

**CO₂-Wärmepumpen in
Krankenhäusern im Kontext des
zukünftigen Energiesystems:
Modellierung und Simulation basierend
auf einer realen Lastkurve des Heiz- und
Kühlsystems eines Krankenhauses**

Masterarbeit

von

cand. mach. ing. Maru Junk

Fakultät für Maschinenbau

Institut für Angewandte Thermofluidik (IATF)

Hauptreferent: Prof. Dr.-Ing. Robert Stieglitz

Referent: Dr. rer. nat. Ferdinand Schmidt

Abgabedatum: 27. Juni 2023



Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz (CC BY 4.0): <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de>

Kurzfassung

In dieser Arbeit wird das technoökonomische Potenzial von Wärmepumpen mit CO₂(R744) als Kältemittel im Betrieb von Nahwärmenetzen am Beispiel einer realen Lastkurve eines mittleren Krankenhauses untersucht. Dabei wird auf die besonderen Eigenschaften, Vor- und Nachteile eines überkritischen Kältemittels in Wärmepumpen im Krankenhaussektor eingegangen. Besonderer Fokus liegt auf der Betrachtung sich verändernder Rahmenbedingungen im Zuge der Transformation des deutschen Energiesystems zur Klimaneutralität. Hierfür wurden bestehende Energiepreisprojektionen an Großmärkten zu sich jährlich ändernden Endkundenpreisen umgerechnet. Außerdem wurden anhand eines einfachen, linearen Modells flexible Strompreiszeitreihen für die Jahre 2030 und 2040 in stündlicher Auflösung modelliert. Ziel dabei war es plausible Annahmen für aktuelle Investitionsentscheidungen aus Betreiber*innensicht zu bieten.

Nach diesen Projektionen sinkt das Verhältnis von Strom- zu Gaspreis von Vorkrisen 5-6 auf etwa 2. Dabei nimmt die Variabilität bei flexiblen Strompreisen deutlich zu. Dadurch werden vormals unwirtschaftliche Lösungen wie Wärmepumpen mit hohen Vorlauftemperaturen und der Einsatz von großen Speichern zur Lastflexibilisierung plötzlich auch ökonomisch interessant.

Dieses wird in einer Jahressimulation in der Programmiersprache Modelica untersucht. Das reine CO₂-Wärmepumpensystem erreicht Energiekosteneinsparungen von etwa 45 % gegenüber dem Referenzsystem aus Gastherme und konventioneller Kältemaschine.

Weiterhin wird die Möglichkeit der Nutzung der Preisvorteile flexibler Strompreise untersucht und auf den Einfluss der Wärmespeichergröße auf die Einsparung eingegangen. Wärmepumpen mit Kältemittel R744 sind prinzipiell eine Option für einen wirtschaftlichen, netzdienlichen Betrieb in Krankenhäusern. Nachteile sind v.A. hoher Planungs- und Investitionsaufwand und die Erforderlichkeit von niedrigen Heizungsrücklauftemperaturen.

Weitere Forschung zu realistischen Anlagenkombinationen z.B. mit in Synergie betriebenen Blockheizkraftwerken wird benötigt.

Abstract

In this work, the techno-economic potential of heat pumps with CO₂(R744) as refrigerant in the operation of local heating networks is examined using a real load curve of a medium-sized hospital as an example. The special properties, advantages and disadvantages of a supercritical refrigerant in heat pumps in the hospital sector are discussed. A special focus of this work are the changing energy costs in the wake of the transformation of the German energy system to climate neutrality. For this purpose, existing energy price projections for day-Ahead trading prices were converted to annually changing end customer prices for big customers. In addition, flexible electricity price time series for the years 2030 and 2040 with hourly resolution were modelled using a simple, linear model. The aim was to offer plausible assumptions for current investment decisions from the operator's point of view.

According to these projections, the ratio of electricity prices to gas prices will drop from pre-crisis 5-6 to around 2. The variability of flexible electricity prices will increase significantly. As a result, previously uneconomical solutions such as heat pumps with high supply temperatures and the use of large storage tanks for increased load flexibility are suddenly becoming economically interesting.

This is examined in a Modelica annual simulation. The CO₂ heat pump system achieves energy cost savings of around 45% compared to the reference system consisting of a gas boiler and a conventional chiller.

Furthermore, the possibility of using the price advantages of flexible electricity prices is examined and the influence of the heat storage size on the savings is discussed.

In principle, heat pumps with refrigerant R744 are an option for economical, grid-friendly operation in hospitals. Disadvantages are above all high planning and investment costs and the need for low heating return temperatures.

More research on optimal heating systems with e.g., synergetic working heat pumps and combined heat and power plants is needed.

Inhaltsverzeichnis

Eidesstattliche Erklärung	2
Kurzfassung	3
Abstract	4
1 Einleitung und Aufbau.....	1
1.1 Arbeitsauftrag.....	2
2 Grundlagen	3
2.1 CO ₂ als Kältemittel	3
2.2 Wärmepumpen mit Kältemittel R744 (CO ₂).....	5
2.2.1 Einsatzgebiete	5
2.2.2 Wärmepumpen.....	5
2.2.3 Effizienz-Kennwerte.....	9
2.2.4 Möglichkeiten zur Anlageneffizienzsteigerung.....	12
2.3 Wärmespeicher.....	13
2.3.1 Nutzen.....	13
2.3.2 Schichtspeicher	13
2.3.3 Be- und Entladung	14
3 Erstellung Energiekostenpreisreihen	15
3.1 Frühere Energiepreise	16
3.2 Aktuelle Energiepreise	17
3.3 Zukünftige Gaspreise (Jahresmittel)	18
3.4 Zukünftige Strompreise (Jahresmittel).....	23
3.5 Zukünftige Flexible Strompreise	25
4 Fallspezifische Eingangsparameter	35
4.1 Bedarfsdaten	35
4.1.1 Mögliche Einsparungen	36
4.2 Wetterdaten	38
5 Methodik	39
5.1 Bewertungsgrößen	39
5.2 Simulationssoftware.....	40
5.3 Aufbau der Simulation.....	40
5.3.1 Annahmen.....	43
5.3.2 Einschränkungen.....	44
5.4 Untersuchungssystem.....	44
5.5 Referenzsystem	46
5.6 Untersuchte Szenarien.....	47
5.7 Plausibilitätskontrolle.....	48
5.7.1 Wärme- und Kälteerzeuger.....	48
5.7.2 Wärmespeicher	49
5.7.3 Plausibilitätskontrolle ganzjährige Simulationen:	50
6 Ergebnisse	53
6.1 Einsparung durch Lastflexibilisierung	55

6.2	Dimensionslose Kennzahlen	57
6.3	Vergleich mit konventionellen Wärmepumpen	58
7	Diskussion /Ausblick	61
7.1	Aussagekraft der Ergebnisse	61
7.2	Eignung von CO ₂ Wärmepumpen in Krankenhäusern	63
7.2.1	Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit von CO ₂ -Wärmepumpen positiv beeinflussen	63
7.2.2	Ausschlusskriterien.....	63
7.3	Übertragbarkeit / Planungsgrundlagen.....	63
7.4	Zusammenfassung und Ausblick	65
8	Anhang	66
8.1	Weitere Daten und Abbildungen.....	66
8.2	Tabellenverzeichnis	80
8.3	Abbildungsverzeichnis.....	80
9	Literatur.....	84

1 Einleitung und Aufbau

Angesichts der stetig voranschreitenden Klimakatastrophe ist dringend der CO₂-Ausstoß und anderen Treibhausgasen schnell und umfassend zu reduzieren. Der Deutsche Bundestag hat sich im Klimaschutzgesetz 2019 das Ziel einer 65% Reduktion der Nettotreibhausgasemissionen bis 2030 bzw. 100% bis 2045 gesetzt. (Bundestag 2019)

Zum Stand der Umsetzung stellt der von der Bundesregierung eingesetzte Expertenrat fest: „Generell reichen die bisherigen Emissions-Reduktionsraten bei weitem nicht aus, um die Klimaschutzziele für das Jahr 2030 zu erreichen – weder in der Summe noch in den einzelnen Sektoren.“ (Henning et al. 2022) Krankenhäuser haben hier als Großverbraucher mit ganzjährig hohen Heiz- und Kühlbedarfen großes Einsparpotenzial. Dabei wird im Sektor aktuell noch oft auf fossile Lösungen gesetzt. Die aktuell hohen Preise der fossilen Energieträger, hervorgerufen durch den russischen Angriff auf die Ukraine, haben den Trend zu immer billigerem Erdgas umgekehrt. Dieses wird voraussichtlich nie wieder so billig wie noch vor ein paar Jahren sein und stattdessen durch die bereits beschlossene CO₂-Bepreisung teurer auf dem Weg zur Klimaneutralität werden. Alternativen wie die Verbrennung von Biomasse sind nicht im ausreichenden Maße vorhanden. Studien zufolge wird die Biomasse für ein klimaneutrales Deutschland in anderen Bereichen dringender gebraucht, z.B. in der Industrie. (BCG 2021, S. 23) (Brandes et al. 2021). Blockheizkraftwerke lassen sich wirtschaftlich immer nur dann betreiben, wenn die Erneuerbaren Energieerzeuger gerade zu wenig produzieren. Aus erneuerbaren Energien erzeugter Wasserstoff oder Methan kann Spitzenlasten abfangen, wird aber angesichts hoher erwarteter Preise (Brandes et al. 2021) nicht als alleinige Heizwärmeerzeuger konkurrenzfähig sein. Verbleibende Alternativen sind Fernwärmenetze (falls lokal vorhanden) oder elektrisch betriebene Wärmepumpen. Gleichzeitig haben die Börsenstrompreise stark zu schwanken angefangen. Eine Rückkehr zu konstanten Strompreisen scheint angesichts der täglich schwankenden Produktion von Solar und Windkraftwerken unwahrscheinlich. Die sich schnell und verändernden Randbedingungen machen eine optimale Auswahl der Heiz- und Kühlsysteme schwer. In dieser Arbeit soll eine mögliche Alternative, die ganz oder teilweise Deckung des Nutzenergiebedarfs von Krankenhäusern über Wärmepumpen mit dem zukunftssicheren Kältemittel CO₂, untersucht werden. Hier wird erst technisch betrachtet in welchen Bereichen die CO₂-Wärmepumpen Vorteile gegenüber konventioneller Technik besitzt und wie man diese nutzen kann. Ziel ist herauszufinden, ob und unter welchen Rahmenbedingungen CO₂ Wärmepumpen für den Einsatz im Krankenhaussektor und andere Nahwärmenetze wirtschaftlich betrieben werden können.

Dafür werden in Kap. 2 die technischen und thermodynamischen Grundlagen von CO₂-Wärmepumpen und Wärmespeichern besprochen. In Kap. 3 wird detailliert auf die Projektionen zu künftigen Energiepreisen eingegangen und fiktive flexible Strompreiszeitreihen erstellt.

Kap. 4 gibt einen Überblick über das untersuchte Krankenhaus und weitere genutzte

In Kap. 5 werden Aufbau und Methodik der Simulation besprochen, die Systeme entwickelt und Szenarien für die Simulation erstellt.

In Kap. 6 werden dann die Ergebnisse vorgestellt, ausgewertet und mit konventionellen Wärmepumpen verglichen. In Kap. 7 werden dem weiterführende Gedanken beigefügt und noch einmal Wissen zu nützlichen Informationen verdichtet.

1.1 Arbeitsauftrag

CO₂-Wärmepumpen in Krankenhäusern im Kontext des zukünftigen Energiesystems: Modellierung und Simulation basierend auf einer realen Lastkurve des Heiz- und Kühlsystems eines Krankenhauses

Die Forschungsgruppe Gebäudeenergie-technik am Institut für Angewandte Thermofluidik (IATF) des KIT untersucht Komponenten, Materialien und Systeme zur Wärmespeicherung und Wärmetransformation in energieeffizienten Gebäuden. Ein aktueller Schwerpunkt liegt auf der Analyse von CO₂-basierten Hybridwärmepumpen für die Heizung und Kühlung von Gebäuden. In dieser Masterarbeit soll das Potenzial transkritisch arbeitender CO₂-Kompressionswärmepumpen für die Heizung und Kühlung von Krankenhäusern simulativ untersucht werden. Das System soll in der Entwicklungsumgebung Dymola / Modelica aufgebaut und simuliert werden anhand einer realen Lastkurve eines Krankenhausgebäudes. Für eine technoökonomische Bewertung werden Preisannahmen basierend auf modellierten Residuallasten für 2030 und 2040 verwendet.

Die Aufgabenstellung setzt sich aus folgenden Teilzielen zusammen:

- Einarbeitung in Dymola / Modelica und in die relevanten Modelle aus verschiedenen Bibliotheken, insbesondere der NREL Buildings-Library
- Einarbeitung in Aufbau und Parametrierung von Reglern in Modelica.
- Datenbeschaffung zu CO₂-Wärmepumpen und Erstellung eines Performance-Map-Modells, Verifikation des Modells für einzelne Betriebspunkte
- Aufbau des Systemmodells in Dymola, insbesondere einer Systemregelung
- Datenbeschaffung von Lastzeitreihen, Datenaufbereitung und Ankopplung an das Systemmodell
- Technoökonomische Modellierung, Erstellung von Strompreis-Zeitreihen für 2030 und 2040
- Test des Systemverhaltens und der Regelung anhand eines realen Lastverlaufs, Anpassung der Einsatzplanung der Wärmepumpe anhand der Strompreiszeitreihe
- Durchführen von Jahressimulationen im Systemmodell, Plausibilitätskontrolle der Ergebnisse
- Technoökonomischer Vergleich mit einem Referenzsystem, Auswertung im Sinne einer Potenzialanalyse zum Einsatz der CO₂-Wärmepumpe

2 Grundlagen

2.1 CO₂ als Kältemittel

CO₂ wurde bereits vor über 100 Jahren als Kältemittel – vor allem auf Schiffen – verwendet. In den 30er Jahren wurde es von den inzwischen verbotenen Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffen (FCKW) verdrängt.

Wegen Ihrer ozonschädigenden Wirkung wurde 1987 im Montreal-Protokoll der globale Ausstieg aus der Nutzung von Kältemitteln mit „ozone depleting potential“ (ODP), das heißt v.A. FCKW beschlossen. Aktuell werden durch die F-Gase Verordnung fluoridierte Kältemittel mengenmäßig begrenzt und das Inverkehrbringen neuer Anlagen mit Kältemitteln mit hohem Treibhauseffekt verboten. Die Höhe des Treibhauseffektes wird in der Einheit GWP₁₀₀ (Global Warming Potential) gemessen. Dieses bezeichnet den Faktor wie hoch der Treibhauseffekt eines Kältemittels ist, im Vergleich zu CO₂ über einen Zeitraum von z.B. 100 Jahren. 2022 hat die europäische Kommission einen Entwurf zu einer weiteren Verschärfung veröffentlicht. Aufgrund der F-Gase Verordnung steigen die Preise der synthetischen Kältemittel mit noch hohem GWP. Dadurch sinkt deren Verfügbarkeit. Daher bekommt CO₂ als natürliches Kältemittel mit einem GWP von genau 1, sehr niedrigen Beschaffungskosten und unbegrenzter Verfügbarkeit wieder größere Beachtung.

CO₂ kommt natürlich in der Luft vor und ist in die höchste Sicherheitsgruppe für Kältemittel A1 (ungiftig, nicht brennbar) klassifiziert und ist damit relativ gefahrlos zu benutzen.

Eine Übersicht über einige ausgewählte Kältemittel:

Tabelle 1 Ausgewählte Kältemittel im Vergleich FCKW: Vollhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe, HFCKW: Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe, HFKW: Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe, HFO: Hydrofluorolefine (Kim 2004) (Westfalen AG) (Arpagaus 2019)

Kältemittel	R-12	R-22	R-134a	R-515B	R-717 (NH ₃)	R-290 (C ₃ H ₈)	R-744 (CO ₂)
Name	Dichlor difluor methan	?	Tetrafluorethan	Solstice® N15	Ammoniak	Propan	Kohlenstoffdioxid
Klassifikation	FCKW	HFCKW	HFKW	HFO	natürlich	nat.	nat.
ODP/GWP₁₀₀	1/8500	0,05/1700	0/1300	0/293	0/0	0/3	0/1
Entflammbar/Toxisch (Ja/Nein)	N/N	N/N	N/N	N/N	J/J	J/N	N/N
Kritischer Druck [bar]	41,1	19,7	40,7	34,9	114,2	42,5	73,8
Kritische Temperatur [°C]	112	96	101	108,9	133	96,7	31,1
Volumetrische Kühlkapazität bei 0°C [kJ/m³]	2734	4356	2868	?	4382	3907	22545

Erste kommerzielle Nutzung	1931	1936	1990	2020	1859	?	1869
-----------------------------------	------	------	------	------	------	---	------

Wenn man CO₂ mit anderen Kältemitteln aus Tabelle 1 vergleicht, fällt zuerst die große volumetrische Kühlkapazität auf. „Daraus folgt eine kompaktere Bauweise des Verdichters, mit einem Hubvolumen von etwa 1/5 im Vergleich zu R134a, kleinere Wärmeübertrager und geringere Leitungsquerschnitte.“ (Fröschle 2010)

Andererseits kann man auch ausmachen, warum CO₂ als Kältemittel verdrängt wurde:

Mit Ausnahme von Ammoniak (NH₃) liegen die kritischen Punkte der Kältemittel alle ungefähr bei 40 bar Druck und bei einer Temperatur von 100°C. Bei CO₂ hingegen liegt der kritische Druck bei deutlich höheren 73,8 bar und die kritische Temperatur nur bei gerade einmal 31,1°C. Höherer Druck bedeutet teurere Komponenten und meist hoch höhere Druckunterschiede. Bei höherer Kompression entstehen im Allgemeinen mehr Verluste.

Der Kritische Punkt ist der Endpunkt der Dampfdruckkurve im P-T Diagramm. Der Stoff wechselt in einen überkritischen Zustand, in dem nicht mehr zwischen flüssiger und gasförmiger Phase unterschieden werden kann (siehe Abbildung 1). Im Druck-Enthalpie Diagramm (siehe Abbildung 3) liegt der kritische Punkt an der Spitze des Zweiphasengebiets. Ein überkritisches Fluid hat die Dichte einer Flüssigkeit, aber die Viskosität eines Gases.

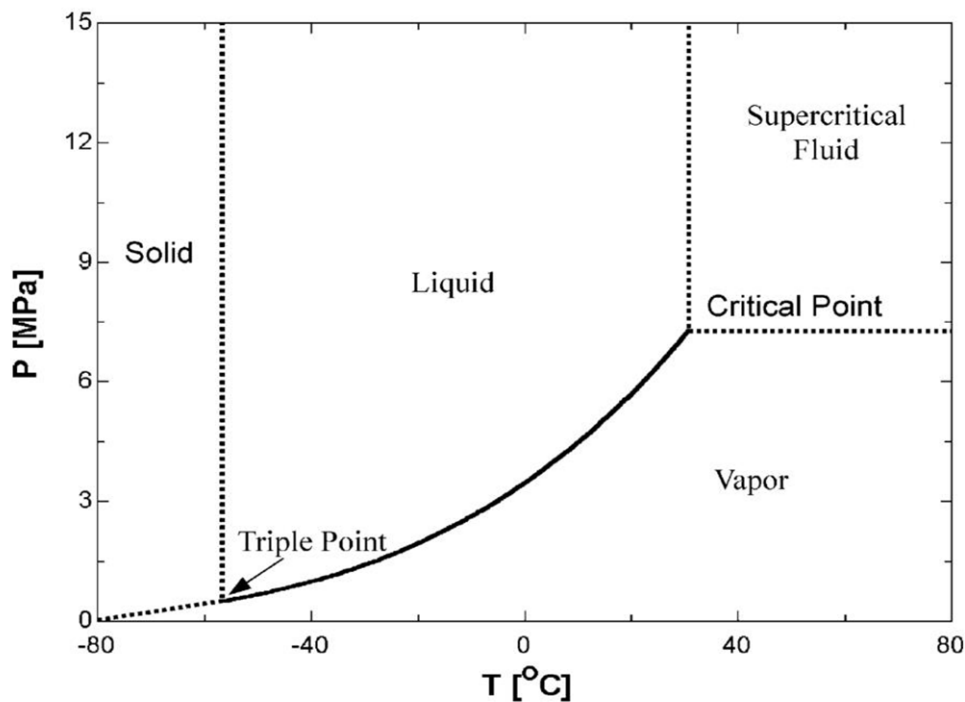


Abbildung 1: Phasendiagramm von CO₂ (Kim 2004, S. 124)

2.2 Wärmepumpen mit Kältemittel R744 (CO₂)

Hinweis: In dieser Arbeit wird, wo nicht anders angegeben, gedanklich ein vereinfachtes Anlagenschema verwendet. Dieses ist in Abbildung 2 aufgetragen. Für den energieeffizienten Einbau sind v.A. die Vor- und Rücklauftemperaturen der Wärmepumpe entscheidend. Die Zahlen in blauen bzw. roten Kreisen sind dabei die in dieser Arbeit hauptsächlich genutzten Temperaturniveaus in °C.

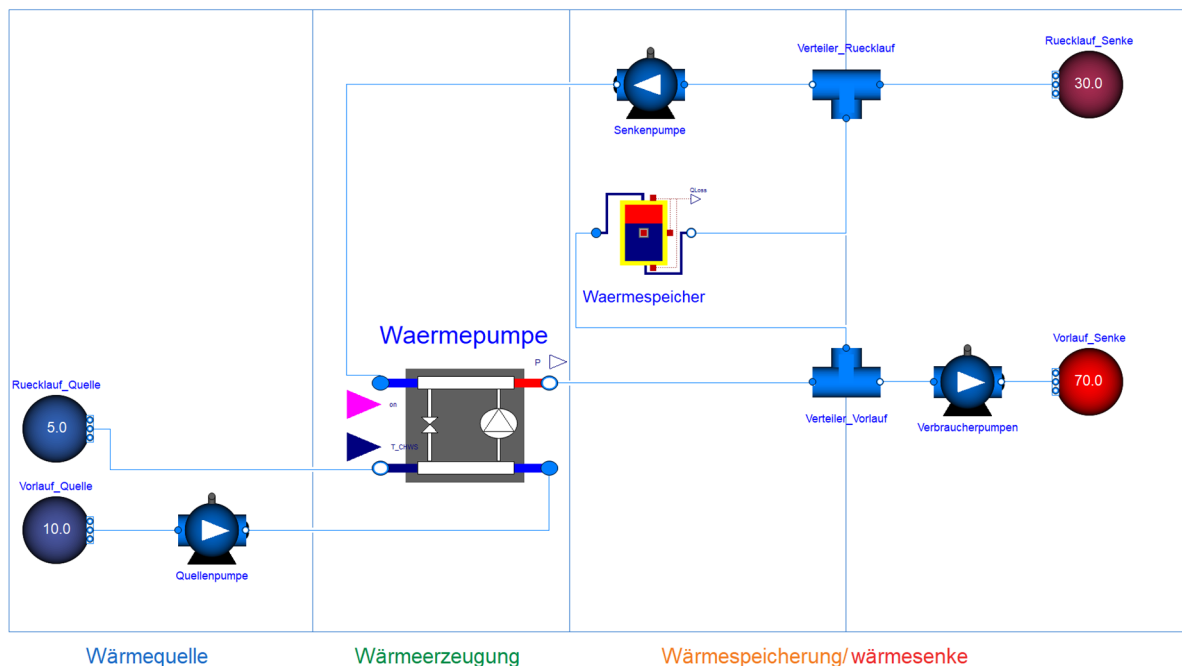


Abbildung 2 In dieser Arbeit genutztes, vereinfachtes Anlagenschema Quelle: Eigene Darstellung in Dymola

2.2.1 Einsatzgebiete

Wärmepumpen mit CO₂ als Kältemittel sind heutzutage wieder weit verbreitet. Einsatzgebiete sind Kühlgeräte von Verkaufsautomaten bis industrielle Kühlanlagen im Lebensmittelbereich oder Supermärkten. Transkritische CO₂ Wärmepumpen werden insbesondere in Japan als Trinkwarmwasserwärmepumpen in Haushalten genutzt. Weitere Nutzungen sind Abwärmenutzung in der Industrie oder Großwärmepumpen für Wärmenetze. (Austin et al. 2011)

2.2.2 Wärmepumpen

Wärmepumpen sind Maschinen, die Wärme auf niedrigem Temperaturniveau aus einer Quelle aufnehmen und mit Hilfe von Hilfsenergie diese bei einem höheren Temperaturniveau in eine Senke abgeben. Da gemäß des 2. Hauptsatzes der Thermodynamik Wärme immer von Bereichen hoher Temperatur zu Bereichen niedriger Temperatur fließt, nutzen Wärmepumpen einen linksläufigen thermodynamischen Kreisprozess (siehe Abbildung 3) um trotzdem das gewünschte Ziel zu erreichen.

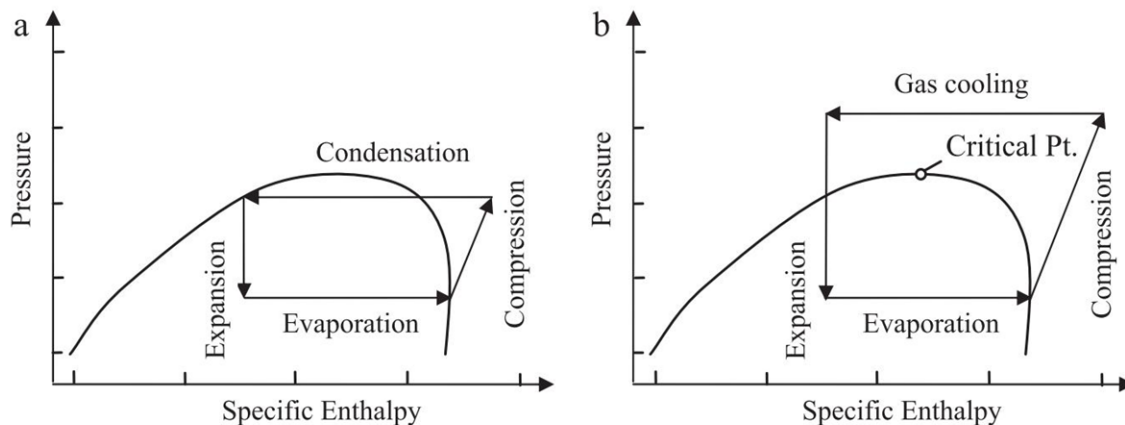


Abbildung 3: P-H Diagramme a) unterkritischer Zyklus b) transkritischer Zyklus (Austin et al. 2011)

Die meisten Wärmepumpen arbeiten im unterkritischen Bereich und überschreiten nie die kritische Temperatur des Kältemittels (siehe Abbildung 3a). Dabei wird das Kältemittel in einem geschlossenen Kreislauf verdampft, komprimiert, kondensiert und entspannt und wechselt dabei ständig zwischen gasförmigem und flüssigem Zustand hin und her.

Wird CO_2 als Kältemittel genutzt, können in einem unterkritischen Zyklus nur Temperaturen unter 30°C erreicht werden. Werden höhere Senktemperaturen benötigt, (z.B. zum Heizen oder zum Kühlen gegen Außenluft) muss das CO_2 bei hohen Drücken hinein in den überkritischen Bereich komprimiert werden (siehe Abbildung 3b). Der Druck in CO_2 Wärmepumpen ist dabei signifikant höher, als in den allermeisten anderen Wärmepumpen und erreicht im transkritischen Betrieb 80-110 bar oder mehr. (Austin et al. 2011)

Außerdem wird für die Abkühlung der Kondensator durch einen Gaskühler ersetzt, da die Abgabe der Wärme vollständig im überkritischen Bereich stattfindet. Dies führt vor allem dazu, dass die Wärmeabgabe einer CO_2 Wärmepumpe sensibel erfolgt – durchgehend von z.B. 70°C bis 30°C . Eine unterkritisch betriebene Wärmepumpe gibt hingegen die meiste Wärme nicht sensibel ab, sondern bei der Kondensationstemperatur, da die Kondensationsenthalpie deutlich größer ist, als die sensible Wärmekapazität über den Temperaturbereich. In Abbildung 4 ist die Wärmeübergabe in beiden Zyklen dargestellt. Aufgrund dieser Eigenschaft steigt die Effizienz von CO_2 Wärmepumpen gegenüber anderen Wärmepumpen, wenn Wärme in unterschiedlichen Temperaturniveaus oder mit großer Temperaturspreizung wie bei der Warmwasserbereitung benötigt wird. Sie sinkt jedoch stark, wenn nur eine kleine Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf genutzt werden kann. In einer Studie wird ein daher u.A. ein Trinkwarmwasseranteil von über 25% am Gesamtwärmebedarf für den Einsatz von CO_2 Wärmepumpen empfohlen (Austin et al. 2011). Bei der Trinkwarmwasserbereitung können im Gegenstromprinzip mit dem im Normalfall $5\text{-}15^\circ\text{C}$ kalten Leitungswasser deutlich geringere Rücklauftemperaturen erreicht werden als bei Anwendungen zur Raumheizung.

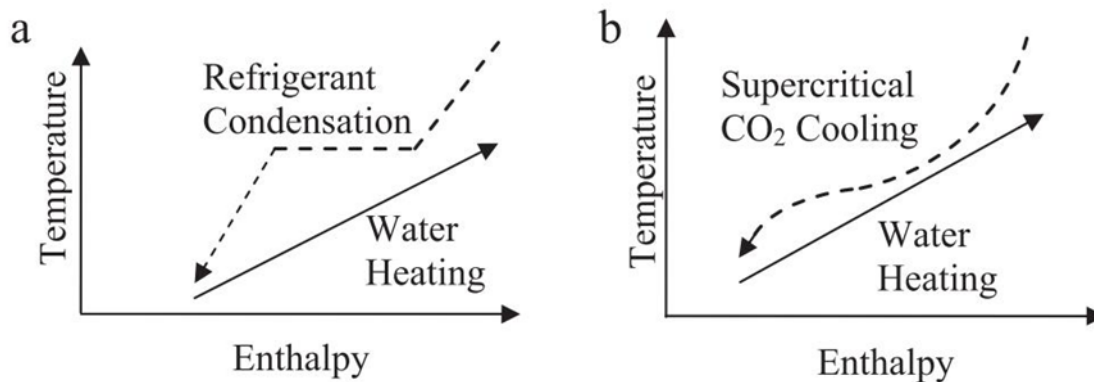


Abbildung 4: Temperaturprofile der Wärmeübertragung bei a) unterkritischer Wärmeübertrager wie in herkömmlichen Wärmepumpen und b) überkritischem Wärmeübertrager mit CO₂. Die CO₂ Kurve verläuft nichtlinear aufgrund variabler Wärmekapazität von CO₂. (Austin et al. 2011, S. 4018)

Zur Veranschaulichung sind in Abbildung 6 simulierte Jahresarbeitszahlen von modernen Wasser-Wasser Wärmepumpen in Abhängigkeit vom Trinkwarmwasseranteil in einem Haushalt an der Heizlast aufgetragen. Die konkreten Werte werden in jedem Projekt abweichen, aber prinzipiell arbeiten subkritische Wärmepumpen am effizientesten bei möglichst geringen Vorlauftemperaturen wie in diesem Beispiel eine Fußbodenheizung. Im Gegensatz dazu arbeiten CO₂ Wärmepumpen bei hohen Trinkwarmwasseranteilen relativ zu konventionellen Wärmepumpen besser, da dort die Rücklauftemperatur niedriger ist als bei Heizungsrücklaufen. Daher könnte eine Kombination von subkritischen, konventionellen Wärmepumpen für das Heizungssystem und CO₂-Wärmepumpen für die Trinkwarmwasserversorgung von Vorteil sein. Speziell in Krankenhäusern mit Anforderungen an die Redundanz und ausreichender Größe könnten 2 unterschiedliche Systeme eine Überlegung wert sein, um beide Wärmepumpenarten näher an ihren jeweiligen optimalen Betriebsbedingungen betreiben zu können.

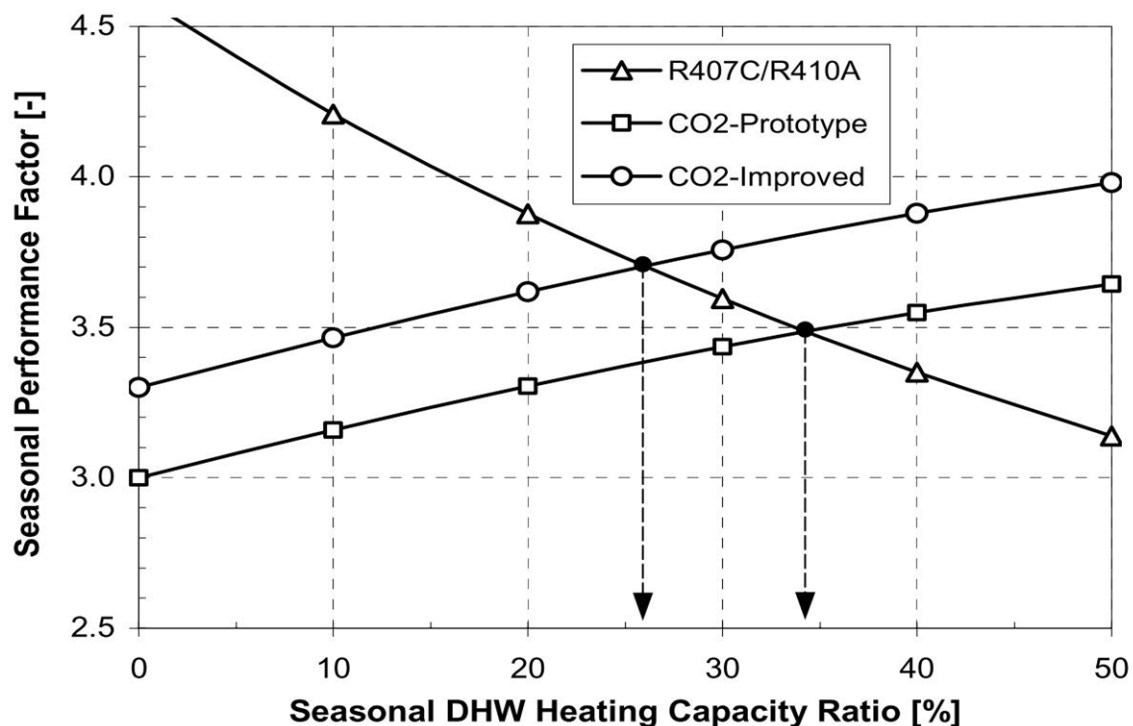


Abbildung 5: Jahresarbeitszeit für Wärmepumpen mit Kältemittel CO₂ gegenüber R410A bei steigendem relativen Trinkwarmwasserwärmebedarf (Stene 2004, S. 249)

Der Effekt verschiedener Gaskühlerauslauftemperaturen wurde von (Stene 2004) bei unterschiedlichen Gaskühlerdrücken, bzw. -eingangstemperaturen für typische Haushaltswärmepumpen simuliert. Dabei korrelieren die Temperaturen am Gaskühlerausgang mit den Rücklauftemperaturen und die Temperaturen am Gaskühleringang mit der Vorlauftemperatur des Heizungssystems, da es sich üblicherweise um eine Wärmeübertragung im Gegenstromprinzip handelt. In Abbildung 6 sind die Arbeitszahlen (COP, s.u.) über der Gaskühlerausgangstemperatur aufgetragen.

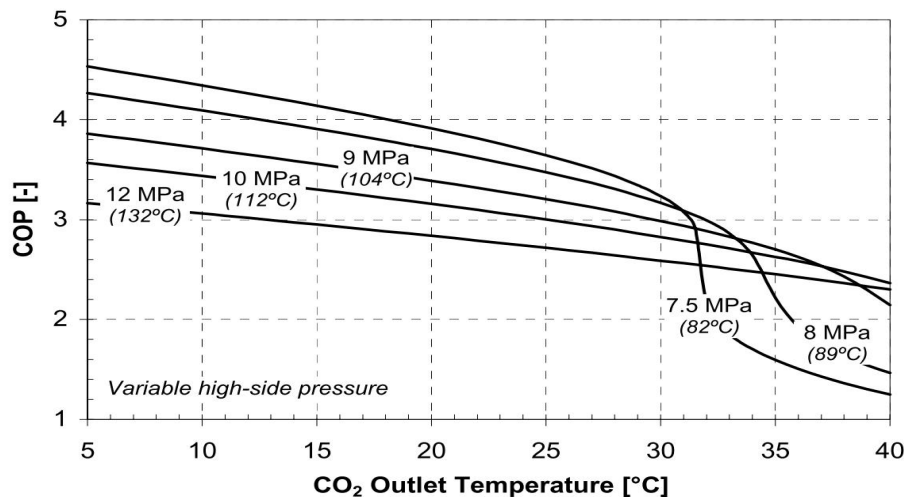


Abbildung 6: Simulierter COP einer einstufigen CO₂ Wärmepumpe bei verschiedenen Gaskühlerausgangstemperaturen und Druck- bzw. Temperaturniveaus im Gaskühleringang. Parameter: -5°C Verdampfungstemperatur, 5°K Sauggasüberhitzung, 60% isentropen Kompressoreffizienz und 10% Wärmeverlust des Kompressors (Stene 2004, S. 52)

Die Arbeitszahlen transkritischer CO₂-Wärmepumpen erhöhen sich deutlich mit niedrigerer Rücklauftemperatur des Heizungssystems (im Gegensatz zu konventionellen einstufigen Wärmepumpen). Praktisch gesehen erhöht sich bei CO₂ Wärmepumpen mit sinkender Gaskühlerausgangstemperatur die abgegebene Wärmemenge, ohne dass zusätzlicher Strom verbraucht wird.

Außerdem gibt es bei „niedrigeren Drücken“ von 7,5MPa bzw. 75 bar einen drastischen Einbruch der Arbeitszahl, wenn die Gaskühlerausgangstemperatur 30°C überschreitet. Dieser Effekt schwächt sich mit zunehmenden Druck ab und erfolgt dann erst bei höheren Gaskühlerausgangstemperaturen.

Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Wärmekapazität des CO₂ in der Nähe des kritischen Punkts sehr hoch wird, und hier dadurch sehr viel Wärme abgegeben werden kann. Wird aber nicht deutlich unter den kritischen Punkt abgekühlt, kann diese große Wärmemenge nicht übertragen werden und die Arbeitszahl sinkt daher deutlich.

Eine Möglichkeit diesen Effekt zu umgehen und trotz hoher Rücklauftemperaturen an einer CO₂ Wärmepumpe festzuhalten, wird z.B. in (Song et al. 2018) untersucht. Ein beispielhaftes Anlagenschema ist in Abbildung 7 dargestellt. Dabei wird eine subkritisch arbeitende Wärmepumpe (lila) zusätzlich parallel zur CO₂ Wärmepumpe (rot) eingebaut. Diese nutzt als Wärmequelle aber keine Umgebungswärme, sondern einen Teil des zu warmen Rücklaufs und kühlt ihn auf ein für die CO₂ Wärmepumpe ideale Temperatur ab. Bei diesem Aufbau kann die subkritisch arbeitende Wärmepumpe von den hohen Quelltemperaturen profitieren, während die CO₂ Wärmepumpe gut aufgrund der niedrigen Rücklauftemperatur arbeiten kann. Die Effizienz von CO₂ Wärmepumpen kann damit

„gerettet“ werden, sollte aber erst als letzte Maßnahme greifen, wenn die Möglichkeiten zu sonstigen Rücklauf-temperaturreduktionen bereits ausgeschöpft sind.

