, dass nur ein relativ geringer Anreiz für einen netzdienlichen Betrieb besteht, sofern sich dieser auf die Anlageneffizienz auswirkt und den bilanziellen Stromverbrauch steigert.

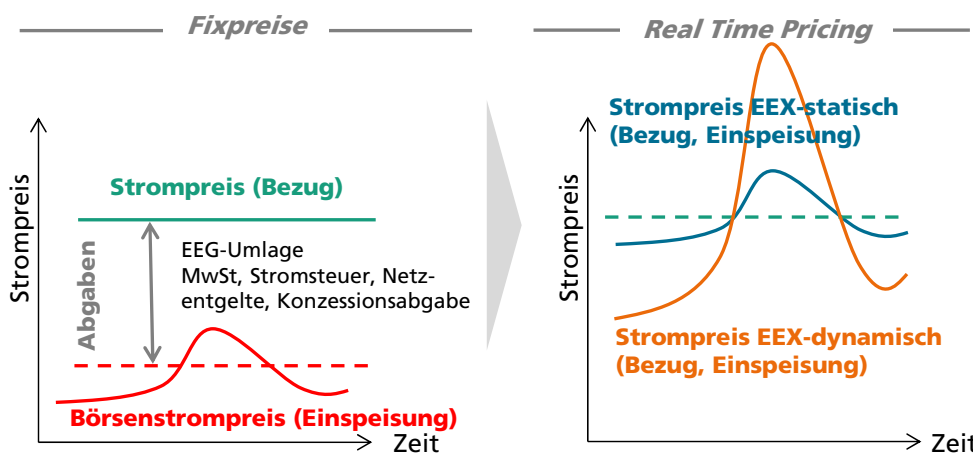


Abbildung 40: Fixpreis sowie abgeleitete Real-Time-Pricing-Tarife "EEX-statisch" und "EEX-dynamisch"

Daher wird noch ein zweiter fiktiver Tarif, „EEX-dynamisch“ berücksichtigt. Dieser weist denselben Jahresmittelwert auf wie der Tarif „EEX-statisch“. Allerdings werden die Abgaben, Umlagen und Steuern aufkommensneutral proportional zum aktuellen Börsenstrompreis skaliert. Dies führt im Ergebnis zu einer um ein Vielfaches höheren Preisvariabilität, wodurch Flexibilität stärker incentiviert wird.

In der Simulationsrechnung werden also drei Fälle verglichen. Im Fall „Fixpreis“ wird die Liegenschaft ganzjährig so betrieben, dass der Netzstrombezug minimiert wird und, sofern möglich, keine Stromeinspeisung ins Netz erfolgt. In den Fällen „EEX-statisch“ und „EEX-dynamisch“ wird der Netzbezug maximiert, wenn der Strompreis um 0,5 ct/kWh unterhalb der ermittelten Preisschranke von 10,1 ct/kWh liegt, und die Netzeinspeisung maximiert, sobald der Strompreis um mehr als 0,5 ct/kWh oberhalb derselben Schranke liegt.

Tabelle 7: Simulationsergebnisse für Real-Time-Pricing

	Fixpreis	EEX-statisch	EEX-dynamisch
Mittelwert Strompreis [EUR/MWh]	101,2	101,2	101,2
Standardabweichung Strompreis [EUR/MWh]	0	12,7	40,5
Menge Strom Netzbezug [MWh/a]	609	2.584	3.579

Mittlerer Strompreis bei Netzbezug [ct/kWh]	101,2	90,1	72,3
Stromkosten Netzbezug [EUR/a]	61.680	232.702	258.925
Menge Strom Einspeisung [MWh/a]	1	766	1019
Mittlerer Strompreis für Einspeisung [ct/kWh]	101,2	114,7	138,2
Erlöse Einspeisung [EUR /a]	65	87.873	140.850
Gaskosten [EUR /a]	653.226	600.597	562.828
Gesamtkosten [EUR/a]	714.841	745.426	680.903

Entwicklung von
Geschäftsmodellen für die
netzreaktive Versorgung großer
Liegenschaften (AP 2)

Die Ergebnisse sind in Tabelle 7 zusammengefasst. Es zeigt sich, dass im Falle der „netzdienlichen“ Regelungen Strom im Mittel zu deutlich niedrigeren Preisen als dem Jahresmittelwert bezogen wird. Gleichzeitig wird Strom zu deutlich überdurchschnittlichen Preisen ins Netz eingespeist. Im Fall EEX-dynamisch weichen die durchschnittlichen Bezugs- und Einspeisungspreise deutlicher vom Jahresmittelwert ab, was auf die stärkere Variabilität des zugrunde gelegten Preissignals zurückzuführen ist. Gleichzeitig liegt die absolute Menge des Netzbezuges und der Einspeisung im Fall „EEX-dynamisch“ oberhalb der Werte für den Fall „EEX-statisch“. Im Fall „Fixpreis“ wird mit rund 610 MWh/a nur ein Bruchteil der Strommenge im Falle der dynamischen Regelungen vom Netz bezogen. Somit fallen die Strombezugskosten deutlich geringer aus. Gleichzeitig werden jedoch auch so gut wie keine Erlöse durch Stromeinspeisung erzielt.

Hinsichtlich der Summe aus Strom- und Gaskosten unter Berücksichtigung der Erlöse aus Stromverkauf führt der Fall EEX-statisch zu moderaten Mehrkosten von ca. 5%. Bei einer Analyse der Ergebnisse fällt auf, dass das System zwar während der Heizperiode Kosteneinsparungen gegenüber der Referenzvariante „Fixpreis“ erzielen kann, jedoch in der Übergangszeit und der Heizperiode die BHKW-Abwärme in den Notkühlern der BHKW dissipiert oder in geringerer „Wertigkeit“ zum Betrieb der Absorptionskältemaschine genutzt werden kann, sodass die lokale Stromerzeugung gegenüber dem Netzbezug nicht mehr rentabel ist. Im Fall „EEX-dynamisch“ hingegen können auf Jahresbasis moderate Gesamtkosteneinsparungen gegenüber der Variante „Fixpreis“ erzielt werden.

2.4 Schlussfolgerungen

Entwicklung von
Geschäftsmodellen für die
netzreaktive Versorgung großer
Liegenschaften (AP 2)

Netzdienlichkeit und Flexibilität können auf unterschiedliche Weisen zur Unterstützung des Energiesystems eingesetzt werden: diese reichen von der Harmonisierung der lokalen Erzeuger mit dem lokalen Strombedarf über die Anpassung des Strombezugs an schwankende Preise bis hin zu Netzdienstleistungen, welche der Stabilität der Stromnetze dienen. Die Art der angebotenen Flexibilität bestimmt die adressierten Zeitskalen, Märkte und Teilnahmebedingungen.

Die Dekra-Liegenschaft kann unterschiedliche Arten von Flexibilität bereitstellen: eine Maximierung der Eigenversorgung, Minutenregelleistung oder Teilnahme an einem Real-Time-Pricing, d.h. Reaktion auf zeitvariable Strompreise. Die Simulationsrechnungen haben gezeigt, dass eine Optimierung der Eigenstromversorgung bereits heute zu signifikanten Betriebskosteneinsparungen führen kann – jedoch handelt es sich nicht um einen „netzreaktiven“ Betrieb im engeren Sinne. Die Erbringung von (Minuten-)regelleistung führt nur zu geringen Einnahmen für die Dekra und erscheint derzeit nicht finanziell lohnenswert in Anbetracht des hohen technischen Aufwandes. Für ein „Real Time Pricing“ konnten Kosteneinsparungen für ein fiktives Preissignal erzielt werden. Die zugrunde gelegten Annahmen (vollständige Dynamisierung der statischen Abgaben, Umlagen und Steuern, Gleicher Preis für Stromabnahme und –einspeisung) sind jedoch derzeit bei weitem nicht gegeben. Insgesamt lässt sich schlussfolgern, dass sich durch einen netzreaktiven Anlagenbetrieb in absehbarer Zukunft keine signifikanten ökonomischen Vorteile erzielen lassen.

Durch die Voruntersuchungen konnte gezeigt werden, dass die Lade- und Entladecharakteristik von thermischen Speichern in Kälteversorgungssystemen maßgeblich von deren hydraulischer Einbindung abhängt. Während direkt eingebundene Speicher rasch be- und entladen werden können, erfordern indirekt (d.h. über einen Wärmeübertrager) eingebundene Speicher aufgrund der geringen vorherrschenden Temperaturdifferenzen lange für einen kompletten Lade- bzw. Entladezyklus. Dies gilt insbesondere für PCM-Speicher, die gegenüber den Wasserspeichern einen zusätzlichen Widerstand zwischen PCM-Material und umströmenden Medium aufweisen. Dies führt dazu, dass indirekt eingebundene Speicher besser für länger andauernde Lastverschiebungszyklen von 6 Stunden und mehr geeignet sind. Da Kältemaschinen über einen Effizienzfaktor von rund 5 verfügen, kann nur etwa ein fünftel der gespeicherten Kälte an elektrischer Last verschoben werden. In der Konsequenz sind Kältespeicher nur sehr eingeschränkt zur elektrischen Lastverschiebung geeignet.

3 Entwicklung eines Energie- und Anlagenkonzeptes für den DEKRA-Campus unter Einbeziehung thermischer Speicher (AP 3)

Entwicklung eines Energie- und Anlagenkonzeptes für den DEKRA-Campus unter Einbeziehung thermischer Speicher (AP 3)

Das Arbeitspaket 3 hat folgende Ziele:

- Entwicklung eines Versorgungskonzeptes unter Einbeziehung eines Kältespeichers
- Auslegung der thermischen Speicher
- Entwicklung von Betriebsalgorithmen und Regelstrategien

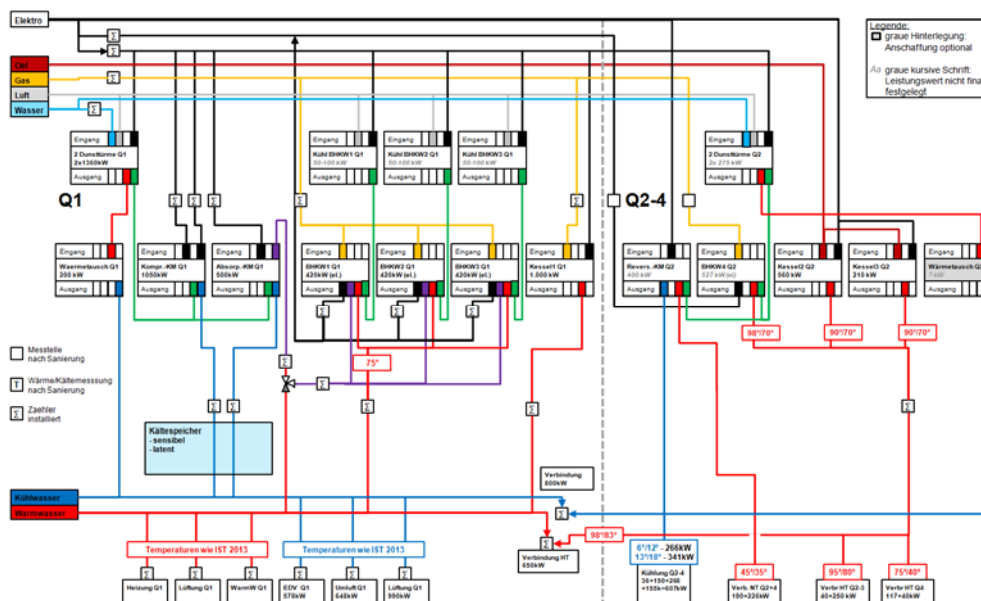
Das Arbeitspaket wurde vom Fraunhofer ISE bearbeitet. Die Fact GmbH steuerte den Beitrag zu Kap. 3.1 bei.

Das Berichtskapitel zu AP3 ist folgendermaßen gegliedert.

- In Kapitel 3.1 werden die Änderungen in der Anlagentopologie der Dekra durch Erweiterung um eine Energiezentrale im Gebäude Q4 dargestellt.
- In Kapitel 3.2 wird das dynamische Simulationsmodell des Anlagensystems des Fraunhofer ISE beschrieben und das zugrundegelegte Betriebskonzept beschrieben.

3.1 Erweiterung des Anlagensystems der Liegenschaft

Während des Projektverlaufes wurde das Anlagensystem um ein neues BHKW mit $527 \text{ kW}_{\text{el}}$ sowie eine neue Kältemaschine mit einer Kälteleistung von $400 \text{ kW}_{\text{th}}$ und Wärmeauskopplung ergänzt, welche in dem Gebäude Q2 integriert wurden. Weiterhin wurden im Q2 zwei Wärmenetze mit unterschiedlichen Temperaturniveaus vorgesehen. Zwischen den Gebäuden Q1 und Q2 kann über neu installierte Verbindungsleitungen sowohl Wärme als auch Kälte bidirektional ausgetauscht werden. Abbildung 41: Anlagenschema der Heiz- und Kältezentralen in Q1 und Q4 (Stand 2016). Rot, violett, grün: Wärmeströme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus; blau: Kälteströme; gelb: Gas; schwarz: Elektrizität Abbildung 41 zeigt das durch Fact geplante Versorgungssystem für die geplante Sanierung der Gebäude Q2 und Q3 als auch für das neu erbaute Gebäude Q4. Eine größere Darstellung ist im Anhang II: Anlagenschema (IST 2016) zu finden. Gut zu erkennen ist darin das Verbundnetz für Wärme und Kälte.



Entwicklung eines Energie- und Anlagenkonzeptes für den DEKRA-Campus unter Einbeziehung thermischer Speicher (AP 3)

Abbildung 41: Anlagenschema der Heiz- und Kältezentralen in Q1 und Q4 (Stand 2016). Rot, violett, grün: Wärmeströme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus; blau: Kälteströme; gelb: Gas; schwarz: Elektrizität

Durch die Erweiterung des Anlagensystems ergibt sich insgesamt ein sehr komplexes Versorgungskonzept mit vielen Freiheitsgraden und einer starken Kopplung zwischen den Energieformen Wärme, Kälte und Strom. Dies stellt eine sehr hohe Herausforderung an die Entwicklung einer Gesamtregelungsstrategie, die auch die Möglichkeit der Netzdienlichkeit berücksichtigen soll der Netzdienlichkeit beinhalten soll dar.

Um die Umsetzbarkeit und Effizienz verschiedener Betriebsstrategien in sämtlichen Zuständen testen zu können, wurde das Dekra Versorgungssystem vom Fraunhofer ISE in der dynamischen, multiphysikalischen Simulationsumgebung Dymola/Modelica abgebildet.

3.2 Aufbau einer dynamischen Simulationsumgebung

Die Entwicklung von Konzepten zur Integration von latenten und sensiblen Speichern im Wärme- und Kälteversorgungssystem der Dekra wurde mittels dynamischer Simulationen durchgeführt. Es wurde hierfür das gesamte Versorgungssystem mit einbezogen, da Speicher als „Herzstück“ eines Anlagensystems in Interaktion mit vielen verschiedenen Komponenten stehen und nicht losgelöst vom System betrachtet werden können. Eine dynamische, d.h. zeitaufgelöste Betrachtung war erforderlich, da die Nutzung und Bewirtschaftung von Speichern maßgeblich von den zeitlichen Verläufen von Last und Erzeugung abhängt.

Im ersten Schritt wurde die Anlage in ihrem heutigen Zustand abgebildet und anhand von Messdaten aus der Monitoring-Kampagne (Kap. 1.2) kalibriert. Anschließend wurde das Simulationsmodell um die geplanten neuen Komponenten erweitert. Im dritten Schritt wurde der Einsatz von Speichern mit unterschiedlichen Kapazitäten und Regelstrategien mit Hilfe des Anlagenmodells in dynamischen Ganzjahressimulationen getestet und bewertet.

Die Simulationen wurden in der Software Dymola, welche die Modellierungssprache Modelica nutzt, durchgeführt. Modelica ist eine Sprache, die speziell für die Modellierung komplexer, nichtlinearer, (multi-)physikalischer Systeme mit Hilfe

akausaler mathematischer Gleichungen und objektorientierter Konstrukte entwickelt wurde. Dymola ist eine kommerzielle Simulationsumgebung von Dassault Systèmes, die eine graphische Benutzeroberfläche für Modelica und weitere Analyse- und Entwicklungswerkzeuge bereitstellt und die Wiederverwendung und den Austausch von Modellbibliotheken ermöglicht. Ein nennenswerter Vorteil der gewählten Simulationsumgebung liegt darin, dass sie die gleichzeitige, dynamische Simulation von Strom-, Gas-, Wärme- und Kälteströmen ermöglicht. Aufgrund des physikalischen Modellierungsansatzes werden Wärme- und Kälteströme nicht rein energiebilanziell behandelt, sondern einschließlich der sich einstellenden Temperaturniveaus berechnet. Die Temperaturen sind von großer Bedeutung für eine korrekte Modellierung des realen Anlagenverhaltens - zum einen, weil sie die Effizienz der Energieanlagen und das Verhalten des Phasenwechselspeichers entscheidend beeinflussen und zum anderen, weil die Einhaltung der Soll-Vorlauftemperatur ein wichtiges Kriterium für die Versorgungssicherheit der Verbraucher darstellt und deshalb die meisten realen regelungstechnischen Vorrichtungen auf Temperaturmessungen basieren.

Entwicklung eines Energie- und Anlagenkonzeptes für den DEKRA-Campus unter Einbeziehung thermischer Speicher (AP 3)

3.3 Anlagenmodellierung auf Basis von Messdaten

Um das Energieversorgungssystem im Dekra-Hauptsitz abzubilden, müssen zunächst Komponentenmodelle der einzelnen Energieanlagen erstellt werden. Hierbei muss ein geeigneter Kompromiss zwischen Modellgenauigkeit und Einfachheit bzw. Simulationsgeschwindigkeit gefunden werden. Im Rahmen des LaNeGe-Projektes wurde der Ansatz der kennlinienbasierten Modellierung verfolgt. Dieser bietet gegenüber der physikalischen und der tabellenbasierten Modellierung den Vorteil einer um ein Vielfaches schnelleren Simulationsgeschwindigkeit, da wesentlich weniger Interpolationen je Rechenschritt notwendig sind.

Das Vorgehen beim Erstellen von Anlagenmodellen wird im Folgenden am Beispiel des BHKW-Modells beschrieben. Das BHKW-Modell ist in Abbildung 42 dargestellt. In Form großer dunkelblauer Dreiecke sind die drei Eingangsgrößen Soll-Vorlauftemperatur, Massenstrom und Stromlast erkennbar. Aus der gegenwärtigen Stromlast und der in den magenta- und orangefarbenen Blöcken abgebildeten Folgeschaltung werden die Anzahl der angewählten BHKW und deren elektrische Leistungen bestimmt. Abhängig von der elektrischen Leistung werden auf Basis von Kennlinien der Gasverbrauch und die thermischen Leistungen der Motor- und Abgaswärme errechnet, die in die jeweiligen hydraulischen Kreise eingespeist werden.

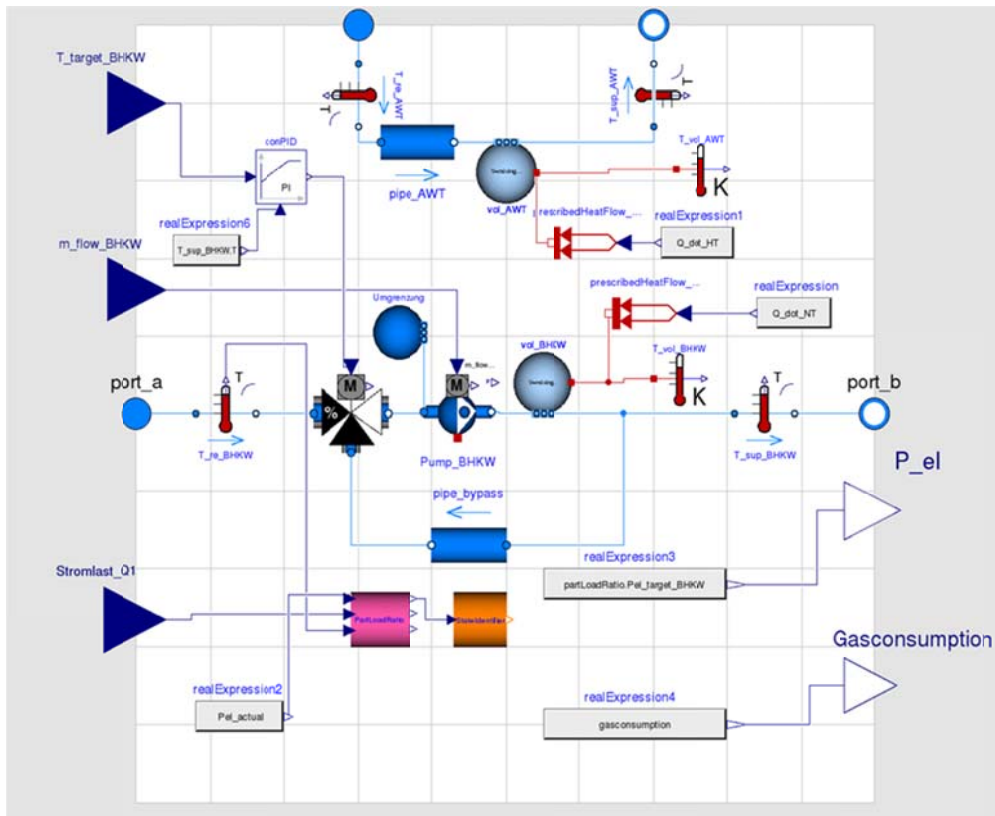


Abbildung 42: Kennlinienbasiertes BHKW-Modell in Modelica mit getrenntem Motor- und Abgaswärmekreis, interner Beimischung und stromgeführter Folgeschaltung der drei BHKW-Blöcke

Die Komponentenmodelle wurden in eigens angelegten Testsystemen validiert. Der Ansatz besteht darin, die Verläufe von Strom- und Wärmeproduktion und Gasverbrauch, wie sie vom Kennlinienmodell berechnet werden, mit den gemessenen Werten zu vergleichen. Dazu wurden die realen Randbedingungen (hier: Stromlast, Rücklauftemperaturen im Motor- und Abgaswärmekreis und Massenströme für einen Zeitraum von 20 Tagen) aus den Messdaten als Eingangsdaten in das Modell geladen. Nach Durchführung der Simulation konnten die simulierten Ergebnisse zusammen mit den ebenfalls ins Modell geladenen Messdaten für die Strom- und Wärmeproduktion graphisch dargestellt und verglichen werden. Ein Testsystem zur quantitativen Überprüfung des BHKW-Modells ist in Abbildung 43 dargestellt. Das BHKW-Modell ist der orange eingefärbte Block im Zentrum der Abbildung.

