

Masterarbeit

**Potentialermittlung innovativer
Energiespeichermethoden unter der Prämisse eines
starken Ausbaus der erneuerbaren Erzeugung**

Vanja Subotić, BSc

Begutachter

Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler

Betreuer

Dipl.-Ing. Thomas Nacht

Eingereicht im März 2013

am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Technische Universität Graz

Danksagung

Allen voran möchte ich mich bei meiner Familie, meiner Mutter Suzana, meinem Vater Milan und meinem Bruder Slaviša, bedanken, die mich immer und in all meinen Streben unterstützen, immer für mich da sind und ebenso mein Studium in Österreich ermöglichten.

Für die Möglichkeit, meine Masterarbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation zu verfassen, bedanke ich mich bei Herrn Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler, der mir durch eine Kombination der verschiedenen Disziplinen in seinen Vorlesungen einen tiefen Einblick in die Energietechnik der heutigen und zukünftigen Zeit gegeben hat.

Mein besonderer Dank gilt meinem Betreuer Herrn Dipl.-Ing. Thomas Nacht für seine Hinweise und Anregungen, immerwährende Gesprächsbereitschaft und viel Geduld, mit der er mich während des Verfassens dieser Arbeit unterstützt hat.

Hiermit möchte ich mich ebenso bei allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Instituts und allen Diplomandinnen und Diplomanden für ein angenehmes Arbeitsumfeld und eine freundliche Unterstützung bedanken.

Ein herzliches Dankeschön geht an alle meine Freunde, die mich während meines Studiums unterstützt haben und für mich immer da waren.

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am _____

(Unterschrift)

Kurzfassung

Der Großteil der elektrischen Energie, ohne die das heutige Leben unvorstellbar wäre, wird durch fossile Energieträger gesichert. Diese sind aber erschöpflich und ihre Nutzung zur Energieerzeugung trägt zum Treibhauseffekt bei und verursacht den Klimawandel. Eine umweltschonende Deckung eines Teils des Energiebedarfs wird durch volatile erneuerbare Energienutzung ermöglicht, für deren Integration ins Energiesystem die Energiespeicher eine äußerst wichtige Rolle spielen.

In der vorliegenden Masterarbeit werden verschiedene Möglichkeiten zur Speicherung elektrischer Energie untersucht, die zur langfristigen Lösung des Problems der Volatilität erneuerbarer Energiequellen beitragen und einen unabdingbaren Teil des zukünftigen Energiesystems darstellen. Zusätzlich wird die sinnvolle Nutzung eines Wärmespeichers für ein Einfamilienhaus in Verbindung mit erneuerbaren Energien in Betracht gezogen.

Die Untersuchung beginnt mit einer umfassenden Literaturrecherche. Aus dem breiten Spektrum unterschiedlicher Speichermöglichkeiten werden Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher, Power-to-Gas und supraleitende magnetische Energiespeicher, als repräsentative Technologien mit guten technischen Voraussetzungen für die zukünftige Anwendung näher untersucht. Neben den technischen Kriterien, wird auch die Relevanz der geographischen und geologischen Gegebenheiten zur Ermittlung der potentiellen Standorte für die Errichtung von Großspeichern berücksichtigt.

Anhand der gewonnenen Daten wird ein Anforderungskatalog für die untersuchten Speichertechnologien erstellt. Mit dem erstellten Anforderungskatalog werden darauf folgend die Potentiale der Speichertechnologien in Europa, mit dem Schwerpunkt auf Deutschland analysiert. Anschließend erfolgt ein Vergleich der betrachteten Technologien auf Basis ihrer relevanten Charakteristiken.

Abschließend wird ein Warmwasserspeicher für die Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses untersucht. Dieser Speicher stellt ein optimales erneuerbares System dar - Wasser als Speichermedium und Sonnenenergie und Umgebungswärme als Wärmequelle, das die Beheizung des Hauses während der Winterperiode und die Kühlung während der Sommerperiode ermöglicht.

Abstract

A great share of the electrical energy, without which living in the modern world would be unimaginable, is being produced from fossil fuels. However, they are depletable and their utilization for energy purposes has a part in the greenhouse effect and therefore causes climate changes. Covering a certain part of the demand in an environmentally friendly manner is made possible through the use of volatile renewable energy. Energy storage systems play a very important role in integration of these renewables in the energy system.

This masters thesis explores various possibilities for electrical energy storage systems, which contribute to a long term solution for the problem of volatility of renewable energy sources, and represent indispensable elements of the future energy systems. In addition, a sensible usage of heat storage for a single-family house in combination with renewable energies is analysed.

The study begins with a comprehensive literature research. Out of a wide range of possibilities for energy storage, four different types are closely analysed: compressed air storage, hydrogen storage, Power-to-Gas storage and superconducting magnetic energy storage, as representative technologies with good predisposition for future application. In addition to technical criteria, the relevance of geographical and geological conditions is taken into consideration, namely, for the assessment of potential locations for large storage facilities.

A catalogue of requirements for the explored technologies is created on the basis of the obtained data. Subsequently, the potentials for installation of storage systems on a large-scale basis are analysed in consideration of the requirement catalogue, with emphasis on the potentials in Germany. Next, a comparison of the observed technologies is carried out based on their relevant characteristics.

Finally, a heat storage system for a single-family house is analysed. This storage is an optimal renewable solution for heating of a house in the winter and cooling in the summer, using water as a storage medium and solar and ambient heat as a heat source.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
2	Energiespeicher.....	3
2.1	Wichtige Kenngrößen von Energiespeichern	4
2.2	Druckluftspeicher	5
2.2.1	Druckluft als Speichermedium	5
2.2.2	Verhalten der Luft bei Kompression und Expansion.....	6
2.2.3	Druckluftspeicherkraftwerke	8
2.2.4	Aktueller Forschungs- und Entwicklungsstand	10
2.2.5	Bestehende Anlagen	17
2.2.6	Herausforderungen der diabaten und adiabaten Technologie	19
2.2.7	Wirtschaftlichkeit der Druckluftspeicherkraftwerke	19
2.3	Wasserstoffspeicher	20
2.3.1	Wasserstoff als Speichermedium für elektrische Energie	21
2.3.2	Wasserstofferzeugung	25
2.3.3	Speicherung.....	32
2.3.4	Rückverstromung	38
2.3.5	Wirtschaftliche Analyse.....	39
2.4	Power-to-Gas-Technologie	41
2.4.1	Gaserzeugung	42
2.4.2	Speicherung.....	45
2.4.3	Entwicklungsstand.....	48
2.4.4	Problematik	50
2.4.5	Standortkriterien.....	51
2.4.6	Klimaschutzwirkung	51
2.4.7	Wirtschaftliche Analyse.....	52
2.5	Untergroundspeicher	54
2.5.1	Untergroundspeicherarten	54
2.5.2	Technische Anforderungen und Dimensionierung der Salzkavernen.....	64
2.5.3	Investitionskosten des Salzkavernenspeichers für die Druckluftspeicherung...	65
2.6	Supraleitende magnetische Energiespeicher	67
2.6.1	Physikalische Grundlagen.....	67
2.6.2	Kritische Größen der Supraleiter.....	72

2.6.3	Technik der supraleitenden magnetischen Energiespeicher	76
2.6.4	Struktur und verwendete Materialien	81
2.6.5	Anwendung der supraleitenden magnetischen Energiespeicher	83
2.6.6	Wirtschaftliche Bewertung	85
3	Vergleich der ausgewählten Technologien für die Speicherung elektrischer Energie	86
3.1	Anforderungskatalog	89
4	Potentialermittlung	93
4.1	Untergroundspeicher	93
4.1.1	Salzkaverne.....	93
4.1.2	Aquifere.....	100
4.1.3	Ausgeförderte Lagerstätte und aufgegeben Bergwerke.....	102
4.2	Speicherung im Erdgasnetz	104
4.2.1	Speicherkapazitäten der Erdgasinfrastruktur in Deutschland	105
4.2.2	CO ₂ -Quellen.....	106
4.3	Supraleitende magnetische Energiespeicher	109
4.4	Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen	113
5	Wärmespeicher für Inselanwendung.....	116
5.1	Allgemeines über Wärmespeicher und Wärmepumpe.....	116
5.1.1	Warmwasserspeicher.....	116
5.1.2	Wärmepumpen	118
5.2	Beschreibung des Beispielhauses und des Speichers.....	121
5.3	Solarkollektoren für die Deckung des Heizbedarfs	125
5.4	Wärmepumpenheizung.....	130
5.5	Kombination von Speicher, Solarkollektoren und Wärmepumpe für die Heizung.	132
5.5.1	Vollständige Speichererwärmung im Sommer	132
5.5.2	Speichererwärmung durch Sonne im Sommer und Wärmepumpe im Winter.....	135
5.5.3	Solarkollektoren für den Speicher und die Wärmepumpe für das Haus.....	136
5.6	Kühlung.....	142
5.6.1	Nur Kühlung.....	142
5.6.2	Kühlung und Speicherung der Abwärme	143
6	Zusammenfassung.....	147
7	Verzeichnisse.....	151
7.1	Abkürzungsverzeichnis	151
7.2	Abbildungsverzeichnis	153

7.3	Tabellenverzeichnis	156
7.4	Literaturverzeichnis	159

1 Einleitung

Elektrische Energie ist aus der heutigen Gesellschaft nicht mehr wegzudenken. Sie verbessert wesentlich die Lebensqualität der Menschen, steigert die Produktivität und erleichtert die Arbeit, und als solche stellt sie einen unabdingbaren Bestandteil des Alltags dar.

Das Bevölkerungswachstum weist auf einen steigenden Energiebedarf hin. Eine der großen Herausforderungen der Menschheit ist, jedem auf der Welt einen Zugang zu den Energiequellen zu ermöglichen und die Erde für die zukünftigen Generationen „gesund“ zu erhalten.

Heutzutage wird die Energienachfrage großteils mittels fossiler Energieträger wie Erdöl, Erdgas und Kohle gedeckt. Diese sind jedoch erschöpflich und werden nicht für immer zur Verfügung stehen. Daneben hat ihre Nutzung beträchtliche negative Auswirkungen auf die Natur. Die Energieerzeugung aus fossilen Energien erhöht den Treibhauseffekt und beeinflusst die Umwelt. Ein besonders negativer Effekt der Nutzung von fossilen Energieträgern ist der Klimawandel – vielleicht die größte Herausforderung, für die die Menschheit selbst verantwortlich ist. Über den Klimawandel sagte UNO-Generalsekretär Ban Ki-moon:

„Wir befinden uns auf einem gefährlichen Weg. Unser Planet heizt sich auf. Deswegen müssen wir unser Verhalten ändern. Wir sind auf mehr ‚grünes‘ Wachstum angewiesen, von dem alle Menschen profitieren. Wir benötigen nachhaltige Energie für eine klimafreundlichere, aufstrebende Welt. Das ist der Weg der Zukunft. Und wir müssen diesen Weg gemeinsam gehen.“

Die Menschheit zerrüttet das ökologische Gleichgewicht der Erde. Sie könnte das aber ändern, und dem Menschen und der Erde eine saubere Zukunft bieten. Ein Schritt auf diesem Weg ist die umweltschonende, regenerative Deckung des Energiebedarfs, vor allem des Strombedarfs, durch die Nutzung erneuerbarer Energien.

Auf einer Seite steht das Angebot volatiler erneuerbarer Energien wie Sonnen-, Wind- oder Wasserenergie, das nicht von der Nachfrage, sondern von der Verfügbarkeit dieser Primärenergiequellen abhängt. Auf der anderen Seite stehen Groß- und Kleinverbraucher, deren Nachfrage zu jedem Augenblick gedeckt werden soll. Dazu kommt noch eine Besonderheit der Elektrizitätswirtschaft: die fehlende Speicherbarkeit des elektrischen Stromes. Das bedeutet, dass Erzeugung, Transport und Verbrauch miteinander fix gekoppelt sind. Aufgrund der Volatilität erneuerbarer Energiequellen führt diese Kopplung zu suboptimalen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Umständen. Um den Ausgleich der Energieschwankungen und die zeitliche Verschiebung des Energieangebots zu ermöglichen, wäre eine optimale Lösung, die elektrische Energie in andere Energieformen umzuwandeln und in gegebener Form zu speichern. Die geeigneten Energiespeicher ermöglichen zeitliche und räumliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, verringern die Belastung der Transportkapazitäten und gewährleisten eine sichere Energiezukunft durch die erleichterte Integration erneuerbarer Energien. Dadurch können sowohl die bestehenden konventionell-

en, als auch die erneuerbaren Kraftwerkskapazitäten optimal eingesetzt und genutzt werden.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit sind eine detailreiche Darstellung der technischen Möglichkeiten von ausgewählten Technologien zur Speicherung regenerativer elektrischer Energie in großem Maßstab und die Untersuchung der natürlichen Voraussetzungen für ihre Implementierung.

In diesem Sinne wird zuerst eine umfassende Literaturrecherche innovativer Speichertechnologien durchgeführt. Durch die Betrachtung eines breiten Spektrums unterschiedlicher Technologien zur Speicherung der elektrischen Energie werden vier repräsentative Technologien als Vertreter der Großspeicher ausgewählt. Jede der vier ausgewählten Stromspeichertechnologien wird durch ihre wesentlichen technischen Eigenschaften dargestellt. Daneben werden auch die benötigten natürlichen Voraussetzungen für die Errichtung der betrachteten Technologien untersucht.

Im weiteren Vorgang werden die analysierten Technologien auf Basis ihrer untersuchten Merkmale miteinander verglichen. Um eine übersichtliche Darstellung anzubieten, werden die ausgewählten Eigenschaften der betrachteten Anlagen ebenso grafisch einander gegenübergestellt.

Die aus der durchgeführten Untersuchung gewonnenen Daten ermöglichen die Erstellung eines Anforderungskatalogs. Der Anforderungskatalog dient als Grundlage für die Ermittlung der Potentiale, bzw. der potentiellen Standorte für die Installation und Inbetriebnahme der ausgewählten Technologien. Im Zuge der Potentialermittlung werden die vorhandenen Potentiale europaweit untersucht. Die Erfüllung aller im Anforderungskatalog dargestellten geografischen und geologischen Voraussetzungen bestimmt, inwieweit alle vorhandene Potentiale für die Implementierung der betrachteten Technologien als nützlich gesehen werden können.

Nach der detaillierten Untersuchung der Großspeicher für die elektrische Energie wird auf einen Wärmespeicher für die Inselanwendung eingegangen. Der Wärmespeicher, in diesem Fall ein Warmwasserspeicher befindet sich im Keller, oder genauer gesagt: er existiert anstelle des Kellers, und soll mit seinem Energieinhalt das Beheizen des Hauses während der Heizperiode ermöglichen und dabei die entstandenen Verluste abdecken, ohne dass das einen Einfluss auf die Hauserwärmung hat. Der Speicher sollte vorzugsweise mit Sonnenenergie erwärmt werden, um ein optimales erneuerbares Kleinwärmespeichersystem zu repräsentieren. Es werden aber ebenso andere Möglichkeiten betrachtet, wie Ausnutzung der Umgebungswärme, um mittels einer Wärmepumpe das Haus zu erhitzen, oder gleichfalls, wenn es nötig wird, es zu kühlen und die Abwärme dabei als Nutzwärme für die Speichererhitzung zu verwenden.

2 Energiespeicher

Die Forcierung des Ausbaus der Erzeugung aus erneuerbarer Energiequellen leistet einen großen Beitrag zum Klimaschutz und zur Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern. Der hohe Anteil volatiler erneuerbarer Erzeugung führt aber zu starken Leistungsfluktuationen und Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Verbrauch im Netz. Um die Fluktuationen auszugleichen und Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist es nötig, neben dem Netzausbau und dem Engpassmanagement als Ausgleichsmaßnahmen auch die Speicherung von Energie zu ermöglichen. (Sterner, et al., 2011 S. 2)

In diesem Kapitel werden unterschiedliche Möglichkeiten für die Speicherung elektrischer Energie betrachtet, während das Kapitel 5 die Speicherung der thermischen Energie näher betrachtet. Aus technischer Sicht werden die Energiespeicher als energietechnische Einrichtungen definiert, die elektrische Energie in einer geeigneten anderen Energieform so lang wie nötig und mit minimalen Verlusten speichern können. Die Ladung und Entladung des Speichers beeinflussen seinen Energieinhalt; bei der Ladung steigt die Energiemenge im Speicher, während sich bei der Entladung der Energieinhalt verringert und die Energie im Rückverstromungsprozess für die Erzeugung elektrischer Energie genutzt wird. (Rummich, 2009 S. 3) Man versucht immer den Speicher so auszulegen, dass Speicherverluste möglichst gering sind. Stark verlustbehaftet sind aber die Umwandschritte bzw. die Umwandlung elektrischer Energie in eine andere Energieform und die Umwandlung der gespeicherten Energie zurück in elektrische Energie.

Nach der Art der Speicherung unterscheidet man zwischen direkten Speichern, die elektrische Energie direkt in einem elektrischen oder magnetischen Feld speichern, wie beispielsweise Kondensatoren und supraleitende magnetische Spulen und indirekte Speichern, welche die elektrische Energie in eine andere Form, meist chemische oder mechanische Energie, umwandeln und sie nach Bedarf wieder in elektrische Energie bringen. (Hartmann, et al., 2012 S. 9) In dieser Arbeit werden Vertreter dieser beiden Arten näher betrachtet. Im Sinne der direkten Speicherung werden die supraleitenden magnetischen Speicher untersucht, während Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher und Power-to-Gas-Technologie als indirekte Energiespeicher berücksichtigt werden.

Entsprechend der Speicherdauer bzw. der Zeit, in welcher die Speicher die Energie mit möglichst geringen Verlusten speichern, unterscheidet man zwischen Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher. Da sich im Bereich der Energiespeicher die Langzeitspeicherung als eine besondere Herausforderung darstellt, werden in dieser Arbeit drei Speichertechnologien zur langfristigen Speicherung großer Energiemengen ausgewählt und näher betrachtet: Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher und Power-to-Gas. Eine weitere Herausforderung sind die Speicherung elektrischer Energie in ihrer ursprünglichen Form und die Bereitstellung derselben in möglichst kurzer Zeit; daher wird die Betrachtung weiter auf die magnetischen supraleitenden Energiespeicher ausgedehnt.

Es ist auch möglich, die Energiespeicher nach weiteren Kriterien zu unterteilen (Rummich, 2009 S. 5):

- Energieträger (Druckluft, Wasserstoff, Öl usw.)
- Energieform (potentielle, kinetische, thermische Energie usw.)
- Speichergröße
- Speicherdauer
- Standortabhängigkeit (mobil, ortsfest, geologische und topologische Anforderungen usw.)
- Speichermedium (fest, flüssig, gasförmig)

2.1 Wichtige Kenngrößen von Energiespeichern

In diesem Kapitel werden die wichtigen Größen, die für einen Energiespeicher charakteristisch sind, dargestellt. Diese Größen geben Auskunft darüber, wie effizient ein Speicher im Vergleich mit den anderen ist bzw. wie viel Energie in ihm bewahrt werden kann, wie groß die auftretende Verluste sind, wie groß die Effizienz ist usw. Die Kenngrößen werden entsprechend den Datenquellen (Rummich, 2009) und (Fraunhofer-INT, 2009) definiert.

Speicherkapazität [Wh]	- Nutzbare Energie in einem Speicher
Volumetrische Energiedichte [Wh/m ³]	- Nutzbare Energiemenge des Speichers je 1 m ³
Gravimetrische Energiedichte [Wh/kg]	- Nutzbare Energiemenge des Speichers je 1 kg
Nennleistung [W]	- Maximale Lade-/Entladeleistung des Speichers
Volumetrische Leistungsdichte [W/m ³]	- Nutzbare Leistung je 1 m ³
Gravimetrische Leistungsdichte [W/kg]	- Nutzbare Leistung je 1 kg
Lade-/Entladezeit [s, min, h]	- Zeit, die benötigt wird, um den Speicher vollständig zu laden, bzw. zu entladen
Speicherzyklus [s, min, h, Monate]	- Zeit, die die Summe der Lade-, Speicher- und Entladezeit darstellt
Zugriffszeit [s, min]	- Zeit, innerhalb deren die Lade-/Entladeleistung des Speichers einen gewünschten Wert erreicht
Speicherdauer [s, min, h]	- Zeitdauer, innerhalb derer die Energie in einem Speicher mit minimalen Verlusten gespeichert werden kann
Lebensdauer [Monate]	- Die kalendarische Dauer der Funktionsfähigkeit eines Speichers
Wirkungsgrad [%]	- Verhältnis zwischen der zugeführten und der abgegebenen Leistung, ein Maß für die Effizienz des Speichers
Nutzungsgrad [%]	- Verhältnis zwischen der zugeführten und der abgegebenen Energie über einen bestimmten Zeitraum
Wärmeleitfähigkeit [W/m·K]	- Fähigkeit eines Stoffes, die Wärmeenergie zu leiten
Wärmedurchgangskoeffizient [W/m ² ·K]	- Wärmestromdichte, die bei einer Temperaturdifferenz von 1 K übertragen werden kann

- Wärmeverlust** [Wh] - Verlustwärme, die durch eine Oberfläche des Wärmespeichers freigegeben wird und abhängig von der Oberfläche des Speichers und Wärmedämmungskoeffizient ist
- Spezifische Wärmekapazität** [Wh/kg·K] - Energie, die zugeführt werden muss, um die Temperatur eines Körpers der Masse 1 kg, um 1 K zu erhöhen

2.2 Druckluftspeicher

Die Druckluftspeicher sind eine Technologieart, bei der Luft in Kompressoren¹ verdichtet und als Druckluft gespeichert wird. Da Luft immer, kostenlos und überall um uns herum zur Verfügung steht, stellt sie einen schon gut bekannten und umweltfreundlichen „Brennstoff“ dar. (Rummich, 2009 S. 23)

2.2.1 Druckluft als Speichermedium

Die Speicherung der Druckluft kann, abhängig von ihrer Menge, auf unterschiedliche Weise erfolgen. Geringere Druckluftmengen werden in Druckluftflaschen und ober- oder unterirdischen Speichertanks, die grundsätzlich aus Stahl gefertigt werden, gespeichert. (Rummich, 2009 S. 24) Für die Speicherung größerer Druckluftmengen eignen sich unterirdische, künstlich hergestellte Hohlräume – Salzkavernen, Aquifer-Strukturen und aufgelassene Bergwerke. (Crotofino, 2003 S. 5) Die genaue Beschreibung der natürlichen Speicher erfolgt im Kapitel 2.5.

Die Speicherung von Druckluft, unabhängig davon, ob kleine oder große Druckluftmengen gespeichert werden sollen, erfolgt entweder in Gleichdruck- oder in Gleitdruckspeichern. Bei Gleichdruckspeichern bleibt der Druck bei Ladung und Entladung unverändert, während bei der Ladung das Volumen des Speichermediums steigt. Bei der Entladung sinkt das Volumen dagegen, da Druckluft für den Rückverstromungsprozess ausgenutzt wird. Für die zweite Speicherart, den Gleitdruckspeicher, ist charakteristisch, dass sich der Druck des Speichermediums durch die Lade- und Entladeprozesse ändert. Bei der Ladung, um möglichst große Energiemenge einspeisen zu können, erhöht man den Druck. Die Entladung erfolgt durch Expansion und Energiebefreiung. (Rummich, 2009 S. 24)

Abbildung 2-1 zeigt die zwei beschriebenen Druckluftspeicherarten. Die erste Abbildung stellt einen Gleitdruckspeicher dar, der durch Aussolen² in einem Salzstock entsteht. Zwei andere Abbildungen repräsentieren Gleichdruckspeicher, wobei der Unterschied bemerkt werden kann, dass sich der Speicher in der letzten Abbildung unter Wasser befindet.

¹ Ein Kompressor, auch Verdichter, ist eine Maschine, die man zur Verdichtung des Gases verwendet. Die Verdichtung bedeutet Zusammendrücken eines Körpers, um sein Volumen zu verringern und die Dichte zu erhöhen, was durch die Erhöhung des Druckes erfolgt.

² Siehe Kapitel 2.5

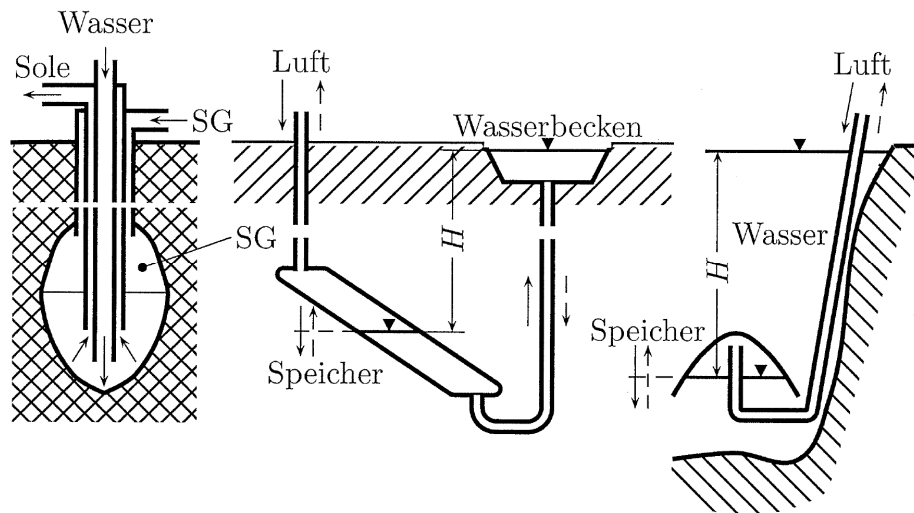


Abbildung 2-1: Druckluftspeicherarten: Gleitdruckspeicher; Gleichdruck-Luftspeicher; Gleichdruck-Luftspeicher unter Wasser (Rummich, 2009 S. 25)

mit: SG.....Schutzgas
HHöhendifferenz

2.2.2 Verhalten der Luft bei Kompression und Expansion

Um die thermodynamischen Verhältnisse der gespeicherten Luft zu bestimmen, wird die Luft als ideales Gas betrachtet. Die allgemeine Zustandsgleichung eines idealen Gases wird folgenderweise dargestellt: (Eichseder, 2012 S. 55)

$$p \cdot V = n \cdot R \cdot T \quad (2.1)$$

mit: pDruck des Gases [bar]
 VGasvolumen [m^3]
 n Stoffmenge [mol]
 R universelle Gaskonstante [8,314 J/(mol·K)]
 T Temperatur [K]

Die Gleichung nimmt ebenfalls die folgende Form an:

$$p \cdot V = m \cdot R_s \cdot T \quad (2.2)$$

mit: mMasse [kg]
 R_s spezifische Gaskonstante [287,058 J/(kg·K)]

Die wesentliche Größe eines Druckluftspeichers ist die Energiemenge, die man in solchen Speichern bewahren kann. Am Beispiel des Hohlzylinders des Querschnitts A , mit verschiebbaren Kolben, kann erklärt werden, durch welche Beziehungen die Energiemenge festgelegt wird bzw. von welchen weiteren Größen abhängig ist. Auf einer Seite befindet sich das komprimierte Gas, welches entlang der Strecke $dx = x_2 - x_1$ mit einer Kraft F auf den Kolben wirkt. Die vereinfachte Darstellung des Gegendrucks durch die Kraft ist in Abbildung 2-2 ersichtlich.

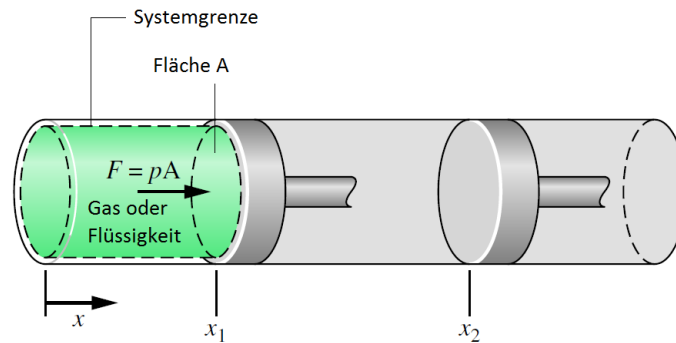


Abbildung 2-2: Verdichtung des idealen Gases (Steta, 2010 S. 7)

Die Kraft F , mit der das komprimierte Gas auf den Kolben wirkt, ist gleich dem Produkt des Druckes p und des Querschnitts des Kolbens A .

$$F = p \cdot A \quad (2.3)$$

mit: F Kraft [N]
 A Fläche [m²]

Wie aus der Physik bekannt ist, stellt die Arbeit W die Wirkung einer Kraft F längs eines Weges x dar.

$$dW = F \cdot dx = p \cdot A \cdot dx \quad (2.4)$$

mit: W Arbeit [J]

Das Produkt der Fläche A und der Wegänderung dx stellt die Volumenänderung dV dar.

$$dV = A \cdot dx \quad (2.5)$$

mit: V Volumen [m³]

Für die weitere Berechnung wird angenommen, dass sich mit der Gasverdichtung auch das Volumen verringert und die Gleichung ein negatives Vorzeichen hat. Umgekehrt ist es bei der Entspannung, bei der das Volumen steigt und dV positiv ist.

Aus den oben dargestellten Beziehungen folgt die Gleichung für die differenzielle Arbeit:

$$dW = p \cdot dV \quad (2.6)$$

Bei einer Zustandsänderung von 2 nach 1 (siehe Abbildung 2-2), bzw. Volumenänderung durch Kompression ergibt sich die Arbeit W :

$$W = - \int_{V_1}^{V_2} p \cdot dV \quad (2.7)$$

Wenn die Zustandsänderung isotherm erfolgt, gilt das Boyle-Mariotte-Gesetz³:

³ Das Boyle-Mariotte-Gesetz sagt aus, dass bei einer isothermen Zustandsänderung der idealen Gase, unter gleichbleibender Stoffmenge, der Druck umgekehrt proportional zum Volumen ist. (wissen.de, 2013)

$$p \cdot V = n \cdot R \cdot T = \text{const} \quad (2.8)$$

Isotherme Zustandsänderung ist mittels der Formel 2.9 dargestellt bzw. daraus ergibt sich die Energieänderung (Formel 2.10):

$$p_1 \cdot V_1 = p_2 \cdot V_2 \quad (2.9)$$

$$W_{1,2} = -\int_{V_1}^{V_2} p \cdot dV = n \cdot R \cdot T \cdot \int_{V_2}^{V_1} \frac{dV}{V} = n \cdot R \cdot T \cdot \ln\left(\frac{V_1}{V_2}\right) \quad (2.10)$$

Wenn der Prozess isotherm abläuft, wobei die Luft im Anfangszustand den Druck p_2 und das Volumen V_2 und am Ende der Kompression den Druck p_1 und das Volumen V_1 hat, kann die volumetrische Energiedichte folgenderweise bestimmt werden:

$$\frac{W}{V_2} = -n \cdot R \cdot T \cdot \int_{V_1}^{V_2} \frac{dV}{V} = \frac{p_2 \cdot V_2}{V_2} \cdot \int_{V_2}^{V_1} \frac{dV}{V} = p_2 \cdot \ln\left(\frac{V_1}{V_2}\right) \quad (2.11)$$

2.2.3 Druckluftspeicherkraftwerke

Das Grundprinzip der Druckluftspeicherkraftwerke ist die Umformung elektrischer Energie in der Schwachlastzeit durch Komprimierung der atmosphärischen Luft und ihre Speicherung in Form der Druckluft in unterirdischen Speichern. Die Energie der komprimierten Luft wird nach Bedarf, durch die Expansion in der Turbine, zur Erzeugung elektrischer Energie verwendet. (ETG, 2009 S. 47)

In Abbildung 2-3 ist das Funktionsprinzip eines Druckluftspeicherkraftwerks, das eigentlich eine Kombination der Druckluftspeicher und des Gasturbinenkraftwerks darstellt, in Verbindung mit einem Windpark abgebildet. (Crotogino, 2003 S. 4)

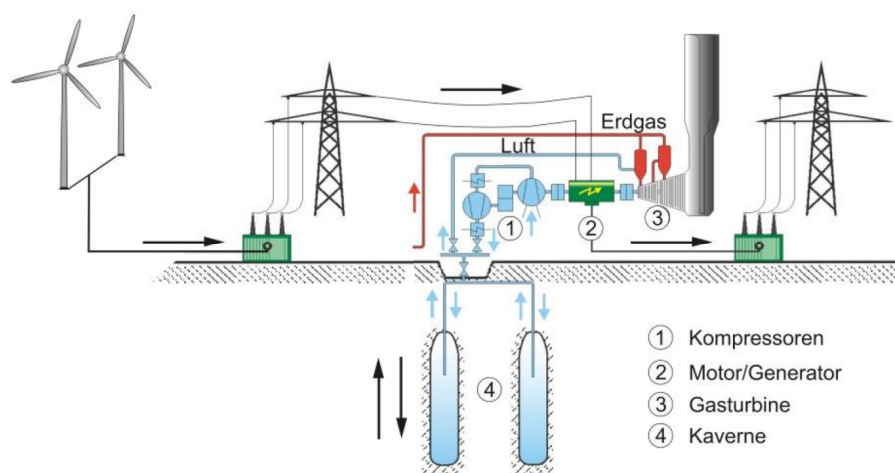


Abbildung 2-3: Funktionsprinzip eines Druckluftspeicherkraftwerkes (Fraunhofer-INT, 2009 S. 125)

Ein besonders wichtiges Entscheidungskriterium bei der Unterteilung von CAES⁴-Kraftwerken ist die Betrachtung der Wärmeverhältnisse. Der Wärmekreislauf kann entweder offen

⁴ CAES – Compressed Air Energy Storage = Druckluftspeicherkraftwerk

(diabat) oder geschlossen (adiabat) sein bzw. während der Luftverdichtung entstandene Wärme kann entweder in die Umgebung freigesetzt oder in einem Wärmespeicher gespeichert und später beim Rückverstromungsprozess ausgenutzt werden. Aus diesem Grund unterscheidet man zwischen diabaten Druckluftspeicherkraftwerken mit einem offenen Wärmekreislauf und adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken, die einen Wärmetauscher haben und die Wärme für den Rückverstromungsprozess bewahren. (ETG, 2009 S. 47)

2.2.3.1 Diabate Druckluftspeicherkraftwerke

Die Technologie der diabaten Druckluftspeicherkraftwerken ist bis heute die einzige Technologie aus dem Bereich der Druckluftspeicherkraftwerke, die für die Speicherung elektrischer Energie verwendet wird.

Zur Schwachlastzeit wird die überschüssige⁵ elektrische Energie ausgenutzt, um über einen Kompressor die Luft aus der Umgebung anzusaugen, sie auf einen Druck von ungefähr 50 bis 70 bar zu komprimieren und in unterirdischen Speichern zu bewahren. Durch die Kompression steigt ebenso die Lufttemperatur bis zu mehreren 100°C. Da die unterirdischen Speicher aufgrund der Gesteinsstruktur sehr hohen Temperaturen nicht standhalten können, um die unterirdische Luftspeicherung zu ermöglichen, muss die Luft vor Einlagerung zuerst gekühlt werden. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 125) Die Abfuhr der entstandenen Kompressionswärme an die Umgebung erfolgt über einen Kühler. Der Prozess der Wärmeabführung ermöglicht keine Energierückgewinnung, wodurch diabate Druckluftspeicherkraftwerke gekennzeichnet sind. (ETG, 2009 S. 48)

Während des Entladevorgangs wird die gespeicherte Energie wieder in elektrische Energie transformiert. Bei der Entnahme der Luft aus dem Speicher kommt es aufgrund des starken Druckabfalls zu einer großen Temperatursenkung. Durch die Temperatursenkung könnte die verbliebene Feuchte in der Luft gefrieren, wodurch die Turbine vereisen könnte. Um diesen Effekt zu verhindern und die auftretende Abkühlung zu kompensieren, verwendet man einen zusätzlichen Brennstoff, in diesem Fall Erdgas, der verbrannt wird und auf diese Weise die Temperatur erhöht. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 125) Die komprimierte Luft wird zusammen mit Erdgas in der Brennkammer einer Gasturbine verbrannt, die verbrennenden Gase werden danach in der Turbine entspannt. Dadurch wird ein Generator angetrieben, der in weiterer Folge elektrischen Strom erzeugt. Aus diesem Grund werden die diabaten Druckluftspeicherkraftwerke als Art Gaskraftwerk mit zusätzlichem Druckluftspeicher definiert. (Dagmar Oertel, 2008 S. 31)

Wegen der Verwendung des fossilen Brennstoffs in der Energierückgewinnungsphase ist diese Technologie keine CO₂-freie Technologie. Die Menge des freigesetzten CO₂ wird aber im Vergleich mit konventionellen Gaskraftwerken deutlich reduziert, da eine eindeutig geringere Menge von Erdgas verbraucht wird. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 126) Der Grund dafür

⁵ Wie schon angewiesen, ist die Entwicklung innovativer Energiespeichertechnologien in großem Maß mit dem Einsatz erneuerbarer volatiler Energien verbunden.

ist, dass bei den konventionellen Gasturbinen zwei Drittel des Brennstoffs zur Kompression bzw. für den Antrieb des Verdichters ausgenutzt werden. Bei den Druckluftspeicherkraftwerken wird für die Kompression elektrischer Strom, bevorzugt grüner Strom, verwendet, was den Erdgasverbrauch vermindert. (Schaber, et al., 2004 S. 25) Im Vergleich zu den konventionellen Gaskraftwerken erreicht man daher bei der gleichen Menge der erzeugten elektrischen Energie bei den Druckluftspeicherkraftwerken eine Gaseinsparung von ungefähr 60%. (Naish, et al., 2008 S. 19)

In Abbildung 2-4 ist das Funktionsprinzip eines diabaten Druckluftspeicherkraftwerkes mit allen Bestandteilen ersichtlich.