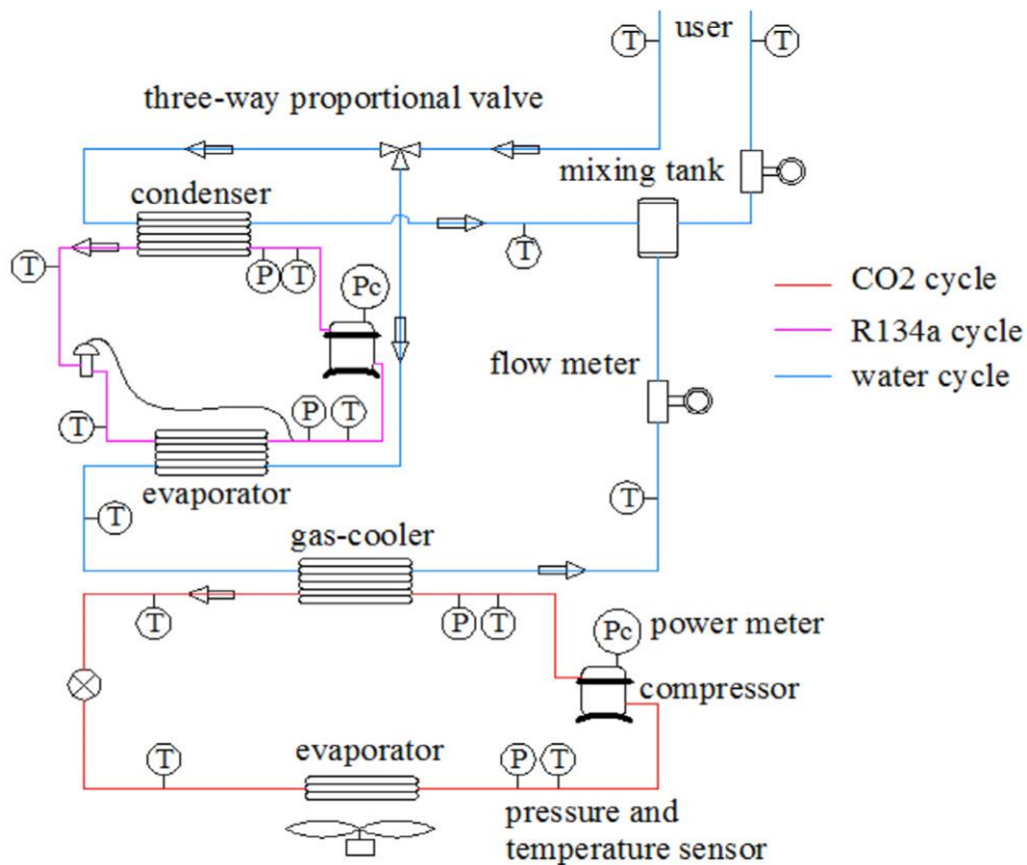


Abbildung 7: Transkritische CO₂ Wärmepumpe mit subkritischem Hilfszyklus (Song et al. 2018, S. 411)

2.2.3 Effizienz-Kennwerte

Die Effizienz von Wärmepumpen wird im Allgemeinen mit dem COP (coefficient of performance) angegeben. Dieser errechnet sich durch die nutzbare Energie, die von der Wärmepumpe abgegeben (bzw. im Kühlfall aufgenommen) wird im Verhältnis zur aufgewendeten, meist elektrischen Energie.

Der COP ist ein Momentanwert. Er ist stark abhängig vom jeweiligen Lastpunkt. Die größte Einflussgröße ist der Temperaturhub. D.h. die Differenz zwischen Quellen- und Senkentemperatur.

$$COP_{\text{Heizen}} = \frac{Q_{\text{Gaskühler}}}{E_{\text{Verdichter}}}$$

$$COP_{\text{Kühlen}} = \frac{Q_{\text{Verdampfer}}}{E_{\text{Verdichter}}}$$

Für den Fall, dass gleichzeitig Heiz- und Kühlenergie genutzt werden kann, also die Wärmepumpe z.B. zwischen dem Heißwasserspeicher und Kaltwasserspeicher genutzt wird, können beide Wärmeströme

als Nutzenergie verwendet werden. Dadurch addieren sich die COP von Heizen und Kühlen. Meist erhöht sich aber auch der Temperaturhub, was der Erhöhung des gesamt COPs wieder entgegenwirkt.

$$COP_{\text{Heizen+Kühlen}} = \frac{Q_{\text{Gaskühler}} + Q_{\text{Verdampfer}}}{E_{\text{Verdichter}}} = COP_{\text{Heizen}} + COP_{\text{Kühlen}}$$

Im Realen Einbau wurden beispielweise bei Vorlauf-/Rücklauftemperaturen von 80/40 °C am Gaskühler und 12/6°C am Verdampfer ein $COP_{\text{Heizen+Kühlen}}$ von 4,6 ermittelt.

Bei kleinerem Temperaturhub von z.B. 60/40°C und 18/28°C erhöht sich der $COP_{\text{Heizen+Kühlen}}$ auf 6,8 (Herstellerangaben). (Engie Refrigeration 03.08.22)

Um verschiedene Wärmepumpen miteinander zu vergleichen, wird auf den Carnot-Wirkungsgrad als Vergleichsgröße zurückgegriffen: Dieser beschreibt den idealen, reversiblen Wärmepumpenprozess ohne Verluste und damit das theoretisch erreichbare Optimum. Dieser hängt nur von der Senkentemperatur und dem Temperaturhub zwischen Wärmequelle und Senke ab:

$$COP_{\text{CARNOT, Heizen}} = \frac{T_{\text{Senke}}}{T_{\text{Senke}} - T_{\text{Quelle}}} = \frac{T_{\text{Senke}}}{\Delta T_{\text{Hub}}}$$

Bzw. im Kühlfall:

$$COP_{\text{CARNOT, Kühlen}} = \frac{T_{\text{Quelle}}}{\Delta T_{\text{Hub}}} = COP_{\text{CARNOT, Heizen}} - 1$$

Der theoretisch erreichbare Wirkungsgrad hängt also vor Allem vom Temperaturunterschied zwischen Quelle und Senke ab. Daher lohnt sich oft der Aufwand die Vorlauftemperatur der Heizung möglichst weit zu senken, bzw. wärmere Wärmequellen zu erschließen.

Mit dem Carnot-Wirkungsgrad lässt sich nun der eine Systemeffizienz oder Carnot-Gütegrad bestimmen. Dieser beschreibt wie viel des theoretischen möglichen COP technisch erreicht wurde.

$$\eta_{\text{CARNOT}} = \frac{COP}{COP_{\text{CARNOT}}}$$

Mit diesem lassen sich einerseits Wärmepumpen untereinander vergleichen, auch wenn verschiedene Betriebspunkte angegeben sind. Andererseits lässt sich auch ein COP auf Grundlage eines typischen Carnot-Wirkungsgrades schätzen, ohne bereits einen spezifischen Wärmepumpentyp auszuwählen. (Arpagaus 2019)

Die meisten angegebenen COPs von industriellen Hochtemperaturwärmepumpen haben eine Carno-Gütegrad von 40-60%, wobei die Fitkurve (s.u.) bei 45% liegt. (Arpagaus 2019)

$$COP_{Fit,Heizen} = 68,455 * \Delta T_{Hub}^{-0,76}$$

Dieser Ansatz funktioniert bei konventionellen Wärmepumpen sehr gut, die durch den Phasenübergang an Kondensator und Verdampfer den Hauptteil der Wärmeenergie bei einem konstanten Temperaturniveau übergeben.

Bei CO₂-Wärmepumpen und andere Wärmepumpen mit einem Temperaturverlauf (Gleit) an Kondensator (bzw. Gaskühler) oder Verdampfer besteht aber zusätzlich noch eine Abhängigkeit der Rücklaufemperaturen. Daher wird der Wirkungsgrad von Wärmepumpen mit Temperaturgleit mit dem modifizierten Lorentz-Zyklus verglichen (siehe Abbildung 8).

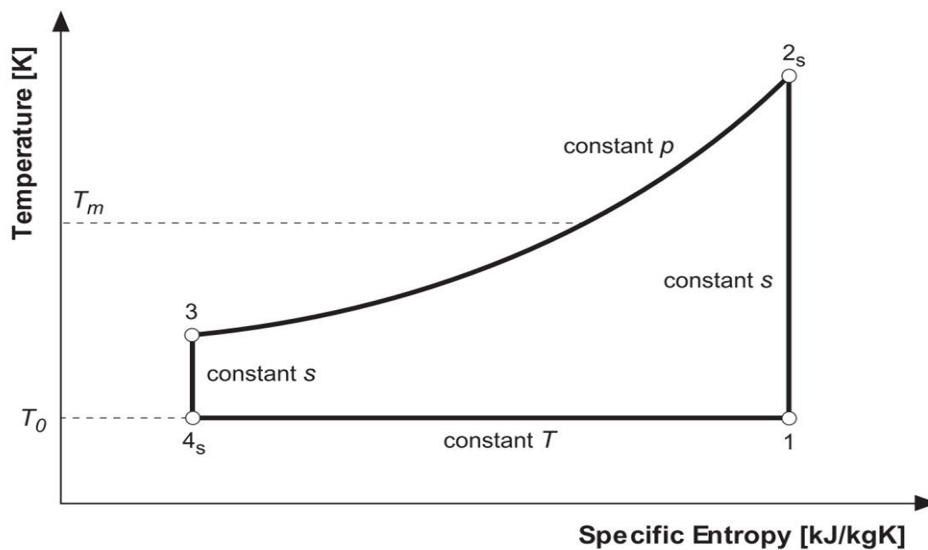


Abbildung 8: Modifizierter Lorentz Vergleichszyklus mit 1-2s Isentropischer Kompression, 2s-3 Isobare Wärmeabgabe mit Temperaturgleit, 3-4s Isentropischer Expansion, 4s-1 Isotherme Wärmeaufnahme $T_{m,Senke}$ entspricht T_m , T_0 entspricht T_{Quelle} (Stene 2004, S. 48)

Die Wärmepumpen können so mit nur einem leicht erweiterten Modell, dem Lorentz-Wirkungsgrad verglichen werden. Dabei bleibt die Grundgleichung des Carnot-Wirkungsgrades erhalten (Stene 2004):

$$COP_{Lorentz, Heizen} = \frac{T_{m,Senke}}{T_{m,Senke} - T_{Quelle}}$$

Statt nur der Nutzung der Temperatur am Ausgang des Wärmeübertragers (T_{Senke}), wird aber hier mit dem logarithmischen Mittel zwischen Ein- und Auslass gearbeitet:

$$T_{m,Senke} = \frac{(T_{Senke,Ein} - T_{Senke,Aus})}{\ln(T_{Senke,Ein}/T_{Senke,Aus})}$$

Wobei im interessanten Temperaturbereich der Unterschied zwischen der arithmetischen Mittel und dem logarithmischen Mittel nicht groß sind. Für eine erste Abschätzung scheint auch nur die mittlere Senken Temperatur ausreichend.

2.2.4 Möglichkeiten zur Anlageneffizienzsteigerung

Im Allgemeinen erfahren CO₂ Wärmepumpen durch die hohen Druckunterschiede während des Zyklus bei der Entspannung höhere Verluste als Wärmepumpen mit anderen Kältemitteln. Dieser Nachteil führt oft zu einem niedrigeren Gütegrad. Diesem wird oft durch interne Wärmeübertrager (IWÜ) begegnet, die den benötigten Druck verringern. Durch einen IWÜ wird außerdem die Verdampfungseingangstemperatur gesenkt und mehr Wärme aus der Wärmequelle aufgenommen. (Kim 2004, S. 133–134) Ein innerer Wärmeübertrager wird auch bei der in der Simulation genutzten CO₂-Wärmepumpe genutzt.

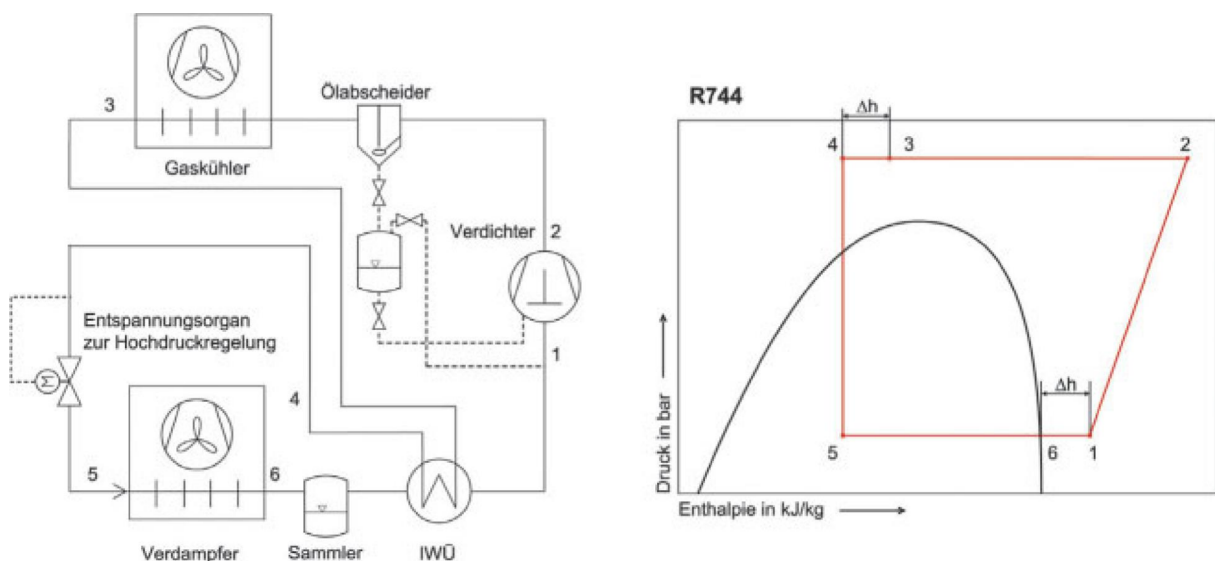


Abbildung 9 CO₂ Wärmepumpenzyklus mit internen Wärmeübertrager (IWÜ) in Schema und P-h Diagramm

Weitere Möglichkeiten bestehen in der Wiedergewinnung der Energie für den Kompressor durch Verwendung des Druckunterschiedes für den Betrieb von Turbinen, Expandern oder Ähnlichem. Forschung zeigt hier deutliche Verbesserungspotenziale für CO₂ Wärmepumpen in der Zukunft. (Austin et al. 2011, S. 4025)

Im Rahmen der Recherche dieser Arbeit wurde ein einziger Hersteller von Großwärmepumpen mit Turboexpander zur Energierückgewinnung bei der Expansion des CO₂ auf dem Markt gefunden. Diese besteht mit einem $COP_{Heizen+Kühlen}$ von 4,68 bei 10°C Quelltemperatur und 110°C Vorlauf- und 40°C Rücklauftemperatur. Allerdings ist hier die kleinste Ausbaustufe knapp 10MW Wärmeleistung. (Man energy Solutions)

Als Alternative zur Energierückgewinnung aus dem hohen Druckunterschied, wird auch die Nutzung von Ejektoren erforscht. Diese nutzen den hohen Druck nach dem Gaskühler, um das Gas nach dem Verdampfer auf ein mittleres Druckniveau zu bringen und damit den Kompressor zu entlasten (siehe Abbildung 10). (Lucas et al. 2012) Ejektoren scheinen aber bei den gefundenen Hochtemperaturwärmepumpen noch keine Verwendung zu finden. In der Kältetechnik hingegen, z.B. in der Nahrungsmittelindustrie sind CO₂-Wärmepumpen auf dem Vormarsch. (Gullo et al. 2017)

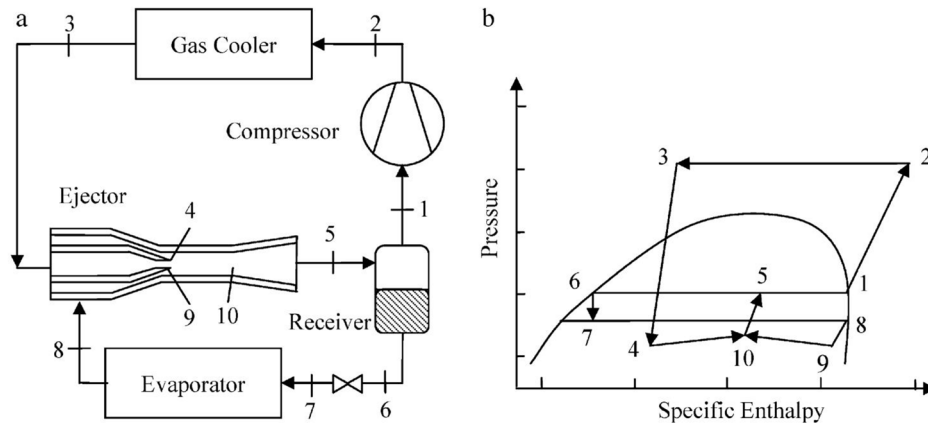


Abbildung 10: CO₂ Wärmepumpenzyklus a) Schematisch b) im P-h Diagramm (Austin et al. 2011, S. 4026)

2.3 Wärmespeicher

"Generell dienen Wärmespeicher der zeitlichen Entkopplung von Produktion und Verbrauch." (Ebner)

Es gibt verschiedene Möglichkeiten die Wärme zwischenspeichern. In der Baupraxis werden aktuell vor Allem sensible Wasserspeicher eingesetzt. Sie speichern Energie durch die Erhöhung der Temperatur des Speichermediums. Im Folgenden wird nur auf diese Art Speicher eingegangen.

2.3.1 Nutzen

Wärmespeicher können verschiedene Funktionen in einem Gebäude erfüllen. Von kurzfristigem Ausgleich von Lastspitzen bis zur saisonalen Speicherung von Solarenergie für die Nutzung im Winter.

Ein Vorteil der Nutzung von Speichern ist, dass der natürlich schwankende Bedarf über einen längeren Zeitraum verteilt wird und damit die Leistung der Erzeuger nicht auf den maximal möglichen gleichzeitigen Bedarf ausgelegt werden muss, sondern je nach Speichergröße eine immer glattere Erzeugerkurve entsteht. Dies führt auch dazu, dass Stillstandszeiten und das sogenannte „Takten“ reduziert und damit die Lebensdauer verbessert wird.

Für Wärmepumpen kommen noch weitere Vorteile hinzu: Einerseits kann auf unterschiedliche Bedingungen wie wechselnde Strompreise (siehe Kap. 3.5), schwankendes Potenzial zur Abwärmenutzung oder Außenlufttemperaturen im Falle von Luftwärmepumpen eingegangen werden.

Andererseits ist es für die Effizienz von CO₂-Wärmepumpen im Vergleich zu unterkritisch arbeitenden Wärmepumpen (siehe vorheriges Kapitel) von Vorteil, wenn sie die Wärme über einen großen Temperaturbereich abgibt und nach Möglichkeit nutzbare Wärme und Kälte gleichzeitig erzeugt.

2.3.2 Schichtspeicher

Um eine möglichst kontinuierliche Wärmeabgabe bei hoher Temperaturspreizung zwischen Vorlauf und Rücklauf zu ermöglichen, können sogenannte Schichtspeicher eingesetzt werden. Bei Schichtspeichern wird die unterschiedliche Dichte des Speichermediums genutzt, um verschiedene Temperaturen im

gleichen Behälter zu speichern. So hat 90°C heißes Wasser etwa 3,5% geringere Dichte als Wasser bei 20°C. (Falkner 2014)

Um das Ziel einer guten Schichtung zu erreichen, muss der Wärmetransport zwischen den Schichten minimiert werden. Dieser hängt in erster Linie von der Speichergeometrie und den Stoffwerten des Speichermediums bei stationärer Betrachtung ab. Außerdem von der erzeugten Konvektion beim Ein- und Ausströmen aus dem Speicher und der thermisch bedingten Konvektion im Speicher. (Schwamberger et al. 2010, S. 41)

2.3.3 Be- und Entladung

Da es unzählige verschiedene Speicherkonzepte gibt, deren Einsatz stark von den vor Ort bestehenden Randbedingungen wie Vorlauf-/Rücklauftemperaturen, Strömungsgeschwindigkeiten und Speichergöße abhängt, wird an dieser Stelle das Thema nur kurz angerissen. Für einen Überblick über die verschiedenen Systeme sei auf (Lohse et al. 2009) verwiesen.

In Abbildung 11 ist ein einfaches Schichtspeichersystem für CO₂-Wärmepumpen mit 2 Schichten (60°C/25°C) abgebildet. In diesem Beispiel ist der Zulauf zum Speicher jeweils über sogenannte Ladelanzen hergestellt. In diesen steigt das Wasser in den Lanzen so lange auf, bis es die gleiche Dichte bzw. Temperatur hat wie das bereits in dieser Schicht vorhandenen Wassers und dann horizontal aus der Lanze gelenkt. Dadurch werden Konvektionen in vertikaler Richtung vermieden, die zu einer Vermischung der Temperaturniveaus führen würden. Als Wärmequelle kommt eine CO₂-Wärmepumpe zum Einsatz, als Wärmesenken ist eine Frischwasserstation und ein Heizungskreislauf angeben.

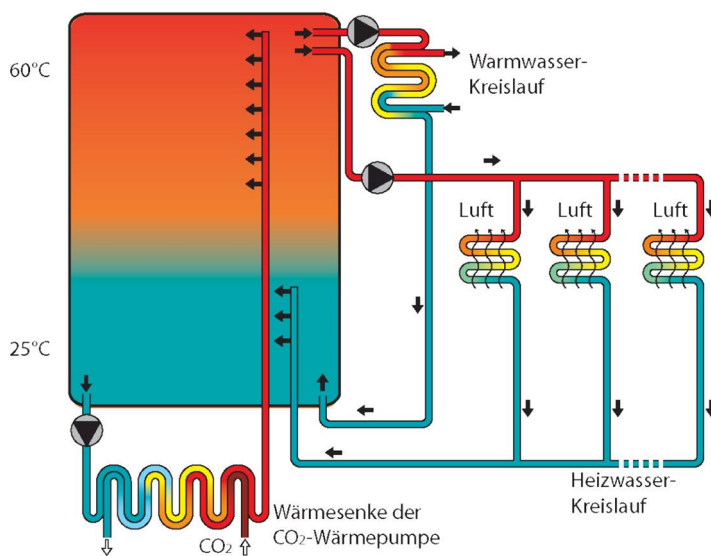


Abbildung 11: Funktionsweise eines Schichtspeichers mit zwei Temperaturniveaus (Kosowski et al., S. 11)

Weitere Verbraucher wie Fußbodenheizungssysteme, Luftheizungen oder ein Wärmetauscher zur Kompensation von Trinkwarmwasserzirkulationsverlusten können beliebig entsprechend ihres Temperaturniveaus hinzugefügt werden. Dies bringt vor allem Effizienzvorteile, wenn eine Rücklauftemperatur der Vorlauftemperatur des nächsten Verbrauchers entspricht. Damit sinkt die Temperatur am Speicherboden, die der Rücklauftemperatur der CO₂-Wärmepumpe entspricht.

3 Erstellung Energiekostenpreisreihen

Ziel dieses Kapitels ist, die verwendeten Energiekostenreihen für die Simulation vorzustellen. Da die Energiepreisdaten der Zukunft noch nicht feststehen, werden zuerst die Jahresmittelwerte der Strom- und Gaspreise für die Zukunft aus Projektionen ermittelt um dann passend zu diesem Mittelwert stündlich schwankende Strompreiszeitreihen zu modellieren.

Aktuell ist eine große Dynamik in den Randbedingungen für Energiepreisprojektionen festzustellen. Durch lange Inaktivität wurde der Pfad zur Einhaltung der Klimaziele jedes Jahr steiler, während gleichzeitig eine deutliche Zielverschärfung stattfand. Es galten in Deutschland bis zum Beschluss des Klimaschutzgesetzes im Juni 2021 noch die alten Klimaschutzziele der EU mit 80-95% Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2050. Vergleicht man dies mit den neuen Zielen, die 65% Reduzierung im Jahr 2030 und 100% Reduzierung im Jahr 2045 vorsehen, sind sehr starke Unterschiede in Ergebnissen „älterer“ Studien und aktueller Studien zum Thema Energiesystem keine Überraschung. Daher konnten nur Studien weniger Jahre verwendet werden, die bereits mit der Erreichung der aktuellen Klimaziele rechnen.

Wie weit und schnell die einzelnen Akteure klimafreundliche Maßnahmen umsetzen, ist aber oft an deren veranschlagter Wirtschaftlichkeit abhängig. Dafür elementar ist eine Schätzung der zukünftigen Energiekosten. Die Wirtschaftlichkeit von klimafreundlichen Heiztechnologien ist aber stark gekoppelt an die gezahlten Strom- und Gaspreise, insbesondere deren Verhältnis zueinander. Daher wird in diesem Kapitel die Zukunftsaussichten der Energiekosten betrachtet. Um später genauere Aussagen zur Wirtschaftlichkeit geben zu können.

Hinweis: Es gibt verschiedene Strombörsen und dort gehandelte Produkte. Falls nicht anders markiert, sind mit Börsen- oder Großhandelsstrompreisen der Day-Ahead-Auktionpreis am EPEX-Spotmarkt gemeint. Dabei wird jeweils um 12 Uhr ein stündlich wechselnder Preis für Strom des nächsten Tages ausgehandelt. Dieser wurde gewählt, weil er relativ repräsentativ ist für die insgesamt gezahlten Strompreise und eine Vorausplanung des Betriebes ermöglicht.

Um eine Übersichtlichkeit zu behalten, wurden alle Preise auf das Preisniveau von 2022 inflationsbereinigt (angezeigt durch €_{2022} oder ct_{2022} .) Die Methodik wurde aus den Rahmendaten für den Projektionsbericht 2023 übernommen. Dieses beruht auf dem BIP (bzw. engl. GDP) Deflatoren. Diese beschreiben die Preissteigerung einer Volkswirtschaft anhand des Verhältnisses von nominalem und realen Bruttoinlandsprodukt. (Bundeszentrale für politische Bildung)

„Für die Primär-, Endenergie- und CO₂-Preisprojektionen wurden für die Jahre bis 2021 die GDP-Deflatoren verwendet, für das Jahr 2022 ein Wert von 6 %, 3 % für 2023; bis 2027 wurde ein Rückgang auf das Langfristziel von 2 % angenommen, und für den Zeitraum bis 2050 ein Verharren auf diesem Wert unterstellt.“¹ (Mendelevitch et al. 2023) Historische Daten wurden von (DEStatis 2022) übernommen.

Da es für jede Verbraucherklasse andere Preise gibt und diese auch regional variieren, wurde sich dafür entschieden nur einen Endverbraucherkreis zu betrachten. Krankenhäuser sind oft Großverbraucher und sind teilweise an die Mittelspannungsebene angeschlossen. Daher wurde in dieser Arbeit Preise für Industriestrom und Erdgasgroßabnehmer zugrunde gelegt.

¹ Die genutzte Tabelle zur Abzinsung ist im Anhang in Tabelle 11 zu finden.

3.1 Frühere Energiepreise

Um die Ausgangslage zu darzustellen, wurden in Abbildung 12 die Industrieenergiepreise (Jahresverbrauch 2-20GWh) in Deutschland mit den Daten von Eurostat aufgetragen. Zusätzlich wurde das Verhältnis von Strom- und Gaspreis ermittelt. Dieser kann in erster Näherung als Indikator verstanden werden, ab welchem COP die Nutzung einer Wärmepumpe niedrigere Energiekosten als ein Gaskessel verursachen würde.

Der Trend seit 2008 zeigt einen moderaten Anstieg der Stromkosten für Industriebetriebe, während der Gaspreis langsam sank. Dies führte zu immer schlechteren ökonomischen Bedingungen für den Betrieb von Wärmepumpen. Um nur in den Energiekosten konkurrenzfähig für diesen Kundenkreis zu sein, musste eine Wärmepumpe 2009 nur einen COP von etwa 3 haben. 10 Jahre später stieg diese Anforderungen auf einen COP von 5.

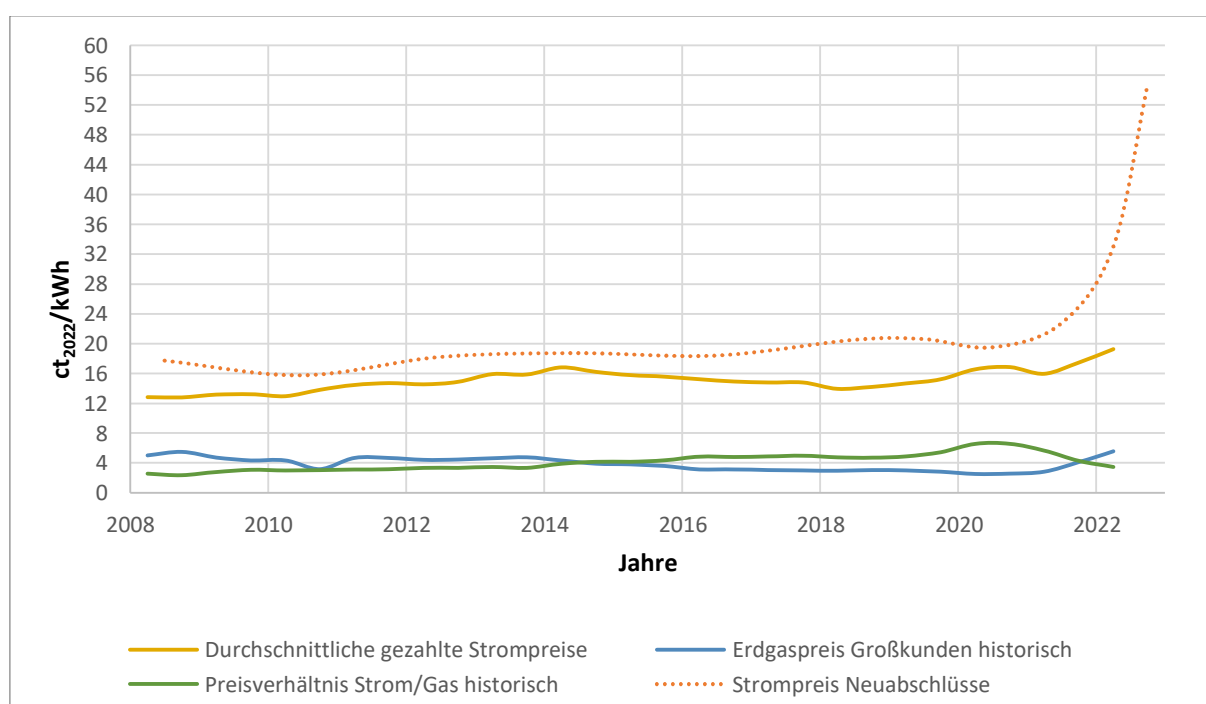


Abbildung 12 Energiepreise Industrie inkl. Steuern ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Abgaben. Strom und Gaspreise 2008-2022 für 2000-20000MWh/a Stromverbrauch und 100-1000 Terajoule Gasverbrauch (Statistisches Bundesamt 2022), Strompreise von Neuabschlüssen 160-20000MWh/a (Bantle 2022) und das Verhältnis der historischen Strom und Gaspreise

Abbildung 13 zeigt die Strompreise an der Börse in den letzten 10 Jahren. Bis 2021 hat dabei der Strompreis an der Börse sehr wenig geschwankt und hatte (durch höhere Abgaben wie Netzentgelte und EEG-Umlage) einen immer kleineren Anteil am Endkundenpreis. Dabei ist der Strompreis an der Börse stark abhängig von den aktuellen Gaspreisen. (Kreidelmeyer 2022) \

Da es für die Kunden in der Vergangenheit kein großes Einsparpotenzial gab, hatten weder Kunden noch Versorger eine große Motivation flexible Strompreise zu nutzen bzw. anzubieten. Da Strom- und

Gaspreise größtenteils jahresweise konstant waren, gab es auch keine Notwendigkeit lokal Wärme zu speichern.

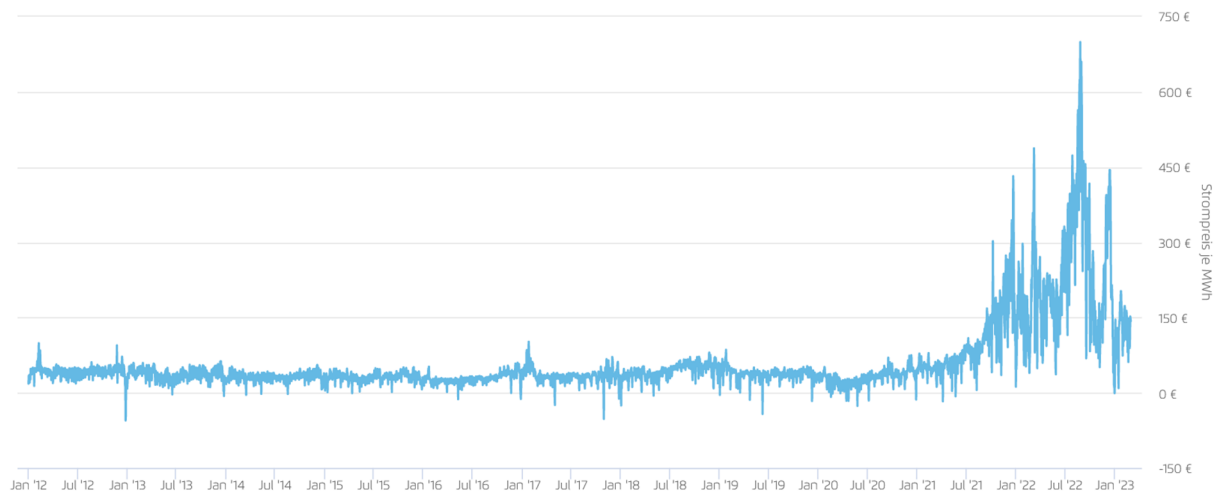


Abbildung 13 Verlauf des Spotmarktpreises EPEX 2008 bis März 2023 (Agora Energiewende)

3.2 Aktuelle Energiepreise

Die aktuellen Energiepreise sind durch den Gas-Lieferstopp aus Russland und der daraus resultierenden Möglichkeit zur Gasknappheit extrem in die Höhe geschossen – deutlich über Weltmarktpreise.

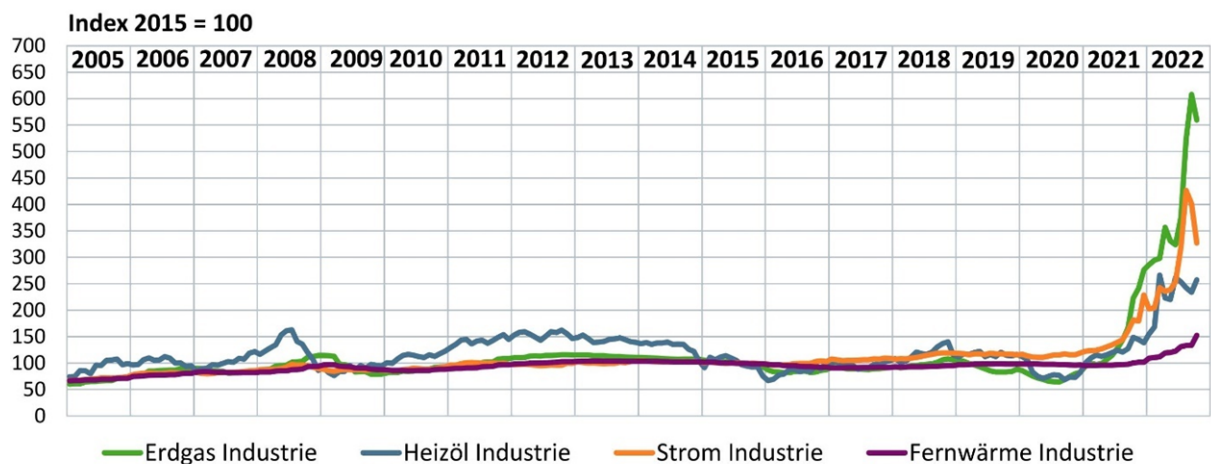


Abbildung 14: Relative Preissteigerung Energiepreise für die deutsche Industrie zu 2015. (BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft 2022, S. 33)

Abbildung 14 zeigt die drastischen Energiepreissteigerungen ab Mitte 2021 für die Industrie.

Das ist aber nur eine vorübergehende Spitze – wie die Preise für Jahresversorgungskontrakte an der Börse für die nächsten Jahre zeigen. So erwartet die Börse eine Halbierung der Gaspreise in den nächsten

2 Jahren, wie in Abbildung 15 sichtbar ist. Hier ist der Verlauf der Gaspreiskontrakte für 2023, 2024 und 2025 im zeitlichen Verlauf dargestellt.

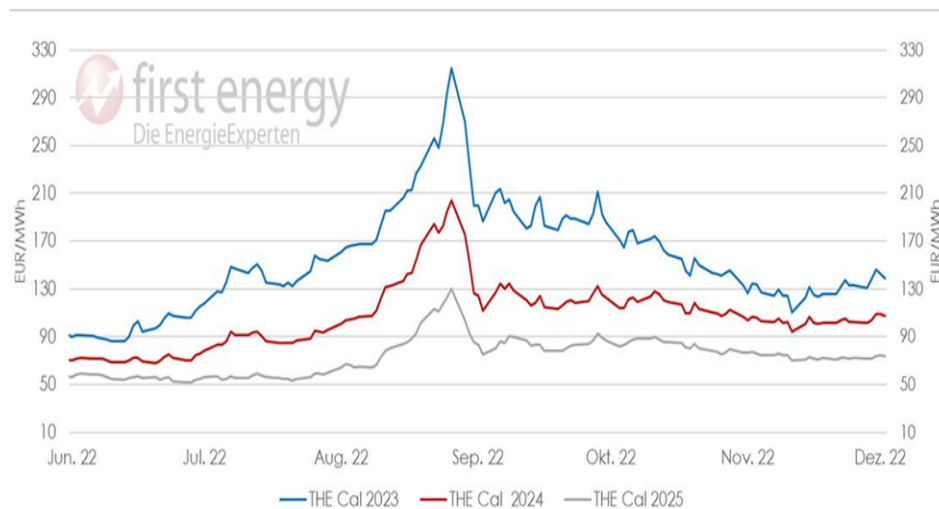


Abbildung 15: Gaspreisentwicklung -EEX Erdgas- Jahreskontrakte (power future THE |powermarket)

Durch die schon oben beschriebene starke Abhängigkeit der Strompreise vom Gaspreis werden aller Voraussicht nach auch die Strompreise wieder deutlich sinken.

Zu beachten sind dabei allerdings die teils langen Lieferverträge, die am Anfang der Krise die durchschnittlichen Endkundenpreise noch stabil gehalten haben, aber auf der anderen Seite wahrscheinlich das Preisniveau noch hochhalten werden, obwohl die Börsenpreise bereits wieder gesunken sein werden. (vgl. Unterschied Neukundenpreise ggü. bestehenden Verträgen in Abbildung 12)

3.3 Zukünftige Gaspreise (Jahresmittel)

Die zukünftigen Energiepreise sind schwer abzuschätzen und können, wie am Beispiel des Kriegs um die Ukraine zu plötzlichen Preisausschlägen führen. Allerdings wird durch die Diversifizierung der Versorgenden Länder mit Flüssiggas (LNG) und der geplante Ausbau der erneuerbaren Energien die Gefahr von solch drastischen Preisspitzen tendenziell geringer.

Außerdem besteht ein sehr großer Teil, insbesondere der Stromkosten nicht aus den eigentlichen Beschaffungs- und Vertriebskosten, sondern aus Steuern, Netzentgelten und Umlagen. Somit hat die Politik entscheidenden Einfluss darauf, wer wieviel zahlt. Für diesen Zweck wird häufig für das Gelingen der Wärmewende im Gebäudesektor eine teilweise Abgabenbefreiung von diesen Anteilen für flexible Stromverbraucher, insbesondere Wärmepumpen vorgeschlagen. (Böttger et al 2021)

Als Erstes wurde für diese Arbeit der Ansatz gewählt möglichst viele Projektionen von Gas, Strompreisen und CO₂ Zertifikatspreisen zu finden und auf deren Grundlage Durchschnitte oder Gruppenszenarien zu erstellen (BCG 2021; Breisig et al. 2022; Bünger et al. 2020; Harthan et al. 2022; Kreidelmeyer 2022; Repenning et al. 2021). Dieser Ansatz wurde mit Veröffentlichung der Rahmendaten zum Projektionsbericht 2023 des Bundesumweltamtes (Mendelevitch et al. 2023) verworfen. Dieser enthält übersichtlich und einheitliche Annahmen für u.A. künftige Energiepreisentwicklungen, die dann auch größere Vergleichbarkeit zu anderen Forschungsarbeiten

zulassen. Der alte Ansatz wird hier beim Gaspreis nur noch als Vergleichsgröße erwähnt, aber nicht aktiv genutzt.

Der Projektionsbericht folgt erst den Preisen der Erdgas Futures, die in Abbildung 15 bereits dargestellt werden, und geht danach von keiner physischen Knappheit von Erdgas in Europa und durch geringeren Verbrauch auch eher sinkenden Weltmarktpreisen aus. Der Verlauf der Großhandelspreise für Erdgas ist in Abbildung 16 dargestellt. Diese gehen von einem eher niedrigen Preisniveau aus. Zum Vergleich: Die oben erwähnte Methode der Durchschnittsbildung hatte einen sehr ähnlichen Verlauf ergeben, der aber ca. 10€/MWh höhere Preise ergab.