Entwicklung eines Energie- und Anlagenkonzeptes für den DEKRA-Campus unter Einbeziehung thermischer Speicher (AP 3)

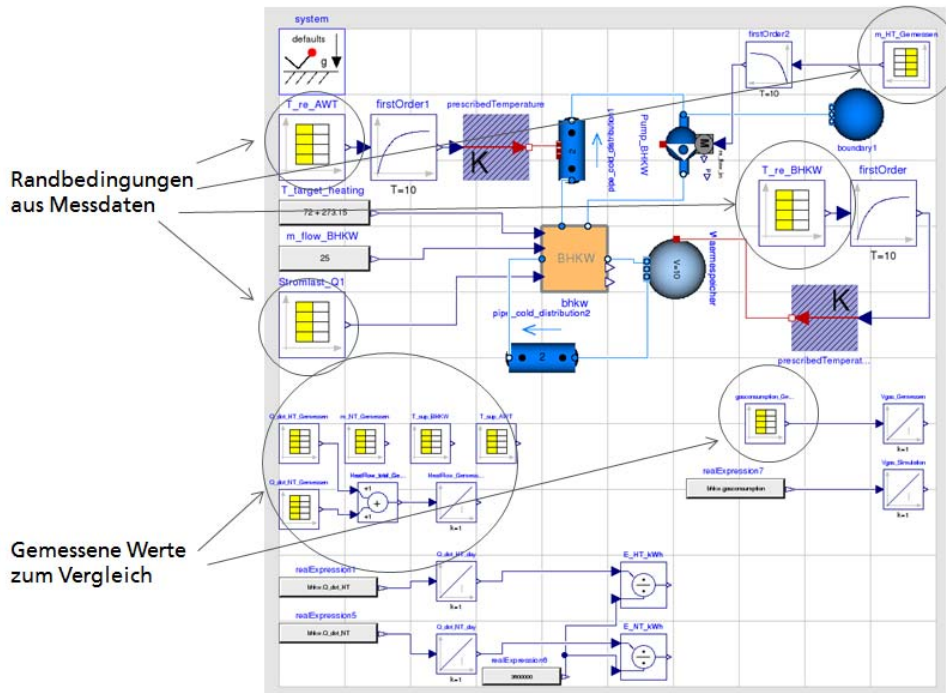


Abbildung 43: Testsystem für das BHKW-Modell zum Vergleich gemessener und simulierter Werte

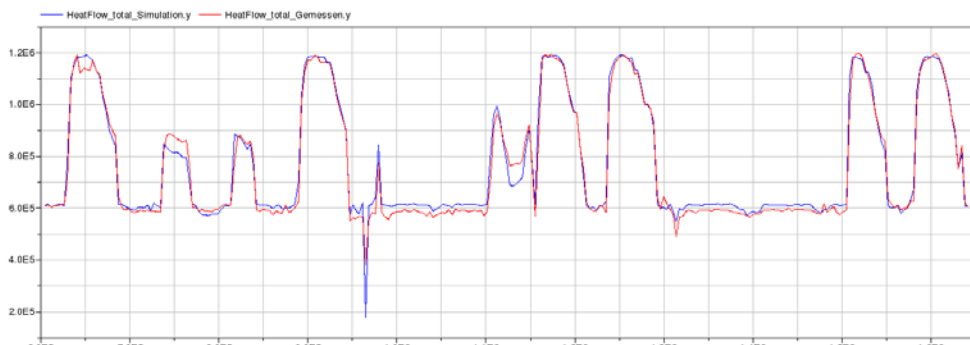


Abbildung 44: Dynamischer Verlauf der BHKW-Wärmeproduktion für 12 Tage. Blau: simuliert, rot: gemessen

Abbildung 44 illustriert das Ergebnis einer Validierungsrechnung mit dem in Abbildung 43 dargestellten Testmodell. Die blaue Linie zeigt den Verlauf der simulierten Wärmeproduktion nach dem Kennlinienmodell für einen Zeitraum von 12 Tagen, zum Vergleich ist die gemessene Wärmeproduktion der BHKW im gleichen Zeitraum als rote Linie dargestellt. Es ist erkennbar, dass die Wärmeproduktion qualitativ und quantitativ gut durch das Modell wiedergegeben wird, jedoch insbesondere in transienten Zuständen und bei geringer Last Abweichungen auftreten.

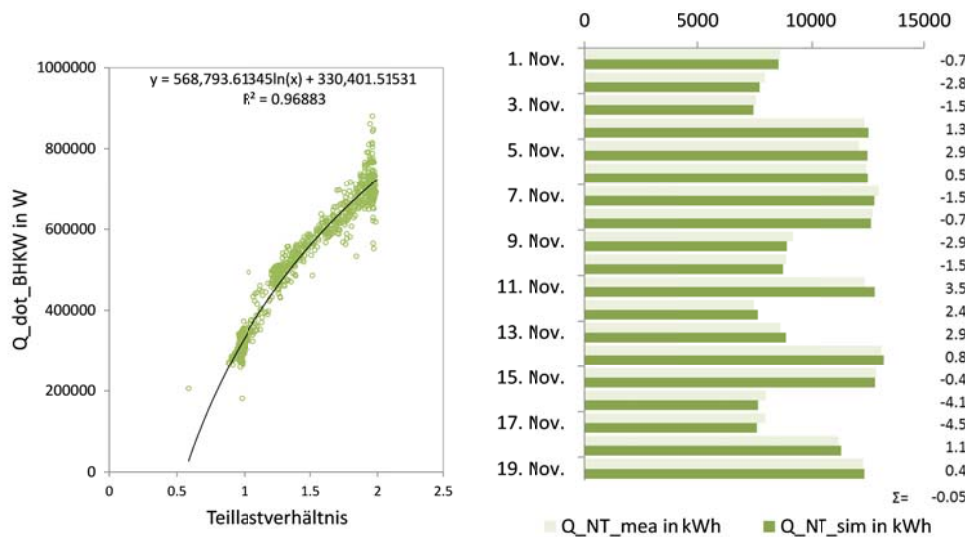


Abbildung 45: Kennlinie der BHKW-Motorwärme. Links: Messwerte, Approximationsfunktion und Bestimmtheitsmaß. Rechts: Vergleich der Tagessummen für 20 Tage und prozentuale Abweichungen

Auf der linken Seite von Abbildung 45 sind die im BHKW-Modell verwendete Kennlinie für die Motorwärme, die der Kennlinie zugrunde liegenden Messpunkte und ihr Bestimmtheitsmaß ($R^2=0.97$) dargestellt. Die rechte Seite der Abbildung illustriert die gemessenen und die nach dem Kennlinienmodell berechneten Tagessummen der BHKW-Motorwärme sowie die relativen Abweichungen zwischen gemessenen und simulierten Werten für den Zeitraum vom 1. bis 19. November 2013. Die Abweichung der vom Kennlinienmodell berechneten Motorwärme von den Messwerten liegt im betrachteten Zeitraum bei lediglich 0,05%.

3.4 Modellierung der Liegenschaft im Bestand (Q1)

Die erstellten und validierten Einzelmodelle werden zu einem Gesamtsystem verschaltet. Um das Systemverhalten qualitativ richtig wiederzugeben, muss die Systemhydraulik abgebildet werden. Auch hier gilt es, einen Kompromiss zwischen hinreichender Modellgenauigkeit (Druckverluste, Laufzeiten des Wassers) und guter Simulationsgeschwindigkeit zu finden. Des Weiteren wird eine Regellogik definiert, die das Verhalten einzelner Systemkomponenten (z.B. Erzeugerleistungen, Ventilstellungen, Soll-Vorlauftemperaturen) steuert. Eine Reihe von aggregierten Ausgangsgrößen und Analysewerkzeugen, welche die Auswertung des Systemverhaltens erleichtern, komplettiert das Gesamtsystem. Ein Modell des Gesamtsystems (IST-Zustand 2013) ist in Abbildung 46 dargestellt.

Eine wichtige Randbedingung der Systemsimulation bilden die zeitaufgelösten Strom-, Wärme- und Kältelasten, welche vom Energieanlagensystem gedeckt werden müssen. Um eine hinreichende Genauigkeit zu gewährleisten, müssen diese in mindestens stündlicher Auflösung vorliegen. Im Rahmen dieses Projektes wurde beschlossen, die Lastdaten des Gebäude Q1 aus den realen Messdaten zu entnehmen. Modell des Gesamtsystems (Stand IST 2013) mit Heiz- und Kältezentrale, Hydraulik, Regelung und Analyseblöcken. Erkennbar ist die Kopplung zwischen Heiz- und Kältezentrale über die Verbindung zwischen BHKW-Abgaswärmetauscher und Absorptionskältemaschine.

Entwicklung eines Energie- und Anlagenkonzeptes für den DEKRA-Campus unter Einbeziehung thermischer Speicher (AP 3)

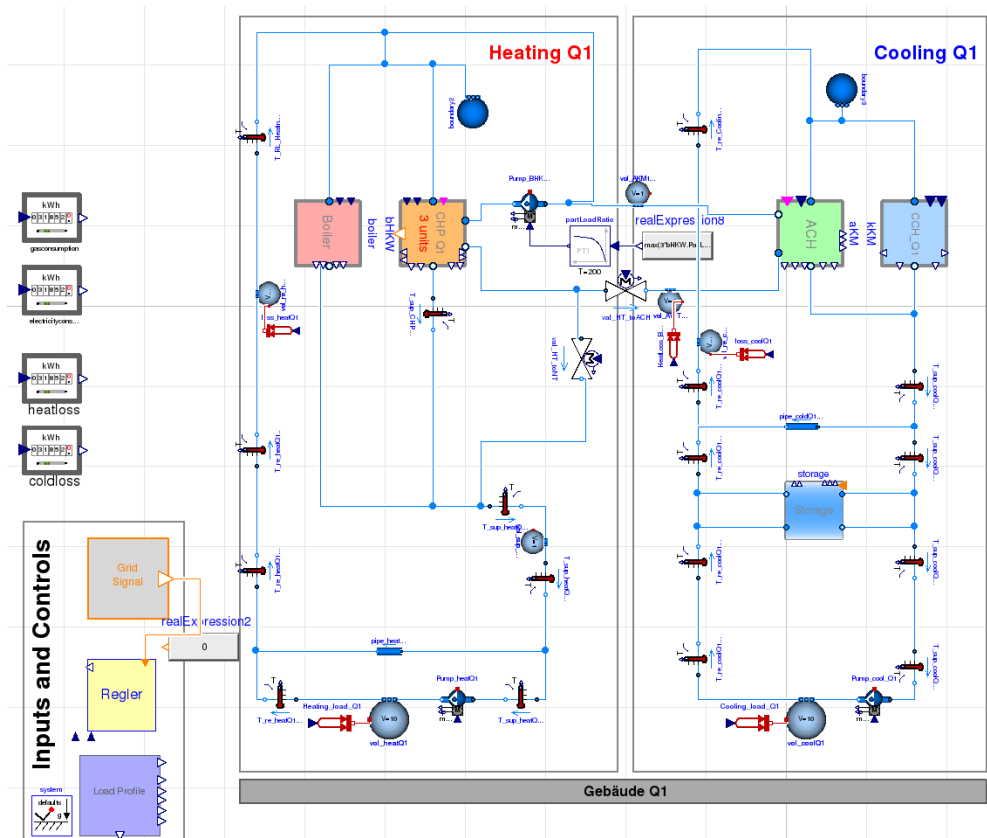


Abbildung 46: Simulationsmodell des Anlagensystems im Gebäude Q1 (Stand IST 2013)

3.5 Erweiterung um zweite Energiezentrale (Q1+Q4)

Weiterhin wurde ein erweitertes Anlagenkonzept mit Erweiterung um die neue Energiezentrale im Gebäude Q4 entwickelt. Gegenüber dem vorangehend beschriebenen System beinhaltet dies die folgenden Erweiterungen bzw. Modifikationen:

- Neues BHKW in Q4
- Neue Kältemaschine in Q4 mit Niedertemperatur-Wärmeauskopplung
- HT- und NT-Wärmenetz in Q2-Q4
- Kältenetz in Q2-Q4
- Verbindungsleitung HT-Wärme zwischen Q1 und Q4
- Verbindungsleitung Kälte zwischen Q1 und Q4
- Integration eines hybriden Kältespeichers, bestehend aus dem bestehenden Sprinklertank sowie dem neu aufgebauten LaNeGe-Speicher (teilweise mit PCM befüllt)
- Definition eines Betriebskonzeptes für den Gesamtcampus unter Berücksichtigung aller Komponenten und Kopplung der beiden Energiezentralen

Aufgrund der erweiterten und maßgeblich veränderten Anlagentopologie musste eine komplett neue Betriebsführungsstrategie entwickelt werden. Aufbauend auf den Erfahrungen mit dem ersten Simulationsmodell für die Energiezentrale im Gebäude Q1, welche ein großes Kostensparpotential durch Optimierung der Eigenstromversorgung identifiziert hatte, wurde die Regelung so konzipiert, dass im Referenzfall der Netzstrombezug minimiert wird. Gleichzeitig wurden weitere Betriebsmodi integriert, welche es ermöglichen, die Stromlast bzw. die Stromeinspeisung auf Netzanforderung zu maximieren und gleichzeitig die lokalen Wärme-, Kälte- und Stromlasten zu minimieren.

Entwicklung eines Energie- und Anlagenkonzeptes für den DEKRA-Campus unter Einbeziehung thermischer Speicher (AP 3)

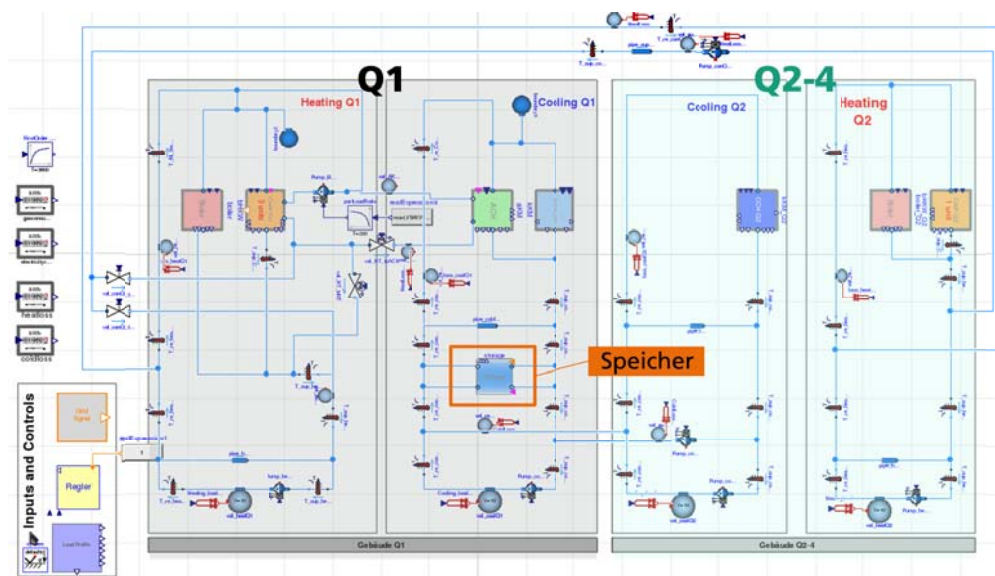


Abbildung 47: Simulationsmodell des erweiterten Anlagensystems (Stand IST 2016) inclusive Kältespeicher

Abbildung 47 zeigt einen Screenshot des Simulationsmodells. Darauf sind die beiden Energiezentralen in Q1 und Q4 mit deren Wärme- und Kälteversorgung und der neu errichtete Kältespeicher farblich hervorgehoben. Ebenfalls gut zu erkennen sind die Wärme- und Kälteverbindungen zwischen beiden Energiezentralen.

3.5.1 Betriebskonzept der Gesamtliegenschaft

Zur Regelung des Systems wurde ein modusbasiertes Betriebskonzept entwickelt. Hierbei werden, abhängig von der Lastsituation, unterschiedliche Betriebsmodi der Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung identifiziert. Die Regelung der einzelnen Erzeuger erfolgt fallabhängig je nach aktuellem Betriebsmodus. Die Bestimmung der Betriebsfälle und die Beschreibung des Regelkonzeptes in den jeweiligen Fällen wird in einem Entscheidungsbaumdiagramm dargestellt, wie beispielhaft in Abbildung 48 für die Wärmeerzeugung gezeigt ist.

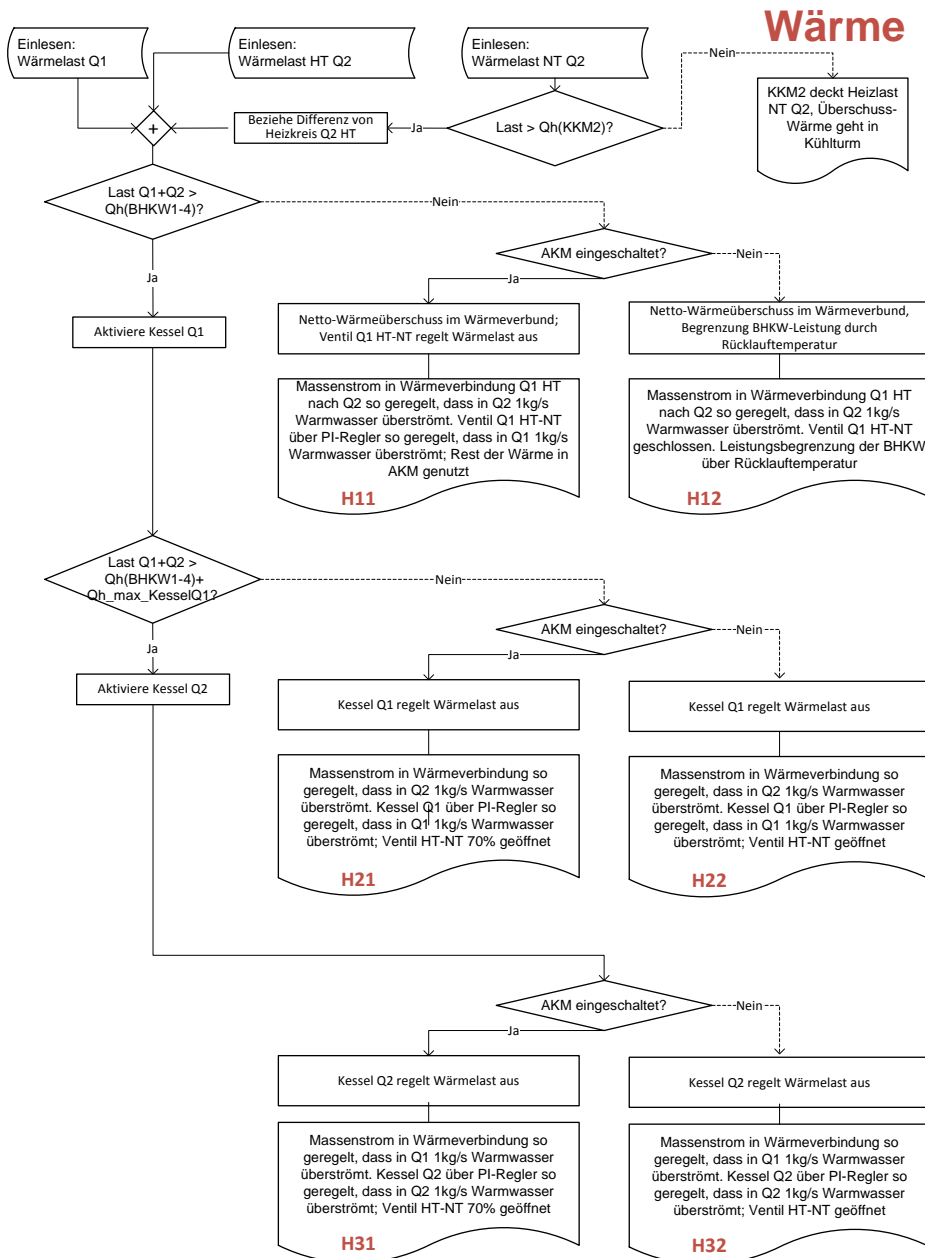


Abbildung 48: Ablaufdiagramm zur Bestimmung des Betriebszustandes in der Wärmeversorgung

Die BHKW werden stromgeführt betrieben, wobei eine „Wärme-Randbedingung“ in die Regelung einfließt. So wird die Stromproduktion gedrosselt, falls die BHKW-Abwärme nicht abgeführt werden kann, und erhöht, falls die Wärmeversorgung ohne BHKW-Abwärme nicht sichergestellt werden kann. Die übrigen Wärme- und Kälteerzeuger werden gemäß einer festgelegten Betriebsfolgeschaltung basierend auf der thermischen Lastanforderung zu- oder abgeschaltet werden.

Für die Analyse der Flexibilität bzw. erreichbare Netzdienlichkeit der Liegenschaft wurde weiterhin wurde eine Fallunterscheidung in der Betriebsfolgeschaltung eingeführt (siehe Abbildung 49). Diese richtet sich nach dem aktuellen Zustand im Netz: im Normalfall wird ein Nulllastabgleich angestrebt, d.h. die BHKW werden nach Möglichkeit so geregelt, dass die lokale Stromlast der Liegenschaft durch die eigene Erzeugung gedeckt wird. Bei Überschüssen erneuerbarer Energien wie Wind und PV im

Netz, wie sie perspektivisch ab ca. 2030 regelmäßig auftreten können, werden die BHKW nur betrieben, wenn dies aufgrund der Wärmelastanforderung erforderlich ist. Gleichzeitig wird stromverbrauchenden Kompressionskältemaschinen der Vorrang bei der Kälteerzeugung gegeben. Bei Spitzennachfragen nach Strom werden die BHKW maximal betrieben, wobei Einsatzgrenzen bzgl. der Temperaturen berücksichtigt werden.