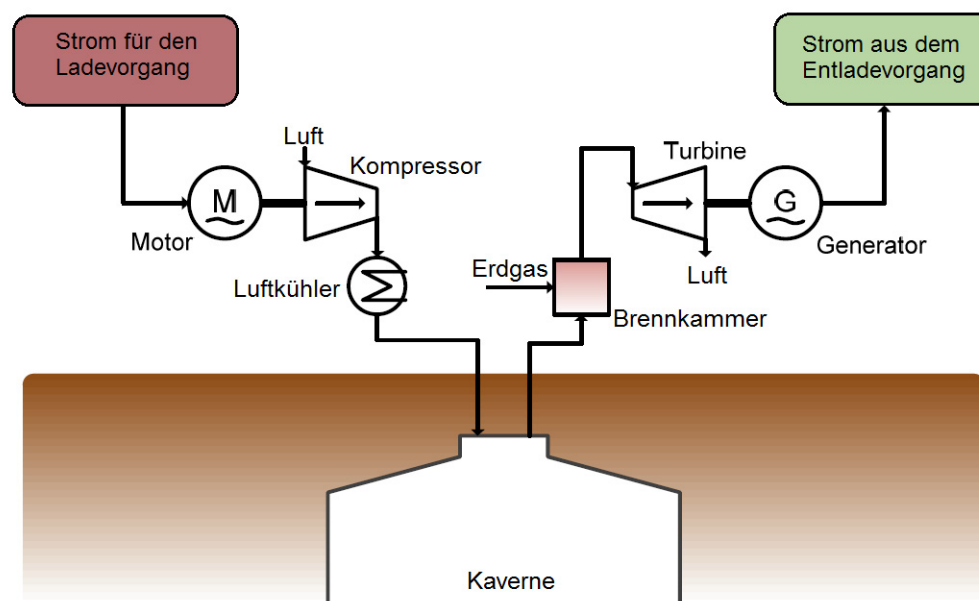


Abbildung 2-4: Funktionsprinzip des diabaten Druckluftspeicherkraftwerkes (Fuchs, et al., 2012)

Der Wirkungsgrad der diabaten Druckluftspeicherkraftwerke bewegt sich im Bereich von 40 bis 54%. (Felberbauer, et al., 2011) Das Niveau von 54% kann man aber nur durch Vorwärmung der Verbrennungsluft über Abwärme aus dem Kompressor erreichen. (Crotogino, 2003 S. 4) Höhere Wirkungsgrade, bis zu 70%, sind nur bei den adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken⁶ zu erwarten. (Wietschl, et al., 2010 S. 526) Die volle Leistung kann in ungefähr zehn Minuten zur Verfügung gestellt werden, während die Energiedichte im Bereich von 1–2 kWh/m³ liegt. (Crotogino, 2003 S. 4)

2.2.4 Aktueller Forschungs- und Entwicklungsstand

Es bestehen zahlreiche Möglichkeiten zur Verbesserung der Eigenschaften der diabaten Druckluftspeicherkraftwerke. Als beste Lösung mit besonders hohem Wirkungsgrad und der Möglichkeit zur Großspeicherung eignen sich die adiabaten Druckluftspeicherkraftwerke. Neben dieser Möglichkeit gibt es auch eine Reihe von unterschiedlichen oberirdischen Klein-

⁶ Siehe Kapitel 2.2.4.1.

ausführungen oder eine Kombination von unterschiedlichen Technologien, die in diesem Kapitel erläutert werden.

2.2.4.1 Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke

Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke befinden sich zurzeit in der Phase der Forschung und Entwicklung. Sie funktionieren nach dem Prinzip des geschlossenen Wärmekreislaufs, was bedeutet, dass die Kompressionsabwärme nicht an die Umgebung abgegeben wird, sondern zwischengespeichert und bei dem Rückverstromungsprozess ausgenutzt wird. Dadurch entfällt der Bedarf an Fremdenergie für die Erwärmung der Luft während des Rückverstromungsprozesses und es wird ein emissionsfreier und „reiner“ Speicherprozess ermöglicht (ETG, 2009 S. 48). Die Luft wird komprimiert und in unterirdischen Kavernen unter hohem Druck gespeichert, während die Kompressionsabwärme auf hohem Temperaturniveau in einem Wärmespeicher zwischengespeichert wird. Bei der Rückverstromung stellt der Wärmetauscher die erste Stufe des Prozesses dar. Im Wärmetauscher übernimmt die komprimierte Luft aus der Kaverne die Kompressionswärme aus dem Wärmespeicher und wird weiter in der Turbine entspannt. Dadurch wird ein an die Turbine angeschlossener Generator angetrieben, der den elektrischen Strom erzeugt. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 129) Das gesamte System ist in Abbildung 2-5 dargestellt.

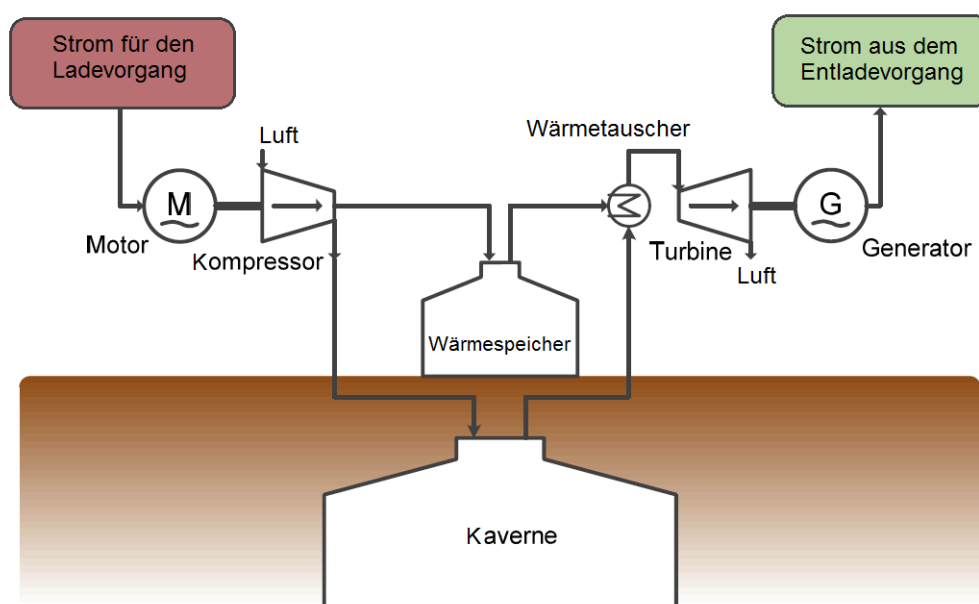


Abbildung 2-5: Funktionsprinzip des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks (Fuchs, et al., 2012)

Die adiabate Druckluftspeicherkraftwerke sind hinsichtlich der Realisierung ihrer Komponenten problematisch. Sie benötigen entsprechende Kompressoren, die Temperaturen von ungefähr 650°C und Drücken bis 10–20 MPa (100–200 bar) standhalten. Zurzeit gibt es keine Kompressoren, die diese Aufgaben erfüllen könnten. Man versucht aber, in diesem Feld neue Möglichkeiten und eine optimale Lösung zu finden. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 129)

Bezogen auf die Rückverstromung der adiabaten Druckluftspeicherkraftwerke müssen die Expansionsturbinen besonders hohe Anforderungen erfüllen. Unter anderem sind vor allem

hohe Werten von Leistungsdichte, Eintrittstemperatur, Volumenstromänderung und Wirkungsgrad erwünscht. Dies muss ebenso mit geringen Kosten realisierbar sein. (Meyer, 2007 S. 3) Diese Kraftwerke müssen in sehr kurzen Zeiten angefahren werden, um den überschüssigen Strom möglichst schnell auszunutzen bzw. überschüssige Energie zu speichern und daneben auch ein großes Anpassungsvermögen an die veränderlichen Lastbedingungen zu zeigen. (Bullough, et al., 2004 S. 2) Mit dieser Technologie sind Wirkungsgrade bis zu 70% erreichbar, weshalb adiabate Druckluftspeicherkraftwerke mit den Pumpspeicherkraftwerken verglichen werden können. Da im gesamten Prozess die Wärme nicht verloren geht, sondern ausgenutzt wird und keine zusätzlichen Brennstoffe benötigt werden, betrachtet man diesen Prozess ebenfalls als CO₂-frei. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 128-129) Daraus folgt, dass diese Speicherkraftwerke sehr umweltfreundlich sind.

Die Entwicklung der adiabaten Druckluftspeicherkraftwerke wurde durch mehrere Projekte gefördert. Unter anderem gehört dazu das Projekt „Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage“ (AA-CAES), gefördert von der Europäischen Union. Das Ziel dieses Projektes ist, durch die Expansion der heißen Druckluft auf den atmosphärischen Druck die Leistungen von 300 MW zu erreichen, aber bis jetzt wurde das in diesem Bereich noch nicht geschafft. Um das Ziel zu realisieren, müssen speziell benötigte Komponenten, die hohe Anforderungen erfüllen müssen, entwickelt und die bestehenden Komponenten verbessert werden, was zu hohen Investitionskosten führt. Dabei ist der Schwerpunkt auf jeden Fall auf die Entwicklung der Wärmespeicher und der Expansionsturbine gelegt. (Meyer, 2007 S. 3) Ein anderes Projekt ist ADELE – Adiabater Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. An diesem Projekt nehmen mehrere Industrie- und Forschungsgruppen teil, mit einem gemeinsamen Ziel – adiabate Druckluftspeicher als konventionelle Energiespeicher einzusetzen. Kern dieses Projektes ist die Inbetriebnahme eines Kraftwerkes als Pilotanlage, das täglich 1.000 MWh ein- und ausspeisen kann. Es ist geplant, zuerst eine kleine Demonstrationsanlage bis zum Jahr 2016 zu realisieren. Um die bestmögliche Lösung zu erzielen, wurde ein Anforderungskatalog erstellt, in dem die Komponenten, die entwickelt und verbessert werden sollten, angegeben sind. Diese sind, wie schon erwähnt, Kompressor, Wärmespeicher und Luftturbine. (RWE Power AG, 2010 S. 6)

2.2.4.2 Kleine Druckluftspeicher (SCAES⁷)

Die Idee der kleinen Druckluftspeicher kam zum ersten Mal in den Vereinigten Staaten auf, vom Unternehmen „Energy Storage and Power Consultants (ESPC) Inc.“.

Das Konzept basiert im Grunde genommen darauf, dass die Anlage entweder als konventionelles Gasturbinenkraftwerk oder als Druckluftspeicherkraftwerk mit einem oberirdischen Druckluftspeicher betrieben werden kann. Die Kupplungen kuppeln die Turbine und den Verdichter ab, wobei die Turbine mit einem Rekuperator⁸ verbunden ist, um die komprimierte Luft aus dem Verdichter vor dem Einsatz zu erwärmen und auf diese Weise den Wirkungs-

⁷ SCAES – Small CAES

⁸ In einem Rekuperator wird die Luft durch schon vorhandene warme Abgase vorgewärmt.

grad zu erhöhen – ähnlich wie bei den adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken. Die verfügbaren elektrischen Leistungen sollten im Bereich 8–15 MW liegen. Da die Speicherung oberirdisch erfolgt, versucht man möglichst viel Energie in einem möglichst kleinen Volumen zu speichern, weshalb die Speicherung bei höheren Drücken (100-140 bar) erfolgt. Der Entwickler dieses Konzeptes ist der Meinung, dass die Speicherung in verschlossenen Hochdruckrohrleitungen die wirtschaftlichste Lösung ist. (Gillhaus, et al., 2007 S. 129)

Die Anlage ist noch immer in der Entwicklungsphase. Deswegen gibt es nur Schätzungen, wie hoch die Kosten und die Wirtschaftlichkeit dieser Technologie wären. Man vermutet, dass die Kapitalkosten ungefähr 600 €/kW installierter Leistung und die Investitionskosten für einen Speicher ungefähr 50 €/kWh betragen würden. Diese Schätzungen erfolgen auf Basis des aktuellen Stahlpreises und unter der Annahme, dass dieser in Zukunft steigen wird. Daher stellen diese Werte eine untere Grenze der Gesamtkosten dar. (Gillhaus, et al., 2007 S. 131)

2.2.4.3 Thermal and Compressed-Air Storage TACAS

Der Thermal and Compressed-Air Storage stellt eine Kombination des Druckluftprinzips, der thermischen Energiespeicherung und des Schwungradspeichers dar. Die Idee dieses Speichersystems ist ein sicheres, umweltfreundliches und kompaktes System mit geringen Installations- und Lebenszykluskosten⁹. (Sears, 2005 S. 1) Das TACAS-Konzept wurde von der Firma „ActivePower“ entwickelt, und es gibt dieses schon seit 1997 auf dem Markt. Das Schema eines TACAS-Systems ist in Abbildung 2-6 dargestellt.

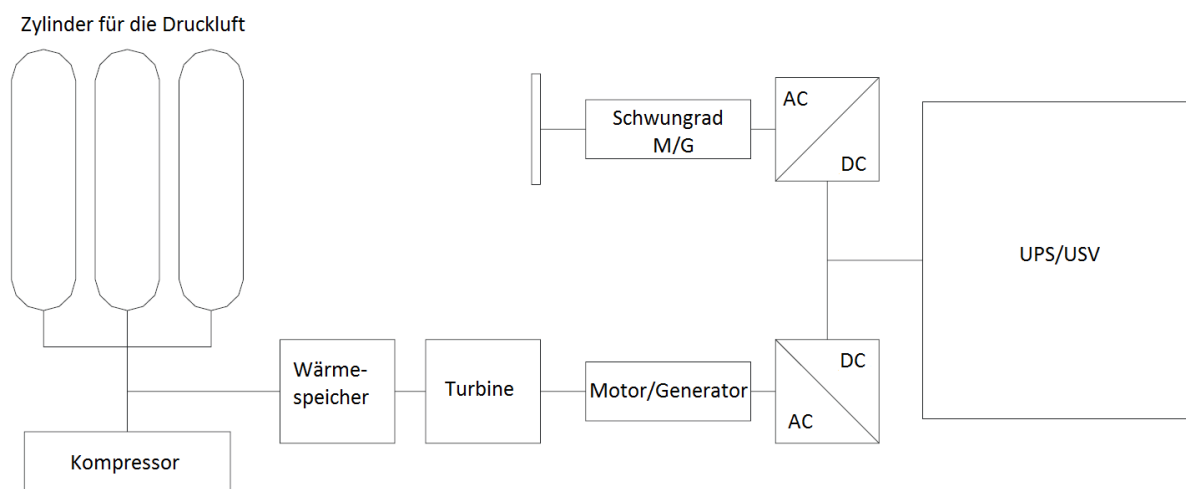


Abbildung 2-6: Thermal and Compressed-Air Storage System (Sears, 2005 S. 4)

Wie aus der Abbildung ersichtlich ist, wird die Luft in einem Kompressor komprimiert und als verdichtete Luft in Druckluftflaschen gespeichert. Die Speicherung der Druckluft in Druckluftflaschen erfolgt bei 300 bar. Für den Prozess der Rückverstromung wird die komprimierte Luft zuerst mit der Wärme aus dem Wärmespeicher erwärmt. Im Wärmespeicher, der

⁹ Lebenszykluskosten schließen alle Kosten eines Produktes während seiner gesamten Lebensdauer ein.

hauptsächlich aus Stahl gefertigt wird, sollte die Wärme auf einer Temperatur von ungefähr 700°C gespeichert werden. Die so erwärmte Druckluft expandiert in der Turbine, die den angeschlossenen Generator antreibt, der weiter elektrische Energie erzeugt. Durch diese Technologie kann eine Leistung von 80 kW innerhalb von 15 Minuten bereitgestellt werden. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 130) Um eine unterbrechungsfreie Energieversorgung zu ermöglichen, wird ein Schwungrad installiert, das sehr kurze Zugriffszeit hat; auch die Entladezeit ist sehr kurz, und der Entladevorgang dauert nur einige Sekunden (bis 4 s). Bei einer Versorgungsunterbrechung gleicht das Schwungrad kleine Leistungsfluktuationen aus und unterstützt auf diese Weise die Turbine, bis die gespeicherte thermische Energie und die Energie aus dem Druckluftspeicher verfügbar werden (Gillhaus, et al., 2007 S. 133-135). Wenn die Energieversorgung vom Netz wieder funktioniert, lädt sich das System auf. Die Ladedauer entspricht der Entladedauer, und das Schwungrad gewinnt seine volle Geschwindigkeit in einigen Sekunden zurück. Der Wärmespeicher wird innerhalb einiger Stunden auf seine maximale Temperatur erwärmt. (Sears, 2005 S. 3)

Bis heute gibt es solche unterbrechungsfreie Systeme nur mit einer Leistung von 16 bis 80 kW; diese können die Energie zwischen 15 und 35 Minuten speichern. Geplant sind aber Anlagen mit deutlich höheren Leistungen, zwischen 2–5 MW und Speicherkapazitäten von 8–20 MWh, bzw. einer Speicherzeit von ungefähr vier Stunden. (Gillhaus, et al., 2007 S. 133-135)

2.2.4.4 Isotherme Druckluftspeicher

Eine neue Herausforderung ist die Entwicklung eines Druckluftspeicherkonzepts, bei dem sowohl die Ladung als auch die Entladung unter einer konstanten Temperatur ablaufen, was bei heutigen diabaten Druckluftspeicherkraftwerken, die während des Ladungsprozesses die Wärme an die Umgebung abgeben und bei der Entladung die Wärme wieder von der Umgebung nehmen, nicht der Fall ist. Für einen solchen isothermen Prozess wären dann weder ein Wärmespeicher noch ein Brennstoff nötig. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 131)

Eine mögliche Ausführung könnte mit einem Zylinder und einer Kolbenmaschine realisiert werden. Der elektrisch angetriebene Kolben sollte die Luft in einem Zylinder komprimieren und sie weiter in einem Druckluftspeicher aufbewahren. Bei der Rückverstromung wirkt die Luft auf den Kolben und treibt auf diese Weise den Generator an, der elektrischen Strom erzeugt. Um die Dichtungsreibung zu vermeiden und einen besseren Wirkungsgrad zu erzielen, können Flüssigkolben, die eigentlich Öl als Kolben nutzen, verwendet werden, wodurch die Verdichtung hydraulisch erfolgt. Im Zylinder befindet sich auch ein Wärmetauscher, der einen regelmäßigen Austausch zwischen der Luft im Zylinder und der Umgebung gewährleistet und so eine stabile Temperatur – sowohl bei der Verdichtung als auch bei der Entspannung – ermöglicht. Diese Technologie befindet sich im Konzeptstadium, und man vermutet, dass sie einen Wirkungsgrad von ungefähr 70% erzielen könnte. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 131)

2.2.4.5 *Transportable Druckluftspeicher*

Die Transportable Druckluftspeicheranlage ist eine weitere Möglichkeit der Energiespeicherung mittels Druckluft und wurde vom Unternehmen „Enis WindGen Renewable Energy Systems LLC“ aus den Vereinigten Staaten entwickelt. Die Druckluft wird in einem tankförmigen Speicher unter Drücken von ungefähr 80 bar, die durch einen Kompressor erreicht werden, gespeichert. Es handelt sich um einen oberirdischen Druckluftspeicher, dessen Wände aus Stahl großer Dicke gefertigt sind, was gleichzeitig eine gute Wärmedämmung dem Speicher ermöglicht. Dieser Speicher ist ebenso mit einem Wärmetauscher ausgestattet, was einen nahezu isothermen Lade- und Entladeprozess sichert. Aus diesem Grund funktioniert die Turbine ebenso ohne Brennstoffzufuhr. Vom gesamten Volumen nimmt der Wärmetauscher einen Anteil von ungefähr drei Prozent an und kann aus unterschiedlichen Quellen, wie beispielweise aus solarthermischen Anlagen oder Abwärme aus dem Verdichter, mit Wärme versorgt werden. (Gillhaus, et al., 2007 S. 131)

Bis heute haben diese Anlagen nur Leistungen bis 75 kW erbracht. Gewünscht ist aber auch ihre großtechnische Anwendung mit Leistungen von 0,2 bis 2,5 MW_{el}. Weiter gibt der Entwickler in seinen Berichten an, dass die Kosten für den Druckluftspeicher in der Höhe von ungefähr 750 €/kWh und insgesamt für den Kompressor, die Turbine und den Generator in der Höhe von 2.600 €/kW sein sollten. (Gillhaus, et al., 2007 S. 132-133)

2.2.4.6 *Druckluftspeicherung mit hydraulischen Akkumulatoren*

Dieses Prinzip beruht auf einem hydraulischen Akkumulator, der aus einem Druckbehälter besteht, in dem eine inkompressible¹⁰ Hydraulikflüssigkeit¹¹ einem äußeren Druck – in diesem Fall dem Druck eines komprimierten Gases – ausgesetzt wird. Der hydraulische Akkumulator wird mit dem Motor-Generator-System gekoppelt, wodurch ein sogenanntes Batterie mit Ölhydraulik¹² und Pneumatik¹³ System, oder kurz gesagt: BOP, entsteht. Der wesentliche Unterschied dieser Technologie zu den konventionellen Druckluftspeicherkraftwerken ist, dass die Kompression und Expansion außerhalb der Maschinensätze erfolgen bzw. die Kompressionswärme und Expansionskälte im Druckspeicher entstehen. Aus diesem Grund sind an die Maschinen geringere Anforderungen gestellt, was bedeutet, dass sie eine einfachere Struktur haben und dadurch auch die höheren Wirkungsgrade erzielt werden könnten. Man vermutet, dass diese Technologie die Leistungen im MW-Bereich bereitstellen könnte, aber da dieses Konzept bis jetzt noch nicht technisch realisiert

¹⁰ Inkompressibilität ist die Eigenschaft der Stoffe, die auf die äußere Druckeinwirkung unempfindlich sind bzw. diese ändern ihr Volumen nicht und lassen sich nicht komprimieren.

¹¹ Hydraulikflüssigkeit ist ein Fluid (d.h. eine Flüssigkeit, die der Kraftwirkung keinen Widerstand entgegengesetzt und sich ständig deformiert), das zur Übertragung der Energie in Hydrauliksystemen verwendet wird. (Dictionaries, 2013)

¹² Hydraulik ist die Lehre des Strömungsverhaltens der Flüssigkeit.

¹³ Pneumatik bezeichnet die technische und wissenschaftliche Verwendung der Druckluft, um die mechanische Arbeit zu verrichten. (Dictionaries, 2013)

wurde, kann diese Vermutung nicht bestätigt werden. Der Entwickler dieses Druckluftspeicherprinzips ist Ivan Cyphelly aus Lausanne. (Gillhaus, et al., 2007 S. 135)

Man unterscheidet zwischen zwei Arten der Druckluftspeicher mit hydraulischen Akkumulatoren – BOP-A und BOP-B.

Funktionsweise BOP-A – Bei dieser Art des Druckluftspeichers mit hydraulischen Akkumulatoren erfolgt die Verdichtung eines Gases, am häufigsten Luft, in einem Hochdruckbehälter. Die Verdichtung entsteht durch das Pumpen einer Flüssigkeit (beispielsweise Hydrauliköl) mittels einer Hydraulikpumpe aus dem Niederdruck- in den Hochdrucktank. Auf diese Weise kann das Gas bis zu hohen Drücken, sogar bis zu 250 bar, verdichtet werden. Im Entladevorgang erfolgt die Gasentspannung, indem die Hydraulikpumpe die Flüssigkeit treibt, wodurch sich die Hydraulikpumpe wie ein Motor verhält. Parallel mit dem Druck sinkt auch das Drehmoment des Motors, das mittels eines Schwungrads auf einem konstanten Wert gehalten werden kann. Der große Vorteil dieses Systems ist die Tatsache, dass die benötigten Komponenten die Standardkomponenten darstellen. Nachteilig wirkt aber der Bedarf an einem großen Ölreservoir. (Gillhaus, et al., 2007 S. 135)

Funktionsweise BOP-B – BOP-B funktioniert im Wesentlichen nach dem gleichen Prinzip wie BOP-A, mit dem Unterschied, dass hier das Gas bei jedem Zyklus aus der Umgebung entnommen wird, wohingegen bei BOP-A das Gas immer im System bleibt. Dieses wird nur entsprechend den Lade- und Entladeprozessen verdichtet und entspannt. Dieses System ist aus dem Grund, dass ein kleineres Behältervolumen benötigt und auch weniger Hydrauliköl verwendet wird, gegenüber BOP-A von Vorteil. Da dieser Prozess aber schnell abläuft, muss man die Temperatur stabilisieren, wofür die Wärmetauscher benötigt werden. (Gillhaus, et al., 2007 S. 136)

Bis heute gibt es keine praktischen Ausführungen dieser Speicherarten, obwohl ein BOP-A schon für das Jahr 2004 geplant war. Trotzdem wurden wirtschaftliche Analysen für die beiden Systemen gemacht, und dadurch wurden die folgenden Kosten geschätzt:

BOP-A: Speicher 920 €/kWh und Motor-Generator-Einheit 130 €/kW

BOP-B: Speicher 50–70 €/kWh und Motor-Generator-Einheit ungefähr 300 €/kW

Da es keine praktischen Ausführungen dieser Anlagen (beider Arten) gibt, können die Wirtschaftlichkeit und die Effizienz nur theoretisch bestimmt bzw. geschätzt werden. Neben den angegebenen Investitionskosten schätzt man noch theoretisch einen hohen Wirkungsgrad, da es um einen fast isothermen Prozess geht. (Gillhaus, et al., 2007 S. 137)

2.2.5 Bestehende Anlagen

Bis heute gibt es auf der ganzen Welt nur zwei realisierte diabate Druckluftspeicher-kraftwerke: Huntorf in Deutschland und McIntosh in Alabama in den Vereinigten Staaten.

2.2.5.1 Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf

Der Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf wurde als weltweit erste Anlage dieses Typs gebaut. Der damalige Betreiber NWK AG¹⁴ (heutiger Betreiber: E.ON Kraftwerke) hat die Anlage 1977 in Betrieb genommen. Ein besonders wichtiges Kriterium bei der Entscheidung, diese Anlage zu bauen, haben die Investitionskosten dargestellt. Zu der damaligen Zeit war der Gaspreis sehr niedrig, und wurde entschieden, die Luft vor dem Eintritt in die Turbine mit Erdgas, statt der Abwärme vorzuwärmen. Diese Entscheidung verringerte den Wirkungsgrad von 54% auf 42%. (Crotogino, 2003 S. 6)

Das Kraftwerk ist an der 220 kV-Hochspannungsebene in der Regelzone Tennet TSO an das Übertragungsnetz angeschlossen. (Bundesnetzagentur, 2012)

Die Energiespeicherung in diesem Kraftwerk erfolgt nach dem vorher beschriebenen Prinzip der diabaten Druckluftspeicherkraftwerke (siehe Kapitel 2.2.3.1). Das Kraftwerkssystem ist auch in Abbildung 2-7 grafisch dargestellt. Zur Verdichtung der Luft verwendet man eine Synchronmaschine (SM), die als Motor betrieben wird. Die Luft wird auf ungefähr 60 bar verdichtet (1-4) und als solche in den unterirdischen Speicher (5) eingespeist. Um die Belastbarkeitsgrenze des Speichers nicht zu überschreiten, wird die komprimierte Luft zuerst gekühlt. Die Kühlung erfolgt mittels Kühler (K) auf 30°C bis 40°C. Die entzogene Wärme geht verloren und kann daher nicht mehr im Prozess verwendet werden. (Rummich, 2009 S. 29)

Bei der Rückverstromung strömt die Luft aus dem Speicher. Die Luft wird zusätzlich durch die thermische Energie des verbrannten Erdgases in der Brennkammer (6) erhitzt und expandiert in der Hochdruck- und nachfolgend in der Niederdruckturbine (7-10). Die Turbine treibt die Synchronmaschine an, die jetzt im generatorischen Betrieb elektrische Energie erzeugt. (Rummich, 2009 S. 29)

Für diese Anlage ist charakteristisch, dass die Luft vor dem Eintritt in die Turbine zuerst entspannt wird. Die Expansion erfolgt in einem Drosselventil (DV) vor der ersten Brennkammer (6) auf minimal 40 bar, und der Druck bleibt bis zu Hochdruckturbine konstant. Diese Besonderheit ermöglicht eine einfachere Turbinenregelung. Vor der Niederdruckturbine sinkt der Druck auf 10 bar. Die beiden Turbinen befinden sich auf einer gemeinsamen Welle. Bei dieser Anlage dauert der Übergang vom Kompressorbetrieb in den Generatorbetrieb einige Minuten. Diese Dauer führt zur Schlussfolgerung, dass das Druckluftspeicher-kraftwerk Huntorf als Spitzenlastkraftwerk konzipiert ist. (Rummich, 2009 S. 29)

¹⁴ NWK = Nordwestdeutsche Kraftwerke Aktiengesellschaft

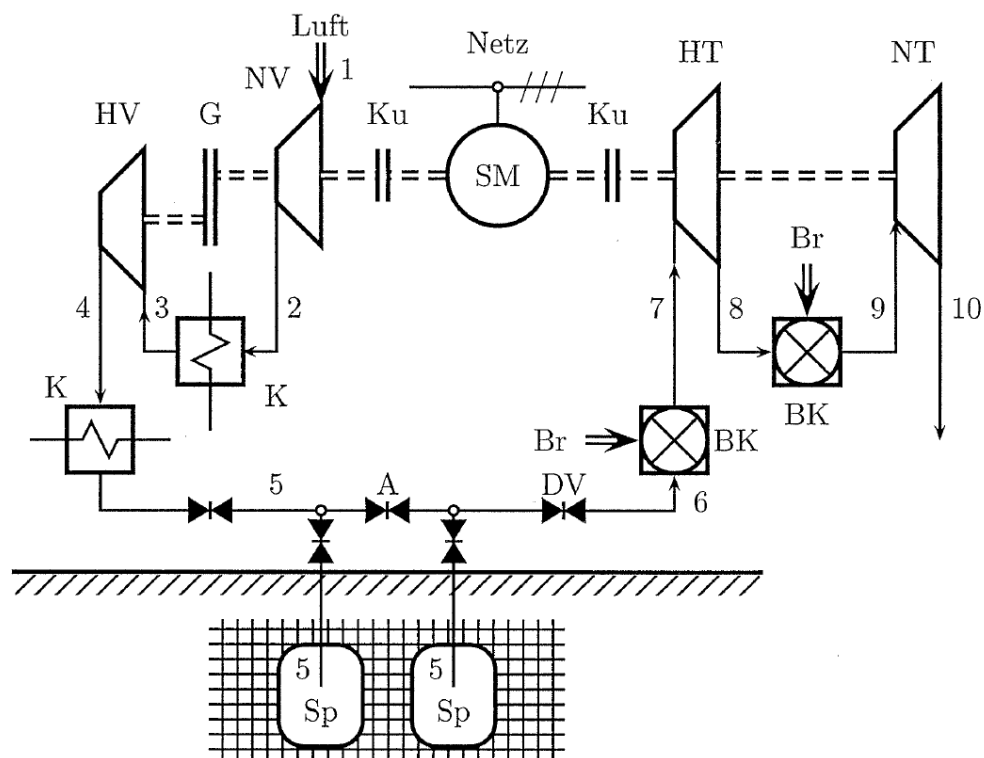


Abbildung 2-7: Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf (Rummich, 2009 S. 28)

mit:

A.....	Absperrorgan
BK.....	Brennkammer
Br.....	Brennstoff
DV.....	Drosselventil
G.....	Getriebe
HT.....	Hochdruckturbine
NT.....	Niederdruckturbine
HV.....	Hochdruckverdichter
NV.....	Niederdruckverdichter
K.....	Kühler
Ku.....	Kupplung
SM.....	Synchronmaschine
Sp.....	Druckluftspeicher

Dieses Kraftwerk hat eine Turbinenleistung von 290 MW. Der Ladeprozess dauert acht Stunden, der Entladeprozess zwei Stunden. Das Kraftwerk besitzt zwei Salzkavernen, in denen Druckluft gespeichert wird. Die Kavernen haben je ein Volumen von ungefähr 150.000 m³ und eine Tiefe von ungefähr 700 m, in denen die Drücke zwischen 50 und 70 bar herrschen (Crotogino, 2003 S. 6). Die Gasturbine ist schwarzstartfähig, was bedeutet, dass sie auch ohne Fremdenergie gestartet werden kann. Ihre volle Leistung erreicht sie in diesem Fall innerhalb von sechs Minuten. (Wilhelmshaven, 2012 S. S. 13)

2.2.5.2 Druckluftspeicherkraftwerk McIntosh

Das zweite auf der Welt bestehende diabate Druckluftspeicherkraftwerk wurde 1991 in Betrieb genommen. Die Anlage wurde in McIntosh, in Alabama in den Vereinigten Staaten, installiert. Das Kraftwerk stellt eine Leistung von 110 MW über 26 h zur Verfügung und besitzt eine Einzelkaverne mit dem Volumen von 538.000 m³. (Crotofino, 2003 S. 6) Seine volle Leistung kann dieses Kraftwerk innerhalb von 14 Minuten bereitstellen. (South, 2012) Während der Energiespeicherung in Form von komprimierter Luft herrschen die Drücke zwischen 45 und 76 bar. (Khammas, 2012) Ebenso verbraucht diese Anlage nur ein Drittel des Erdgases, das in konventionellen Gaskraftwerken verbraucht wird. (South, 2012)

Der Unterschied zum Kraftwerk Huntorf ist, dass die Kompressionswärme hier nicht vollständig verloren geht, weil in diesem Kraftwerk ein Rekuperator installiert wurde. Die Abwärme aus der Turbine wird über einen Wärmetauscher für die Vorwärmung der Luft ausgenutzt und dadurch erreicht man einen höheren Wirkungsgrad. (Meyer, 2007 S. 2) Die Installation dieser Anlagen dauerte ungefähr 30 Monate und kostete 65 Mio. US\$. (Naish, et al., 2008 S. 20)

2.2.6 Herausforderungen der diabaten und adiabaten Technologie

Wenn die diabate Druckluftspeicherkraftwerke realisiert würden, könnte man diese Technologie wirkungsgradmäßig mit Pumpspeicherkraftwerken vergleichen. Wie bei den Pumpspeicherkraftwerken, besteht auch hier das Problem der geografischen Beschränkung. Die Untersuchungen der geografischen Anforderungen sowie Auswahl der bestmöglichen Lage zum Ausbau dieses Typs der Energiespeicher erfolgen im Kapitel 4. Neben dieser Bedingung wird durch die konkurrierende Nutzung der Kavernen für die Erdgasspeicherung auch die Verfügbarkeit vermindert. (ETG, 2009 S. 51)

Wie erwähnt, ist die diabate Speichertechnik schon gut entwickelt und auf dem Markt verfügbar. Das Ziel ist aber den Wirkungsgrad zu erhöhen, und das könnte durch die Rekuperatoren, wie am Beispiel des Kraftwerkes McIntosh ersichtlich, erreicht werden. Eine weitere Möglichkeit ist die Optimierung der Turbinen auf höhere Temperaturen und Drücke (Fraunhofer-INT, 2009 S. 130). Noch höhere Wirkungsgrade kann man durch die diabate Technologie erreichen. An die Komponenten der adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken sind hohe Anforderungen gestellt. Diese sind im Kapitel 2.2.4.1 angegeben.