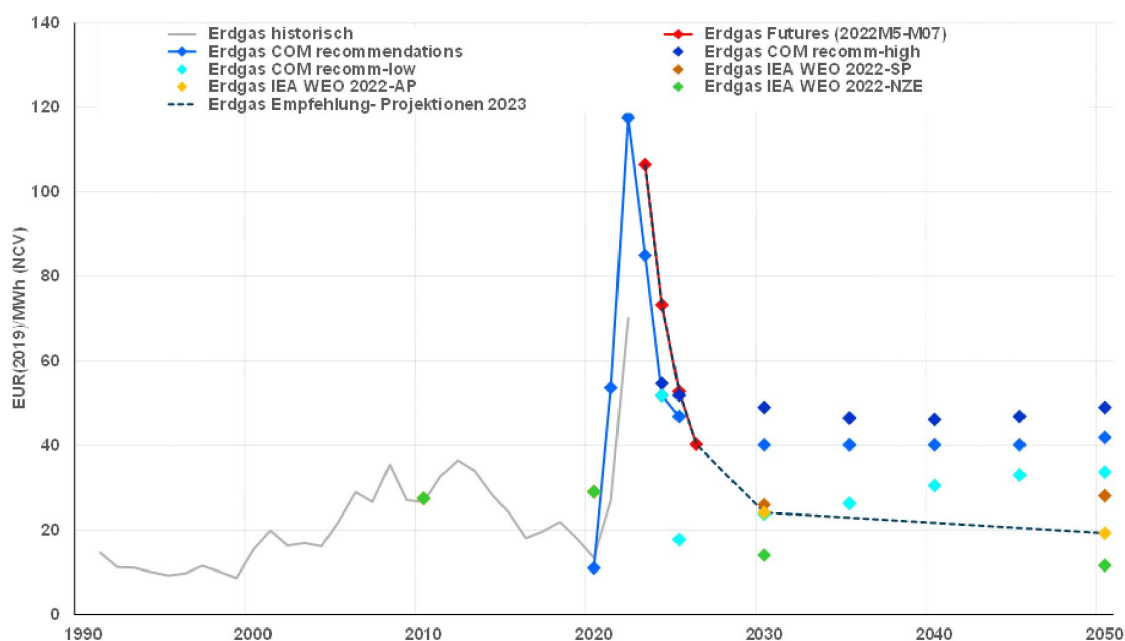


Abbildung 16: Erdgaspreisprojektionen Projektionsbericht 2023 (Mendelevitch et al. 2023)

Zusätzlich zu den Großhandelspreisen kommen immer höhere Preise für CO₂ Zertifikate über das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) hinzu. Diese sind aktuell in der Einführungsphase und noch mit festen Preisen jedes Jahr gedeckelt. Später soll ein Marktmechanismus ähnlich der bereits bekannten EU ETS Zertifikate den Preis bestimmen. Durch Begrenzung der Zertifikatsmenge auf die nach Klimaschutzgesetz gesetzten Zielen kann dadurch ein Preisanreiz zu klimafreundlicheren Heizungslösungen geschaffen werden. Allerdings sind die Preisverläufe der Zukunft schwer abzuschätzen. (Kemmler et al. 2020, S. 46) schreibt dazu:

„Welcher CO₂-Preis sich in den Jahren ab 2027 ergeben wird, ist noch nicht bestimmt. Der effektive Marktpreis unter einem ambitioniertem Cap, welches die Erreichung der THG-Ziele des Klimaschutzplans sicherstellt, dürfte deutlich höher liegen. Für die Berechnung der Energieverbrauchsentwicklung wird deshalb von einem nach 2026 stark steigenden CO₂-Preis ausgegangen“

Der Projektionsbericht geht hingegen von einem moderaten linearen Anstieg von nominal 15€ pro Jahr aus. Der in dieser Arbeit genutzte Verlauf der BEHG CO₂ Kosten ist in Abbildung 17 schwarz gestrichelt dargestellt. Die zunehmende Abflachung der Kurve ist auf die Inflation zurückzuführen.

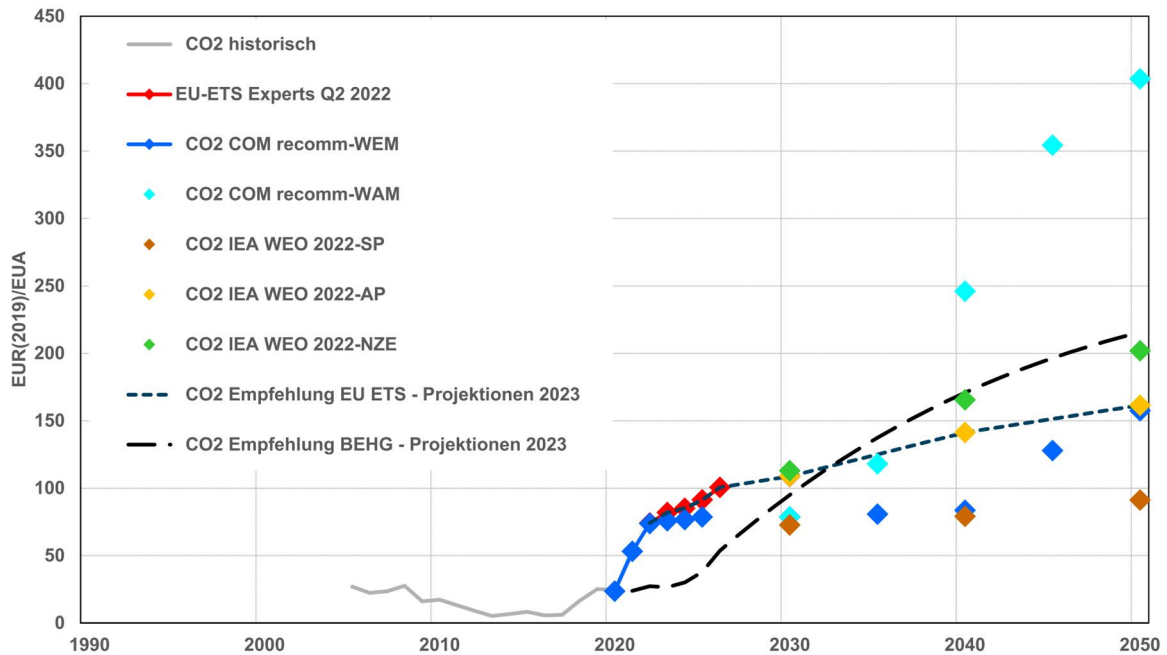


Abbildung 17: Preisprojektionen für CO₂ Zertifikate für Stromerzeugung und große Unternehmen (EU ETS) und für Gebäude, Verkehr und kleine Unternehmen (BEHG) (Mendelevitch et al. 2023)

Um Endkundentarife zu schätzen, werden auf die Großhandelspreise und CO₂ Abgaben noch Steuern und Abgaben addiert. Da eine detaillierte Schätzung den Rahmen dieser Arbeit übersteigen würde, wird für alle Steuern und Abgaben mit Ausnahme des CO₂-Preises vereinfachend ein konstanter Wert angenommen. Dieser wurde als Mittelwert aus den Steuern und Abgaben von sehr großen Abnehmern (0,994ct/kWh) und mittleren Abnehmern (1,9ct/kWh) berechnet. In dieser Arbeit genutzt werden 1,447ct/kWh (Bundesnetzagentur 2022). Da (Mendelevitch et al. 2023) von strukturell konstanten Netzentgelten für Erdgas ausgeht, wird diese Annahme hier übernommen.

Die für diese Arbeit genutzte Erdgaspreisprojektion für große Krankenhäuser/ Industriebetriebe ist in

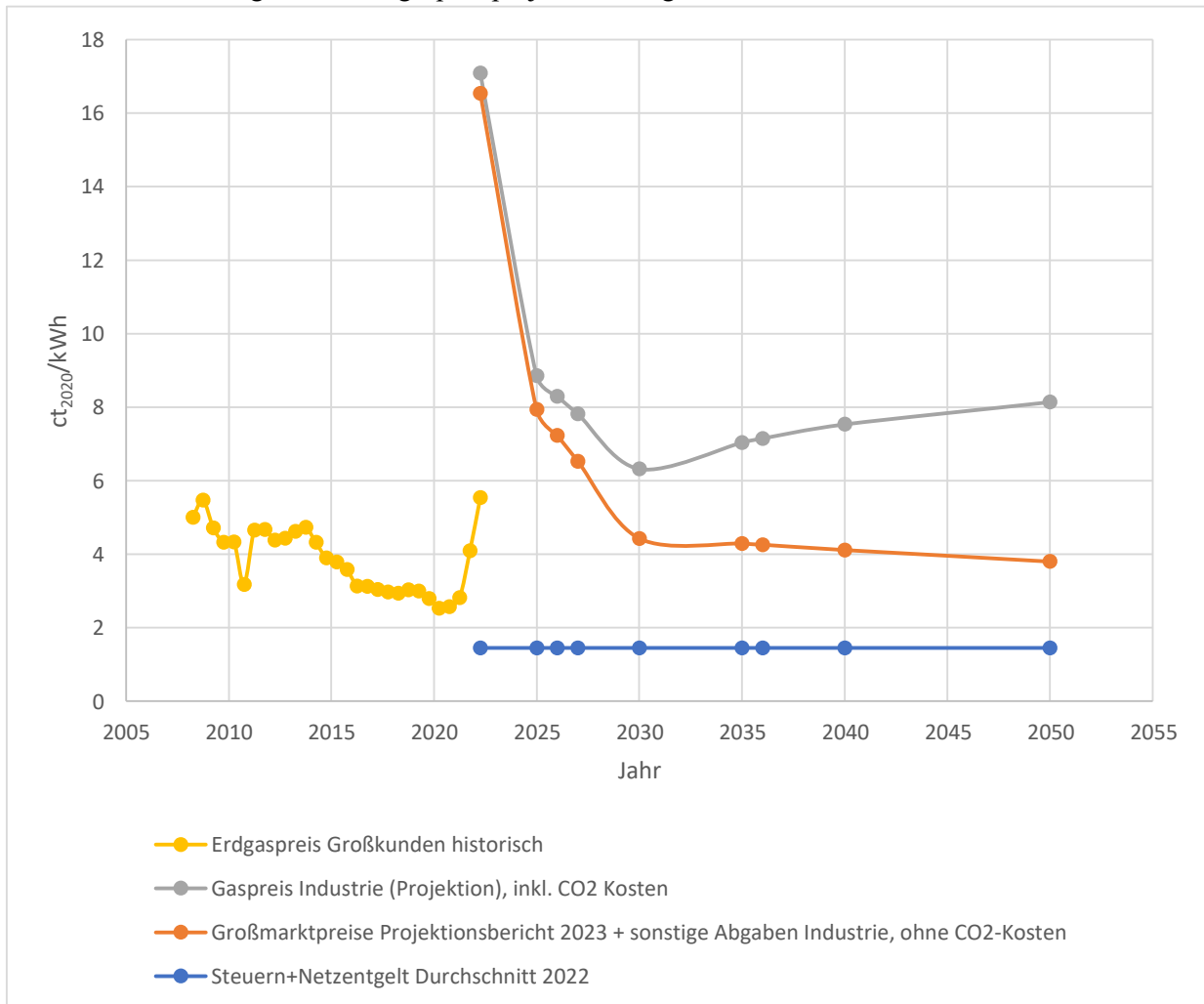


Abbildung 18 dargestellt. Zum Vergleich wurden auch die, in Abbildung 12 bereits genutzten, historisch gezahlten Gaspreise aufgetragen.

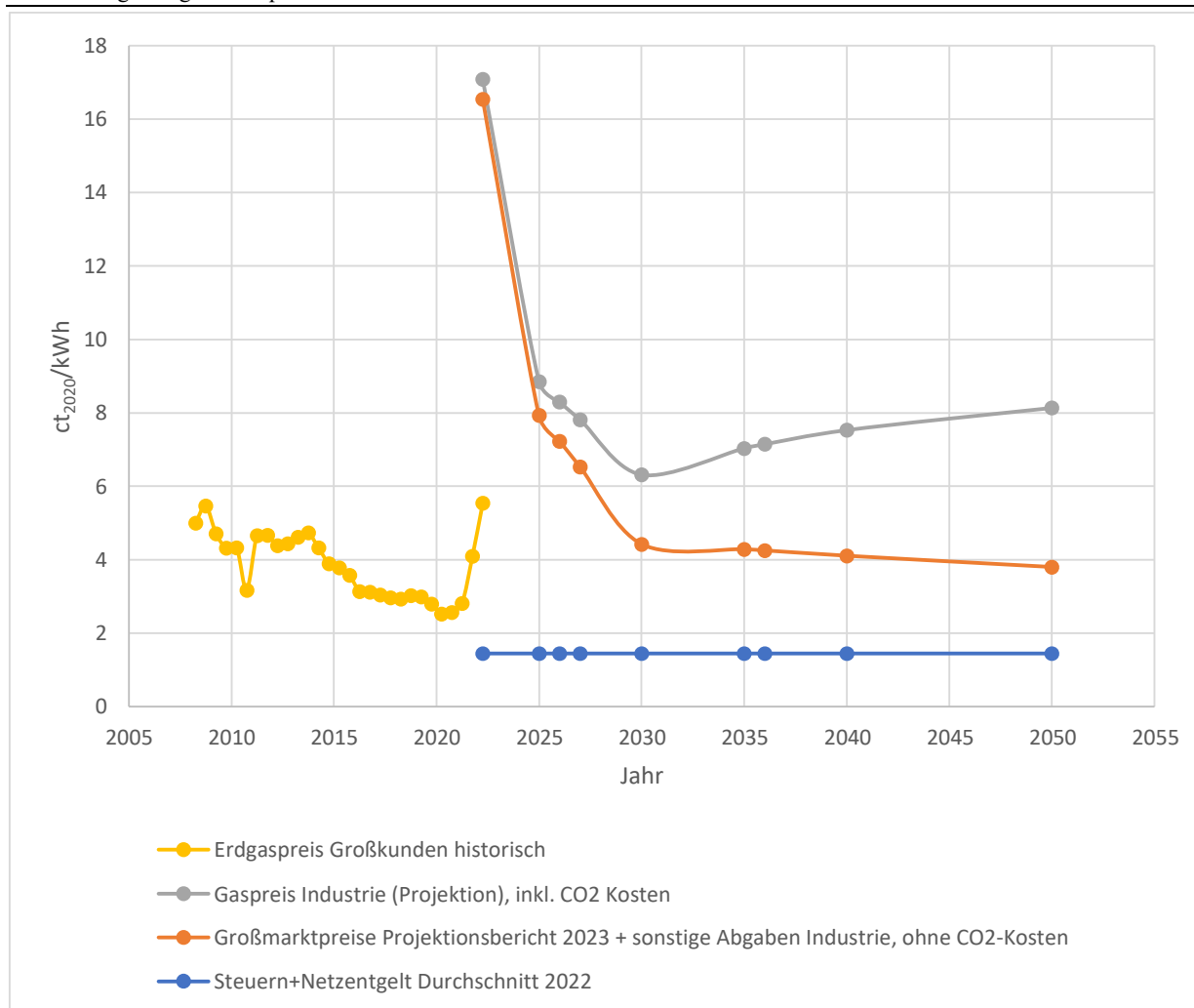


Abbildung 18 Eigene Darstellung: Historische Gaspreise und Gaspreisprojektion mit einzelnen Bestandteilen

Im Jahr 2022 springt der Wert auf die oben berechnete Methode.

Der Preissprung lässt sich dadurch erklären, dass die historischen Daten sich auf die tatsächlich gezahlten Preise beziehen, die aufgrund von Vertragslaufzeiten und langfristigen Lieferverträgen träge reagieren, während die prognostizierten Daten sich auf die Großhandelspreise beziehen, die deutlich volatil sind. Das Verhältnis zwischen prognostiziertem Preis im Jahr 2022 und real gezahlten Preisen im ersten Halbjahr 2022 entspricht etwa dem Preisindex der Abbildung 14 für Gas.

Zu sehen ist eine deutliche Entspannung des Gaspreises in den nächsten Jahren, durch das Sicherstellen der Versorgung von Deutschland mit Flüssiggas. Allerdings fällt der Preis nicht auf Vorkrisenniveau. Da ab da von leicht fallenden Gaspreisen auf dem Weltmarkt ausgegangen wird, dominiert anschließend der CO₂ Preis das Geschehen, was zu stetig steigenden Preisen führt.

Der langfristige Preisunterschied von russischem Erdgas und LNG wird mit 1-2ct/kWh angegeben (Kreidelmeyer 2022). Daher würde auch eine Wiederaufnahme der Gaslieferungen aus Russland nicht reichen den langfristigen Trend zu brechen.

3.4 Zukünftige Strompreise (Jahresmittel)

Für die Strompreisprognose wurden Daten aus verschiedenen Studien genutzt, um einen möglichst robusten Überblick zu schaffen. Dargestellt sind Zahlenwerte aus der „Klimapfade 2.0“ der Boston Consulting Group im Auftrag des BDI (BCG 2021), der „Projektionsbericht 2021“ nach Klimaschutzgesetz (Repenning et al. 2021), einer Studie zum „Klimaschutzbeitrag verschiedener CO₂-Preispfade“ (Harthan et al. 2022) und der „Strompreisprognose“ von Prognos (Kreidelmeyer 2022), deren Großhandelsdaten analog zur Gaspreisberechnung mit angenommenen 3ct/kWh für Steuern, Vertrieb und sonstige Abgaben beaufschlagt wurden. Diese steigen dann nach Empfehlung von (Mendelevitch et al. 2023) um 33% bis 2040. Die Strompreisprognose von Prognos hat auch als einzige den vollständigen Lieferstopp des russischen Erdgases mit eingepreist. Daher wurden für die Schätzung des Strompreises der Jahre 2022-2026 ausschließlich diese Projektion verwendet.

Die Strompreise fallen zuerst analog zum angenommenen Gaspreis bis 2026 bzw. 2028, um dann im Gegensatz zum Gaspreis leicht zu sinken – was sich einfach durch immer größere Nutzung von im Vergleich billiger Solar- und Windenergie für die Stromerzeugung gut erklären lässt. Zusatzkosten durch den notwendigen Netzausbau oder Schaffung zusätzlicher Reservekraftwerke werden in den Szenarien berücksichtigt, aber teilweise staatlich z.B. aus den CO₂-Abgaben subventioniert. (Kreidelmeyer 2022)

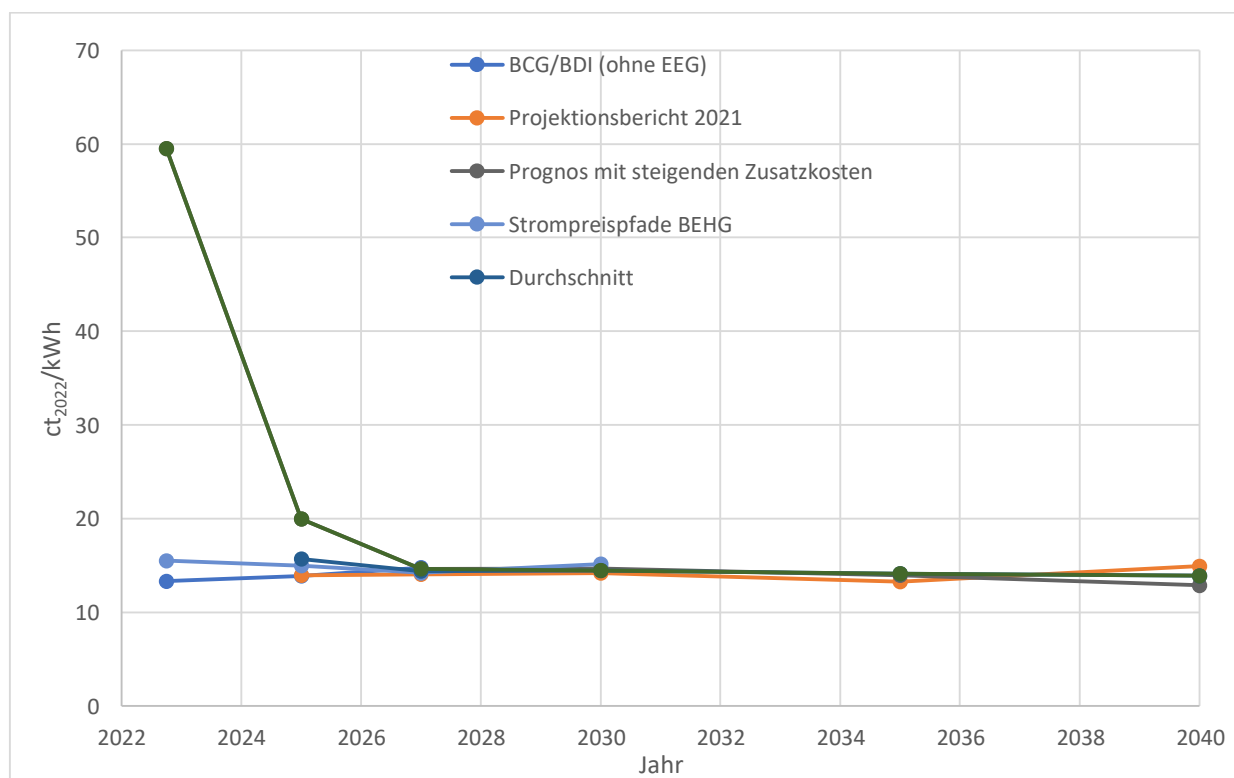


Abbildung 19 Eigene Darstellung: Verschiedene Strompreisprognosen von (BCG 2021; Harthan et al. 2022; Kreidelmeyer 2022; Repenning et al. 2021).

In Abbildung 19 sind die Strompreisprognosen inkl. der historischen Werte eingetragen. Trotz höherer Großhandelspreise wird durch den Wegfall der EEG-Umlage im Juli 2022 wieder ein ähnliches Strompreisniveau wie vor der Gaskrise erwartet. Allerdings mit fallender Tendenz.

In Abbildung 20 werden Strom- und Gaspreise zusammen in einem Schaubild dargestellt. Das erwartete Strompreis zu Gasverhältnis, das in Kap. 3.2 schon betrachtet wurde, bleibt dauerhaft nach der Krise

auf niedrigem, fallendem Niveau. Somit hätten Wärmepumpen ab jetzt deutlich bessere Energiekosten im Vergleich zu Gaskesseln.

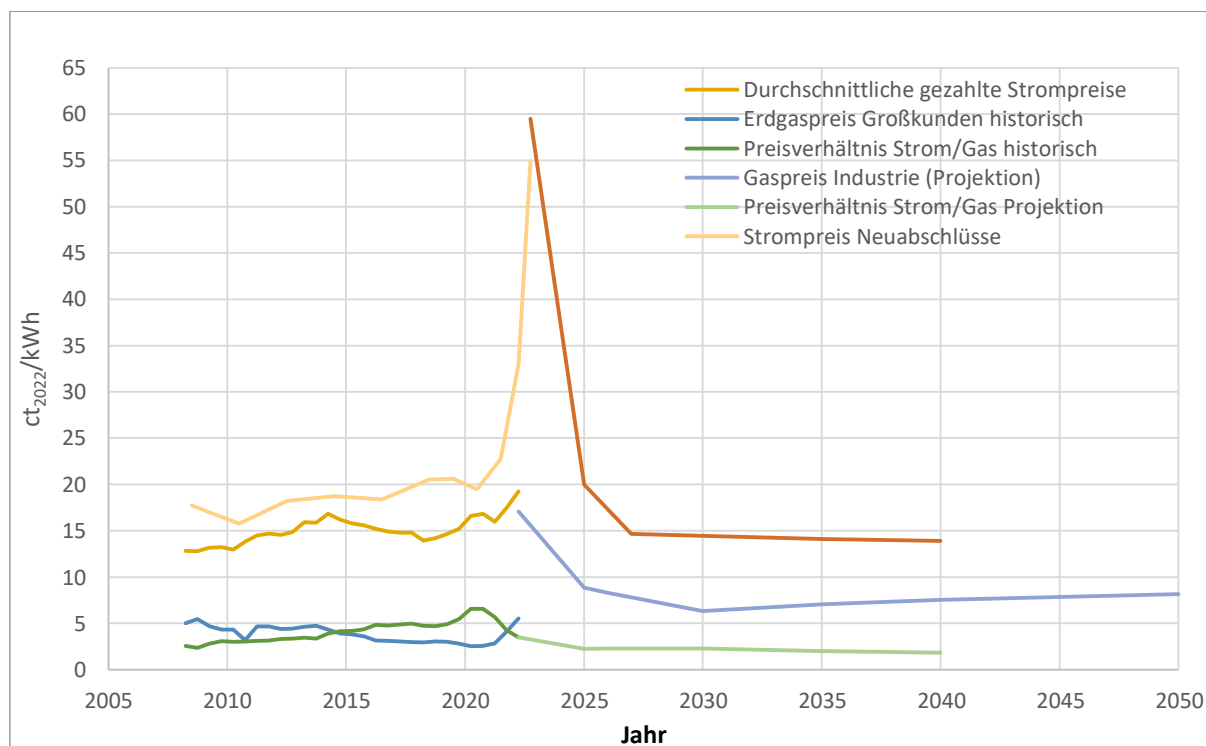


Abbildung 20 Übersicht Energiekosten historisch und Projektion, Quelle: Eigene Darstellung, Datenquellen im Text

In Tabelle 2 sind die oben gezeigten Werte noch einmal zum Vergleich in Zahlenwerten tabelliert. Dabei wurden die Wasserstoffpreise aus den Rahmendaten für den Projektionsbericht 2023 inkl. der zusätzlichen Kosten für Netzentgelte usw. genutzt. Dabei wurde angenommen, dass die zusätzlichen Kosten denen des Erdgases entsprechen. Die „Abschätzung der Großhandelspreise für Wasserstoff kann auf Grund der technologischen und regulatorischen Unsicherheit und eines fehlenden liquiden Marktes nur als erste indikative Näherung betrachtet werden.“ (Mendelevitch et al. 2023) Stellen aber einen „im Wasserstoffrat erreichten Konsens für eine robuste Abschätzung der Preisentwicklung dar.“ (Mendelevitch et al. 2023, S. 12)

Die Wasserstoffpreise scheinen in dieser Projektion konstant höher zu sein als die Erdgaspreise, sodass diese -im Gegensatz zur aktuellen politischen Diskussion- keine Hoffnung auf Reduzierung der Heizkosten durch Wasserstoffverbrennung machen.

Tabelle 2 Zahlenwerte Energiepreisprojektionen Industrie, fett: In Simulation genutzte Werte

Jahr	2020	2022	2025	2027	2030	2035	2040	2050
Strompreise [ct2022/kWh]	16,7	59,5	20,0	17,8	14,5	14,1	13,9	
Erdgaspreise [ct2022/kWh]	3,2	17,1	8,9	6,8	6,3	7,0	7,5	8,1
Wasserstoffpreise [ct2022/kWh]	24,7	23,1	20,7	14,2	12,7	11,7	11,5	8,7
Verhältnis Strom- zu Gaspreis	5,3	3,5	2,3	2,6	2,3	2,0	1,8	

3.5 Zukünftige Flexible Strompreise

Das Ziel der klimaneutralen Energieerzeugung nach aktueller Planung der Bundesregierung erfordert einen gewaltigen Ausbau an erneuerbaren Energien. Insbesondere die Solarenergie zeigt bei der Stromerzeugung eine klare Saisonalität und Tageszeitabhängigkeit. Bei Betrachtung der Ausbauziele der Bundesregierung (siehe Abbildung 21) für Solarenergie wird deutlich, dass bereits innerhalb des dieses Jahrzehnts die Maximalleistung der Photovoltaik die Maximallast mehrfach übersteigt (zum Vergleich: Aktuelle Lastmaxima sind kleiner 90.000MW).

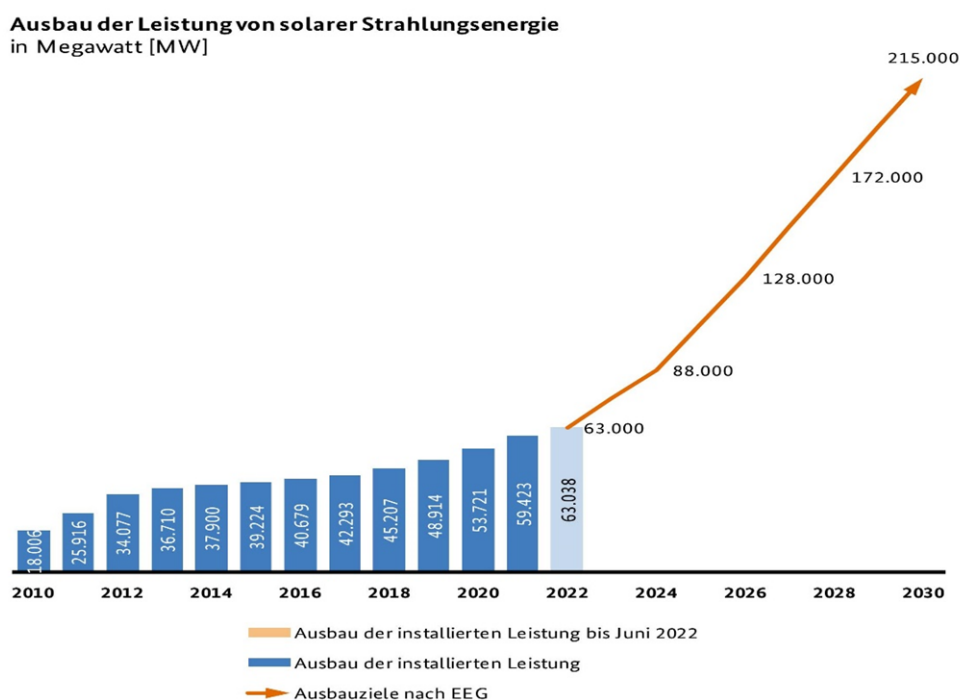


Abbildung 21: Ausbauziele Photovoltaik

Zusätzlich werden auch die Großhandelspreise täglich stärker schwanken. In Kombination der großen Windstrom- und Solarstromkapazitäten wird es im Wochengang immer größere Schwankungen der Großhandelspreise geben.

CO₂-Wärmepumpen können in Kombination mit thermischen Speichern große Mengen Wärme bzw. Kälte zwischenspeichern. Damit können die täglichen Strompreisschwankungen zum wirtschaftlichen Vorteil genutzt werden. Um die Wirtschaftlichkeit von CO₂-Wärmepumpen bewerten zu können, wird demnach ein externes Preissignal benötigt, nach dem sich eine intelligente Regelung richten kann.

Solch ein externes Preissignal, das die zukünftigen Anforderungen und Schwankungen abbildet, war zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit nicht einfach verfügbar. Eine Prognose für den gemittelten Jahrespreis für den Zeitraum der nächsten 20 Jahre ist aufgrund der technischen, aber vor allem politischen und gesellschaftlichen Faktoren schon mit sehr großen Unsicherheiten behaftet. Eine Prognose für stündliche Börsenstrompreise ist angesichts dieser Faktoren nicht belastbar und wird daher selten veröffentlicht.

Im Rahmen dieser Arbeit zum Aufzeigen des Potenzials von CO₂-Wärmepumpen wird eine grobe Abschätzung des Strompreisverlaufs aber als ausreichend betrachtet – da der wirtschaftliche Effekt der Verbraucherflexibilität sonst nicht anders dargestellt werden kann.

Durch Beschluss des Bundestages zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) muss spätestens zum 1. Januar 2025 jeder Stromanbieter mindestens einen flexiblen Stromtarif für Letztverbraucher anbieten. (Bundestag, EnWG §41a, S. 118)

Erstellung fiktiver flexibler Strompreiszeitreihen

Für konkrete Strompreiszeitreihen wird ein einfaches Modell auf Basis der Residuallast in den Jahren 2030 und 2040 erstellt.

„[Die Residuallast] entspricht dem Lastgang, d.h. dem Stromverbrauch, abzüglich der Erzeugungsmengen nicht regelbarer Kraftwerke innerhalb einer Zeitspanne. Sie drückt damit aus, wieviel Strom durch regelbare Kraftwerke zur Herstellung eines Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch noch bereitgestellt werden müsste.“ (Bräuniger et al. 2014)

In Deutschland wird die Residuallast größtenteils durch Gaskraftwerke und Kohlekraftwerke bereitgestellt. Regelbare Biogaskraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke und Im-/bzw. Exporte spielen nur eine untergeordnete Rolle. Damit entspricht die Residuallast in großen Teilen der Erzeugung durch fossile Träger.

Trägt man, wie in Abbildung 22, den zeitlichen Verlauf des erzeugten Stroms aus nicht erneuerbaren Quellen und den Börsenstrompreis in ein Diagramm ein, wird eine gewisse Korrelation deutlich.

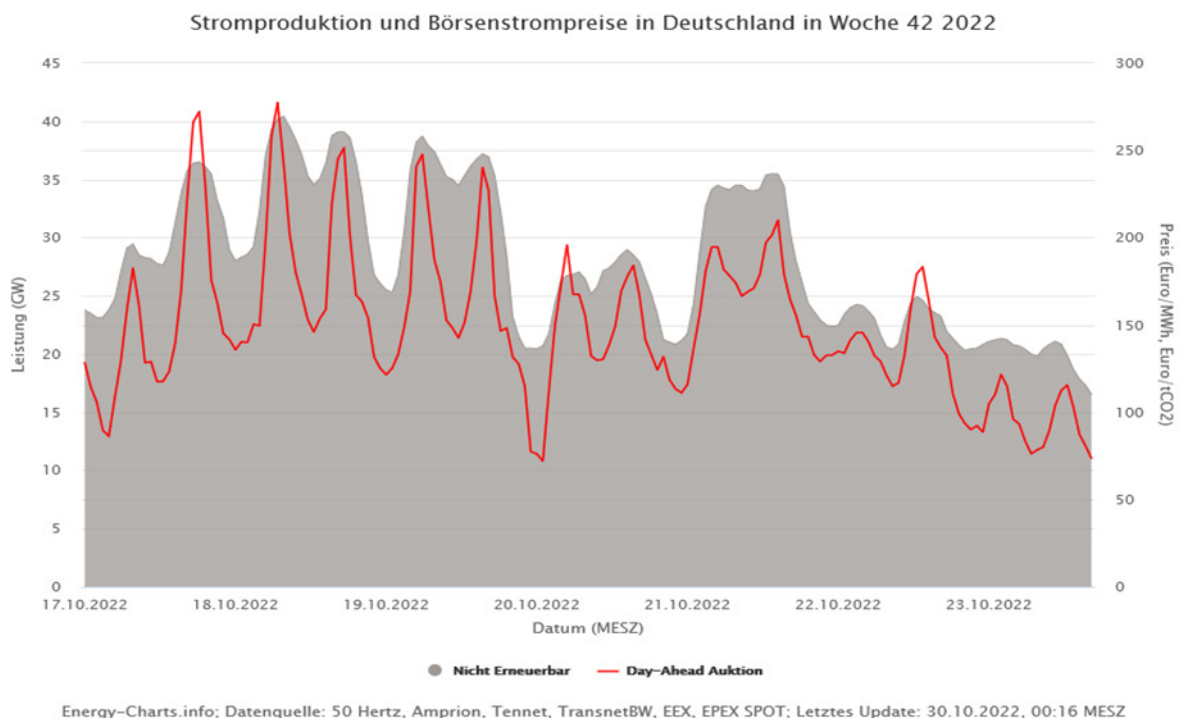


Abbildung 22: Nicht erneuerbare Stromproduktion und Börsenstrompreise in einer Woche im Oktober 2022 (Burger 2022)

Betrachtet man die Höhe des Börsenstrompreises über der Residuallast eines Jahres wie in Abbildung 23, wird die Korrelation eindeutig. Da die Preisbildung an der Börse aktuell anhand des Merit-Order Prinzips erfolgt, ist die Korrelation auch schlüssig.

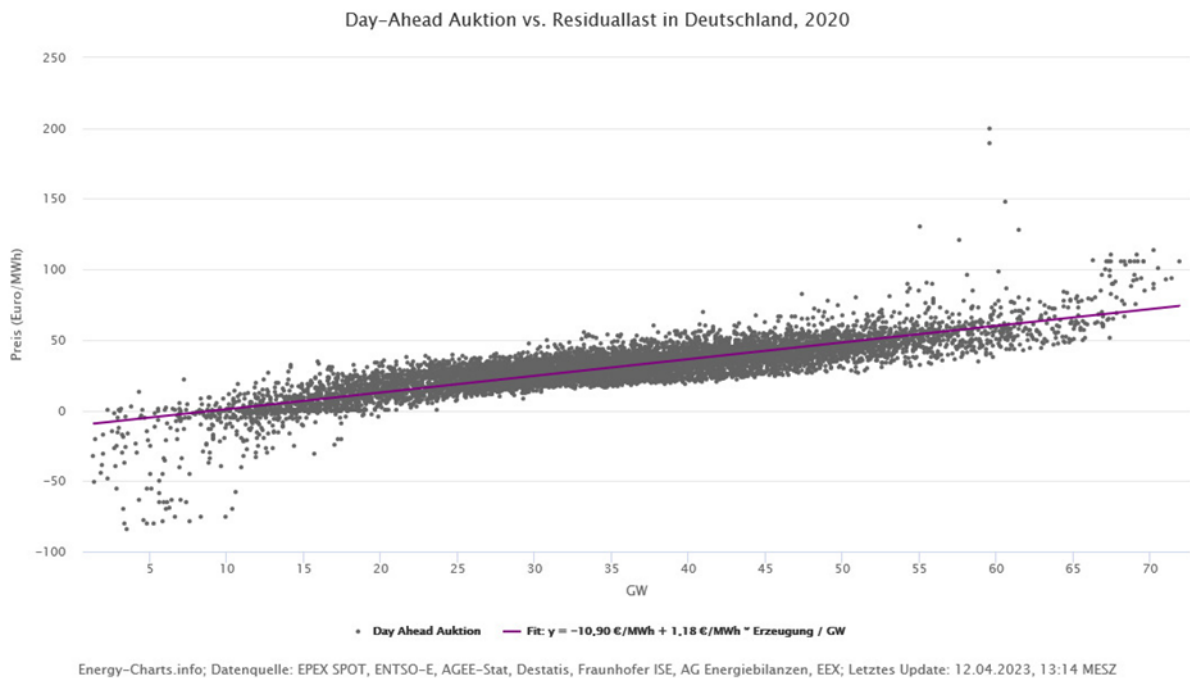


Abbildung 23: Day-Ahead Auktionspreis über Residuallast 2020 (Burger 2022)

Bis 2020 besteht der Zusammenhang recht gut. Da ab 2021 die Gaspreise stark zu schwanken beginnen, wird die Korrelation zwischen Residuallast und Börsenstrompreis schwächer. Bis 2020 (bei relativ konstantem Gaspreis) betrug die Steigung der Ausgleichsgeraden etwas mehr als 1€ pro GWh Residuallast (siehe Abbildung 24). Danach steigt mit steigendem Gaspreis auch der Börsenstrompreis in Abhängigkeit der Residuallast.

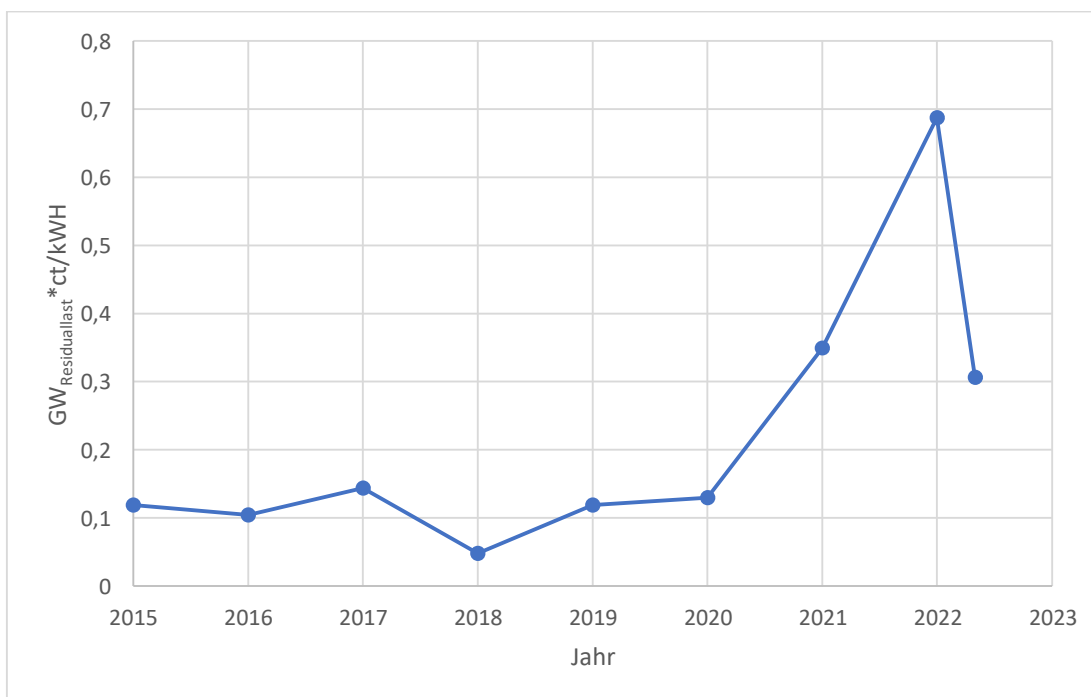


Abbildung 24 Steigung der Ausgleichsgeraden Day-Ahead Auktion über Residuallast: (vgl. Abbildung 23). Daten 2023 nur bis 30.4.23 Eigene Darstellung, Quelle: (Burger 2022)

Die gefundene Korrelation wird im Folgenden benutzt, Strompreiszeitreihen zu erstellen. Ein ähnliches Modell wurde schon in (Bräuniger et al. 2014) verwendet. Für diese Arbeit wurde allerdings statt des

polynomiellen Ansatzes ein zur Residuallast linearer Ansatz gewählt, da Abbildung 23: Day-Ahead Auktionspreis über Residuallast 2020 (Burger 2022) dies nahe legt und das Modell deutlich vereinfacht.