Entwicklung eines Energie- und Anlagenkonzeptes für den DEKRA-Campus unter Einbeziehung thermischer Speicher (AP 3)

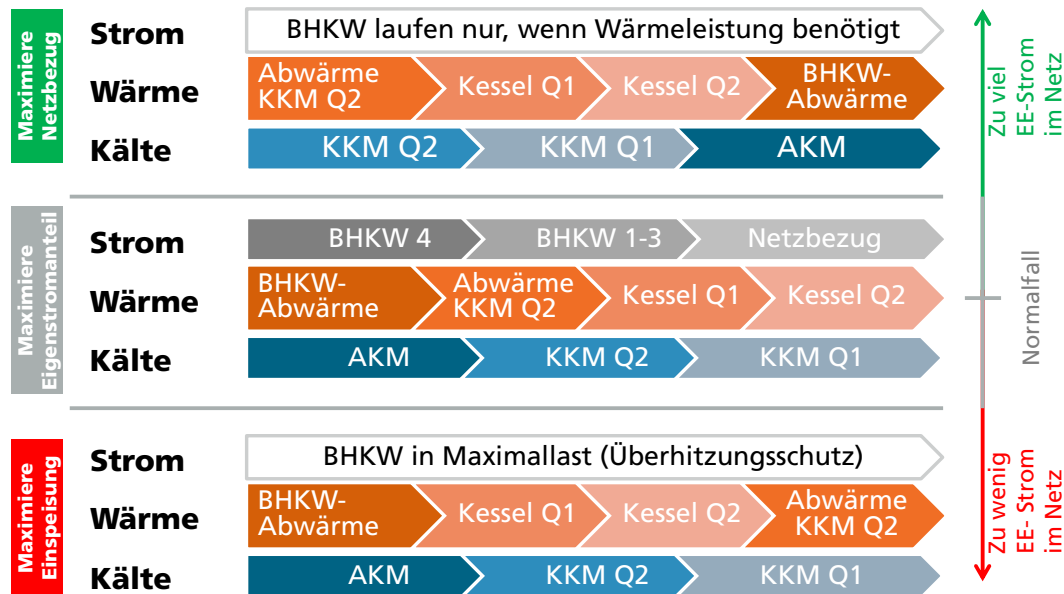


Abbildung 49: Betriebsfolgeschaltung für die Wärme-, Kälte- und Stromerzeuger der Liegenschaft in Abhängigkeit des Netzzustandes

In Anlehnung an dieses Gesamtbetriebskonzept wurde mit Hilfe von dynamischen Simulationen ein hierarchisches Regelkonzept für den Kältespeicher entwickelt, welches im folgenden Kapitel dargestellt ist.

4

Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)

Das Arbeitspaket 4 hat folgende Ziele:

- Auslegung des Latentwärmespeichers mittels Simulation
- Auswahl geeigneter Materialien und konstruktive Auslegung

Das Arbeitspaket 4 wurde vom Fraunhofer ISE und der Fact GmbH bearbeitet, mit Unterstützung der Dekra SE.

Das Berichtskapitel zu AP4 ist folgendermaßen gegliedert.

- In Kapitel 4.1 wird das Regelkonzept für den PCM-Speicher dokumentiert.
- In Kapitel 4.2 wird die Analyse der PCM-Systeme sowie die Dimensionierung des Latentwärmespeichers dargestellt

4.1 Regelkonzept des Speichers

Im LaNeGe-Projekt wird eine Maximierung der Kälte-Speicherkapazität angestrebt, um möglichst viel Lastverschiebungspotential zur Optimierung des Systembetriebes und der Netzdienlichkeit zur Verfügung zu haben. Angesichts der gegebenen Beschränkungen (Budget, Bauraum) wurde ein hybrides Speicherkonzept bestehend aus einem Sprinklertank aus dem Anlagenbestand, welcher mittels eines Wärmetauschers thermisch aktiviert wurde, sowie einem im Jahr 2015 neu aufgebauten Speicher (im Folgenden als „LaNeGe-Speicher“ bezeichnet) gewählt. Der LaNeGe-Speicher wurde so groß ausgelegt, dass der zur Verfügung stehende Bauraum vollständig ausgenutzt wird. Unter Ausnutzung des verfügbaren Budgets für PCM-Material wurde nur eine Hälfte mit PCM-Kapseln befüllt, während die andere Hälfte mit Wasser gefüllt ist. Dies hat den Vorteil, dass ein direkter Vergleich der PCM-befüllten Hälfte und der wasserbefüllten Hälfte bei identischer Geometrie und Volumen ermöglicht wird.

Die Hydraulik wurde so ausgelegt, dass der Speicher möglichst flexibel eingesetzt werden kann. Erstens können der LaNeGe-Speicher und der Sprinklertank wahlweise parallel betrieben werden, wodurch höhere Leistungen möglich sind, oder in Reihe verschaltet werden, wodurch niedrigere Wasseraustrittstemperaturen und somit eine tiefere Entladung des Speichers erreicht werden. Zweitens ist es möglich, LaNeGe-Speicher und Sprinklertank einzeln zu betreiben oder eine Hälfte des LaNeGe-Speichers (d.h. PCM-oder Wasserteil) einzeln abzuschalten. Dies ist insofern sinnvoll, als die Speicherbestandteile aufgrund ihrer heterogenen Eigenschaften unterschiedlich schnell be- und entladen werden. Drittens ist es bei der Entladung des Speichers möglich, das austretende Wasser wahlweise in den Vorlauf oder den Rücklauf des Kaltwassernetzes zu leiten („Rücklauf-Rücklauf-Verschaltung“), wobei letztere Option eine tiefere Speicherentladung ermöglicht.

Das für die Dekra-Liegenschaft entwickelte Speicherkonzept inklusive der zur Verschaltung der Speicher erforderlichen Hydraulik ist im Ergebnis vergleichsweise komplex. Um dennoch eine gute Verständlichkeit und Übertragbarkeit des Regelkonzeptes auf andere Anlagen und Systemtopologien zu ermöglichen, wurde ein hierarchisches Speicherkonzept entwickelt, welches aus unterschiedlichen Ebenen

(Levels) besteht. Diese Methode ist allgemein auf modulare und hierarchisch geordnete Speicher anwendbar und kann somit für Speicherkonzepte unterschiedlicher Komplexität eingesetzt werden. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass ein großer Teil der Regelung auf der jeweiligen Ebene dezentral erfolgt. Somit können einzelne Komponenten hinzugefügt oder entfernt werden, ohne dass die Speicherregelung grundsätzlich geändert werden muss. Es ist keine wesentliche Neuprogrammierung der zentralen Gebäudeleittechnik zur Integration des Speichers erforderlich. Für Bestandsanlagen wie die DEKRA-Liegenschaft ist dies äußerst vorteilhaft, da die vorhandene Steuer- und Regelungstechnik oft nur mit großem Aufwand um neue Funktionen erweitert werden kann.

Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)

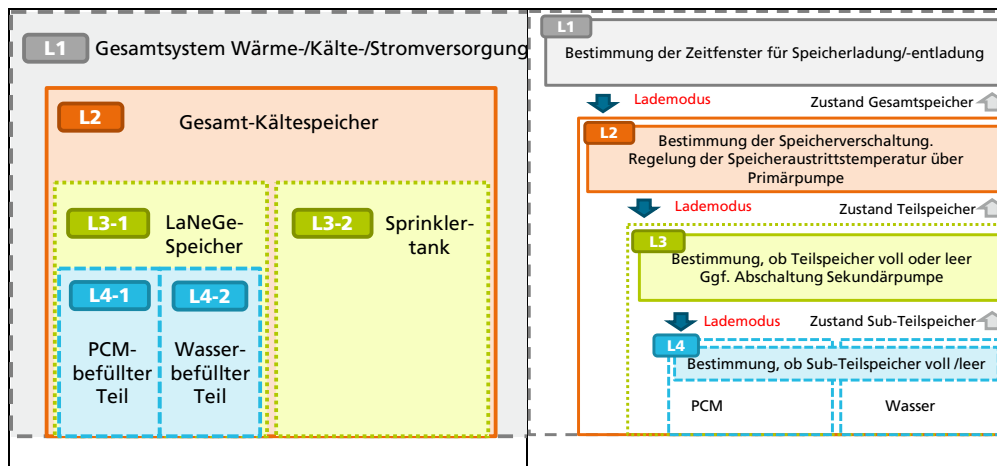


Abbildung 50: Ebenen (Levels) des hierarchischen Speicherregelungskonzeptes, Aufgaben der verschiedenen Levels und ausgetauschte Signale

Die gewählten Ebenen der Regelung orientieren sich am physikalischen Aufbau der Anlage. Sie sind mitsamt ihrer Aufgaben und zwischen den Ebenen ausgetauschten Informationen in Abbildung 50 dargestellt.

- Level 1: Gesamtsystem Wärme-/Kälte-/Stromversorgung der Liegenschaft (+ Stromnetz).
Auf der Ebene des Gesamtsystems wird entschieden, ob der Speicher be- oder entladen werden soll, um einen möglichst effizienten und netzdienlichen Betrieb zu ermöglichen. Auf Basis einer vorhergehenden Systemanalyse wird der Speicher nachts beladen und tagsüber entladen. Dadurch werden die Strom-, Wärme-, und Kältelastgänge in der Liegenschaft harmonisiert und zudem eine Netzentlastung erzielt, da die Residuallast in Deutschland in den Nachtstunden am niedrigsten und tagsüber (insb. in den Morgen – und Abendstunden) am höchsten ist, was sich u.a. auch in den stündlichen Börsenstrompreisen widerspiegelt. Weiterhin wird der Vergleich unterschiedlicher Betriebstage erheblich vereinfacht, da die Zeitfenster der Speicherbe- und -entladung übereinstimmen.
- Level 2: Gesamt-Kältespeicher, bestehend aus neu gebautem LaNeGe-Speicher und Sprinklertank (Anlagenbestand). Auf der Ebene des Gesamtspeichers wird, basierend auf dem Ladezustand der einzelnen Speicherteile und der Wasseraustrittstemperaturen, die hydraulische Speicherkonfiguration (serielle/parallele Verschaltung, Entladung in Vorlauf oder Rücklauf) festgelegt. Für den gewählten Fall werden die jeweils definierten Ventilstellungen und Regelsignale für die Pumpen an die Komponenten weitergegeben.

- Level 3: LaNeGe-Speicher (Level 3-1) und Sprinklertank (Level 3-2). Auf dieser Ebene wird ermittelt, ob der jeweilige Teilspeicher vollständig be- bzw. entladen ist oder noch für den aktuellen Lade-bzw. Entladevorgang zur Verfügung steht. Der LaNeGe-Speicher ist seinerseits unterteilt in zwei Speicherhälften, welche unabhängig voneinander betrieben werden können. Zur Bestimmung des Ladezustandes der Speicherhälften wurde daher eine weitere Ebene 4 eingeführt.
- Level 4: Hälften des LaNeGe-Speichers. Auf dieser Ebene wird auf Basis der Wasseraustrittstemperaturen bestimmt, ob die einzelnen Speicherhälften des LaNeGe-Speichers voll be- bzw. entladen sind oder für den aktuellen Lade-bzw. Entladezustand zur Verfügung stehen.

 Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)

Dreistufiger Ablauf der Regelaufgabe, Level 2

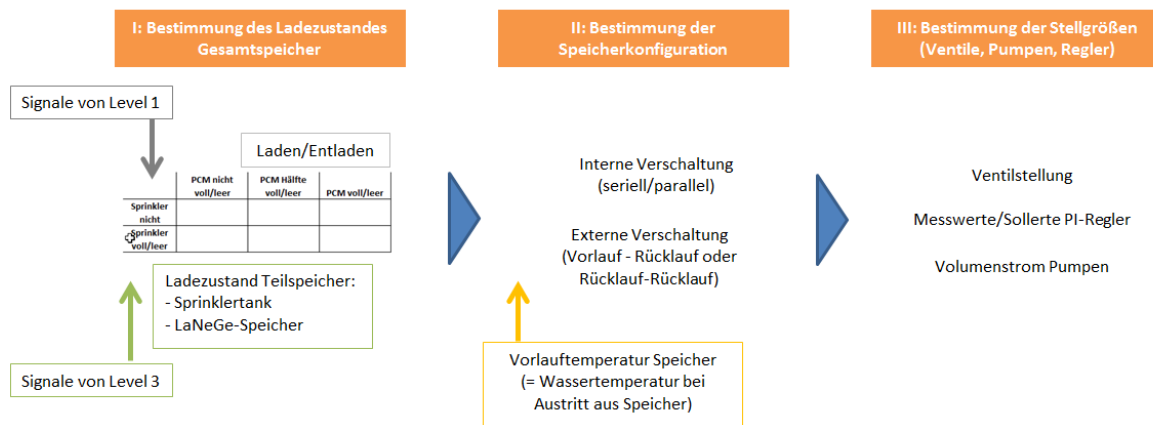


Abbildung 51: Dreistufiger Ablauf der Regelung auf Level 2: Bestimmung des Ladezustandes des Gesamtspeichers auf Basis des Signale von Level 1 und Level 3, Bestimmung der Speicherkonfiguration, Bestimmung von Stellgrößen

Abbildung 51 zeigt beispielhaft die Implementierung der Regelung auf Ebene 2. Zunächst wird der Gesamt-Ladezustand des Speichers auf Basis des von Ebene 1 vorgegebenen Lademodus (Laden bzw. Entladen) sowie der Zustände der einzelnen Speicherbestandteile ermittelt. Darauf basierend wird die interne und externe hydraulische Speicherverschaltung festgelegt. Im dritten Schritt werden Mess- und Sollwerte für die Regler, Ventilstellungen und Volumenströme an die Komponenten übermittelt.

Das hierarchische Speicherkonzept wurde in Form dynamischer Simulationen in Kombination mit der gesamten Wärme-/Kälte- und Stromversorgung implementiert und getestet und wurde mit nur geringfügigen Modifikationen von der Fa. Kieback&Peter (MSR-Dienstleister) im Auftrag der des Partners Dekra in der Dekra-Liegenschaft implementiert.

Die Simulationen deuten darauf hin, dass der Sprinklertank sowie die wasserbefüllte Hälfte des LaNeGe-Speichers zu Beginn eines Lade- bzw. Entladevorgangs eine relativ hohe Lade- bzw. Entladeleistung bereitstellen können und dann nach ca. 1-4 h – je nach Leistungsabruf - vollständig be- bzw. entladen sind, während der PCM-befüllte Teil des LaNeGe-Speichers eine deutlich höhere Speicherkapazität mit geringerer

Leistung bereitstellt. Eine detaillierte Auswertung der Performance des Speichers und seiner Bestandteile erfolgt auf Basis der im realen Betrieb gemessenen Daten.

Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)

4.2 Evaluierung Latentwärmespeicher

Latentwärmespeicher bieten besonders bei geringen Temperaturdifferenzen deutlich höhere Speicherdichten als dies mit Wasser als Speichermedium möglich ist. Abbildung 52 stellt die theoretisch erzielbare Speicherdichte gegenüber Wasser in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz, mit der eine Anwendung (Temperaturspreizung) betrieben wird und der Wärmekapazität von PCM dar. Aus der Graphik ist zu erkennen, dass der Speicherfaktor gegenüber Wasser mit steigender Temperaturdifferenz stark abnimmt. So reduziert sich z.B. bei einer Speicherdichte von 200 kJ/l der Speicherfaktor gegenüber Wasser von vier bei einer Temperaturdifferenz von etwa 13 K auf etwa zwei bei einer Temperaturdifferenz von etwa 30 K. Aus diesem Grund sind für die latente Wärmespeicherung besonders Systeme geeignet, die bei vergleichsweise geringen Temperaturspreizungen – wie z.B. Kältesysteme - arbeiten.

Weitere Anforderungen an Latentwärmespeicher bzw. an die genutzten PCM sind:

- I. Schmelzen und Kristallisieren in einem engen Temperaturbereich,
- II. hohe Speicherdichte,
- III. hohe Be- bzw. Entladeleistung und
- IV. Hohe Stabilität des Systems auch bei der Nutzung von Wasser als Wärmeübertragungsmedium.

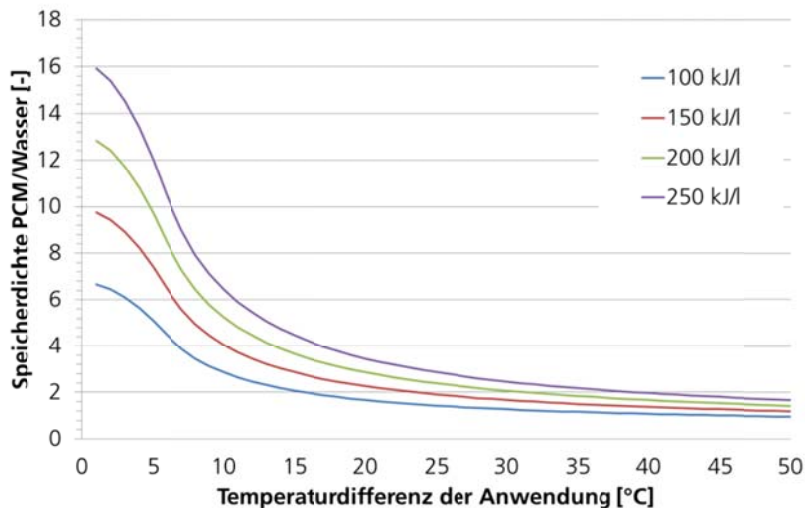


Abbildung 52: Speicherdichte von PCM im Vergleich zu Wasser in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz

4.2.1 Phasenwechselmaterialien

Abbildung 53 gibt eine Übersicht der Schmelzwärmen und Schmelztemperaturen von Phasenwechselmaterialien (engl. Phase Change Material, PCM) für den Temperaturbereich von 0 bis 40 °C. Der Großteil der dargestellten Materialien ist kommerziell verfügbar. Im Temperaturbereich zwischen 10 und 20 °C sind dies organische PCM (z.B. RT15, Parafol) und anorganische PCM (mit „S“ bezeichnete Materialien). Wird die volumenbezogene Schmelzwärme berechnet zeigt sich, dass die

anorganischen Materialien eine höhere Speicherdichte aufweisen (Abbildung 54). Im Temperaturfenster des Dekra-Kältesystems liegen die Materialien H11, RT12, RT15, A15, A16, Parafol 16-95, S13, S15 und S17. Die Materialien H11, S13, S15 und S17 haben die höchsten Speicherdichten, wobei das Material H11 bei diesem Vergleich mit etwa 280 kJ/kg den besten Wert aufweist. Dieses Material liegt jedoch am unteren Rand des Temperaturfensters und zeigt in der T-History-Analyse des Herstellers eine hohe Unterkühlung (vgl. Abbildung 55), so dass es erst bei etwa -5 °C kristallisiert und nicht als PCM im Dekra-System in Frage kommt. Die Materialien S13 – S17 liegen am besten im Zieltemperaturbereich des Dekra-Kältesystems und erreichen gleichzeitig sehr hohe Speicherdichten. Deshalb wurden Proben dieser Materialien genauer hinsichtlich ihres Schmelzverhaltens charakterisiert.

Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)

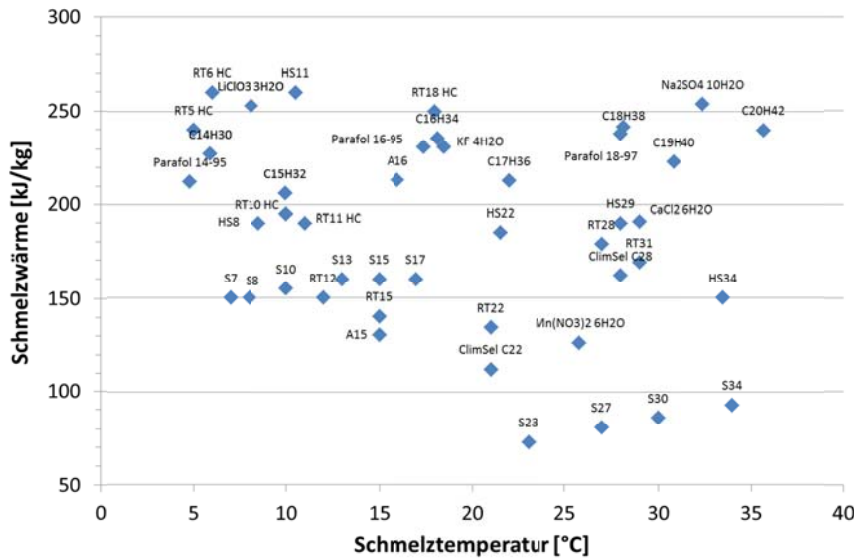


Abbildung 53: Massenbezogene Schmelzwärme PCM

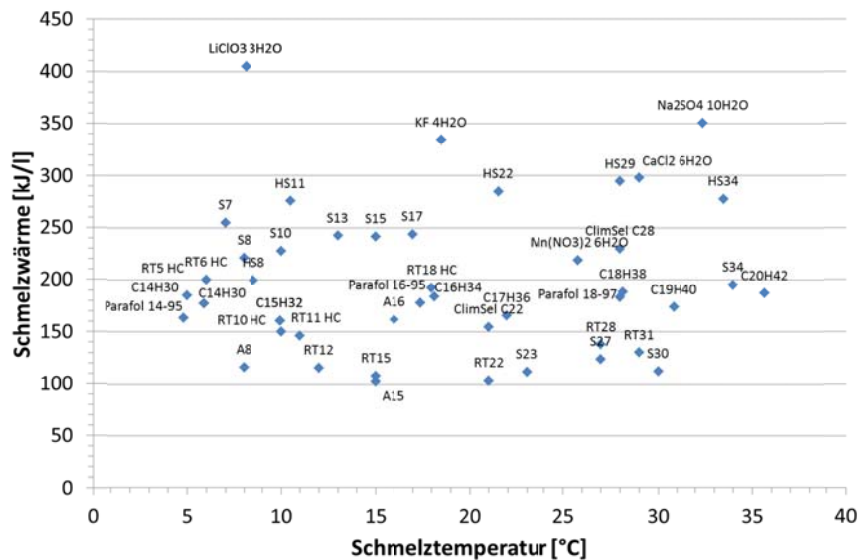
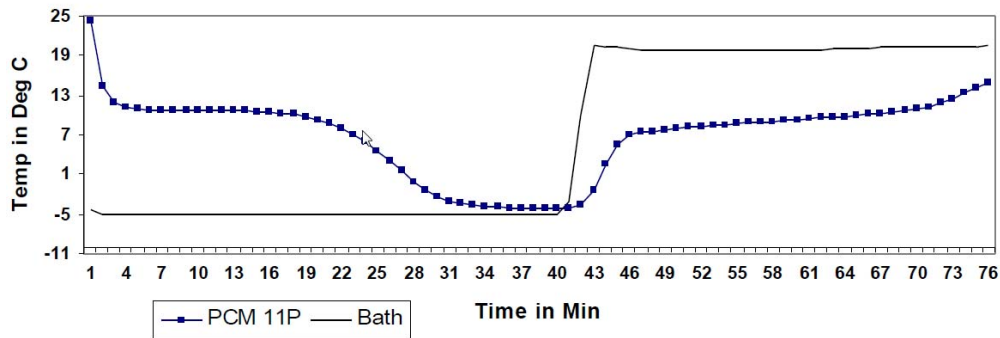


Abbildung 54: Volumenspezifische Schmelzwärme von PCM



 Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem
 des DEKRA-Campus (AP 4)

Abbildung 55: T-History-Ergebnis H11 (aus Datenblatt des Herstellers)

Die Bestimmung der Enthalpie dieser Materialien wurde mit Hilfe des 3-Schichtkalorimeters am Fraunhofer ISE durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 56 dargestellt. Sie zeigen, dass S13 eine vergleichsweise geringe Änderung der Enthalpie beim Schmelzen aufweist die deutlich unter den Herstellerangaben liegt. Gleichzeitig liegt die Kristallisationstemperatur mit etwa 8 °C zu tief um es im Dekra-Kältesystem zu regenerieren. S15 und S17 zeigen eine in etwa dem Datenblatt entsprechende Schmelzwärme, wenn beim S15 ein Temperaturbereich von 8 bis 16 °C bzw. von 8 bis 22 °C beim S17 genutzt wird (vgl. Abbildung 53). Das S17 schmilzt bei einer zu hohen Temperatur, so dass das Aufschmelzen im Dekra nicht machbar wäre. Das S15 liegt mit seiner Schmelzkurve genau im angestrebten Temperaturbereich zwischen 12 und 18 °C. Es schmilzt bei etwa 15 °C, Kristallisiert bei etwa 13 °C und weist in diesem Temperaturbereich eine Enthalpieänderung von etwa 110 kJ/kg auf. Mit etwa 2 K zeigt es im Vergleich zu den beiden anderen Materialien eine deutlich geringere Unterkühlung. Das S15 wird in zwei Qualitätsstufe (High-Grade, Low-Grade) angeboten. Tabelle 8 vergleicht die Kenndaten beider Materialien. Abbildung 57 stellt hierzu die Speicherdichten und die relativen Kosten der beiden Materialqualitäten gegenüber. Aufgrund der höheren Schmelzwärme aber nur geringfügig höheren Kosten pro kWh wurde S15 High-Grade für den Latentwärmespeicher im Projekt ausgewählt.