2.2.7 Wirtschaftlichkeit der Druckluftspeicherkraftwerke

Für beide Speicherarten, diabat und adiabat, sind die Installationskosten im Grunde genommen höher als die Kosten für einfache Gasturbinenkraftwerke. Die adiabaten Druckluftspeicherkraftwerke stellen komplexere Systemen mit höheren technischen Anforderungen als die diabaten Systeme dar, was gleichzeitig die höheren Investitionskosten mit sich bringt. Da hier die Abwärme aus dem Kompressor gespeichert und wiedergenutzt

wird, gibt es auch zusätzliche Kosten für den benötigten Wärmespeicher, die im Allgemeinen, abhängig von der Konfiguration des Wärmespeichers, die Kosten um 20–30% erhöhen. Weitere Kosten kommen für die Salzkaverne hinzu und hängen natürlich von der Größe der Kaverne und auch von der Art der Ausführung ab (siehe Kapitel 2.5). (ETG, 2009 S. 53)

Über die Wirtschaftlichkeit dieser Technologien wurden mehrere Analysen in diversen Studien durchgeführt. Die Ergebnisse der Analysen stammen aus fünf unterschiedlichen Quellen. In Tabelle 2-1 sind die Gesamtkosten des diabaten Speichersystems bezogen auf Speicherleistung und Arbeit dargestellt.

Tabelle 2-1: Vergleich der fünf Wirtschaftlichkeitsanalysen über Druckluftspeicherkraftwerken (Wietschl, et al., 2010 S. 565)

Leistungsspezifische Kosten [€/kW]		Arbeitspezifische Kosten [€/kWh]	
Quelle	Kostenhöhe	Quelle	Kostenhöhe
Wolf, 2009	630 - 900	Wolf, 2009	65–150
Chen, 2008	320 - 640	Chen, 2008	2–40
Gatzen, 2008	500 - 700	Gatzen, 2008	80–120
Gonzales, 2004	550 - 860	Gonzales, 2004	80–130
Sandia, 2003	550 - 760	Sandia, 2003	80–110

Wenn man den Durchschnitt der Werte aus diesen fünf Analysen bestimmt, bekommt man die durchschnittlichen leistungsspezifische Kosten in der Höhe von 510–770 €/kW (Tabelle 2-1) bzw. durchschnittliche arbeitspezifische Kosten in der Höhe von 60–110 €/kWh (Tabelle 2-1). (Wietschl, et al., 2010 S. 565)

Aus der gesamten Untersuchung der Druckluftspeicherkraftwerke in diesem Kapitel erkennt man, dass diese Technologie eine vielversprechende Alternative für die Energiezukunft ist. Unter betrachteten Druckluftspeichertechnologien zeichnet sich adiabate Technologie als ein optimales System aus. Das System, das kostenlose und immer verfügbare Luft, aber keine fossilen Energieträger verwendet und keine Verlustwärme erzeugt, würde den Wirkungsgrad stark herabsenken. Um dieses umweltfreundliche und effiziente System zur Verfügung zu haben, muss noch viel Zeit im Bereich Forschung und Entwicklung investiert werden.

2.3 Wasserstoffspeicher

Wasserstoff ist ein weitverbreitetes chemisches Element. Im Periodensystem der Elemente nimmt er, mit einem Elektron in der Hülle und einem Proton im Kern, den ersten Platz ein. Entsprechend dem Masseanteil von 0,88% in der Erdkruste liegt Wasserstoff auf dem neunten Platz unter anderen Elementen, während er bezogen auf die Konzentration seiner Atome gleich nach Sauerstoff und Silizium kommt und so den dritten Platz einnimmt. Wasserstoff kann in der Natur nicht in Reinform gefunden werden, sondern immer in chemischen Verbindungen mit Atomen anderer Elemente. Der Grund dafür ist vor allem,

dass Wasserstoffatome sehr energiereich sind und leicht mit anderen Elementen reagieren. Um sie aus den Wasserstoffverbindungen zu bekommen, ist ein entsprechender Energieaufwand erforderlich. (Felberbauer, et al., 2012 S. 47)

Wenn man in der Energietechnik den Begriff Wasserstoff verwendet, versteht man darunter ein Gas, dessen Moleküle aus zwei Wasserstoffatome bestehen und in Reaktion mit anderen Elementen Energie freisetzen. Charakteristisch für die Anwendung des Wasserstoffs im Energiebereich ist seine Rolle als Sekundärenergieträger, da er nur in Wasserstoffverbindungen vorhanden ist und bestimmte Umwandlungsschritte durchlaufen muss, bevor man ihn als Brennstoff nutzen kann. (Planet GbR, 2012)

Wasserstoff kann aus Erdgas oder Erdöl, aber auch – wenn man ihn als umweltfreundlichen Energieträger betrachtet – aus Wasser durch Einsatz erneuerbarer Energiequellen erzeugt werden. Wasserstoff kann sowohl in gasförmigen als auch in flüssigen Zustand unter unterschiedlichen physikalischen Bedingungen gespeichert und in Pipelines oder in Tanks transportiert werden. Der Rückverstromungsprozess erfolgt entweder in Gaskraftwerken oder in Brennstoffzellen. (dena, 2012)

2.3.1 Wasserstoff als Speichermedium für elektrische Energie

Wasserstoff wird vor allem als ein Medium zur Tage-, Wochen- oder Monatsspeicherung der Energie gesehen. Gegenüber anderen Brennstoffen zeichnet sich Wasserstoff durch eine besonders hohe gravimetrische¹⁵ Energiedichte von 119 MJ/kg oder 33,3 kWh/kg aus. (Planet GbR, 2012) Als leichtes Gas hat er aber keine besonders hohe volumetrische Energiedichte¹⁶ bei Umgebungstemperatur, und um einen möglichst hohen Wert zu erreichen, wird Wasserstoff entweder auf einen Druck von bis zu 800 bar komprimiert oder bei einer Temperatur von 20,15 K verflüssigt. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 66) In Abbildung 2-8 sind die Speicherdichte unterschiedlicher Brennstoffe dargestellt; diese werden mit der Speicherdichte des Wasserstoffs unter Normalbedingungen (15°C oder 288,15 K und 1 bar) sowie des flüssigen und unter 700 bar komprimierten Wasserstoffs verglichen. Die Angabe der Speicherdichte des flüssigen und verdichteten Wasserstoffs erfolgt ohne Berücksichtigung des Gewichts des Tanksystems, die volumetrische Energiedichte ist auf eine Temperatur von 15 °C bezogen.

¹⁵ Gravimetrische Energiedichte bezeichnet die massebezogene Energiedichte.

¹⁶ Bei Umgebungstemperatur beträgt die volumetrische Energiedichte von Wasserstoffs 3 kWh/m³, von Benzin 8.760 kWh/m³. (Felberbauer, et al., 2012 S. 47)

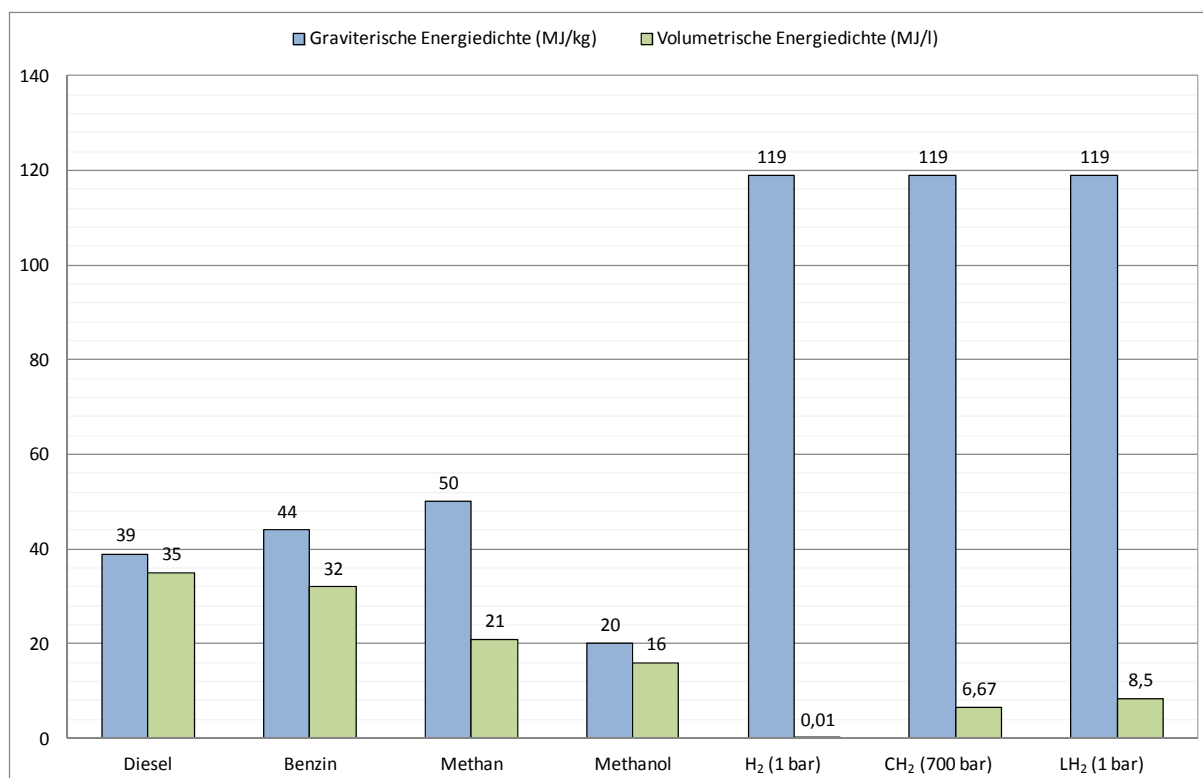


Abbildung 2-8: Vergleich der Speicherdichten unterschiedlicher Stoffen (Dagmar Oertel, 2008 S. 76,77)

mit: H₂ Wasserstoff
 CH₂ komprimierter Wasserstoff
 LH₂ Flüssigwasserstoff

Das große Potential des Wasserstoffs könnte in Zukunft für einen breiten Verwendungsbereich ausgenutzt werden, wie z.B. als Energiespeicher für das volatile erneuerbare Energieangebot, zum Heizen, als Kraftstoff für Pkw und Nutzfahrzeuge und noch vieles mehr. (dena, 2012)

2.3.1.1 Wasserstoffspeicherkraftwerk

Wenn ein System als Gesamtheit der Erzeugungs-, Speicher- und Rückverstromungsanlage betrachtet wird, könnte es mit dem Begriff Wasserstoffspeicherkraftwerk bezeichnet werden. Bis heute befinden sich solche Anlagen im Stadium der Forschung und Entwicklung (Weidner, et al., 2011 S. 63). Abbildung 2-9 demonstriert eine mögliche Ausführung des Wasserstoffspeichersystems mit den wesentlichen Komponenten: Elektrolyseur, Kompressor, Speicher und Rückverstromungsanlage (in diesem Beispiel Gas- und Dampfturbinenkraftwerk).

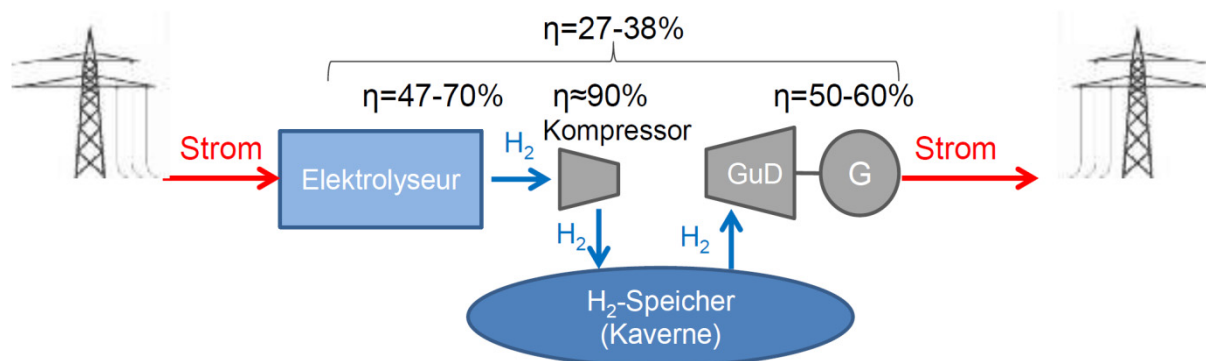


Abbildung 2-9: Gesamtsystem eines Wasserstoffspeichers (Felberbauer, et al., 2012 S. 53)

In der Abbildung ist zu sehen, dass der Gesamtwirkungsgrad relativ gering ist und zwischen 27 und 38% pro Zyklus liegt. Bei solchen Wasserstoffspeichersystemen wird Wasserstoff unter hohem Druck, meist zwischen 160 und 180 bar, gespeichert, um eine höhere volumetrische Energiedichte zu erreichen. (Felberbauer, et al., 2012 S. 52-53)

Wenn Wasserstoff statt im GuD-Kraftwerk in einer Brennstoffzelle rückverstromt wird, gibt es zwischen Erzeugung und Rückverstromung prinzipiell keine Unterschiede, man unterscheidet nur den Stromfluss. Abhängig von der Stromrichtung wird entweder elektrische Energie für die Erzeugung des Wasserstoffs (Elektrolyse) oder Wasserstoff für die Erzeugung der elektrischen Energie (Brennstoffzelle) verwendet. In Abbildung 2-10 ist das Funktionsprinzip eines Wasserelektrolyseurs und einer Brennstoffzelle dargestellt, während die ausführliche Beschreibung der beiden Prinzipien in Kapitel 2.3.2.2 und Kapitel 2.3.4 erfolgt.

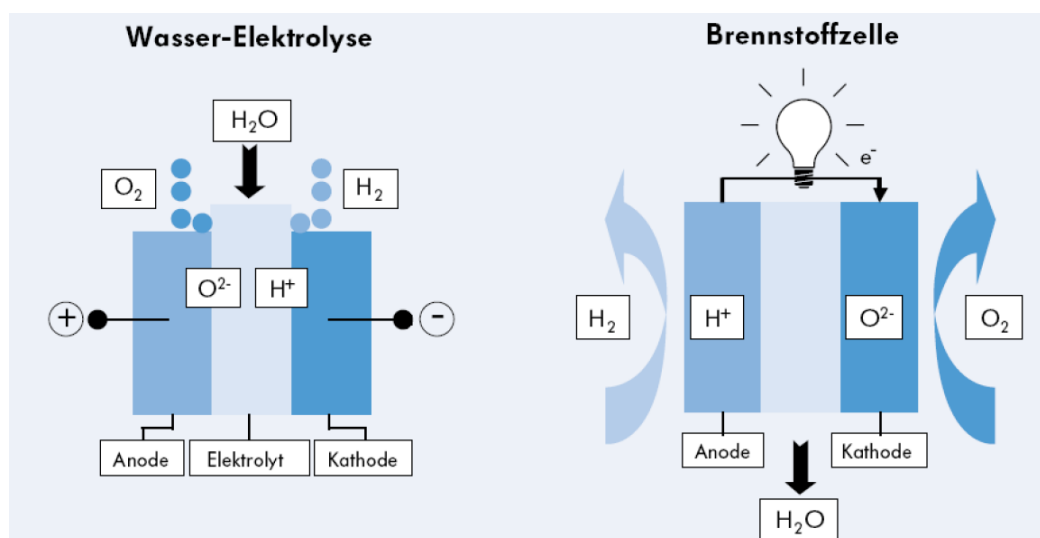


Abbildung 2-10: Funktionsprinzip von Wasserelektrolyseur und Brennstoffzelle (Fraunhofer-INT, 2009 S. 61)

Der gesamte elektrische Wirkungsgrad bei der Verwendung der Brennstoffzelle als Rückverstromungsanlage ist aber sehr gering und beträgt nur ungefähr 20%. Im Wesentlichen gibt es mehrere unterschiedliche Elektrolyseur- und Brennstoffzelleausführungen, deren Reifegrad auch den Wirkungsgrad bestimmt. (Foote, et al., 2008 S. 2)

Abbildung 2-11 zeigt deutlich, durch welche Umwandlungsschritte die Verluste entstehen. Es ist der schon erwähnte niedrige Wirkungsgrad des gesamten Prozesses ersichtlich.

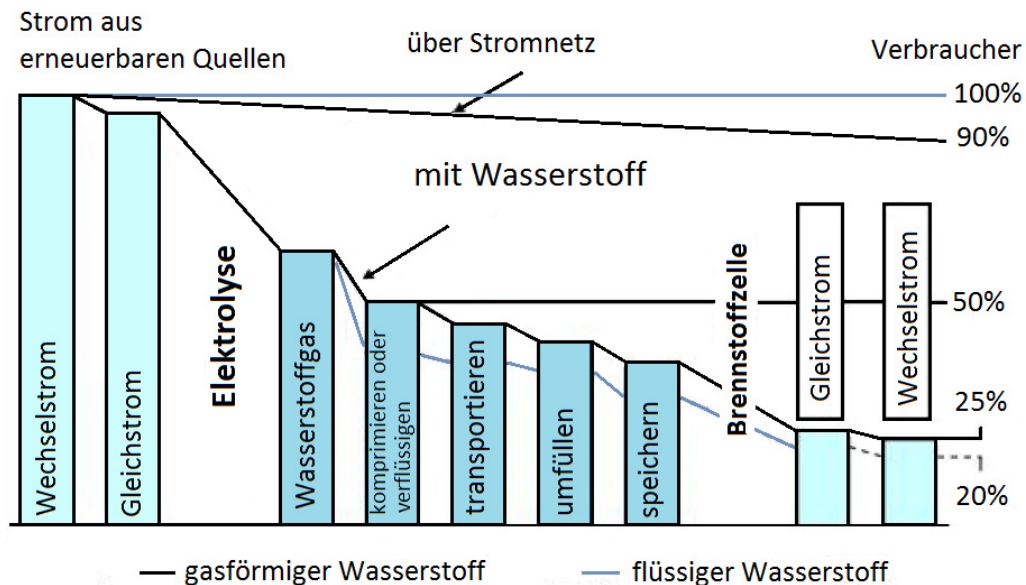


Abbildung 2-11: Energieverluste bei der Nutzung von Wasserstoff als Zwischenspeicher (Fraunhofer-INT, 2009 S. 64)

Neben dem niedrigen Wirkungsgrad gibt es noch einige Nachteile dieser Technologie, wie z.B. folgende: (Rummich, 2009 S. 39)

- Gefahr einer Bildung von Knallgas von Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2)
- Wasserstoff diffundiert durch Spalten und Risse, und die Rohrleitungen müssen entsprechend hohe Dichtheit haben, um diesen Effekt zu verhindern
- Durch den Kontakt mit Wasserstoff kommt es bei einigen Metallen zum Verspröden
- Hoher Energieaufwand für die Wasserstoffherstellung, was nicht so große Bedeutung hätte, wenn der Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wäre

Neben diesen Nachteilen, gibt es die wesentlichen Vorteile dieser Technologie, die bewirken, dass ihre Entwicklung gefördert wird. Unter anderem sind das folgende: (Rummich, 2009 S. 40)

- Große Speicherkapazitäten
- Umformung in alle andere Energiearten
- Transportmöglichkeit in allen Aggregatzuständen
- Gute Speicherbarkeit
- Möglichkeit der Erzeugung aus erneuerbarer Energien
- Umweltfreundlichkeit und noch vieles mehr

Die relevanten Komponenten dieses System sind eigentlich gut bekannt, aber für den großtechnischen Einsatz muss man in mehreren Bereichen Verbesserungen erzielen. Elektrolyseure werden in der chemischen Industrie schon sehr oft verwendet, man muss aber eine Erhöhung der Lebensdauer und der Effizienz und dabei auch niedrigere Kosten erreichen. Die heute auf dem Markt verfügbaren Turbinen für Erdgas sind nicht für die reine Wasserstoffverstromung ausgelegt und erfordern entweder eine Beimischung des Erdgases von ungefähr 20-vol% oder entsprechende Umrüstungsmaßnahmen. (ETG, 2009 S. 56) Neben den technischen Anforderungen ist es für die Wasserstofftechnologie äußerst wichtig, möglichst geringe Investitionskosten zu erzielen und auf diese Weise einen besseren Markteinsatz zu ermöglichen. (Felberbauer, et al., 2012 S. 53)

Wasserstoff bietet nicht nur die Möglichkeit für die Stromspeicherung und -erzeugung, sondern auch für die Nutzung im Transportsektor. Die Problematik der hohen Treibhausgasemissionen, die durch Verkehr verursacht werden, setzt ein klares Ziel; den Wasserstoff in der Automobilindustrie so bald wie möglich als Kraftstoff einzusetzen. In den Vereinigten Staaten gibt es schon die Idee, bis zum Jahr 2015 die breite Markteinführung von wasserstoffbetriebenen Kraftfahrzeugen zu sichern, und deswegen ist dort in einigen Bundesstaaten eine definierte steigende Anzahl solcher Fahrzeuge gesetzlich vorgeschrieben, wodurch die Entwicklung in diesem Bereich gefördert wird. (ETG, 2009 S. 54-58)

2.3.2 Wasserstofferzeugung

Wasserstoff wird derzeit meist durch Erdgasreformierung in der Petrochemie erzeugt, wobei als Nebenprodukt Kohlenstoff fällt. Diese Erzeugungsmethode stellt aber keine ökologisch sinnvolle Lösung dar und erfüllt daher die heutigen Neigungen einer erneuerbaren Erzeugung nicht. Deswegen geht man eher auf die Erzeugung aus Wasser unter Verwendung von Energie aus erneuerbaren Quellen über.

2.3.2.1 Photolyse

Photolyse wäre aus Sicht des Umweltschutzes ein ideales Verfahren, in dem die grünen Pflanzen bzw. die chlorophyllhaltige Pflanzen, die Photosynthese betreiben, durch Sonnenlicht das Wasser in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) spalten könnten. Ein Teil des erzeugten Wasserstoffs könnte für energetische Zwecke, der restliche Teil könnte in Verbindung mit Kohlendioxid für die Erzeugung des Pflanzensubstrats genutzt werden; Sauerstoff würde an die Umgebung freigesetzt. Bisher wurden einige Untersuchungen bezogen auf die Photolyse durchgeführt, entsprechend denen die Wirkungsgrade von nur einigen Prozenten erreicht werden können. (Rummich, 2009 S. 41)

2.3.2.2 Elektrolyseverfahren

Bei der elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff wird Wasser (H_2O) durch Zuführung von elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) gespalten (siehe Abbildung 2-10): (Rummich, 2009 S. 40)



Aus wirtschaftlichen Gründen ist es empfohlen, die beiden Produkte der Elektrolyse gleich am Ort der Herstellung zu speichern. (Dagmar Oertel, 2008 S. 76-77)

Die Bestimmung des Wirkungsgrads eines Elektrolyseverfahrens kann auf zwei unterschiedliche Weise erfolgen, entweder bezogen auf den Heizwert¹⁷ oder auf den Brennwert¹⁸. Wenn der erzeugte Wasserstoff energetisch verwertet wird, ermittelt man den Wirkungsgrad bezogen auf den Heizwert. Weiter muss auch der Gesamtwirkungsgrad bezogen auf den Heizwert bestimmt werden. Wenn Wasserstoff chemisch verwertet wird, berechnet man den Wirkungsgrad bezogen auf den Brennwert. Der auf den Brennwert bezogene Wirkungsgrad sagt aus, wie effizient ein Elektrolyseur als technisches Gerät funktioniert. (Smolinka, et al., 2011 S. 8) Obwohl die Elektrolyse ein Standardverfahren zur Wasserstoffherzeugung ist, entstehen hier Wärmeverluste in der Höhe von 35%. (Planet GbR, 2012)

Wenn man die Erzeugung des Wasserstoffs aus volatilen erneuerbaren Quellen betrachtet, muss die Wasserstoffherzeugung aufgrund der Volatilität erneuerbarer Quellen oft unterbrochen werden. Deswegen muss man darauf achten, ob der Elektrolyseur jedes Mal abgeschaltet wird oder ob er im Stand-by-Betrieb bleibt. Man sollte aber die Anzahl der Abschaltungen möglichst reduzieren, da durch die resultierende Abkühlung des Systems und damit verbundenen thermischen Zyklen die Lebensdauer verringert wird. Im Stand-by-Betrieb zirkuliert der Elektrolyt ständig, sodass man eine Unterschreitung der kritischen Temperatur vermeidet. In diesem Fall würde die Energie über einen längeren Zeitraum verbraucht, was größeren Energiebedarf impliziert, obwohl der Energieverbrauch im Stand-by-Betrieb geringer als im Normalzustand ist. Weitere Kriterien zur Bewertung eines Elektrolyseurs sind: Teillastverhalten, das besagt, wie viel Wasserstoff im Verhältnis zur maximalen erzeugbaren Menge hergestellt und mit welchem Wirkungsgrad ein Elektrolyseur gefahren wird; die Dynamik, die beschreibt, wie schnell ein Elektrolyseur die verfügbare Leistung aufnehmen kann; Lebensdauer, Verfügbarkeit usw. (Smolinka, et al., 2011 S. 9-12)

Die alkalische Elektrolyse mit einem flüssigen basischen Elektrolyt und die Membranelektrolyse mit einem sauren Festelektrolyt stellen Standardverfahren dar. Bei den beiden Verfahren unterscheidet man zwischen den Elektrolyseuren, die bei atmosphärischem Druck und bei erhöhtem Druck arbeiten. Druckelektrolyseure stellen deutlich kleinere Anlagen dar, da Wasserstoff unter hohem Druck gespeichert wird, was gleichzeitig auf ein kleineres Volumen hinweist. Diese Elektrolyseure können direkt an industrielle Anlagen, die bei

¹⁷ Heizwert (auch unterer Heizwert) ist maximal nutzbare Wärme bei der Verbrennung eines Brennstoffes, ohne dass es zur Kondensation des Wasserdampfes in den Abgasen kommt.

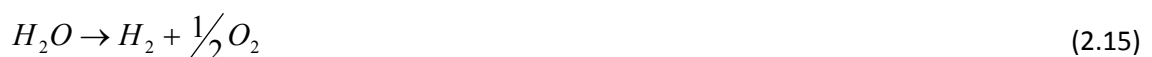
¹⁸ Brennwert (auch oberer Heizwert) ist in einem Stoff enthaltene Wärmeenergie.

hohem Druck arbeiten, angeschlossen werden. Nachteilig sind die hohen Investitionskosten und der hohe Wartungs- und sicherheitstechnische Aufwand. Andererseits sind atmosphärische Elektrolyseure Stand der Technik und haben geringere Investitionskosten als Druckelektrolyseure. (Hartmann, et al., 2012 S. 27)

Eine genauere Beschreibung der beiden Verfahren erfolgt in nachstehenden Kapiteln.

2.3.2.2.1 Alkalische Wasserelektrolyse

Alkalische¹⁹ Wasserelektrolyseure sind der aktuelle Stand der Technik. Bei diesem Verfahren erfolgt die Erzeugung des Wasserstoffs aus destilliertem Wasser. Für die Destillation des Wassers ist eine Wärmezufuhr notwendig, wobei die Verwendung erneuerbarer Wärme angestrebt wird. (Rummich, 2009 S. 41) Für diese Art der Elektrolyse verwendet man alkalische und wässrige Elektrolyte, am häufigsten die wässrige Kalilauge, die das Wasser leitfähig macht. Die Elektroden sind durch ein mikroporöses Diaphragma²⁰ getrennt. Als Katalysator²¹ verwendet man hier die sogenannten Raney-Nickel-Legierungen, die auf eine Kathode (meist von Eisen oder Nickel) aufgebracht werden. Dieser Effekt definiert den Begriff „die katalytische Aktivierung der Kathoden“. Solche Nickel-Kathoden sichern eine Langzeitstabilität (für über 50.000 Betriebsstunden). (Fraunhofer-INT, 2009 S. 61) Das Wasser wird an die Kathodenseite geführt und dort in Wasserstoff (H_2) und OH^- -Ionen aufgespalten (Gleichung 2.13). Diese Ionen durchqueren das Diaphragma und werden an der Anodenseite zu Wasser und Sauerstoff gespalten (Gleichung 2.14). (Hartmann, et al., 2012 S. 27) Die Temperaturen, die für diesen Prozess benötigt werden, liegen im Bereich von 40 bis 90°C. (Smolinka, et al., 2011 S. 7) Die Reaktionen erfolgen entsprechend folgenden Gleichungen, wobei die Gleichung 2.15 die Summenreaktion darstellt.



Den Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs bestimmt man, wie schon erwähnt, durch den Vergleich des Energieverbrauchs für die Herstellung eines Normkubikmeters²² von Wasserstoff mit seinem entweder Heiz- oder Brennwert. Der Wirkungsgrad ist natürlich von der Größe der Anlage, da die größeren Anlagen effizienter sind, aber auch von der Art des Elektrolyseurs abhängig. Nach Quellenangaben (Hartmann, et al., 2012) beträgt der spezifische Energieverbrauch eines alkalischen Elektrolyseurs 4,1-4,5 kWh/m³, und bezogen

¹⁹ Alkalisch = basisch bzw. die Lösung, die mehr negative OH^- -Ionen als positiven H^+ -Ionen enthält.

²⁰ Diaphragma = Membran

²¹ Ein Katalysator ist ein Stoff, den man verwendet, um die Geschwindigkeit der chemischen Reaktion zu erhöhen.

²² 1 Nm³ (Normkubikmeter) stellt ein Volumen von 1 m³ bei einem Druck von 1,01325 bar bei einer Luftfeuchtigkeit von 0% (trockenes Gas) und einer Temperatur von 0°C (DIN 1343), bzw. 15°C (ISO 2533) dar.

auf den Heizwert beträgt der Wirkungsgrad 73%. Die Druckelektrolyseure brauchen mehr Energie, um die Luft zu komprimieren, was gleichzeitig den Verbrauch auf 4,5-5,0 kWh/m³ erhöht. Aus diesem Grund haben die Druckelektrolyseure einen geringeren Wirkungsgrad von ungefähr 67%, bezogen auf den Heizwert. (Hartmann, et al., 2012 S. 28) Die höheren Wirkungsgrade wären durch neue Entwicklungen im Bereich der Elektroden und Diaphragmen möglich. Im Bereich der Elektroden ist es schon gelungen, durch katalytische Aktivierung der Elektroden die Überspannungsverluste²³ deutlich zu verringern. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 61)

Nur bei den alkalischen Elektrolyseuren kommt es zu Teillastproblematik, die sich durch die Gasverunreinigungen, besonders im unteren Teillastbereich, manifestiert. Der Grund dafür ist, dass im Teillastbereich die Menge der Fremdgase, die in Laugenströmen²⁴ gelöst sind, im Vergleich zur Menge der produzierten Gase steigt. Wenn die Menge der Fremdgase zu groß wird bzw. den kritischen Bereich erreicht, kommt es aus Sicherheitsgründen zur Abschaltung der Anlage. Der Effekt der Vergrößerung der Menge von Fremdgasen ist besonders bei Druckelektrolyseuren stark ausgeprägt, bei denen es im Teillastbetrieb aufgrund des steigenden Drucks zur verstärkten Diffusion der Produktgase und neuerlichen Wassererzeugung kommt. Im Grunde sind die alkalischen Elektrolyseure bis auf 20–40 % der Nennleistung im Teillastbereich begrenzt, aber entweder durch die Regelung des Laugenstroms oder durch die komplette Trennung der beiden Laugenströme kann der Effekt der steigenden Menge der Fremdgase verringert und auf diese Weise der untere Teillastbereich sogar auf fünf Prozent gesenkt werden. Die Entwicklung im Materialbereich und die Verringerung der Gasdiffusionskoeffizienten der Membranen könnten eine mögliche Verbesserung auf diesem Gebiet erzielen. (Smolinka, et al., 2011 S. 12)

Die heute auf dem Markt verfügbaren Elektrolysesysteme liegen in einem Leistungsbereich zwischen 5 kW bis 3,4 MW, wodurch zwischen 1 und 760 m³/h des Wasserstoffs erzeugt werden kann. Wenn man eine höhere Leistung erreichen möchte, werden mehrere solche Anlagen parallel zueinander geschaltet. So hat bis heute das größte Elektrolysesystem, das sich in Ägypten am Assuan-Staudamm befindet, eine Leistung von 156 MW. (Hartmann, et al., 2012 S. 28)

2.3.2.2.2 Membranelektrolyse

Bei der Membranelektrolyse werden als Elektrolyt statt der Kalilauge die hydratisierten Wasserstoffionen verwendet. Deswegen sind hier auch die deutlich höheren Anforderungen an die Materialeigenschaften gestellt: Beide Elektroden benötigen Edelmetallkatalysatoren, um möglichst geringe Überspannungen zu sichern. Die Elektroden werden durch eine feste Membran getrennt, und daher ist keine externe Separation von Flüssigelektrolyt und den Endstoffen Wasserstoff und Sauerstoff nötig. Das macht dieses Verfahren einfacher als

²³ Überspannung stellt die Spannung, die durch die Aktivierungsenergie der Ionenreaktion an der Elektrodenoberfläche entsteht, dar. (ChemgaPedia, 2013)

²⁴ Lauge bezeichnet eine alkalische Lösung.

alkalische Elektrolyseverfahren. Heute gibt es nur kleine Anlagen dieser Art, und sie erreichen einen Wirkungsgrad von 47 bis 53%. (Dagmar Oertel, 2008 S. 71) Das Verfahren erfolgt im Temperaturbereich zwischen 20 und 100°C. (Smolinka, et al., 2011 S. 7)

Durch die Membran werden Wasserstoff und Sauerstoff abgetrennt. An der Anodenseite bilden sich Sauerstoff und Wasserstoffprotonen, entsprechend folgender Gleichung:



Die Membran lässt die Protonen durch, die zur Kathode kommen und mit Elektronen Wasserstoff bilden.



Wenn man die Gesamtreaktion betrachtet, bekommt man dann die Gleichung:



Im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse hat die Membranelektrolyse einen größeren Teillastbereich, da man die kritische Grenze der Konzentration von Fremdgasen sogar bei minimaler Teillast nicht erreicht. Der Wert der minimalen Last für die Membranelektrolyse beträgt fünf Prozent. Bei der Membranelektrolyse ist die thermische Kapazität geringer, was eine schnellere Anpassung an die Leistungsänderungsgeschwindigkeit zur Folge hat, und schon in der Anfangsphase wird die Betriebstemperatur schneller erzielt. Wenn man die Kapazität und die für die Installation des Elektrolyseurs benötigte Fläche miteinander vergleicht, sind Membranelektrolyseure deutlich kleiner als alkalische Elektrolyseure. (Smolinka, et al., 2011 S. 14)

2.3.2.2.3 Regenerative Brennstoffzelle

Die regenerative Brennstoffzelle stellt eine Weiterentwicklungsmöglichkeit von alkalischen und Membranelektrolyseuren dar. Hier wird das Prinzip einer wiederaufladbaren Batterie verwendet: Im Elektrolyseurbetrieb wird Wasserstoff und im Brennstoffzellenbetrieb wird aus Wasserstoff elektrischer Strom erzeugt. (Dagmar Oertel, 2008 S. 72)

Bei diesem Prinzip ist die gespeicherte Energiemenge von der Leistung des Energiewandlers unabhängig bzw. man kann im Elektrolysebetrieb beliebig viel Wasserstoff produzieren, und der Energiegehalt hängt nur von der Größe des Tanksystems ab. Bei den wiederaufladbaren chemischen Batterien ist diese Eigenschaft nicht vorhanden, da bei diesen die Energie direkt in den Elektroden gespeichert wird und die Leistung des Systems durch die Größe der Elektroden bestimmt ist. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 62)

2.3.2.2.4 Hochtemperaturelektrolyse

Kern des Prozesses der Hochtemperaturelektrolyse ist die Verwendung von Wasserdampf statt Wasser zur Erzeugung von Wasserstoff. Dabei ist der Energieaufwand für die Spaltung von Wasserdampf geringer als für die Wasserspaltung. Es muss aber die thermische Energie für die Wasserverdampfung zugefügt werden. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 62) Die wesentlichen Elemente dieser Elektrolysezelle sind ebenfalls Anode, Kathode und Membran. Die Membran ist ein Festelektrolyt, meist eine Legierung aus Zirkonium- und Yttriumoxid. (Rummich, 2009 S. 42) Diese lässt die Sauerstoffionen durch, die bei dieser Elektrolyseart die Ladungsträger sind. Die Elektrolyse erfolgt bei einer Betriebstemperatur von 650–1.000°C. Dieses Elektrolyseverfahren befindet sich aber noch in der Entwicklungsphase. (Smolinka, et al., 2011 S. 16)

Eine elektrolytische Zelle besteht aus zwei Halbzellen, in denen sich die Halbzellenreaktionen abwickeln. Die Halbzellen bestehen jeweils aus Elektrolyt und Elektrode. Durch die folgenden Gleichungen sind die Halbzellenreaktionen der Hochtemperaturelektrolyse zu sehen. Die Gleichung 2.19 stellt die Kathodenreaktion dar, und die Gleichung 2.20 die Anodenreaktion. Die beiden Halbzellenreaktionen zeigen gemeinsam die chemische Reaktion der Elektrolyse.