Für die Erstellung der Strompreiszeitreihen benötigten Residuallastdaten wurden für 2020 von der Webseite der (Bundesnetzagentur) bezogen. Als Residuallastdaten für die Jahre 2030 und 2040 wurden, nach persönlicher Kommunikation mit Julian Brandes vom Fraunhofer ISE, Daten aus dem Simulationsmodell REMod genutzt (Brandes et al. 2021). Dieses Modell versucht einen kostenoptimalen Transformationspfad des deutschen Energiesystems hin zur Klimaneutralität 2045 unter Einhaltung der jährlichen CO₂ Sektorziele zu simulieren. Die realen Residuallastdaten können nicht vorhergesagt werden. Die Daten der REMod Studie werden aber als plausible Annahme für einen möglichen Verlauf gewertet.

In Abbildung 25 ist die simulierte Residuallast 2045 einer Oktoberwoche aufgetragen. Im Vergleich mit dem gleichen Verlauf in Abbildung 22 aus 2020, ist die Residuallast oft nahe Null, oder sogar negativ. Gleichzeitig sind aber die maximalen Residuallastleistungen höher als 2020, da durch v.A. die Sektorenkopplung der Stromverbrauch insgesamt höchstwahrscheinlich steigen wird. Residuallasten nahe Null werden wahrscheinlich durch im Modell angenommener flexibler Verbraucher erreicht.

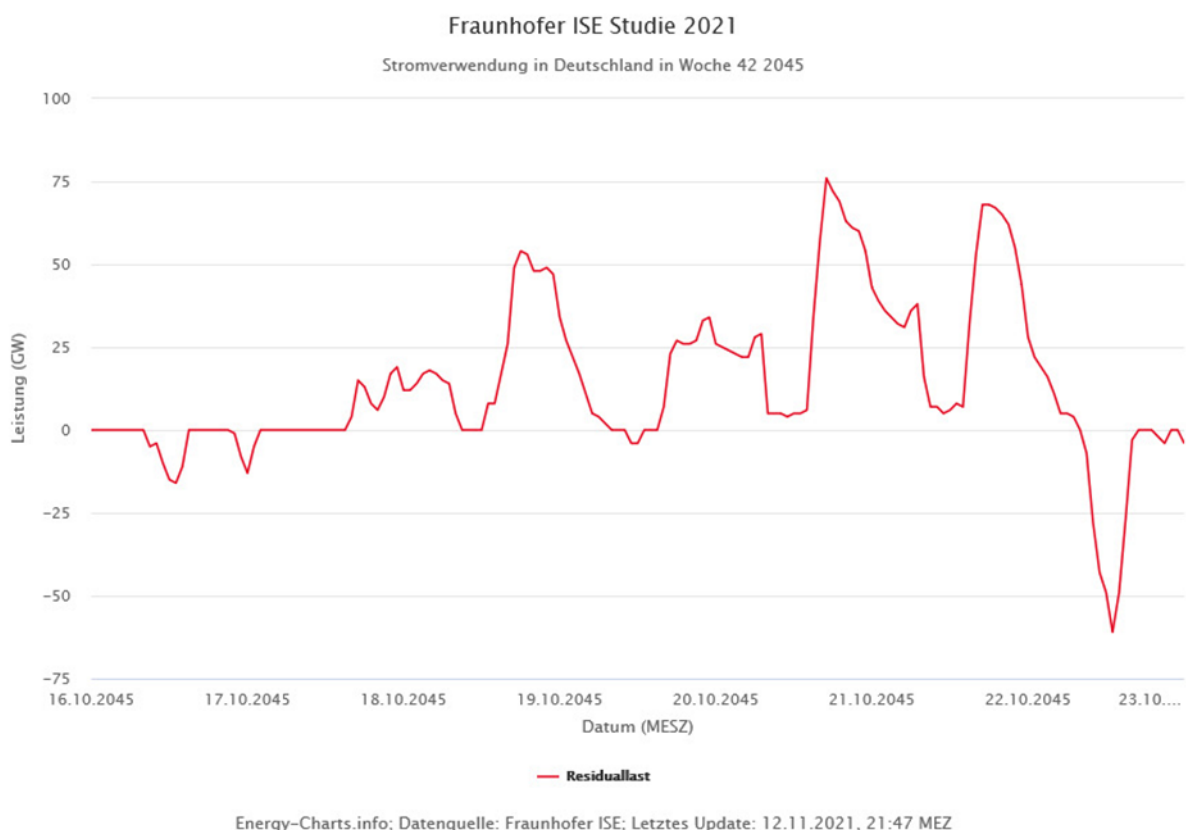


Abbildung 25: Residuallast Oktoberwoche 2045 nach REMod (Burger 2022)

Um die Hypothese zu testen, werden in Abbildung 26 zwei Strompreiszeitreihen von 2020 dargestellt. Einmal wurde als flexibler Stromanteil die realen Großhandelspreise der Day-Ahead-Auktion verwendet (historische Preise), ein anderes Mal wird die Residuallast mit dem Korrelationsfaktor aus Abbildung 23 multipliziert. Anschließend wurden beide Zeitreihen mit einem konstanten Parameter addiert, sodass der Mittelwert beider Zeitreihen dem tatsächlich gezahlten Jahresdurchschnittspreis

entspricht. Als Mittelwert wird dabei nicht zeitlich gemittelt, sondern mengenmäßig mit der zu diesem Zeitpunkt vorhandenen Last. Die Mittelung über die Last wurde gewählt, damit die gesamt gezahlten Stromkosten in allen Szenarien gleich bleiben.²

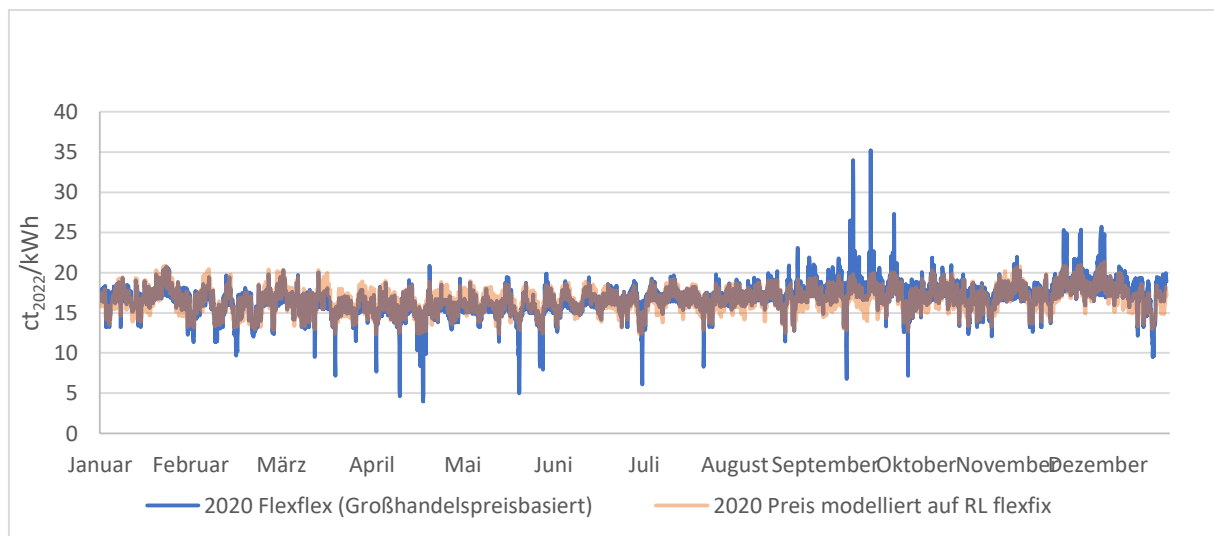


Abbildung 26 Vergleich Residuallast-Modell mit Börsenstrompreisen + konstante Abgaben

Für die Berechnung der Strompreisfunktion $K(t)$ wurde folgende Formeln verwendet:

Bei Residuallasten größer 0 (wenn fossile Kraftwerke benötigt werden, um den Strombedarf zu decken):

$$K(t) = K_{konst} + k_{flex} * Residuallast, \text{ für } Residuallast > 0$$

Falls die Residuallast kleiner 0 ist und somit erneuerbare Energieerzeuger abgeregelt werden müssen, wird nur ein konstanter Wert angesetzt, der damit den Minimalstrompreis angibt. Diese Regel wurde für die Modellierung eingeführt, um den erwarteten Änderungen an der Strombörse gerecht zu werden. Aktuell entstehen negative Strompreise, wenn sehr viele erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, aber Kohle- und Kernkraftwerke zur Vermeidung von Abschalt- und Anfahrtskosten oder aus Netzstabilitätsgründen nicht abschalten können oder wollen. Da aber Atom- und Kohleausstieg bereits beschlossen sind und deren Leistung immer weiter sinkt, entfällt voraussichtlich die Ursache für negative Strompreise an der Börse.

Weiterhin besteht aus gesellschaftlicher Sicht wenig Bedarf, einen zusätzlichen preislichen Anreiz anzubieten, um den Verbrauch von einer Stunde mit negativen Residuallast zu einer anderen zu transferieren. Da bei Überangebot von erneuerbaren Energien PV oder Windkraftwerke leicht abgeregelt werden können. Preisanreize für lokale Netzstabilitäten wurden hier nicht betrachtet.

$$K(t) = K_{const}, \text{ für } Residuallast < 0$$

² Anmerkung: Der Unterschied zwischen Mittelung über die Mengen oder über die Zeit ist mit maximal 0,2 ct/kWh sehr gering ausgefallen und hätte im Rahmen der allgemein großen Unsicherheit rückblickend vernachlässigt werden können

Dabei muss jede Zeitreihe die Bedingungen erfüllen, dass bei gegebenem Lastverlauf die gleichen Kosten auftreten, wie bei einem Fixpreismodell.

$$K_{fixpreis} = \frac{\int K(t) * Last(t) dt}{\int Last(t) dt}$$

Die Parameter für die Erstellung der Strompreiszeitreihen und einzelne statistische Werte wurden in Tabelle 3 zusammengetragen. Für die Benennung der einzelnen Szenarien sei auf Kap 5.6 verwiesen.

Die Fixpreise wurden aus der Jahresbetrachtung in Kapitel 3.4 übernommen.

Zur zukünftigen Entwicklung des flexiblen Preisanteils wurden hier zwei Szenarien betrachtet, mit "Flexfix" und "Flexflex" bezeichnet.

In den Flexfix Szenarien wird davon ausgegangen, dass der variable Preisanteil proportional zum Gaspreis wächst. Für k_{flex} wird für die Flexfix Szenarien 2030 und 2040 die Steigung der Ausgleichsgeraden zwischen Residuallast und Börsenstrompreis von 2020 übernommen (siehe Abbildung 23) und mit dem Faktor der Gaspreissteigerung seit 2020 multipliziert. Anschließend wurde der konstante Preisanteil so gewählt, dass der Mittelwert wieder dem Fixpreinsniveau entspricht.

Bei den Flexflex Szenarien wird angenommen, dass die Politik weiter eingreift, um die nachfrageseitige Flexibilität anzureizen. Dafür werden die Steuern und Abgaben von der Residuallast abhängig gemacht, wie dies z.B. von (Böttger et al 2021) vorgeschlagen wird.

In dieser Arbeit wurde für den konstanten Preisanteil der Flexflex Szenarien ein willkürlicher Wert von 50% des Mittelwerts angesetzt und der flexible Preisfaktor k_{flex} so angepasst, dass der Mittelwert der Strompreiszeitreihe wiederum dem Fixpreisszenario entspricht.

Tabelle 3 Verwendete Modelldaten für die Strompreiszeitreihen für Großverbraucher. Alle Preise in €2022 und für bessere Übersichtlichkeit gerundet. Eigene Darstellung

Jahr	2020			2030			2040		
Szenario	Fix	Flexfix	Flexflex	Fix	Flexfix	Flexflex	Fix	Flexfix	Flexflex
Datenquelle	Smard (Bundesnetzagentur)			REMod			REMod		
Konstanter Preisanteil K_{const} [ct/kWh]	16,7	11,9	13,2	14,5	11,4	7,2	13,9	10,1	6,9
Flexibler Preisfaktor k_{flex} [(ct/kWh)/ $GW_{Residuallast}$]	0	0,13	Reale Börsenpreise 2020 (Smard)	0	0,26	0,61	0	0,31	0,57
Index Gaspreis	1			2,0			2,4		
Soll Mittelwert [ct/kWh]	16,7			14,5			13,9		
Mindestpreis [ct/kWh]	16,7	12,3	4,0	14,5	11,4	7,2	13,9	10,1	6,9
Maximalpreis [ct/kWh]	16,7	21,3	35,2	14,5	32,1	56,0	13,9	47,3	74,5
Standardabweichung [ct/kWh]	0	1,6	1,9	0	4,2	9,9	0	6,4	11,7

In den folgenden Abbildungen sind die entstandenen Strompreiszeitreihen von 2030 und 2040 im Vergleich dargestellt.

3 Erstellung Energiekostenpreisreihen

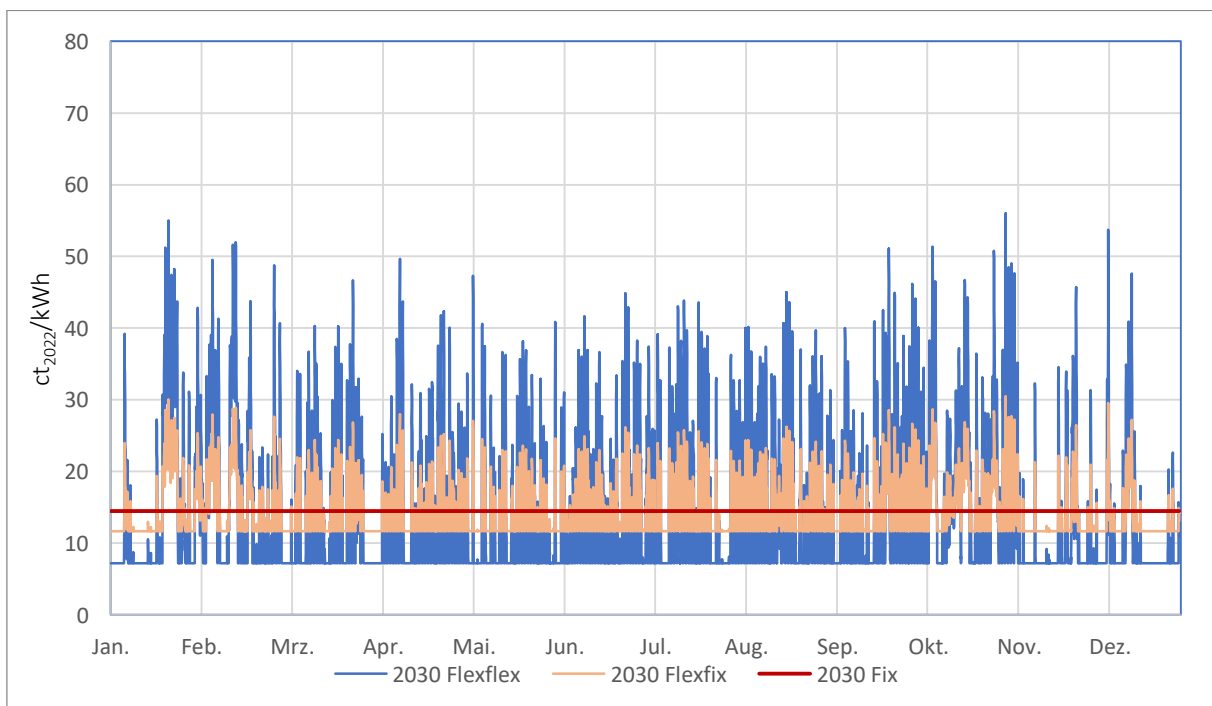
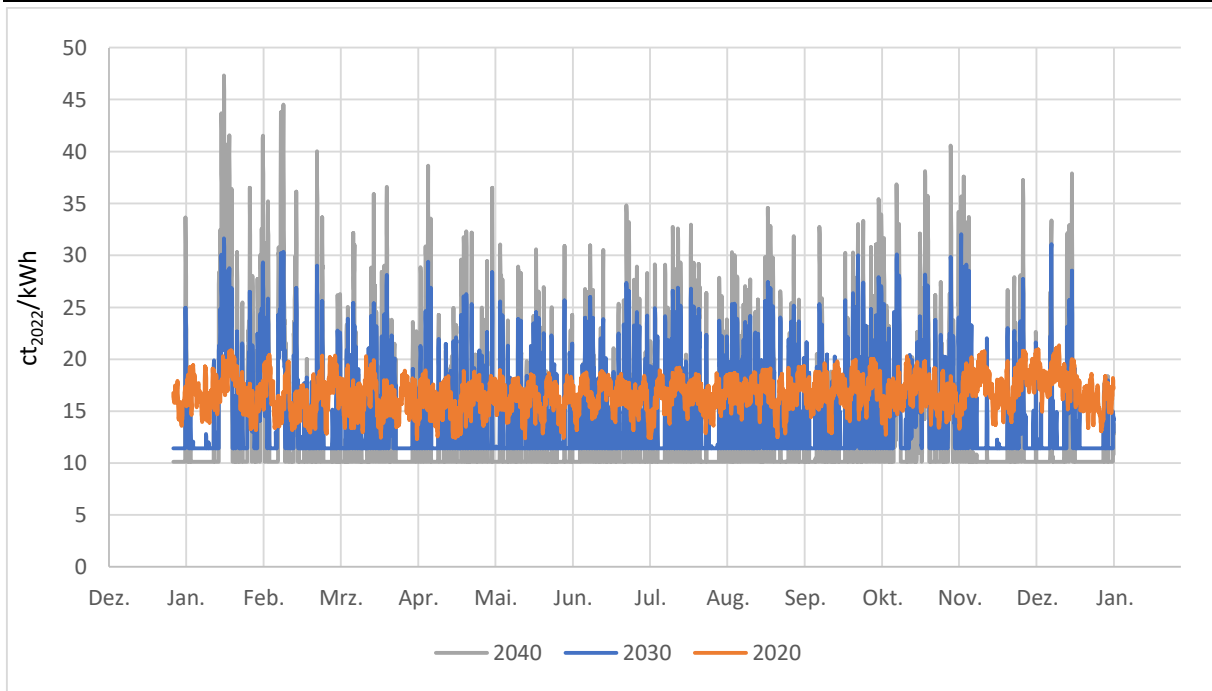


Abbildung 27 Vergleich der Strompreiszeitreihen 2030 Quelle: Eigene Darstellung

3 Erstellung Energiekostenpreisreihen

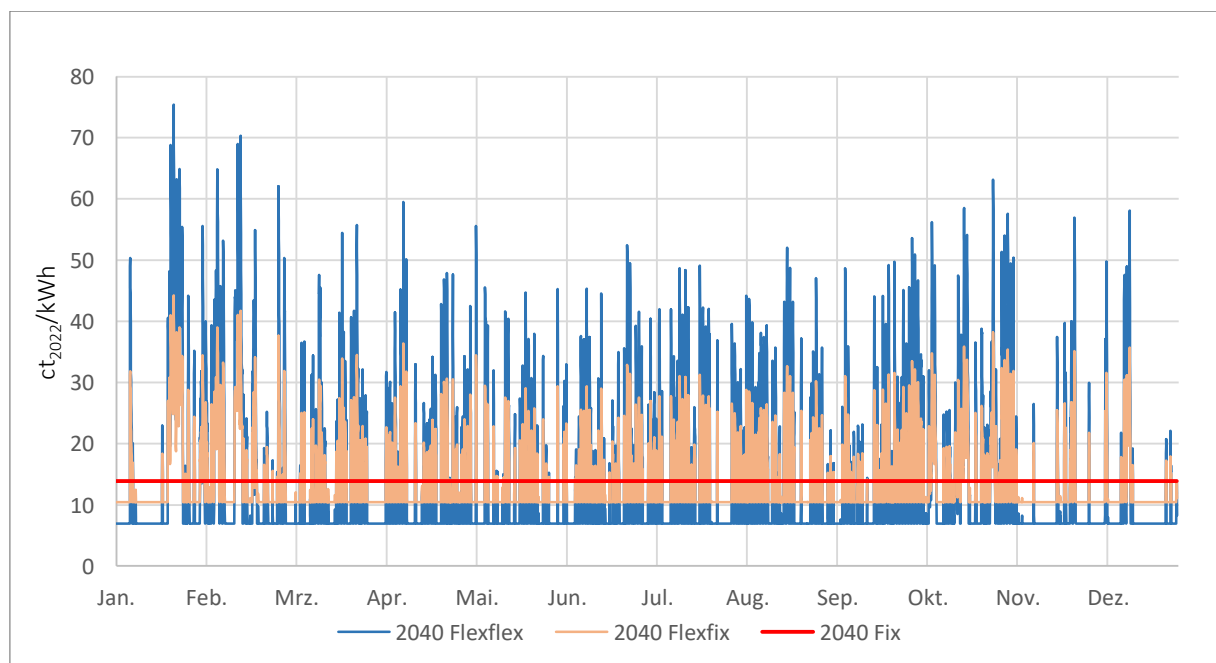
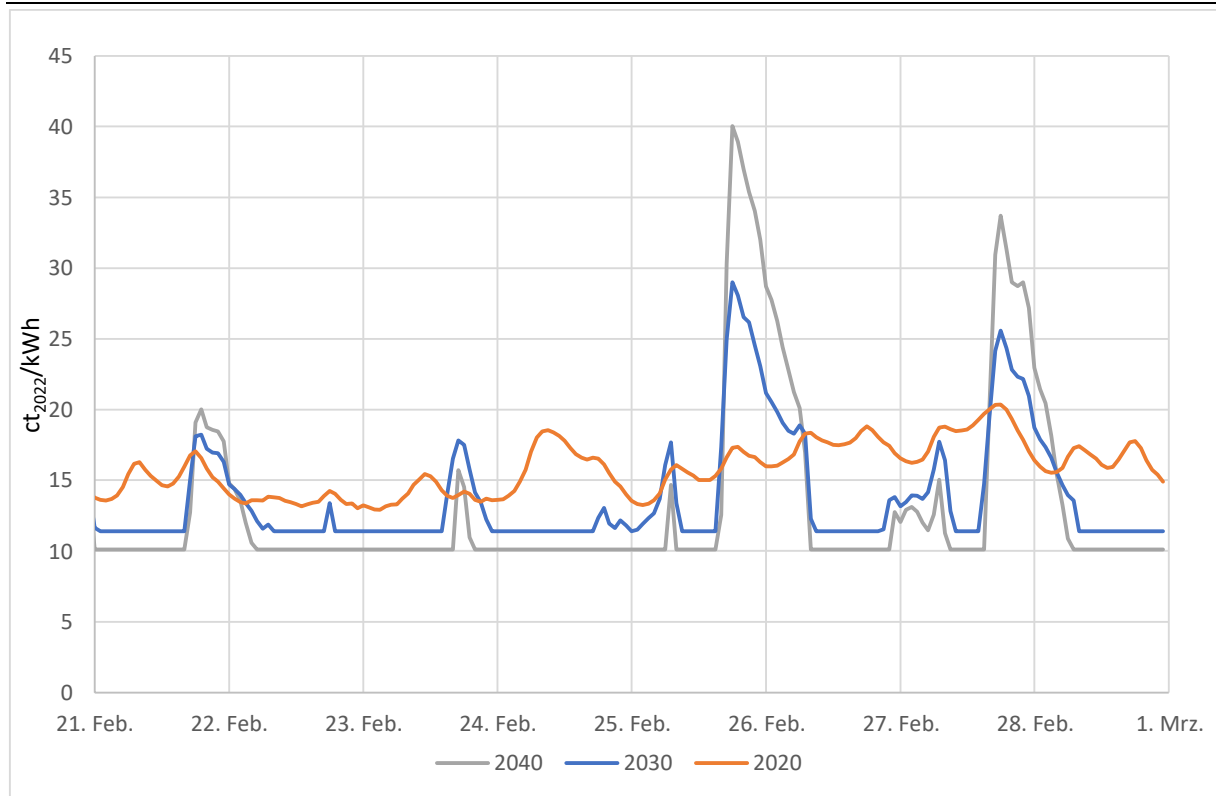


Abbildung 28 Vergleich der Strompreiszeitreihen 2040 Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 29 sind die für jedes Jahr flexibelsten Strompreiszeitreihen in einem Diagramm aufgetragen. Der Unterschied zwischen bisherigen Strompreiszeitreihen und zukünftigen Strompreiszeitreihen wird deutlich.

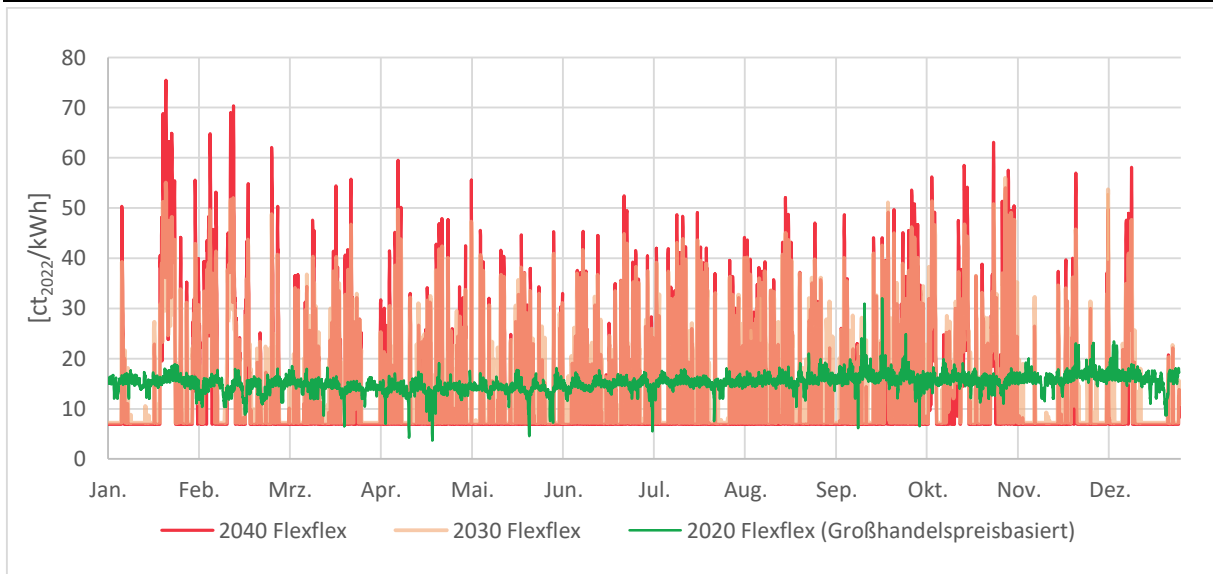


Abbildung 29 Vergleich der Flexflex Strompreiszeitreihen für 2020, 2030, 2040

Für einen näheren Einblick wurden alle flexiblen Strompreiszeitreihen in KW42 in Abbildung 30 eingezeichnet. Auch wenn dieser Ausschnitt nur eine zufällige Woche darstellt, kann bereits abgelesen werden, dass erwartungsgemäß in Zukunft die niedrigsten Strompreise um die Mittagszeit zu finden sind, wenn die Photovoltaikanlagen die höchsten Leistungen erbringen.

Die Abendstunden hingegen erreichen tendenziell die höchsten Strompreise. Die Vermeidung dieser Hochpreiszeiten könnte eine Möglichkeit zur Einsparung für Verbraucher werden. Dies könnte neben der Nutzung von Akkus im Gebäude und Auto z.B. durch Nutzung von mit Wärmepumpen zur Mittagszeit geladener thermischer Speicher erfolgen.

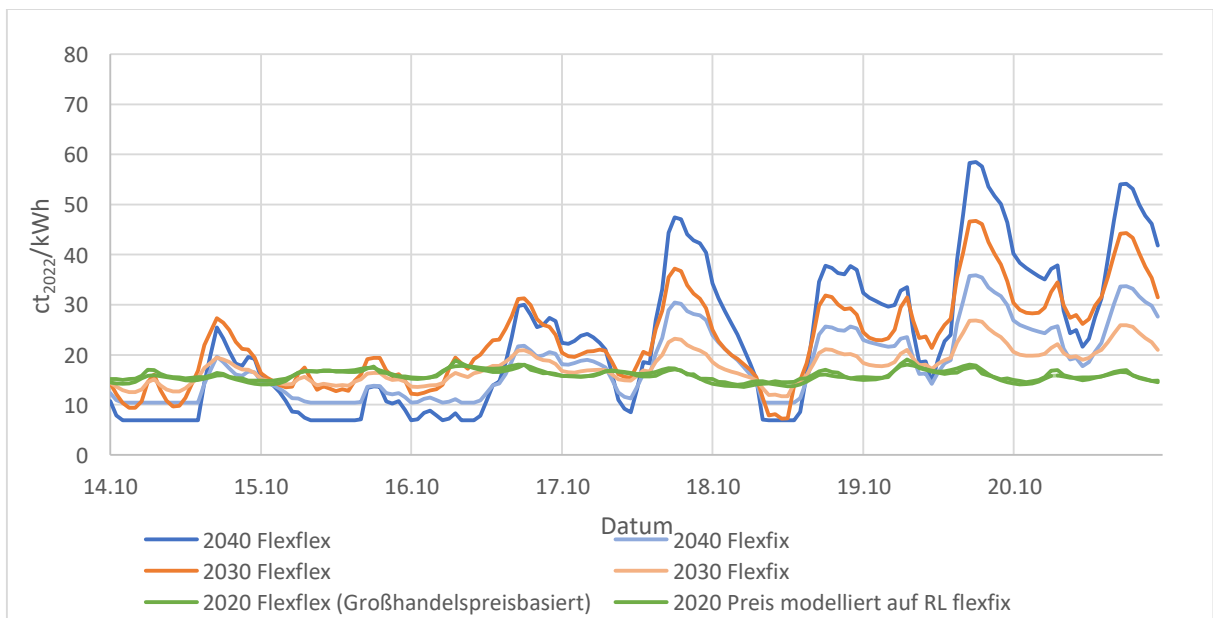


Abbildung 30 Vergleich Strompreiszeitreihen KW 42 Quelle: Eigene Darstellung

Lokale Effekte von Netzüberlastungen wurden im Modell nicht berücksichtigt werden. Diese könnten in der Zukunft von Netzbetreibern zusätzlich zur Residuallast berücksichtigt werden. Es wird angenommen, dass dies keine qualitative Änderung der Simulationsergebnisse bewirkt, da Mittelwerte und Mindestpreise mit anderen Methoden festgelegt wurden.

4 Fallspezifische Eingangsparameter

4.1 Bedarfsdaten

Um ein Heiz- und Kühlsystem möglichst praxisnah zu simulieren, wird in dieser Arbeit der reale Jahresgang des Wärme- und Kältebedarfs eines Krankenhauses genutzt.

Die Messdaten kommen aus einem mittelgroßen Krankenhaus mit etwa 250 Betten, die das Fraunhofer UMSICHT dankenswerterweise zur Verfügung gestellt hat. Die Wärmedaten wurden aus Messungen über einen Zeitraum von März 2020 bis März 2021 zusammengestellt und so geordnet, dass ein vollständiges Jahr von Januar bis Dezember entsteht. Die Kälte­daten wurden aus Messungen über einen Zeitraum von April 2019 bis April 2020 zusammengestellt und ebenfalls mit dem Zeitstempel des Jahres 2019 aneinandergereiht. Beide Datensätze sind aus Gründen der numerischen Stabilität geglättet, unter Beibehaltung der tatsächlich verbrauchten Energiemengen. Der Jahresverlauf ist in Abbildung 19 dargestellt.

Eine Temperaturbereinigung fand aufgrund der hohen Grundlast nicht statt. Auch gab es im Februar 2021 einen ungewöhnlichen Kälteeinbruch mit anschließendem subtropischen Einfluss, sodass der Wärmebedarf im Februar deutlich schwankt.

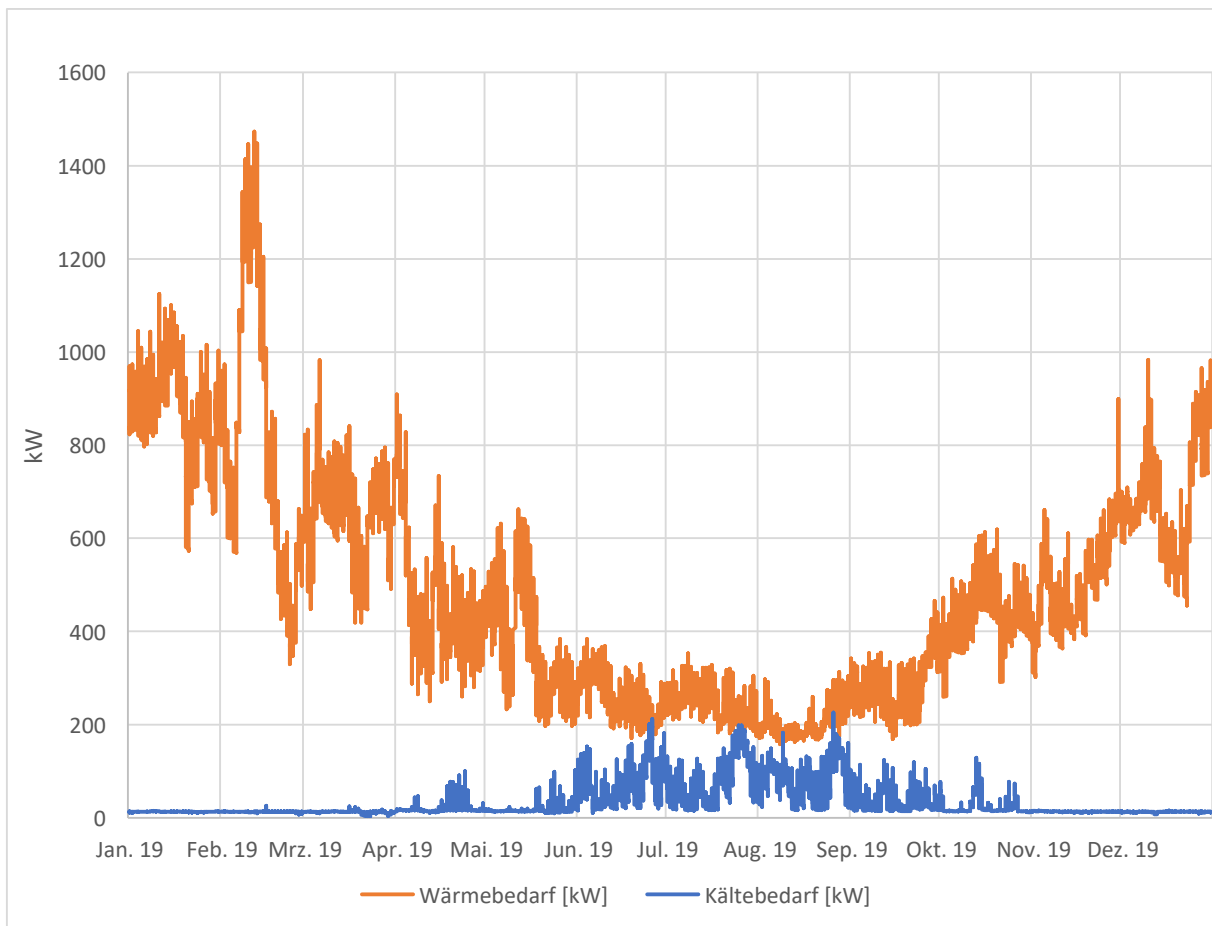


Abbildung 31 Wärme- und Kältebedarf eines mittelgroßen Krankenhauses, Datenquelle: Fraunhofer UMSICHT, eigene Darstellung

Die Wärmedaten beziehen sich auf eine Wärmezentrale eines mittleren Krankenhauses mit Gebäudebestand aus den 1960er Jahren bis heute. Außerdem wird über das Nahwärme- und Kältenetz weitere Gebäude wie unter anderem Wohnheime, Verwaltung und Krankenpflegeschule versorgt. Der Anteil der Trinkwarmwasserversorgung kann aufgrund fehlender Datenlage und eines komplexen Systems nicht geschätzt werden.

Der Gesamtwärmebedarf über dieses Jahr beträgt etwa 4200MWh, mit zusätzlich 325MWh Kühlleistung. Das Verhältnis von Wärme- zu Kältebedarf liegt folglich bei etwa 13.

4.1.1 Mögliche Einsparungen

Diese Arbeit rechnet mit den gemessenen Energieverbrauchswerten um eine sichere Datengrundlage zu verwenden. Nach DIN 18599 gerechnete Werte für den Energiebedarf haben erfahrungsgemäß große Abweichungen. Die Simulation in dieser Arbeit entspricht einem vollständigen Austausch der Wärme-/Kälteerzeuger ohne die Verbraucher und Verteiler weiter zu betrachten. Tatsächlich sollte vor einer Auslegung und Simulation des Energiesystems eine ausführliche Betrachtung der Einsparmöglichkeiten des Bedarfs und Prüfung der gleichzeitigen Umsetzung erfolgen.

In Krankenhäusern bestehen durch die oft einer Kleinstadt entsprechenden Energieverbräuche auch große Einsparpotenziale. Für einen kurzen Überblick über die Möglichkeiten sei auf (EnergieAgentur.NRW 2010) und für eine detaillierte Untersuchung der bestehenden Krankenhäusern und deren Benchmarking auf (Beier 2009) verwiesen. In einem Maßnahmenkatalog gibt (Wagner et al. 2022) Beispiele einer ganzheitlichen und vorrausschauenden Klimaschutzplans für Krankenhäuser mit direkten Handlungsempfehlungen. In Abbildung 32 sind beispielhaft jährliche Reduktionsziele aufgetragen, um vom Status quo zum staatlichen Ziel Klimaneutralität 2045 zu kommen.

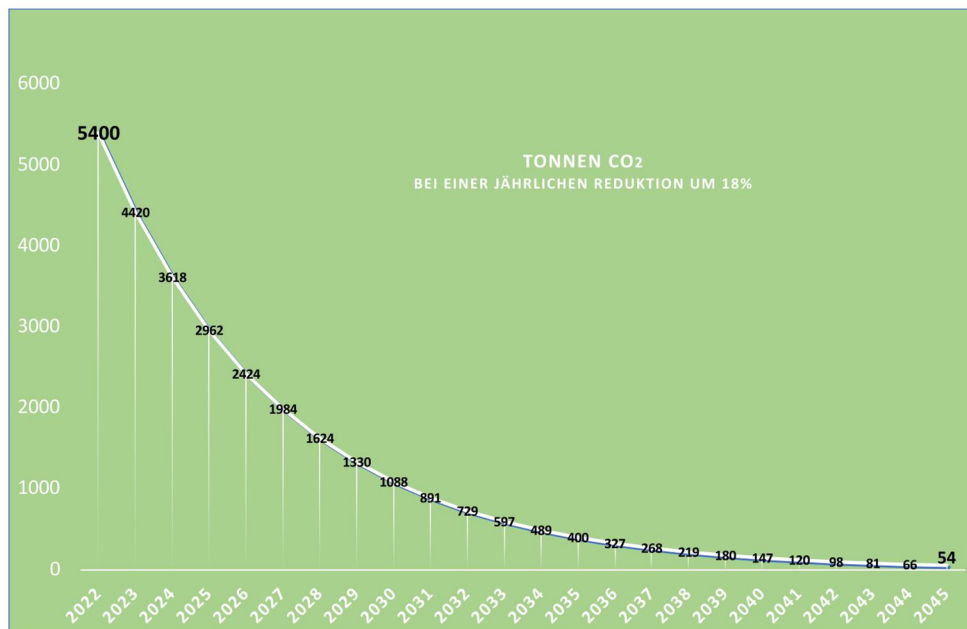


Abbildung 32: Reduktionszielpfad eines fiktiven Krankenhauses um das Ziel einer Klimaneutralität 2045 zu erreichen (Wagner et al. 2022, S. 14)

In Abbildung 33 wird dann dieser Zielpfad versucht über Maßnahmen zur CO₂ Reduzierung möglichst gut zu folgen. Solch eine langfristige Planung hilft bei der zeitlichen Einordnung der Einsparmaßnahmen und auch bei der Abstimmung der Pakete untereinander. Zum Beispiel verringert die Gebäudehüllensanierung signifikant den Wärmebedarf und kann so zu einer Reduzierung der Investitionskosten führen.