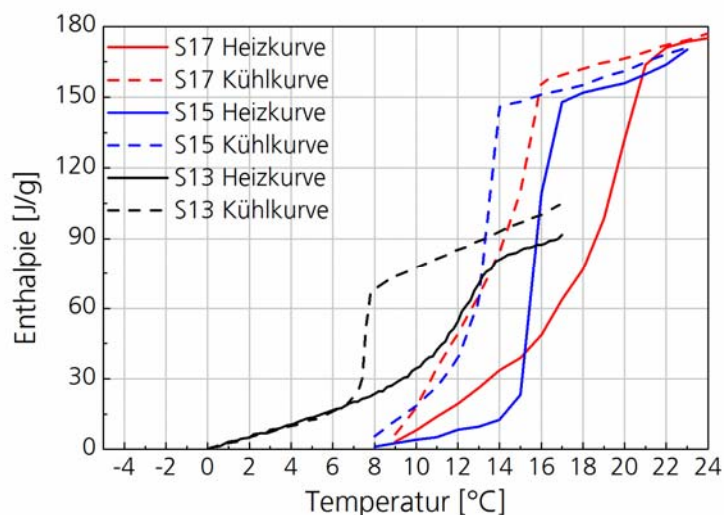


Abbildung 56: Vergleich der Schmelz und Kristallisationsverhaltens der Salzhdrate S13, S15 und S17. Gemessen mit dem 3-Schichtkalorimeter

Tabelle 8: Kenndaten S15 hohe Qualität (High Grade, HG) und niedrige Qualität (Low Grade, LG)

Material	Dichte [kg/l]	Schmelzwärme [kJ/kg] (Nutzbar 12 -18°C)	Speicherdichte [kJ/l] 12 – 18°C
S15 High Grade	1,5	135 (110)	165
S15 Low Grade	1,5	60 (50)	75

Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)

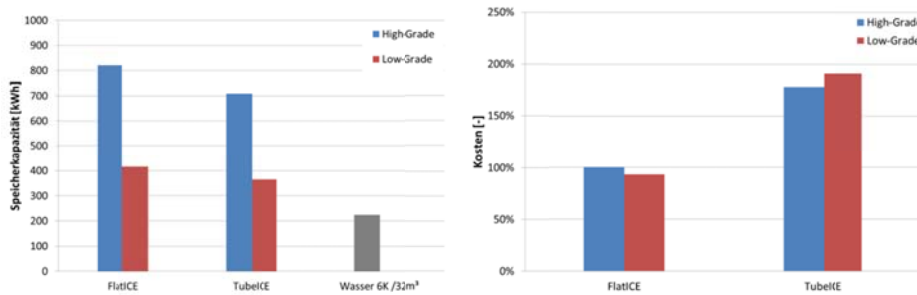


Abbildung 57: Rechnerische Speicherkapazität des Speichers bei einem Volumen von 32 m³ (links), relative Kosten pro kWh der Kapselformen FlatICE und TubeICE bezogen auf die Kosten der FlatICE-Kapseln mit High-Grade S15

4.2.2 Systemkonzepte Latentwärmespeicher

Um PCM in einen Latentwärmespeicher zu integrieren kommen drei verschiedenen Konzepte in Fragen (Abbildung 58):

- Immersed Heat Exchanger Konzept (getauchter Wärmeübertrager)
- Makrokapsel Konzept
- PCM-Slurry Konzept

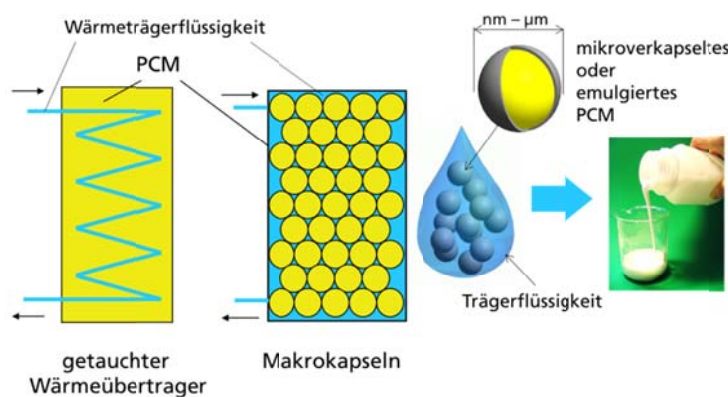


Abbildung 58: Systemlösungen PCM-Speicher

Beim Immersed Heat Exchanger Konzept werden Wärmeübertrager, die eine vergleichsweise große Übertragungsfläche aufweisen in das PCM eingetaucht. Hier werden Konzepte mit Kapillarrohren oder berippten Rohren (Lamellenwärmeübertrager) verfolgt. Mit großen Wärmeübertragerflächen können mit

diesem Konzept hohe Lade- und Entladeleistungen erzielt werden. Abbildung 59 zeigt beispielhaft eine Leistungscharakterisierung eines Immersed Heat Exchanger Speichers und eine Makrokapsel-Speichers¹. Das Immersed Heat Exchanger Konzept führt aber häufig bei der Nutzung von Salzhydraten als PCM zur Instabilität der PCM, z.B. durch Segregation des PCM. Bei der Nutzung von Salzhydraten sind zudem häufig Wärmeübertrager aus Edelstahl notwendig, was zu vergleichsweise hohen Kosten führt.

Das Makrokapselkonzept ist das am weitesten verbreitete Latentwärmespeicherkonzept. Es erlaubt die Nutzung vieler verschiedener PCM. Durch kleinvolumige Verkapselung kann die Segregation von PCM unterdrückt werden. Die Lade- und Entladeleistung wird primär durch die Oberfläche der Kapsel und der Wärmeleitfähigkeit des PCM bestimmt. Es können sowohl organische PCM wie Paraffine als auch anorganische PCM wie Salzhydrate verkapselt werden. Bei Salzhydraten werden häufig wegen der Gefahr der Korrosion Verkapselungen aus Kunststoff eingesetzt jedoch muss hier auch verhindert werden, dass sich der Wasseranteil im Salzhydrat ändert, weswegen das Kapselmaterial auch weitgehend diffusionsdicht gegenüber Wasser bzw. Wasserdampf sein sollte. Paraffine kriechen sehr stark – auch durch Kunststoffe – weshalb häufig metallische Kapseln eingesetzt werden.

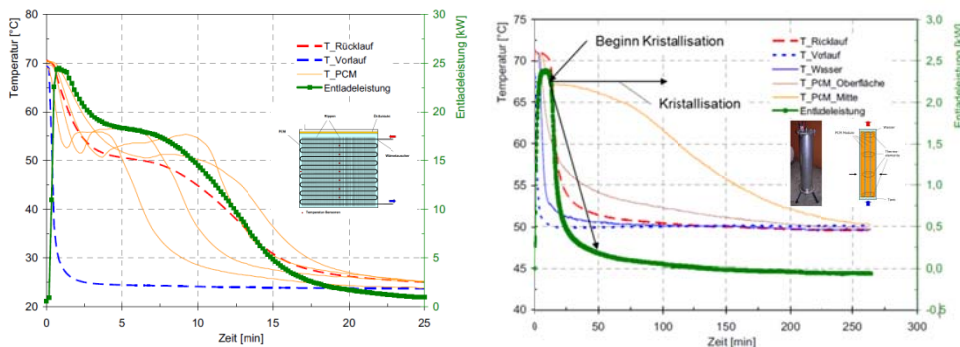


Abbildung 59: Vergleich der Entladeleistung eines Immersed Heat Exchanger Konzepts (links) mit dem einem Makrokapsel-Speicher¹

PCM-Slurries befindet sich derzeit in der Entwicklung und sind noch nicht kommerziell verfügbar. Bisher werden vor allem Dispersionen aus organischen PCM und Wasser entwickelt. Mit dem PCM-Slurry-Konzept können Speicherkomponente (z.B. Tank) und Leistungskomponente (z.B. Plattenwärmeübertrager) voneinander getrennt werden, was eine unabhängige Dimensionierung erlaubt.

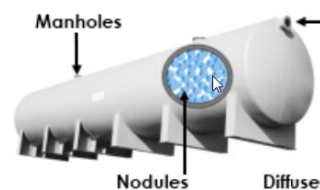
Bei den beiden erst genannten Konzepten ist die Speicherkapazität und die Lade- bzw. Entladeleistung durch das Volumen des Wärmeübertragers bzw. der Kapsel und der Oberfläche miteinander verknüpft. D.h. bei einem bestimmten Wärmeübertrager- oder Kapseltyp kann die Leistung nur durch die Vergrößerung des Volumens des Speichers erhöht werden.

¹W. Streicher et al. Fortschrittliche Wärmespeicher Erhöhung von solarem Deckungsgrad und Kesselnutzungsgrad und Emissionsverringern durch verringertes Takten, Projekt zum IEA-SHC Task 32, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 2007

Ziel des LaNeGe-Projektes ist es kommerziell verfügbare Latentwärmespeichersysteme zu nutzen. So wurde auch eine Recherche zu den kommerziell verfügbaren Systemen durchgeführt. Die Recherche zeigt, dass vergleichsweise viele unterschiedliche Systeme entwickelt werden, jedoch zum Zeitpunkt der Recherche vergleichsweise wenige Systeme kommerziell verfügbar sind. Abbildung 60 stellt beispielhaft vier verschiedene kommerziell erhältliche Latentwärmespeichersysteme dar, die als Makrokapselsysteme bzw. Immersed-Heat-Exchanger Systeme ausgeführt sind. Des Weiteren wurde festgestellt, dass der Großteil der sich in Entwicklung befindenden Latentwärmespeicher für die Anwendung im Wärmebereich (40 – 90 °C) ausgelegt sind. Mit Ausnahme der Eisspeicher werden dagegen nur wenige Systeme zur Speicherung von Kälte bei vergleichsweise geringen Temperaturdifferenzen entwickelt bzw. kommerziell angeboten. Im Folgenden werden die Hauptergebnisse der Recherche dargestellt. Tabelle 9 gibt einen Überblick der untersuchten Speichersysteme.



www.pcmproducts.net



www.cristopia.com



www.fsava.de



www.powertank.de

Abbildung 60: Übersicht verschiedener kommerzieller Latentwärmespeicherlösungen, oben Makrokapselsysteme, unten Systeme mit in das PCM eingetauchte Wärmeübertrager (engl. Immersed Heat Exchange)

Eine genauere Analyse der Systeme auf Basis der Datenblätter der Hersteller zeigt, dass Speicherdichten realisiert werden können, die bis zu einem Faktor von 8 höhere liegen als ein Kaltwasserspeicher, der bei einer Temperaturdifferenz von 6 K betrieben wird. Jedoch zeigt sich auch, dass besonders die Lade- und Entladeleistung der untersuchten Systeme gering ist. Tabelle 9 gibt eine Übersicht der technischen Daten der PCM-Systeme. Die Systeme von NG¹, IES-AG und fsava sind Immersed Heat Exchanger Systeme und wurden zur Wärmespeicherung im Temperaturbereich zwischen etwa 30 und etwa 90 °C entwickelt. Zum Entladen stehen hier vergleichsweise hohe Temperaturdifferenzen zwischen PCM und Wärmeübertragungsmedium (engl. Heat Transfer Fluid, HTF) zur Verfügung, so dass hohe Lade- und Entladeleistungen erzielt

¹ Diese Firma stellte die Daten nur unter der Bedingung zur Verfügung, nicht im Bericht genannt zu werden.

werden. Bei einem Kältespeicher ist diese Temperaturdifferenz klein, damit begrenzt sie sehr stark die Leistung des Speichers, so dass diese Speicher als nicht geeignet für den Einsatz als Kältespeicher bewertet werden müssen.

Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)

Die Speichersysteme der Firmen Cristopia und PCM-Products basieren auf der Makroverkapselung von PCM. Der Hersteller Cristopia fertigt Latentwärmespeicher bzw. PCM-Makrokapseln in Kugelform. Diese werden primär zur Verkapselung von Wasser zur Eiszeugung eingesetzt. Cristopia liefert keine Latentwärmespeicher mit Speichertemperaturen über 0 °C. Eine Verkapselung des S15 ist nicht möglich.

Mit dem von der Firma PCM-Products angebotenen FlatICE-bzw. TubelICE-System wurden bereits Kältespeicher realisiert. Der Hersteller garantiert die Stabilität der Kapseln auch bei Umströmung mit Wasser. Mit den beiden Kapselsystemen kann auch das Salzhydrat S15 verkapselt werden.

Sowohl Cristopia als auch PCM-Products bietet fertige Speichersysteme an (Kapseln und Behälter (Tank)). Jedoch werden bei beiden Systemen die Tanks komplett geliefert und vor Ort aufgestellt. Eine Integration der Speicher in bestehende Gebäude ist nur möglich, wenn der Tank an einem Stück in das Gebäude eingebracht werden kann (vgl. Abbildung 60).

Weitere Kapseln wurden hinsichtlich des Einsatzes in einem Kältespeicher evaluiert (Tabelle 10). Die Recherche zeigt, dass Kapseln oft nicht für die Umströmung mit Wasser geeignet sind (z.B. CSM-Platte), sehr oft aber auch keine Spezifikationen durch die Hersteller zur Verfügung gestellt werden bzw. keine Angaben zu den Leistungen und Kosten genannt werden.

So zeigt die Analyse, dass auf Basis der Verfügbaren Daten das FlatICE- bzw. TubelICE System des Herstellers PCM-Products am besten geeignet erscheint einen Kältespeicher auf Basis bestehender PCM-Produkte zu realisieren.

Tabelle 9: Übersicht über kommerziell verfügbare Speichersysteme (Hersteller NG stellte seine Daten nur unter der Voraussetzung nicht im Bericht genannt zu werden zur Verfügung)

Kategorie	Einheit	NG	PCM-Products	IES-AG	fsave	cristopia	Wasser
Speicherdichte	[kWh/m³]	16	50	36	50	55	7
Temperaturspannung	[°C]	55-65	5-12	?	33-83	?	6
Leistung Entladung (Heizen)	[kW/m³]	10	15	15	?	?	70 (bei 10 m³/h)
Leistung Beladung (Kühlen)	[kW/m³]	6	7,5	?	3	7	70 (bei 10 m³/h)
ΔT zum HTF	[K]	40	5	30	20	60	-

Tabelle 10: Kommerzielle Kapselsysteme für PCM

 Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)

 <p>www.rubitherm.eu</p>	<p>CSM-Platte Material: Aluminium Abmessung: 450 x 300 x 10/15 mm³ PCM: Anorganische und organische PCM Anwendung: nur Luftsysteme</p>
 <p>www.cristopia.com</p>	<p>Nodule Material: Mischung aus Polyolefinen Abmessung: Durchm. Ca. 10 cm PCM: Wasser/Eis Anwendung: Eisspeicher</p>
 <p>www.pcmproducts.net</p>	<p>FlatICE / TubelICE Material: HDPE Abmessungen: 500 x 250 x 45 mm³ / 50 x 1000 mm PCM: organische und anorganische PCM Anwendung: PCM-Speicher Wasser-, Luftsysteme</p>
 <p>www.teappcm.com</p>	<p>Bottles / Balls Material: Edelstahl Abmessungen: verschiedene Volumina, keine genauen Information PCM: organische und anorganische Anwendung: keine Information Keine weiteren Informationen durch TEAP, kein Leistungsangaben / Kosten genannt</p>
 <p>www.salcabv.nl</p>	<p>Thermupods Material: Folienverbund Abmessungen: wenige cm (keine genauen Angaben durch Hersteller) PCM: keine Information Anwendung: Luftsysteme, kein Kosten genannt</p>

4.2.3 Speicherkonzept und Charakterisierung der Leistung

Der Standort des Speichers im Untergeschoss der Gebäudes Q1 erfordert einen Aufbau des Speichertanks vor Ort. Damit ist es nicht möglich das von PCM-Products angeboten Speichersystem inclusive Tank (vgl. Abbildung 58) in das Dekra-Kältesystem zu integrieren. Wie Abbildung 61 zeigt, wird der Standort des Speichers durch die in der Technikzentrale des Gebäudes Q1 stehende Kompressionskältemaschine (KKM), der Hydraulik der bestehenden Kälte und Wärmeversorgung sowie zwei Säulen begrenzt. Maximal stehen so als Grundfläche 2,5 m mal 7,2 m zur Verfügung. Wie aus dem 3D Scann in Abbildung 61 hervorgeht wird der Standort des Speichers nach oben durch Rohre beschränkt, sodass eine Maximale Bauhöhe von etwa 3 m möglich ist.

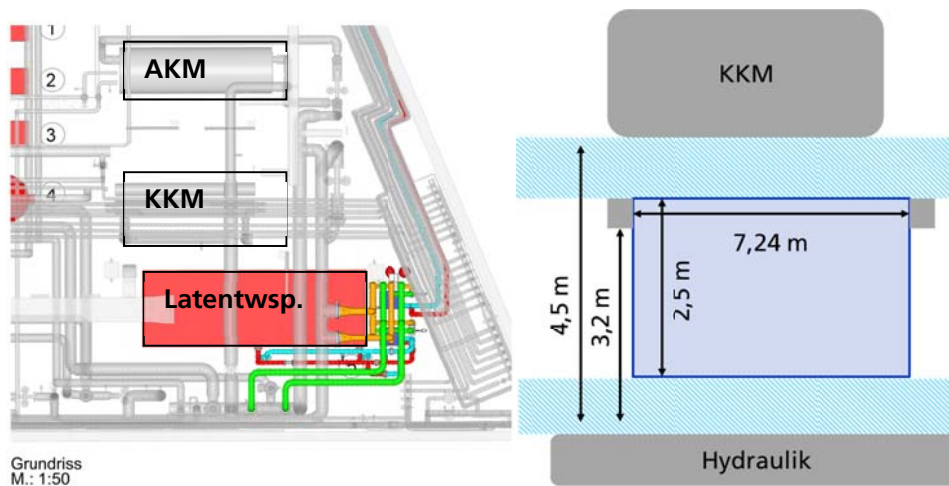
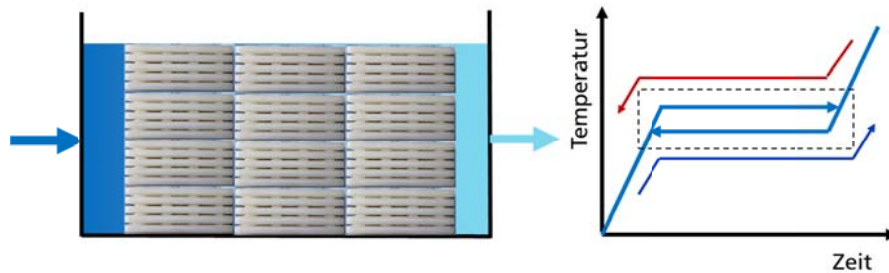


Abbildung 61: 3D-Scann der Technikzentrale im Gebäude Q1, Sicht von oben (links, Fact GmbH) und Skizze des Standorts für den Latentwärmespeicher mit Maximalabmessungen (rechts).

Aufgrund möglicher Segregation des S15 wird vom Hersteller eine horizontale Anordnung der FlatICE- bzw. TubelICE-Kapseln im Speicher empfohlen bzw. eine Gewährleistung der Stabilität nur bei dieser Anordnung gegeben. Dies erfordert eine horizontale Durchströmung des Speichers. Aufgrund des Phasenübergangs des PCM ist beim Beladen des Speichers mit Kälte zu erwarten, dass die Kaltwassertemperatur am Ausgang des Speichers unterhalb der Kristallisationstemperatur liegen wird und beim Entladen oberhalb der Schmelztemperatur (vgl. Abbildung 62). Dies limitiert die Leistung des Speichers zusätzlich zur geringen Wärmeleitfähigkeit des PCMs.

Die maximale Anströmfläche der PCM-Kapseln im Speicher beträgt ca. 5 m² (2,5 x 2 m²), so ist bei einer direkten Anströmung der gesamten Fläche eine ungleichmäßige Strömung im Speicher zu erwarten. Aus diesem Grund wird eine Unterteilung des PCM-Speichers und eine mäandernde Strömungsführung nach Abbildung 63 geplant. Durch die Unterteilung des Speichers wird erreicht, dass das in den Speicher einströmende Wasser auf eine deutlich kleinere Fläche verteilt werden muss und sich eine höhere Strömungsgeschwindigkeit einstellt, die zu einer homogenen Strömungsverteilung zwischen den einzelnen Lagen der Kapseln beiträgt.



 Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem
 des DEKRA-Campus (AP 4)

Abbildung 62: Durchströmung des Latentwärmespeichers bei Nutzung der FlatICE-Kapseln. Schematische Darstellung des Temperaturverlaufes beim Beladen und Entladen.