2.3.2.3 Thermochemische Wasserspaltung

Eine weitere Möglichkeit, Wasserstoff zu erzeugen, ist die thermochemische Wasserspaltung. Bei der thermochemischen Wasserspaltung werden Metalloxide, Eisen(II,III)-Oxid Fe_3O_4 und Zinkoxid ZnO durch Wärmezufuhr auf eine Temperatur von ungefähr 2.000°C gebracht und in dafür geeigneten Reaktoren auf Metall und Sauerstoff gespalten. Eine dieser Möglichkeiten ist in Abbildung 2-12 dargestellt.

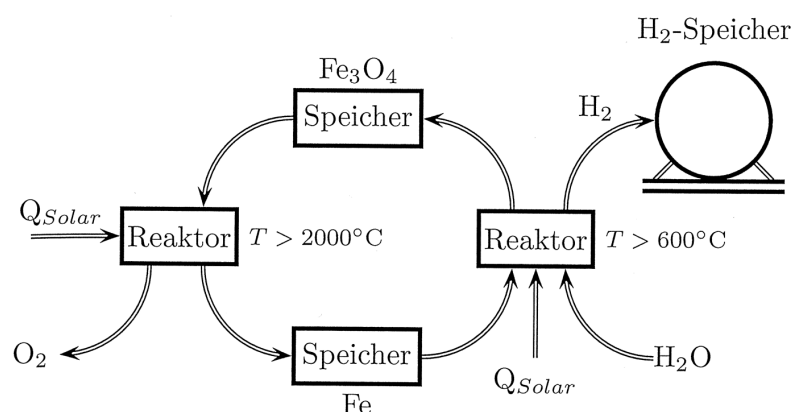
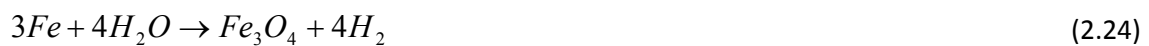


Abbildung 2-12: Thermochemische Wasserspaltung (Rummich, 2009 S. 43)

Die chemische Reaktion der Spaltung der Metalloxide auf elementare Metalle und Sauerstoff ist in der folgenden Gleichung dargestellt.



Man sieht, dass in beiden Reaktionen Sauerstoff freigesetzt wird, der dann weiterverwendet werden kann. Die reinen Metalle Zn und Fe können bei Umgebungstemperatur gespeichert werden und im weiteren Vorgang bei Temperaturen oberhalb von 900°C, bzw. 600°C wieder zur Wasserspaltung genutzt werden. In den folgenden Formeln ist die Oxidation der Metalle dargestellt. (Rummich, 2009 S. 43-44)



Die Metalle reagieren mit Wasser und bilden Metalloxide, der Wasserstoff verbleibt und wird an den Wasserstoffspeicher abgegeben. Der Prozess läuft weiter auf gleiche Weise ab.

2.3.2.4 Wasserstoff aus Biomasse

Die Erzeugung des Wasserstoffs aus Biomasse ist eine gewünschte Methode der Erzeugung und kann auf unterschiedliche Weise erfolgen, in Biogasreaktoren oder durch Wirbelschicht-Vergasung.

2.3.2.4.1 Biogasreaktoren

In Biogasreaktoren wird entweder feste oder flüssige Biomasse mittels dazu geeigneter methanbildender Bakterien der anaeroben Fermentation²⁵, d.h. ohne Sauerstoffzutritt, ausgesetzt. Der Prozess dauert einige Tage bis Wochen und läuft unter Temperaturen von 35°C bis 40°C ab, wofür im Winter eine Zusatzheizung erforderlich ist. Als Endprodukt entsteht Biogas, das 50–70 % aus Methan (CH₄) besteht. Den Rest bilden CO₂ und unterschiedliche andere gasförmige Verunreinigungen. Methan kann weiter für die Wasserstoffherzeugung verwendet werden. (Rummich, 2009 S. 43-44)

2.3.2.4.2 Wirbelschicht-Vergasung

Eine andere Möglichkeit der Wasserstoffherzeugung aus Biomasse ist durch Erhitzung der Biomasse und Zugabe von Vergasungsmittel, meist Sauerstoff oder Wasserdampf, in einer Wirbelschicht-Vergasungsanlage. In diesem Prozess wird zuerst die Biomasse zerkleinert und

²⁵ Fermentation ist die biochemische Umwandlung von Stoffen, bzw. ein Gärungsprozess unter Ausschluss von Luft.

auf Temperaturen von 800 bis 1.000 °C verbrannt. Bei diesen Temperaturen wird ein Vergasungsmittel zugefügt, um das Biogas zu erzeugen. Wenn das Biogas erzeugt wird, erfolgt die Reinigung des entstandenen Gases, das auch Wasserstoff und Kohlendioxid enthält. Die Trennung von Wasserstoff und Kohlendioxid, um reinen Wasserstoff zu bekommen, erfolgt entweder durch Hochdruck- oder Hochtemperaturabsorption. Bei Hochdruckabsorption strömt das Gasgemisch unter Drücken zwischen 20 und 50 bar durch einen Reaktor, in dem sich geeignete Keramikugeln befinden, die CO₂ absorbieren und Wasserstoff aus dem Gasgemisch freisetzen. Um Wasserstoff aus dem Reaktor zu entnehmen, muss zuerst der Druck gesenkt werden. Die zweite Methode zur Trennung von Wasserstoff und Kohlendioxid, Hochtemperaturabsorption, erfolgt durch die Zugabe von Kalziumoxid (CaO), dem Gasgemisch von Kohlendioxid und Wasserstoff. Kalziumoxid reagiert mit dem Kohlendioxid, wie folgt:



Als Produkt entsteht Kalziumkarbonat (CaCO₃) bei Temperaturen von 600 bis 650°C während der Wasserstoff verbleibt. Um die für den Prozess benötigten Temperaturen zu erreichen, wird die Wärmeenergie durch eine Fremdquelle hinzugefügt. Die Reaktion des Kalziumkarbonats mit Kohlenstoffdioxid wird in folgender Formel dargestellt. (Rummich, 2009 S. 44-45)

2.3.3 Speicherung

Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung gibt es viele. Wasserstoff kann oberirdisch als Flüssigwasserstoff, in Gasflaschen unter Druck von ungefähr 700 bar, in Metallhydriden und Eisenschwämmen, in Glas-Mikrokugeln, Kohlenstoff-Nanoröhren oder im Fulleren-Speicher gespeichert werden. Die unterirdische Speicherung erfolgt in unterirdischen Gasflaschen oder in Kavernen. Da die Kavernen die Möglichkeit zur Speicherung unterschiedlicher Energieträger bieten, werden sie in einem eigenen Kapitel beschrieben (siehe Kapitel 2.5). Eine Alternative ist auch die Speicherung im Erdgasnetz, wo die Menge des Wasserstoffs auf wenige Prozente begrenzt ist. Diese Speichermöglichkeit wird im Kapitel 2.4 detailliert beschrieben.

Neben dem breiten Spektrum der Speichermöglichkeiten ist ebenso die Ausführung der Wasserstoffspeicher in beliebigen Größen bzw. mit beliebigen Speichervermögen möglich. Wegen des großen Speicherpotenzials bieten sich die Möglichkeiten der langfristigen als auch kurzfristigen Speicherkonzepte an. (Planet GbR, 2012) Die Leistungsänderungsgeschwindigkeit der Elektrolyseure ist ungefähr 20% der Leistung in einer Minute. Die Aktivierungszeit ist größer als 30 s, was bedeutet, dass diese Technik nicht zur Primärregelung verwendet werden kann. Deswegen hat sie die Rolle des Sekundär- und Tertiärreglers, da die Aktivierungszeit kürzer als fünf bzw. 15 Minuten ist. (Hartmann, et al., 2012 S. 33)

2.3.3.1 Flüssigwasserstoffspeicher

Um möglichst viel Energie in einem möglichst geringen Volumen zu speichern, wird gasförmiger Wasserstoff bei einer Temperatur von -253°C verflüssigt.²⁶ Das Erreichen von dieser Temperatur stellt eine große Herausforderung dar, und der dafür benötigte Energieaufwand entspricht ungefähr 25% der im Wasserstoff enthaltenen Energie. Weiter muss auch für die Erhaltung des flüssigen Zustands bzw. der niedrigen Temperaturen eine bestimmte Menge der Energie investiert werden. Daher kann diese Technologie als nicht besonders effizient betrachtet werden. (Felberbauer, et al., 2012 S. 49)

Eine weitere Herausforderung ist es, einen Speicherbehälter für den flüssigen Wasserstoff zu konstruieren. Größere Speicher sind als wärmeisolierte, doppelwandige Tanks, bei denen die Isolation, meist aus Perlit²⁷, zwischen Innen- und Außenwand eingebracht wird. Kleinere Speicher, beispielweise für mobile Anwendungen, haben meist eine Superisolation aus einer Großzahl schlecht leitenden und sehr gut reflektierenden Folien. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 149, 150) Wenn es zur unzulässigen Erwärmung des Speichers kommt, wird ein bestimmter Teil des Wasserstoffs verdampft, was im Speicher einen Überdruck verursacht. Um diesen Überdruck abzuführen, wird der maximale Druck im Speicher begrenzt, am häufigsten auf 5 bar. Es dauert ungefähr 3–5 Tage, bis die Menge des Wasserstoffs, die die Öffnung der Ventile bedingt, verdampft. Diese Dauer ist Haltezeit genannt. (Felberbauer, et al., 2012 S. 50) Die Verluste, die durch Erwärmung des Wasserstoffs entstehen, können über ein spezielles Rückkühlsystem, das in der Isolationsschicht eingebracht wird, beispielweise für die Kühlung der Luft um den Speicher ausgenutzt und so minimiert werden. Diese bei der Temperatur von ungefähr -191°C verflüssigte Luft wirkt isolierend und verzögert die Verdampfung des Wasserstoffs aus dem Speicher. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 155)

Im industriellen Maßstab wird ein Verfahren verwendet, bei dem Wasserstoff in Wärmetauschern stufenweise gekühlt wird. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 155)

Bekannt ist das Verfahren des Unternehmens „Linde“ zur Verflüssigung des Wasserstoffs; der Vorgang ist in Abbildung 2-13 dargestellt. Der gasförmige Wasserstoff wird zuerst in einem Verdichter (V) komprimiert, danach in mehreren Stufen in entsprechenden Wärmetauschern gekühlt. Die Kühlung in Wärmetauschern erfolgt durch flüssigen Stickstoff (LN_2) bei einer Temperatur von 77 K, danach bei 65 K und ebenso durch den rückströmenden gasförmigen Wasserstoff, der im Prozess nicht verflüssigt wurde. Gasförmiger Wasserstoff, der durch mehrere Stufen gekühlt wurde, expandiert nach einem Drosselventil (DV) und kühlt sich bis zu seiner kritischen Temperatur von ungefähr 20 K ab; danach geht er in flüssigen Zustand über. Der nicht verflüssigte Wasserstoff bleibt im Kreislauf und strömt zum Verdichter zurück. So gekühlter gasförmiger Wasserstoff dient zur Kühlung des verdichteten Gases. Bei längerer Speicherdauer müssen die Kryospeicher gekühlt werden, da die Wärme von außen über die Oberfläche nach innen drängt. Daher ist das Ziel, eine möglichst kleine

²⁶ Siedetemperatur des Wasserstoffs beträgt -253°C . Die Verdampfung von einem Liter flüssigen Wasserstoffs ergibt $0,79 \text{ Nm}^3$ des gasförmigen Wasserstoffs.

²⁷ Perlit ist ein vulkanisches Glas und gehört im Grunde genommen den Gesteinen.

Oberfläche zu haben – was man durch z.B. kugel- oder zylinderförmige Ausführungen erreicht –, aber auch eine möglichst gute Wärmedämmung des Systems zu ermöglichen. (Rummich, 2009 S. 50 - 51)

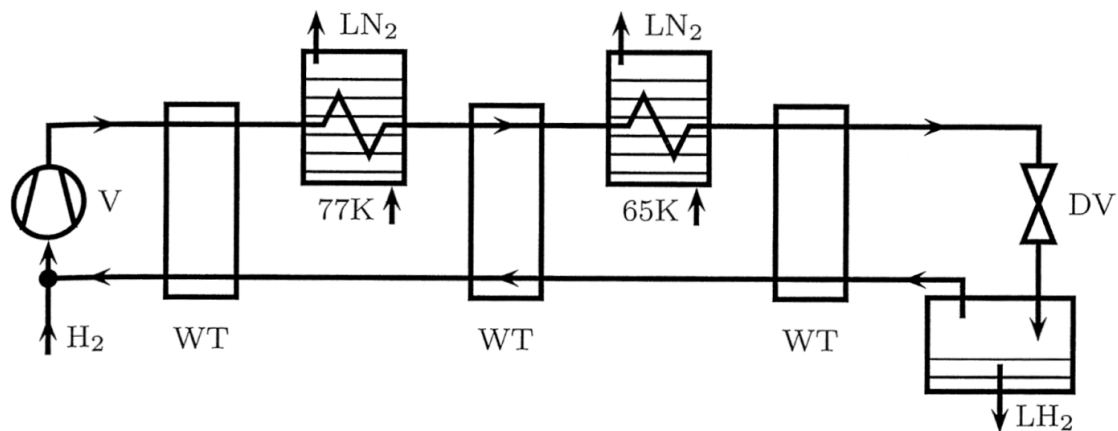


Abbildung 2-13: Verflüssigungsverfahren des Unternehmens Linde (Rummich, 2009 S. 51)

Da es bisher keinen so großen Bedarf an flüssigen Wasserstoff gab, ist in allen Anlagen weltweit insgesamt nur eine installierte Verflüssigungskapazität von 12 t/h vorhanden. Davon sind 10 t/h in Nordamerika und ca. 0,8 t/h in Europa installiert. In Deutschland gibt es nur eine Anlage mit der Leistung von 180 kg/h, und diese wurde in 1992 in Ingolstadt in Betrieb genommen. (Dagmar Oertel, 2008 S. 76)

2.3.3.2 Druckgasspeicher

Die Speicherung von Wasserstoff in gasförmigem Zustand bei atmosphärischem Druck ist wegen der geringen volumetrischen Energiedichte des Wasserstoffs ineffizient, während die Speicherung des gasförmigen Wasserstoffs unter hohem Druck die Energiedichte und damit auch die Effizienz deutlich erhöht. Kleinere Mengen von Wasserstoff werden unter 200 bar gespeichert, für mobile Anwendung wird der Wasserstoff auf 700 bar komprimiert, um möglichst hohe Energiedichte zu erreichen. Um so hohen Drücken standzuhalten, müssen die Druckspeicher hohe technische Anforderungen erfüllen. Vor allem ist ein geringes Gewicht erwünscht, weswegen die Speicher meist aus Kohlefaserverbundwerkstoffe statt aus Stahl gefertigt werden. Sie sind außerdem mit dünnem Aluminium-Innentank ausgestattet, wobei Aluminium die Wasserstoffdiffusion verhindert. So gebaute Tanks können Drücken bis 350 bar standhalten. Um das Gewicht weiter zu verringern, werden Polymerkerne eingesetzt (siehe Abbildung 2-14). Ein solcher Wasserstoffspeicher besteht aus drei Schichten: aus wasserstoffundurchlässigem Polymer, in dem Wasserstoff gespeichert wird; aus einer Kohlenfaser-Hülle für die mechanische Stabilität und aus einer Polymerschutzhülle, die vorzugsweise für den Flaschenkopfschutz dient. Bis heute gibt es schon Prototypen für diese Art der Speicher, und sie können Drücken von 350 bis 700 bar standhalten. Auf dem Markt sind sie noch nicht verfügbar, da ihre Herstellung sehr hohe Kosten mit sich bringt. In der Entwicklung befinden sich quasielliptische Tanks, die das Volumen und den Platz in den Fahrzeugen besser ausnutzen könnten. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 153-154)

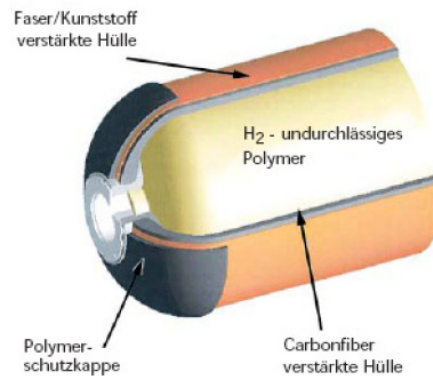


Abbildung 2-14: Wasserstoffdruckspeicher der Firma Quantum mit Dreischichten-Technologie (Fraunhofer-INT, 2009 S. 153-154)

2.3.3.3 Speicherung in Metallhydriden

Neben den früher angegebenen Technologien zur Wasserstoffspeicherung ist es auch möglich, Wasserstoff in verschiedenen Trägermedien bzw. auf Zwischengitterplätze dieser Trägermedien einzulagern. Bis heute ist nur die Speicherung in Metallhydriden, die die Verbindungen von Metallen mit Wasserstoff darstellen, technisch relevant. Bei der Ladung werden die Wasserstoffatome auf Zwischengitterplätze eingelagert, und während des Prozesses wird die Wärme abgegeben. Während der Entladung werden die Wasserstoffatome freigesetzt und an die Umgebung abgegeben; für diesen Prozess muss Wärme zugeführt werden. Die Lade- und Entladeprozesse für diese Speicherart würden idealerweise bei einem konstanten Druck und bei konstanter Temperatur erfolgen. (Rummich, 2009 S. 46)

Nachteilig für diese Speichertechnologie ist die geringe gravimetrische Energiedichte, bei der nur 2–5 % der Gesamtspicheremasse an Wasserstoff entfällt. Demgegenüber ist die volumetrische Energiedichte mit mehr als 1 kW/l relativ hoch. (Felberbauer, et al., 2012 S. 50)

Von Metallen werden am häufigsten die Metallhydride der Übergangsmetallen²⁸ verwendet, mit denen die Speicherdichten von 1,5–2-gew% erzielt werden können. Da diese Speicherbehälter ein großes Gewicht haben, strebt man an, diese Metallhydride mit Metallhydriden von Leichtmetallen zu ersetzen. Solche Speicherhydride haben aber eine sehr lange Ladedauer, was eher als nachteilig gesehen wird. Obwohl sie geringeres Gewicht haben, sind aber auch diese Systeme zu schwer, um die Anwendung in der Fahrzeugindustrie zu finden. (Dagmar Oertel, 2008 S. 78,79)

Möglich wäre auch die Speicherung in flüssigen Hydriden, wie z.B. Aminosäure, Methanol usw. Als flüssige Hydride werden eigentlich die Flüssigkeiten verwendet, die relativ viele Wasserstoffatome chemisch in sich binden. Diese Hydride verhalten sich ähnlich wie Brennstoffe, z.B. Benzin, und von technischer Seite ist kein großer Aufwand für ihre Verwendung

²⁸ Übergangsmetalle sind Metalle, die sich im Periodensystem der Elemente zwischen der Ib-Gruppe und VIIIb-Gruppe befinden.

notwendig. (Dagmar Oertel, 2008 S. 79) Wasserstoff könnte durch die Reformierung freigesetzt werden, wobei aber auch Kohlenmonoxid (CO), Kohlendioxid (CO₂) und auch Stickoxide (NO_x) freigesetzt werden. Das wird hier als nachteilig betrachtet. (Felberbauer, et al., 2012 S. 50)

2.3.3.4 Sonstige Speicherarten

In diesem Kapitel werden die sonstigen Möglichkeiten zur Speicherung des Wasserstoffs beschrieben. Sie haben im Grunde genommen noch nicht den gewünschten Reifegrad erreicht und befinden sich in der Entwicklungsphase.

Methylcyclohexan-Speicher – Methylcyclohexan-Speicher ist eine der Wasserstoffspeichertechnologien, die ihre Hauptanwendung im mobilen Bereich hat. Kern dieser Technologie ist die Speicherung des gasförmigen Wasserstoffs in einem flüssigen Energieträger. (Rummich, 2009 S. 48)

Als Trägerflüssigkeit wird Toluol (C₇H₈) verwendet. Wasserstoff verbindet sich mit Toluol in einem endothermen Prozess und bildet Methylcyclohexan (MCH, C₇H₁₄), während bei der Entladung Wasserstoff an das Rückverstromungssystem abgegeben wird. Die Trägerflüssigkeit strömt zurück zum Speichernetz. Die Bindung des Wasserstoffs und der Trägerflüssigkeit erfolgt entsprechend folgender Gleichung:



Um 1 kg von Wasserstoff zu binden, sind 15,3 kg von Toluol erforderlich. Bei Bedarf können aus dem Methylcyclohexan wieder Wasserstoff und Toluol gewonnen werden, wobei Wärme und ein geeigneter Katalysator dem Prozess hinzugefügt werden müssen. Um in einem Fahrzeug Wasserstoff aus Methylcyclohexan zu bekommen, muss eine entsprechende Dehydrieranlage zur Verfügung stehen. In den letzten Jahren wurde das Volumen, das eine solche Anlage einnimmt, von 25 m³ auf 2,5 m³ reduziert. (Rummich, 2009 S. 48)

Speicherung in Eisenschwämmen – Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff ist die Speicherung in Eisenschwämmen. Eisenschwamm stellt das metallische Eisen dar, das durch die Reaktion von Eisenoxid mit Wasserstoff entsteht.



Der Prozess der Entladung erfolgt durch die Rückkehr des Prozesses, wobei aus dem Eisenschwamm wieder Eisenoxid entsteht und Wasserstoff freigesetzt wird. (Dagmar Oertel, 2008 S. 80)

Glas-Mikrokugeln – Diese Speicherart ist durch hohle Glas-Mikrokugeln, die in Wasserstoff eingebracht werden, charakterisiert. Wasserstoff ist auf einen Druck zwischen 350 und 700 bar komprimiert und hat eine Temperatur von 350°C. Die Ladung erfolgt dadurch, dass die Speicher in Wasserstoff eingebracht werden, und Wasserstoff diffundiert danach in die

hohlen Speicher, bis die gewünschte Wasserstoffmenge eingespeist wird. Wenn die gewünschte Menge des Speichermediums gespeichert wird, wird die Kugel auf Umgebungstemperatur gekühlt und auf den normalen atmosphärischen Druck entspannt, und der Wasserstoff bleibt so gespeichert. Wenn die bestimmte Menge an H₂ benötigt wird, kann man die Kugel wieder auf ungefähr 200 bis 300°C erwärmen, und H₂ wird kontrolliert freigesetzt. Diese Glas-Mikrokugeln haben einen Durchmesser von ungefähr 50 µm, eine Wandstärke von 1 µm und eine bis zu 100-fach höhere Festigkeit als normales Glas. Sie ermöglichen ebenso eine problemlose Speicherung, wobei eigentlich die Speicherung ebenso in anderen Speicherformen, nicht nur in Kugelform, möglich ist. (Rummich, 2009 S. 49)

Adsorption an Aktivkohle – Aktivkohle ist ein poröser, feinkörniger Kohlenstoff mit einer sehr großen Oberfläche (bis zu einigen 1.000 m²/g) und für die Adsorption²⁹ von Gasen besonders gut geeignet. Der Entladevorgang erfolgt durch Wärmezufuhr. Die niedrigeren Temperaturen wirken vorteilig auf den Speichervorgang, und daher versucht man die Speichertechnologie bei den entsprechend niedrigeren Temperaturen zu entwickeln. Nachteilig wirkt der Wärmetransport von außen, und daher muss besonders gute Wärmedämmung ausgewählt werden. (Rummich, 2009 S. 50)

Kohlenstoff-Nanoröhren – Kohlenstoff-Nanoröhren stellen rohrförmige Hohlkörper aus Kohlenstoff dar, deren Durchmesser, wie der Name selbst sagt, im Bereich von einigen Nanometern liegt. Sie sind für die Speicherung des gasförmigen Wasserstoffs ausgelegt. Bei der Ladung diffundiert Wasserstoff durch die Rohrwandungen und wird im Inneren gespeichert. Der Vorgang der Speicherung erfolgt im Grunde genommen ähnlich wie die Speicherung in Glas-Mikrokugeln. Diese Technologie befindet sich noch immer in der Entwicklung. (Rummich, 2009 S. 49)

Daneben gibt es auch die Technologie mit dem Namen Nanocubes, die keine nanostrukturierten Kohlenstoffe, sondern eine metallorganische Verbindung aus Terephtalsäure und Zinkoxid darstellt, deren Oberfläche hoch porös ist und ein Raumgitter mit ungefähr 3.400 m²/g darstellt. Der Ladevorgang erfolgt durch die Adsorption und die Entladung durch Wärmezufuhr. Die Größe der Würfel bewegt sich im Bereich zwischen 1 µm und 0,05 mm. Die Speicherdichte beträgt 1,85 gew-% bei 10 bar. Diese Technologie könnte sowohl für mobile Geräte als auch für die Miniaturbrennstoffzelle verwendet werden. (Dagmar Oertel, 2008 S. 80)

Fulleren-Speicher – Fulleren-Speicher sind kugelförmige Gebilde, deren Struktur ähnlich einem Fußball ist und aus Kohlenstoffatomen besteht. Bei einer Temperatur von 200°C und einem Druck von 800 bar können diese Speicher Wasserstoff durch den Diffusionsvorgang aufnehmen und ihn speichern. Beim Entladevorgang erfolgt die Freisetzung des Wasserstoffs durch die Erwärmung des Speichers auf 160°C. Diese Speicherart wurde in den 1980er Jahren erstmal beschrieben und an der Universität Kyoto entwickelt. (Rummich, 2009 S. 49)

²⁹ Adsorption bezeichnet die Anlagerungen von Stoffen an der Oberfläche bestimmter Materialien.

2.3.4 Rückverstromung

Die Rückverstromung von Wasserstoff kann sowohl in Gaskraftwerken und Verbrennungsmotoren als auch in Brennstoffzellen erfolgen. In Gaskraftwerken wird immer eine Mischung von Wasserstoff und Erdgas verbrannt.

Wenn Wasserstoff in den Gasturbinen oder kombinierten GuD-Kraftwerken rückverstromt wird, stellt das eigentlich die konventionelle Erzeugung von Strom dar, weil der Wasserstoff mit Erdgas gemischt werden muss. Die Abwärme, die während der Verbrennung entsteht, kann in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ausgenutzt werden, und so erhöht man den gesamten Wirkungsgrad. Obwohl der Wirkungsgrad insgesamt ziemlich gering ist (siehe Abbildung 2-11), schafft man hier die Möglichkeit für eine bessere Integration erneuerbarer Energie durch die Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. (Planet GbR, 2012)

Durch die Verbrennung in Motoren oder Brennstoffzellen wird Wasserstoff in elektrische, thermische oder kinetische Energie umgewandelt, und als Nebenprodukt entsteht Wasser. (dena, 2012) Da in diesem Prozess reiner Wasserstoff rückverstromt wird, erfolgt die Verbrennung CO₂-frei, und diese Tatsache bewirkt, dass Wasserstoff als besonders wichtiger Teil der Zukunft der Energiewirtschaft gesehen ist. Heute spielt die Rückverstromung in Brennstoffzellen keine große Rolle, aber in der Zukunft könnte diese Technologie im Bereich von 100 kW bis 10 MW bedeutsamer werden. Ab 100 MW werden auf jeden Fall entweder Gasturbinen oder kombinierte GuD-Kraftwerke die wichtigste Rolle spielen, besonders weil sie entsprechend der Größe auch einen zunehmenden Wirkungsgrad haben und so die Skaleneffekte erreichen, was bei den Brennstoffzellen nicht der Fall ist. (Hartmann, et al., 2012 S. 32)

Es gibt verschiedene Brennstoffzellentypen, die sich nach dem eingesetzten Elektrolyt und der Arbeitstemperatur unterscheiden. Die typischen Arbeitsbedingungen der verschiedenen Brennstoffzellen sind in der Tabelle 2-2 dargestellt. Man sieht beispielweise, dass Festoxidbrennstoffzelle die höchste Arbeitstemperatur von 1.000°C hat, während alkalische Brennstoffzelle schon bei 60°C funktionsfähig ist. Weiter unterscheiden sich die Brennstoffzellen durch den Leistungsbereich, der sich von wenigen Watt für portable Systeme, über kW-Bereich in Anlagen mittlerer Größe bis zu großen Kraftwerken und Demonstrationsanlagen im MW-Bereich verbreitet. Erreichbare Wirkungsgrade liegen heute in der Praxis zwischen 40 und 70%. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 66)

Tabelle 2-2: Verschiedene Brennstoffzellentypen (Fraunhofer-INT, 2009 S. 66)

	Kraftstoff	Betriebs-temperatur	Wirkungsgrad	Flächenleistung	Elektrolyt	Bemerkung
AFC	H ₂	60-80°C	60-70%	0,25 W/cm ²	Kalilauge	CO ₂ < 100 ppm 2 bar
			50-55%		OH ⁻ -Ionen	
DMFC	CH ₃ OH (Methanol)	80°C	40-50%		Polymer	-
			20-30%		H ⁺ -Ionen	
PEMFC	H ₂	80-100°C	50-70%	0,8 W/cm ²	Polymer	CO < 20 ppm
			40-50%		H ⁺ -Ionen	
PAFC	H ₂	200°C	50-55%	0,2 W/cm ²	Phosphorsäure	CO < 1 %
			40-45%		H ⁺ -Ionen	
MCFC	H ₂ (CH ₄ , Biogas)	650°C	60-70%	0,1 W/cm ²	Karbonschmelze	-
			50-60%		CO ₃ ²⁻ -Ionen	
SOFC	H ₂ (CH ₄)	800-1.000°C	70-80%	0,4 W/cm ²	Keramik	-
			50-60%		O ²⁻ -Ionen	

mit: AFC.....Alkalische Brennstoffzelle
DMFCDirektmethanol-Brennstoffzelle
PEMFC.....Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle
PAFC.....Phosphorsäure-Brennstoffzelle
MCFCSchmelzkarbonat-Brennstoffzelle
SOFCFeststoffoxid-Brennstoffzelle

Es ist ebenso möglich, mehrere Brennstoffzellen parallel zu betreiben, um die gewünschte Leistung zu erzielen. Interessant sind auch Kombikonzeppte mit Akkumulatoren, beispielweise die Kombination von Direktmethanolbrennstoffzelle und einer Nickel-Zink-Batterie als Speicher, und ein solches Hybridsystem könnte für mobile Anwendungen eingesetzt werden. (Dagmar Oertel, 2008 S. 72)

Es ist wichtig, das dynamische Verhalten der Komponenten Elektrolyseur, Druckregler und Produktgasseparator zu optimieren, sodass die Anpassung an die Lastveränderungen im gesamten Leistungsbereich möglich ist. Die Herausforderung ist eigentlich im Materialbereich, in dem besonders bei Hochtemperaturbrennstoffzellen verschiedene verwendete Materialien ähnliche Wärmeausdehnungskoeffizienten brauchen. (Smolinka, et al., 2011 S. 23)

2.3.5 Wirtschaftliche Analyse

Die Wasserstofftechnologie beinhaltet eine Reihe unterschiedlicher Komponenten, die miteinander kombiniert werden, um den gesamten Prozess von der Erzeugung des Wasserstoffs bis zur seiner Rückverstromung zu ermöglichen. Die Entwicklung jeder einzelnen Komponente beeinflusst den Technologiestand und damit auch die Kosten. Wie die Verwendung des Wasserstoffs in der Zukunft aussehen wird, hängt vorwiegend von Herstellungs- und Bereitstellungskosten ab. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 67)

Die Höhe der Kosten hängt, unter anderem, von der Art des Elektrolyseurs ab. Als günstigste haben sich die alkalischen Elektrolyseure, die beim atmosphärischen Druck arbeiten, herausgestellt. Für sie fallen Investitionskosten zwischen 800 und 1.500 €/kW an. Die Investitions-

kosten für die Druckelektrolyseure sind etwas höher und betragen von 1.000 bis 1.800 €/kW. Die höchsten Kosten fallen auf jeden Fall bei den Membranelektrolyseuren aus und bewegen sich in einem Band zwischen 2.000 und 6.000 €/kW. Durch die Verbesserungsmaßnahmen sollten die Kosten reduziert werden, und es ist erwünscht, einen Wert von weniger als 500 €/kW für alkalische Elektrolyseure bzw. unter 1.000 €/kW für Membranelektrolyseure zu erreichen. (Hartmann, et al., 2012 S. 34)

Neben den Kosten für die Elektrolyse gibt es zusätzliche Kosten für die Rückverstromung des Wasserstoffs. Wenn man als Rückverstromungsanlage Gas- und Dampfkraftwerke ansieht, betragen die Kosten ungefähr 700 €/kW. In der betrachteten Studie (Hartmann, et al., 2012) werden Transportkosten nicht beachtet, da sich im Idealfall die Elektrolyseanlage, der Speicher und die Rückverstromungsanlage am gleichen Standort befinden. Wenn man weiter betrachtet, dass Wasserstoff in unterirdischen Kavernen gespeichert wird, ergibt sich ein fixer Betrag von ungefähr zehn Millionen Euro für die Errichtung der Kaverne und noch zusätzliche 20 € pro 1 m³ des Speichervolumens. (Hartmann, et al., 2012 S. 34)

In Abbildung 2-15 sind die Kraftstoffkosten und Treibhausgasemissionen einzelner Kraftstoffe grob eingeordnet und dargestellt. Man sieht, dass die Kraftstoffe regenerativer Herkunft höhere Kosten haben, aber umweltfreundlich wirken und geringe Treibhausgasemissionen aufweisen. In der Abbildung kann auch klar erkannt werden, wie viel teurer die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien im Vergleich mit der Erzeugung aus Erdgas ist. Auf der anderen Seite sind die fossilen Kraftstoffe fast vierfach günstiger als Kraftstoffe regenerativer Herkunft, aber die Treibhausgasemissionen, die dadurch verursacht werden, übersteigen den dreifachen Wert der durch die regenerative Erzeugung verursachten Emissionen.

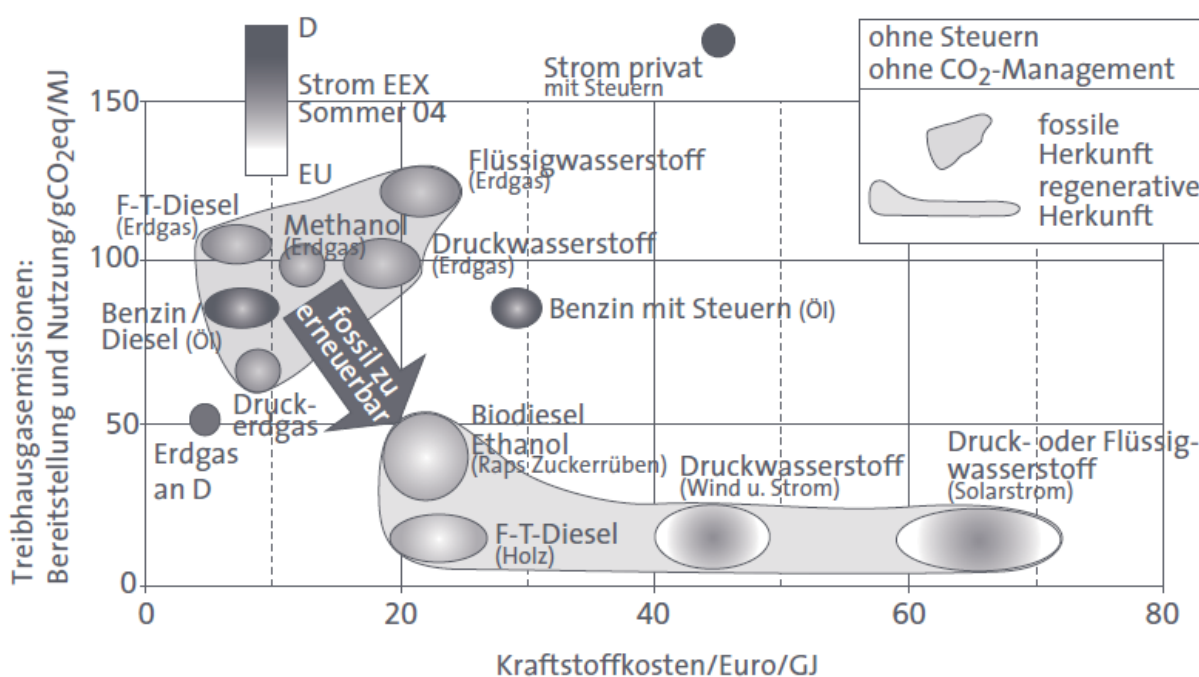


Abbildung 2-15: Gegenüberstellung von Bereitstellungskosten und Treibhausgasemissionen von verschiedenen Kraftstoffen (Dagmar Oertel, 2008 S. 77)

Aus der in diesem Kapitel durchgeführten Analyse kommt man zum Erkenntnis, dass Wasserstofftechnologie eine attraktive Lösung für die Energiespeicherung der Zukunft darstellt. Wasserstoffatom ist sehr energiereich, und dieses Speichermedium zeichnet sich durch eine hohe gravimetrische Energiedichte aus. Dazu entstehen durch seine Verbrennung keine Treibhausgasemissionen. Nachteilig ist die sehr geringe Effizienz, die durch eine große Zahl der Umwandlungsschritte und ungenügend entwickelte Technologie bedingt ist. Weiter ist die Entwicklung der Wasserstoffspeicher, die den Einsatz von Wasserstoff in verschiedenen Sphären sowohl bei zentralen als auch bei dezentralen und mobilen Anwendungen ermöglichen würde, eine Aufgabe, die nach noch viel Forschung und Investitionen verlangt. Energiewende und die Neigung, die Erzeugung aus erneuerbarer Energiequellen immer stärker zu unterstützen, bewirkt, dass diese Technologie auf jeden Fall als ein wichtiger Teil des zukünftigen Energiesystems gesehen wird.