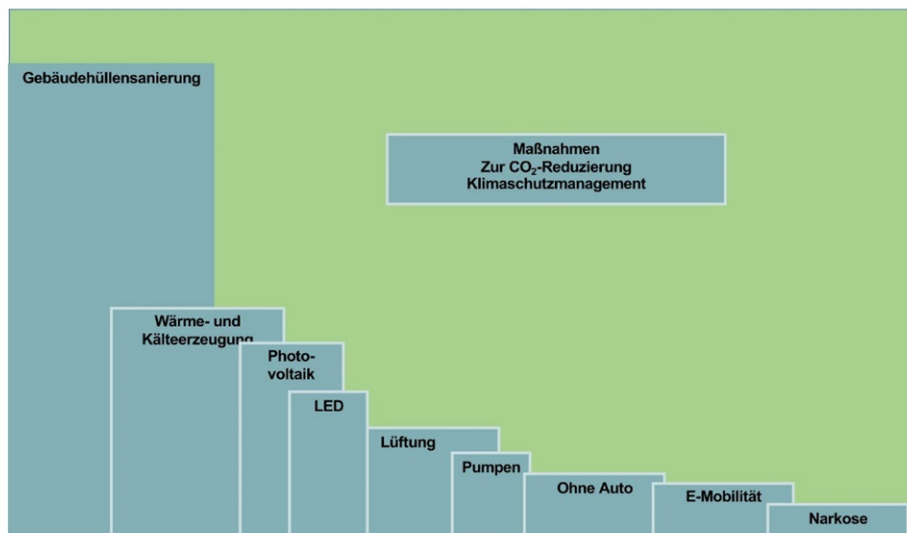


Abbildung 33: Klimaschutzplan eines fiktiven Beispiels (Wagner et al. 2022, S. 15)

Für das vorliegende Krankenhaus wurden in (Berg et al. 2022) durch Aufbau eines mit den Messwerten kalibrierten Zonenmodells des Krankenhauses Einsparmaßnahmen durch unter anderem Verbesserung der Lüftungswärmerückgewinnung, Verringerung von unnötig großen Volumenströmen und vor allem Sanierung und Dämmung der Fassade und Fenster simuliert. So konnten im Simulationsmodell 850 MWh/a bei durchschnittlicher Witterung eingespart werden. Das entspricht trotz wenig ambitionierter Fassadendämmungswerten grob 20% des gesamten Wärmebedarfs. Optimierungen in der Verteilung wurden Modellbedingt nicht betrachtet, obwohl hier oft großes Einsparpotenzial besteht, z.B. bei zu hohen Vorlauftemperaturen, schlecht gedämmte Rohrleitungen oder eine mögliche Stilllegung einer nicht mehr unbedingt notwendigen und oft überdimensionierten Dampfversorgung (EnergieAgentur.NRW 2010).

4.2 Wetterdaten

Da die Bedarfsdaten, wie in Kapitel 4.1 beschrieben aus unterschiedlichen Jahren kommen, aber der Kältebedarf sehr selten den Wärmebedarf überschreitet, werden Außentemperaturen von März 2020 bis März 2021 genutzt und den Daten passend zugeordnet. Die Wetterdaten sind reale Messdaten einer Wetterstation des Deutschen Wetterdienstes in der Nähe des Standortes des Krankenhauses in 2m Höhe über dem Boden in 10minütiger Auflösung. (Deutscher Wetter Dienst 2022) Der Mittelwert der Außenlufttemperatur liegt für den genutzten Datensatz bei 11,47°C, was etwa 1°C wärmer ist als der Durchschnittswert Deutschlands für 2020. Die erhöhte Temperatur wird hauptsächlich auf die Nähe zu einem Ballungsgebiet zurückgeführt. Diese Wetterdaten werden für den gesamten Untersuchungszeitraum zugrunde gelegt. Angesichts der Tatsache, dass eine weitere Erwärmung in den nächsten 2 Jahrzehnten erwartet wird und sich große Krankenhäuser oft in größeren Städten befinden, scheint die Nutzung der Wetterdaten keine relevant großen Fehler zu verursachen. Besonders da diese nur für die Verluste des Wärmespeichers und für die Berechnung des COP der konventionellen Kältemaschine im Referenzsystem genutzt werden. Einen Überblick über die Deutschen Durchschnittstemperaturen und den aktuellen Trend zum Vergleich ist in Abbildung 34 dargestellt.

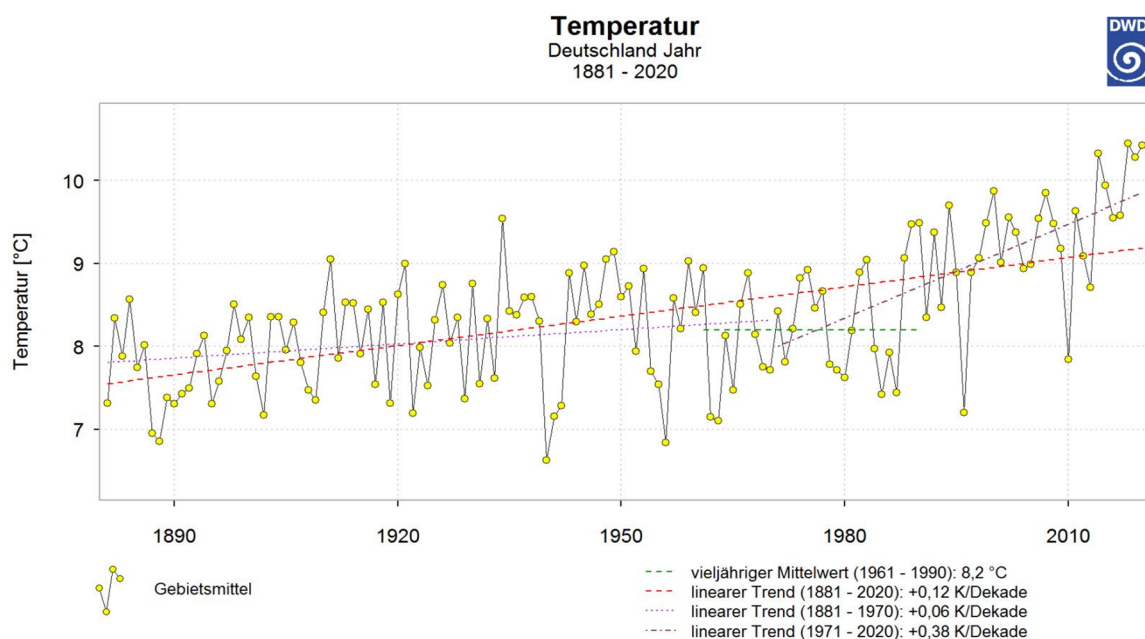


Abbildung 34: Temperaturentwicklung in Deutschland und lineare Trends (Imbery et al. 2021)

5 Methodik

5.1 Bewertungsgrößen

Um abschätzen zu können ob und wie CO₂ Wärmepumpen mit den in Kapitel 2.2 besprochenen Vorteilen tatsächlich eingesetzt werden können, werden hier einige Bewertungsgrößen vorgestellt.

Insbesondere ist der Vergleich von unterschiedlichen Anlagenvarianten untereinander und mit heutigen, größtenteils Erdöl- oder Erdgasbetriebenen Referenzlösungen (Carsten Beier 2017) von Interesse.

Dabei sind zum Vergleich unterschiedlicher Systeme unter anderen drei Aspekte interessant:

1. Netzdienlichkeit des Heizungssystems
2. Klimafreundlichkeit
3. Kosten

Die Netzdienlichkeit ist im Allgemeinen eine ethische Größe für die Benutzer: Je besser sich das eigene System an die Bedürfnisse des Energiesystems anpasst, desto geringer sind die Kosten für Alle. Da die Netzdienlichkeit ein breiter Begriff ist, der mehrere Ziele miteinander vereint, gibt es eine Vielzahl von Kennzahlen, die versuchen sie der Vergleichbarkeit halber zu quantifizieren. (siehe hierzu z.B. (Blaume 2022), (Hall et al. 2021))

Dabei geht es meist um die Ausnutzung von Flexibilität: Darum möglichst viel des Strombezugs in Zeiten zu verschieben, in denen das übergeordnete Energiesystem viele Kapazitäten frei hat und viel Strom aus fluktuierenden Quellen zur Verfügung steht. Und damit von Zeiten weg, in denen die Leitungen überlastet oder mit teuren Reservekraftwerken um die Systemstabilität gekämpft werden muss.

Im derzeitigen wirtschaftlichen System interessiert diese Frage allerdings zumeist die Netzbetreiber, bzw. hinsichtlich Förderentscheidungen auch die Politik. Da diese Arbeit das Potenzial aus Endkundensicht betrachtet, wird auf eine Implementierung der zahlreichen Flexibilitätskennzahlen verzichtet.

Für eine detaillierte Bewertung der Klimafreundlichkeit, insbesondere des CO₂ Ausstoßes, wird ebenso verzichtet. Die EU und die Bundesregierung sind aktuell immer stärker den dabei den CO₂ Ausstoß an die gezahlten Verbraucherkosten zu binden. Daher wird von einer immer stärker werdenden Korrelation zwischen Klimafreundlichkeit und Energiekosten ausgegangen.

Dadurch bleibt nur die Kostenbetrachtung übrig. Diese wird in realer Praxis oft als einzig entscheidender Faktor wahrgenommen.

Hier kann einmal der CEI (Cost Efficiency Index) betrachtet werden:

Dabei wird die Einsparung im Betrieb eines flexiblen Systemkonzepts in Verhältnis der Energiekosten des Referenzkonzepts gestellt. (Blaume 2022)

$$CEI = \frac{(K_{ref} - K_{flex})}{K_{ref}}$$

Dabei ist der CEI ein Maß für die relative Kosteneinsparung: Ist der CEI 1, werden alle Kosten gespart. Ist der Wert des CEI bei 0, entspricht das den Kosten des Referenzsystems. Negative Werte bedeuten eine Erhöhung der Kosten durch das untersuchte System.

5.2 Simulationssoftware

Für die Durchführung der Simulation wird die Programmiersprache Modelica verwendet. Diese wird von der gemeinnützigen Modelica Association als open access Projekt entwickelt.

Modelica ist eine frei verfügbare, objektorientierte Programmiersprache zum Modellieren komplexer Systeme. Die Funktion von Komponenten wird über Differentialgleichungen, algebraische und diskrete Gleichungen beschrieben. Diese Komponenten werden mit Steckverbindern „Connectoren“ verbunden, um Rechenergebnisse untereinander auszutauschen. Dabei übernimmt der Modelica-Compiler die Aufgabe die Gleichungen aus den Komponenten zu extrahieren und das Gesamtgleichungssystem möglichst stark zu vereinfachen. Dies ermöglicht eine Modellierung großer Systeme mit mehreren, wiederverwendbaren Komponenten. Bereits die Standardbibliothek von Modelica enthält ca. 1600 solcher Komponenten und etwa 1350 Funktionen. (Modelica Association 2021)

Modelica wird mit openModelica als freie Software implementiert. Außerdem wird sie in verschiedenen kommerziellen Simulationsprogrammen verwendet. Die gesamte Simulation der Heiz- und Kühlenergieerzeugung wird in dieser Arbeit in Dymola von Dassault Systems implementiert.

Darüber hinaus gibt es noch viele weitere Bibliotheken mit vorgefertigten Komponenten für verschiedene Bereiche.

5.3 Aufbau der Simulation

Um die Abhängigkeiten von extern erstellten Bibliotheken nicht zu groß werden zu lassen und Probleme von nicht aufeinander abgestimmten Komponenten aus dem Weg zu gehen, wurde die für diese Arbeit nur zusätzlich zur Standard-Library die freie und open Source Buildings Library (The Regents of the University of California 2022) genutzt.

Durch die geringe Anzahl genutzter Bibliotheken soll auch die spätere Wiederverwendbarkeit der in dieser Arbeit erstellten Bibliothek verbessert werden. Da sich auf frei verfügbare Bibliotheken begrenzt wurde, ist der mögliche Nutzerkreis der erstellten Bibliothek deutlich größer.

Die erstellte Bibliothek aus Modelica Komponenten („BuildingsHeatCold“) ist dafür geschaffen, verschiedene Heizungs- und Kühlungskonzepte einfach miteinander vergleichen zu können. Dabei verfolgt sie einen etwas anderen Ansatz, wie z.B. die beiden oben genannten Bibliotheken. Diese stellen Komponenten, wie z.B. Rohrleitungen oder komplette Wärmepumpen bereit, so können die Bibliotheken in einem breiten Modellklasse genutzt werden. Dabei wird aber jedes Mal das System aus miteinander verbundenen Einzelkomponenten von Grund auf neu erstellt. Die BuildingsHeatCold

Library verfolgt einen anderen Ansatz: Hier sollen immer nur Gebäude mit Wärme und Kälte versorgt werden. Hierfür kann ein allgemeines Schema aus Subkomponenten definiert werden, die immer die gleichen Schnittstellen haben. Das Systemmodell stellt dabei sicher, dass im Idealfall Subsysteme mit einem Mausklick getauscht werden können. Alle Informationen wie Größe der Wärmespeicher und deren Speicherfüllgrad, Anzahl und Diversität der Wärme- und Kälteerzeuger und Systemtemperaturen werden, wo nötig, automatisch an die verschiedenen Subsysteme verteilt.

Sie besteht in erster Ebene aus fünf großen Subsystemen:

Tabelle 4 Liste der Subsysteme von BuildingsHeatCold

Name	Beispiel	Input	Output
1. Wärme-/Kälteerzeuger:	black-box CO2 Wärmepumpenmodell und eine Gastherme mit konventioneller Kältemaschine	-Signale der Steuerung -Heizungs- und Kälterücklauf	-Heizungs- und Kältevorlauf zu den Speichern
2. Speicherung und Verteilung von Wärme:	Warmwasser Schichtspeicher und Wärmeabgabe	-Heizungsvorlauf vom Wärmeerzeuger	-Heizungsrücklauf -Informationen über Speichertemperaturen
3. Speicherung und Verteilung von Kälte:	Kaltwasser Schichtspeicher und Kälteabgabe	-Kältekreisvorlauf vom Kälteerzeuger	-Kältekreisrücklauf -Informationen über Speichertemperaturen
4. Steuerung der Wärme-/Kälteerzeuger:	On/Off Regelung basierend auf Speichertemperaturen	-Informationen über Speichertemperaturen -Planungssignal	-Steuersignale für die Wärme-/Kälteerzeuger
5. Vorrorausschauende Betriebsplanung:	Erstellung eines Fahrplans für die Wärme-/Kälteerzeugung in naher Zukunft anhand von z.B. flexiblen Strompreisen oder Wetter	-Informationen über Speicherfüllmenge	-Planungssignal

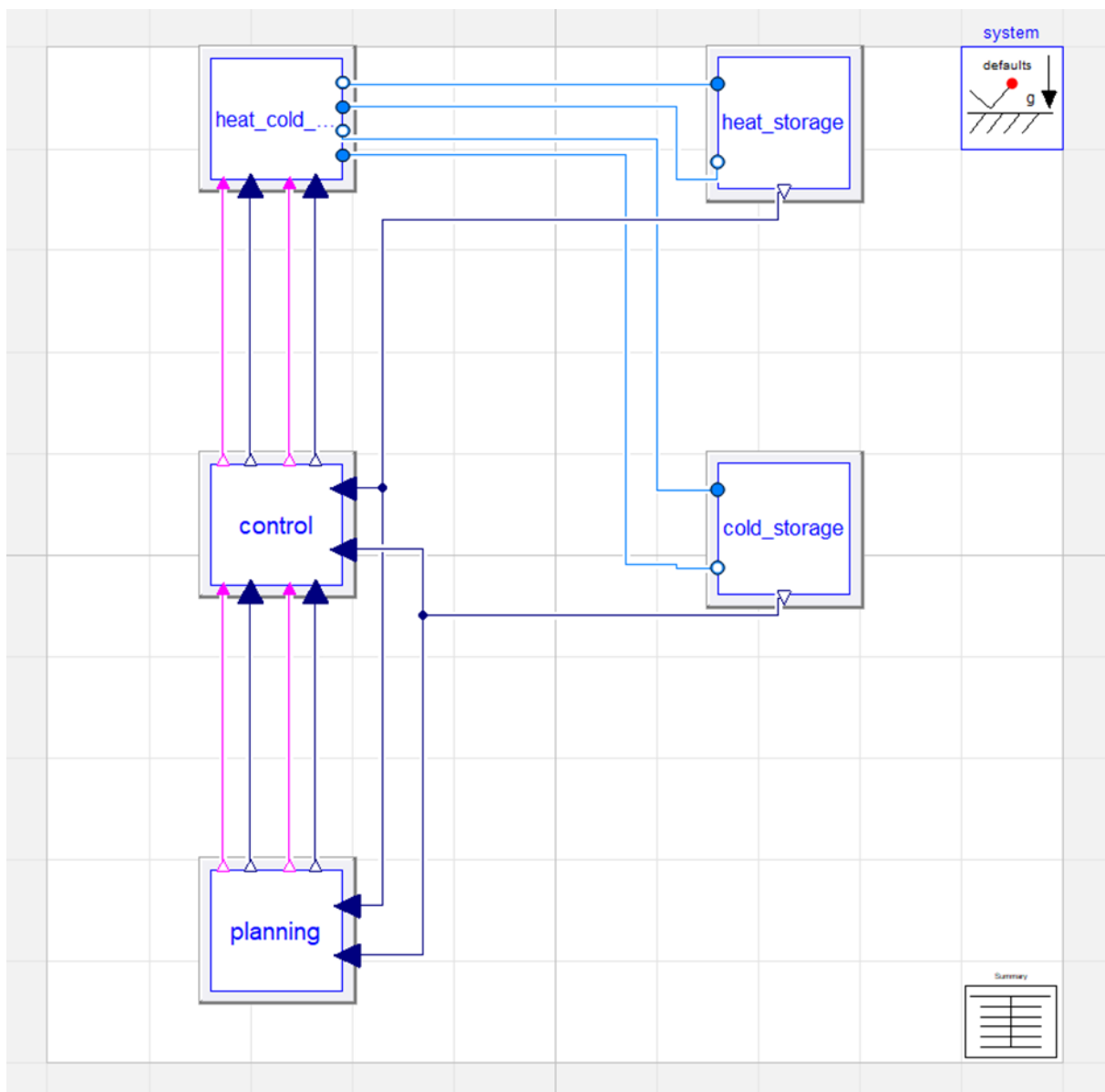


Abbildung 35 Grafische Darstellung des BuildingsHeatCold Systems mit bereits verbundenen Subsystemen

Durch die Auswahl gleicher Schnittstellen wird die Kombinierbarkeit unterschiedlicher Subsysteme untereinander sichergestellt, obwohl diese evtl. nicht gleichzeitig oder von derselben Person entwickelt wurden. Die Möglichkeit der Nutzung mehrerer unterschiedlichen Wärme-/Kälteerzeuger im System wurde bereits im System implementiert. Wohingegen eine Erweiterung des Systems für die Nutzung mehrerer Vorlauftemperaturen noch nicht implementiert, aber gut möglich ist.³

³ Die erstellte Bibliothek soll später weiterverwendet und ausgebaut werden. Bei Interesse kann sie bei maru.junk@posteo.de erfragt werden.

5.3.1 Annahmen

Beim Vergleich unterschiedlicher Wärmeerzeugersysteme können Wärme- und Druckverluste in Leitungen und Komponenten aufgrund gleicher Beträge vernachlässigt werden. Ausnahme: Wärmeleitungsverluste des Speichers, da verschiedene Speichergrößen genutzt werden.

$$Q_{Erzeugung} = Q_{Speicherverlust} + Q_{Abnahme}$$

Da auch Pumpenstrom und Strom für andere Komponenten in den zu vergleichenden Systemen etwa gleich anfallen, werden diese ebenfalls vernachlässigt.

$$\Delta \text{Kosten}_{Energie} = \text{Kosten}_{Wärme-/Kälteerzeugung1} - \text{Kosten}_{Wärme-/Kälteerzeugung2}$$

Um die Komplexität der Simulation zu verringern, wurde für die Wärmepumpen eine Wärmequelle von konstant 10°C angenommen. Dies wäre z.B. realistisch für ein großes Geothermiefeld. Weiterhin wären auch ein nahegelegener Fluss, Abwasserwärme oder Abwärme von Nachbarn eine Möglichkeit, um etwa dieses Temperaturniveau zu erreichen. Diese Möglichkeiten sind allerdings oft nicht vor Ort verfügbar oder haben hohe Erschließungskosten. Gegen Luft als Wärmequelle spricht technisch gesehen wenig, bis auf verminderte COP-Werte an kalten Tagen. Allerdings muss hier genügend Aufstellfläche für die Luftwärmetauscher vorhanden sein und der Schallschutz bei den großen notwendigen Luftströmen beachtet werden.

Als Vorlauftemperatur des Heizungssystems wurden 70°C als Kompromiss gewählt. Damit können noch mit nur einer Wärmeleitung Trinkwarmwasserstationen bedient werden und gleichzeitig müssen nicht alle alten Radiatoren durch z.B. Fußbodenheizungen mit niedrigeren Vorlauftemperaturen ersetzt werden. Andererseits sind die 70°C oft niedriger als real beobachtete Vorlauftemperaturen in Krankenhäusern. Hier wird aber davon ausgegangen, dass nach einer energetischen Sanierung auch die Heizlast der Räume und Lüftungsanlagen fällt und damit 70°C als Vorlauftemperaturen realistisch ist. Die 70°C sind aber für CO₂ Wärmepumpen keine obere Grenze und können mit moderaten Effizienzverlusten noch deutlich erhöht werden. (siehe Kap. 2.2)

Als Rücklauftemperatur des Heizungssystems wurde aufgrund fehlender Datenlage konstante 30°C angenommen. Diese für konventionelle Wärmepumpen oder Gasthermen eher unwichtigen Parameter sind für die Effizienz von CO₂ Wärmepumpen entscheidend (siehe Kap. 2.2.2). Die Rücklauftemperatur konstant unter 30°-40°C zu halten erscheint bei hohem Trinkwarmwasserbedarf und geringen Verlusten in der Trinkwarmwasserzirkulation möglich. Falls keine Rücklauftemperatur unter 40°C gewährleistet werden kann, könnte auch eine konventionelle Wärmepumpe zur Kühlung des Heizungsrücklaufs verwendet werden. Die kühlt den Teil des Rücklaufvolumenstroms für die CO₂ Wärmepumpe ab, um den anderen Teil auf Vorlauftemperaturniveau zu heben. Somit arbeiten beide Wärmepumpen effizienter als jeweils allein. Die Möglichkeit in Kap. 2.2.2 kurz vorgestellt.

Als Randbedingung für die Simulation wird angenommen, dass aus Gründen der Trinkwasserhygiene und Funktionalität die Heizungsvorlauftemperatur 60°C nicht unterschreiten darf. Gleichzeitig sollte aus Gründen der Effizienz der CO₂ Wärmepumpe der Heizungsrücklauf nicht 40°C überschreiten. Das

bedeutet, dass der Speicher niemals komplett beladen, bzw. entladen werden darf. Als Parameter wurde in einem iterativen Vorgehen eine maximale Beladung von 80% und eine minimale Beladung von 10% des Speichers bestimmt. So kommt es zu einem nutzbaren Speicherbereich von 70%. Dieser Wert ist nicht optimiert und an größere und kleinere Tankvolumina angepasst. Hätte es keine Beschränkung der Rücklaufemperatur gegeben, wäre die obere Grenze weggefallen. Dadurch hätte sich der nutzbare Speicherbereich auf 90% erhöht. Um die Vergleichbarkeit zu erhalten, wurden die gleichen Beladungsgrenzen in allen Simulationen verwendet. Für Lösungen, die nicht durch die Rücklaufemperatur beschränkt werden, kann die nominelle Speichergröße aus der effektiven Speichergröße in Tabelle 10 berechnet werden.

5.3.2 Einschränkungen

Die zugrunde gelegten Wetterdaten von Strompreiszeitreihen und Bedarfsdaten stimmen nicht überein: Da von einer gewissen Korrelation von hohem Wärmebedarf und erhöhtem Strombedarf auszugehen ist, kann es dazu kommen, dass bei hohem Wärmebedarf unrealistisch niedrige Strompreise angenommen werden. Dies führt schätzungsweise zu einem Simulationsfehler, der Strombasierte Heizungstechnologien bevorzugt.

Da die Wärmequelle im System nicht modelliert oder definiert wird, kann auch kein zusätzlicher Strombedarf für diese Quelle berücksichtigt werden. Dies führt wiederum zu einem Fehler, der das Untersuchungssystem Wärmepumpen leicht bevorteilt. Mit einer Untersuchung des Solepumpenbedarfs von Erdreich-Wärmepumpen in Einfamilienhäuser lässt sich die Größenordnung des Fehlers schätzen. Dabei wurden Anteile von 1,5-11% gemessen. „Vor allem vor dem Hintergrund, dass Anteile für die Solepumpe von 2% ermittelt wurden, kann von großem Optimierungspotenzial gesprochen werden.“ (Miara 2011, S. 77)

Da eine vollständige Modellierung der CO₂ Wärmepumpen den Rahmen dieser Arbeit überschritten hätte, wurden die Wärmepumpen nur sehr abstrakt dargestellt. Dabei wird An- und Ablaufverhalten nicht dargestellt und zwischen voller Leistung und kompletter Abschaltung getaktet. Im realen Betrieb werden häufige Anfahrvorgänge vermieden, da sie die Lebensdauer der Systeme im Allgemeinen negativ beeinflussen. Für die Potentialanalyse wurde hier die Genauigkeit als ausreichend eingeschätzt, da auch die Taktlänge auf über 15 Minuten eingestellt wurde. Dies entspricht auch der Taktdauer des Algorithmus zur Planung der Wärmepumpen Betriebszeiten (Faßnacht et al. 2015).

5.4 Untersuchungssystem

Das untersuchte System besteht aus drei CO₂ Wärmepumpen des Typs ThermeCO2 HHR720 der ENGIE Refrigeration GmbH, von der der Hersteller Effizienzwerte in verschiedenen Betriebspunkten geliefert hat. Diese werden abhängig von Vor- und Rücklaufemperatur der Simulation interpoliert. Jeweils eine Wärmepumpe liefert im untersuchten Betriebspunkt mit 70°C Vorlauf-, 30°C Rücklauf- und 10°C Quellentemperatur 595kW_{th} Wärmeleistung.

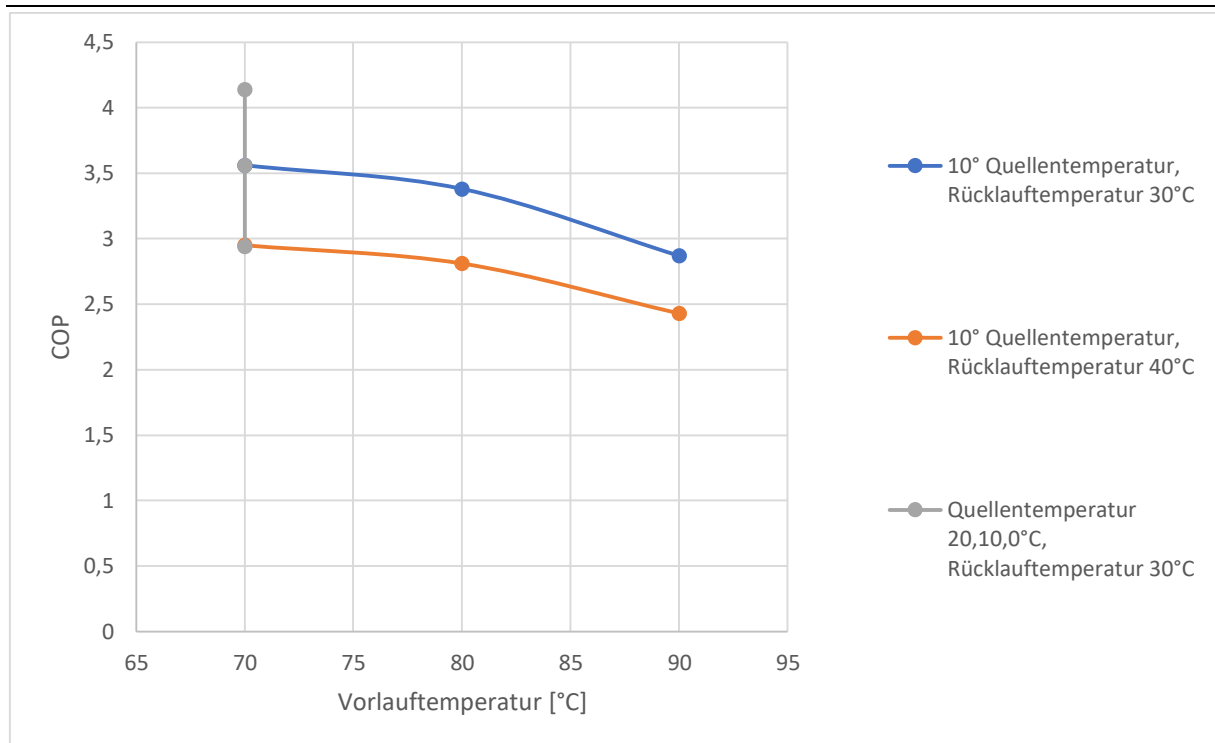


Abbildung 36 Genutzte Performancemap der ThermeCO2 Darstellung unvollständig. Entspricht nicht dem gesamten Einsatzspektrum der Wärmepumpe, Eigene Darstellung

Erzeugte Wärme- und Kälteleistung wird in jeweils einen Wasserkreislauf eingespeist, der geschichtete Wärme- bzw. Kältespeicher füllt. Die Abnahme von Nutzwärme/Kälte erfolgt dann durch direkte Wasserentnahme aus dem Tank und Rückführung bei vorgegebener Rücklauftemperatur. Falls die Vorlauftemperatur abfällt, erhöht ein PI-Regler den Entnahmestrom, um eine möglichst gut der vorgegebenen Wärmebedarfskurve zu folgen. Durch den PI-Regler wird sichergestellt, dass der benötigte Bedarf auch vollständig gedeckt wird. Bei laufendem Betrieb der Wärmepumpen wird der Bedarf direkt aus einem Teil des Vorlaufvolumenstroms gedeckt um unnötige Verwirbelungen im Tank zu reduzieren.

Gesteuert werden die Wärmepumpen durch das Planungssystem, das ausrechnet wie viele Zeitblöcke innerhalb der nächsten Planungsperiode die Wärmepumpen laufen müssen, um den gesamten Bedarf zu decken. Diese werden im nächsten Schritt anhand einer aufsteigend sortierten Liste der erwarteten Strompreise in dieser Planungsperiode aufgeteilt. Dies entspricht der Verteilung der Wärmepumpenlaufzeit auf die Zeiten mit den niedrigsten Strompreisen. Schließlich wird überprüft, ob die Speicherkapazität bei dieser geplanten Betriebsführung über- oder unterschritten wird. Falls dies der Fall ist, versucht ein simpler Algorithmus iterativ durch Austauschen einzelner Zeitblöcke die Zeit bis der Speicher zu voll oder zu leer ist weiter in die Zukunft zu schieben. Der Algorithmus stammt von (Faßnacht et al. 2015) und wurde für die gegebene Aufgabenstellung adaptiert.

Zwischen dem Planungssystem und der Wärmepumpen steht noch eine simple An/Aus Schaltung, zur Erfüllung des Wärmebedarfs notwendiges Temperaturniveau in der ersten, bzw. letzten Schicht im Speicher über oder unterschritten wird. Außerdem prüft sie die mittlere Temperatur der Speicher um zu verhindern, dass die Wärmepumpe läuft, wenn die Speicher voll sind. Diese Steuerung greift also nur im Notfall ein, falls die Planung fehlerhaft sein sollte.

Für den Kältespeicher wurde eher aus praktischen, den realistischen Gründen ein übergroßer Kaltwasserspeicher gewählt. Da der Kältebedarf im betrachteten Fall den Wärmebedarf fast nie

übersteigt, wurde versucht die benötigte Kälte nach Möglichkeit während des Heizbetriebes zu generieren, da währenddessen die Kälte praktisch kostenlos produziert werden kann, da der Kältespeicher als Wärmequelle verwendet wird. Ein großer Einfluss auf die Endergebnisse wird angesichts des geringen Kältebedarfs und der hohen Kältearbeitszahlen nicht erwartet.

Tabelle 5 Ausgewählte Parameter für die Simulation der Wärmepumpenszenarien

Szenarien	WP_VL70_RL30	WP_VL90_RL35
COP_{Wärme} (Jahresschnitt)	3,5	2,6
COP_{Wärme+Kälte} (Jahresschnitt)²	3,8	2,8
Vorlauftemperatur Heizung [°C]	70	90
Rücklauftemperatur Heizung [°C]	30	35
Vorlauftemperatur Kühlung bzw. Quellenrücklauftempeartur [°C]	5	
Rücklauftemperatur Kühlung bzw. Quellenvorlauftemperatur [°C]	10	
Wärmeleistung Wärmepumpe [kW_{th}]	1785	1462 ¹
Kälteleistung Wärmepumpe [kW_{th}]	1284	910 ¹
Speichergröße Wärmespeicher [m³]	50;100;200;400	
Speichergröße Kältespeicher [m³]	200	200

¹Es wurden die gleichen Wärmepumpen verwendet. Im Szenario mit höheren Vorlauftemperaturen sinkt allerdings bei der gleichen Technik die Heiz- und Kühlleistung.

²Zur Berechnung wurden die gesamt erzeugte Wärme und Kälte addiert und ins Verhältnis mit dem genutzten Strom gesetzt. Da der Kältebedarf im Verhältnis niedrig war, erhöht sich der kombinierte COP nicht sehr stark.

Bilder der genutzten Subsysteme sind in Kap. 8.1 angehängt.

5.5 Referenzsystem

Als Referenzsystem wurde ein Gaskessel mit konventioneller Kältemaschine gewählt. Da jeweils jahresweise konstante Gas- und Strompreise für diese Anlagensituation angenommen werden, besteht

im Unterschied zum Untersuchungssystem keine Notwendigkeit einer vorrauschauenden Planung. Aufgrund fehlender preislicher Anreize zur Lastverschiebung mittels Speicher werden diese üblicherweise in der Baupraxis auch nur in relativ kleinen Speichervolumen ausgeführt, um Investitionskosten und Speicherverluste zu minimieren. Bzw. im Kältefall komplett darauf verzichtet.

Für die Gastherme wird ein Wirkungsgrad von 95% angenommen. Alle Angaben zum Gasverbrauch beziehen sich auf den oberen Heizwert.

Für den Wirkungsgrad der Kältemaschine wird ein Carnotgütegrad von 0,45 angenommen. Als Wärmesenke wurde Außenluft angenommen und als „Außentemperatur + 10k“ modelliert.

Szenario	Gas
Wirkungsgrad Gasbrennwertgerät	0,95
Wärmeleistung [kW _{th}]	1500
Vorlauftemperatur Heizung [°C]	70
Rücklauftemperatur Heizung [°C]	30
COP _{Kältemaschine}	$\eta_{\text{Carnot}} * 0,45$ mit Quelltemperatur Außenluft+10k, Jahresschnitt: ~5,8
Kälteleistung [kW _{th}]	Unbegrenzt, entspricht momentanem Kältebedarf
Vorlauftemperatur Kühlung [°C]	5
Rücklauftemperatur Kühlung [°C]	10
Speichergröße Wärmespeicher [m ³]	50
Speichergröße Kältespeicher [m ³]	0

5.6 Untersuchte Szenarien

Insgesamt sollen drei verschiedene Parameter in unterschiedlichen Kombinationen untersucht und die verschiedenen Systemmöglichkeiten anhand ihrer zu erwartenden Energiekosten verglichen werden:

1. Untersuchungssystem (CO₂ Wärmepumpen) gegenüber Referenzsystem Gastherme mit konventioneller Kältemaschine
2. Energiekostenszenarien: Für die Gastherme angenommene Gaskosten heute, 2030 und 2040. Für die Wärmepumpen: Zusätzlich noch je Jahr Szenarien „fixes Strompreisniveau“, „flexibles Strompreisniveau mit fixen Abgaben“ und „flexibles Strompreisniveau mit flexiblen Abgaben“. Für eine detaillierte Betrachtung der Strompreiszeitreihen wird auf Kap. 3.5 verwiesen.
3. Variation der Speichergröße des Heizungsspeichers in den Wärmepumpenszenarien mit flexiblen Strompreisen.

Die Benennung der Szenarien kann damit intuitiv erfolgen. Zum Beispiel:

WP_2030_flexfix_100m3 beschreibt das Wärmepumpensystem, welches die Preise von 2030 mit einem flexiblen Strompreisniveau, aber konstanten Abgaben (wie Steuern und Netzentgelten) mit einer Speichergröße von 100m³ betrieben wird.

5.7 Plausibilitätskontrolle

Um zu überprüfen, ob das System korrekt implementiert wurde, kommt eine Komponentenweise Untersuchung aufgrund der Komplexität der Wechselwirkungen nicht infrage. Da bis auf einzelne Komponenten, alle Komponenten aus großen öffentlichen Bibliotheken stammen, wird auch davon ausgegangen, dass die Komponenten hinreichend verifiziert und validiert sind.

Um trotzdem eine Plausibilitätskontrolle des Systems zu ermöglichen, werden die einzelnen implementierten Subsysteme anhand der Zeitverläufe ihrer Ein- und Ausgänge für eine beispielhafte Woche innerhalb des Versuchszeitraums bewertet.

5.7.1 Wärme- und Kälteerzeuger

In Abbildung 37 sind die wichtigsten Ein- und Ausgabezeitreihen des CO₂ Wärmepumpen Subsystems abgebildet. Im ersten Diagramm können die Steuersignale abgelesen werden. Da es sich um eine Woche im Sommer handelt, ist die Wärmepumpe nur zu einem geringen Anteil ausgelastet. In Diagramm 2 ist die Durchflussmenge des Heizungsvorlaufs zu sehen. Dieser springt mit dem Steuersignal zwischen 0 und etwa 10l/s hin und her. Dies ist zwar kein reales Verhalten, aber da weder Pumpenstrom, Reibung, Druckverlust oder Wärmeübertragung in den Rohren modelliert sind, verfälscht dies nicht das Ergebnis.

In Diagramm 3 Vorlauf- und Rücklauftemperatur des Heizungssystems aufgetragen. Die Vorlauftemperatur wird genau auf 70°C gehalten, weil die Pumpe den Massenstrom entsprechend anpasst. Für die Rücklauftemperatur wurden hier für die CO₂ Wärmepumpe sehr gute Werte erreicht. Die geringfügigen Temperaturerhöhungen Rücklauf resultieren aus der Wärmeübertragung im Wärmespeicher. Dies wurde allerdings hier dadurch erkauft, dass der Speicher nie voll geladen wird. In diesem Fall geht die Steuerung bei 80% der maximal möglichen Speicherenergie davon aus, dass der Speicher „voll“ ist. (Konkret wird bei einer mittleren Speichertemperatur von 62°C von einem vollen Speicher ausgegangen).

In Diagramm 4 sind die Gesamtarbeitszahlen aufgetragen: Einmal die gesamte erzeugte Wärmeenergie geteilt durch die Strommenge und einmal die kombinierte Menge an Wärme- und Kälteenergie geteilt durch den bisher gesamt verbrauchten Strom. Der COP der Wärmeerzeugung liegt dabei wie erwartet bei dem vom Hersteller angegebenen Wert, da Vor- und Rücklauftemperatur nur sehr gering schwanken. Die Arbeitszahl der kombinierten Wärme- und Kälteerzeugung liegt erwartungsgemäß höher, da die Kälte im vorliegenden System praktisch kostenlos miterzeugt, wenn als Wärmequelle für die CO₂ Wärmepumpe der Kältespeicher genutzt wird.

In Diagramm 5 sind die gesamt erzeugten Wärme- und Kältemengen dargestellt und in Diagramm 6 die gesamt entstandenen Energiekosten in den 3 unterschiedlichen Strompreisszenarien des Jahres. Hier sind erwartungsgemäß niedriger je flexibler die Strompreise sind.