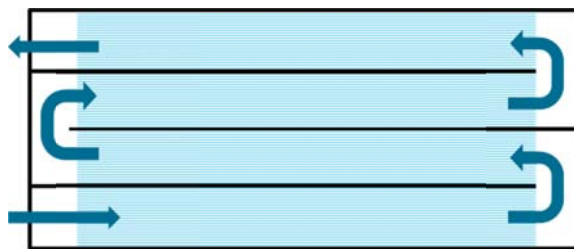


Abbildung 63: Mäandernde Strömungsführung im Latentwärmespeicher

Um das Speicherkonzept bzw. die Leistung der FlatICE- und TubelICE-Kapseln zu prüfen wurde am Fraunhofer ISE ein Testspeichersystem im Labor (im folgenden Laborspeicher genannt) aufgebaut. Nach den Herstellerangaben erreicht das TubelICE-System eine höhere Leistung als das FlatICE-System. Um dies zu überprüfen wurde am Fraunhofer ISE beide Kapselsysteme vergleichend untersucht. Abbildung 64 zeigt den Testaufbau mit den FlatICE- (links) und TubelICE-Kapseln (rechts). Der Laborspeicher hat die Abmessungen $2 \times 0,5 \times 0,5 \text{ m}^3 = 0,5 \text{ m}^3$. Die PCM-Kapseln werden im Experiment frontal angeströmt. Beim TubelICE ergeben sich die Strömungskanäle durch die horizontale Stapelung der zylinderförmigen Kapseln. Beim FlatICE werden die Strömungskanäle durch etwa 4 mm dicke Abstandshalter bzw. Noppen zwischen den einzelnen Lagen gewährleistet. So ist bei beiden Systemen kein zusätzlicher konstruktiver Aufwand zur Realisierung der Strömungskanäle zwischen den Kapseln notwendig.

Zur Bestimmung der Belade- und Entladeleistung wurde der Speicher mit Volumenströmen von 726, 1500 und 2000 l/h durchströmt. Zur Ermittlung der Beladeleistung wurde der Speicher zunächst auf die Starttemperatur (18, 20 oder 24 °C konditioniert und dann mittels eines Temperatursprunges auf die Beladetemperatur (12, 10 bzw. 4 °C) gekühlt. Die Entladeleistung wurde durch Konditionierung auf die entsprechende Beladetemperatur und anschließendem Sprung auf die Entladetemperaturen (18, 20 oder 24°C) bestimmt. Die Leistung ergibt sich aus dem Produkt der sich einstellenden Temperaturdifferenz zwischen Eingang und Ausgang des Speichers, dem eingestellten Volumenstrom bzw. Massenstrom und der spezifischen Wärmekapazität von Wasser mit 4,189 kJ/kg K. Die Temperatursensoren wurden auf 0,05 K genau kalibriert, der Fehler der Volumstrommessung liegt bei unter 1 %. Die Dichte des Wassers wurde mit 999,7 kg/m³ angenommen. Für die Auswertung und den Vergleich wurden die Leistungsbereiche herangezogen, in denen der Phasenübergang der PCM stattfindet. So werden die Phasen zu Beginn einer Be- und Entladung, bei denen primär das konditionierte Wasser aus dem Speicher geschoben wird nicht berücksichtigt.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Leistung bei beiden Systemen nicht deutlich unterscheiden (Abbildung 65). Das TubelCE-System zeigt beim Schmelzvorgang (Entladen) eine etwa 20 % höhere Leistung als das FlatICE-System, beim Kristallisieren (Beladen) ist die Leistung jedoch nicht höher.

Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)

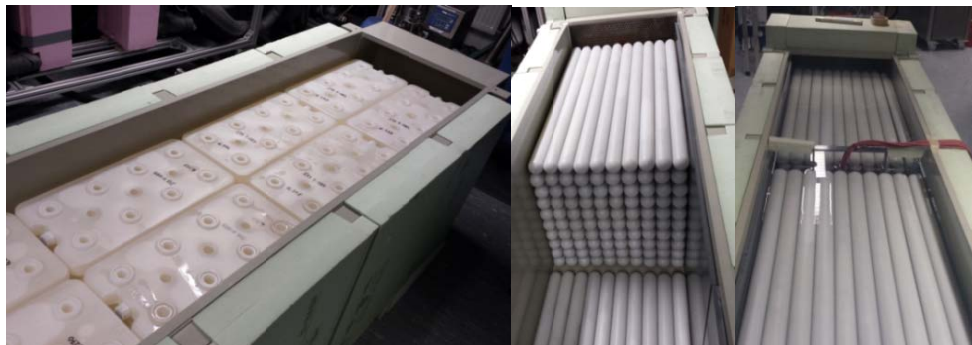


Abbildung 64: Testspeicher zur Untersuchung von PCM-Kapselsystemen links gefüllt mit FlatIce, rechts gefüllt mit Tubelce

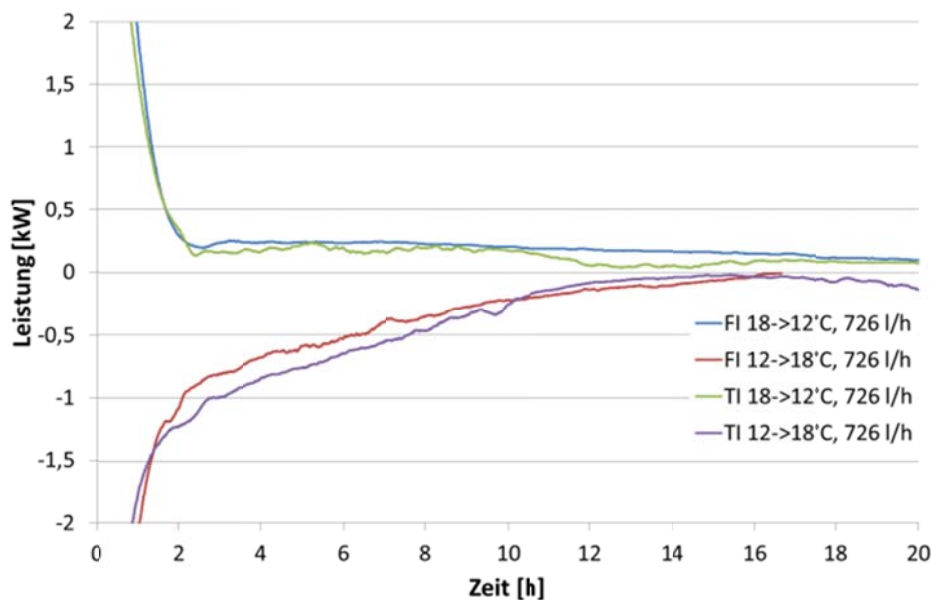
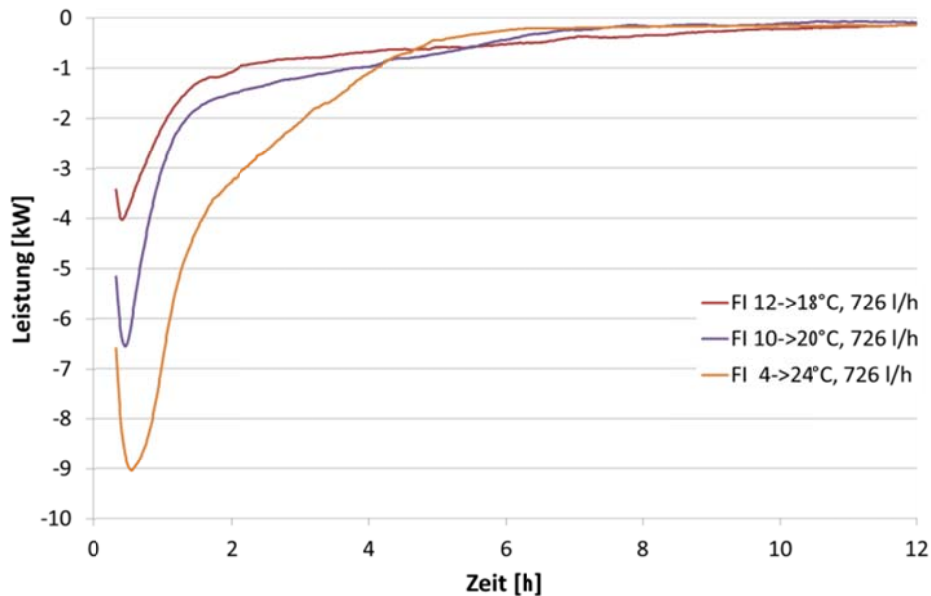


Abbildung 65: Leistungscharakterisierung Tubelce und FlatIce im Vergleich. Messkurve für Beladen (Abkühlen) und Entladen (Aufwärmen) bei 726 l/h

Die Beladeleistung bei einem Volumenstrom von 726 l/h ist mit etwa 0,5 kW/m³ deutlich geringer als die Entladeleistung, die bei etwa 2 kW/m³ beginnt und sich kontinuierlich mit der Entladung verringert, so dass im Mittel etwa 1 kW/m³ zur Verfügung steht. Eine Erhöhung der Temperaturspreizung über dem Speicher erhöht die Leistung deutlich (Abbildung 66), verringert aber den Vorteil eines Latentwärmespeichers hinsichtlich der Speicherkapazität gegenüber einem Wasserspeicher (vgl. Abbildung 52). In den Experimenten konnte keine Verbesserung der Leistung durch die Erhöhung des Volumenstroms erzielt werden. Es zeigt sich, dass bei einer Erhöhung des Volumenstromes von 726 l/h auf 1500 l/h und einer Temperaturspreizung von 12 – 18 °C die Leistung nicht zunimmt sondern sich deutlich verringert (Abbildung 67). Dies deutet darauf hin, dass hinsichtlich der Leistung die Wärmeleitfähigkeit des PCM ausschlaggebend ist und die Leistungscharakteristik des Latentwärmespeichers dominiert.



Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)

Abbildung 66: Entladeleistung Testspeicher bei Variation der Temperaturdifferenz

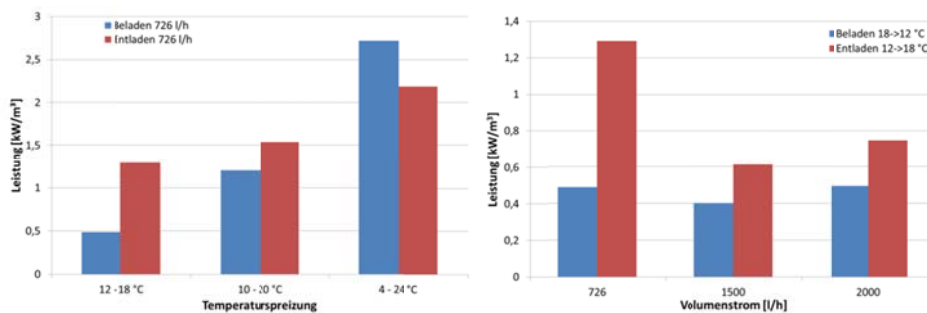


Abbildung 67: Leistung Testspeicher im Phasenübergang des PCM bei Variation der Temperaturspannung bei Volumenstrom von 726 l/h (links) und des Volumenstroms und einer Temperaturspannung von 6 K, 12 – 18°C (rechts)

4.2.4 Realisierung Latentwärmespeicher

Die Experimente im Labor haben gezeigt, dass das TubelCE-System nur beim Entladen des PCM zu höheren Leistungen führt, beim Beladen ist keine höhere Leistung messbar. Wegen der hohen Kosten des TubelCE-Systems (vgl. Abbildung 57) wurde deshalb entschieden eine Realisierung mit dem FlatICE-System umzusetzen. Wie die Experimente im Labor gezeigt haben, wird die Leistung primär durch die Temperaturdifferenz zwischen PCM und Wärmeträgerflüssigkeit als auch von der Wärmeleitfähigkeit des PCM bestimmt. Die Experimente legen nahe, dass eine lange Kontaktzeit zwischen dem die Kapseln umströmenden Wassers und den Kapseln zu einer höheren Leistung führt. Das oben vorgestellte Konzept der mäandernden Strömungsführung sorgt neben der homogeneren Umströmung der Kapseln für eine entsprechend lange Kontaktzeit. Insgesamt haben die Laborexperimente aber gezeigt, dass die Leistung des Speichers zu gering ist um in einem relevanten Maß die Kälte von den Erzeugern einzuspeichern. Gleichzeitig übersteigen die Kosten, um das zur Verfügung stehende Speichervolumen mit Kapseln (inclusive PCM) zu befüllen, das im Projekt vorgesehene Budget für das PCM.

Um dennoch Erkenntnisse zur Integration von Latentwärmespeicher in Kältesysteme zu gewinnen wurde in der Realisierung der Latentwärmespeicher von der maximalen Größe von 32 m³ auf 16 m³ verkleinert und durch einen hydraulisch parallel

geschalteten Kaltwasserspeicher gleicher Größe ergänzt. Dieses Speicherkonzept kann über den Wasserspeicher höhere Lade- und Entladeleistungen gewährleisten und der parallele Aufbau erlaubt den direkten Vergleich beider Speichertypen unter gleichen Lastbedingungen. Zudem können durch die Realisierung des Speichers Kenntnisse hinsichtlich der konkreten Umsetzung von Latentwärmespeichern gewonnen werden, die von der Herausforderung des reinen Upscallings aus dem Labor in die Anwendung, über den Aufbau einer entsprechenden Speicherhülle und der Implementierung der PCM-Kapseln vor Ort bis hin zur Einbindung von Latentwärmespeichern in die Mess-, Steuer- und Regelsysteme von Gebäuden reichen. So können Erkenntnisse gewonnen werden, die hinsichtlich der Optimierung von Kapselsystemen bzw. der Entwicklung von Latentwärmespeichersystemen relevant sind und zukünftig eine gezieltere ganzheitliche Entwicklung von Kapselsystemen und Speicher unterstützen.

Abbildung 68 zeigt schematisch den Aufbau des Latentwärmespeichers, der im LaNeGe-Projekt realisiert wurde. Auf der linken Seite sind die Kapseln in türkis erkennen, auf der rechten Seite ist der Wasserspeicher dargestellt. Beide Speicher sind als offene Speicher aufgebaut. Zur Umsetzung der mäandernden Strömungsführung werden Trennplatten aus Polypropylen PP in den Latentwärmespeicher eingebaut. Durch diese Lösung soll nicht nur eine gute Durchströmung des Speichers gewährleistet werden, sie unterstützt auch die Temperaturschichtung im Speicher. Deshalb wird auch beim Entladen von oben nach unten durchströmt und beim Beladen von unten nach oben. Da die FlatICE-Kapseln maximal 2 m hoch gestapelt werden dürfen, wurde eine Zwischenlage aus Doppel-T-Trägern eingebaut, die das Gewicht der oberen Hälfte der Kapseln abfängt. Aufgrund der Kenndaten des eingesetzten PCM erreicht der PCM-Teil eine rechnerische Speicherkapazität bei einer Temperaturerhöhung von 12 bis 18 °C von 435 kWh während der Wasserteil bei idealer Schichtung eine Kapazität von etwa 110 kWh erreicht. Theoretisch erreichen beide Speicher zusammen eine Kapazität von etwa 545 kWh.

Der zusätzlich als Kältespeicher akquirierte Sprinklertank erreicht bei idealer Schichtung und einer Temperaturerhöhung von 6 K eine Wärmekapazität von 490 kWh. So steht im Idealfall bei der Temperaturerhöhung von 12 bis 18 °C eine Gesamtkapazität von etwa 1000 kWh zur Verfügung.

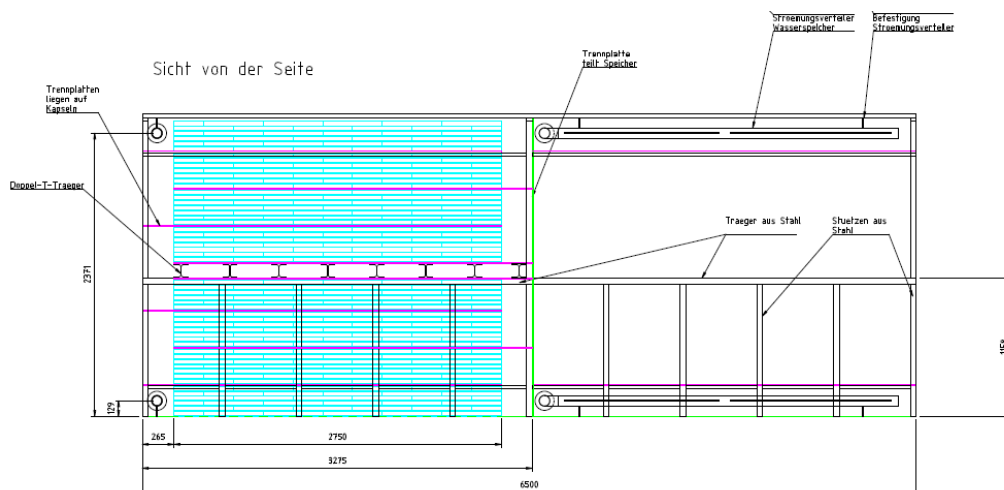


Abbildung 68: Skizze des hybriden Latentwärmespeichers, FatICE-Kapseln in türkis, Trennplatten in magenta

Die Leistung, die aus einem Kältespeicher (Wasserspeicher) entnommen werden kann hängt von der Temperaturdifferenz und vom Volumen- bzw. Massenstrom ab, mit dem der Speicher durchströmt wird. Wie weiter oben bereits beschrieben, wird durch das Schmelz- bzw. Kristallisationsverhalten des PCM die Temperaturdifferenz verringert, so

dass der Latentwärmespeicher bei gleichem Volumenstrom eine geringere Leistung aufweist als ein gut geschichteter Wasserspeicher. Abbildung 69 zeigt die Abhängigkeit für Leistungen vom Volumenstrom und für Temperaturdifferenzen von 1 bis 10 K und Volumenströmen zwischen 5 und 60 m³/h. Für den in LaNeGe realisierten 16 m³ Kaltwasserspeicher heißt das, dass bei einer Entladeleistung von 250 kW bei einer Temperaturdifferenz von 6 K ein Volumenstrom von etwa 35 m³/h erzielt werden muss. Damit wäre der Speicher in etwa 27 Minuten entladen. Soll der Speicher zwei Stunden Kälte liefern, ist ein Volumenstrom von 8 m³/h einzustellen. Rechnerisch ist dann eine maximale Leistung von etwa 55 kW möglich. So ergibt sich bei realistischen Bedingungen auch für den Kaltwasserspeicher ein vergleichsweise geringes Leistungsniveau, so dass auch aus diesem Gesichtspunkt eine zusätzliche Nutzung des Sprinklertanks notwendig ist.

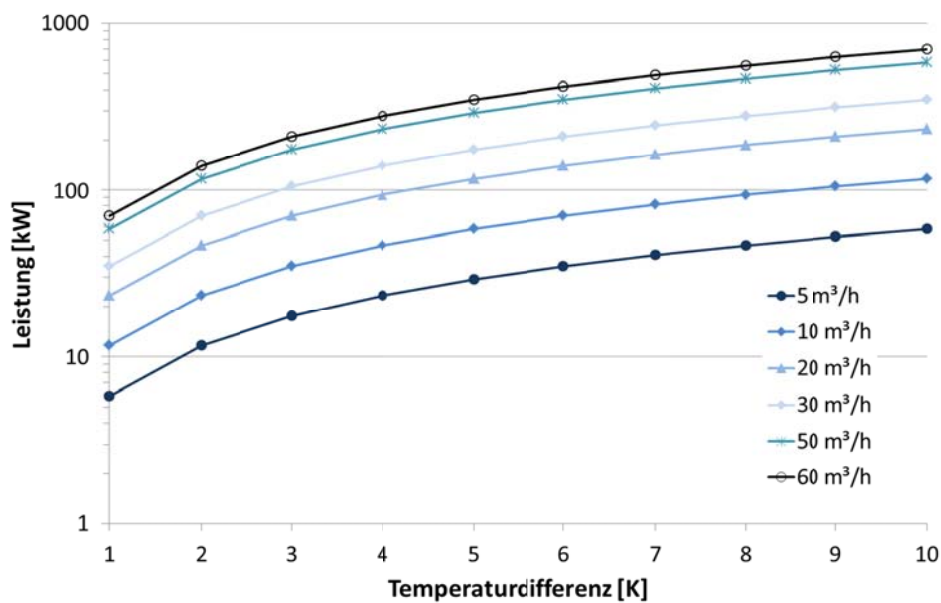
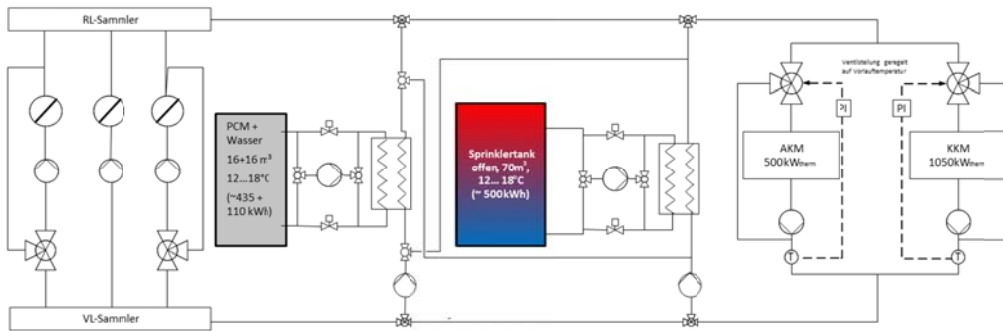


Abbildung 69: Leistungscharakteristik eines Kältespeichers bei gegebener Temperaturdifferenz und Volumenstrom.

4.2.5 Integration der Speicher

Die Speicher des LaNeGe-Konzepts werden als offene Speicher realisiert. Zusätzlich steht im System ein Sprinklertank zur Verfügung, der als weiterer Kaltwasserspeicher genutzt wird und ebenfalls als offener Speicher ausgeführt ist. Die offenen, drucklosen Speicher werden über Plattenwärmeübertrager sowie Primär- und Sekundärpumpen an das Hydrauliksystem der Dekra angekoppelt. Da die Speicher von unten mit Kälte beladen und von oben entladen werden, muss eine Umkehr der Strömungsrichtung realisiert werden, wodurch zusätzliche steuerbare Ventile zu integrieren sind. Abbildung 70 zeigt eine stark vereinfachte Schemazeichnung des Systems mit den Kälteerzeugern, den Speichern und den Verbraucherkreisen.

Bei nicht ausreichender Leistung des Latentwärme- bzw. parallelen Kaltwasserspeichers kann der Sprinklertank entweder parallel oder seriell angekoppelt werden. Somit besteht sowohl die Möglichkeit, die Leistung durch eine Parallelverschaltung zu erhöhen als auch die Rücklauftemperatur des hybriden Latentwärmespeichers beim Entladen zusätzlich durch die serielle Verschaltung abzusenken bzw. beim Beladen zu erhöhen.



Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)

Abbildung 70: Schema der hydraulischen Ankopplung der Speicher an das Dekra Kältenetz.