2.4 Power-to-Gas-Technologie

Als eine attraktive Lösung im Bereich der innovativen Energiespeicher wird die Umwandlung des Stroms in Gas bzw. Wasserstoff und Methan gesehen. Das erzeugte Gas soll im Erdgasnetz bzw. in zugehörigen Speicherkapazitäten bewahrt werden und nach Bedarf in konventionellen Rückverstromungsanlagen wieder zur Herstellung von Strom ausgenutzt werden. Diese Technologie ist Power-to-Gas genannt und könnte einen wichtigen Teil des zukünftigen Energiesystems darstellen.

Die benötigte elektrische Energie zur Gasherstellung wird bevorzugt aus erneuerbarer Energiequellen bezogen, meist aus Windenergie, und daher hört man oft den Begriff „Windgas“. Man könnte aber auch den Begriff „Solargas“, falls es mittels Sonnenenergie erzeugt wäre, verwenden. (Düker, 2011 S. 1)

Abbildung 2-16 stellt den Prozess der Erzeugung von „Windgas“, seine Einspeisung ins Erdgasnetz sowie spätere Verwendung entweder für die Heizung oder für die Erzeugung von Strom in Rückverstromungskraftwerken – in diesem Beispiel in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) – dar. Eine detaillierte Beschreibung einzelner Schritte erfolgt in den nachfolgenden Kapiteln.

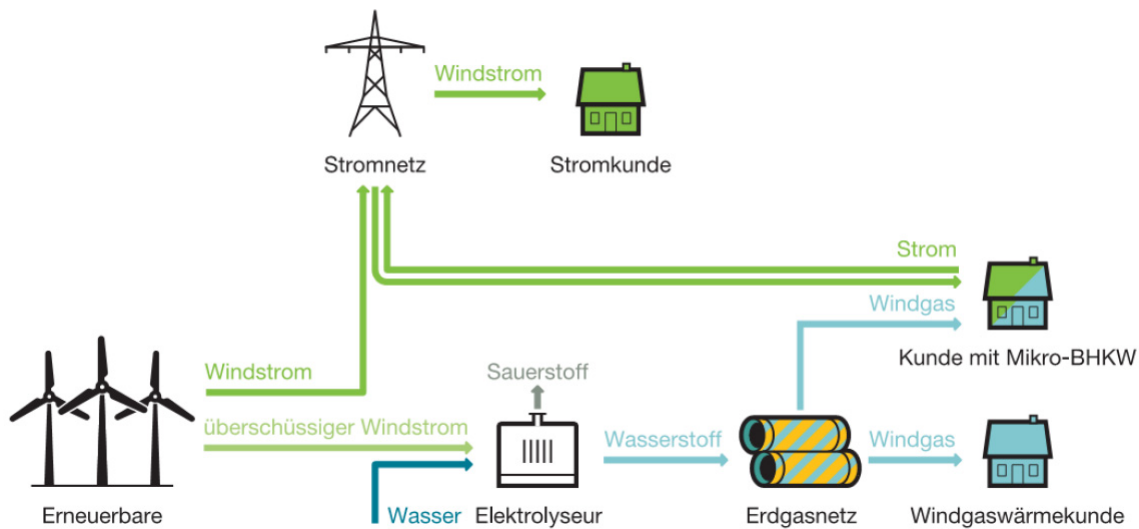


Abbildung 2-16: Schematische Darstellung vom Windgasprinzip (Düker, 2011 S. 1)

Power-to-Gas wird als eine Kombination verschiedener Technologien, die unterschiedliche Entwicklungsgrade haben und auch unterschiedlich verfügbar sind, betrachtet. Diese Technologien sind Wasserstoffherzeugung, Methanherzeugung und CO_2 -Aufbereitung. (Hartmann, et al., 2012 S. 36)

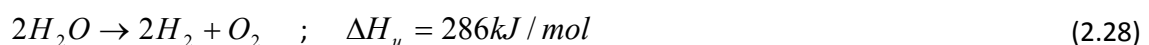
2.4.1 Gaserzeugung

Da in dieser Arbeit die Entwicklung der innovativen Speichertechnologien unter der Prämisse einer starken Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen behandelt wird, wird in diesem Kapitel die Möglichkeit der Gaserzeugung aus regenerativen Energien, vorzugsweise aus Wind- und Sonnenenergie, betrachtet.

2.4.1.1 Wasserstoffherzeugung

Die erste Phase der Power-to-Gas-Technologie stellt die Wasserstoffherzeugung bzw. die Elektrolyse dar. Durch die Elektrolyse wird Wasser unter Zuführung von elektrischer Energie in Wasserstoff (H) und Sauerstoff (O) zerlegt. Sauerstoff wird entweder in die Atmosphäre freigesetzt oder für andere Zwecke genutzt, und Wasserstoff wird weiter ins Gasnetz abgeleitet. Der erneuerbare Wasserstoff kann nach Bedarf sowohl für die Wärmeerzeugung als auch für die Stromerzeugung in Starklastperioden genutzt werden.

Das Elektrolyseverfahren ist in der folgenden Formel dargestellt.



Der dargestellte Prozess ist endotherm. Ein endothermer Prozess stellt einen Prozess dar, bei dem in den Endstoffen mehr chemische Energie (Enthalpie) als in den Ausgangsstoffen enthalten ist und für einen solchen Prozess muss die zusätzliche Energie zugefügt werden.

Man unterscheidet zwischen mehreren verschiedenen Elektrolyseverfahren, welche im Kapitel 2.3 ausführlich beschrieben sind.

Abbildung 2-17 zeigt die benötigten Schritte für die Erzeugung des Wasserstoffs, die aus verfügbarem erneuerbarem Strom erfolgt, sowie verschiedene Möglichkeiten für seine Speicherung und Rückverstromung.

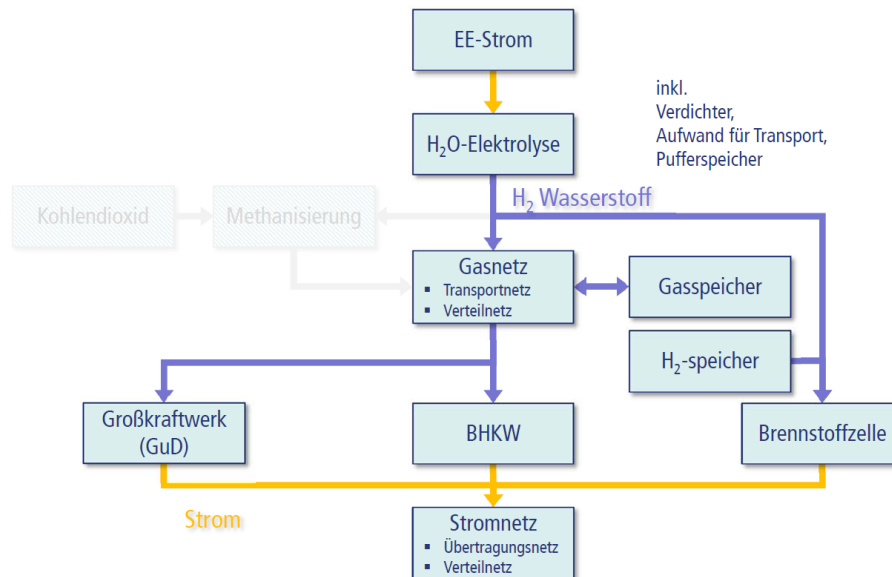
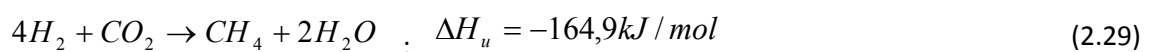


Abbildung 2-17: Erzeugungspfade für Wasserstoff (Albrecht, et al., 2012 S. 8)

Laut den Angaben des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW, 2012) ist die Menge des im Erdgasnetz gespeicherten Wasserstoffs in Deutschland auf einen volumetrischen Anteil von fünf Prozent begrenzt. Wenn diese Grenze erreicht wird, darf Wasserstoff nicht mehr eingespeist werden. Danach wird durch die Elektrolyse erzeugter Wasserstoff für die Erzeugung vom synthetischem Methan CH₄ durch die Reaktion mit dem Kohlendioxid verwendet. So erzeugtes synthetisches Methan kann gleich wie Erdgas ohne Beschränkungen in das Erdgasnetz eingespeist werden. Wenn man Wasserstoff und Methan miteinander vergleicht, erkennt man, dass sie unterschiedliche volumetrische und gravimetrische Energiedichte haben. Wasserstoff hat eine hohe gravimetrische Energiedichte von 33,3 kWh/kg, aber eine geringe volumetrische Energiedichte von 3 kWh/m³. Demgegenüber hat Methan eine größere volumetrische Energiedichte von 9,97 kWh/m³, nachteilig ist aber seine geringere gravimetrische Energiedichte von 13,8 kWh/kg. (Felberbauer, et al., 2012 S. 54)

2.4.1.2 Methanherzeugung

Wie schon erwähnt, entsteht das Methan durch die Reaktion zwischen Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Die Reaktion läuft bei Temperaturen zwischen 250 und 500°C und Drücken bis zu 2,5 MPa ab, wie folgt:



Diese Reaktion stellt einen exothermen Prozess dar, was bedeutet, dass während des Prozesses Wärme freigesetzt wird. Aus diesem Grund muss man auf die regelmäßige Abführung der Wärme achten. (Kersten, 2012 S. 1)

Den Weg des synthetischen Methans von der Verwendung des erneuerbaren Stroms über die Speicherung im Gasnetz bis zur Verstromung in Gaskraftwerken stellt Abbildung 2-18 dar.

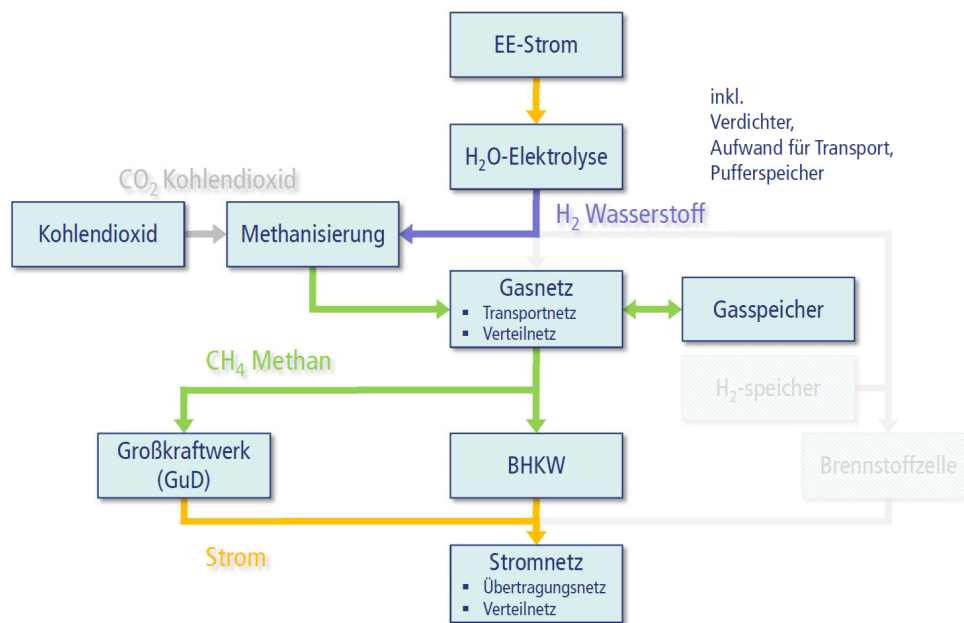


Abbildung 2-18: Erzeugungspfade für das synthetische Methan (Albrecht, et al., 2012 S. 10)

2.4.1.3 CO₂-Bereitstellung

Wie schon erläutert, erfolgt die Herstellung von Methan durch die Reaktion von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Kohlenstoffdioxid ist in bestimmter Konzentration in der Atmosphäre vorhanden, aber kann nicht ohne Weiteres für die Erzeugung von Methan verwendet werden, sondern muss zuerst aus der Luft oder anderen Gasgemischen abgeschieden oder durch unterschiedliche Verfahren erzeugt werden. Man unterscheidet zwischen drei Arten der CO₂-Abscheideverfahren: physikalische, chemische und kryogene Verfahren. Eines der physikalischen Verfahren ist der Adsorptionsprozess. In diesem Prozess wird Kohlenstoffdioxid an entsprechenden Stoffen angelagert. CO₂-Abtrennung erfolgt dann durch zwei Schritte – Strömung des Gases durch ein Sieb, bis dieses gesättigt wird, und danach das Abtrennen des CO₂ vom Sieb. Dieser Prozess wird auch Druckwechseladsorption genannt. Der Absorptionsprozess ist ein chemisches Verfahren, in welchem sich eine Flüssigkeit und das Gasgemisch verbinden, wodurch das Gas teilweise verflüssigt wird. Diese Art der Bindung ist stärker als eine physikalische Bindung, was bedeutet, dass in einer chemischen Bindung mehr Energie als in einer physikalischen vorhanden ist, und daher muss auch mehr Energie investiert werden, um diese Bindung zu trennen. Kryogene Verfahren bieten die größte Gasreinheit bei der Gasabtrennung. Der Name kryogene Verfahren besagt, dass man sehr niedrige Temperaturen erreichen muss. Diese benötigte Temperatur ist eigentlich der

Taupunkt des Kohlendioxids bzw. der Temperaturpunkt, bei dem er gefriert und danach abgetrennt wird. Um dieses Verfahren zu verwenden, ist ein sehr hoher Energieaufwand zum Erreichen von niedrigen Temperaturen und zu ihrer Erhaltung während des Prozesses notwendig. Ein weiteres Verfahren ist das Membran-Verfahren, bei dem das Gasgemisch durch eine Membran, die für unterschiedliche Stoffe unterschiedlich durchlässig ist, durchgelassen wird. Durch die Verwendung dieses Verfahrens wird aber keine große Reinheit erreicht. Dabei ist auch nachteilig, dass die Zeitspanne, innerhalb derer die Membran ihre Barrierefunktion erfüllen kann, relativ kurz ist. Von Vorteil ist, dass dieses Verfahren keine aufwendige Apparatur erfordert und wartungsfreundlich ist. (Hartmann, et al., 2012 S. 38-39)

Die Herkunft des im Prozess verwendeten Kohlenstoffdioxids kann unterschiedlich sein: biogene Herkunft, Industrie, Energiewirtschaft, Luft usw. Man neigt dazu, immer mehr biogenes bzw. erneuerbares Kohlenstoffdioxid und natürlich möglichst wenig fossiles Kohlenstoffdioxid zu verwenden. (Sterner, et al., 2011a S. 14) Abbildung 2-19 zeigt eine mögliche Lösung – die Einbindung von Biogasanlagen ins System, um CO₂ zu erzeugen.

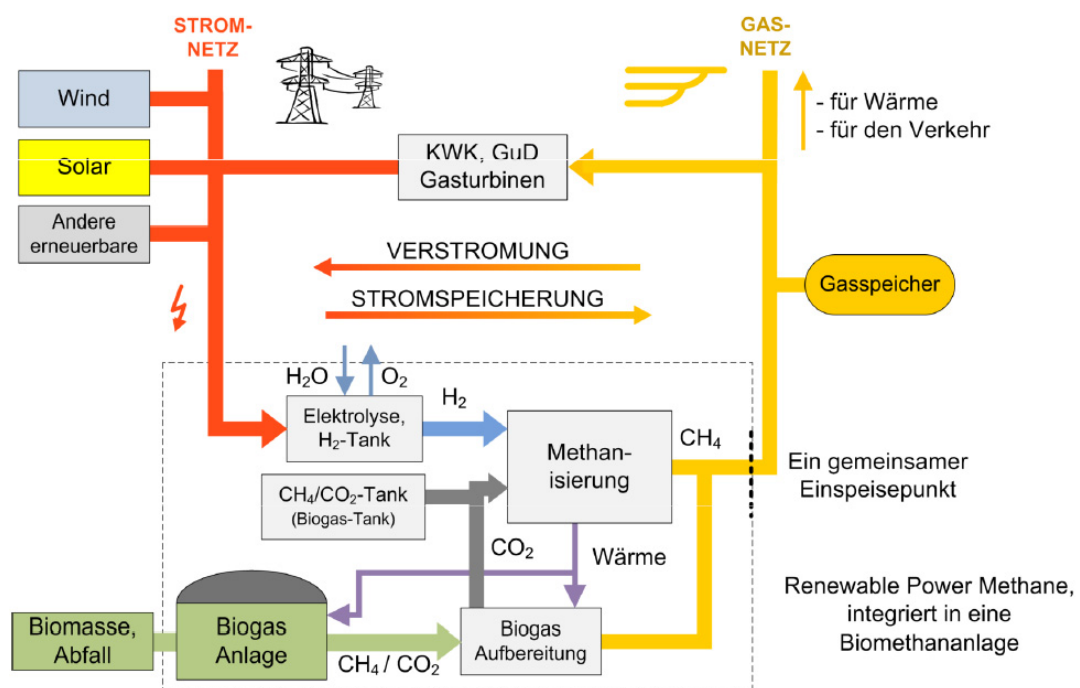


Abbildung 2-19: Konzept zur Einbindung von Biogasanlagen als Quelle von Kohlenstoffdioxid und die Kopplung von Strom- und Gasnetz (Sterner, et al., 2011a S. 15)

2.4.2 Speicherung

Das Prinzip der Power-to-Gas-Technologie beruht darauf, dass die Kapazitäten des Erdgasnetzes zur Speicherung der erzeugten Gases (Wasserstoffs oder synthetischen Methans) ausgenutzt werden. Die Speicherung des erzeugten erneuerbaren Gases ins Erdgasnetz erspart sowohl die Nutzungskonkurrenz mit dem Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher bezogen auf die unterirdische Kaverne als auch die zusätzlichen Ausgaben für die Errichtung

neuer Speicher. (Sterner, et al., 2011 S. 17) Beispielsweise hat das Erdgasnetz in Deutschland sehr große Speicherkapazitäten und könnte sogar die Speicherung von bis zu 78% erzeugter Energie aus erneuerbaren Quellen ermöglichen. (Sterner, et al., 2011a S. 7) Die Erdgasleitungen des deutschen Netzes sind fast 500.000 km lang, und das Netz transportiert jährlich fast 1.000 TWh Energie in Form von Erdgas und Biogas, was ungefähr die zweimal größere Energiemenge als die, die im Stromnetz transportiert wird, ist. (DVGW, 2012 S. 6)

Neben dieser Methode, die den Kern der Power-to-Gas-Technologie darstellt, gibt es ebenso eine Reihe von unterschiedlichen Möglichkeiten zur Speicherung der gasförmigen Speichermedien. Die detailreiche Beschreibung unterschiedlicher Methoden zur Wasserstoffspeicherung ist im Kapitel 2.3 verdeutlicht, während im aktuellen Kapitel auf die Speicherung des synthetischen Methans näher eingegangen wird.

2.4.2.1 Großspeicher

Die Speicherung großer Energiemengen wird hauptsächlich in unterirdischen Speichern realisiert. Untergrundspeicher dienen langfristiger, vor allem saisonaler Gasspeicherung, und dazu zählen ehemalige Erdgas- und Ölfelder, Aquifere und Kavernen als künstlich hergestellte Hohlräume. (dena, 2012b) Die detaillierte Beschreibung einzelner Arten der unterirdischen Speicher erfolgt im Kapitel 2.5.

Abbildung 2-20 demonstriert, welche Komponenten für den Ablauf des Lade- und Entladeprozess nötig sind. Man sieht, dass eine Reihe an unterschiedlichen Komponenten nötig ist, da die Prozesse der Ladung und Entladung sehr aufwendig sind.

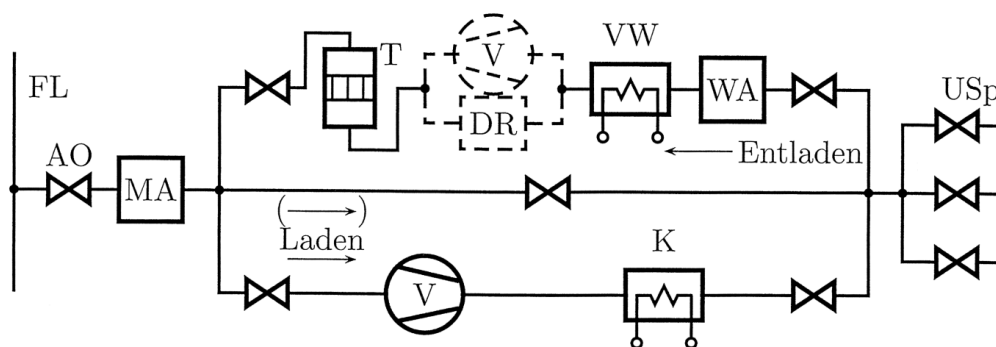


Abbildung 2-20: Lade- und Entladestation eines Untertagespeichers (Rummich, 2009 S. 55)

mit:	FL	Ferngasleitung
	MA	Messanlage
	AO	Absperrorgan
	K	Kühler
	T	Trocknungsanlage
	Usp	Untertagespeicher
	V	Verdichter
	VW	Vorwärmer
	WS	Wasserabscheidung

Das Gas kommt aus der Fernleitung, wird in der Messanlage MA geprüft, um die wesentlichen Eigenschaften wie die Zusammensetzung des Gases, den Druck und die Feuchtigkeit zu bestimmen. Abhängig davon, auf welchen Druck der Speicher ausgelegt ist, muss der Druck des Gases aus der Fernleitung angepasst werden. Die Anpassung erfolgt durch die Absperrorgane³⁰. (Rummich, 2009 S. 55) Selbst aus der Abbildung kann man erkennen, dass der Entladeprozess technisch aufwendiger ist. Dies kommt daher, dass das Gas vor der Einspeisung in das Erdgasnetz zuerst gereinigt werden muss. Ebenso muss Wasser abgeschieden werden bzw. wird das Gas getrocknet. Dieser Schritt ist von großer Bedeutung, denn das Methan bildet unter höherem Druck mit Wasser Hydrate, und wenn es nicht ausreichend trocken ist, kommt es zu einer chemischen Reaktion zwischen Methan und Wasser. Dies verursacht Druckverlust sowie Verringerung des verfügbaren Leitungsvolumens. Schließlich erfolgt die Anpassung des Drucks an den Druck der Leitung und die Einspeisung in das Netz. (Rummich, 2009 S. 56)

2.4.2.2 Sonstige Speicherarten

Die Speicherung kleinerer Mengen von Gas erfolgt vorzugsweise oberirdisch. Als oberirdische Speicher werden am häufigsten Gasflaschen, in welchen die Speicherung unter hohem Druck erfolgt, bezeichnet. Für die Methanspeicherung sind Drücke von ungefähr 300 bar erforderlich, während die Wasserstoffspeicherung unter noch höheren Drücken – sogar bis 700 bar – erfolgt. Der Grund dafür ist, dass der Wasserstoff geringere volumetrische Energiedichte hat, und durch Komprimierung können höhere Werte erzielt werden. Solche Druckflaschen finden vor allem im mobilen Bereich Verwendung. Neben den bisher genannten Speicherarten möglich ist auch die Speicherung in Form des Flüssigmethans, wodurch man größere volumetrische Energiedichte erreicht. Für die Verflüssigung von Methan ist ein hoher Energieaufwand – vor allem zum Erreichen der benötigten Temperatur von -161°C – benötigt. Im Grunde genommen, falls ein Gas als Flüssiggas gespeichert wird, sind keine erhöhten Drücke erforderlich, sondern erfolgt die Speicherung unter atmosphärischem Druck. (Rummich, 2009 S. 54-56)

2.4.2.3 Unkonventionelle Speicherarten

Zu den unkonventionellen Speicherarten gehören die außergewöhnlichen Methoden, die man theoretisch verwenden könnte, die aber entweder in der Theorie bleiben oder sich nur noch in der Forschungsphase befinden. Einige von diesen sind nachfolgend angegeben.

Kryogene Methanabsorption in Flüssiggas – Methan als Gas kann in Alkanen³¹ höherer Ordnung, vorzugsweise in Propan und Butan, gespeichert werden. Für die Speicherung möglichst großer Energiemengen sind hohe Drücke und niedrige Temperaturen erwünscht.

³⁰ Ein Absperrorgan ist ein Bauteil einer Rohrleitung, der die Strömung des Gases zulassen oder verhindern kann.

³¹ Alkane sind gesättigte Kohlenwasserstoffe (einfache Bindung zwischen Kohlenstoffatomen). Ein Alkan (n) hat eine CH_2 -Gruppe mehr als das Alkan (n-1), wobei „n“ die Anzahl der Kohlenstoffatome ist.

Der ideale Temperaturbereich ist von -40°C bis -60°C und der Druckbereich 40 bis 50 bar. Auf diese Weise können in einem Kubikmeter vom Flüssiggas ungefähr 200 m^3 vom Methan gespeichert werden. (Rummich, 2009 S. 57)

Hydratation von Erdgas – Wenn es zur Hydratation des Erdgases in einer Rohrleitung kommt, wird das als nachteilig bewertet, denn diese Erscheinung verringert den Querschnitt der Rohrleitung und auf diese Weise auch ihre Transportkapazität. Diese Erscheinung kann aber auch positiv zum Zweck der Methanspeicherung genutzt werden. Dabei sollte erwähnt werden, dass unter ähnlichen Bedingungen die volumetrische Energiedichte von in Hydraten gespeichertem Methan größer ist als die Energiedichte von gasförmigen Methan. Hydratvorkommen können ebenso in der Natur gefunden werden, beispielsweise auf den Meeresböden. (Rummich, 2009 S. 58)

2.4.3 Entwicklungsstand

Die Power-to-Gas Technologie besteht aus einer Reihe an oft geografisch voneinander entfernten Komponenten, die auch verschiedene Reifegrade aufweisen. Wie schon erwähnt, ist das Erdgasnetz eine der Kernkomponenten dieser Technologie, das große Speicher- und Transportkapazitäten, die dem Stromnetz fehlen, bietet, und aus diesem Grund ist es ein unersetzlicher Teil des Energiesystems. (Düker, 2011 S. 3)

Die Erdgasinfrastruktur³², die die Power-to-Gas-Technologie fordert, ist technisch ausreichend entwickelt und wirtschaftlich befriedigend, was vorteilhaft für die zukünftige Implementierung dieser Technologie ist, da schon am Anfang der Errichtungsaufwand verringert wird. (Sterner, et al., 2011 S. 5) Als solches bietet sich das Erdgasnetz als eine Möglichkeit an, sehr große Energiemengen aufzunehmen und wieder abzugeben. In der Niederlastzeit kann der Überschuss elektrischer Energie für die Erzeugung des erneuerbaren Gases ausgenutzt werden, das ins Erdgasnetz gespeichert wird und bei Bedarf in Rückverstromungskraftwerken wiederum für die Stromerzeugung verwendet wird. Es kann ebenso für die Erzeugung der sauberen und „regenerativen“ Wärme verwendet werden. (Düker, 2011 S. 3)

Eine wesentliche Komponente dieser Technologie, die den Startpunkt der Gaserzeugung darstellt, ist die Elektrolyse bzw. ein passender Elektrolyseur. Die Elektrolyseure müssen an Lastschwankungen im Netz und die fluktuierende Verfügbarkeit erneuerbarer Energien angepasst werden und entsprechend der Netzsituation bereit für die Wasserstoffherzeugung sein. Bis heute sind diese gewünschten Eigenschaften noch nicht realisiert, und allgemein haben die Elektrolyseure den gewünschten Reifegrad nicht erreicht. Da die erneuerbaren Energien volatil sind, das bedeutet, wenn die Elektrolyseure ausschließlich durch die erneuerbare Energie betrieben wären, müssten sie mit Teillast betrieben werden, was gleichzeitig

³² Die Erdgasinfrastruktur umfasst alle Einrichtungen zur Speicherung und zum Transport vom Erdgas, die zum Erdgasnetz gehören.

den Wirkungsgrad verringert. Daher sind die Entwicklungen in diesem Bereich erwünscht. (Düker, 2011 S. 6)

Der gesamte Prozess von der Erzeugung des Wasserstoffs aus Strom, weiterer Methanisierung des Wasserstoffs, der Speicherung ins Netz und der Rückverstromung in Gaskraftwerken besteht aus einer großen Zahl der Umwandlungsschritte, die natürlich verlustbehaftet sind. Der Gesamtwirkungsgrad des Prozesses ist ziemlich gering und beträgt ungefähr 30%. Wenn man aber die Abwärme ausnutzt, gewinnt man an Effizienz, und der Wirkungsgrad steigt bis 62%. Ohne diesen Effekt wäre dieser Prozess gegenüber anderen Energiespeichern, die einen höheren Wirkungsgrad haben, wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerken, als sehr ineffizient und unwirtschaftlich zu bewerten (Sternner, et al., 2011 S. 17) Die Wirkungsgrade in Abhängigkeit von der Anzahl der Umwandlungsschritte und vom Endprodukt sind in der Tabelle 2-3 angegeben.

Tabelle 2-3: Wirkungsgrade für verschiedene Power-to-Gas Verfahren und unter verschiedenen Bedingungen (Sternner, et al., 2011 S. 18)

Pfad	Wirkungsgrad	Randbedingung
Strom-zu-Gas		
Strom → Wasserstoff	54 – 72 %	Bei Kompression auf 200 bar (Arbeitsdruck der meisten)
Strom → Methan (SNG)	49 – 64 %	
Strom → Wasserstoff	57 – 73 %	Bei Kompression auf 80 bar
Strom → Methan (SNG)	50 – 64 %	
Strom → Wasserstoff	64 – 77 %	Ohne Kompression
Strom → Methan (SNG)	51 – 65 %	
Strom-zu-Gas-zu-Strom		
Strom → Wasserstoff → Strom	34 – 44 %	Bei Verstromung mit $\mu_{el}[1]=60\%$ und Kompression auf 80 bar
Strom → Methan → Strom	30 – 38 %	
Strom-zu-Gas-zu-KWK (Wärme und Strom)		
Strom → Wasserstoff → KWK	48 – 62 %	Bei 40 % Strom und 45 % Wärme und Kompression auf 80 bar
Strom → Methan → KWK	43 – 54 %	

Neben der Ausnutzung der Abwärme zur Erhöhung des Wirkungsgrades des gesamten Prozesses kann man ebenso durch die Ausnutzung des Sauerstoffs, der als Nebenprodukt der Wasserstoffelektrolyse übrig bleibt, eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erreichen. Sauerstoff könnte beispielsweise für die sogenannten Oxyfuel-Prozesse, in denen die Verbrennung mit reinem Sauerstoff statt mit Luft erfolgt, verwendet werden. (dena, 2012a S. 13)

Wenn man Wasserstoff und synthetisches Methan als die wichtigsten Komponenten des Power-to-Gas-Systems miteinander vergleicht, erkennt man, dass die Verwendung von Wasserstoff vorteilhafter ist, da die Erzeugungsverluste geringer als für die Methanherzeugung sind, da einzelne Umwandlungsschritte gespart werden. Wenn man aber dagegen beachtet, dass Wasserstoff nur zu 5% ins Gasnetz eingespeist wird, erscheint die Erzeugung des Methans, das ohne Beschränkungen ins Erdgasnetz eingespeist werden kann, sogar mit um ungefähr fünf bis zehn Prozent geringerem Wirkungsgrad, eher als eine sinnvolle Lösung.

Die Wirkungsgradkette kann wie in Abbildung 2-21 dargestellt werden, wobei die Wirkungsgrade grob dargestellt sind und erneuerbarer Strom als Primärenergie betrachtet wird.

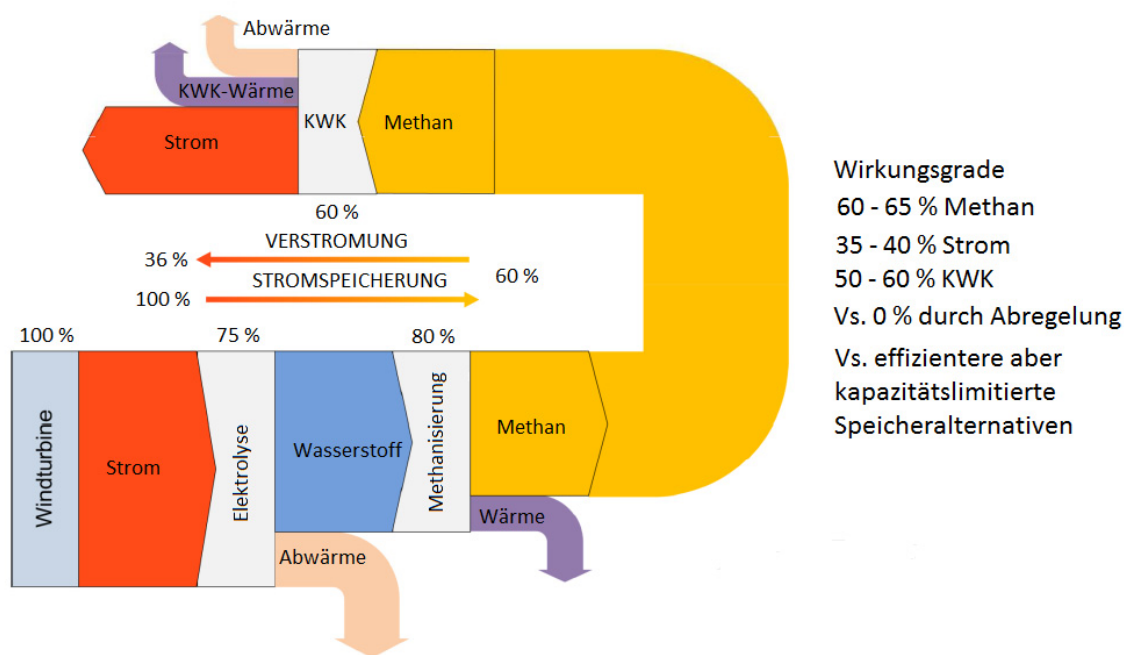


Abbildung 2-21: Wirkungsgradkette (Sternier, et al., 2011a S. 11)

Gesamt betrachtet ist die Power-to-Gas-Technologie aber noch in der Entwicklung und noch nicht Stand der Technik. Man vermutet allerdings, dass sie bis 2030 in der deutschen Elektrizitätswirtschaft weitverbreitet wird. (dena, 2012a S. 10)

2.4.4 Problematik

Das größte Problem der Power-to-Gas-Technologie ist, dass nicht zu große Mengen von Wasserstoff im Erdgasnetz gespeichert werden dürfen, um seine negative Wirkung auf die Infrastruktur zu vermeiden. Wasserstoff vermindert den Brennwert des im Erdgasnetz befindlichen Brennstoffes, erhöht den Zündbereich, verursacht die Korrosion der Erdgasleitungen und diffundiert durch sie. In Deutschland ist beispielsweise der Anteil des Wasserstoffs durch DVGW³³ Regelwerk G 260 auf 5-vol% begrenzt. Wenn man weiter betrachtet, dass die volumetrische Energiedichte vom Erdgas dreimal höher als die volumetrische Energiedichte vom Wasserstoff, erfolgt daraus, dass Wasserstoff im Erdgasnetz eigentlich nur mit einem energetischen Anteil von 1,5% eingehalten werden kann. Man vermutet, dass der Wasserstoff sogar mit einem Anteil von bis zu 10-vol% eingespeist werden könnte, dazu wären aber bestimmte Netzmodifikationen nötig. Die effizienteste, wirtschaftlichste Lösung dieses Problems ist die Methanisierung des Wasserstoffs mit Kohlenstoffdioxid. So entstandenes erneuerbares Methan, bzw. synthetisches Erdgas kann problemlos im Erdgasnetz gespeichert werden. (Sternier, et al., 2011 S. 3-4)

³³ Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches

2.4.5 Standortkriterien

Power-to-Gas-Technologie stellt einen Zusammenhang mehrerer unterschiedlicher Technologien dar, deren ordnungsgemäßer Zustand die Funktionsfähigkeit des gesamten Systems ermöglicht. Da das Ziel dieser Technologie die Erzeugung des Gases aus dem Strom und seine Speicherung in das Erdgasnetz ist, ist das entscheidende Kriterium für ihre Implementierung das Vorhandensein der Erdgasinfrastruktur, um die Gasspeicherung ins Erdgasnetz zu ermöglichen.