5 Methodik

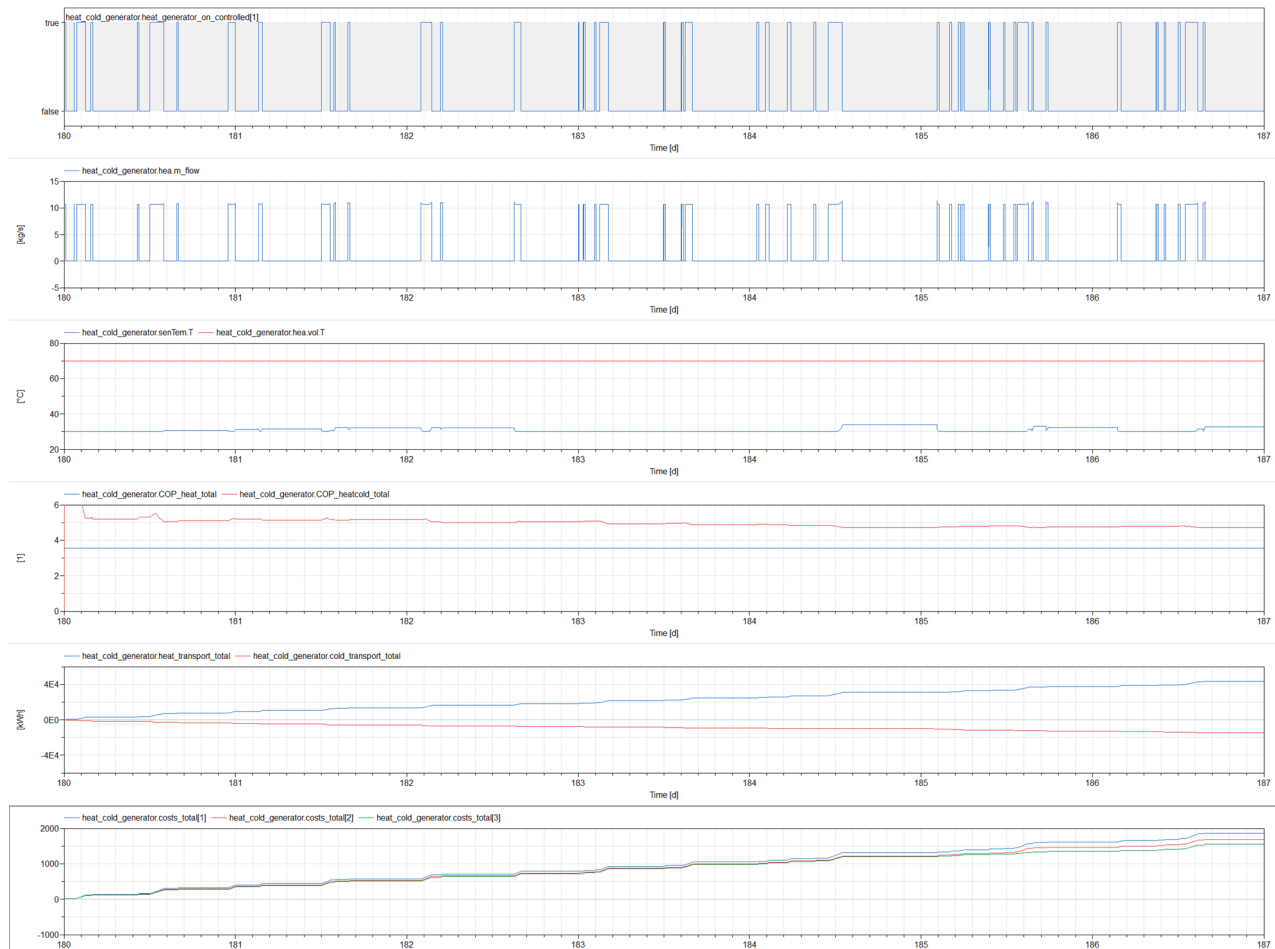


Abbildung 37 Plausibilitätskontrolle Subsystem CO₂ Wärmepumpe. Von oben nach unten: 1. An/Aus Steuersignal Wärmepumpe 2. Pumpenstrom 3. Vor- und Rücklauftemperaturen 4. Kombiniertes COP Heizen und Kühlen und COP nur Heizung 5. Erzeugte Wärme und Kälte 6. Gesamtkosten in drei Preisszenarien [€2022]

5.7.2 Wärmespeicher

In Abbildung 38 sind Zeitreihen der Testwoche abgebildet, die wichtig sind, um das Wärmespeicher-Subsystem zu verstehen.

Im ersten Diagramm sind abgegebene Wärme, aus der Datei abgelesener Bedarf und die gesamt erhaltene Wärmemenge abgebildet. Zu sehen ist, dass Bedarf und abgegebene Wärme fast vollständig deckungsgleich sind, d.h. der Bedarf vom System gedeckt werden kann. Die gesamt erhaltene Wärme ist stets um die Speichermenge und die gesamten Speicherverluste größer als der Bedarf, was plausibel erscheint.

In Diagramm 2 ist die Vorlauftemperatur des Heizungsverteilers zu sehen. Dabei wird größtenteils die Vorlauftemperatur von 70°C eingehalten. Ist der Speicher fast entladen sinkt die Temperatur kurzfristig auf ein Minimum von 60°C, bis die Steuerung die Wärmepumpe wieder einschaltet.

In Diagramm 3 sind die Masseströme des Heizungsverteilungssystems und des Speichers aufgetragen. Wird der Speicher entladen (negativer Massestrom) sind die Masseströme des Heizungsverteilers und des Speichers betragsmäßig gleich.

5 Methodik

In Diagramm 4 sind die aktuelle Speicherverlustleistung dargestellt. Diese sind über die Wärmeleitung proportional zur Differenz von Speichermitteltemperatur und Außenluft. Betrachtet man gleichzeitig Diagramm 5 und Diagramm 8, kann dieser Zusammenhang nachvollzogen werden.

In Diagramm 5 sind die Außenlufttemperaturen zeitabhängig aufgetragen. Die Datenquelle wurde bereits in Kap 4.2 beschrieben.

Im vorletzten Diagramm sind die kumulierten Speicherverluste aufgetragen. Diese sind durch die gewählten 20cm Speicherdämmung im Vergleich zum Gesamtwärmebedarf sehr gering.

Im letzten Diagramm kann die Temperaturverteilung im Schichtspeicher nachvollzogen werden.

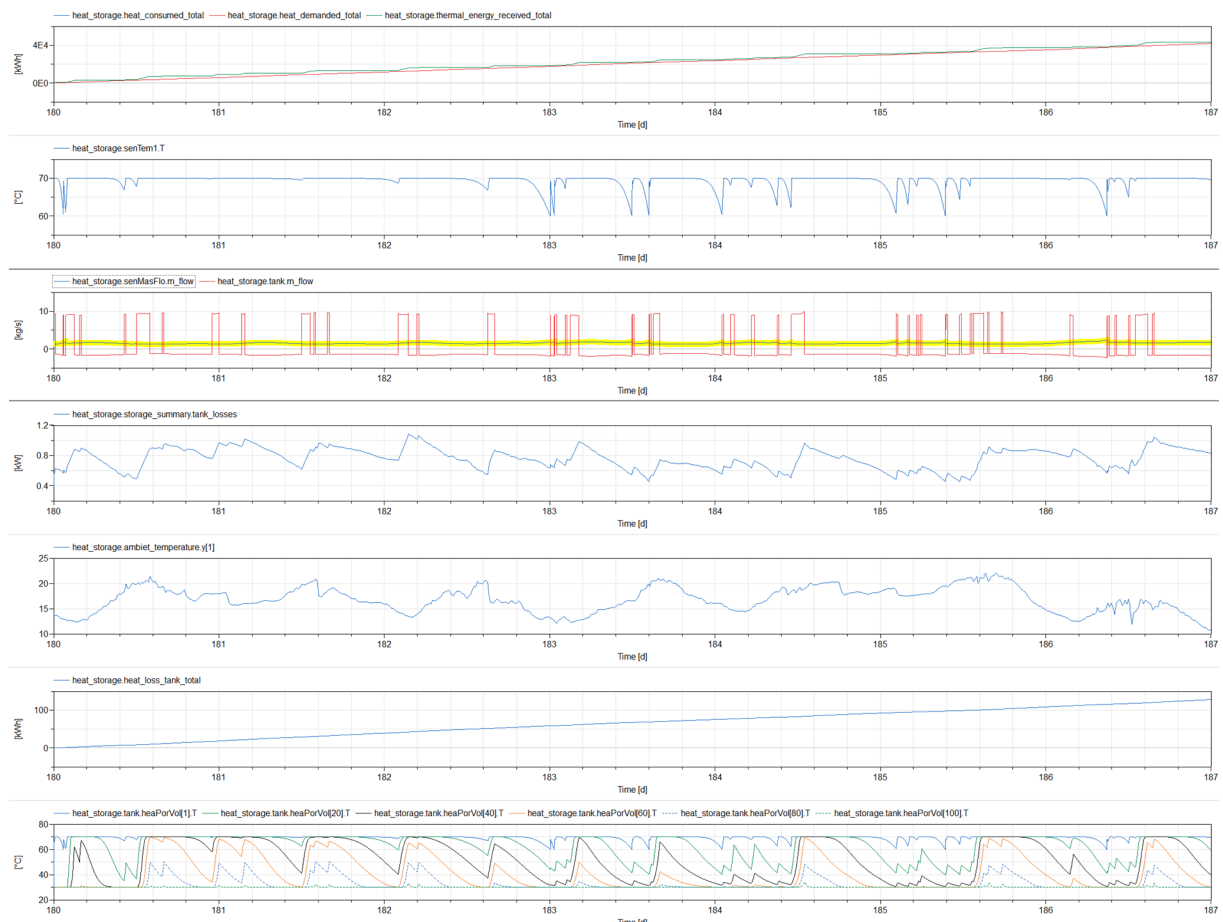


Abbildung 38 Plausibilitätskontrolle Wärmespeicher: Vom oben: 1. Abgegebene, erwartete und erhaltene gesamte Wärmeenergie, 2. Vorlauftemperatur der Heizung, 3. Massenflüsse in den Heizungsverteiler bzw. Speicher, 4. Wärmeverluste Speicher, 5. Außentemperatur, 6. Wärmeverluste Speicher insgesamt, 7. Temperaturverteilung jeder 20. Schicht im Wärmespeicher

Auf eine detaillierte Besprechung der weiteren Subsysteme wird hier verzichtet. Die für die Plausibilitätskontrolle genutzten Diagramme sind aber trotzdem in Kap. 8.1 zu finden.

5.7.3 Plausibilitätskontrolle ganzjährige Simulationen:

Da die Menge an Datenpunkten bei den ganzjährigen Simulationen zu hoch wird, um diese optisch validieren zu können, wird hier nur die Energieerhaltung betrachtet.

Dabei kann durch die Tabelle folgende Fragen mit Ja beantwortet werden:

1. Wird der Bedarf erfüllt?
2. Gilt die Energieerhaltung?
3. Entsprechen die Erzeugereffizienzen den Erwartungen?

Die Genauigkeit mit Nachkommastelle wurde gewählt um die Ergebnisse überprüfen zu können.

Tabelle 6 Plausibilitätskontrolle durch Überprüfung der Energieerhaltung. Szenario Gas_2020_50m3

Wärme erzeugt	4240690,0 kWh _{th}
Wärmebedarf	4234638,5 kWh _{th}
Wärme verteilt	4234638,5 kWh _{th}
Wärmespeicherverluste	5181,4 kWh _{th}
Wärmeinhalt Speicher	870,3 kWh _{th}
Nicht aufgelistete Verluste (numerische Diffusion, unbeabsichtigte Verluste)	<1,0 kWh _{th}
Gas verbraucht	4463884,0 kWh
Kälte erzeugt/verbraucht	325536,9 kWh _{th}
Strom verbraucht	55950,3 kWh _{el}
Wärmeerzeugereffizienz	0,95
Kälteerzeugereffizienz	5,82

Tabelle 7 Plausibilitätskontrolle durch Überprüfung der Energieerhaltung. Szenario WP_2040_50m3

Wärme erzeugt	4241610,0 kWh _{th}
Wärmebedarf	4234640,5 kWh _{th}
Wärme verteilt	4234640,5 kWh _{th}
Wärmespeicherverluste	5575,6 kWh _{th}
Wärmeinhalt Speicher	1394,0 kWh _{th}
Nicht aufgelistete Verluste (numerische Diffusion, unbeabsichtigte Verluste)	<1,0 kWh _{th}
Gas verbraucht	0,0 kWh
Kälte erzeugt	326224,2 kWh _{th}
Kälte verbraucht	325217,4 kWh _{th}
Strom verbraucht	1199666,0 kWh _{el}
Wärmeerzeugereffizienz	3,54
Kombinierte Wärme- und Kälteerzeugereffizienz	3,81

6 Ergebnisse

Mehrere Simulationen über jeweils ein Jahr wurden durchgeführt um die Frage zu untersuchen um das technoökonomische Potenzial von CO₂-Wärmepumpen in Krankenhäusern zu untersuchen. Es wurde das Referenzsystem (Gas, Kap. 5.5) mit dem Untersuchungssystem (WP, Kap 5.4) verglichen. Zusätzlich wurde noch der Einfluss erhöhter Vor- und Rücklauftemperaturen im Untersuchungssystem betrachtet.

In Abbildung 39 Simulierte Energiekosten des Referenzsystems und des Untersuchungssystems mit 2 unterschiedlichen Temperaturniveaus bei Stromkosten im Fixpreis Szenario sind die jeweiligen Jahres-Energiekosten der Systeme zu unterschiedlichen Zeiten aufgetragen. Diese liefern keine Überraschungen: Durch den um etwa Faktor 2 im Jahr 2030, bzw. Faktor 2,4 im Jahr 2040 steigenden Gaspreis (siehe Kap. 3.3), steigen auch die Energiekosten des Referenzsystems proportional. Da nur ein im Vergleich zum Wärmebedarf geringer Kältebedarf besteht, hat die Erzeugung der Kälte einen geringen Einfluss auf die Kosten.

Die Kosten der Wärmepumpensysteme sinken dagegen langsam entsprechend der Projektion aus Kap. 3.4. Ist der Energiekostenpreis der Gaskessellösung mit knapp 150.000€/a im Jahr 2020 im Vergleich zum Wärmepumpensystem noch deutlich günstiger, dreht sich die Lage 2030 komplett um. 2040 verstärkt sich der Trend weiterhin. Damit fallen die Energiekosten der CO₂ Wärmepumpe bei Vorlauftemperatur 70°C auf weniger als die Hälfte derer eines Gaskessels. Die deutlich weniger effiziente Lösung bei höheren Vor- und Rücklauftemperaturen verbraucht zwar im Schnitt 36% mehr Energie, ist aber immer noch deutlich billiger als das Referenzsystem.



Abbildung 39 Simulierte Energiekosten des Referenzsystems und des Untersuchungssystems mit 2 unterschiedlichen Temperaturniveaus bei Stromkosten im Fixpreis Szenario, Quelle: Eigene Darstellung

Für jede Simulation wird der gleiche Wärmebedarf und die gleichen Wetterdaten genutzt. Die Variabilität der einzelnen Simulationen in verschiedenen Jahren beschränkt sich nur auf die Energiekosten. Somit kann zumindest für das Fixpreisniveau mit nur wenigen Daten, die aus den Ergebnissen der 2020er Simulation stammen, die jährlichen Kosten geschätzt werden ohne, dass 20 Jahressimulationen durchgeführt werden müssen:

Die jährliche Einsparung wird jedes Jahr als Differenz zwischen Untersuchungssystemen und Referenzsystem (Gas) gebildet:

$$\text{jährliche Einsparung } \Delta K = K_{Gas} - K_{WP}$$

Die Kosten des untersuchten Wärmepumpensystems können nur über die benötigte Wärmemenge, den COP für die Wärmeerzeugung und den fixen Strompreis des Jahres geschätzt werden. Da die Kälte größtenteils in Wärme-/Kältekopplung praktisch kostenlos mitproduziert wird, hat diese nur einen vernachlässigbaren Einfluss im vorliegenden Fall.

$$K_{WP} = \frac{Q_{\text{Wärmeerzeugung}}}{COP_{WP(\text{Wärme})}} * k_{\text{Strom}}$$

Die Kosten des Gas-Referenzsystems werden ähnlich geschätzt. Hier wird die Wärmeerzeugungskosten mit Hilfe der Wärmemenge, der Kessel-effizienz und den Gaskosten geschätzt. Da in diesem System keine Möglichkeit der Wärme-/Kältekopplung besteht, wird der Stromaufwand für die Kälte miteinbezogen.

$$K_{Gas} = \frac{Q_{\text{Wärmeerzeugung}}}{\varepsilon_{\text{Gaskessel}}} * k_{Gas} + E_{\text{Strombedarf Kälte}} * k_{\text{Strom}}$$

Die somit ermittelten Werte schätzen die simulierten Kosten der Wärmepumpe mit einem Fehler von <1%. Die Schätzung der Kosten der Gaskessellösung ist noch genauer. Der Fehler bei den Wärmepumpen wird darauf zurückgeführt, dass die Steuerung der Kühlung nicht perfekt implementiert wurde und dadurch die CO₂-Wärmepumpen manchmal in Ausnahmefällen nur im Kühlmodus laufen, ohne dass auch Wärme in den Speicher eingespeist wird.

Die zeitlichen Verläufe der so geschätzten jährlichen Einsparungen gegenüber dem Referenzsystem für die Wärmepumpenszenarien mit hoher und niedrigerer Vorlauftemperatur sind in Abbildung 40 dargestellt.

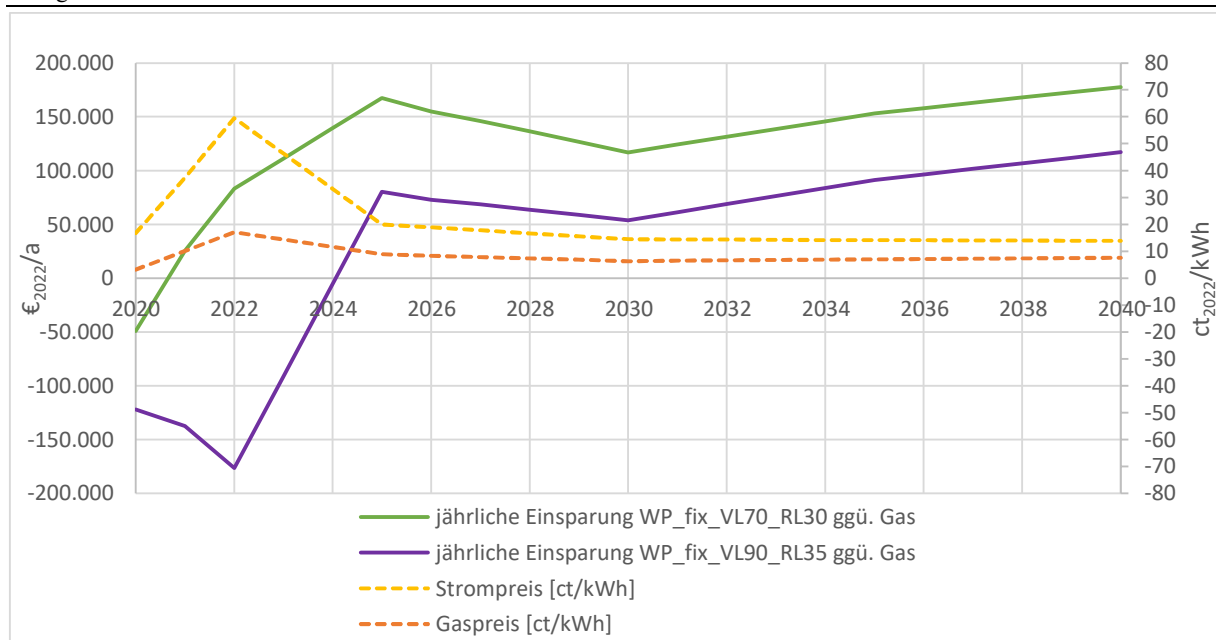


Abbildung 40 Jährliche Einsparung Untersuchungssysteme ggü. Referenzsystem mit jährlichen fixen Strompreisen
 Quelle: Eigene Darstellung, erstelle Strom/Gaspreisreihen siehe Kap. 3)

Dadurch ergeben sich inflationsbereinigt Energiekosten über nur 16 Jahre 2025-2040 von 2,38Mio€ bzw. 1,31Mio€ im Hochtemperaturfall. Bei oft angesetzten 20 Jahren Lebensdauer von Heizungssystemen sind dabei noch höhere Einsparungen zu erwarten. Da die Strompreissdaten für nach 2040 aufgrund fehlender Projektionen über diesen Zeitraum hinaus, können ab 2040 keine Aussagen getroffen werden. Der Trend weist auf wachsende Einsparungen hin, bedingt durch höhere Gaskosten.

6.1 Einsparung durch Lastflexibilisierung

Im Folgenden werden der Einfluss der flexiblen Strompreise (siehe hierzu Kap. 3.5) und der Pufferspeichergöße auf die Gesamtkosten untersucht. Als Referenz für mögliche Einsparungen dient hier immer das Fixpreisszenario.

Dabei werden die Kosteneinsparungen in den Szenarien Flexfix und Flexflex betrachtet. Bei ersterem steigt die Volatilität der Strompreise proportional zur projizierten Gaspreissteigerung. Im Flexflex Szenario werden zusätzlich Steuern und Abgaben ab 2030 flexibilisiert, sodass 50% der insgesamt gezahlten Kosten des gesamten deutschen Stromnetzes flexibilisiert sind. Speicherverluste für einen Außenstehenden Speicher mit 20cm Dämmung sind bereits inklusive.

Die Kosteneinsparungen in Abbildung 41 Jährliche Kosteneinsparung durch Lastflexibilisierung in 2 Strompreisszenarien und unterschiedlichen Speichergößen steigen natürlicherweise mit der Flexibilität der Preisszenarien. Die Einsparungen im Jahr 2020 sind relativ gering, da dort der Preis an der Strombörse noch sehr konstant war. Die Einsparungen steigen sehr deutlich 2030. Und bleiben dann auf etwa konstanten Wert. Die etwas unerwartete Reduzierung der Einsparung zwischen 2030 und 2040 im Flexflex Szenario ist darauf zurückzuführen, dass sich die relative Kosteneinsparung durch Lastflexibilisierung zwar nicht verändert hat, aber die absoluten Gesamtkosten 2030 höher waren.

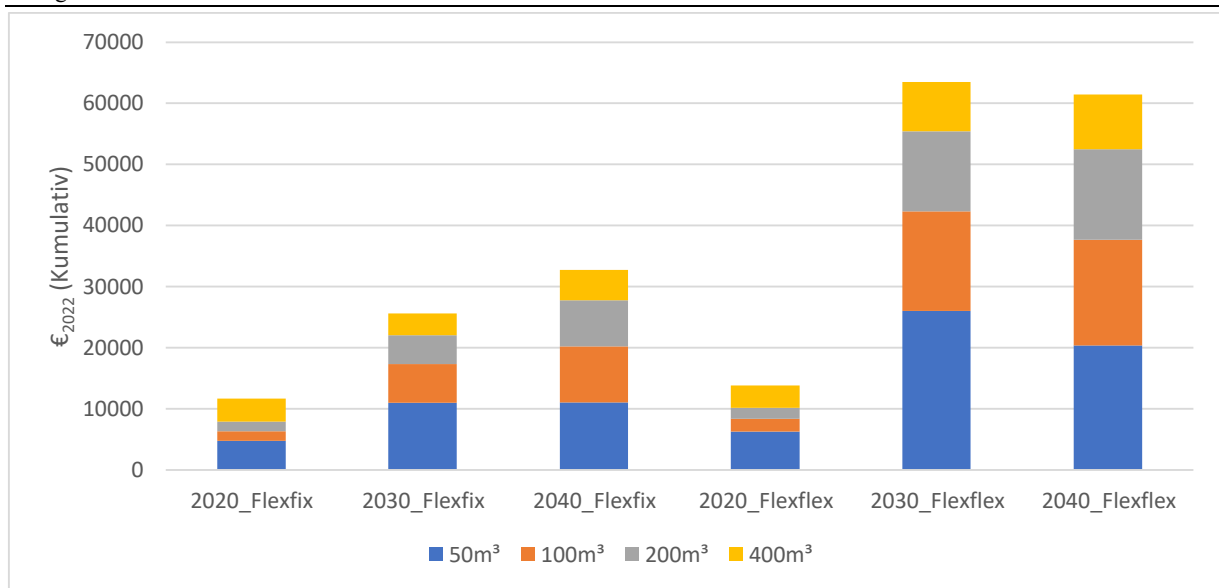


Abbildung 41 Jährliche Kosteneinsparung durch Lastflexibilisierung in 2 Strompreisszenarien und unterschiedlichen Speichergrößen. Die Balken sind nach jeweiliger Flexibilisierung und nach zeitlich fortschreitendem Strompreisszenario angeordnet. Quelle: Eigene Darstellung

Werden die Einsparungen linear interpoliert und über die Jahre 2025-2040 summiert, können die Einsparungen wie in Abbildung 42 dargestellt werden. Dabei zeigt sich erwartungsgemäß eine große Abhängigkeit davon, wie variabel die Strompreise gestaltet sind.

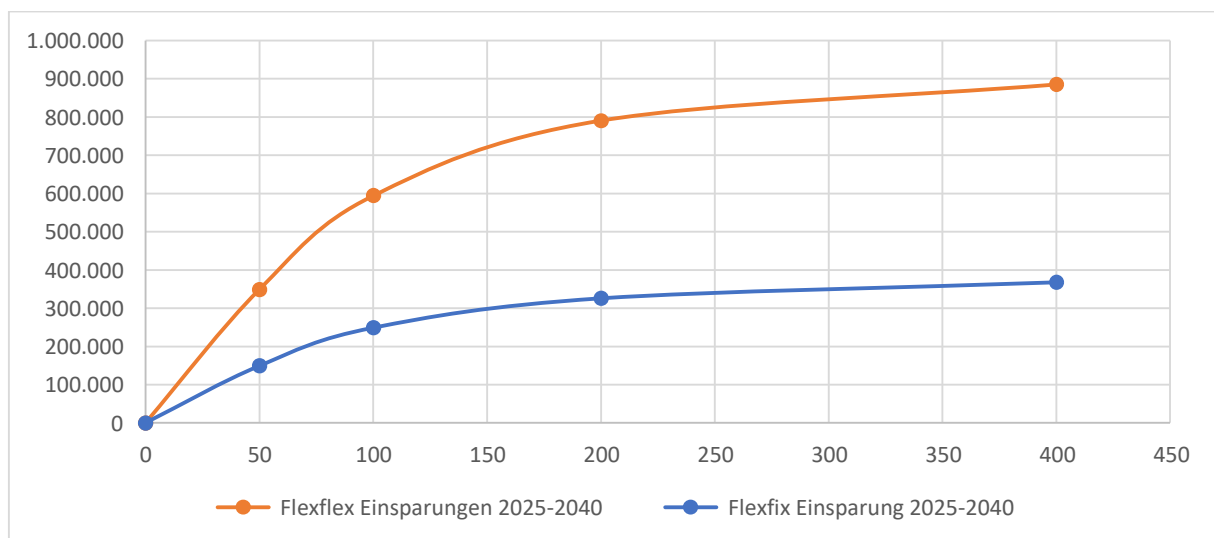


Abbildung 42 Einsparung in [€₂₀₂₂] durch Lastflexibilisierung in Abhängigkeit von Speichergröße [m³] und Preisszenario über 16 Jahre. Die Verbindungslinie wurde nur zur Übersichtlichkeit eingefügt. Quelle: Eigene Darstellung

Die Gesamteinsparungen über 16 Jahre würden hier z.B. bei Verwendung eines 200m³ Wärmespeichers im Flexfix Szenario mit leicht flexiblen Strompreisen bei 2,71mio€₂₀₂₂ liegen. Beim Flexflex Szenario, bei dem die Hälfte der Stromkosten flexibilisiert wurden, erhöht sich die Einsparung über den 16 Jahreszeitraum sogar auf 3,17mio€₂₀₂₂. Dies zeigt das Einsparpotenzial, auch wenn für jeden Einzelfall eine Annuitätsrechnung mit den vor Ort geltenden Parametern durchgeführt werden sollte. Die vom Hersteller angegebenen Kosten für die Wärmepumpe liegen deutlich unter den möglichen Einsparungen.

6.2 Dimensionslose Kennzahlen

Um einen Überblick über die relative Energiekosteneinsparung zwischen den Systemen zu erhalten, wurde der CEI für verschiedene Szenarien in Tabelle 8 berechnet. (siehe Kap. 5.1)

Dabei wurde einmal die Gastherme und einmal die CO₂ Wärmepumpe mit niedriger Vorlauftemperatur als Referenzszenario genutzt. Untersuchungszeitraum sind wieder die 16 Jahre von 2025-2040 mit den oben genutzten Interpolationen.

Tabelle 8 Relative Energiekosteneinsparung der Szenarien gegenüber den Referenzsystemen

Untersuchungsszenario	Referenzsystem	
	Gas	WP_fix_VL70_RL30
WP_fix	45%	-
WP_Flexfix_50m3	48%	5%
WP_Flexfix_100m3	50%	9%
WP_Flexfix_200m3	51%	11%
WP_Flexfix_400m3	52%	13%
WP_Flexflex_50m3	51%	12%
WP_Flexflex_100m3	56%	20%
WP_Flexflex_200m3	60%	27%
WP_Flexflex_400m3	62%	30%
WP_fix_VL90_RL35	25%	-36%

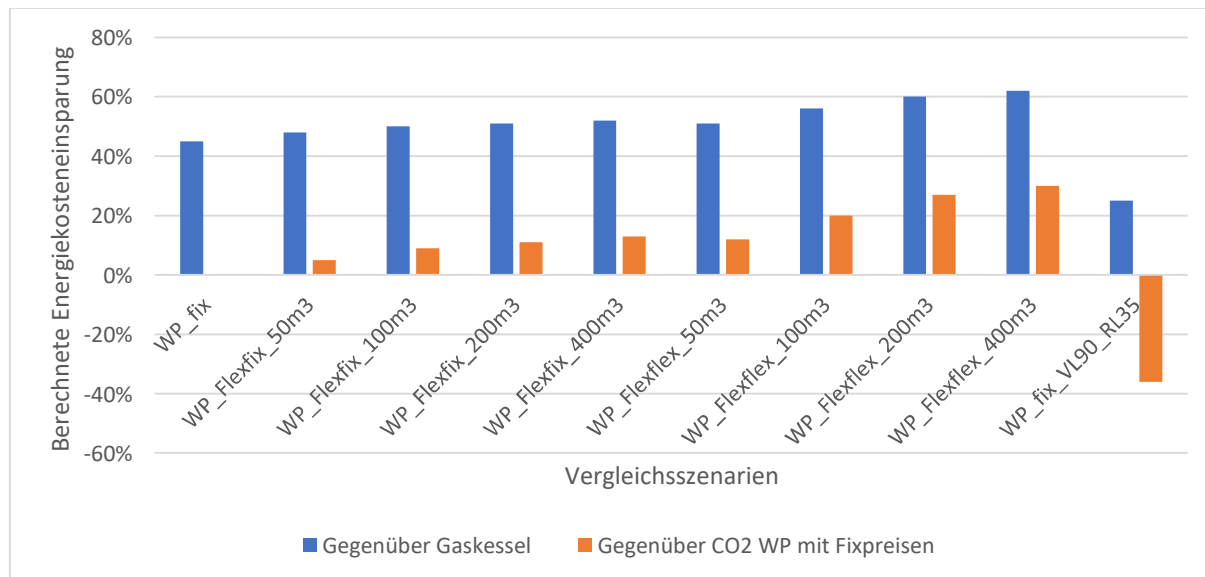


Abbildung 43 Relative Energiekosteneinsparung der unterschiedlichen flexiblen Szenarien gegenüber der Fixpreisszenarien mit Gaskessellösung oder CO₂-Wärmepumpe. Visualisierung von Tabelle 8. Quelle: Eigene Darstellung

Dabei zeigen sich deutliche Kosteneinsparungen von fast 45% der CO₂ Wärmepumpe gegenüber dem Referenzsystem aus Gastherme und Kompressionskältemaschine. Diese steigt noch durch Nutzung flexibler Strompreise über 50% im konservativeren Flexfix Szenario und bis auf über 60% im sehr dynamischen Flexflex Szenario. Unter den Randbedingungen dieser Arbeit können mit der Nutzung flexibler Strompreise und großer Heißwasserspeicher 5% bis 30% der Energiekosten von Wärmepumpen gespart werden.

Der Vergleich der Einsparungen der Wärmepumpe mit höheren Vorlauftemperaturen in der letzten Zeile mit den anderen Einsparungen zeigt, dass bei 90°C Vorlauftemperatur immer noch knappe 25% der Energiekosten eingespart werden können gegenüber einer konventionellen Gaskessellösung. Der Einfluss der höheren Vor- und Rücklauftemperaturen bewirkt aber einen deutlichen Effizienzverlust. Was sich letztlich in 36% höheren Energiekosten gegenüber der gleichen Wärmepumpe bei niedrigeren Temperaturen niederschlägt.

6.3 Vergleich mit konventionellen Wärmepumpen

Konventionelle Wärmepumpen wurden in dieser Arbeit nicht simuliert. Dadurch, dass die Wärmepumpen nur als Black-Box ausgeführt wurden, bei denen der COP eine Eingangsgröße war, kann aber ohne Simulation auf die Energiekosten geschlossen werden. Dafür wird die Methode von Anfang dieses Kapitels wieder genutzt, allerdings mit unterschiedlichem COP.

Nach (Arpagaus 2019) liegt der Carnot-Gütegrad (siehe Kap. 2.2.3) von kommerziell angebotenen Hochtemperaturwärmepumpen für die Industrie zwischen 40% und 60%. Der Mittelwert liegt bei 45%.

Es werden hier drei verschiedene Szenarien berechnet:

1. Konventionelle Wärmepumpe mit Vorlauftemperatur 70°C und Gütegrad 45%
2. Konventionelle Wärmepumpe mit Vorlauftemperatur 70°C und Gütegrad 60% „high tech“
3. Konventionelle Wärmepumpe mit Vorlauftemperatur 90°C und Gütegrad 45%

Der Carnot- Wirkungsgrad bei Senkentemperaturen 70°C/30°C und Quellentemperaturen 10°C/5°C liegt bei:

$$COP_{Carnot,1,2} = \frac{(273,15 + 70)K}{(70 - 5)K} = 5,28$$

Für das dritte Szenario entsprechend:

$$COP_{Carnot,3} = \frac{(273,15 + 90)K}{(90 - 5)K} = 4,27$$

Da sich zwischen den Szenarien mit konventioneller Wärmepumpe und CO₂-Wärmepumpe nur der COP ändert, bleibt die relative Kosteneinsparung durch flexible Stromabnahme aus der rechten Spalte von Tabelle 8 erhalten.

In Tabelle 9 werden Wirkungsgrade und Einsparungen der drei Szenarien oben mit den Simulationsszenarien mit CO₂-Wärmepumpen verglichen:

Tabelle 9 Vergleich konventionelle Wärmepumpen mit CO₂ Wärmepumpen *Effektivwerte aus der Simulation, Herstellerangaben leicht höher. Quelle: Eigene Berechnung

Szenario	1	2	WP_fix_V L70_RL30	3	WP_fix_V L90_RL35
COP	2,38	3,17	3,54*	1,92	2,59*
η_{Carnot} (Vergleichszyklus konventionelle WP)	45%	60%	67%	45%	61%
η_{Lorentz} (Vergleichszyklus CO₂-WP)	33%	44%	49%	31%	44%
Gesamtenergiekosten 2025-2040	4,4mio€	3,3mio€	2,9mio€	5,4mio€	4,0mio€
Geschätzte Energiekosteneinsparung gegenüber Szenario Gas 2025- 2040 (16 Jahre) bei Stromfixpreisen	0,9mio€	2mio€	2,4mio€	-0,01mio€	1,3mio€
Relative Energiekosteneinsparung zum Referenzsystem Gas (CEI) bei Stromfixpreisen	18%	38%	45%	-2%	25%
Energiekosteneinsparung 2025-2040 bei Speichergröße 200m³ im Flexflex Szenario	2,1mio€	2,9mio€	3,2mio€	1,4mio€	2,4mio€
Relative Energiekosteneinsparung zum Referenzsystem Gas (CEI) im Flexflex Szenario	40%	55%	60%	26%	45%

Zuerst fällt auf, dass die Arbeitszahlen der konventionellen Wärmepumpen deutlich niedriger sind als die der CO₂-Wärmepumpen bei gleicher Temperatur, selbst im Vergleich zur konventionellen Wärmepumpe mit dem Spitzenwert von 60% Systemeffizienz. Dabei haben beide Arbeitspunkte der CO₂ Wärmepumpe einen Lorentz-Gütegrad von 44% bzw. 49%. Bei diesen hohen

Temperaturerhöhungen hat allerdings der Lorentzzyklus theoretische Vorteile gegenüber dem Carnot-Vergleichszyklus.

Die unterschiedlichen Arbeitszahlen beeinflussen sehr stark die Gesamtenergiekosten. Insbesondere in den Szenarien, in denen der Strompreis fix ist, gibt es teilweise keine Einsparungen bei Verwendung der Wärmepumpe bei 90°C Vorlauftemperatur (85K Temperaturhub). Dies ändert sich allerdings, wenn die Kosteneinsparung durch die flexiblen Strompreise von 27% eingerechnet werden. Durch die höheren Gesamtenergiekosten sind die Einsparungen durch die Nutzung großer Speicher bei den konventionellen noch einmal höher als in den Szenarien mit CO₂-Wärmepumpen. Damit können auch mit konventionellen Wärmepumpen deutliche Energiekosteneinsparungen erzielt werden. Wobei im 3. Szenario bei sehr großem Temperaturhub weiterhin die niedrigste relative Energiekosteneinsparung erzielt werden kann.

Die höheren Energiekosten bei konventionellen Wärmepumpen stehen aber auch Vorteile gegenüber:

1. Keine Abhängigkeit der Rücklauftemperatur – So können evtl. Kosten zur Rücklauftemperaturreduzierung vermieden werden.
2. Deutlich mehr Hersteller und Produktauswahl mit voraussichtlich niedrigeren Einkaufskosten

Allerdings sind je nach Wärmepumpentyp Kältemittel mit hohem Global Warming Potential (GWP) in Verwendung, die in Zukunft immer knapper und teurer werden dürften.

7 Diskussion /Ausblick

7.1 Aussagekraft der Ergebnisse

Energiepreisprojektionen in die weitere Zukunft, klingen im Angesicht der gerade erlebten, plötzlichen Energiepreisspitzen nach keiner sicheren Information nach deren man große Investitionsentscheidungen richten möchte. Allerdings sind wir gezwungen bei Investitionen für Gebäude oder Gebäudetechnik in Zeiträumen von mehreren Jahrzehnten zu denken. Wird sinnigerweise eine Lebenszykluskostenanalyse erstellt, muss irgendeine Annahme über die Energiepreisentwicklung getroffen werden. Gängige Methoden hierfür sind die Annahme konstanter Energiekosten oder einer konstanten jährlichen Energiekostensteigerung. Dies wird beispielsweise in der Nachhaltigkeitszertifizierung des Bundes verwendet. Im Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen (BNB) wird von einer jährlichen Energiekostensteigerung von 5% ausgegangen. (Bundesministerium des Inneren, für Bau und Heimat 2015, eingeführt 2021)

Die in dieser Arbeit verwendeten Preiskurven wurden aus möglichst vielen unterschiedlichen Projektionen verschiedener Institute gebildet. Dabei hatten deren Strom- und Gaspreisverläufe grundsätzlich alle den gleichen Trend. Dies erhöht die Kreditibilität zusammen mit der Tatsache, dass die genutzten Werte auch auf der Grundlage einer Veröffentlichung des Bundesumweltamtes erstellt wurden. Insbesondere da die Preise hauptsächlich von den Entscheidungen der Politik abhängen: Wie hoch werden die CO₂ Preise steigen? Wie viel der steigenden Netzentgelte und zusätzlichen Kosten des Energiesystems übernimmt der Staat? Wie flexibel werden die für spätestens 2025 kommenden (Bundestag, EnWG §41a, S. 118) für alle verfügbaren flexiblen Strompreise sein?