Abbildung 71 stellt die durch den Partner Fact GmbH erstellte 3D-Planung der hydraulischen Ankopplung des hybriden LaNeGe-Speichers und des Sprinklertanks zum Sprinklertank an das Kältesystem der Dekra dar. Aufgrund des begrenzten Platzes ist das Hydrauliksystem inklusive der Messtechnik sehr kompakt aufgebaut. Gleichzeitig ist die Zugänglichkeit aller Komponenten für Wartungsarbeiten sichergestellt.

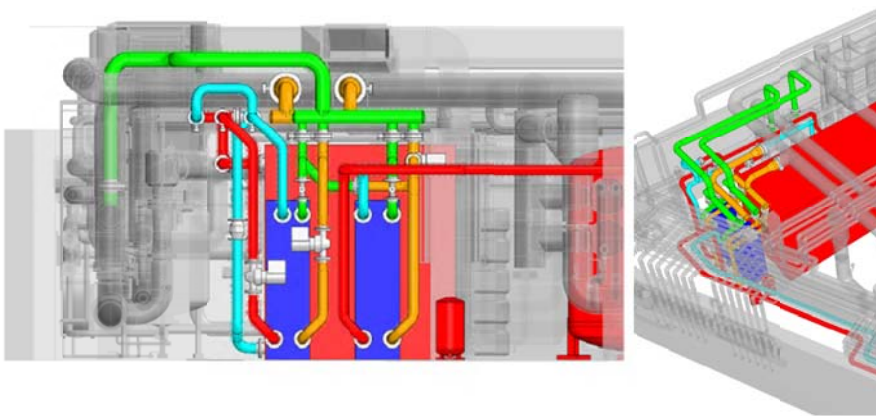


Abbildung 71: 3D-Ansicht der Kopplung des Latentwärme/Wasserspeichers (in rot) und Sprinklertank (Fact GmbH), grün und orange stellt die Ankopplung an den Kältekreis (Verbraucher und Erzeuger) dar und rot bzw. hellblau an die Speicher. Die Wärmeübertrager sind in dunkelblau dargestellt.

4.2.6 Fazit

Die Recherche zu den PCM zeigt, dass es einige gute Materialien im Temperaturbereich zwischen 12 und 18°C kommerziell verfügbar sind. Es zeigt sich, dass die Salzhydrate bezogen auf das Volumen im Vergleich eine sehr gut Wärmekapazität bieten. Im LaNeGe-Projekt konnte kein kommerzieller Latentwärmespeicher (Komplettsystem aus PCM, Wärmeübertrager/Kapsel, Speichertank) gefunden werden, der den Anforderungen an Kältespeicher entspricht. Die existierenden Immersed Heat Exchanger Speicher wurden für Wärmeanwendungen entwickelt und weisen zu geringe Leistungen auf, um als Kältespeicher eingesetzt zu werden. Bei den Makrokapselsystemen hat sich gezeigt, dass viele Produkte nicht geeignet sind um mit Wasser umströmt zu werden. In Wasser stabile und verfügbare Produkte bestehen aus Kunststoff. Aufgrund der Garantie des Herstellers und der Möglichkeit das ausgewählte S15 zu verkapseln wurde im LaNeGe-Projekt die FlatICE-Kapsel des Herstellers PCM-Products zum Aufbau des Latentwärmespeichers gewählt.

Die Experimente im Labor zeigen, dass das Lade bzw. Entladeleistungsniveau der Kapselsysteme gering ist. Die Messungen ergaben, dass mit einem hohen

Volumenstrom keine Verbesserung der Übertragungsleistung erzielt werden kann. Dennoch ist eine gute gleichmäßige Umströmung der Kapseln im Speicher essentiell, um die gesamte zur Verfügung stehende Kapseloberfläche zur Wärmeübertragung zu akquirieren.

Auslegung der Speicher (Wasser und Latent) in das Energiesystem des DEKRA-Campus (AP 4)

Die geringe Leistung ist auf die geringe Wärmeleitfähigkeit des PCM und auf die geringe Temperaturdifferenz zwischen der Schmelztemperatur des PCM und der Wassereintrittstemperatur von 18 °C beim Entladen bzw. zwischen Kaltwassereintritt und Kristallisationstemperatur beim Beladen des Speichers zurückzuführen. In den Experimenten ist die Leistung beim Entladen höher als beim Beladen, da die Temperaturdifferenz zwischen der Schmelzkurve des PCM und der Vorlauftemperatur von 18 °C größer ist als die Temperaturdifferenz zwischen Kristallisationstemperatur und Vorlauftemperatur von 12 °C (vgl. hierzu Abbildung 56). Zusätzlich kann sich beim Schmelzen des PCM Konvektion in der Kapsel einstellen, die zu einer höheren Entladeleistung additiv beiträgt.

Eine Vergrößerung der Temperaturspreizung erhöht die Leistung deutlich. Im Auslegungsfall der Temperaturspreizung von 12 bis 18 °C ist die Leistung des PCM-Kapselsystems recht gering und kann nur bedingt zur Speicherung der Kälte aus den Kälteerzeugern beitragen, da die Erzeugerleistung vergleichsweise hoch ist. Auf der Verbraucherseite müssen drei Kreise bedient werden (EDV, Umluftkühlung, Lüftung). Wie das Monitoring des Gebäudes Q1 gezeigt hat, liegt der Kühlbedarf der EDV bei konstant etwa 150 kW über das ganze Jahr, die Umluftkühlung liegt zwischen etwa 80 und 200 kW und die Raumlufkühlung zwischen etwa 50 und 350 kW übers Jahr verteilt, wobei im Winter und in der Nacht der Kältebedarf geringer ist. Damit gibt es einzig bei der Raumlufkühlung Phasen, bei denen der Latentwärmespeicher ausreichend Leistung liefern könnte, um die Kältelast zu decken. Insgesamt ist die Leistung des Latentwärmespeichers im Temperaturbereich 12 bis 18 °C jedoch zu gering, um einen bedeutenden Teil des Kältebedarfs zu decken.

5 Installation der Speicher und der Peripheriekomponenten

Das Arbeitspaket 5 hat folgende Ziele:

- Installation und Inbetriebnahme der Komponenten
- Implementierung und Inbetriebnahme des Regelkonzeptes

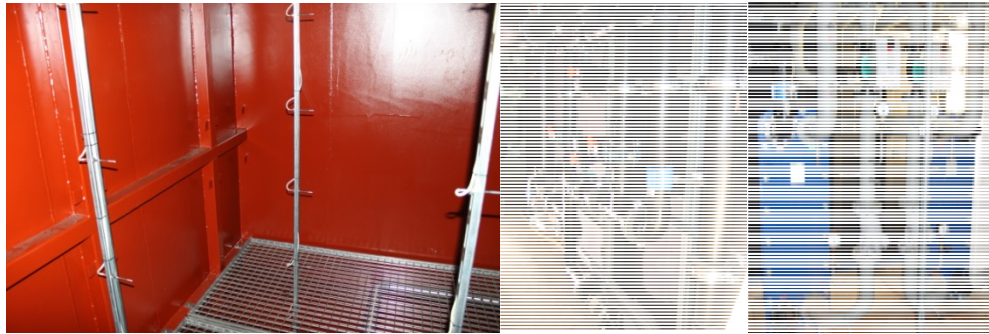
Im September 2015 wurde die Speicherhülle durch einen Drittanbieter im Auftrag der Dekra in Stuttgart Vaihingen vom Partner Dekra aufgebaut. Dabei wurden die Stahlplatten und Träger des Speichers in Einzelteilen in den Technikraum transportiert und vor Ort zusammenschweißt. Der Behälter wurde auf der Innenseite mit einer Korrosionsschutzbeschichtung versehen und auf der Außenseite gedämmt (Abbildung 73).

Vom 29.09. – 01.10.2015 wurde von Seiten des Fraunhofer ISE die FlatICE-Kapseln in den Speicher eingestapelt (Abbildung 72). Während des Einstapelns wurde die Temperatursensorik in den Speicher integrierter. Die hydraulische Anbindung erfolgte mit bzw. direkt nach dem Aufbau des Speichers nach der Planung und Leitung des Partners Fact-GmbH (Abbildung 73, rechts).

Die Implementierung des von Fraunhofer ISE vorgeschlagenen Regelkonzeptes in die Gebäudeleittechnik wurde von Dekra bei einem externen Dienstleister (Kieback&Peter) beauftragt und im Zuge der Einbindung weiterer Komponenten der Gebäude Q1 bis Q4 in das Regelkonzept der Liegenschaft in 2016 umgesetzt.



Abbildung 72: Aufbau des hybriden Latentwärmespeichers. Im Uhrzeigersinn von links oben: Einstapeln der FlatIce-Kapseln, Trennplatte zur Strömungsführung. Zwischenträger zum Abfangen des Gewichts der oberen Hälfte der Kapseln. Fertig mit Kapseln befüllter Latentwärmespeicher



Installation der Speicher und der Peripheriekomponenten

Abbildung 73: Hybrider Latentwärmespeicher, links: Kaltwasserspeicher mit Temperaturmesslanzen, Mitte: hydraulischer Anschluss des hybriden Speichers, rechts: Wärmeübertrager zur Kopplung der drucklosen Speichers (hybrider Latentwärmespeicher und Sprinklertank) an das Kältenetz der Dekra

Abbildung 74 zeigt die Sensorik am LaNeGe-Speicher. Da die Anzahl der Sensoren am hybriden Latentwärmespeicher zu groß war um sie in das bestehende Gebäudeleitsystem bei der Dekra zu integrieren, wurde durch das Fraunhofer ISE eine parallele Messwerterfassung installiert, die per Modbus an das MSR-System der Dekra gekoppelt wurde und so sowohl auf die dort erfassten Daten als auch auf die Steuerung der Pumpen und Ventile zugreifen kann. So konnte ein System umgesetzt werden, dass sowohl eine Fernabfrage der Messdaten als auch eine externe Steuerung des Systems zur Untersuchung verschiedener Regelstrategien ermöglicht.

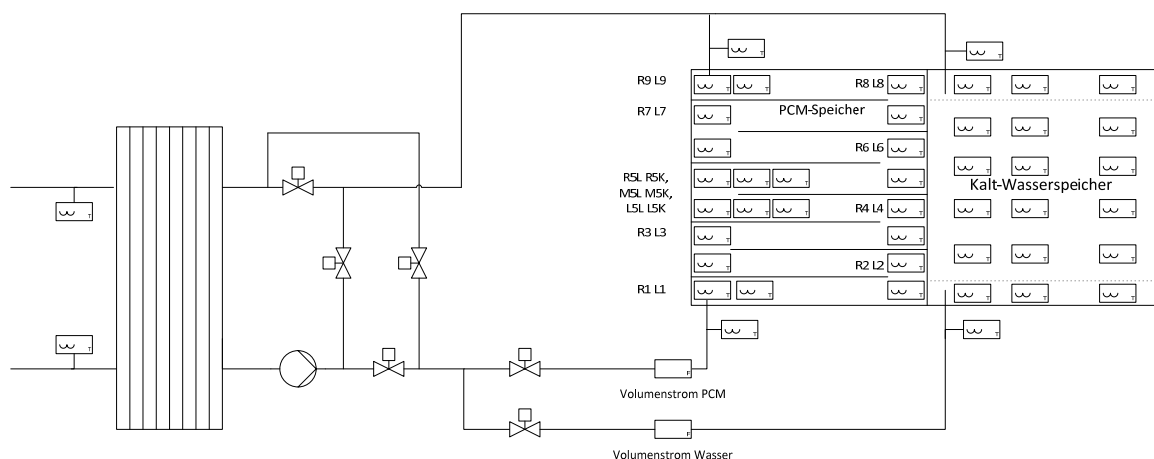


Abbildung 74: Mess- und Hydraulikkonzept des LaNeGe-Speichers

5.1 Fazit

Bei der Realisierung des Speichers zeigte es sich, dass bei der Herstellung der Speicherhülle und beim Aufbau vor Ort vergleichsweise große Toleranzen zu berücksichtigen sind, die sich negativ auf die Strömungsführung im Speicher auswirken. So müssen zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, um ein seitliches Vorbeiströmen an den Kapseln zu verhindern. Deshalb können auch die Leitplatten zur Strömungsführung nicht vorgefertigt werden, sondern müssen einzeln individuell an die Speicherhülle angepasst werden. Dies führt zu zusätzlichen Material- und Arbeitsaufwand, was sich negativ auf die Kosten auswirkt. Für das Einstapeln der Kapseln in den Speicher ist ein hoher personeller als auch zeitlicher Aufwand notwendig, da jede Kapsel einzeln in den Speicher gehoben und positioniert werden muss.

Insgesamt muss festgehalten werden, dass neben den Kosten für die PCM und Kapseln, der Aufbau des Speichers vor Ort zu einem hohen Arbeitsaufwand führt. So liegt in der Optimierung von Systemen, die vergleichsweise einfach und schnell vor Ort aufgebaut werden können, ein hohes Potential in der Weiterentwicklung zu einem Marktreifen und wirtschaftlichen Produkt.

Installation der Speicher und der
Peripheriekomponenten

6 Monitoring und Bewertung des Energiekonzeptes mit Speicher

Das Arbeitspaket 6 hat folgende Ziele:

- Datenauswertung
- Abgleich mit Vorhersagen
- Analyse der Betriebsergebnisse und Identifikation von Verbesserungspotential

Nach dem Monitoring im ersten und zweiten Projektjahr wurden in 2016 die KKM wegen eines Defekts getauscht. In 2016 wurde des Weiteren die Verbindung des Kältenetzes zwischen Q1, Q2, Q3 und Q4 realisiert, sodass die Versorgung der Liegenschaft sehr flexibel mit verschiedenen Kälteerzeugern gesichert werden kann. Tabelle 11 gibt einen Überblick der grundlegendsten Veränderungen.

Aufgrund der gegenüber 2014 stark geänderten Anlagentopologie und deutlich veränderten Charakteristik der Komponenten, ist eine vergleichende Analyse der Systeme von 2014 und 2016 nicht möglich. So kann hier der Einfluss des Speichers nicht auf die Effizienz im Vergleich zum Stand 2024 dargestellt werden.

Tabelle 11: Übersicht der Veränderungen des Versorgungssystems der Dekra Liegenschaft

Dekra 2014	Dekra 2016
Primär Q1 in Betrieb	Gebäude Q1 bis Q4 sind in Betrieb
3x 420 kW BHKWs	3x 420 kW BHKWs (Altbestand, normalerweise nur eines in Betrieb) + 1x neues BHK mit 527 kW in Q3 (Dauerbetrieb)
Keine Kühlung von Q2 und Q3	Zusätzlich reversible Wärmepumpe zur Versorgung von Kühldecken in Q2 und Q3
Kälteversorgung ausschließlich Q1, Wärmeverbund zwischen Q1 und Q2, Q3 getrennt	Kälte und Wärmeverbundnetz zwischen Q1 bis Q4
KKM von 1996 mit 1000 kW Kälteleistung COP 2 - 3	Hocheffiziente KKM mit 1660 kW Kälteleistung (COP von 4 – 7)
Kältenetz 9 – 12/13°C (Temperaturen variable je nach Leistung, Regelung/Einstellen nicht möglich)	Vorlauftemperatur Kältenetz bedarfsgerecht über KKM anpassbar 6 – 12°C (Rücklauftemperatur 12 – 18°C, bedingt über Pumpen einstellbar)

6.1 Vergleich von Latentwärme- und Wasserspeicher

Durch das identische Volumen von PCM- und Wasserspeicher sowie der parallelen hydraulischen Ankopplung lassen sich der Latentwärme- und der Wasserspeicher direkt vergleichen. Beide Speicher lassen sich mit einem vergleichbaren Volumenstrom durchströmen jedoch ergeben sich Unterschiede aufgrund unterschiedlicher Druckverluste, die sich über die Ventile nicht genau abgleichen lassen. Die Eintrittstemperatur in beide Speicher ist gleich. Abbildung 75 zeigt eine parallele Beladung der beiden Speicher bei einem Volumenstrom von $15 \text{ m}^3/\text{h}$. Hierbei werden beide Speicher von etwa $18 \text{ }^\circ\text{C}$ auf $7 \text{ }^\circ\text{C}$ abgekühlt, sodass prinzipiell auch eine vollständige Kristallisation des PCM erreicht werden kann. Bei dieser Messung erzielt der Latentwärmespeicher 50 bis 80% der Leistung des Wasserspeichers, der nach etwa 200 min vollständig beladen ist. Die bei diesem Experiment dem Latentwärmespeicher entzogene Wärmemenge liegt bei etwa 340 kWh , wobei der Speicher zuvor über 12 Stunden beladen wurde. Bei einer Beladung des Latentwärmespeichers über 30 h werden etwa 460 kWh gespeichert. Wird der Speicher auf $11 \text{ }^\circ\text{C}$ gekühlt, werden 390 kWh „Kälte“ gespeichert. Jedoch verringert sich die Leistung bei dieser höheren Beladetemperatur deutlich (Abbildung 76).

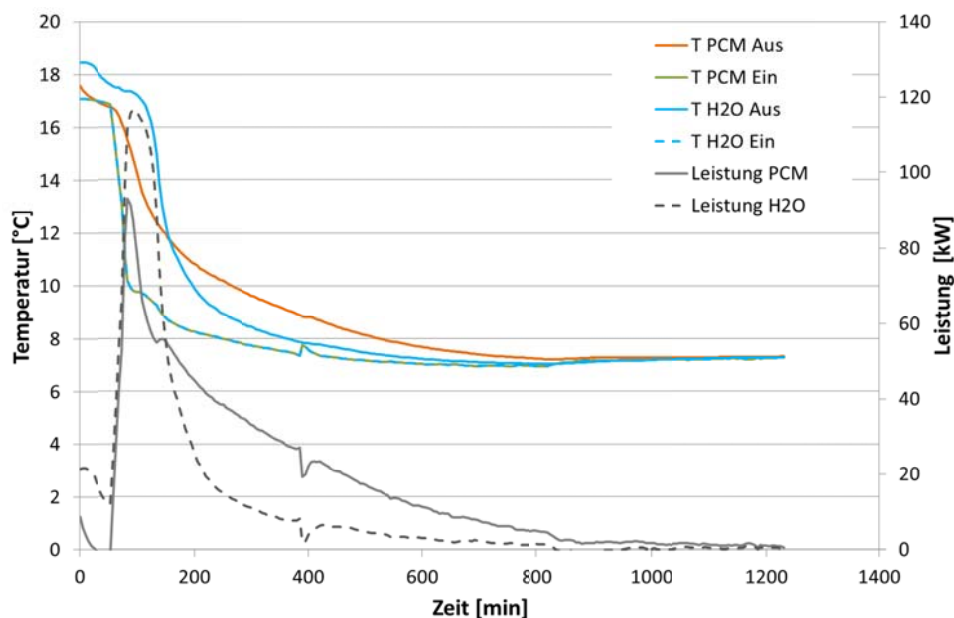


Abbildung 75: Beladung des hybriden Speichers mit einem Volumenstrom von $15 \text{ m}^3/\text{h}$

Abbildung 77 bis Abbildung 83 zeigen weitere Messungen bei denen der Speicher bei einer Temperaturspreizung zwischen 8 und $20 \text{ }^\circ\text{C}$ betrieben wird. Bei diesen Messungen wurde der Volumenstrom durch die beiden Speicher in 3 Stufen (5 , 10 , $15 \text{ m}^3/\text{h}$) variiert und sowohl die Beladeleistung als auch die Entladeleistung bestimmt. Die Messungen zeigen, dass – anders als bei den Experimenten im Labor – die Beladeleistung besonders bei Erhöhung des Volumenstroms von $5 \text{ m}^3/\text{h}$ auf $10 \text{ m}^3/\text{h}$ ansteigt. Eine Erhöhung des Volumenstroms auf $15 \text{ m}^3/\text{h}$ führt hingegen zu keiner weiteren Erhöhung der Beladeleistung. Abbildung 78 zeigt jeweils den Mittelwert der Beladeleistung für den Zeitraum der ersten 4 Stunden und in Abbildung 79 über den gesamten Beladearbeitraum von 13 Stunden.