Ein weiteres Kriterium ist die Installation des Elektrolyseurs. Die beste Lösung wäre die Installation des Elektrolyseurs in der Nähe der erneuerbaren Energiequellen, um die Wasserstoffherzeugung vor-Ort zu ermöglichen, was ebenso zur Netzentlastung beitragen würde. Wenn aus Wasserstoff weiter synthetisches Methan erzeugt wird, muss auch das benötigte Kohlenstoffdioxid zur Verfügung stehen. Da die Bereitstellung von CO₂ zum Standort des Elektrolyseurs auch teuer ist, ist die Nähe der Kohlendioxidherzeuger, z.B. von Biogasanlagen als umweltfreundliche, bzw. emissionsneutrale Anlagen, auch von Vorteil. Wenn aus Gas, sowohl aus Wasserstoff als auch aus Methan, wieder Strom erzeugt wird, sind die Rückverstromungsanlagen in der Nähe des Erdgasnetzes erforderlich. Zu den Rückverstromungsanlagen gehören die konventionellen Gaskraftwerke. Wenn man alle diese Kriterien gemeinsam betrachtet, erscheint die Belastung des elektrischen Netzes als ein besonders wichtiges Kriterium, welches bestimmt, wo die einzelnen Anlagen installiert werden können. (dena, 2012b)

2.4.6 Klimaschutzwirkung

Unter Betrachtung der Auswirkung auf das Klima kann die Power-to-Gas Technologie als eine umweltfreundliche Technologie angenommen werden. Wenn man berücksichtigt, dass für die Erzeugung von Wasserstoff erneuerbarer Strom verbraucht wird, wird diese Technologie als emissionsfrei gesehen. Ebenso die Gaserzeugung aus Atomstrom würde zu keinen Emissionen führen, die Erzeugung von Atomstrom wird man aber als unsicher angenommen, und die meisten Staaten fördern einen Kernenergieausstieg. (Sternner, et al., 2011 S. 23) Wenn man jedoch die Methanherzeugung betrachtet, muss dafür auch Kohlenstoffdioxid verwendet werden. Bei der Rückverstromung in konventionellen Kraftwerken wird die gleiche Menge von Kohlenstoffdioxid emittiert, und aus diesem Betrachtungswinkel wirkt die Technologie eher als klimaneutral.

Wenn man aber ihre Umweltauswirkung genau bestimmen will, muss man ebenso eine genaue Antwort auf die folgenden Fragen haben: (Sternner, et al., 2011 S. 22)

- Aus welchen Quellen wurde wirklich der für die Elektrolyse verwendete Strom erzeugt?
- Welche Herkunft hat das CO₂, das man für den Methanisierungsprozess verwendet?

- Wird durch den erzeugten erneuerbaren Wasserstoff und das synthetische Methan wirklich die Verwendung der fossilen Energieträger vermindert?

Kohlenstoffdioxid entnimmt man entweder aus der Luft oder aus den Vergärungs- und Vergasungsprozessen der Biomasse – falls sich der Elektrolyseur neben Biomassenanlage befindet. Auf jeden Fall führt das so entnommene und weiter durch den Rückverstromungsvorgang freigesetzte CO₂ zu keiner Änderung der CO₂-Menge in der Luft und zu keinen Klimaänderungseffekten. Eine weitere Möglichkeit wäre die Abscheidung und Speicherung des Kohlendstoffdioxids mittels CCS³⁴-Technologie in Kraftwerken oder unterschiedlichen industriellen Anlagen und seine Verwendung in Methanisierungsprozessen. Die Verwendung dieses Kohlenstoffdioxids wird aber nicht bevorzugt, da es aus fossilen Energieträgern erzeugt wird. (Sterner, et al., 2011 S. 24)

2.4.7 Wirtschaftliche Analyse

Es ist nicht sehr leicht, die Höhe der Investitionen für die Power-to-Gas-Technologie genau zu bestimmen, da diese Technologie durch eine Reihe unterschiedlicher Komponenten bestimmt ist. Die Verteilung der Investitionskosten für eine Power-to-Gas-Anlage könnte aber durch das folgende Diagramm in Abbildung 2-22 dargestellt werden:

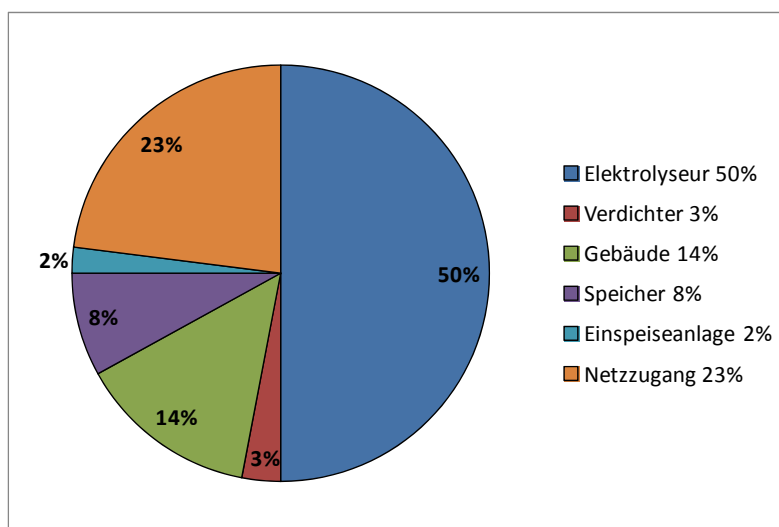


Abbildung 2-22: Investitionskostenverteilung für eine Power-to-Gas-Anlage mit 5 MW, 1.000 m³/h H₂ (Franke, 2012 S. 15)

Aus dem Diagramm in Abbildung 2-22 sieht man, dass die Elektrolyseure den größten Anteil an Kosten, sogar 50%, einnehmen. Grob geschätzt betragen die Investitionskosten für die Installation eines Industrieelektrolyseurs ungefähr 1.200 €/kW. (Düker, 2011 S. 6)

Ein weiterer wichtiger Teil der Kostenkette, der an Gesamtkosten sogar 23% einnimmt, ist der Netzzugang. Bezogen auf den Netzzugang, ist die Information bekannt, dass die Kosten für die Verbindungsleitung der Länge bis zehn Kilometer zusammen mit dem Netzanschluss

³⁴ CCS – Carbon capture and storage (Kohleabscheidung und -speicherung)

ein Maximum von 0,25 Millionen € haben (Düker, 2011 S. 6). Die Speicherung des erzeugten erneuerbaren Gases spielt eine bedeutsame Rolle im gesamten Power-to-Gas-Prozess. Die Kosten für die Speicherkapazitäten stellen aber mit acht Prozent keinen sehr großen Anteil dar. Die Höhe der Speicherkosten hängt ebenso von der Art des Speichermediums ab. Abbildung 2-23 vergleicht die Speicherkosten für die Speichermedien Wasserstoff und Methan und ebenso für das Wasser, unter Betrachtung der Pumpspeicherkraftwerke als eine konventionelle Speichermethode.

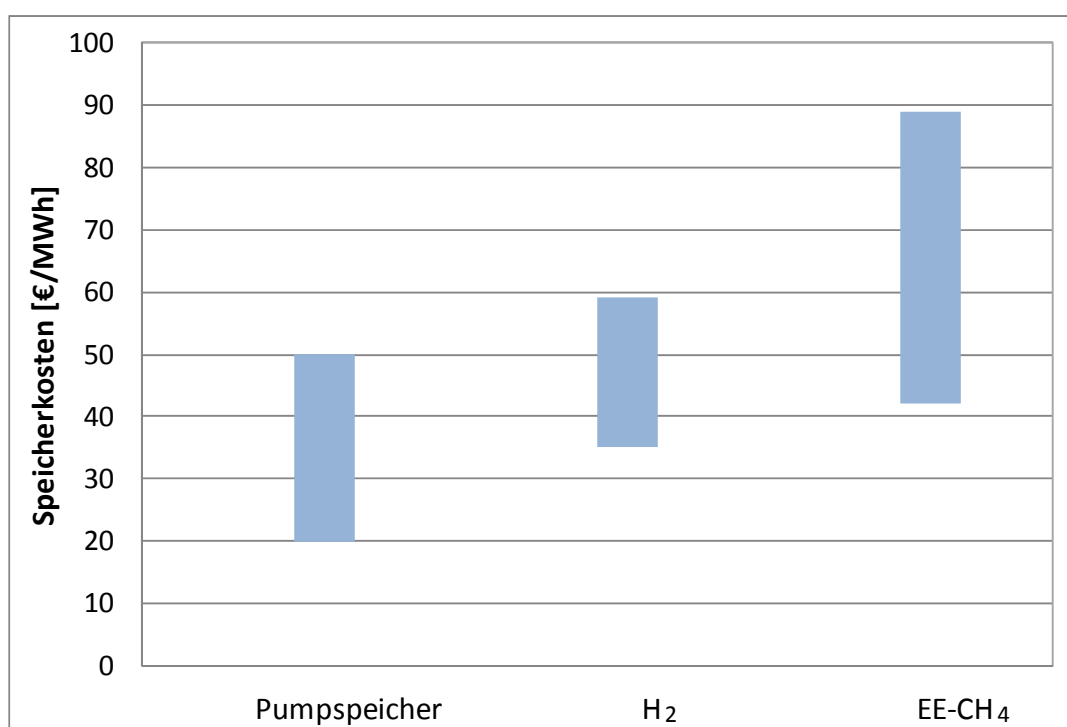


Abbildung 2-23: Spezifische Speicherkosten der Power-to-Gas Technologien im Vergleich mit der Speicherkosten den Pumpspeicherkraftwerken, Wochenspeicher (Datenquelle: (Felberbauer, et al., 2012 S. 109))

Es ist zu bemerken, dass die Speicherkosten deutlich höher für die erneuerbaren Gase als für die Wasserspeicherung in Pumpspeicherkraftwerken sind. Grundsätzlich bestehen die Gesamtkosten aus einer Reihe unterschiedlicher Kostenkomponenten.

Insgesamt betrachtet, nutzt die Power-to-Gas-Technologie elektrische Energie sowohl aus der Niederlastzeit als auch den Überschuss aus erneuerbarer Quellen, kann sie kurzfristig sowie langfristig speichern, und in Defizitzeiten stellt sie durch die Rückverstromung in Gaskraftwerken elektrische Energie wieder zur Verfügung. (Lenz, 2012 S. 16) Es stellt sich weiter die Frage, ob für das Power-to-Gas-System neue Gaskraftwerke gebaut werden müssen, oder ob der schon bestehende Kraftwerkspark ausgenutzt werden kann. Zur Spitzenlastzeit sind Gaskraftwerke schon voll ausgelastet, was bedeutet, dass sie das gespeicherte Gas aus dem Netz nicht benutzen können. Deswegen wäre wahrscheinlich nötig, neue Rückverstromungsanlagen zu bauen. Wenn weiter die Transportkapazitäten beachtet werden, ist anzunehmen, dass die vorhandenen Kapazitäten groß genug sind, um zusätzliche Menge problemlos zu speichern. (Hartmann, et al., 2012 S. 41)

2.5 Untergrundspeicher

Eine langfristige Speicherung großer Energiemengen kann nur durch entsprechende Speicherinfrastruktur realisiert werden. Einzelne Energiespeicherarten wie die bereits erwähnten supraleitenden magnetischen Spulen oder beispielsweise Batterien haben beschränkte Speicherkapazitäten und dadurch ist ihre Verwendung für die Speicherung in großem Stil nicht sinnvoll. Als Lösung bietet sich die Speicherung entweder in Pumpspeicherkraftwerken in Form potentieller Energie von Wasser oder in Untergrundspeichern in Form von Energie der komprimierten Luft oder chemischer Energie von Wasserstoff oder Methan. Auf diese Weise wird ermöglicht, Energie über lange Zeit und in ausreichender Menge zu bewahren.

Untergrundspeicher sind unterirdische Gesteinsformationen, die entsprechende geologische Strukturen aufweisen und eine sichere und umweltverträgliche Speicherung der Gase (wie Luft, Wasserstoff, Erdgas, Propan, Butan) und auch chemischer und petrochemischer Kraftstoffe ermöglichen. Die Speicherung erfolgt entweder in natürlichen Poren und Klüften oder in künstlich hergestellten Hohlräumen in Gesteinsformationen. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 145)

Nach den Angaben (Fraunhofer-INT, 2009) gibt es heute 630 Untertagespeicher, die in Betrieb sind. Die höchste Konzentration befindet sich in den Vereinigten Staaten und Kanada, aber auch in Mittel- und Westeuropa sind diese in großer Zahl vorhanden. Bezogen auf das maximale Arbeitsgasvolumen nimmt Deutschland den vierten Platz nach den Vereinigten Staaten, Russland und der Ukraine ein. Im Jahr 2005 wurden in Deutschland 19,1 Mrd. m³ des Arbeitsgases in 44 Untertagespeicher gespeichert, davon in 23 Porenspeicher und in 21 Kavernenspeicher. Volumetrisch betrachtet, wurden in Porenspeichern 65% des Arbeitsgases und in Kavernenspeicher die restlichen 35% gelagert. Weiter sind noch 15 Untertagespeicher geplant oder in Bau. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 147)

Untergrundspeicher sind ebenso zur unterirdischen CO₂-Speicherung geeignet. Auf diese Weise wird Kohlendioxid vollständig von der Atmosphäre isoliert und dauerhaft in tief liegenden Speichern eingelagert. (Dagmar Oertel, 2008 S. 41) In letzter Zeit werden Aquifere (siehe Kapitel 2.5.1.1) als besonders attraktive Lösung für die Kohlendioxidspeicherung gesehen, da sie weltweit sehr verbreitet sind und ebenfalls die Speicherung der Energie in großer Menge ermöglichen. (Rohrbach, 2012)

2.5.1 Untergrundspeicherarten

Für die Energiespeicherung in tiefen Schichten der Erde gibt es zahlreiche Möglichkeiten. Diese sind: (UGS, 2012)

- Salzkavernen
- Felskavernen

- Porenspeicher bzw. Aquiferstrukturen
- Erschöpfte Lagerstätten
- Aufgegebene Bergwerke

Abbildung 2-24 zeigt die Gesteinsstruktur eines Poren- bzw. Kavernenspeicher, die im nachfolgenden Kapitel detailliert beschrieben werden.

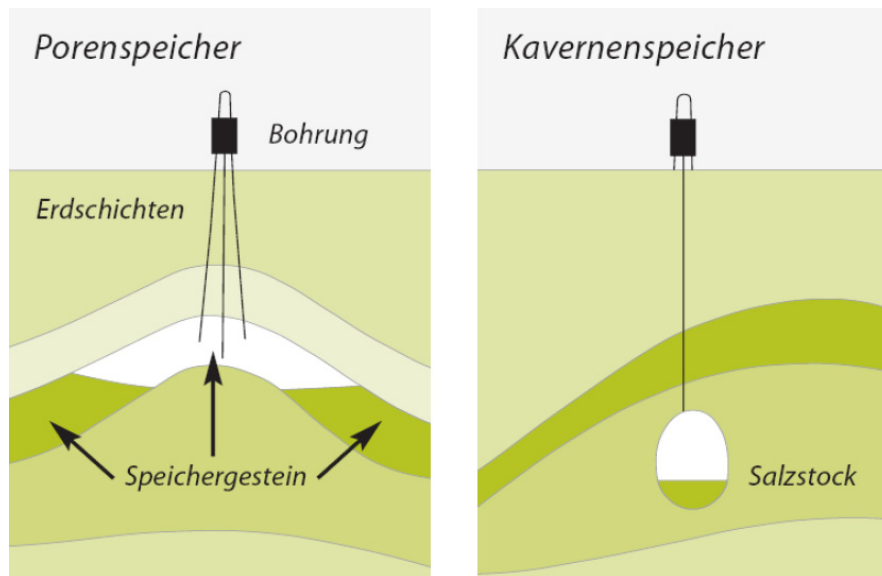


Abbildung 2-24: Porenspeicher und Kavernenspeicher (Fraunhofer-INT, 2009 S. 146)

2.5.1.1 Porenspeicher

Ein Porenspeicher (siehe Abbildung 2-25) bezeichnet den Raum der porösen permeablen Gesteinsformationen, die unter geologisch günstigen Bedingungen zum Zweck der Energiespeicherung verwendet werden können. (KBB Underground Technologies, 2012 S. 11) Geologisch günstige Bedingungen bedeuten, dass wichtige Voraussetzungen, wie Porosität³⁵, Permeabilität und Mindestspeichermächtigkeit³⁶, erfüllt sind. Zuerst wird die Porosität überprüft, wofür ein ziemlich hoher Explorationsaufwand erforderlich ist. Die porösen Gesteinsschichten sollten eine Porosität zwischen 18% und 25% und ebenfalls eine Permeabilität von 0,2 bis 0,3 Darcy³⁷ haben. Weiter sollten sie eine Mindestspeichermächtigkeit von zehn bis 40 m beweisen, um die Speicherung von Gas in ausreichender Menge zu ermöglichen. (Hartmann, et al., 2012 S. 20)

Je nach gesteinsphysikalischen Eigenschaften können die Porenspeicher sogar zwischen 100 Mio. m³ und mehreren Milliarden Kubikmeter Gas speichern, wovon ungefähr die Hälfte

³⁵ Unter Porosität versteht man das Hohlraumvolumen eines Gesteins. (GeoDataZone, 2013)

³⁶ Mächtigkeit bezeichnet in der Geologie die Dicke der Gesteinsschichte.

³⁷ Darcy wird in der Geotechnik als Einheit zur Darstellung der Durchlässigkeit von Boden und Fels für Gase und Flüssigkeiten verwendet. 1 Darcy stellt eine relativ hohe Permeabilität dar. (GeoDataZone, 2013)

des Gases das Arbeitsgas³⁸ darstellt. Diese Art der unterirdischen Speicher ist ebenfalls, aufgrund seiner Struktur, durch geringe Lade- und Entladegeschwindigkeiten charakterisiert. Aus diesem Grund und ebenso wegen des so großen Aufnahmevermögens werden sie als Langzeitspeicher verwendet. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 147,148)

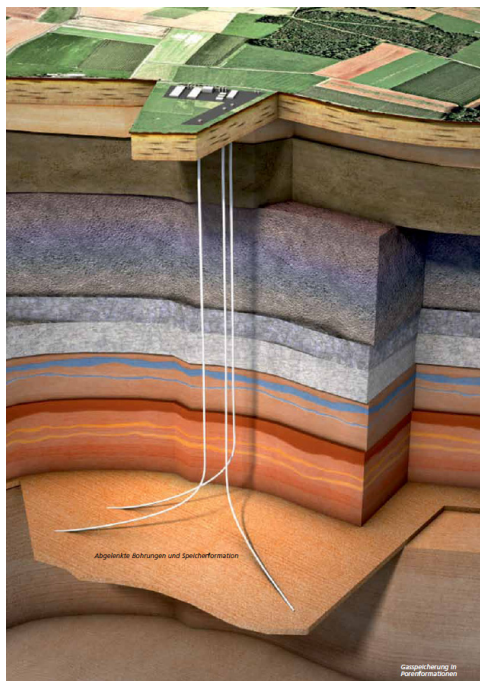


Abbildung 2-25: Porenspeicher (KBB Underground Technologies, 2012 S. 10)

Aquiferstrukturen (siehe Kapitel 2.5.1.1.1) und ausgeförderte Lagerstätten (siehe Kapitel 2.5.1.1.2) zählen ebenfalls zu den Porenspeichern.

2.5.1.1.1 Aquiferstrukturen

Aquiferstrukturen sind poröse Gesteinsschichten (wie beispielsweise Sandstein, Kalk oder Dolomit), von der Form her meist kuppelförmig und nach oben gewölbt, deren Poren mit mineralisiertem Wasser gefüllt sind. Diese Schichten sind von undurchlässigem Gestein (z.B. Ton oder Mergel) ausreichender Dichte umgeben. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 147) Wenn aus den Poren Wasser abgeführt wird und ebenfalls die früher angegebenen geologischen Anforderungen erfüllt sind, können sie als Untertagespeicher verwendet werden. Der Prozess der Ladung erfolgt so, dass das Gas³⁹ unter einem entsprechenden Druck in die Poren injiziert wird. Da Gas leichter als Wasser ist, formiert man eine gasgesättigte Zone oberhalb des Wassers, und das Wasser wird nach Randbereichen des natürlichen Speichers verdrängt. Bei der Entladung wird Gas expansiv nach oben gefördert, und das Wasser strömt zurück zum Urzustand. (UGS, 2012 S. 2)

³⁸ Siehe Kapitel 2.5.2

³⁹ Im Wesentlichen für alle nichtflüchtigen Gase. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 147)

2.5.1.1.2 Erschöpfte Kohlenwasserstofflagerstätten

Eine weitere Speichermöglichkeit ist die Speicherung in ausgeförderten Lagerstätten, die für großvolumige unterirdische Speicherung sehr gut geeignet sind. (KBB Underground Technologies, 2012 S. 11) Unter erschöpften Kohlenwasserstofflagerstätten versteht man die Erdöl- und Erdgaslagerstätten, deren Ressourcen entweder großteils oder vollständig ausgefördert sind. Solche Formationen sind mehrere Millionen Jahre alt und hatten die ganze Zeit die Rolle eines Speichers, was bedeutet, dass sie für die Speicherung, bevorzugt des Erdgases, zweifellos verwendet werden können. (UGS, 2012 S. 2)

Bei der Ladung wird Gas unter einem hohen Druck in den unterirdischen Speicher eingeleitet, während die Entladung durch die Entspannung des Gases erfolgt (Fraunhofer-INT, 2009 S. 147).

2.5.1.2 Salzkavernen

Salzkavernen sind künstlich hergestellte, meist zylinderförmige Hohlräume in mächtigen Salzformationen, die für die Speicherung von Gasen (Luft, Wasserstoff, Erdgas usw.), aber auch für die Speicherung von Flüssigkeiten geeignet sind. (UGS, 2012) Aufgrund der Salzstruktur kann in den Kavernen eine deutlich größere Menge des Gases über einen bestimmten Zeitraum als bei porösen Schichten übertragen werden. Heute können sehr große Kavernenvolumina, sogar über 800.000 m³, geschaffen werden. Dabei sind Tiefen von bis zu 3.000 m, Durchmesser bis zu 100 m und eine Kavernenhöhe von mehreren 100 m erreichbar. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 148) Kavernenspeicher können sehr hohe Ein- und Auslagerungsraten erreichen bzw. pro Zeiteinheit können sie eine sehr große Gasmenge ein- und ausspeichern, so dass sie ebenso für die Spitzenlastdeckung geeignet sind. (KBB Underground Technologies, 2012 S. 7)

Um im Salzgestein die Gasspeicherung zu ermöglichen bzw. eine Kaverne einzurichten, müssen entsprechende Anforderungen erfüllt sein. Diese Anforderungen sind geeignete geologische Voraussetzungen bzw. das Vorhandensein der entsprechenden Salzstrukturen mit passender Tiefe, die Möglichkeit der Frischwasserversorgung und der Soleentsorgung, die relevant für den Soleprozess sind, bei dem aus einer Salzformation eine Kaverne entsteht. Das wichtigste Kriterium sind auf jeden Fall die geologischen Bedingungen, und wenn diese erfüllt sind, muss danach bestimmt werden, ob entsprechend den soltechnischen⁴⁰ und gebirgsmechanischen Kriterien die Errichtung der Kaverne möglich ist. (Gillhaus, et al., 2007 S. 11) Die Bedingung, dass die Dicke des Salzsteins ausreichend groß sein muss, ist grundsätzlich bei den Salzgesteinsarten Schichtensalz, Salzstöcken, Salzkissen und Salzmauern erfüllt. (Hartmann, et al., 2012 S. 21)

⁴⁰ Soltechnische Kriterien geben an, ob aus einer Salzformation aufgrund ihrer Salzqualität die Kavernenherstellung von technischer Seite realisierbar ist.

2.5.1.2.1 Geologische Voraussetzungen

Das wichtigste Kriterium für die Nutzung der Kavernen für Energiespeicherung ist das Vorhandensein eines Salzgebirges bzw. sind ausreichende Informationen über die Gebirgsstruktur. Ob eine Salzformation als Kavernenspeicher verwendet werden kann, hängt aber von mehreren Faktoren ab. Die wichtigsten Faktoren sind die Tiefenlage der Salzstruktur, ihre Mächtigkeit und ebenso Salzqualität. Bei Salzstöcken muss man noch zusätzlich auf die interne Salzstruktur bzw. räumliche Verteilung von Steinsalzen ungleicher Qualität, löslicher (z.B. Kaliflöze) und unlöslicher (z.B. Anhydritblöcke) Bestandteile der Salzstruktur achten, da sie die gebirgsmechanische Auswirkung bestimmen und den Solprozess beeinflussen. Bevor die Bohrung zur Kavernenerschließung durchgeführt wird, aber auch dann, wenn die Salzformation weniger bekannt ist, sollte zuerst eine Erkundungsbohrung durchgeführt werden. Die Studie (Gillhaus, et al., 2007) gibt ein vereinfachtes geologisches Modell an, das auf Basis der gewonnenen Ergebnisse der geologischen Untersuchung entsprechender Salzstruktur erstellt wurde (siehe Abbildung 2-26). (Gillhaus, et al., 2007 S. 11)

2.5.1.2.2 Gebirgsmechanische Voraussetzungen

Der nächste Schritt, der die Verwendung der Hohlräume als Speicherkavernen bedingt; ist die Bestimmung der stofflichen und mechanischen Eigenschaften des Gebirges. Entsprechend dem geotechnischen Standsicherheitsnachweis⁴¹ müssen die Spannungs- und Verformungszustände im Randbereich der Hohlräume für die verschiedene Lastfälle bzw. verschiedene Betriebszustände bestimmt werden, um zu überprüfen, ob sie das Standsicherheitsverhalten beeinträchtigen können. Die Ergebnisse ermöglichen die Bildung eines Berechnungsmodells, das zur Dimensionierung der Kaverne dient, und entsprechend den in der betrachteten Studie erzielten Ergebnissen wurde die folgende Schlussfolgerung gezogen, zitiert nach (Gillhaus, et al., 2007):

„Salzgesteine zeigen im Gegensatz zu anderen Gesteinen ein ausgeprägt nichtlineares spannungs-, zeit- und temperaturabhängiges Verformungs-, Festigkeits- und Bruchverhalten.“

Die gebirgsmechanische Dimensionierung einer Kaverne schließt entsprechend der angegebenen Quelle die folgenden Schritte ein: (Gillhaus, et al., 2007 S. 12)

- Modellierung der geologischen Gesteinsstruktur bis zur bestimmten Tiefenlage
- Ausarbeitung des vereinfachten Gebirgsmodells, in dem die für die Speicherung passende Salzstruktur von oberen und unteren Gesteinsschichten deutlich begrenzt wird
- Visualisierung des Modells mittels Finite-Elemente-Methode, um die Anfangs-, Rand- und Übergangsbedingungen zu bestimmen

⁴¹ Standsicherheitsnachweis ist der Nachweis der Standfestigkeit bzw. der Stabilität, der durch geotechnische, bzw. statistische Berechnungsmethode bestätigt wird. (Baumarkt, 2013)

- Analyse der Ergebnisse und Bestimmung des Verformungsgrades und der Spannungsstärke im Gebirge

Der beschriebene Modellierungsvorgang ist in Abbildung 2-26 dargestellt.

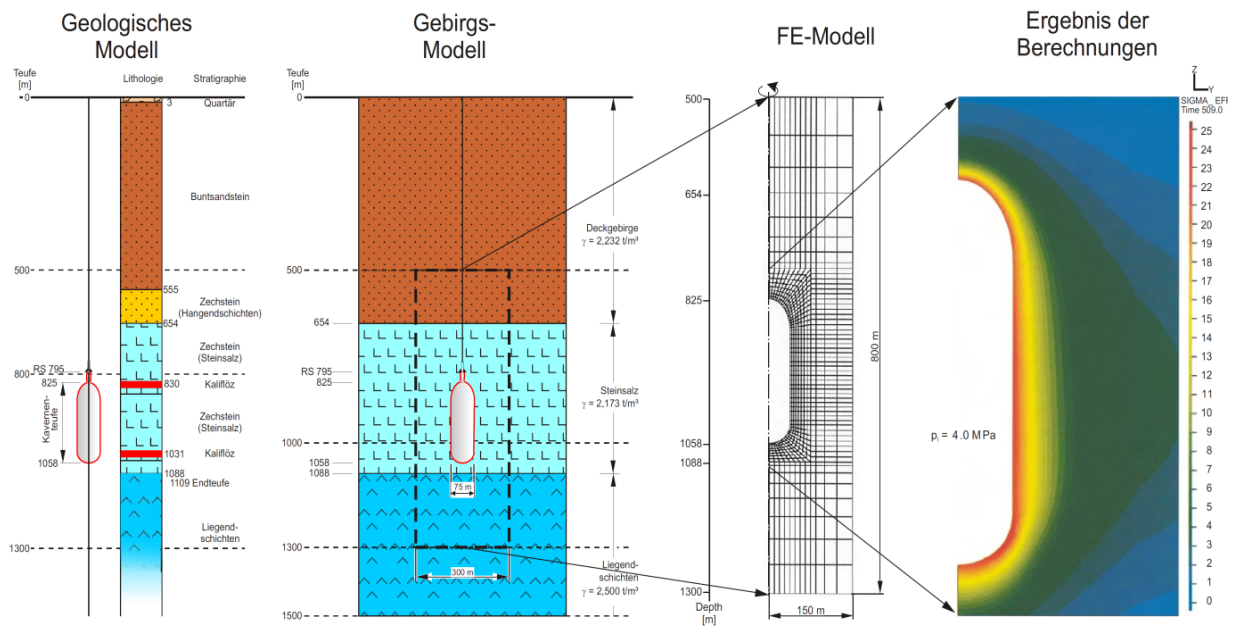


Abbildung 2-26: Dimensionierung einer Speicherkaverne (Gillhaus, et al., 2007 S. 53)

Aus der Abbildung erkennt man die Struktur des Gebirges. Daher sieht man, wo die benötigten Salzgesteine, die für die Errichtung der Kavernen optimal sind, vorhanden sind. Deshalb wurde weiter das FE-Modell erstellt, das zeigt, dass die Kaverne in der Randzone der stärksten Beanspruchung ausgesetzt ist.

2.5.1.2.3 Solung

Damit aus einer Salzformation eine Speicherkaverne entsteht, erfolgt als erster Schritt das Injizieren von Wasser in die Salzformation. Der Prozess geht über zwei freihängende Rohrstränge vonstatten. Durch einen Strang wird Wasser in die Kaverne injiziert, und durch den anderen Strang wird das gelöste Salz als Sole nach oben gefördert, während die unlöslichen Bestandteile den sogenannten Kavernensumpf bilden und am Kavernenboden sedimentieren. Da Wasser das Salzgestein löst, muss die Bohrung vor weiterer unerwünschter Auslösung geschützt werden, was man durch die Einzementierung der Rohrtouren (so genannte Casings) um die frei hängenden Rohrstränge erreicht. (Gillhaus, et al., 2007 S. 13)

Im Wesentlichen erfolgt der Aussolvorgang durch das direkte und das indirekte Solverfahren. Das direkte Verfahren ist durch die Injektion des Wassers in die Kaverne über einen inneren Solstrang dargestellt, in der Kaverne wird das Salz aufgelöst und über den äußeren Strang als Sole nach oben gefördert (siehe Abbildung 2-27). Beim indirekten Verfahren wird Wasser über den äußeren Solstrang injiziert, und die Sole wird über den inneren Solstrang nach oben geleitet. Der Solbetrieb fängt mit dem direkten Verfahren an,

die Durchflussgeschwindigkeit von Wasser und Sole beträgt ungefähr $100 \text{ m}^3/\text{h}$. Diese Phase wird Sumpfsolphase genannt, sie dauert ungefähr vier Monate bzw. solange es nötig ist, dass sich eine ausreichend große Sumpfkaverne formiert. Nach dieser Phase erfolgt die sogenannte Hauptsolphase, in der man vom direkten auf das indirekte Verfahren umsteigt und die Fließgeschwindigkeit auf $250\text{-}300 \text{ m}^3/\text{h}$ erhöht wird. Die letzte Phase der Solung ist die Dachsolphase, durch welche ein gewölbtes Kavernendach gebirgsmechanisch günstig ausgebildet wird. Um die Kaverne bzw. den Solvorgang nach oben zu begrenzen, wird ein Blanket eingeleitet. Als Blanket wird ein Medium mit geringerer Dichte als die Sole, meist Stickstoff oder Öl, verwendet. Es wird durch das dritte Rohr, das sich zwischen dem äußeren Solstrang und dem letzten zementierten Rohr befindet, geleitet. Der Kavernenentstehungsvorgang wird regelmäßig mittels Ultraschallsonden überprüft. Abhängig von geologischen Verhältnissen können ebenfalls mehrere Solschritte durchgeführt werden, wobei der Blanketniveau öfters neu eingestellt wird. Die beschriebene Verfahren und alle verwendeten Komponenten sind in Abbildung 2-27 ersichtlich. (Gillhaus, et al., 2007 S. 13)

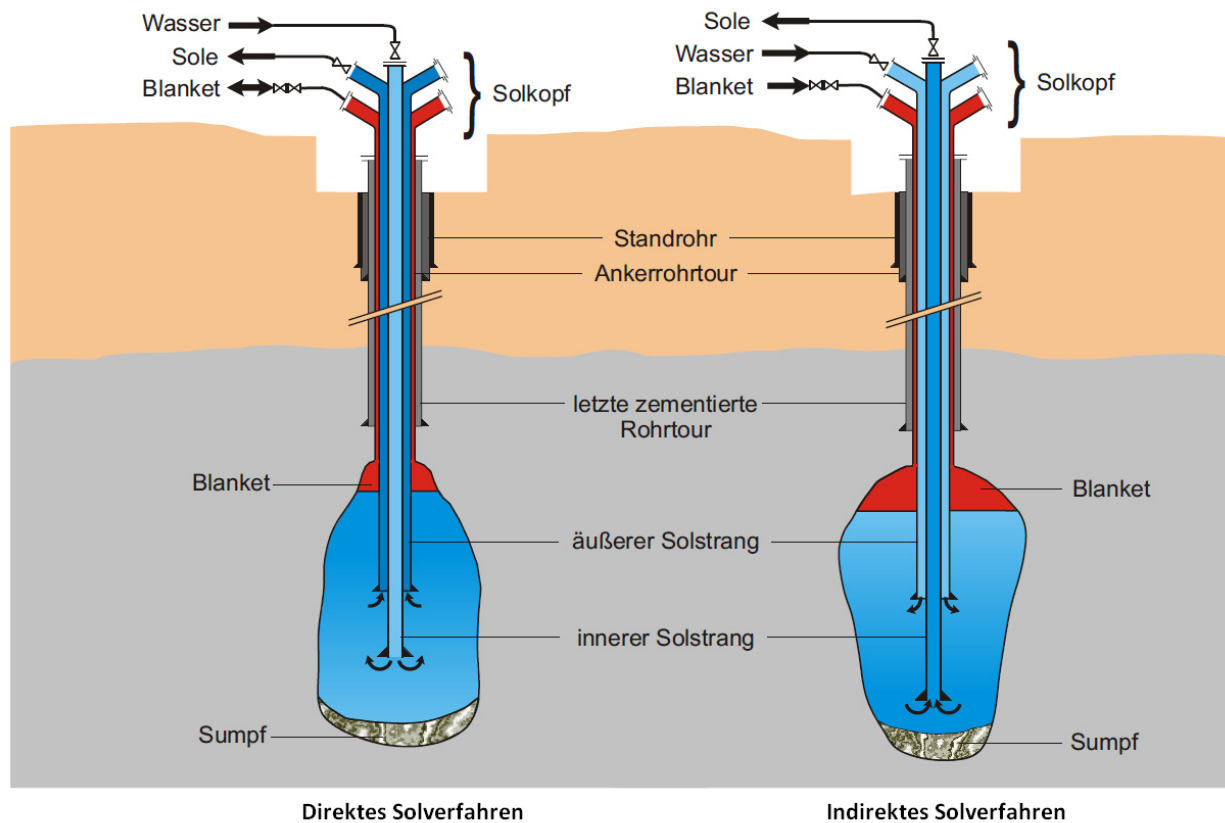


Abbildung 2-27: Direktes und indirektes Solverfahren (Gillhaus, et al., 2007 S. 54)

Nachdem der Solprozess beendet und das gewünschte Kavernenvolumen erreicht wird, verbleibt in der Kaverne die Sole, die noch vollständig ausgefördert werden soll, und die Kaverne muss mit Luft gefüllt werden. Für diesen Zweck werden die Solrohre mit einem speziellen Förderrohr, durch die die Luft in die Kaverne injiziert wird, ersetzt, und zusätzlich wird noch ein Soleentsorgungsstrang installiert, der nur kurzfristig gebraucht wird, um die Sole vollständig aus der Kaverne zu entleeren. (Gillhaus, et al., 2007 S. 14) Luft wird im

Kompressor verdichtet, und danach erfolgt das Injizieren der Druckluft durch die beiden Ringräume (siehe Abbildung 2-28) in die Kaverne. Die Druckluft drückt das Soleniveau, und die Sole wird über den inneren Rohrstrang nach oben gefördert. Nachdem die Sole entleert ist, wird der Soleentleerungsstrang unter Luftdruck ausgebaut und durch eine Druckschleuse (snubbing unit) ersetzt. (Gillhaus, et al., 2007 S. 18)

Der beschriebene Vorgang der Soleentleerung und der Lufterstbefüllung mit dafür benötigten Komponenten ist in Abbildung 2-28 präsentiert.