Für einen Vergleich der unterschiedlichen Methoden zur zukünftigen Energiepreisschätzung wurde in Abbildung 44 die in dieser Arbeit genutzten Energiepreiskurven mit konstanten jährlichen Energiepreissteigerungen verglichen. Diese zeigen eine deutliche Abhängigkeit von der Wahl des Stützjahres und verlaufen stark unterschiedlich. Außerdem bleibt das Verhältnis zwischen Strom- und Gaspreis über die Jahre konstant. Dies ist bei Betrachtung der aktuellen Entwicklungen und geplanten Änderungen im Strommarkt unwahrscheinlich (siehe Kap. 3)

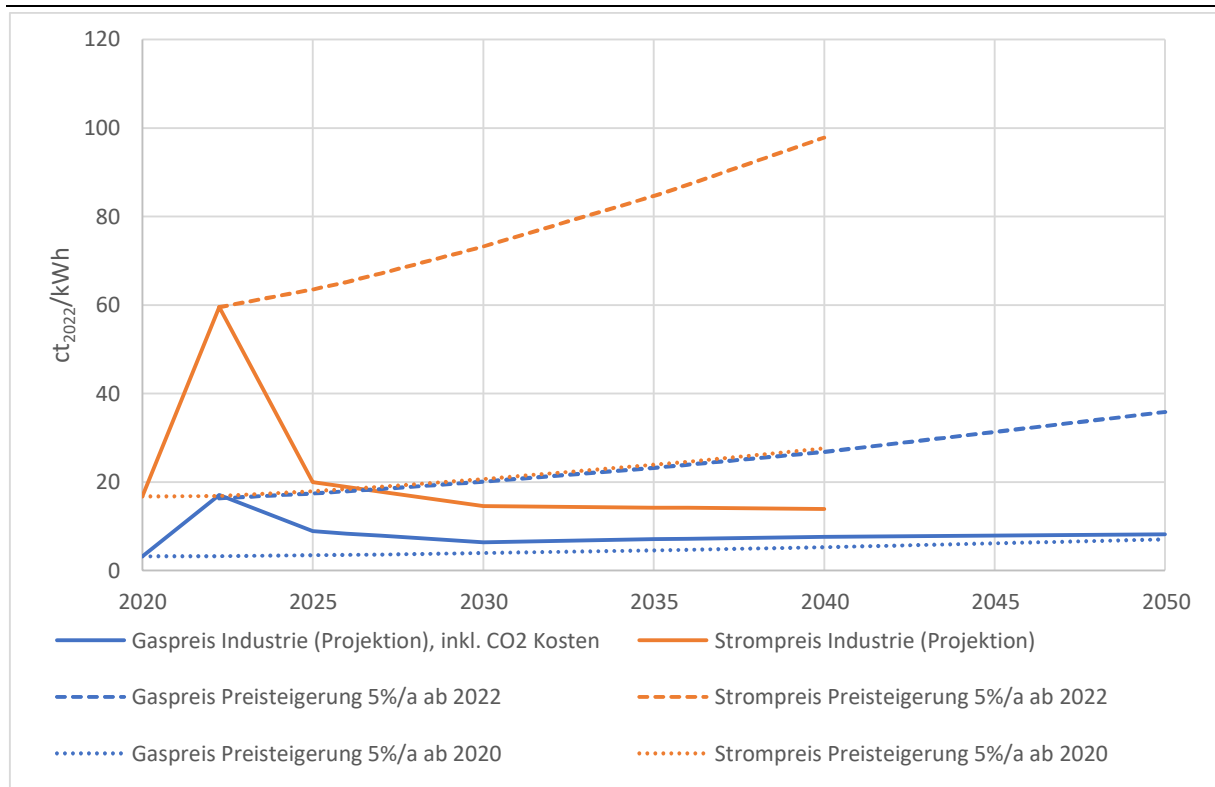


Abbildung 44 Vergleich Energiepreisprojektion dieser Arbeit mit Ansatz konstanter jährlicher Energiekostensteigerung in unterschiedlichen Stützjahren. Anm.: Die möglichen Kosteneinsparungen durch Nutzung flexibler Strompreise sind hier nicht abgebildet Quelle: Eigene Darstellung

Weitere Fehler wurden bereits in Kap. 5.3.2 bereits besprochen, diese führen aber voraussichtlich zu keinen gravierenden Änderungen der Ergebnisse. Insgesamt beeinflussen diese wahrscheinlich das Ergebnis der Wärmepumpe positiv. Der Einfluss der Rahmenbedingungen vor Ort wie notwendige/mögliche Vor- und Rücklauftemperaturen und die tatsächlich ausgewählten Komponenten und Regelungsstrategien haben bedeutenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems.

Zur Simulation der Wärmepumpe wurden Herstellerangaben direkt übernommen, bzw. minimal interpoliert. Die vom Hersteller angegebenen Werte können im realen Anwendungsfall abweichen. Dabei wurde aber auf aktuell kommerziell verfügbare Technik gesetzt, die aber in Deutschland noch für den Heizfall noch ein Nischenprodukt ist. Insbesondere gibt es sehr wenige Hersteller für Hochtemperaturlösungen. Mögliche Verbesserungsmöglichkeiten der Wärmepumpen an sich wurden bereits in Kap. 2.2.3 besprochen.

Die vorgelegte Simulation nutzt diese Annahmen, um an einem Beispiel zu zeigen, wie sich in Zukunft bisher pauschal uninteressante Anlagentechnik unter erwarteten neuen Rahmenbedingungen zur ernsthaft in Betracht zu ziehenden Alternative transformiert. Eine generelle Aussage welches Heizungssystem überlegen ist, kann damit aber nicht abgeleitet werden. Dies ist stark von den Rahmenbedingungen vor Ort und den individuellen Zukunftserwartungen der Anlagenbetreiber abhängig, da diese letztlich das Risiko von suboptimalen Anlagenauslegungen tragen.

7.2 Eignung von CO₂ Wärmepumpen in Krankenhäusern

Es konnte gezeigt werden, dass CO₂ Wärmepumpen grundsätzlich das Potenzial besitzen ein wirtschaftlich den Wärme- und Kältebedarf mittelgroßen Beispielkrankenhauses zu erfüllen. Dabei sind zwar die potenziellen Energiekosteneinsparungen groß, allerdings sind mit höheren Investitionskosten und deutlich erhöhtem Planungsaufwand für insbesondere Wärmequelle und die exergetisch sinnvolle Reduzierung der Rücklauftemperatur zu rechnen, da es bei bisherigen v.A. fossil beheizten Anlagen wenig Anreiz gab mit geringeren Rücklauftemperaturen zu arbeiten.

Ein großer Wärmespeicher scheint auf den ersten Blick sinnvoll, hat aber auch Platzbedarf und möglicherweise baurechtliche Einschränkungen. Eine Amortisationsrechnung wäre hier noch hilfreich, wurde aber aufgrund fehlender Kostenkennwerte nicht durchgeführt. Die Nutzung von Umweltwärme mit natürlichen Kältemitteln und die Reduzierung des CO₂-Ausstoßes bringt aber meist auch hohe Fördermöglichkeiten von Seiten des Staates mit. Da die Fördersituation sehr unübersichtlich ist und sich kurzfristig ändert, sollte hier mit einem entsprechenden Energie-Effizienz-Experten oder einer anderen qualifizierten Person über die jeweils aktuellen Fördermöglichkeiten beraten werden.

7.2.1 Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit von CO₂-Wärmepumpen positiv beeinflussen

1. Hohe Quellentemperaturen
2. Hohe Temperaturspreizung Vor-/Rücklauf bzw. hoher Warmwasserbedarf
3. Große Gleichzeitigkeit von Kälte- und Wärmebedarf
4. Hohe Vorlauftemperaturen notwendig

7.2.2 Ausschlusskriterien

1. Keine geeignete Wärmequelle, in geeigneter Größe verfügbar
2. Keine Möglichkeit die Rücklauftemperaturen auf unter 40°C zu senken

7.3 Übertragbarkeit / Planungsgrundlagen

In Tabelle 10 wurden die untersuchten Speichergrößen ins Verhältnis gesetzt mit anderen Werten, um einen ersten groben Eindruck davon zu bekommen, wie groß der Speicher bei einem anderen Projekt sein müsste.

Für den effizienten Betrieb der CO₂-Wärmepumpe und zur Einhaltung der Hygieneanforderungen sind möglichst konstante Vorlauf- und Rücklauftemperaturen notwendig. Dies wird erreicht, indem der Speicher nie ganz be- bzw. entladen wird. Dadurch reduziert sich der nutzbare Speicherbereich auf 70%. (Für eine ausführlichere Erklärung siehe Kap. Annahmen5.3.1)

Die effektive Speichergröße berechnet sich aus dem nutzbaren Speicherbereich ε , der Temperaturspreizung zwischen Vorlauf und Rücklauf ΔT , des Speichervolumens V , der Dichte ρ und der Wärmekapazität c_p nach der mit ε modifizierten Formel (Ebner, S. 17):

$$\Delta U_{\text{Speicher, Eff}} = \varepsilon * \Delta T * V * \rho * c_p$$

Tabelle 10 Speichergrößen im Verhältnis zu anderen Größen

Speichergröße	50m ³	100m ³	200m ³	400m ³
Nutzbarer Speicherbereich	70%	70%	70%	70%
Effektive Speichergröße $\Delta U_{\text{Speicher, Eff}}$ [kWh_{th}]	1626	3251	6502	13004
Durchschnittliche Wärmebedarf [kW_{th}]	483	483	483	483
Anzahl Stunden, die durchschnittlichen Bedarf aus Speicher gedeckt werden kann [h]	3,4	6,7	13,5	26,9
Durchschnittliche Wärmebedarf Heizsaison (1.10-30.4) [kW_{th}]	638	638	638	638
Anzahl Stunden, die durchschnittlichen Heizsaisonbedarf aus Speicher gedeckt werden kann [h]	2,5	5,1	10,2	20,4
Wärmepumpenleistung [kW_{el}]	1785	1785	1785	1785
Speicherladedauer ohne Bedarf [h]	0,9	1,8	3,6	7,3
Speicherladedauer bei durchschnittlichem Bedarf [h]	1,2	2,5	5,0	10,0

Zu sehen ist, dass die Wärmepumpenleistung mehrfach größer als die durchschnittliche Last ist, da sie als einziger Wärmeversorger ausgelegt ist. Da im realen Krankenhaus schon aufgrund der Versorgungssicherheit nicht alleinig Wärmepumpen verbaut werden dürften, verändert sich im realen Betrieb durch die Kombination mit anderen Anlagen und ökonomisch begründeter kleinerer Auslegung das Einsparpotenzial von flexiblen Strompreisen, aber auch die Investitionskosten.

7.4 Zusammenfassung und Ausblick

Generell zeigt diese Arbeit, dass auch in Bereichen der Gebäudetechnik, in denen sich bisher keine Wärmepumpen durchsetzen konnten in Zukunft großes Potenzial besteht. Da bei solchen größeren Projekten die Planungsphase lange dauert, sollte sofort ein Umdenken in den Planungsbüros stattfinden, da sich aktuell neu eingebaute Gaskessel als alleinige Wärmeversorger voraussichtlich als Fehlinvestition herausstellen werden. Anders sieht es mit Blockheizkraftwerken (BHKW) aus. Diese werden auch in Zukunft noch notwendig sein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Krankenhäuser sind hier der ideale Aufstellort, da Krankenhäuser sowieso eine Notstromversorgung und Redundanz der Wärmeversorger benötigen. Allerdings wird die Zeit, in denen sich ein Betrieb lohnt mit steigendem PV und Windkraftanteil immer kleiner. Für diese Zeiten stellen Wärmepumpen eine ideale Kombination dar. Durch die Kombination von beiden Technologien würde voraussichtlich auch die optimale Speichergröße sinken, da in den Zeiten von hohen Strompreisen der Wärmebedarf zumindest teilweise durch das BHKW gedeckt werden würde. Gaskessel stellen in diesem Aufbau nur die Spitzenlast bei sehr kalten Außentemperaturen zur Verfügung bei sehr geringen Laufzeiten. Weitere, auch praktische Forschung am Pilotprojekt sind erforderlich.

Das in dieser Arbeit simulierte System ist ein einfaches Beispiel für die Verwendung von CO₂-Wärmepumpen. Dabei besteht aber noch erhebliches Verbesserungspotenzial. Z.B. durch Verwendung von Expandern oder Turbinen zur Minimierung der Entspannungsverluste (siehe Kap. 2.2.3).

Weiterhin ist auch der verwendete Planungsalgorithmus sehr einfach. Zwar kennt er den tatsächlichen zukünftigen Wärmebedarf und hat damit eine fast perfekte Voraussicht, allerdings immer nur 24 Stunden in die Zukunft. Dadurch konnte er sehr groß dimensionierte Speichern nicht immer vollständig nutzen. Angesichts der aktuell schon verfügbaren Prognosemodelle und der evtl. Nutzung von künstlicher Intelligenz, ist hier bei der Ausnutzung der flexiblen Strompreise noch Verbesserungspotenzial vorhanden.

8 Anhang

8.1 Weitere Daten und Abbildungen

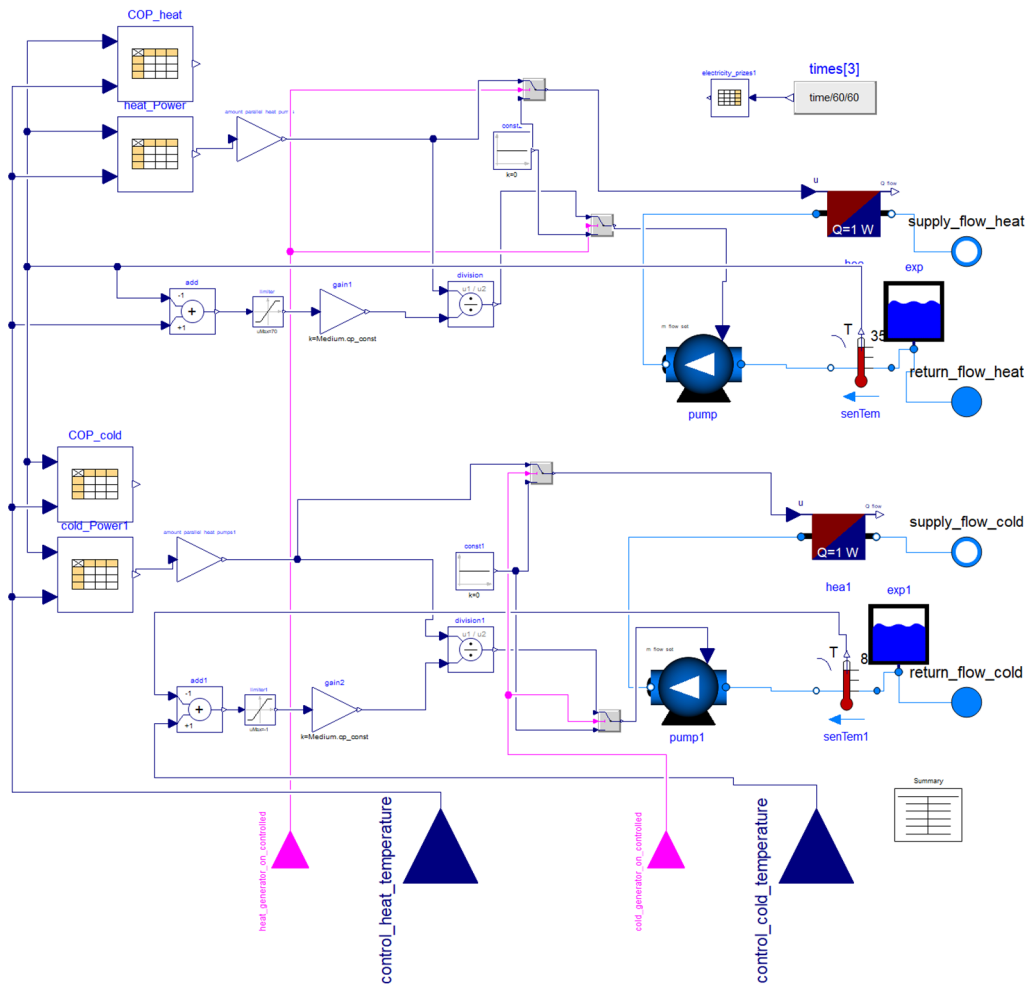


Abbildung 45 Subsystem Wärme-/Kälteerzeuger Wärmepumpe

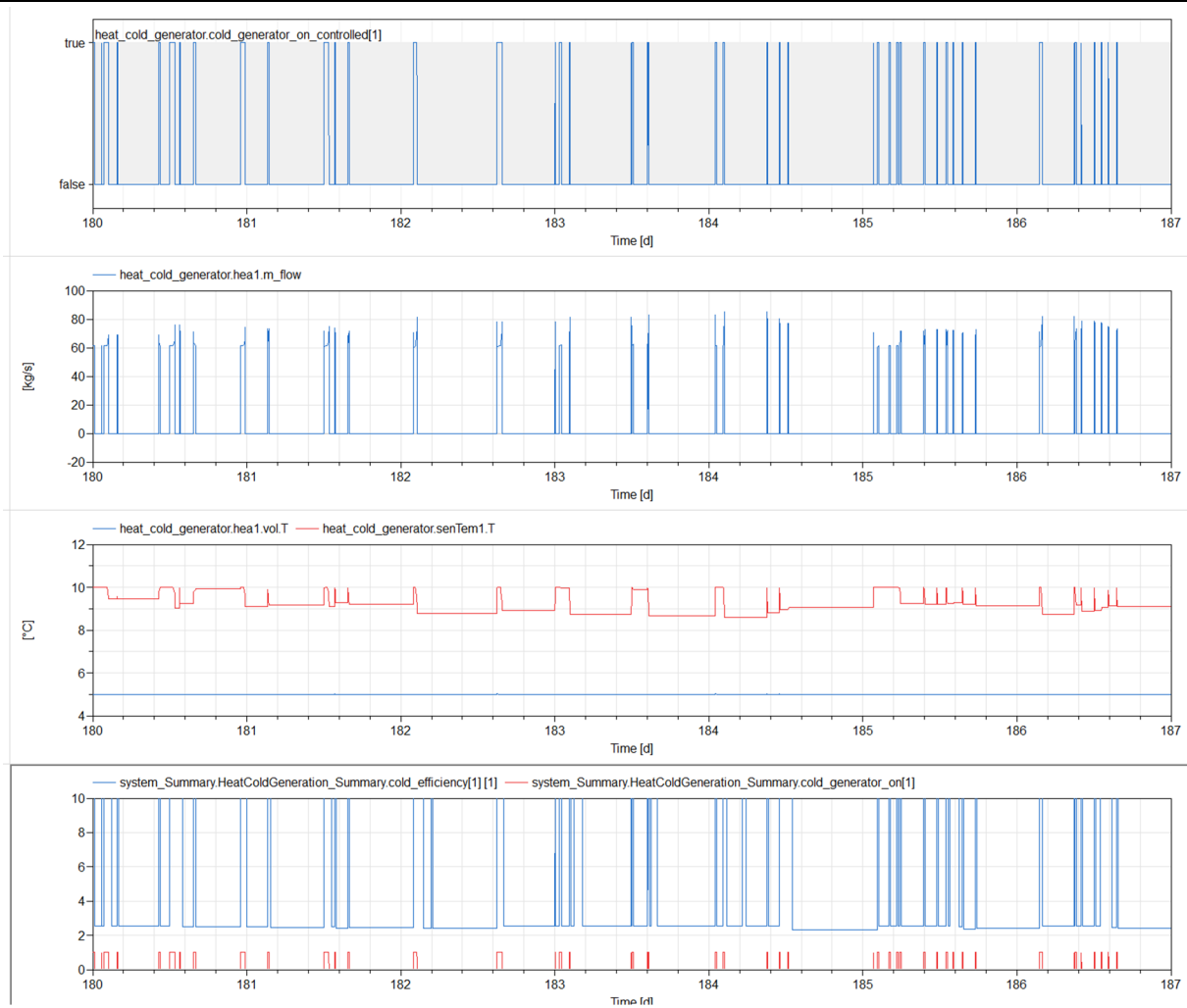


Abbildung 46 Plausibilitätskontrolle Kälteerzeuger: 1. Steuersignal, 2. Massenflüsse, 3. Vor- und Rücklauftemperaturen Kaltwassersatz, 4. Arbeitszahl und Steuersignal (Arbeitszahl wurde gleich unendlich gesetzt, wenn gleichzeitig der Wärmespeicher beladen wird, da kein zusätzlicher Stromverbrauch (Quellen und Kaltwassersatztemperatur sind gleich))

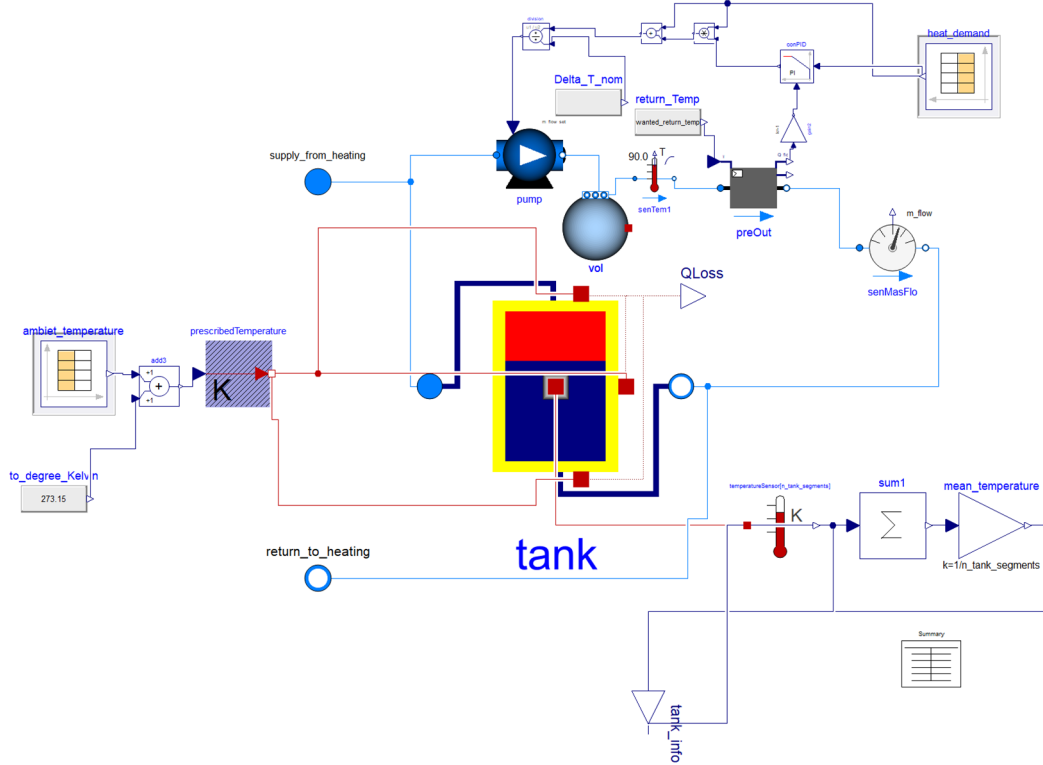


Abbildung 47 Subsystem Wärmespeicher

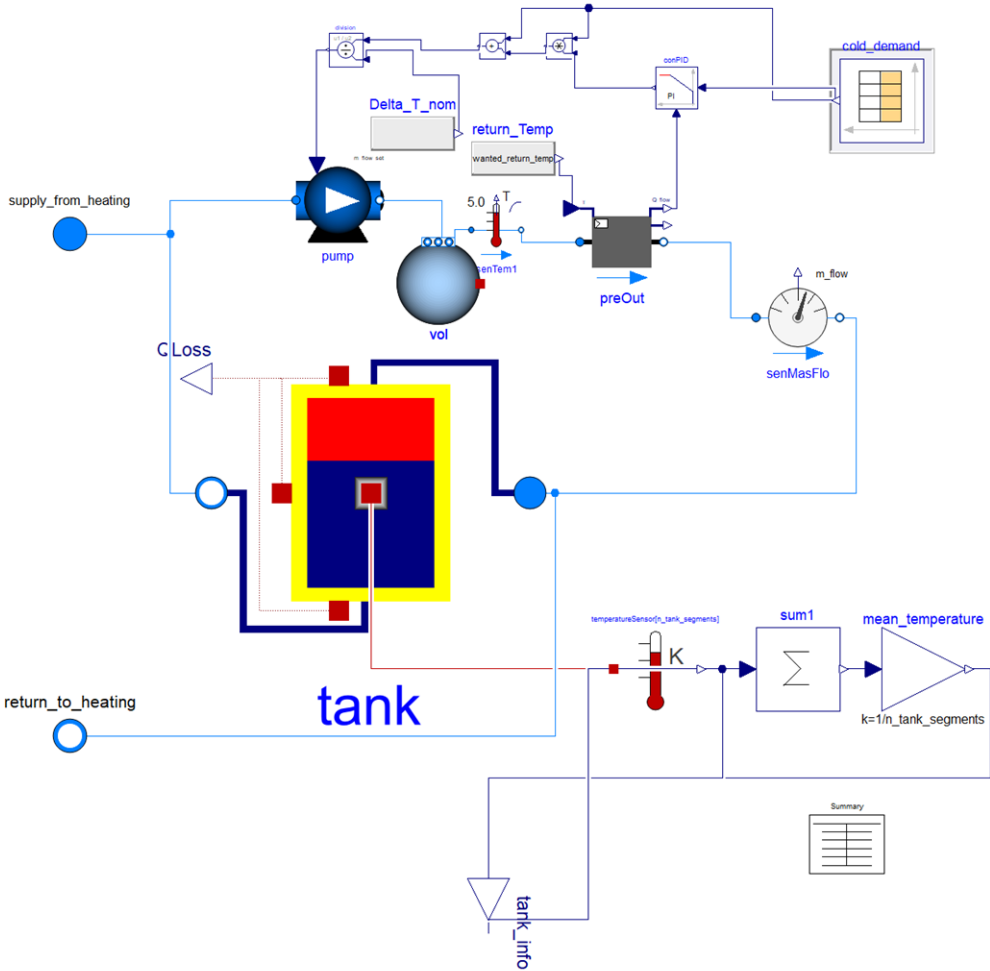


Abbildung 48 Subsystem Kältespeicher Wärmepumpenszenarien

8 Anhang

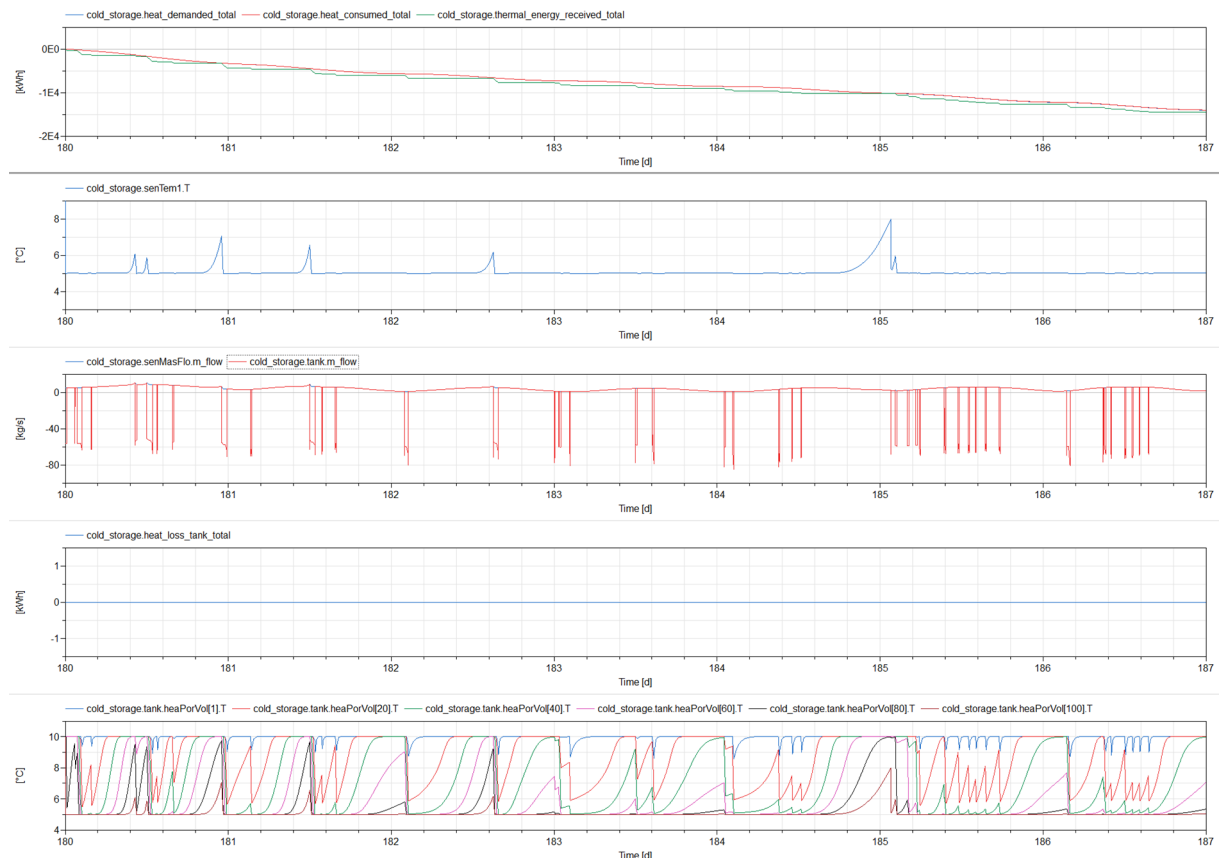


Abbildung 49 Plausibilitätskontrolle Subsystem Kältespeicher: 1. Verlauf von Kältebedarf, Kältenutzung und erhaltener Kälte, 2. Temperatur des Kaltwassersatzes Richtung Gebäude, 3. Massenflüsse der Verbraucher und des Speichers, 4. nicht vorhandene Speicherverluste (adiabat), 5. Temperaturschichtung innerhalb des Speichers

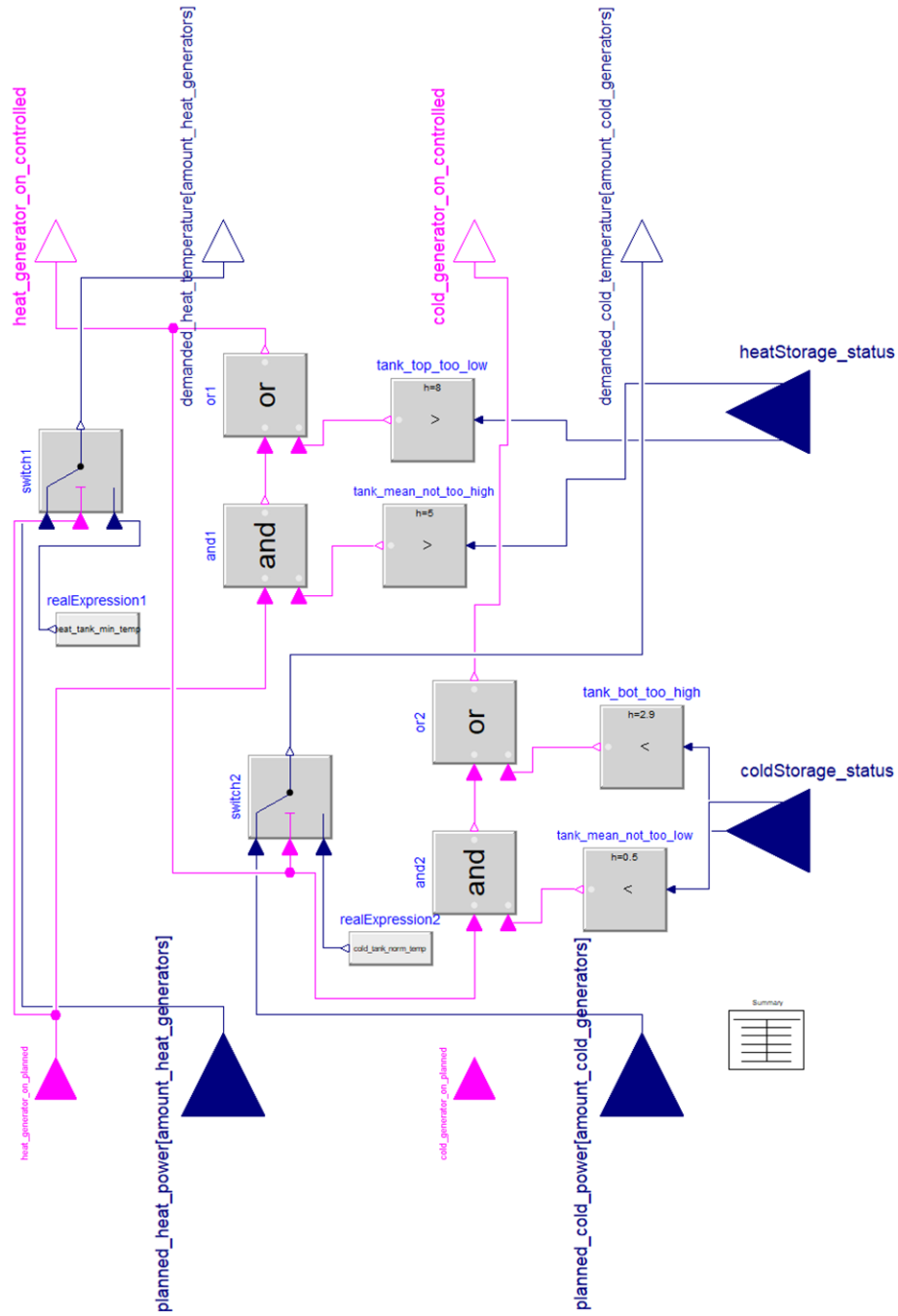


Abbildung 50 Subsysteme Steuerung: Einfache Kontrolle ob Speichertemperaturen zu hoch/zu niedrig sind. Ansonsten wird das Planungssignal durchgelassen

8 Anhang

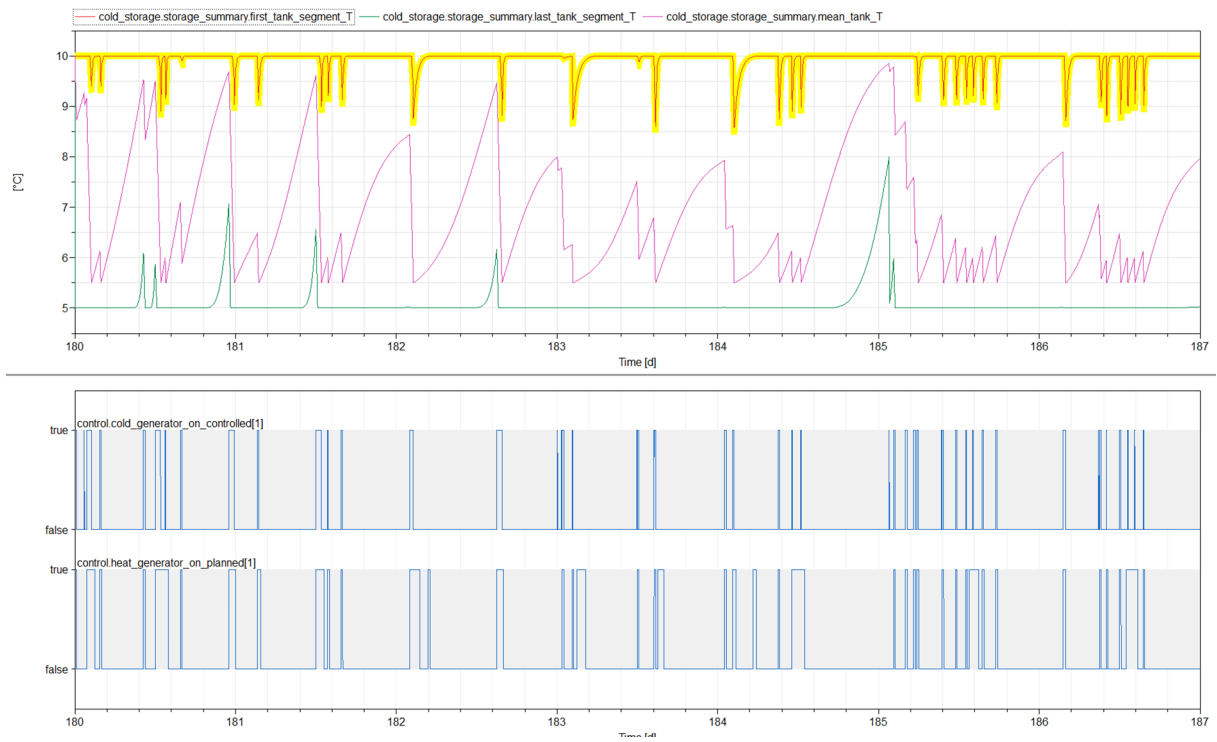


Abbildung 51 Verlauf der Temperaturen im Kaltwasserspeicher und die dazugehörigen Steuersignale

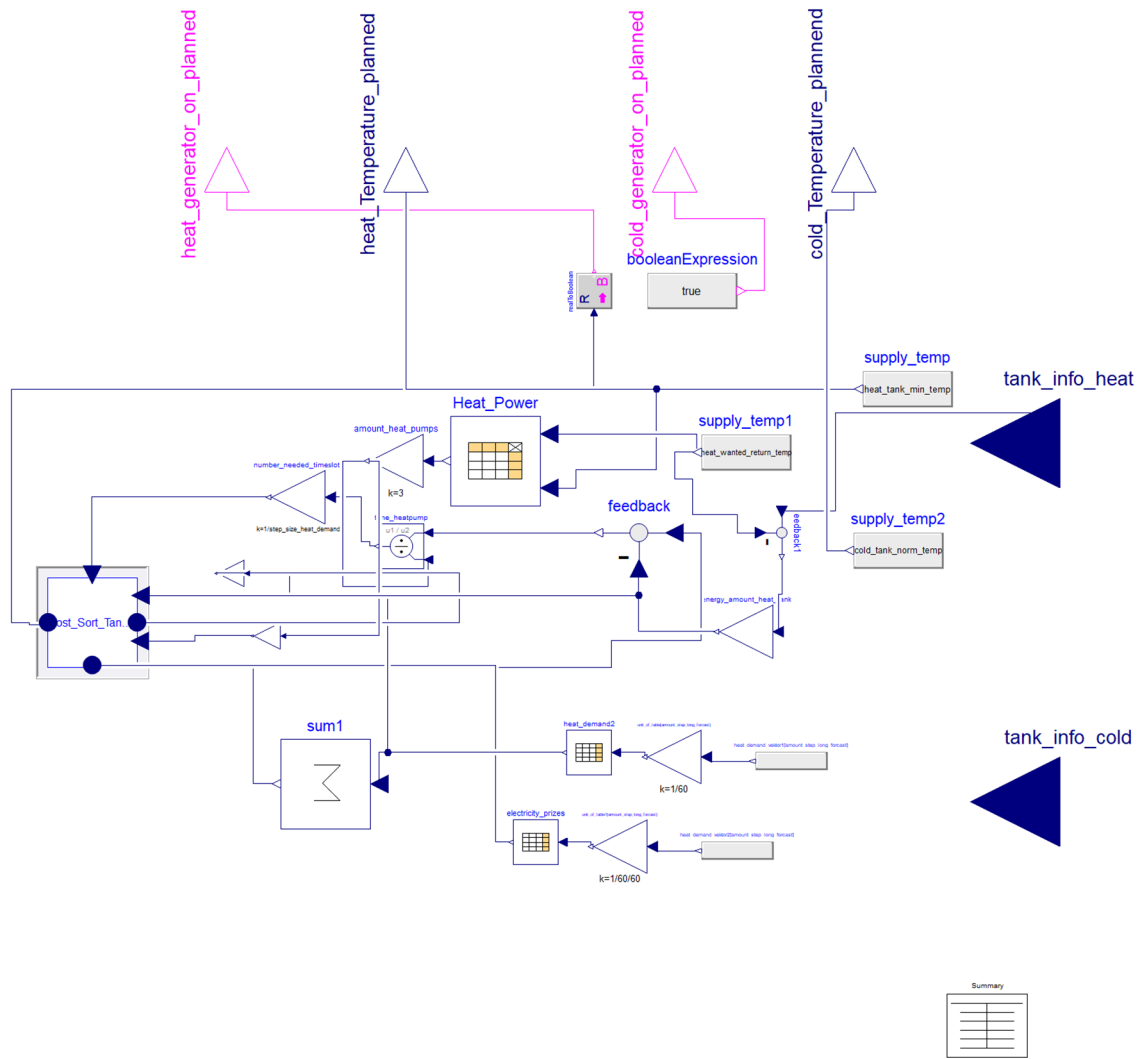


Abbildung 52 Subsystem Planung Wärmepumpenszenarien

8 Anhang

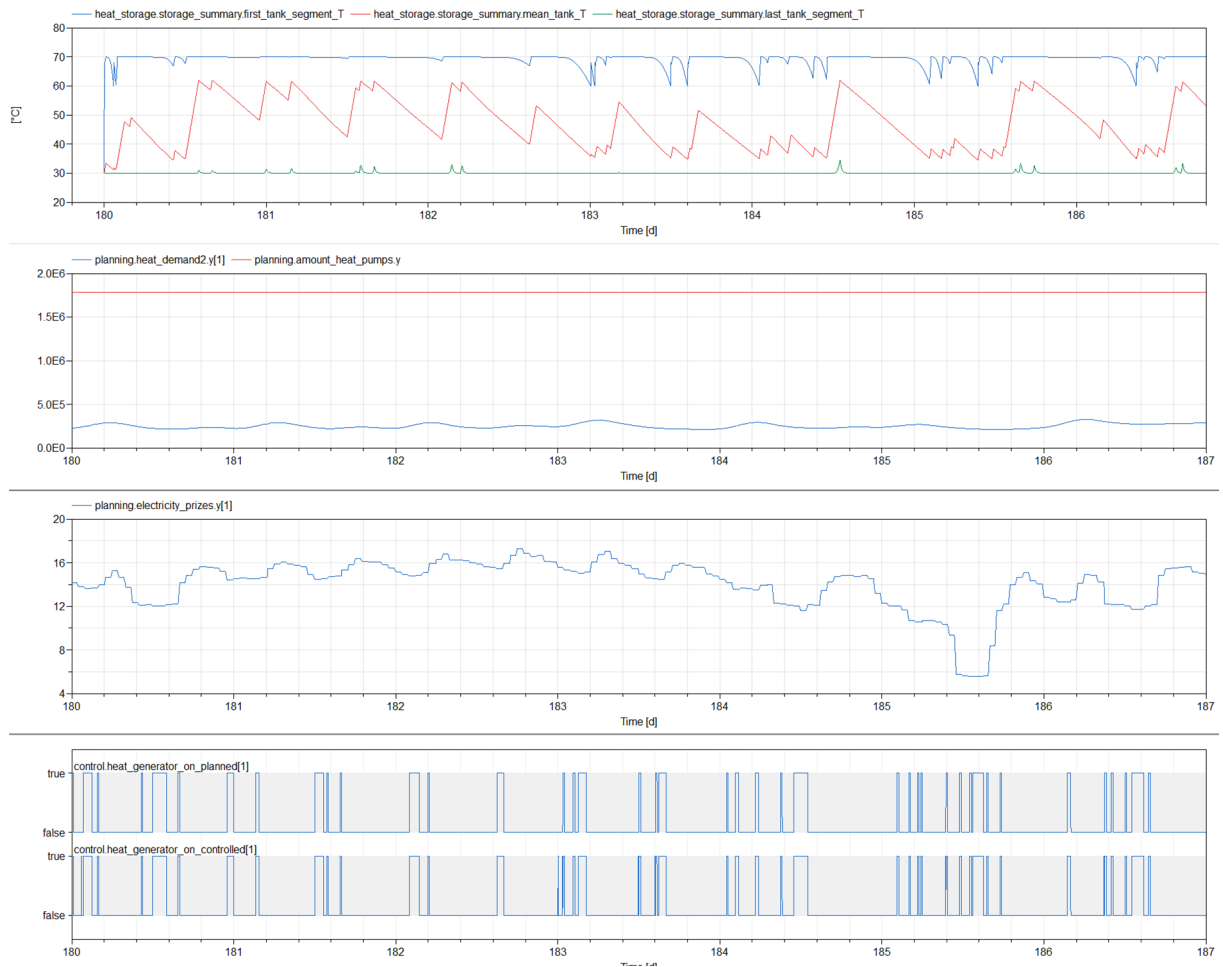


Abbildung 53 Plausibilitätskontrolle Kälteerzeugungssteuerung: Oben: Speichertemperaturen; Mitte: Planungs und Steuerungssignale; Unten: Strompreise