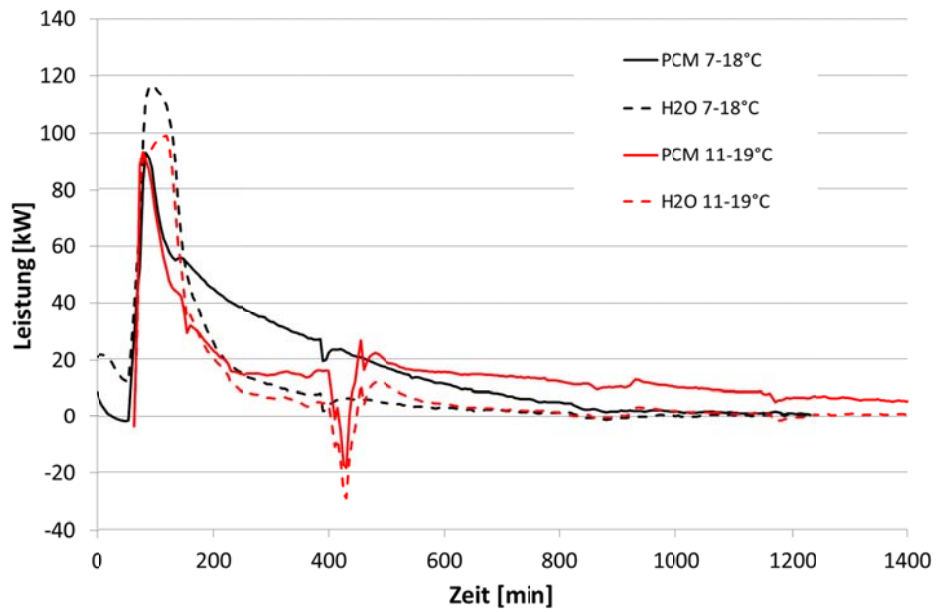


Abbildung 76: Vergleich der Beladeleistung bei einer Eintrittstemperatur von 7 bzw- 11 °C, Volumenstrom 15 m³/h

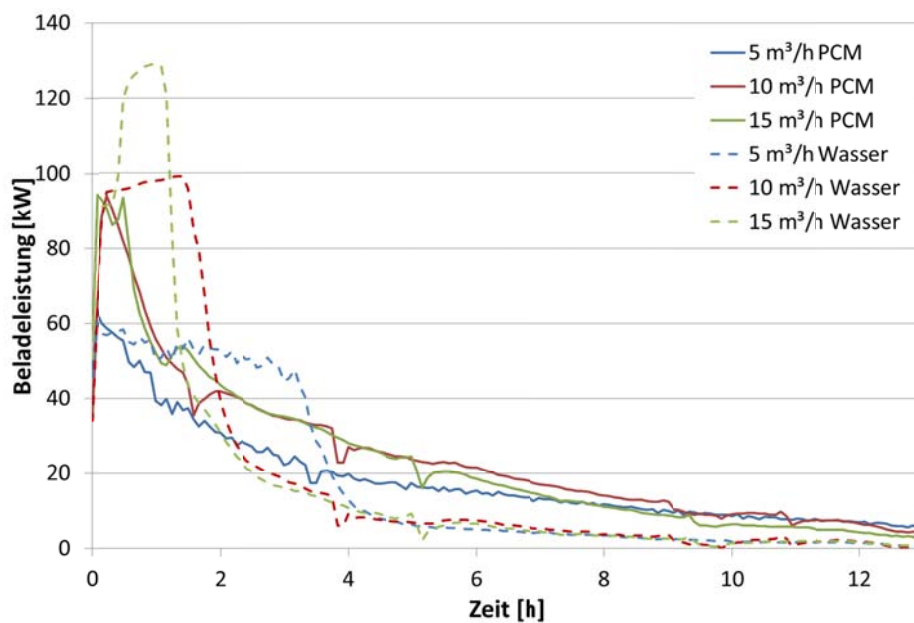


Abbildung 77: Beladung des hybriden Latentwärmespeichers bei einer Temperaturspreizung von 10 bis 20 °C

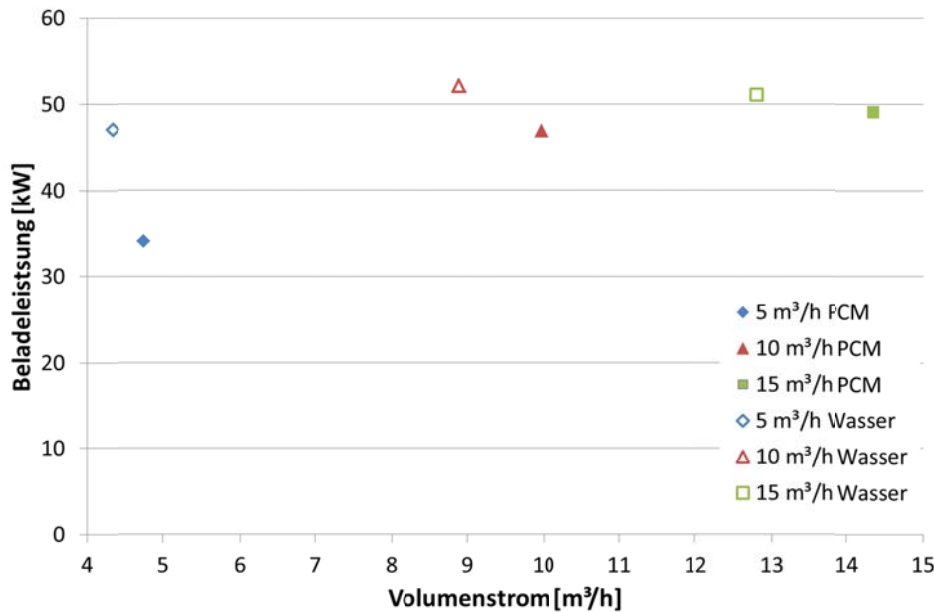


Abbildung 78: Beladeleistung in Abhängigkeit des Volumenstroms, Mittelwerte der Leistung über die ersten 4 h

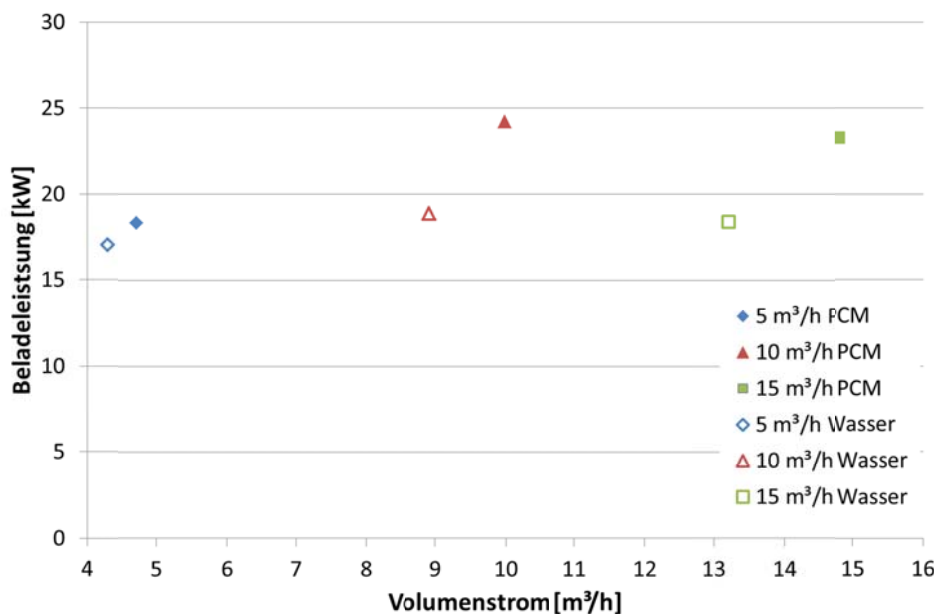


Abbildung 79: Beladeleistung in Abhängigkeit des Volumenstroms, Mittelwerte der Leistung über den gesamten Beladezeitraum von 13 h

Es zeigt sich, dass das Kühlsystem der Dekra häufig unter Teillast betrieben wird. D.h. die Kühllast ist vergleichsweise gering. Dies führt zu deutlich niedrigeren Rücklauftemperaturen aus den Verbraucherkreisen als 18 °C, was an den zum Teil nicht regelbaren Pumpen in den Kühlkreisen liegt und an Mindestvolumenströme, die nicht unterschritten werden, da eine Kühlung aller Verbraucher sichergestellt werden muss. Bei zu geringen Volumenströmen besteht die Gefahr, dass Teilbereiche des Kältenetzes nicht durchströmt werden. Als Ergebnis ist die Temperaturdifferenz des Kältenetzes häufig geringer als die vorgesehenen 6 K (Abbildung 80). Bei Deckung der Kältelast durch die Speicher steigt deshalb mit fortschreitender Entladung die Vorlauftemperatur an, bis die maximal zulässige Rücklauftemperatur aus den Verbraucherkreisen von etwa 20 °C erreicht ist. Die geringe Temperaturdifferenz beim

Entladen führt dazu, dass aus dem Wasserspeicher eine geringere Entladeleistung entnommen werden kann, als dies bei einer Temperaturdifferenz von 6 K möglich wäre.

Abbildung 81 zeigen die Leistungen während des Entladens unter Teillast. Anders als bei den Laborexperimenten ist eine deutliche Steigerung der Entladeleistung bei Erhöhung des Volumenstroms beim Latentwärmespeicher zu beobachten und der Phasenübergang ist deutlich durch das Plateau bei der Entladeleistung zu erkennen (Zeitraum nach 16 h in Abbildung 81). Abbildung 82 stellt jeweils den Mittelwert der Entladeleistung über den gesamten Entladezeitraum von Stunde 14,5 bis Stunde 23 dar. Wird der gesamte Zeitraum berücksichtigt erreicht der Latentwärmespeicher besonders bei den 10 und 15 m³/h im Mittel eine höhere Leistung als der Wasserspeicher. Bei einem Entladezeitraum von 4 h (Stunde 14,4 bis 18,4) ergeben sich für den Latentwärme- und den Wasserspeicher vergleichbare Entladeleistungen (Abbildung 83).

Die während der Experimente entladene Kältemenge ist in Tabelle 12 dargestellt. Aufgrund der höheren Leistung steigt auch die während der Experimente entladene Kältemenge (bzw. eingespeicherte Wärmemenge) mit dem Volumenstrom an. Aufgrund der Temperaturdifferenz von etwa 12 K erreicht der Wasserspeicher eine Wärmekapazität von etwa 220 kWh. Der PCM Speicher wird während der Experimente nicht zu 100 % entladen, weshalb dieser bei einem Volumenstrom von 15 m³/h eine deutlich geringere Wärmekapazität aufzeigt, als durch die Schmelzwärme des PCM theoretisch zu erwarten wäre.

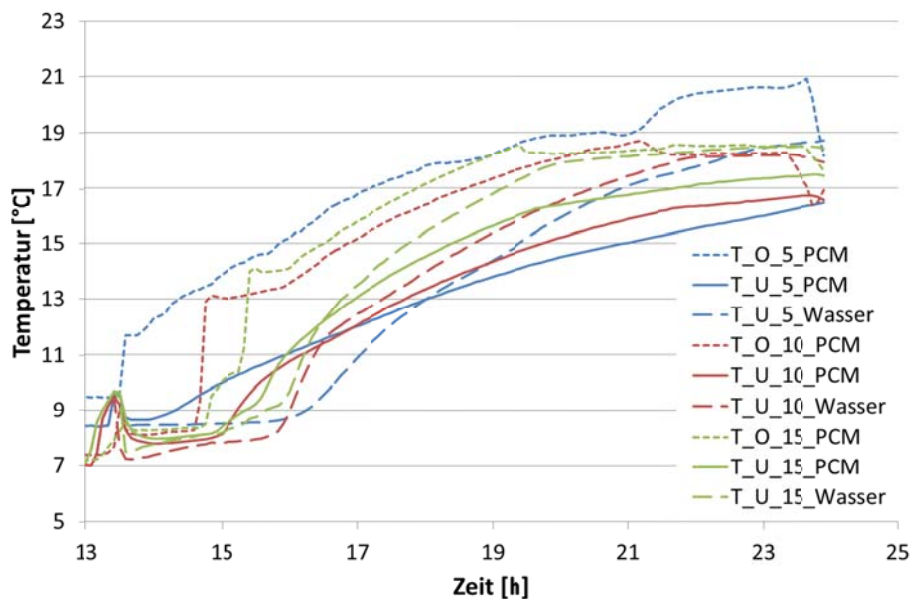


Abbildung 80: Gleitender Anstieg der oberen Speichertemperatur (Eintrittstemperatur beim Entladen der Speicher) O: oben = Eintritt, U: unten = Austritt, Volumenströme bei 5, 10 und 15 m³/h

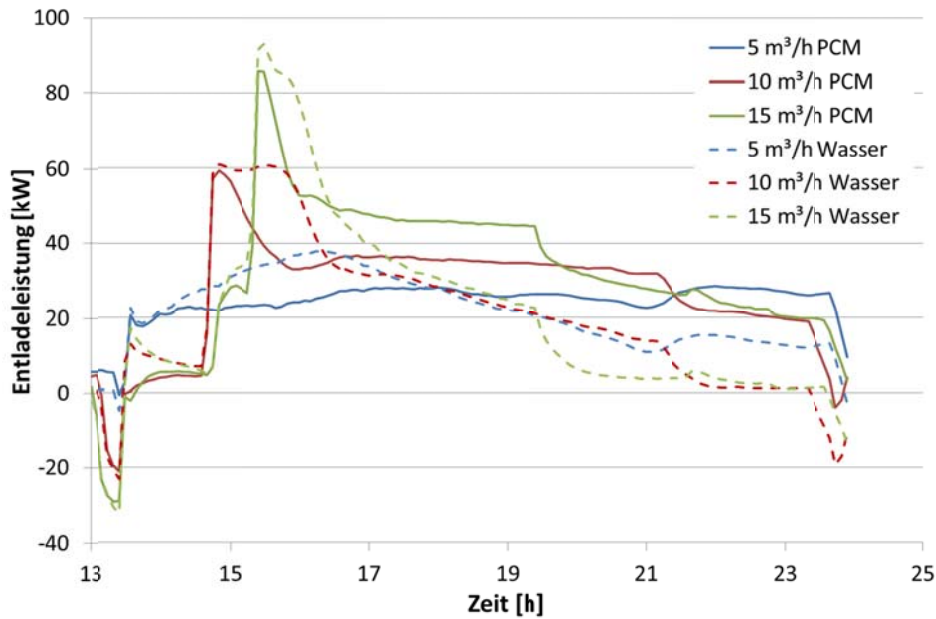


Abbildung 81: Parallele Entladung von PCM und Wasserspeicher, Temperaturspreizung 10 – 20°C

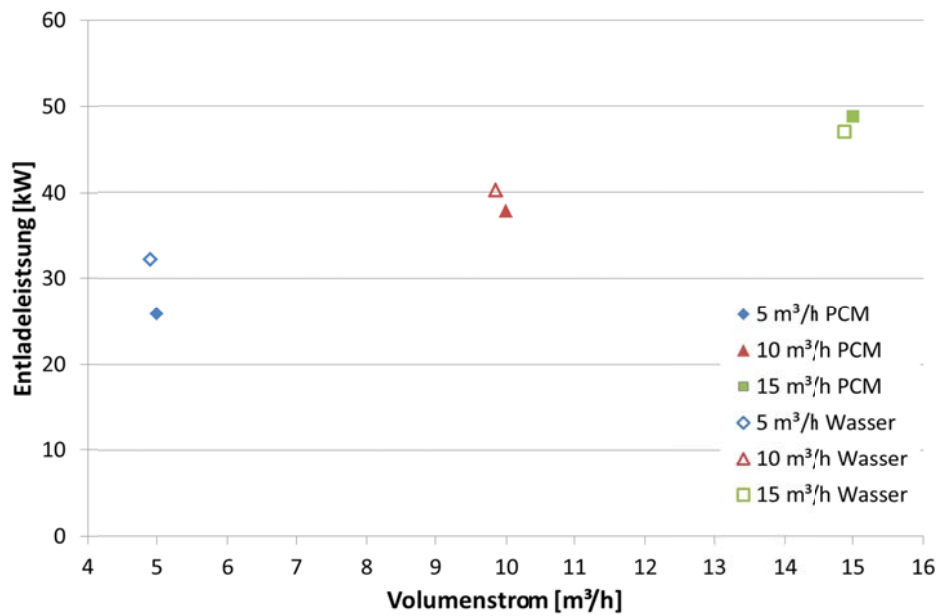


Abbildung 82: Entladeleistung in Abhängigkeit des Volumenstroms, Mittelwert der Werte zwischen 14,4 h und 18,4 h

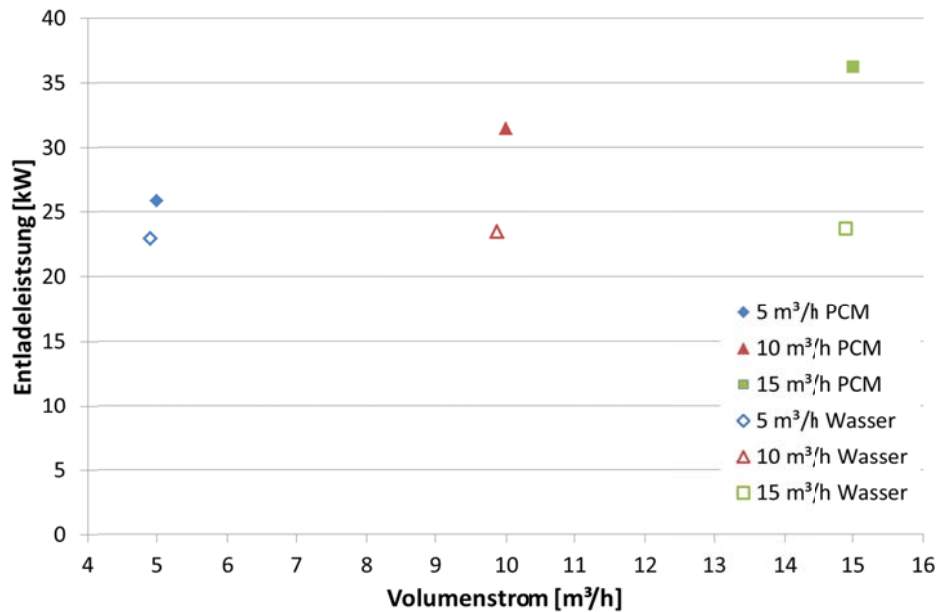


Abbildung 83: Entladeleistung in Abhängigkeit des Volumenstroms, Mittelwert der Werte zwischen 14,4 und 23 h

Tabelle 12: Entladene Wärmemenge

	5 m³/h	10 m³/h	15 m³/h
Latentwärmespeicher	236 kWh	290 kWh	335 kWh
Wasserspeicher	210 kWh	216 kWh	219 kWh

6.2 Leistungsbezug aus dem hybriden Latentwärmespeicher

Die hydraulische Einbindung der Speicher in das Dekra-Kältesystem erlaubt eine serielle und eine parallele Nutzung der Speicher. So können die Speicher einzeln additiv aktiviert werden um eine bestimmte Leistung aus dem Speichersystem abzurufen. Abbildung 84 zeigt ein Experiment, bei dem eine Peak-Last von etwa 160 kW durch das additive Zuschalten des Sprinklertanks erreicht wird. Bei diesem Beispiel nimmt die Leistung des Latentwärmespeichers (blau) schnell ab und wird recht gut durch den Wasser-Speicher ausgeglichen. Der Sprinklertank wird dann additive zugeschalte um eine Leistungsspitze zu decken.

Abbildung 85 zeigt ein weiteres Experiment, bei dem versucht wurde, eine konstante Kühlleistung von etwa 100 kW aus den Speichern zur Verfügung zu stellen. Hier wird die Entladung so gesteuert, dass jeder Speicher eine nahezu konstante Entladeleistung erzielt und so eine nahezu konstante Gesamtleistung von 100 kW über einen Zeitraum von 4 Stunden (Stunde 5,5 bis 9,5) abgerufen werden kann.

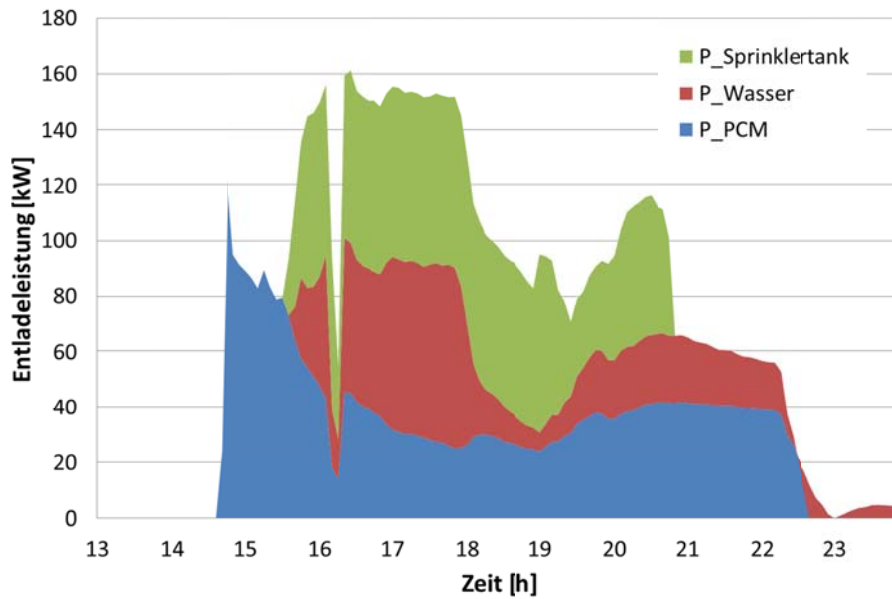


Abbildung 84: Additive Entladung der einzelnen Speicher, Szenario: Peaklast

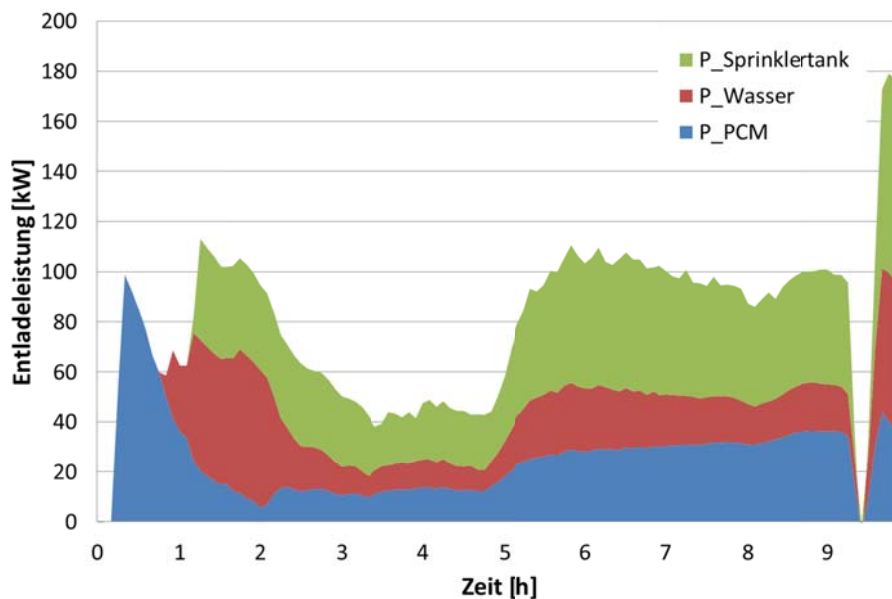


Abbildung 85: Additive Entladung der Speicher, Szenario 100 kW für IT-Kühlung

6.3 Fazit

Aufgrund der Phasenübergangstemperaturen ist für eine effiziente Nutzung des Latentwärmespeichers eine gute Temperaturregelung notwendig. Anders als bei Wasserspeichern führen zu hohe Lade- oder zu niedrige Entladetemperaturen dazu, dass die latente und damit der Hauptteil der Speicherkapazität nicht genutzt werden kann. Dies stellt entsprechend hohe Anforderungen an die Regelbarkeit der Kälteerzeuger und Kältekreisläufe. Das bedeutet auch, dass für den effektiven Betrieb eines Latentwärmespeichers die Betriebsstrategie im Vergleich zu Wasserspeichern wesentlich stärker berücksichtigt werden muss. Dies erfordert entsprechende

Kenntnisse bei der Einbindung von Latentwärmespeichern in Gebäudeleitsysteme seitens der MSR-Dienstleister.

Das Monitoring des Latentwärmespeicher unter den realen Lastbedingungen der Dekra-Liegenschaft zeigt, dass der Latentwärmespeicher unter bestimmten Teillast- bzw. Betriebsbedingungen Entladeleistungen erbringen kann, die im Bereich oder höher als die eines Wasserspeichers liegen können. Die Messungen am Latentwärmespeicher zeigen, anders als die Messungen im Labor, eine deutliche Abhängigkeit der Leistung vom Volumenstrom. Dies könnte aber auch an einer stärkeren Abhängigkeit der Strömungsverteilung vom Volumenstrom im 16 m³ Latentwärmespeicher liegen, als dies im vergleichsweise kleinen Laborspeicher der Fall ist.

Die Experimente zur Leistungsanpassung durch Zuschalten des zum Latentwärmespeicher parallelen Wasserspeichers und des Sprinklertanks zeigen, dass sich durch eine geeignete Kombination auch höhere Leistungen bzw. längere Intervalle mit konstanter Leistung erzielen lassen. Somit kann die latente Speicherkapazität in diesem kombinierten Betrieb auch bei kleinen Leistungsniveaus besser genutzt werden, als es mit dem Latentwärmespeicher alleine möglich ist.