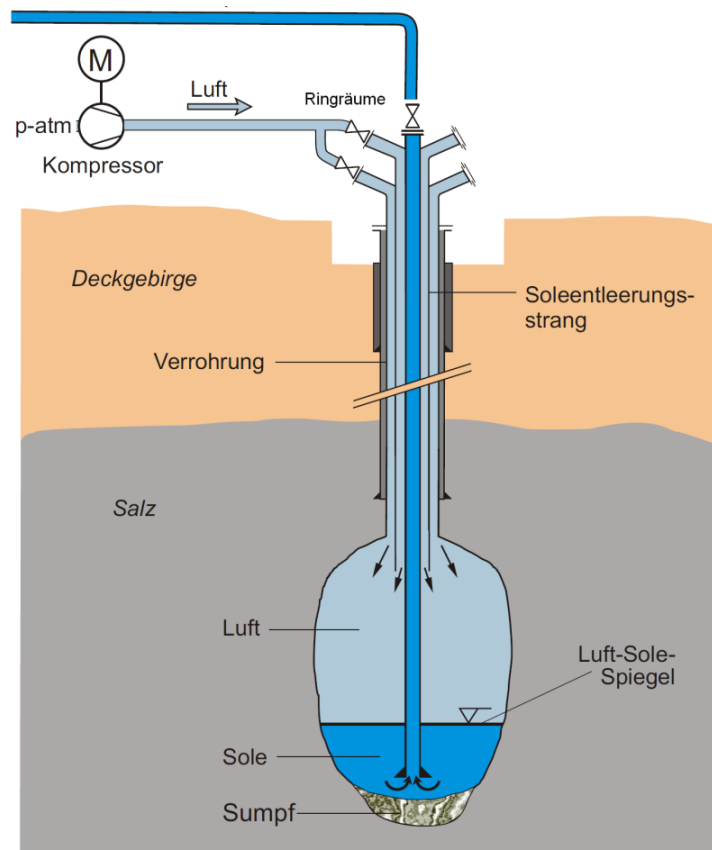


Abbildung 2-28: Lufterstbefüllung und Soleentleerung (Gillhaus, et al., 2007 S. 55)

Wenn die Kaverne für die Speicherung der Druckluft vorgesehen ist, sind die Anforderungen größer als für die Speicherung von Erdgas. Luft hat eine höhere Feuchtigkeit als Erdgas, und deswegen muss sie zuerst getrocknet bzw. vom Wasser befreit werden, um das zementierte Rohr vor Korrosion zu schützen. (Gillhaus, et al., 2007 S. 14) Wenn die Kaverne für die Wasserstoffspeicherung ausgelegt wird, herrschen die Drücke zwischen 160 und 180 bar. Da Wasserstoff ein sehr energiereiches Atom ist, wie schon in Kapitel 2.3 gezeigt wird, wird unter gleichen Bedingungen eine größere Energiemenge gespeichert. (Felberbauer, et al., 2012 S. 53)

2.5.1.2.4 Weitere Bedingungen für die Erschließung der Kavernen

Nach den geologischen und gebirgsmechanischen Kriterien müssen noch weitere Bedingungen wie Verfügbarkeit des Standortes, Frischwasserbereitstellung und Möglichkeit der Entsorgung der Sole erfüllt werden.

Erst wenn ein geeigneter Standort, unterirdisch oder oberirdisch, verfügbar ist, kann man ihn für die Kavernenauslegung mit dem Ziel der Energiespeicherung ausnutzen. Die oberirdische Verfügbarkeit bezieht sich auch darauf, dass der Standort nicht für andere Zwecke, wie für die Speicherung und Deponierung von Sonderabfallstoffen, Rohstoffgewinnung u.Ä., entweder genutzt wird oder für die Nutzung geplant ist. In einem solchen Fall wäre die potentielle Rolle dieser Kaverne als Untertagespeicher gleich ausgeschlossen. Weiter muss der Standort frei von Bebauung und ebenso ausreichend weit von Ansiedlungen und Hauptverkehrswegen entfernt sein, um den Ausbau der oberirdischen Anlagen zu ermöglichen. Der Standort darf zugleich nicht durch Hochwasser gefährdet sein oder für militärische Zwecke genutzt werden. Wenn diese „oberirdischen“ Kriterien erfüllt sind, wird danach die unterirdische Verfügbarkeit überprüft. Dafür müssen die früher in den Kapiteln 2.5.1.2.1 und 2.5.1.2.2 angegebenen Bedingungen erfüllt sein. Wenn es gewünscht wird, an einem Standort mehrere Kavernen zu errichten, sollte der Abstand zwischen den Kavernen größer als 300 m sein. (Gillhaus, et al., 2007 S. 46)

Die Frischwasserbereitstellung ist, wie schon erwähnt, eine bedeutende Voraussetzung, besonders für den Solprozess. Bei der Solung werden ungefähr $7,5 \text{ m}^3$ Wasser für 1 m^3 des Kavernenhohlraums benötigt. Grundsätzlich sind keine besonderen Anforderungen an die Qualität des Wassers gestellt, und daher kann als Wasser sowohl Süßwasser aus unterschiedlichen Quellen wie Flüssen, Seen, Grundwasser aus Brunnen, Schichtwasser mit geringer Mineralisation aus dem Untergrund als auch leicht verschmutztes industrielles Abwasser und Meerwasser verwendet werden. Die Erteilung einer Genehmigung für die Verwendung des Grundwassers dauert sehr lange, wobei dafür benötigte Erkundungs- und Beweissicherungsprogramme ziemlich aufwendig sind. Man muss ebenso die gesamte hydrologische Situation in der Umgebung von mehreren Quadratkilometern beachten, damit die Ausnutzung keine negativen Auswirkungen hat. (Gillhaus, et al., 2007 S. 47-48)

Eine weitere Bedingung ist die Möglichkeit der Entsorgung von Sole, wobei pro 1 m^3 Hohlraum, wie schon erwähnt, ungefähr $7,5 \text{ m}^3$ Sole entsteht. Für die Soleentsorgung gibt es unterschiedliche Möglichkeiten, wie Verwendung in der chemischen Industrie (z.B. Chlorelektrolyse, Sodaproduktion usw.), Ableitung in Oberflächengewässer (grundsätzlich nur in Meeresnähe wegen des Salzgehalts) oder stillgelegte Bergwerken und noch vieles mehr. Wenn die Sole weiter in der chemischen Industrie verwendet wird, muss die geförderte Solequalität auf jeden Fall beibehalten werden. (Hartmann, et al., 2012 S. 22)

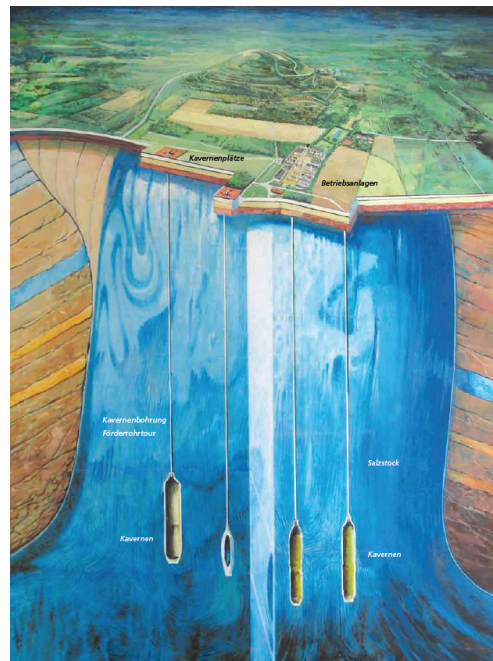


Abbildung 2-29: Kaverne in einem Salzstock (KBB Underground Technologies, 2012 S. 2)

2.5.1.3 Felskavernen

Felskavernen sind Feststeinuntergrundspeicher, in welchen meist die flüssigen Produkte unter Normalbedingungen kostengünstig gespeichert werden können. Darunter werden auch Flüssiggase wie Propan und Butan verstanden. Diese Art der Kavernen wird bergmännisch durch die konventionellen Bergbautechnologien geschaffen, und dabei sind Volumina von mehreren 100.000 m^3 erzielbar. (UGS, 2012)

Felskavernen werden hauptsächlich durch Rohrstränge geladen, während die Entladung durch die Tieftauchpumpen erfolgt. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 148,149) Die Erschließung der Kavernen im Felsstein ist ziemlich aufwendig, und bis jetzt wurde diese Art der Kavernen zur Speicherung vom Erdgas nicht genutzt. Daher werden sie auch als keine vielversprechende Lösung gesehen. Als beste Lösung für die Zukunft bietet sich auf jeden Fall die Speicherung in Salzkavernen. (Hartmann, et al., 2012 S. 23)

2.5.1.4 Aufgegebene Bergwerke

Die Speicherung von Gasen ist auch in Bergwerken (beispielsweise Kohle-, Erz-, Salzbergwerke u.Ä.), die nicht mehr zur Rohstoffgewinnung dienen, möglich. Dabei müssen sie natürlich eine ausreichende geologische Dichtheit aufweisen. (UGS, 2012 S. 1) Der Aufwendigkeitsgrad der Dichtheitsüberprüfung unterscheidet sich für unterschiedliche Rohstoffe. Dabei ist auch bedeutsam, dass die ehemaligen Bergwerke hauptsächlich ein großes Volumen für die Gasspeicherung bieten. (Hartmann, et al., 2012 S. 20) Für diese Art der unterirdischen Speicher ist charakteristisch, dass im Wesentlichen kein Kompressor benötigt

wird, da der Speicher oft direkt mit Gasrohrleitung verbunden ist, in der sich Gas schon unter einem hohen Druck befindet. (UGS, 2012 S. 1)

2.5.2 Technische Anforderungen und Dimensionierung der Salzkavernen

Dieser Kapitel bezieht sich auf die Betrachtung der Salzkavernen, da sie unter allen unterirdischen Speichern die Speicherung der größten Energiemengen ermöglichen und ebenso für die Lang- als auch Kurzzeitspeicherung ausgelegt sind.

Zuerst werden die Begriffe Arbeitsgas und Kissengas erklärt. Verwendet man Untergrundspeicher als Gasspeicher, wird eine gewisse Menge des Gases, die ständig im Speicher vorhanden ist und die für die Erhaltung des minimalen Speicherdrucks erforderlich ist, benötigt. Dieses Gas nennt sich das Kissengas. Das Gas, das in Untergrundspeichern zusätzlich gespeichert und ebenso verbraucht wird, nennt man Arbeitsgas. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 145)

Zur Herstellung, entsprechenden Dimensionierung und effizienten Nutzung müssen die an Kavernen gestellten technischen Anforderungen bzw. das Vorhandensein und entsprechende Eigenschaften aller benötigten Komponenten und Anlagen erfüllt werden. Um die Salzkavernenherstellung durch Aussolung bzw. Zuführung von Frischwasser und Abführung der Sole zu ermöglichen, werden oberirdische Anlagenteile benötigt. Diese sind Kavernenkopf, Sol- und Speicherbetriebsanlagen mit dazugehörigen Gebäuden und Transportleitungen. Sie dienen ebenso zur Ein- und Ausspeicherung der Speichermedien, Überwachung und Sicherheit des Speichers. Weitere Anlagen, die im Allgemeinen die Funktionsfähigkeit des unterirdischen Speicher ermöglichen, sind: Frischwasser- und Solepumpenstation, Solbetriebsanlage, Produktpumpstationen, Gasverdichtungsanlagen, Gastrocknungsanlagen, Gasmess- und Regelanlagen, Frischwasser- und Solerohrleitungen, Produktrohrleitungen sowie bei Erdgaskavernen Hochdruck-Erdgas-Rohrleitungen. (KBB Underground Technologies, 2012 S. 13)

Die Anforderungen werden ebenfalls von der benötigten Lade-/Entladedauer und dem gewünschten Luftmassenstrom bestimmt. Das Produkt aus dem maximalen Luftmassenstrom und der Dauer des Turbinenbetriebs ergibt die Luftmasse, die in der Kaverne gespeichert wird und stellt das Arbeitsgas dar. (Gillhaus, et al., 2007 S. 22)

$$\Delta m = m_{\max} \cdot \Delta t \quad (2.30)$$

mit: Δm Luftmasse [kg]
 m_{\max} Luftmassenstrom [kg/
 Δt Dauer des Turbinenbetriebs [s]

Es muss selbstverständlich zusätzlich noch Platz für das Kissengas zur Verfügung gestellt werden. Die Daten für das benötigte Volumen einer Kaverne werden auf Basis folgender Gleichung gewonnen: (Gillhaus, et al., 2007 S. 23)

$$\Delta p \cdot V = \Delta m \cdot R \cdot T \quad (2.31)$$

mit: Δp Druckspiel
 V geometrisches Kavernenvolumen [m³]
 Δm Masse des Arbeitsgases [kg]
 R spezifische Gaskonstante [J/(kg·K)]
 T Lufttemperatur [T]

Bei der Dimensionierung muss man ebenfalls den Einfluss der Druckänderungsgeschwindigkeit auf die Kaverne beachten. Mit sinkender Größe der Kaverne steigt die Druckänderungsgeschwindigkeit bei gleicher Ladegeschwindigkeit, was eine höhere Belastung im Wandbereich der Kaverne verursacht. Durch höhere Belastungen steigt die Temperatur bzw. die Temperaturdifferenz zwischen dem minimalen und maximalen Temperaturwert wird stärker ausgeprägt, und die Salzsteinstrukturen können diese hohen Differenzen nicht selbst ausgleichen. Dadurch entstehen die thermisch induzierten Zugspannungen in der Randzone, die in weiterer Folge dazu führen können, dass die Randzonen abgeschält werden. Um diesen Effekt zu vermindern, sollte Druck auf einen Wert unter 40 bar begrenzt werden. (Gillhaus, et al., 2007 S. 17)

Wenn man die Druckluftkaverne mit den Erdgaskavernen vergleicht, haben sie deutlich mehr Zyklen bzw. werden sie täglich bis wöchentlich ein- und ausgeladen, während die Erdgaskavernen eher die Rolle des Langzeitspeichers übernehmen und mit nur einige Zyklen pro Jahr charakteristisch sind. (Gillhaus, et al., 2007 S. 17) Bei den Salzkavernen ist die Füllrate im Grunde von der Kompressorleistung und die Entnahmerate vom Leiterquerschnitt abhängig, während der Gasdruck vom Füllungsgrad abhängt. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 148) Zurzeit gibt es weltweit zwei Salzkavernen zur Druckluftspeicherung: das Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf in Deutschland und McIntosh in den Vereinigten Staaten. Zur Speicherung des Wasserstoffs für chemische und petrochemische Industrie sind drei Salzkavernen weltweit in Betrieb. Es handelt sich um die Anlagen Conoco Phillips, die in 1986 in Betrieb genommen wurde, Praxair mit dem Inbetriebnahmejahr 2007 in den Vereinigten Staaten, sowie die Anlage Sabc Petrochemical in Großbritannien, die in 1980 in Betrieb genommen wurde. (ETG, 2009 S. 55)

2.5.3 Investitionskosten des Salzkavernenspeichers für die Druckluftspeicherung

Die Kosten für Salzkavernen können grundsätzlich in mehrere Bereiche unterteilt werden: Kosten für die Exploration, Genehmigungen, Installation der Rohrleitungen für Wasserbeschaffung und Soleentsorgung, Solanlage, Gasrohrleitungen zur Versorgung des Kraftwerkes und daneben zusätzlich noch pro Kaverne die Kosten für Zugangsweg, Kavernenplatz, Feldrohrleitungen, Bohrung, Energie- und Personalkosten für das Solen und Komplettierung für Luftspeicherbetrieb. (Gillhaus, et al., 2007 S. 24)

Unter Beachtung aller diesen Faktoren können zwei Extremfälle bezogen auf die Investitionskosten betrachtet werden, „grüne Wiese“ für maximale Investitionskosten und „braune Wiese“ für minimale Investitionskosten (siehe Abbildung 2-30). Die maximalen Kosten entstehen, wenn die Arbeiten von null aus beginnen, d.h. es wurde noch nichts geplant, genehmigt und gebaut, und daher müssen die Explorationsarbeiten durchgeführt werden, was besonders hohe Kosten mit sich bringt. Die optimale Variante mit minimalen Kosten weist auf das Bestehen der Solanlage und explorierten geologischen Strukturen hin. Eine solche optimale Variante ist aber nicht möglich, da die schon vorhandene Infrastruktur auch bezahlt werden muss. Als realistische Variante ergeben sich die Fälle mit den Kosten, die sich zwischen diesen zwei Extremfällen befinden.

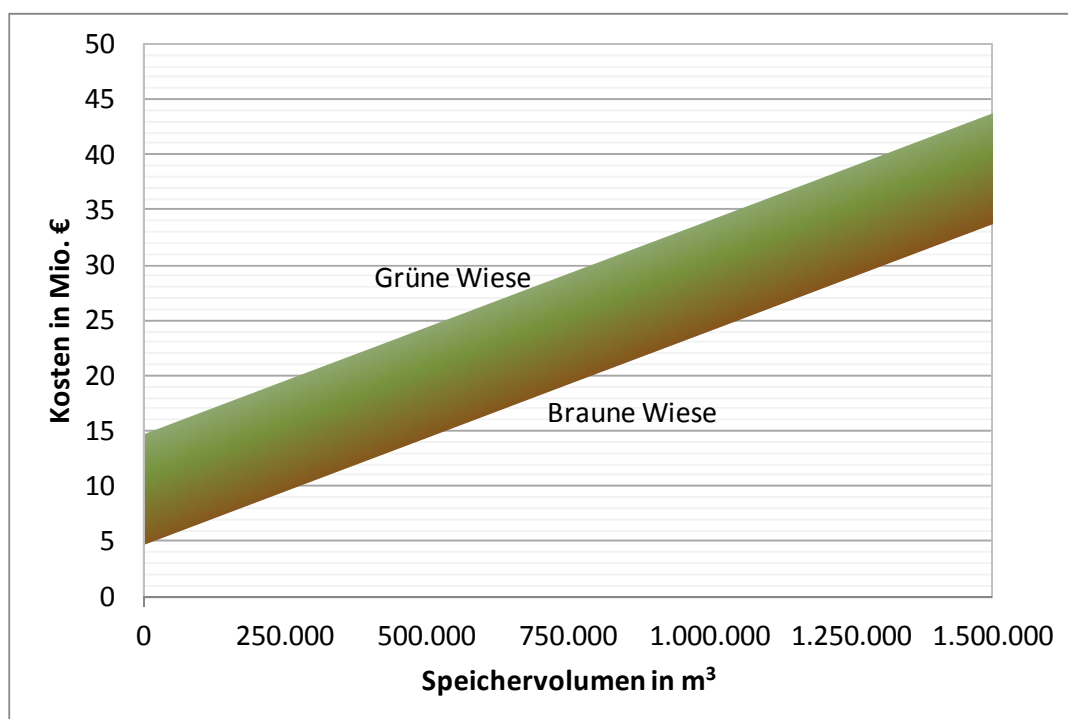


Abbildung 2-30: Darstellung der Investitionskosten für eine Kaverne (Gillhaus, et al., 2007 S. 59)

Die Größe der Kaverne, die, wie schon angewiesen, vom gewünschten Druckbereich abhängt, ist ebenso ein wichtiger Faktor bei der Bestimmung der Kosten. Wenn das Druckspiel groß und damit das Volumen geringer ist, werden die Herstellungskosten geringer. In solchem Fall entstehen aber höhere Kosten für Kompressor, parallel dazu höhere Energiekosten im Kompressionsbetrieb, und ebenfalls steigen die Kosten für den Luftkühler. Bei Kavernen mit kleinerem Druckspiel ist vorteilhaft, dass die Investitions- und Betriebskosten für die Kompressoren und die Luftkühler generell geringer sind. Wenn man aber die Gesamtkosten betrachtet, sind die Investitionskosten, unabhängig vom Druck, ziemlich hoch, sodass das Volumen keinen relevanten Einfluss auf die Höhe der Kosten hat, und daher sollten die Kosten bezogen auf die Kavernengröße nicht wirklich ein entscheidendes Kriterium sein. Hier sollten eher die Kavernenerstellungskosten den zusätzlichen fixen und variablen Kosten gegenübergestellt werden. (Gillhaus, et al., 2007 S. 25)

Es wurden mehrere Analysen durchgeführt, die spezifische kapazitätsbezogene Investitionskosten für Salzkavernen darstellen, und die Werte, die die Tabelle 2-4 zeigt, wurden so bestimmt, dass die Investitionskosten jeder betrachteten Analyse für das maximale Volumen der Salzkaverne mit dem Wert der volumetrischen Kapazität von $2,9 \text{ kWh/m}^3$ dividiert wurden.

Tabelle 2-4: Vergleich der Investitionskosten für Salzkaverne entsprechend unterschiedlichen Analysen (Hartmann, et al., 2012 S. 25)

Quelle	Spezifische Investitionskosten [$\text{€}_{2010}/\text{kWh}$]
(Pehnt, et al., 2009)	3,04 – 6,08
(Vennemann, et al., 2008)	3,25 – 5,59
(Nölke, 2006)	3,1 – 4,4
(Electric Power Research Institute (EPRI), 2002)	1,1
(Alexandre, et al., 2000)	4

Im Vergleich mit den oberirdischen Speichern sind die unterirdischen Speicher nicht nur wegen geringerer Investitions- und Wartungskosten bei großem Volumen, sondern auch wegen der umweltfreundlichen Wirkung auf die Umgebung vorteilhaft. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 147)

2.6 Supraleitende magnetische Energiespeicher

Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) sind eine weitere, besonders attraktive Energiespeichertechnologie. Sie ermöglichen die Speicherung elektrischer Energie in Form elektromagnetischer Energie, ohne verlustbehaftete Umwandlungsschritte. (Juengst, 1999 S. 1)

2.6.1 Physikalische Grundlagen

Um die Funktionsweise einer supraleitenden magnetischen Spule zu verstehen, wird zu Beginn auf die physikalischen Grundlagen eingegangen. Die Gleichungen werden entsprechend der Quelle (Rummich, 2009) angeführt.

Wenn durch einen Leiter Strom fließt, entsteht ein magnetisches Feld, wodurch eine Kraft auf den Leiter wirkt:

$$d\vec{F} = I \cdot d\vec{s} \times \vec{B} \quad (2.32)$$

mit: \vec{F} Kraft [N]
 I elektrischer Strom [A]
 \vec{s} Weg [m]
 \vec{B} magnetische Flussdichte [T]

Die Flussdichte des Magnetfeldes beträgt:

$$\vec{B} = \mu \cdot \vec{H} = \mu_0 \cdot \mu_r \cdot \vec{H} \quad (2.33)$$

mit: μ magnetische Permeabilität [H/m] und $\mu = \mu_0 \cdot \mu_r$;
 μ_0 Permeabilität im Vakuum [H/m];
 μ_r relative Permeabilitätszahl [-];
 \vec{H} magnetische Feldstärke [H=A/m]

Der magnetische Fluss durch eine geschlossene Fläche ergibt sich gemäß:

$$\Phi = \int_A \vec{B} \cdot d\vec{A} \quad (2.34)$$

mit: Φ magnetischer Fluss [Wb=V·s];
 \vec{A} orientierte⁴² Fläche [m²]

Wenn die Vektoren \vec{B} und \vec{A} die gleiche Richtung aufweisen, entsteht ein homogenes Feld, und es gilt:

$$\Phi = B \cdot A \quad (2.35)$$

Wenn man weiter eine stromdurchflossene Spule mit N Windungen betrachtet, entsteht entsprechend dem Ampereschen Gesetz ein Magnetfeld der Stärke:

$$\oint \vec{H} \cdot d\vec{s} = N \cdot i = \int_0^l H_i \cdot ds + \int_{\text{aussen}} \vec{H}_s \cdot d\vec{s} = N \cdot i \quad (2.36)$$

mit: i elektrischer Strom [A]

Da es sich um ein geschlossenes Feld handelt, darf dann betrachtet werden, dass das äußere Feld null ist, bzw. dass sowohl die Flussdichte als auch die Feldstärke sehr niedrig sind. (Rummich, 2009 S. 211)

$$H = \frac{N \cdot i}{l} \quad (2.37)$$

mit: H magnetische Feldstärke [H]
 N Anzahl der Windungen
 l Länge der Spule [m]

Entsprechend der Geometrie einer Ringspule ergibt sich der magnetische Fluss:

$$\Phi = B \cdot A = \mu \cdot \frac{N \cdot i}{l_{\text{mittel}}} \cdot A \quad (2.38)$$

mit: l_{mittel} mittlere Feldlinienlänge [m]
 A Querschnitt [m²]

⁴² Orientierte Fläche ist jene Fläche, für die man die Innen- und Außenseite definieren kann.

Im Hinblick auf die Spulengeometrie erkennt man, dass der magnetische Fluss direkt proportional zur Kreisquerschnittfläche ist. Die nachstehende Formel zeigt, wie viel Energie im Magnetfeld einer Spule gespeichert werden kann.

$$W_m = \frac{1}{2} \cdot H \cdot B \quad (2.39)$$

mit: W_m gespeicherte magnetische Energie [J]

Die Formel 2.40 impliziert, dass die magnetische Energie quadratisch von der magnetischen Flussdichte abhängt.

$$W_m = \frac{1}{2} \cdot B^2 \cdot \frac{1}{\mu_0 \cdot \mu_r} \quad (2.40)$$

Diese Formel kann man auch folgendermaßen darstellen:

$$W_m = \frac{L \cdot i^2}{2} \quad (2.41)$$

mit: L Induktivität [H]
 i elektrischer Strom [A]

Die Induktivität einer Spule ist vor allem durch ihre Abmessungen bedingt. Die folgende Gleichung zeigt diese Abhängigkeit für eine Ringspule.

$$L = N^2 \cdot \mu \cdot \frac{A}{2 \cdot r \cdot \pi} \quad (2.42)$$

Für eine Zylinderspule gilt:

$$L = N^2 \cdot \mu \cdot \frac{A}{l} \quad (2.43)$$

Die Induktivität wird sonst auch als Verhältnis zwischen dem Produkt von Anzahl der Windungen und des magnetischen Flusses zu dem Spulenstrom angegeben.

$$L = \frac{N \cdot \Phi}{I} \quad (2.44)$$

Wenn der Strom durch einen normalleitenden⁴³, widerstandsbehafteten Leiter fließt, verursacht der Stromfluss eine Erwärmung und damit Wärmeverluste. Das Verhalten einer widerstandsbehafteten Spule entspricht dabei dem Verhalten des Leiters. Dabei ist zu beachten, dass die Höhe der Wärmeverluste temperaturabhängig ist. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 115) Die folgende Formel zeigt, dass sich die Höhe der Verluste aus dem Widerstand, der

⁴³ Normalleitende Materialien, wie beispielweise Kupfer, Aluminium usw., besitzen über den ganzen Temperaturbereich einen Widerstand.

im Wesentlichen temperaturabhängig ist, und dem Strom berechnen lässt. (Rummich, 2009 S. 217)

$$p_V = R \cdot i^2(t) \quad (2.45)$$

mit: p_V Verlustleistung [W]
 R Widerstand [Ω]

Der elektrische Widerstand wird in Abhängigkeit von der Temperatur folgendermaßen bestimmt:

$$R(T) = R(T_0) \cdot (1 + \alpha_{T_0} \cdot (T - T_0) + \beta \cdot (T - T_0)^2) \quad (2.46)$$

mit: T_0 Temperatur von 293,15 K
 α_{T_0} linearer Temperaturkoeffizient [1/K]
 β quadratischer Temperaturkoeffizient [1/K²]

Aus der berechneten Verlustleistung kann im weiteren Vorgang die Verlustenergie bestimmt werden:(Rummich, 2009 S. 217)

$$W_V = \int_{t_1}^t p \cdot dt \quad (2.47)$$

Neben den normalleitenden Materialien gibt es ebenso Materialien, die bei der Unterschreitung einer kritischen Temperatur, der sogenannten Sprungtemperatur, ihren Widerstand verlieren und den Strom verlustlos führen. Diese Materialien werden supraleitende Materialien (siehe Abbildung 2-33) bezeichnet und ihre Eigenschaft nennt man Supraleitung. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 115)

Die Supraleitung wurde 1911 von Heike Kamerling Onnes nachgewiesen, der dafür den Nobelpreis für Physik erhielt. Sein Experiment führte er mit Quecksilber durch und bemerkte, dass unterhalb einer bestimmten Temperatur der elektrische Widerstand unmessbar klein war. Das bedeutet, dass diese supraleitenden Werkstoffe unterhalb der kritischen Temperatur ihren Widerstand verlieren und der Strom verlustlos fließt. Dieses Experiment wurde mit unterschiedlichen Leiterwerkstoffen bestätigt, und die Sprungtemperatur war in allen Fälle unterhalb von 23 K. Die normalleitenden Materialien verlieren ihren Widerstand nie, und auch beim absoluten Nullpunkt 0 K (-273,15°C) besitzen sie einen elektrischen Restwiderstand. (Sumereder, 2003 S. 5)

Abbildung 2-31 verdeutlicht die spezifischen Widerstände unterschiedlicher Leiterarten; Normalleiter, Tief- und Hochtemperatursupraleiter in Abhängigkeit von der Temperatur. Sie bestätigt die Aussage, dass die normalleitenden Materialien sogar bei absolutem Nullpunkt einen Restwiderstand besitzen, wobei die supraleitenden Materialien unterhalb einer kritischen Temperatur den Widerstand null haben.

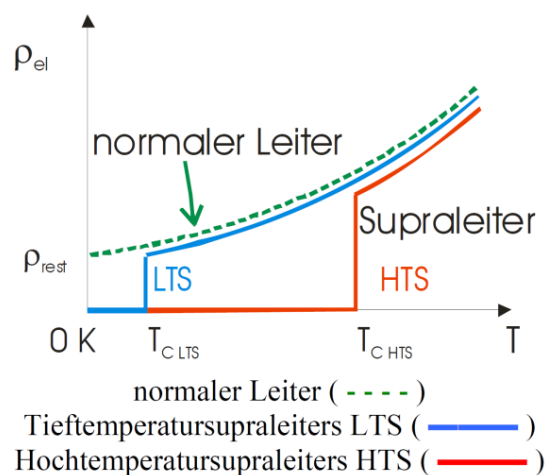


Abbildung 2-31: Temperaturabhängige spezifische elektrische Widerstände unterschiedlichen Leiterwerkstoffe (Sumereder, 2003 S. 5)

mit: ρ_{el}spezifischer elektrischer Widerstands
 ρ_{rest}Restwiderstand
 T_ckritische Temperatur

Die theoretische Bestätigung der Supraleitung erfolgte erst nach 22 Jahren durch Fritz Walther Meißner und Robert Ochsenfeld. Dabei wurden noch einige Eigenschaften der supraleitenden Materialien durch den heute nach ihnen bekannten Meissner-Ochsenfeld-Effekt erklärt, bei dem ein Supraleiter unterhalb seiner kritischen Temperatur diamagnetisch wird. Diamagnetismus der Supraleiter erklärt man dadurch, dass unterhalb der kritischen Temperatur das Magnetfeld aus einem Supraleiter vollständig verdrängt wird, während oberhalb der kritischen Temperatur das Magnetfeld den Leiter durchdringt. (Sumereder, 2003 S. 5) Abbildung 2-32 demonstriert die diamagnetischen Eigenschaften der supraleitenden Materialien.

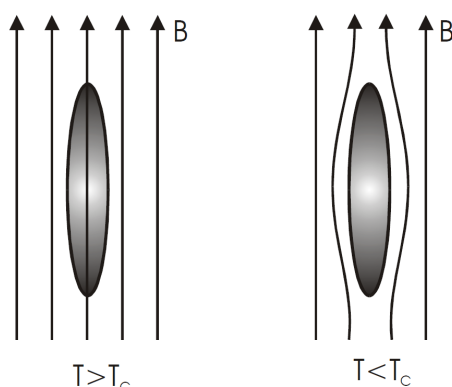


Abbildung 2-32: Meissner-Ochsenfeld-Effekt (Sumereder, 2003 S. 6)

Die supraleitende Eigenschaft wurde zuerst beim Quecksilber, dessen Sprungtemperatur ungefähr 4 K beträgt, bestätigt. (Sumereder, 2003 S. 7-8) Um die supraleitende Eigenschaft zu gewährleisten, muss die Temperatur des supraleitenden Systems die ganze Zeit unterhalb der kritischen Temperatur bzw. Sprungtemperatur gehalten werden, was durch die Kühlung mit entsprechendem Kühlmittel ermöglicht wird. Das Kühlmittel muss für diesen Zweck eine Temperatur, die niedriger als die Sprungtemperatur der Supraleiter ist, aufweisen. (Dagmar

Oertel, 2008 S. 93) Als erstes Kühlmittel, mit dem Quecksilber gekühlt wurde, aber auch das am häufigsten verwendete Kühlmittel für die Tieftemperaturleiter ist das Flüssighelium mit einem Taupunkt bei 4,2 K oder superfestes Helium mit dem Taupunkt bei 1,8 K. (Chen, et al., 2009 S. 303) Für die Verflüssigung des Kühlmittels, aber auch für die Erhaltung von so niedrigen Temperaturen ist ein hoher Energieaufwand erforderlich. (Rummich, 2009 S. 220)

Die Entdeckung der Supraleiter auf Basis keramischer Legierungen mit deutlich höheren kritischen Temperaturen erbrachte viele Vorteile, vor allem konnte als Kühlmittel viel kostengünstigerer Stickstoff, dessen Taupunkt bei 77,35 K liegt, verwendet werden. Die bisher höchste kritische Temperatur eines supraleitenden Werkstoffes (HgBaCaCuO) beträgt 134 K. Der gewünschte Raumtemperatursupraleiter wurde bis heute aber noch nicht erfunden. Weitere Entwicklungen auf diesem Gebiet wurden in Japan gemacht. Man kam zur Erkenntnis, dass Magnesiumborid MgB_2 bei einer Temperatur von 39 K supraleitend wird, was bedeutet, dass er der Gruppe der Tieftemperatursupraleiter angehört. Die Elemente Magnesium und Bor sind aber weitverbreitet, und diese chemische Verbindung ist sehr einfach. Diese Tatsache führt dazu, dass, obwohl sie zu den Tieftemperatursupraleitern gehören und ein sehr großer Energieaufwand für die Kühlung benötigt wird, könnten sie wegen der einfachen und kostengünstigen Herstellung breite Verwendung finden. (Sumereder, 2003 S. 7-8)

2.6.2 Kritische Größen der Supraleiter

Der Zustand eines Supraleiters ist durch drei kritische Größen bestimmt: die kritische Temperatur oder Sprungtemperatur, die kritische Flussdichte und die kritische Stromdichte. Wenn nur eine von diesen drei Größen überschritten wird, verliert der Supraleiter seine supraleitenden Eigenschaften.