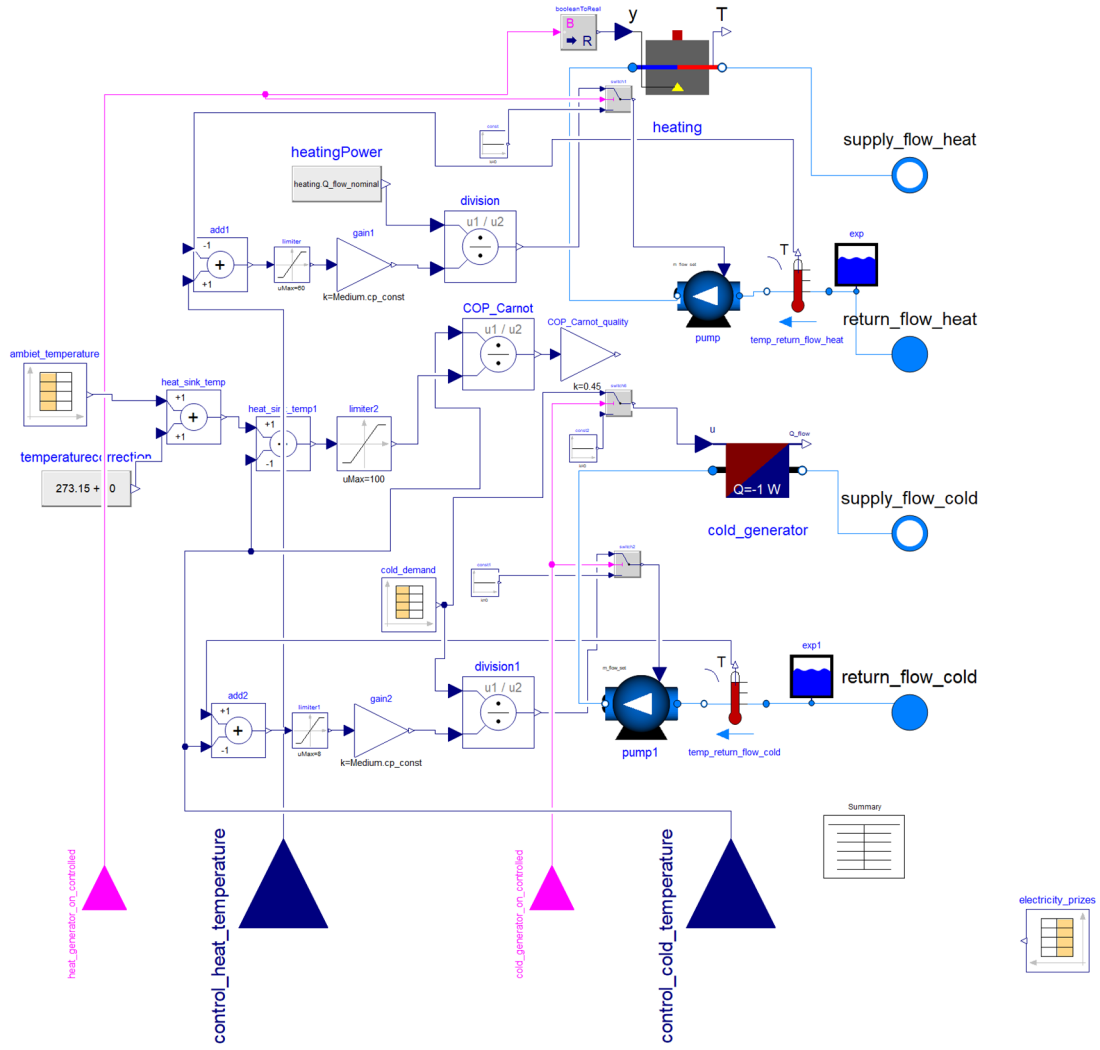


Abbildung 54 Wärme-/Kälteerzeuger im Gasszenario

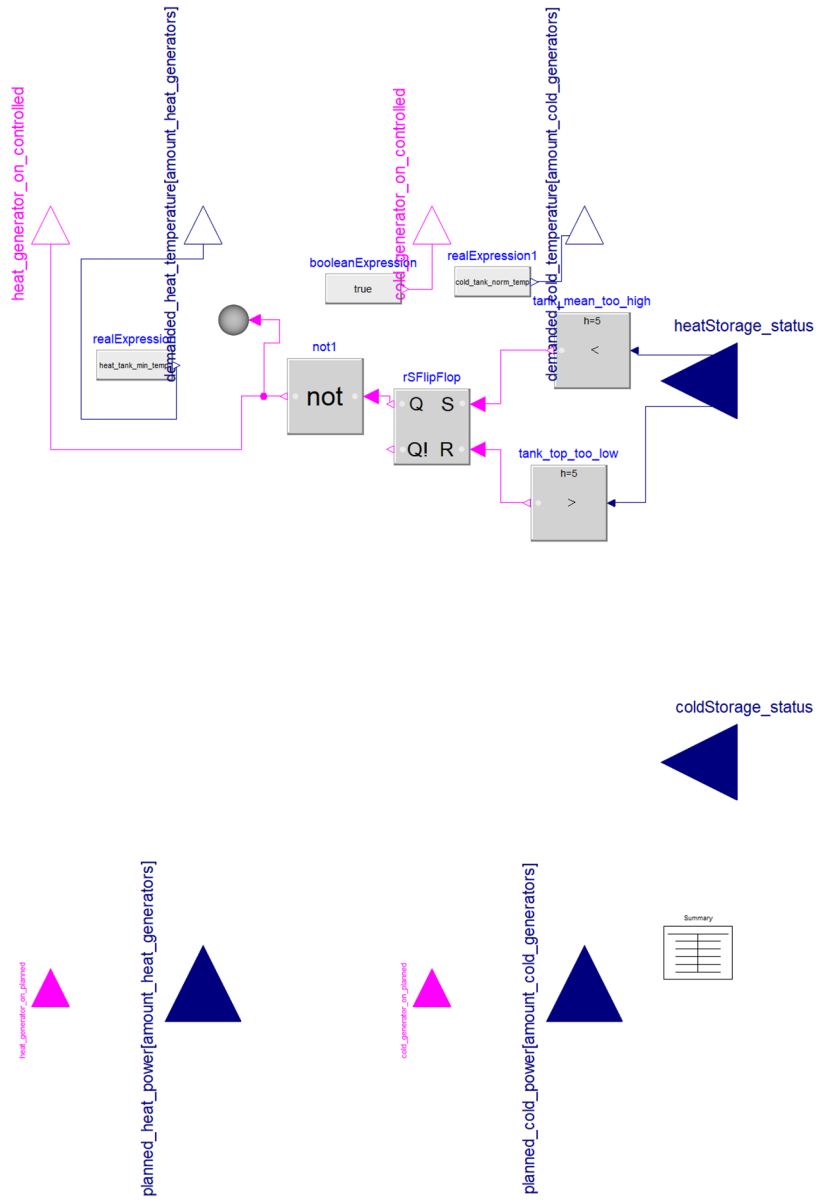


Abbildung 55 Steuerung für das Gasszenario. Mit Memoryfunktion um unnötiges Takten zu vermeiden

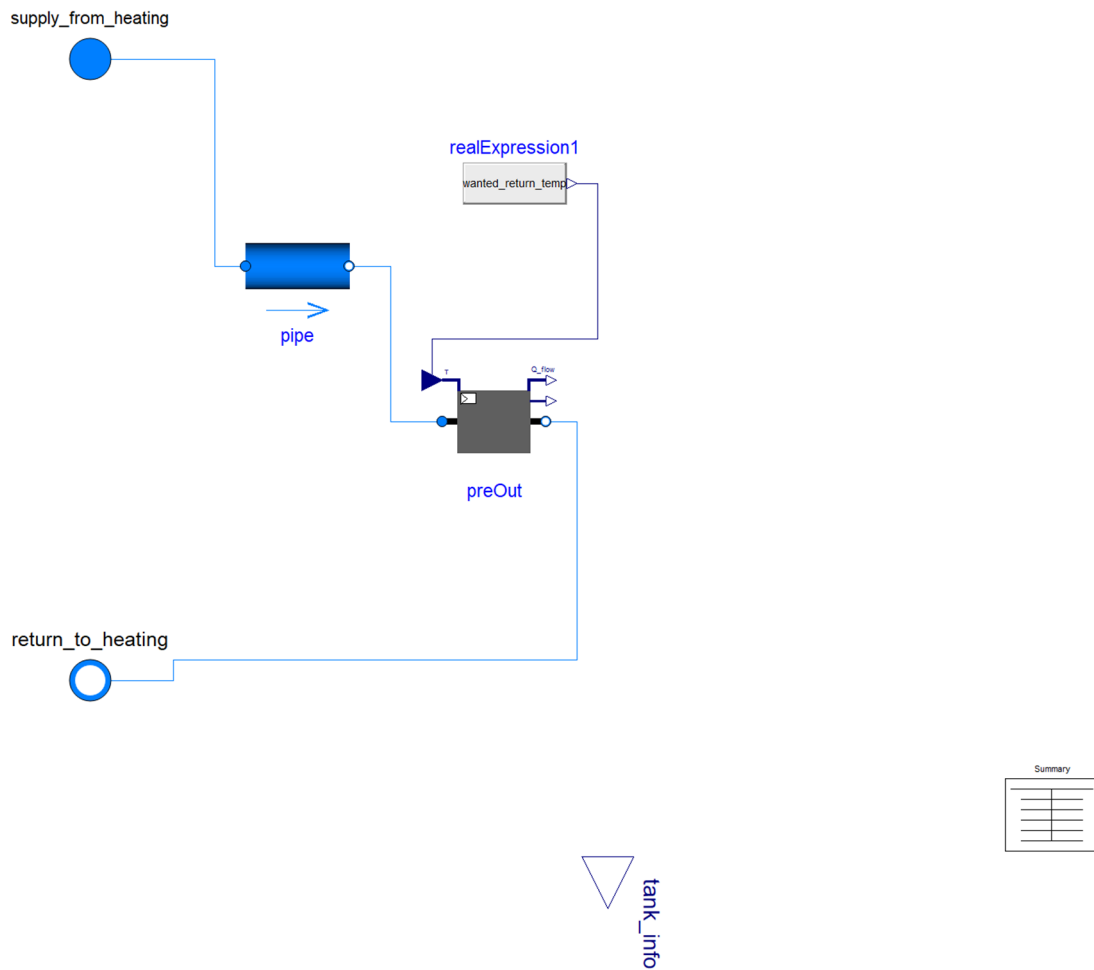


Abbildung 56 "Kältespeicher" des Gassznarios. Da die Kälteerzeugung in diesem Szenario immer der Last entsprach, wurde hier nur die Kälte abgegeben und wieder dem Rücklauf der Kältemaschine zugeführt

Hinweis: Das Planungssystem wurde im Gasszenario nicht verwendet, da die Gaspreise als jährlich konstant angenommen wurden.

Tabelle 11 Genutzte Abzinsungsfaktoren mit Basisjahr 2022 nach (Mendelevitch et al. 2023), historische Daten von (DEStatis 2022)

Jahr	GDP-Deflator [%]	Index Preissteigerung 2022=1
1991		0,59
1992	5,3	0,62
1993	3,9	0,65
1994	2	0,66
1995	2	0,68
1996	0,6	0,68
1997	0,3	0,68
1998	0,7	0,69
1999	0,4	0,69
2000	-0,5	0,69
2001	1,3	0,70
2002	1,4	0,71
2003	1,3	0,71
2004	1,1	0,72
2005	0,4	0,73
2006	0,4	0,73
2007	1,8	0,74
2008	0,9	0,75
2009	1,8	0,76
2010	0,6	0,77
2011	1,1	0,78
2012	1,5	0,79
2013	2	0,80
2014	1,9	0,82
2015	1,9	0,83
2016	1,3	0,85
2017	1,5	0,86
2018	2	0,88
2019	2,1	0,89
2020	1,8	0,91
2021	3,1	0,94
2022	6	1,00
2023	3	1,03
2024	2,75	1,06
2025	2,5	1,08
2026	2,25	1,11
2027	2	1,13
2028	2	1,15
2029	2	1,18
2030	2	1,20
2031	2	1,22
2032	2	1,25

2033	2	1,27
2034	2	1,30
2035	2	1,33
2036	2	1,35
2037	2	1,38
2038	2	1,41
2039	2	1,43
2040	2	1,46
2041	2	1,49
2042	2	1,52
2043	2	1,55
2044	2	1,58
2045	2	1,62
2046	2	1,65
2047	2	1,68
2048	2	1,71
2049	2	1,75
2050	2	1,78

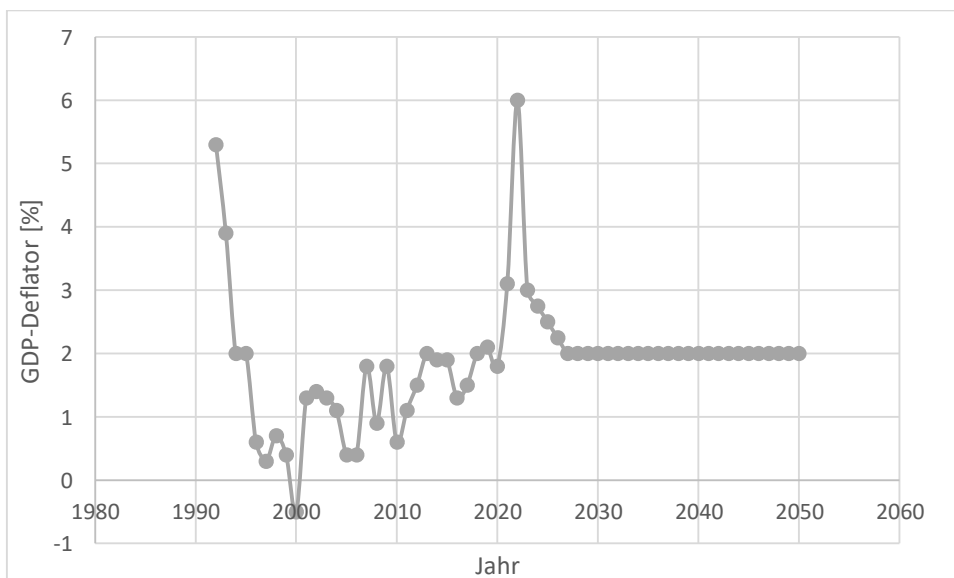


Abbildung 57 Verlauf der in Tabelle 11 dargestellten GDP-Deflatoren zur Abzinsung aller Kosten

8.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Ausgewählte Kältemittel im Vergleich FCKW: Vollhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe, HFCKW: Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe, HFKW: Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe, HFO: Hydrofluorolefine (Kim 2004) (Westfalen AG) (Arpagaus 2019).....	3
Tabelle 2 Zahlenwerte Energiepreisprojektionen Industrie, fett: In Simulation genutzte Werte	24
Tabelle 3 Verwendete Modelldaten für die Strompreiszeitreihen für Großverbraucher. Alle Preise in €2022 und für bessere Übersichtlichkeit gerundet. Eigene Darstellung.....	31
Tabelle 4 Liste der Subsysteme von BuildingsHeatCold	41
Tabelle 5 Ausgewählte Parameter für die Simulation der Wärmepumpenszenarien	46
Tabelle 6 Plausibilitätskontrolle durch Überprüfung der Energieerhaltung. Szenario Gas_2020_50m3	51
Tabelle 7 Plausibilitätskontrolle durch Überprüfung der Energieerhaltung. Szenario WP_2040_50m3	52
Tabelle 8 Relative Energiekosteneinsparung der Szenarien gegenüber den Referenzsystemen.	57
Tabelle 9 Vergleich konventionelle Wärmepumpen mit CO2 Wärmepumpen *Effektivwerte aus der Simulation, Herstellerangaben leicht höher. Quelle: Eigene Berechnung	59
Tabelle 10 Speichergößen im Verhältnis zu anderen Größen.....	64
Tabelle 11 Genutzte Abzinsungsfaktoren mit Basisjahr 2022 nach (Mendelevitch et al. 2023), historische Daten von (DEStatis 2022).....	78

8.3 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Phasendiagramm von CO2 (Kim 2004, S. 124).....	4
Abbildung 2 In dieser Arbeit genutztes, vereinfachtes Anlagenschema Quelle: Eigene Darstellung in Dymola.....	5
Abbildung 3: P-H Diagramme a) unterkritischer Zyklus b) transkritischer Zyklus (Austin et al. 2011).....	6
Abbildung 4: Temperaturprofile der Wärmeübertragung bei a) unterkritischer Wärmeübertrager wie in herkömmlichen Wärmepumpen und b) überkritischem Wärmeübertrager mit CO2. Die CO2 Kurve verläuft nichtlinear aufgrund variabler Wärmekapazität von CO2. (Austin et al. 2011, S. 4018).....	7
Abbildung 5: Jahresarbeitszeit für Wärmepumpen mit Kältemittel CO2 gegenüber R410A bei steigendem relativen Trinkwarmwasserwärmebedarf (Stene 2004, S. 249).....	8
Abbildung 6: Simulierter COP einer einstufigen CO2 Wärmepumpe bei verschiedenen Gaskühlerausgangstemperaturen und Druck- bzw. Temperaturniveaus im Gaskühlereingang. Parameter: -5°C Verdampfungstemperatur, 5°K Sauggasüberhitzung, 60% isentropen Kompressoreffizienz und 10% Wärmeverlust des Kompressors (Stene 2004, S. 52).....	8

Abbildung 7: Transkritische CO ₂ Wärmepumpe mit subkritischem Hilfszyklus (Song et al. 2018, S. 411).....	9
Abbildung 8: Modifizierter Lorentz Vergleichszyklus mit 1-2s Isentropischer Kompression, 2s-3 Isobare Wärmeabgabe mit Temperaturgleit, 3-4s Isentropischer Expansion, 4s-1 Isotherme Wärmeaufnahme T _m , Senke entspricht T _m , T ₀ entspricht T _{Quelle} (Stene 2004, S. 48).....	11
Abbildung 9 CO ₂ Wärmepumpenzyklus mit internen Wärmeübertrager (IWÜ) in Schema und P-h Diagramm.....	12
Abbildung 10: CO ₂ Wärmepumpenzyklus a) Schematisch b) im P-h Diagramm (Austin et al. 2011, S. 4026).....	13
Abbildung 11: Funktionsweise eines Schichtenspeichers mit zwei Temperaturniveaus (Kosowski et al., S. 11).....	14
Abbildung 12 Energiepreise Industrie inkl. Steuern ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Abgaben. Strom und Gaspreise 2008-2022 für 2000-20000MWh/a Stromverbrauch und 100-1000 Terajoule Gasverbrauch (Statistisches Bundesamt 2022), Strompreise von Neuabschlüssen 160-20000MWh/a (Bantle 2022) und das Verhältnis der historischen Strom und Gaspreise	16
Abbildung 13 Verlauf des Spotmarktpreises EPEX 2008 bis März 2023 (Agora Energiewende).....	17
Abbildung 14: Relative Preissteigerung Energiepreise für die deutsche Industrie zu 2015. (BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft 2022, S. 33).....	17
Abbildung 15: Gaspreisentwicklung -EEX Erdgas- Jahreskontrakte (power future THE powermarket).....	18
Abbildung 16: Erdgaspreisprojektionen Projektionsbericht 2023 (Mendelevitch et al. 2023) ...	19
Abbildung 17: Preisprojektionen für CO ₂ Zertifikate für Stromerzeugung und große Unternehmen (EU ETS) und für Gebäude, Verkehr und kleine Unternehmen (BEHG) (Mendelevitch et al. 2023)	20
Abbildung 18 Eigene Darstellung: Historische Gaspreise und Gaspreisprojektion mit einzelnen Bestandteilen	22
Abbildung 19 Eigene Darstellung: Verschiedene Strompreisprognosen von (BCG 2021; Harthan et al.; Kreidelmeyer 2022; Repenning et al.)	23
Abbildung 20 Übersicht Energiekosten historisch und Projektion, Quelle: Eigene Darstellung, Datenquellen im Text	24
Abbildung 21: Ausbauziele Photovoltaik.....	25
Abbildung 22: Nicht erneuerbare Stromproduktion und Börsenstrompreise in einer Woche im Oktober 2022 (Burger 2022)	26
Abbildung 23: Day-Ahead Auktionspreis über Residuallast 2020 (Burger 2022).....	27
Abbildung 24 Steigung der Ausgleichsgeraden Day-Ahead Auktion über Residuallast: (vgl. Abbildung 22). Daten 2023 nur bis 30.4.23 Eigene Darstellung, Quelle: (Burger 2022)	27
Abbildung 25: Residuallast Oktoberwoche 2045 nach REMod (Burger 2022).....	28
Abbildung 26 Vergleich Residuallast-Modell mit Börsenstrompreisen + konstante Abgaben... 29	
Abbildung 27 Vergleich der Strompreiszeitreihen 2030 Quelle: Eigene Darstellung	32

Abbildung 28 Vergleich der Strompreiszeitreihen 2040 Quelle: Eigene Darstellung	33
Abbildung 29 Vergleich der Flexflex Strompreiszeitreihen für 2020, 2030, 2040	34
Abbildung 30 Vergleich Strompreiszeitreihen KW 42 Quelle: Eigene Darstellung.....	34
Abbildung 31 Wärme- und Kältebedarf eines mittelgroßen Krankenhauses	35
Abbildung 32: Reduktionszielpfad eines fiktiven Krankenhauses um das Ziel einer Klimaneutralität 2045 zu erreichen (Wagner et al. 2022, S. 14)	36
Abbildung 33:Klimaschutzplan eines fiktiven Beispiels (Wagner et al. 2022, S. 15)	37
Abbildung 34: Temperaturentwicklung in Deutschland und lineare Trends (Imbery et al. 2021).....	38
Abbildung 35 Grafische Darstellung des BuildingsHeatCold Systems mit bereits verbundenen Subsystemen	42
Abbildung 36 Genutzte Performancemap der ThermeCO2 Darstellung unvollständig. Entspricht nicht dem gesamten Einsatzspektrum der Wärmepumpe, Eigene Darstellung.....	45
Abbildung 37 Plausibilitätskontrolle Subsystem CO2 Wärmepumpe. Von oben nach unten: 1. An/Aus Steuersignal Wärmepumpe 2. Pumpenstrom 3. Vor- und Rücklauftemperaturen 4. Kombiniertes COP Heizen und Kühlen und COP nur Heizung 5. Erzeugte Wärme und Kälte 6. Gesamtkosten in drei Preisszenarien [€2022].....	49
Abbildung 38 Plausibilitätskontrolle Wärmespeicher: Vom oben: 1. Abgegebene, erwartete und erhaltene gesamte Wärmeenergie, 2. Vorlauftemperatur der Heizung, 3. Massenflüsse in den Heizungsverteiler bzw. Speicher, 4. Wärmeverluste Speicher, 5. Außentemperatur, 6. Wärmeverluste Speicher insgesamt, 7. Temperaturverteilung jeder 20. Schicht im Wärmespeicher	50
Abbildung 39 Simulierte Energiekosten des Referenzsystems und des Untersuchungssystems mit 2 unterschiedlichen Temperaturniveaus bei Stromkosten im Fixpreis Szenario	53
Abbildung 40 Jährliche Einsparung Untersuchungssysteme ggü. Referenzsystem mit jährlichen fixen Strompreisen.....	55
Abbildung 41 Jährliche Kosteneinsparung durch Lastflexibilisierung in 2 Strompreisszenarien und unterschiedlichen Speichergrößen. Die Balken sind nach jeweiliger Flexibilisierung und nach zeitlich fortschreitendem Strompreisszenario angeordnet. Quelle: Eigene Darstellung	56
Abbildung 42 Einsparung in [€2022] durch Lastflexibilisierung in Abhängigkeit von Speichergröße [m ³] und Preisszenario über 16 Jahre. Die Verbindungslinie wurde nur zur Übersichtlichkeit eingefügt. Quelle: Eigene Darstellung	56
Abbildung 43 Relative Energiekosteneinsparung der unterschiedlichen flexiblen Szenarien gegenüber der Fixpreisszenarien mit Gaskessellösung oder CO2- Wärmepumpe. Visualisierung von Tabelle 7. Quelle: Eigene Darstellung	57
Abbildung 44 Vergleich Energiepreisprojektion dieser Arbeit mit Ansatz konstanter jährlicher Energiekostensteigerung in unterschiedlichen Stützjahren. Anm.: Die möglichen Kosteneinsparungen durch Nutzung flexibler Strompreise sind hier nicht abgebildet Quelle: Eigene Darstellung	62
Abbildung 45 Subsystem Wärme-/Kälteerzeuger Wärmepumpe	66

Abbildung 46 Plausibilitätskontrolle Kälteerzeuger: 1. Steuersignal, 2. Massenflüsse, 3. Vor- und Rücklauftemperaturen Kaltwassersatz, 4. Arbeitszahl und Steuersignal (Arbeitszahl wurde gleich unendlich gesetzt, wenn gleichzeitig der Wärmespeicher beladen wird, da kein zusätzlicher Stromverbrauch (Quellen und Kaltwassersatztemperatur sind gleich))	67
Abbildung 47 Subsystem Wärmespeicher.....	68
Abbildung 48 Subsystem Kältespeicher Wärmepumpenszenarien	69
Abbildung 49 Plausibilitätskontrolle Subsystem Kältespeicher: 1. Verlauf von Kältebedarf, Kältenutzung und erhaltener Kälte, 2. Temperatur des Kaltwassersatzes Richtung Gebäude, 3. Massenflüsse der Verbraucher und des Speichers, 4. nicht vorhandene Speicherverluste (adiabat), 5. Temperaturschichtung innerhalb des Speichers	70
Abbildung 50 Subsysteme Steuerung: Einfache Kontrolle ob Speichertemperaturen zu hoch/zuniedrig sind. Ansonsten wird das Planungssignal durchgelassen	71
Abbildung 51 Verlauf der Temperaturen im Kaltwasserspeicher und die dazugehörigen Steuersignale.....	72
Abbildung 52 Subsystem Planung Wärmepumpenszenarien	73
Abbildung 53 Plausibilitätskontrolle Kälteerzeugungssteuerung: Oben: Speichertemperaturen; Mitte: Planungs und Steuerungssignale; Unten: Strompreise.....	74
Abbildung 54 Wärme-/Kälteerzeuger im Gasszenario.....	75
Abbildung 55 Steuerung für das Gasszenario. Mit Memoryfunktion um unnötiges Takten zu vermeiden	76
Abbildung 56 "Kältespeicher" des Gassznarios. Da die Kälteerzeugung in diesem Szenario immer der Last entsprach, wurde hier nur die Kälte abgegeben und wieder dem Rücklauf der Kältemaschine zugeführt.....	77
Abbildung 57 Verlauf der in Tabelle 11 dargestellten GDP-Deflatoren zur Abzinsung aller Kosten.....	79

9 Literatur

- Agora Energiewende: Agorameter. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation_price/01.01.2008/01.03.2023/today/, zuletzt geprüft am 20.04.2023.
- Arpagaus, C. (2019): Hochtemperatur-Wärmepumpen. Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. Berlin: VDE Verlag GmbH. ISBN: 978-38007-4550-0.
- Austin, B. T.; Sumathy, K. (2011): Transcritical carbon dioxide heat pump systems: A review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15 (8), S. 4013–4029. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.021>.
- Bantle, C. (2022): BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2022. BDEW. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>.
- BCG (2021): Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Im Auftrag des BDI. Online verfügbar unter <https://bdi.eu/themenfelder/energie-und-klima/klimapfade/>.
- BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2022): Gaspreisanalyse Dezember 2022. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>.
- Beier, C. (2009): Analyse des Energieverbrauchs und exemplarische Best-practice-Lösungen für relevante Verbrauchssektoren in Krankenhäusern. Fraunhofer UMSICHT.
- Berg, S.; Goetschkes, C.; Grewe, F.; Grabe, D.; Hagemeyer, A.; Hasselmann, M.; Hettich, S.; Mitreiter, A.; Stienecker, M.; Wienkotte, R.; Bax, P. (2022): Abschlussbericht Hybrider Energiespeicher Krankenhaus (HESKH). Fraunhofer UMSICHT; Stadtwerke Bochum; Augusta Krankenanstalten. Online verfügbar unter <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/projekte/hybrider-energiespeicher-krankenhaus.html>.
- Blaume, L. (2022): Flexibler Betrieb dezentraler sektorgekoppelter Energiesysteme als Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien - Entwicklung einer Methode zur Quantifizierung von Flexibilität. externe Masterarbeit am Fraunhofer UMSICHT, RWTH Aachen (Hrsg.).
- Böttger et al (2021): BEE-Studie Neues Strommarktdesign. Fraunhofer IEE; Fraunhofer ISE; Becker Büttner Held.
- Brandes, J.; Haun, M.; Wrede, D.; Jürgens, P.; Kost, C.; Henning, H.-M. (2021): Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Update Klimaneutralität 2045. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>.
- Bräuniger, M.; Ehrlich, L.; Klamka, J.; Wolf, A. (2014): POWER-TO-HEAT in Hybridheizungen. Die ökonomischen Potentiale der Vernetzung von Strom- und Wärmemarkt. Im Auftrag des IWO.
- Breisig, V.; Linden, C. (2022): Planungssicherheit für die Wärmewende. PWC PricewaterhouseCoopers GmbH.
- Bundesministerium des Inneren, für Bau und Heimat (Hrsg.) (2015, eingeführt 2021): Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen (BNB), Steckbrief Neubau Büro- und Verwaltungsgebäude. Bundesministerium des Inneren, für Bau und Heimat. Online verfügbar unter <https://www.bnb->

- [nachhaltigesbauen.de/fileadmin/pdf/BNB_Steckbriefe_Buero_Nebau/aktuell/BNB_BN2015_211a_ktualisiert.pdf](https://www.nachhaltigesbauen.de/fileadmin/pdf/BNB_Steckbriefe_Buero_Nebau/aktuell/BNB_BN2015_211a_ktualisiert.pdf), zuletzt geprüft am 15.06.2023.
- Bundesnetzagentur: SMARD.de - Strommarktdaten. Online verfügbar unter <https://www.smard.de/>, zuletzt geprüft am 15.04.2023.
- Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht 2022. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>.
- Bundestag (Hrsg.) (2019): Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), 10.
- Bundestag, EnWG §41a (Hrsg.): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz). EnWG.
- Bundeszentrale für politische Bildung: BIP-Deflator kurz & knapp. Online verfügbar unter <https://www.bpb.de/kurz-knapp/lexika/lexikon-der-wirtschaft/19114/deflator/>, zuletzt geprüft am 29.05.2023.
- Bünger, B.; Matthey, A. (2020): Methodenkonvention 3.1 - Kostensätze Umweltkosten. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/methodenkonvention-umweltkosten>.
- Burger, B. (2022): Energy-Charts. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter energy-charts.info.
- Carsten Beier, M. S. (2017): Hospital Engineering– Teilprojekt „Energieeffizienz. Energetische Modellierung von Krankenhäusern für Transparenz und Energieeinsparung.
- DEStatis (2022): Genesis Datenbank: Verbraucherpreisindex. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>, zuletzt geprüft am 19.12.2022.
- Deutscher Wetter Dienst (2022): Climata Data Center des DWD. Online verfügbar unter <https://cdc.dwd.de>, zuletzt geprüft am 01.2023.
- Ebner, A.: Modellierung und Simulation von sensiblen Kurzzeitwärmespeichern zur Reduktion von Spitzenlasten. Masterarbeit, AIT (Hrsg.). Online verfügbar unter https://pubdb.ait.ac.at/files/pubdat_ait_131316.pdf.
- EnergieAgentur.NRW (2010): Effiziente Energienutzung in Krankenhäusern. Nützliche Informationen und Praxisbeispiele.
- Engie Refrigeration (03.08.22): Thermeco2 Werbebroschüre. Online verfügbar unter [auf Anfrage: https://www.engie-refrigeration.de](https://www.engie-refrigeration.de).
- Falkner, S. (2014): Modellierung und Simulation von thermischen Speichern. Online verfügbar unter <https://scholar.archive.org/work/mtf22dlvjnbgjc4ghx3yfx7dzy/access/wayback/https://repositum.tuwien.at/bitstream/20.500.12708/7812/2/falkner%20stefan%20-%20202014%20-%20modellierung%20und%20simulation%20von%20thermischen%20speichern.pdf>.
- Faßnacht, T.; Loesch, M.; Wagner, A. (Hrsg.) (2015): Simulation Study of a Heuristic Predictive Optimization Scheme for Grid-Reactive Heat Pump Operation. <https://doi.org/10.7250/rehvaconf.2015.019>.
- Frösche, M. (2010): Aktuelle Möglichkeiten und Potenzial von Kälteanlagen-schaltungen mit dem Kältemittel R744 (CO₂). In: Kl - Kälte - Luft - Klimatechnik, S. 24.
- Gullo, P.; Tsamos, K.; Hafner, A.; Ge, Y.; Tassou, S. A. (2017): State-of-the-art technologies for transcritical R744 refrigeration systems – a theoretical assessment of energy advantages for European

-
- food retail industry. In: Energy Procedia, 123, S. 46–53. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.283>.
- Hall, M.; Geissler, A. (2021): Comparison of Flexibility Factors and Introduction of A Flexibility Classification Using Advanced Heat Pump Control. In: Energies, 14 (24), S. 8391. <https://doi.org/10.3390/en14248391>.
- Harthan, R.; Repenning, J.; Blanck, R.; Emele, L.; Görz, W. K.; Kasten, P.; Moosmann, L.; Deurer, J.; Steinbach, J.; Fleiter, T.; Rehfeldt, M. (2022): Klimaschutzbeitrag verschiedener CO₂-Preispfade in den BEHG-Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutzbeitrag-verschiedener-co2-preispfade-in>.
- Henning, H.-M.; Knopf, B.; Bettzüge, M. O.; Heimer, T.; Schlomann, B. (2022): Zweijahresgutachten 2022. Online verfügbar unter <https://expertenrat-klima.de/>.
- Imbery, F.; Kaspar, F.; Friedrich, K.; Plückhahn, B. (2021): Klimatologischer Rückblick auf das Jahr 2020. DWD. Online verfügbar unter https://www.dwd.de/DE/leistungen/besondereereignisse/temperatur/20210106_rueckblick_jahr_2020.html;jsessionid=01DAD5ACB362D664515EAFE6606F907B.live21064?nn=634854.
- Kemmler, A.; Kirchner, A.; Maur, A. auf der; Ess, F.; Kreidelmeyer, S.; Piégsa, A.; Spillmann, T.; Wunsch, M.; Ziegenhagen, I. (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Prognos AG; Fraunhofer ISI; GWS; iinas.
- Kim, M. (2004): Fundamental process and system design issues in CO₂ vapor compression systems. In: Progress in Energy and Combustion Science, 30 (2), S. 119–174. <https://doi.org/10.1016/j.peccs.2003.09.002>.
- Kosowski, K.; Tegethoff, W.: Wärmeversorgungssystem mit CO₂-Wärmepumpe. Entwicklung & Untersuchung eines neuartigen Entwicklung & Untersuchung eines neuartigen primärenergieoptimierten Wärmeversorgungssystems für Niedrigstenergie-Wohngebäude. Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig.
- Kreidelmeyer, S. (2022): Strompreisprognose im Auftrag der vbw. Prognos AG. Online verfügbar unter <https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Energie-Klima/Energie/Neue-Strompreisprognose-bis-2040.jsp>.
- Lohse, R.; Göppert, S.; Urbaneck, T.; Schirmer, U.; Platzer, B.; Bühl, J.; Nilius, A. (2009): Planungsleitfaden zur geschichteten Be- und Entladung thermischer Speicher in solarthermischen Anlagen. Ilmenau: Technische Universität Chemnitz; Technische Universität Ilmenau.
- Lucas, C.; Koehler, J. (2012): Experimental investigation of the COP improvement of a refrigeration cycle by use of an ejector. In: International Journal of Refrigeration, 35 (6), S. 1595–1603. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2012.05.010>.
- Man energy Solutions: MAN Heat Pump. Online verfügbar unter <https://man-es.com/energy-storage/solutions/energy-storage/electro-thermal-energy-storage>.
- Mendelevitch, R.; Repenning, J.; Matthes, F. C. (2023): Rahmendaten für den Projektionsbericht 2023 für Deutschland. Umwelt Bundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/rahmendaten-fuer-den-klimaschutz-projektionsbericht>.
- Miara, M. (2011): Wärmepumpen Effizienz. Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb. Online verfügbar unter <https://wp-monitoring.ise.fraunhofer.de/wp-effizienz/german/index/index.html>.

- Modelica Association (2021): Language Specifications. Online verfügbar unter <https://modelica.org/modelicalanguage.html>.
- Repenning, J.; Harthan, R. O.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Ludig, S.; Matthes, F. C.; Mendelewitsch, R.; Moosmann, L.; Nissen, C.; Rausch, L.; Scheffler, M.; Schumacher, K.; Wiegmann, K.; Wissner, N.; Zerrahn, A.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Rohde, C.; Schlomann, B.; Yu, S.; Osterburg, B.; Rösemann, C.; Gensior, A.; Rock, J.; Stümer, W.; Rüter, S.; Fuß, R.; Tiemeyer, B.; Laggner, A.; Adam, S. (2021): Projektionsbericht 2021 für Deutschland. Online verfügbar unter oeko.de.
- Schwamberger, V.; Joshi, C.; Taheri, H.; Schmidt, F. (2010): Stratisorp: Neuartiges Schichtspeichersystem zur Effizienzsteigerung von Adsorptionswärmepumpen und -kältemaschinen.
- Song, Y.; Cao, F. (2018): The evaluation of the optimal medium temperature in a space heating used transcritical air-source CO₂ heat pump with an R134a subcooling device. In: Energy Conversion and Management, 166, S. 409–423. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.04.052>.
- Statistisches Bundesamt (2022): Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen von Januar 2005 bis Oktober 2022.
- Stene, J. (2004): Residential CO₂ heat pump system for combined space heating and hot water heating, NTNU - Norwegian University of Science and Technology (Hrsg.).
- The Regents of the University of California (2022): Modelica Buildings Library. Online verfügbar unter <https://simulationresearch.lbl.gov/modelica/download.html>, zuletzt geprüft am 08.11.2022.
- Wagner, O.; Jansen, U.; Tholen, L.; Bierwirth, A. (2022): Zielbild: Klimaneutrales Krankenhaus: Maßnahmen für mehr Klimaschutz im Krankenhaus (Wuppertal Report Nr. 24). Wuppertal Institut.
- Westfalen AG: Datenblatt R515B. Online verfügbar unter www.westfalen.com.