Werden alle Speicher zugleich nach vollständiger Entladung geladen, kann die Maximale Leistung nach etwa 20 min erreicht werde. Nach etwa 15 Minuten sind etwa 90 % der Maximalleistung erreicht. Damit ist das System prinzipiell schnell genug um z.B. Minutenregelung anzubieten. Wie die Monitoring gezeigt hat, kann das bei der Dekra umgesetzte Speicherkonzept genutzt werden um besonders bei Teillast den Kältebedarf zu decken. Dies erlaubt es einzelne Kältemaschinen ab- oder einzuschalten und trägt somit zur Flexibilisierung des Systems bei.

7 Wissenstransfer und Projektbegleitung

Aufbauend auf qualifizierter Messung der Liegenschaft sind Lastgänge auf Minutenbasis für alle relevanten Energien verfügbar. Kombiniert mit dem Anlagen- und Nutzungswissen, bietet dies für die FACT GmbH die Basis um durch die im LaNeGe-Projekt durch das Monitoring identifizierten Fehlfunktionen gezielter bei anderen vergleichbaren Anlagen Schwachstellen in der Hydraulik und Regelung zu lokalisieren.

Die Spiegelung der Erzeugerstrategien auf Verbraucherlastgänge zeigt erhebliche Varianz der Möglichkeiten. Sehr interessant zeigen sich die

- Abweichungen zwischen berechneten Spitzenleistungen (im Betrieb deutlich unterschritten)
- Möglichen Dämpfungen der Spitzenleistung über angepasste Strategien insbesondere beim Anfahren der Anlagen
- Potentiale zur Verschiebung der Last und dadurch Glättung der Spitzenlast

Von Fraunhofer ISE wurden Ergebnisse des LaNeGe-Projekts auf der Konferenz BauSIM 2014 sowie auf der Tagung „Energie- und Energiespeichertechnologien –Forschung trifft Praxis“ 2014 in Stuttgart präsentiert.

8 Nebenergebnisse und Ergebnisverwertung

Neben dem Hauptziel die Dekra Liegenschaft in Stuttgart Vaihingen hinsichtlich ihres Potentials zur Interaktion mit dem Stromnetz und die Möglichkeit der Nutzung von Latentwärmespeichern zur Flexibilisierung des Anlagenbetriebes zu untersuchen, hat das Projekt weitere Erkenntnisse hinsichtlich der Effizienz und Fehlerursachen in BHKW-Systemen erbracht. So hatten besonders die Bestandsaufnahme, die Analyse des hydraulischen Systems und das Monitoring in der Anfangsphase des Projektes gezeigt, dass ein hohes technisches und energetisches Optimierungspotential besteht. Es konnte z.B. von defekten Komponenten über schlecht positionierte Sensorik und ungünstigen hydraulischen Verschaltungen bis hin zu ungünstigen Regelstrategien unterschiedliche Ursachen für den ineffizienten Betrieb identifiziert werden, deren Beseitigung zu einer deutlichen Effizienzsteigerung des Systems führten. Diese Optimierungen waren auch notwendig, um die Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf des Kältenetzes soweit anzupassen bzw. zu vergrößern, dass ein thermischer Speicher sinnvoll eingebunden und genutzt werden konnte. Es ist anzunehmen, dass dies kein Spezifikum der Dekra-Liegenschaft ist, sondern sich bei vielen vergleichbaren Objekten ähnlich darstellt. So ist eine wichtige Erkenntnis aus dem LaNeGe-Projekt auch, dass vor der Einbindung eines thermischen Speichers in ein bestehendes System eine intensive Bestandsanalyse inklusive Monitoring und energetische Optimierung durchgeführt werden sollte.

Die Analyse des Dekra-Systems hat gezeigt, dass im Winterbetrieb die Abwärme der BHKWs sehr gut genutzt werden kann. Im Sommerbetrieb kann ein Großteil der Motorabwärme nur bedingt zum Antrieb der AKM genutzt werden, da diese für eine effiziente Kälteerzeugung hohe Antriebstemperaturen benötigt. Hier könnte ggf. mit einer effizienteren Absorptions- oder Adsorptionsanlage, die auch bei niedrigeren Antriebstemperaturen mit einem hohen Wirkungsgrad Kälte erzeugt, ein wesentlich höherer Anteil der Abwärme der BHKWs auch im Sommer effizient genutzt werden.

Für BHKW-Systeme in der Größenordnung der Dekra-Liegenschaft ist derzeit die Eigenstromnutzung die wirtschaftlichste Betriebsweise. Zur Optimierung ist ein Simulationsmodell entwickelt worden, das prinzipiell auch zur Optimierung von vergleichbaren BHKW-Systemen bzw. Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) Anlagen genutzt werden kann.

Im Projekt wurde ein Latentwärmespeicher auf Basis von makroverkapselten PCM entwickelt und aufgebaut. Die Recherche nach kommerziell verfügbaren Latentwärmespeichern hat gezeigt, dass nur wenige Systeme angeboten werden, die prinzipiell zur thermischen Speicherung bei kleinen Temperaturdifferenzen nutzbar sind. Bei dem evaluierten und im Projekt untersuchten Makrokapselssystemen hat sich gezeigt, dass stabile Kapsel-Systeme zu voluminös dimensioniert sind, um eine ausreichend hohe Be- und Entladeleistung zu erreichen. In der Reduzierung der Kapselabmessungen und der damit einhergehenden Vergrößerung des Oberflächen zu Volumenverhältnisses liegt ein hohes Potential für eine Leistungsoptimierung von PCM-Kapseln. Durch die Umsetzung des Latentwärmespeichers im Projekt konnten weitere Erkenntnisse hinsichtlich der Realisierung einer Speicherhülle durch eine auf den Bau von Behältern spezialisierte Firma gewonnen werden, die zeigen, dass die hier machbaren Fertigungstoleranzen zu groß für eine gute Strömungsführung im Speicher sind. Dadurch sind zusätzliche bauliche Maßnahmen notwendig, um eine gute homogene Umströmung der Kapseln zu gewährleisten. Gleichzeitig ist das manuelle Einstapeln der Kapseln sehr Personal und zeitaufwendig. Damit entstehen neben den reinen Materialkosten weitere Kosten bei der Umsetzung, die den wirtschaftlichen Einsatz eines Latentwärmespeichers zusätzlich behindern. Das Monitoring hat gezeigt, dass ein gleichgroßer Wasserspeicher prinzipiell höhere Leistungen als ein

Latentwärmespeicher bereitstellen kann. Jedoch kann der Latentwärmespeicher über einen größeren Zeitraum Kälte bereitstellen. Unter Teillast konnte im Projekt eine höhere Leistungsabgabe des Latentwärmespeichers gemessen werden, da hier die reduzierte Temperaturdifferenz die Leistung des Wasserspeichers stark begrenzt. Das hybride Speicherkonzept wurde im LaNeGe-Projekt neu entwickelt, seine Erprobung hat gezeigt, dass damit der Latentwärmespeicher tiefer entladen werden kann, als dies ohne die Wasserspeicher der Fall wäre.

Im Einzelnen stellt sich der Fortschritt für die Wissenschaft und/oder Technik durch die Forschungsergebnisse wie folgt dar:

- Das Monitoring selbst erbrachte eine vollständige und systematische Dokumentation der Energieströme in einem KWKK Anlagensystem auf Basis zeitlich hochaufgelöster Messdaten.
- Identifizierung von Schwachstellen im Systembetrieb, welche ebenfalls in anderen Liegenschaften auftreten können und Optimierungsansätzen aufzeigen
- Vollständige Modellierung eines KWKK-Systems inklusive verschiedener Speichertechnologien
- Untersuchung der Optimierungsansätze in dynamischen, thermohydraulischen Simulationen incl. ihrer Auswirkungen auf den Systembetrieb
- Diskussion und Analyse der technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit eines flexibilisierten Anlagenbetriebes am Fallbeispiel der betrachteten Liegenschaft mit KWKK
- Dokumentation und simulativer Test eines Betriebskonzeptes für den flexibilisierten Anlagenbetrieb unter Einbezug sämtlicher Komponenten (Wärme-, Kälte-, Stromerzeuger)
- Systematische Analyse der Einsetzbarkeit von Kältespeichern in Kombination mit Kältemaschinen zur elektrischen Lastverschiebung, abhängig von der Speichertechnologie (Wasser, PCM) und Einbindung (direkt/indirekt)
- Analyse kommerziell verfügbarer Latentwärmespeicher, PCM und Kapselsysteme.
- Umsetzung eines Kälte-Latentwärmespeichers im 16 m³-Maßstab
- Realisierung eines Makrokapsel-Latenwärmespeicher mit mäandernder Strömungsführung und Strömungsumkehr.
- Ein variables hybrides Speicherkonzept zur Leistungsanpassung an die Gebäude / Erzeugerlast
- Direkter Vergleich von Latentwärmespeicher und Kaltwasserspeicher mit indirekter Anbindung sowie vergleichende Leistungsbewertung

Daraus entsteht Nutzen und praktische Verwertbarkeit der Ergebnisse bei der

- Hilfestellung für Planer, die oftmals nicht über die notwendigen Daten verfügen, um den Systembetrieb bewerten und interpretieren zu können.

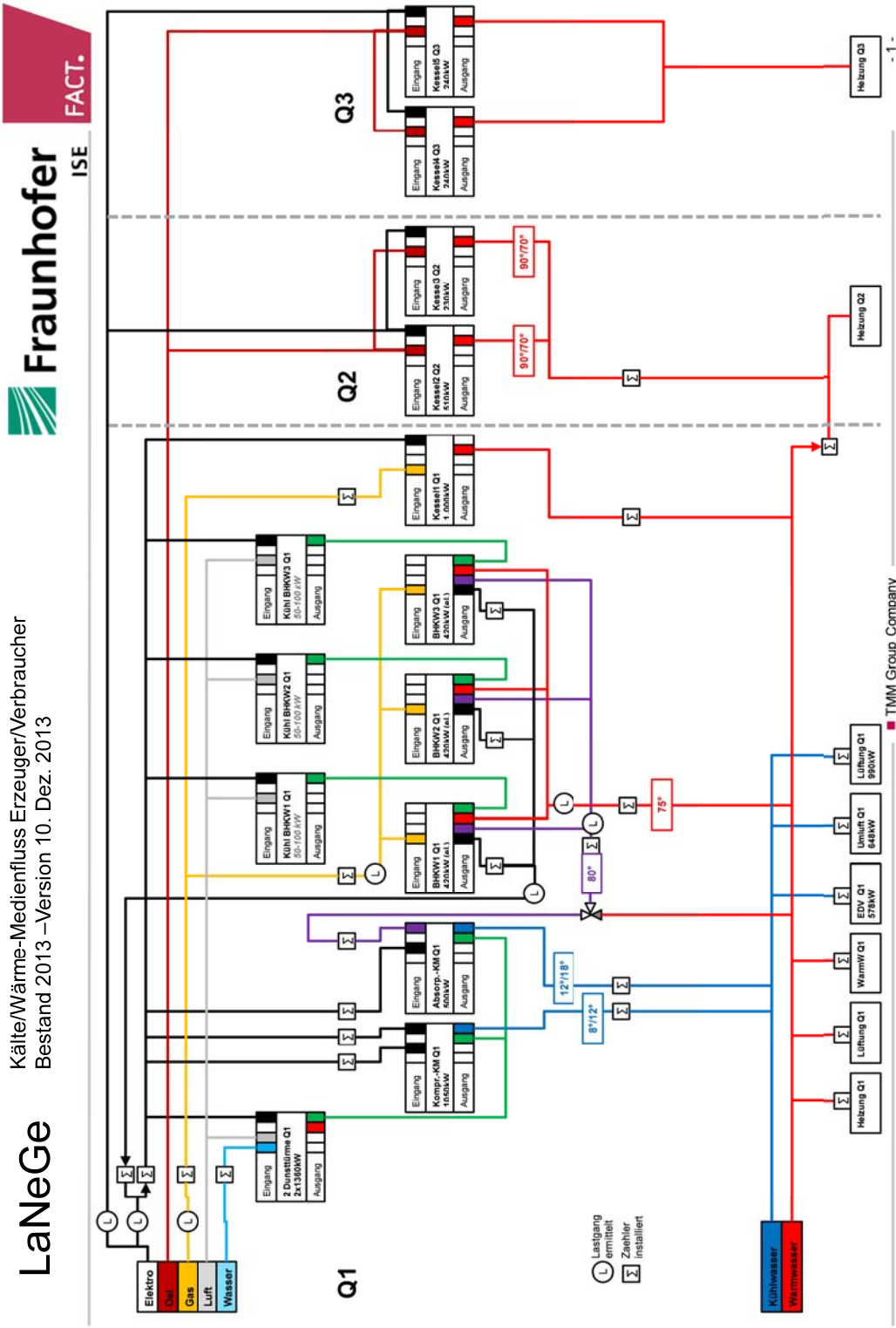
- Bewertung inwieweit Liegenschaften flexibilisiert werden können
- Erarbeitung von Handlungsanleitung, wie Liegenschaften netzdienlich gemacht werden können
- Auslegung von Kältespeichern
- Design und Umsetzung von Latentwärmespeichern
- hydraulischen Verschaltung von Latentwärme- und sensiblen Speichern
- Regelung/Steuerung von hybriden Speichersystemen

Das Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer auch in projektfremde Anwendungen und Branchen ist wie folgt geplant:

- Über Mitarbeit in den IEA Annex 67 "Energy Flexible Buildings" und IEA ECES Annex 33 / SHC Task 58 „Material and Component Development for Thermal Energy Storage“
- Beiträgen auf Konferenzen und in wissenschaftlichen Zeitschriften (z.B. Enerstock-Konferenz 2018)
- Durch Folgeprojekte:
 - Projekt FlexControl (BMWi 03ET1359A): Entwicklung netzdienlicher, praxistauglicher Betriebskonzepte für Gebäude im Gewerbe/Handel/Dienstleistungs-Sektor
 - Projektantrag KOKAP (BMWi) „Kosteneffiziente Kapseltechnologien für Phasenwechselmaterialien“, hier sollen u.a. kleinere Kapseln für Latentwärmespeicher entwickelt werden
- Nutzung des gewonnen Mess-Knowhows zur Charakterisierung von PCM, auch als Dienstleistung
- Berücksichtigung der im Projekt gewonnen Erfahrungen hinsichtlich des Optimierungspotentials von KKWK-Anlagen bei der Planung und der Ausführung von anderen Anlagen

Anhang I: Anlagenschema (IST 2013)

Anhang I: Anlagenschema (IST 2013)



Fraunhofer ISE

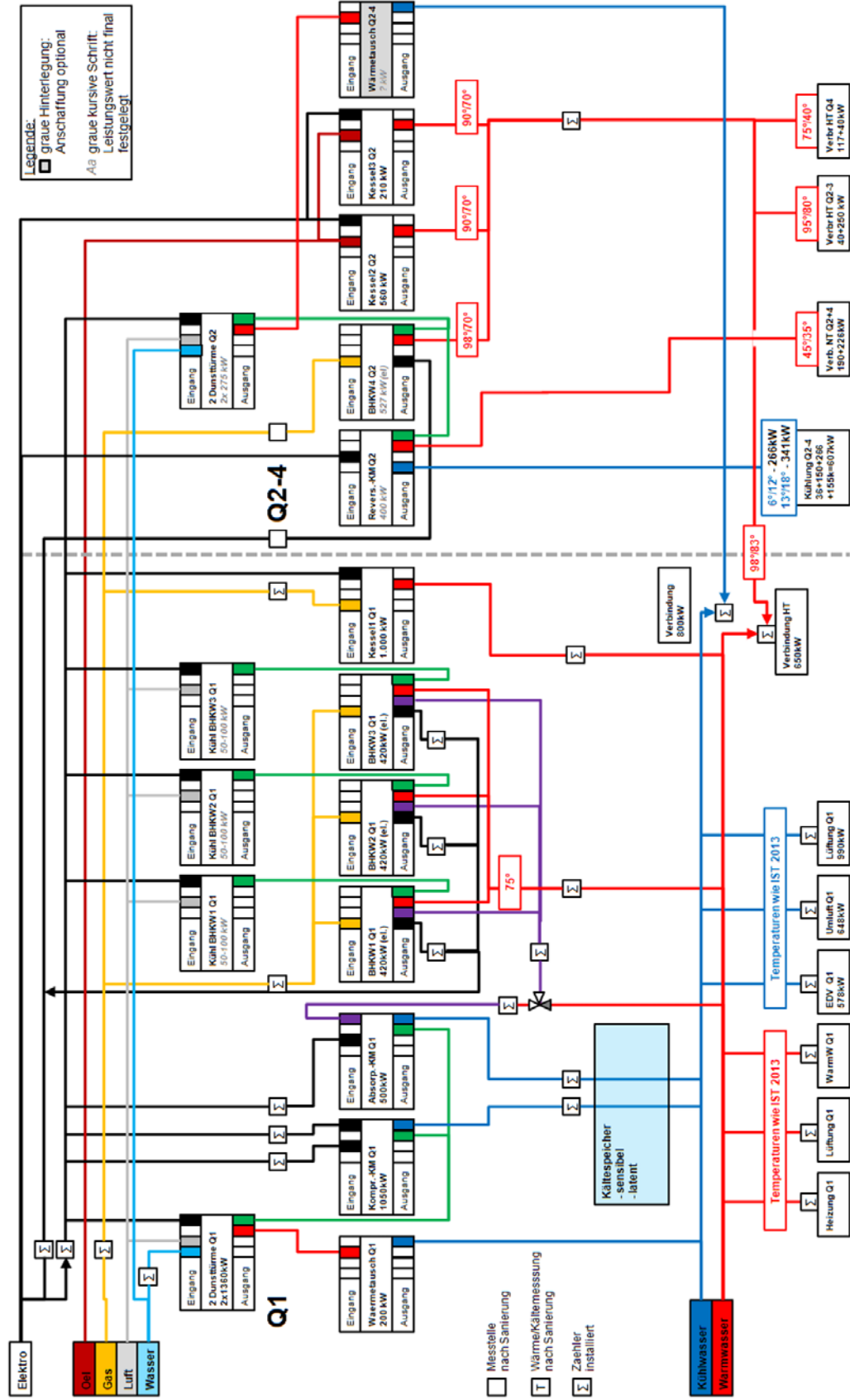
Kälte/Wärme-Medienfluss Erzeuger/Verbraucher
Bestand 2013 –Version 10. Dez. 2013

LaNeGe

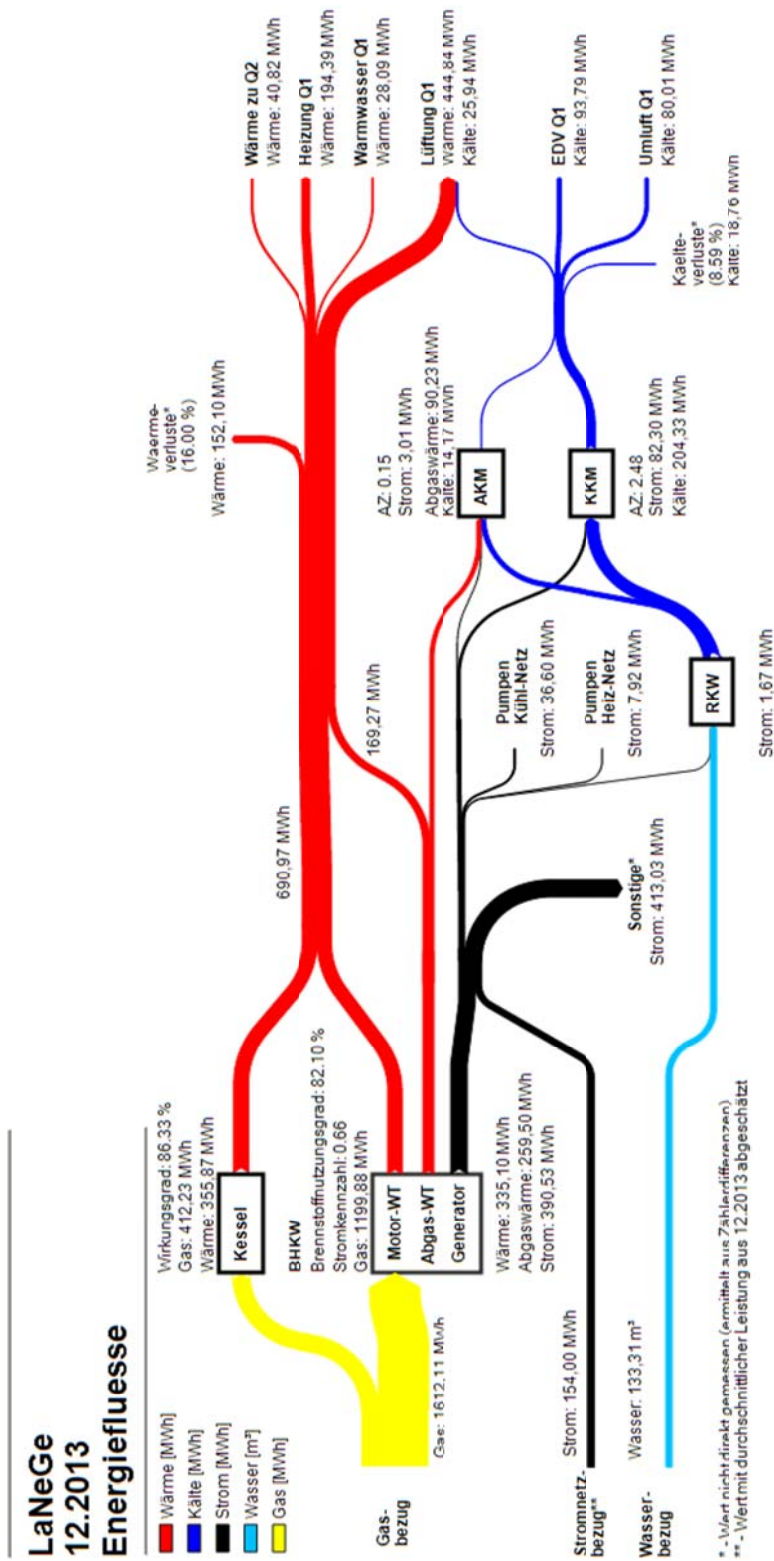
TMM Group Company

filename

Anhang II: Anlagenschema (IST 2016)



Anhang III: Energieflüsse Dezember 2013



* - Wert nicht direkt gemessen (ermittelt aus Zählerdifferenzen)
** - Wert mit durchschnittlicher Leistung aus 12.2013 abgeschätzt