Die kritische Temperatur ist für die unterschiedliche Materialien auch unterschiedlich. Für den Tieftemperaturleiter liegt dieser Wert unterhalb 77 K, wobei diese für den Hochtemperaturleiter höher als 77 K ist und bei manchen Materialien fast 140 K erreicht (Fraunhofer-INT, 2009 S. 116). Abbildung 2-33 stellt die kritischen Temperaturen bzw. Sprungtemperaturen verschiedener supraleitenden Materialien dar.

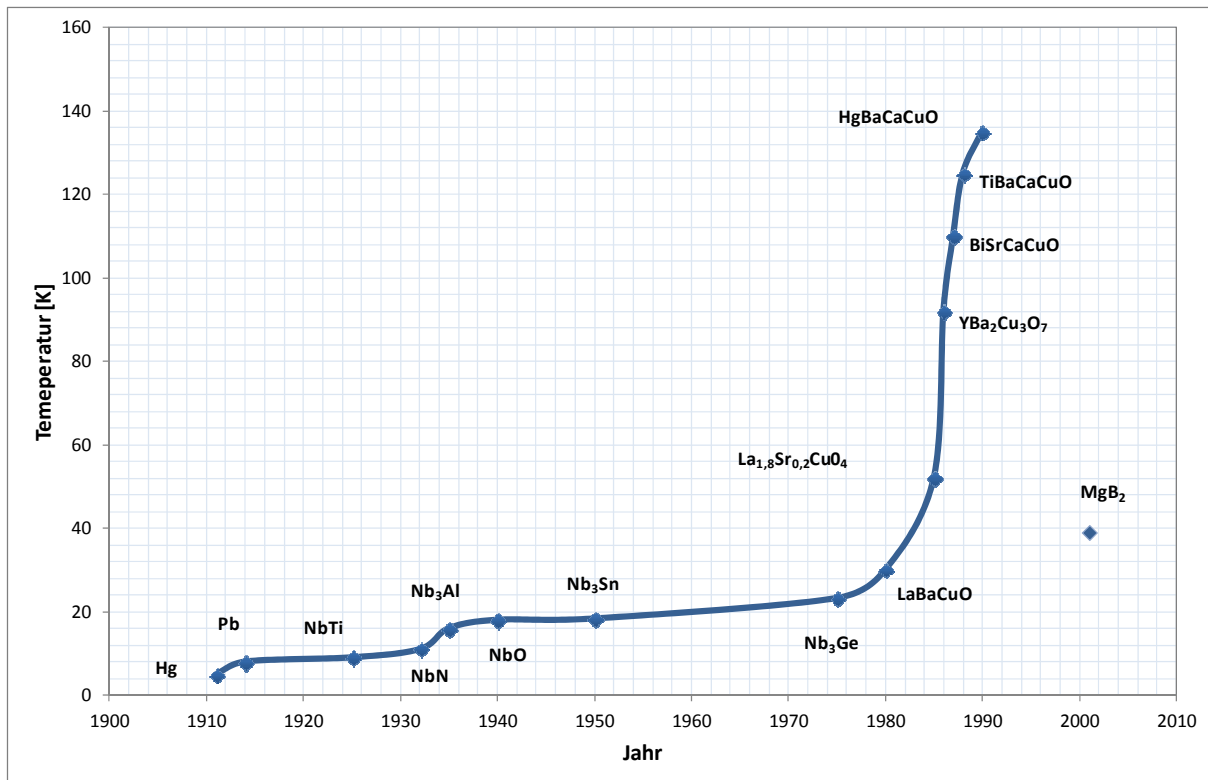


Abbildung 2-33: Sprungtemperaturen verschiedener supraleitender Materialien und Jahr ihrer Entdeckung; Datenquelle: (Schmidt, 2002 S. 2) (Huggins, 2010 S. 91)

Der Übergang vom supraleitenden Zustand in den normalleitenden Zustand, für welchen eine Widerstandssteigerung charakteristisch ist und welcher durch die Temperatursteigerung bedingt ist, wird durch den Begriff Quench gekennzeichnet. Bei dieser Erscheinung ist die entstandene Verlustenergie in einem Leiter größer als die abgeführte Energie, und es kommt zur Erwärmung, wodurch sogar eine Beschädigung des Supraleiters möglich wäre. (Sumereder, 2003 S. 12) Abbildung 2-34 zeigt die Abhängigkeit des spezifischen Widerstands von der Temperatur.

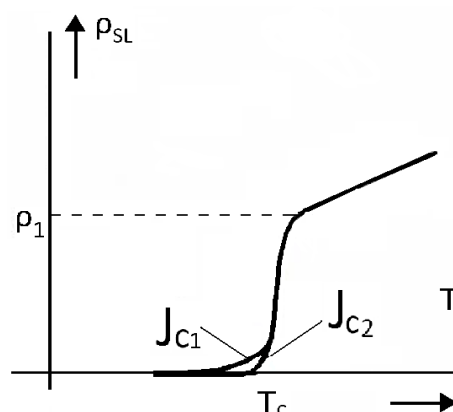


Abbildung 2-34: Quench-Erscheinung (ρ – spezifischer Widerstand, T_c – kritische Temperatur, J_c – kritische Stromdichte) (Binder, 2012 S. 7)

Neben der kritischen Temperatur ist eine weitere charakteristische Größe für einen Supraleiter die kritische magnetische Flussdichte. Oberhalb der kritischen Flussdichte verliert der Supraleiter seine supraleitenden Eigenschaften. So ist z.B. für NbTi (Niob-Titan) die kritische

Flussdichte 15 T, für Nb_3Ge (Niob-Germanium) 37 T, für Nb_3Sn (Niob-Zinn) 30 T und für MgB_2 (Magnesium-Diborid) 74 T. (Huggins, 2010 S. 91) Das eindeutige Ziel ist es, möglichst viel Energie zu speichern, und auf Basis des quadratischen Verhältnisses zwischen Energiedichte und Flussdichte (siehe Formel 2.39), versucht man eine möglichst große Flussdichte zu erreichen, die aber auf jeden Fall kleiner als die kritische Flussdichte sein soll.

Hochtemperatursupraleiter sind aufgrund höherer kritischer Temperaturen und daraus folgenden geringeren Kühlungsbedarfs von Vorteil gegenüber Tieftemperatursupraleiter, aber sie weisen eine relativ geringe kritische Flussdichte auf. Beispielsweise weist der Tieftemperatursupraleiter Nb_3Sn bei 4 K eine kritische Flussdichte von 23 T auf, während bei den Hochtemperatursupraleitern der höchste Wert von 5 T von Yttrium-Barium-Kupferoxid ($\text{YB}_2\text{Cu}_3\text{O}_7$) bei 77 K erreicht wird. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 118)

Eine weitere Eigenschaft, die man auch berücksichtigen sollte, ist die kritische Stromdichte. Sie beschreibt, ab welcher Stromdichte ein Supraleiter seine supraleitenden Eigenschaften verliert. Die Stromdichte ist von der Materialstruktur, Temperatur und magnetischen Flussdichte abhängig. Auch hier zeigen die Tieftemperatursupraleiter Vorteile. So hat NbTi als Tieftemperatursupraleiter bei 4 K eine kritische Stromdichte von mehr als 10.000 A/mm^2 , während z.B. Bismut-Strontium-Calcium-Kupferoxid ($\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_3\text{O}_{10}$) als Hochtemperatursupraleiter bei 77 K die kritische Stromdichte von rund 250 A/mm^2 aufweist. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 118) Die kritische Stromdichte ist maximal, wenn die Flussdichte und die Temperatur gleich null sind. (Sumereder, 2003 S. 12)

Wie schon angedeutet, verlieren Supraleiter ihre supraleitenden Eigenschaften, wenn nur eine von diesen drei kritischen Größen überschritten wird. Diese Größen sind, wie in Formeln am Anfang der Kapitel gezeigt, voneinander abhängig. Die gegenseitige Abhängigkeit, sowohl für die Tieftemperatur- als auch für die Hochtemperatursupraleiter, ist in Abbildung 2-35 ersichtlich. Die Fläche unter der kritischen Grenze bzw. den dargestellten Linien zeigt den Bereich, in dem die Supraleiter ihre supraleitenden Eigenschaften besitzen.

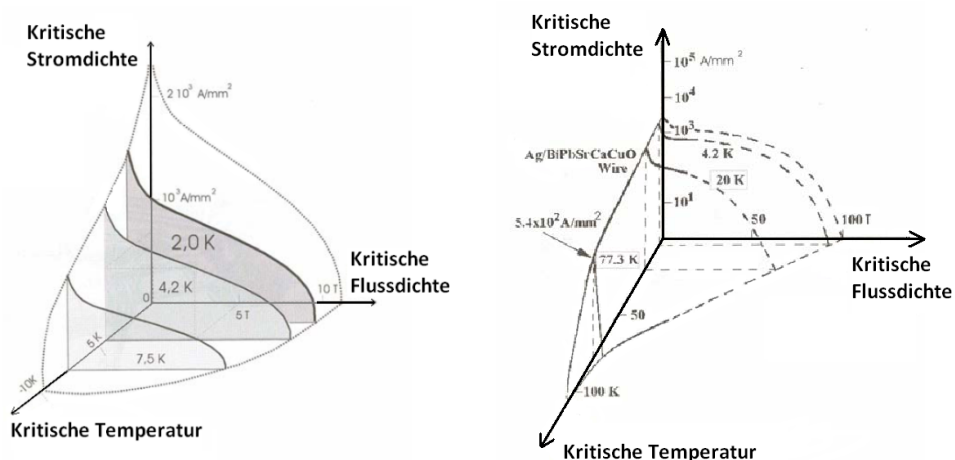


Abbildung 2-35: Arbeitsraum der Tief- und Hochtemperatursupraleiter (Sumereder, 2003 S. 12)

Bei den Tieftemperaturleitern gibt es aufgrund der Höhe der kritischen Flussdichte eine Unterteilung auf die Supraleiter 1. Art und Supraleiter 2. Art. Abbildung 2-36 stellt grafisch

die unterschiedlichen Magnetisierungsphasen beider Arten der Supraleiter dar, die sogenannte Meissner- und Shubnikov-Phase, die nachfolgend detailliert beschrieben werden.

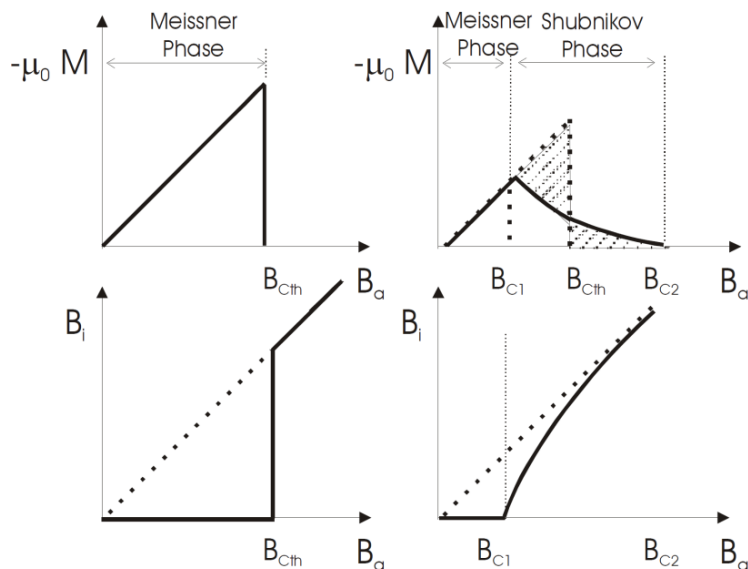


Abbildung 2-36: Magnetisierungsverhalten von Supraleitern 1. Art (links) und Supraleitern 2. Art (rechts) (Sumereder, 2003 S. 10)

Bei den Supraleitern 1. Art, auch weiche Supraleiter genannt, ist es charakteristisch, dass das Magnetfeld unterhalb der kritischen Temperatur nach außen verdrängt wird und dass das Innere des Leiters feldfrei ist. Dieser Effekt ist als Meissner-Ochsenfeld-Effekt bekannt (siehe Abbildung 2-36). Bei dieser Art der Supraleiter fließt der Strom nur an der Oberfläche, da die Eindringtiefe sehr gering ist. Innerhalb einer dünnen Schicht an der Oberfläche nimmt das Magnetfeld exponentiell ab, und man sagt bei einem solchen Leiter, dass er sich in der Meissner-Phase befindet. (Rummich, 2009 S. 220)

Die Supraleiter 2. Art sind durch die zwei kritischen Flussdichten B_{C1} und B_{C2} gekennzeichnet, wobei $B_{C1} < B_{C2}$. Wenn die Flussdichte kleiner als B_{C1} ist, verhält sich dieser Leiter gleich wie ein Supraleiter erster Art. Wenn die magnetische Flussdichte einen Wert zwischen diesen zwei Grenzwerte hat ($B_{C1} < B < B_{C2}$), tritt die sogenannte Mischphase oder Shubnikov-Phase ein, in der das Magnetfeld teilweise in den Supraleiter eindringt, was bedeutet, dass sowohl ein inneres als auch ein äußeres Magnetfeld existieren. Das äußere Magnetfeld tritt im Supraleiter in Form von so genannten Flussschläuchen Φ_s auf: (Rummich, 2009 S. 220)

$$\Phi_s = n \cdot \frac{h}{2 \cdot e} = n \cdot 2,07 \cdot 10^{-15} \text{Vs} \tag{2.48}$$

mit: h Plancksche Wirkungsquantum von $6,626 \cdot 10^{-34} \text{J}\cdot\text{s}$
 e die Elementarladung von $1,602 \cdot 10^{-19} \text{C}$

Durch die ständige Anziehung und Abstoßung der Flussschläuche bildet sich eine Gitterstruktur aus, die in Abbildung 2-37 ersichtlich ist.

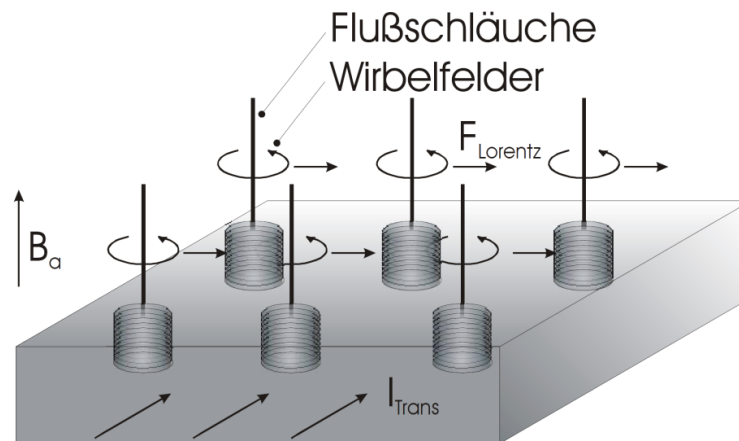


Abbildung 2-37: Flussschläuche (Sumereder, 2003 S. 11)

mit: F_{Lorentz} Lorentz-Kraft
 B_a äußeres Magnetfeld

Der Abstand zwischen den Flussschläuchen ist abhängig von der Magnetfeldstärke bzw. je stärker das Magnetfeld ist, desto größer ist die Anzahl der entstandenen Flussschläuche, die danach gleichmäßig verteilt werden. (Sumereder, 2003 S. 10)

Wenn durch das Leitermaterial Strom fließt, wirkt sich die Lorentz-Kraft auf die Flussschläuchen aus, und diese werden in Bewegung gesetzt. Durch die Bewegung wird elektrische Energie in Wärme umgewandelt, woraus Verluste entstehen. Um die Verluste zu vermeiden, ist es sinnvoll, die Bewegungen der Flussschläuche zu verhindern, was man durch die Störstellen, sogenannte Pinning-Zentren durch metallurgische Behandlung erreicht. (Rummich, 2009 S. 220) Wenn man einen verlustlosen Stromfluss schafft, dann spricht man von den Supraleitern 3. Art, und das ist dann möglich, wenn unterhalb der kritischen Stromdichte die Lorentz-Kraft kleiner als die „Pinnig-Kraft“ („Verankerungskraft“) ist. (Sumereder, 2003 S. 10) Diese Art der Leiter wird dann harter oder technischer Supraleiter genannt, und wird heute am häufigsten verwendet. Zu dieser Art gehören z.B. die Legierungen Nb_3Sn und NbTi , die besonders hohe Werte für die kritische magnetische Flussdichte und die kritische Stromdichte haben. (Rummich, 2009 S. 220)

2.6.3 Technik der supraleitenden magnetischen Energiespeicher

Grundsätzlich besteht ein supraleitender magnetischer Energiespeicher aus einer supraleitenden Spule, einem supraleitenden Schalter, einem Schalter zur Stromunterbrechung und einem Stromrichter. Die supraleitende Spule und der supraleitende Schalter befinden sich in einem kryogenen System, das die Spule ständig auf einer Temperatur unter ihrer kritischen Temperatur halten soll, um die Eigenschaft der Supraleitung zu sichern. Die Leitungen, die supraleitende Elemente verbinden, sollten dabei ebenso aus supraleitendem Material gefertigt werden (Näheres zu den verwendeten Materialien siehe Kapitel 2.6.2). (Fraunhofer-INT, 2009 S. 116) Das beschriebene System ist in Abbildung 2-38 ersichtlich.

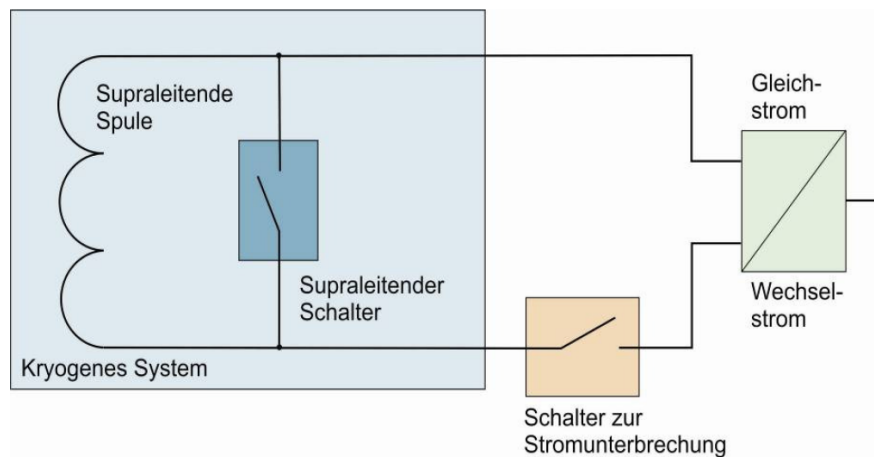


Abbildung 2-38: Skizze eines supraleitenden magnetischen Energiespeichers (Fraunhofer-INT, 2009 S. 115)

Bei der Ladung wird der supraleitende Schalter geöffnet, wobei der Schalter zur Stromunterbrechung geschlossen werden soll. Der Strom kommt vom Netz und wird im Umrichter gleichgerichtet. Durch die supraleitende Spule fließt Gleichstrom, der ein Magnetfeld, in dem die Energie gespeichert wird, erzeugt. Anschließend wird der supraleitende Schalter geschlossen, der Schalter zur Stromunterbrechung geöffnet, und Energie wird im supraleitenden magnetischen Speicher verlustlos gespeichert. Beim Entladen öffnet sich der supraleitende Schalter, und der Schalter zur Stromunterbrechung wird geschlossen. Wegen der hohen Induktivität verhält sich die supraleitende Spule wie eine Gleichstromquelle und liefert den Strom über den Schalter zur Stromunterbrechung zum Stromrichter. Dort wird der Gleichstrom in Wechselstrom umgewandelt und weiter ins Netz eingespeist. Es ist auch möglich, nur eine bestimmte Energiemenge, die kleiner als die gespeicherte Energie ist, auszunutzen, und dafür wird der Schalter zur Stromunterbrechung zum gewünschten Zeitpunkt während des Entladevorgangs geöffnet und der supraleitende Schalter geschlossen. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 116)

Abbildung 2-39 zeigt die Anbindung eines SMES an das Drehstromnetz durch einen Transformator und einen Zwei- und einen Vierquadranten-Stromrichter.

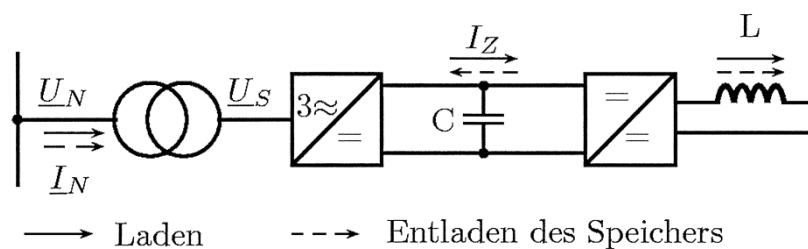


Abbildung 2-39: Blockschaltbild eines supraleitenden magnetischen Energiespeichers (Rummich, 2009 S. 222)

In Abbildung 2-40 ist die Struktur der beiden Stromrichter deutlich dargestellt. Im Speicherbetrieb fließt der Spulenstrom entweder über den Thyristor T_1 und die Diode D_2 oder über den Thyristor T_2 und die Diode D_1 . Im Idealfall wäre die Spule kurzgeschlossen, und der Stromfluss wäre verlustlos. Der dargestellte Stromfluss erfolgt mit minimalen Verlusten, weil die Thyristoren mit sehr geringen Durchlassverlusten ausgewählt werden. Während des

Lade- und Entladevorgang bleibt die Spannungspolarität im Zwischenkreis gleich, man ändert nur die Stromrichtung. Wenn man die Spule betrachtet, bleibt die Stromrichtung während des Lade- und Entladevorgangs erhalten, man ändert aber die Spannungspolarität. (Rummich, 2009 S. 222) Dank der Vier-Quadranten-Leistungselektronik kann bei diesen Speichern jeder beliebige Wert für die Schein- und Wirkleistung eingestellt werden. (Schmid, et al., 2002 S. 164)

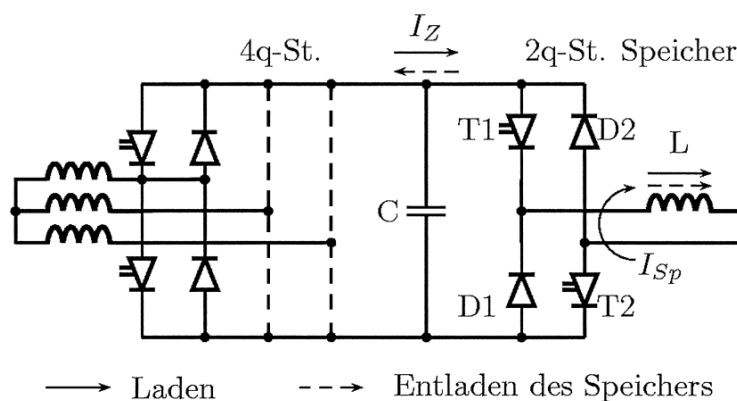


Abbildung 2-40: Darstellung des Vier-Quadranten-Stromrichterbetriebs von SMES (Rummich, 2009 S. 222)

Wie schon erwähnt, wäre ein ideales verlustloses supraleitendes System eigentlich das System mit kurzgeschlossener Spule. (Dagmar Oertel, 2008 S. 93) Bei den praktischen Ausführungen wird die Spule mit anderen Teilen des supraleitenden magnetischen Energiespeichersystems und das ganze System wird mit den Leitungen außerhalb des Systems verbunden, wodurch es zu Verlusten kommt. Diese Verluste, die im Grunde genommen im Stromrichter und in elektrischen Leitungen außerhalb dieses Systems entstehen, betragen ungefähr fünf bis zehn Prozent. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 117) Das Kühlsystem, das die supraleitende Spule konstant auf niedriger Temperatur halten muss, verursacht ebenso Verluste, die durch den Betrieb, bzw. aus dem Wärmeeinstrom aus der Umgebung stammen. (Schmid, et al., 2002 S. 163) Diese Art der Verluste, die eigentlich als Selbstentladung gekennzeichnet wird, tritt in der Höhe von zehn bis zwölf Prozent der gespeicherten Energie pro Tag auf. (Dagmar Oertel, 2008 S. 93) Von Vorteil ist, dass es keine Umwandlungsverluste gibt, da die elektromagnetische Energie in ursprünglicher Form gespeichert wird. Aus diesem Grund haben supraleitende magnetische Energiespeicher einen sehr hohen Wirkungsgrad von 90–95%, aber natürlich unter der Betrachtung, dass sie als Kurzzeitspeicher verwendet werden, auf den die Selbstentladungsverluste keinen großen Einfluss haben. Keine Umwandlungsschritte weisen darauf hin, dass es keine chemischen Reaktionen gibt, was impliziert, dass diese Technologie ohne Treibhausgase und toxische Chemikalien funktioniert. Daher kann diese Technologie als umweltfreundlich betrachtet werden. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 117)

Eine Verringerung der durch die Kühlung des Systems verursachten Verluste erzielt man durch die Verwendung neuerer Technologien – Hochtemperatursupraleiter, bei denen die kritischen Temperaturen größer als 77 K sind und als Kühlstoff sogar flüssiger Stickstoff verwendet werden kann. (Dagmar Oertel, 2008 S. 93) Die höhere Sprungtemperatur bringt sehr große Ersparnisse im Energiebereich. Beispielweise während pro 1 W Verlustleistung bei 4 K

ungefähr 1.000 W Kühlleistung benötigt wird, werden bei 77 K pro 1 W Verlustleistung nur 25 W Kühlleistung benötigt. Das verringert den Energieverbrauch 40-fach. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 117) Die Herstellung von Hochtemperatursupraleitern ist aber mit größeren technischen Anforderungen verbunden. (Dagmar Oertel, 2008 S. 93)

Tabelle 2-5 gibt die wesentlichen technischen Eigenschaften der supraleitenden magnetischen Energiespeicher, ihre Vorteile und ebenso Nachteile an.

Tabelle 2-5: Technische Parameter der supraleitenden magnetischen Energiespeicher; Datenquelle: (Kondoh, et al., 2000 S. 1867, 1874) (Fuchs, et al., 2012 S. 29)(Chen, et al., 2009 S. 307,308)(Fraunhofer-INT, 2009 S. 120)

Energiedichte	0,5 – 5 Wh/kg oder 0,2 – 2,5 Wh/l
Leistungsdichte	500 – 2.000 W/kg oder 1.000 – 4.000 W/l
Zyklen/Tag	> 20
Zyklen/Lebensdauer	> 100.000
Lebensdauer	Mehrere Jahrzehnte
Entladezeit	1 - 60 s
Selbstentladungsrate	10 – 15 % pro Tag
Wirkungsgrad	90 – 95 %
Vorteile:	Nachteile:
- Hohe Leistungsdichte	- Geringe Energiedichte
- Hohe Zyklenzahl	- Großer Kühlungsbedarf
- Lange Lebensdauer	- Sehr teure supraleitende Materialien

Unter anderen Energiespeicherarten dominiert der SMES mit der Höhe der Zyklenzahl von über 100.000 und einem hohem Wirkungsgrad. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 121) Supraleitende magnetische Energiespeicher sind durch sehr kurze Zugriffszeiten, im Bereich von einigen Millisekunden, gekennzeichnet, was als besonders positiv angenommen wird, weil sie auf diese Weise die Spannungsqualität und eine unterbrechungsfreie Stromversorgung ermöglichen. Die Zugriffszeit ist ebenso deutlich kürzer als bei anderen Energiespeicherarten. Weiter wird die gespeicherte Energie fast vollständig und ziemlich schnell entladen (ein bis 60 Sekunden), wodurch diese Speicher eher als Leistungs- als als Energiespeicher verwendet werden. Daraus ergibt sich auch, dass diese Art der Energiespeicher ihre Verwendung vor allem dort findet, wo in sehr kurzer Zeit sehr hohe Leistungen benötigt werden. Die Höhe der Leistung wird vor allem durch die kritische magnetische Flussdichte und die Menge der speicherbaren Energien beeinflusst. Diese Größen beeinflussen ebenso die Abmessungen der supraleitenden Spule, und daher ist der Durchmesser für viele andere Eigenschaften ein begrenzender Faktor. Z.B. erfordern große Energiemengen große Durchmesser, höhere magnetische Flussdichten und auch große Stromstärke. Die Realisierung von solchen Spulen ist von technischer Seite ziemlich aufwendig, bei der Herstellung muss man dafür entsprechende Materialien verwenden, die die hohen Werte der entsprechenden physikalischen Größen ertragen können. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 120) Gegenüber anderen innovativen Speichertechnologien sind diese wegen ihrer Lebensdauer von ungefähr 30 Jahren vorteilhaft. (Dagmar Oertel, 2008 S. 93)

Abbildung 2-41 vergleicht die Zyklusperiode unterschiedlicher Technologien. Es ist ersichtlich, dass die SMES-Technologie einen entsprechend hohen Wirkungsgrad nur innerhalb einer Stunde hat, danach kommt es zur Senkung dieses Wertes, was durch die Selbstentladung bzw. den hohen Kühlbedarf bedingt ist.

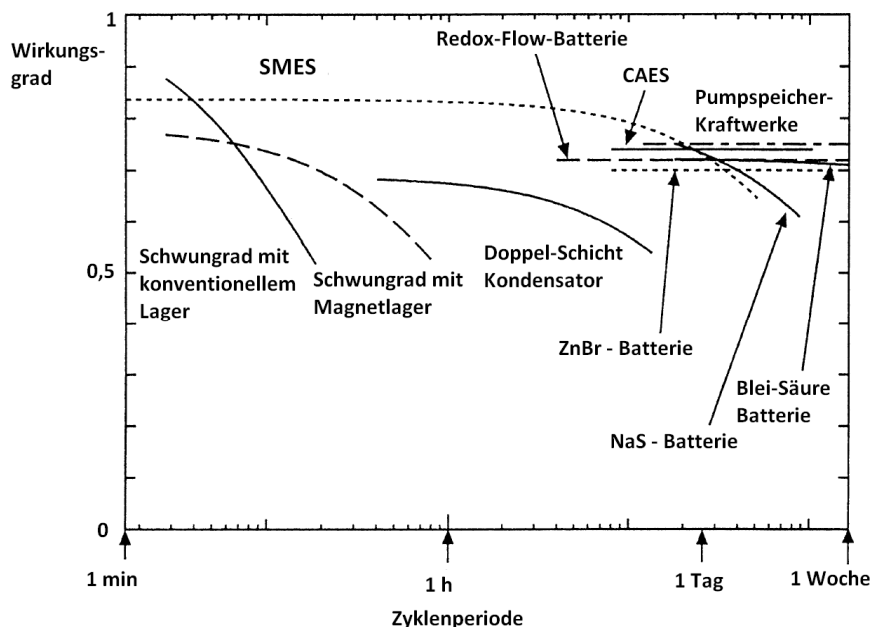


Abbildung 2-41: Zyklenzahl unterschiedlicher Speicherarten (Kondoh, et al., 2000 S. 1871)

In Abbildung 2-42 sind unterschiedliche Technologien aufgrund ihrer Entladedauer einander gegenübergestellt. Man erkennt, dass die SMES-Technologie eine deutlich kürzere Entladedauer als andere Technologien hat, aber auch hohe Leistungen anbieten kann.

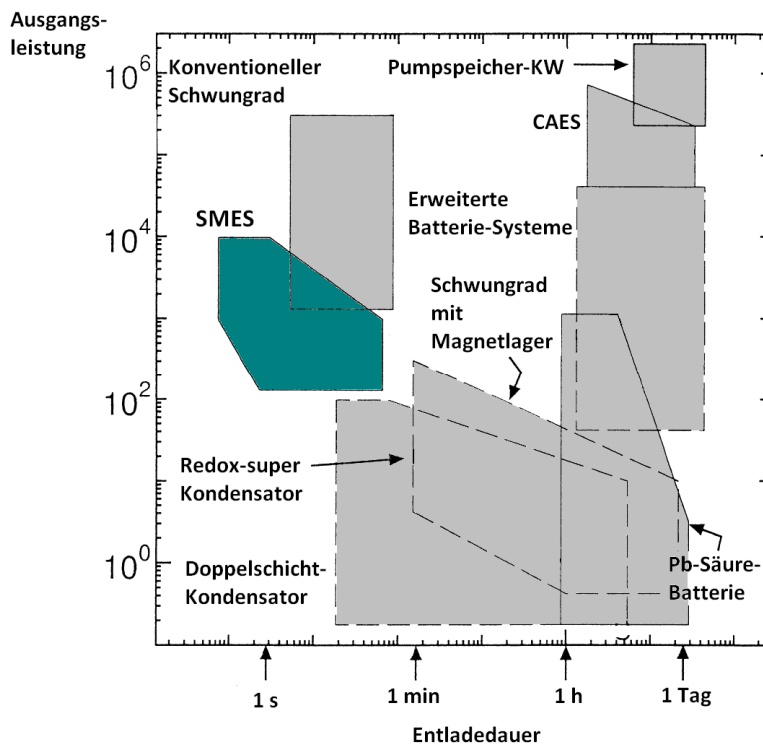


Abbildung 2-42: Leistung und Speicherdauer (Kondoh, et al., 2000 S. 1866)

Durch die Ströme in supraleitenden Spulen entstehen Magnetfelder mit der magnetischen Flussdichte von bis zu 10 T, die zu unterschiedlichen Wirkungen auf Menschen und Umwelt führen können. Weiter beeinflussen sie die Magnetfelder anderer Körper wie z.B. Kompass und Magnetkarten u.Ä. Diese großen Magnetfelder muss man schirmen, und dafür werden geeignete Vorrichtungen verwendet. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 122) Die Schirmung erfolgt so, dass man um die Spule eine zweite konzentrische Spule anbringt, in der die Ströme in die Gegenrichtung fließen, und so erscheint das System nach außen als feldfrei. (ETG, 2009 S. 67-70)

2.6.4 Struktur und verwendete Materialien

Supraleitende magnetische Energiespeicher sind grundsätzlich als sogenannte Multifilamentleiter realisiert. Eine Multifilamentstruktur stellt eigentlich eine Matrixstruktur aus dem normalleitenden Material, in der einzelne supraleitende Drähte implementiert werden. Wenn es zum Quench, beispielsweise durch Unregelmäßigkeiten im Kühlsystem, kommt und der Supraleiter seine supraleitenden Eigenschaften verliert, wird die große Menge der Wärmeenergie freigesetzt, die eigentlich die Drähte belastet, und könnte dazu führen, dass sie reißen. Der beschriebene Effekt wird durch den Übergang vom supraleitenden Zustand, in dem sehr hohe Ströme fließen, die mehrere Tausend Ampere betragen können, zum normalleitenden Zustand, bei dem die Ströme aufgrund des bestehenden Widerstandes geringer sind, verursacht. Im Fall des Bestehens einer solchen Matrixstruktur übernehmen die Normalleiter diese Beanspruchung, wodurch ein stabiler Zustand erreicht werden kann. Das bedeutet, dass die Multifilamentstruktur einen höheren Schutzgrad sichert. Für Tieftemperaturleiter verwendet man vorwiegend das Kupfer, das mechanisch und thermisch stabil ist, und für das die Kosten betragen ungefähr 10 US\$/kAm, während bei Hochtemperaturleiter wegen möglicher chemischer Reaktionen das thermisch schlechtere und teurere Silber mit Kosten von ungefähr 150 bis 200 US\$/kAm verwendet werden muss. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 119) Bei der Mikrofilamentenstruktur sind Drähte mit 200.000 Filamenten und Filamentendurchmesser von 0,2 μm (aus NbTi) technisch machbar. (Schmid, et al., 2002 S. 166)

Die neue Generation der Hochtemperatursupraleiter stellt einen sandwichartigen Aufbau dar, wobei das supraleitende Material zwischen mehreren Schichten unterschiedlicher Materialien angeordnet ist (siehe Abbildung 2-43). Hier wird meist YBCO als Supraleiter verwendet, und die Kosten sind ungefähr zwei- bis dreimal geringer als die der aktuellen Herstellungsmethode. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 119)

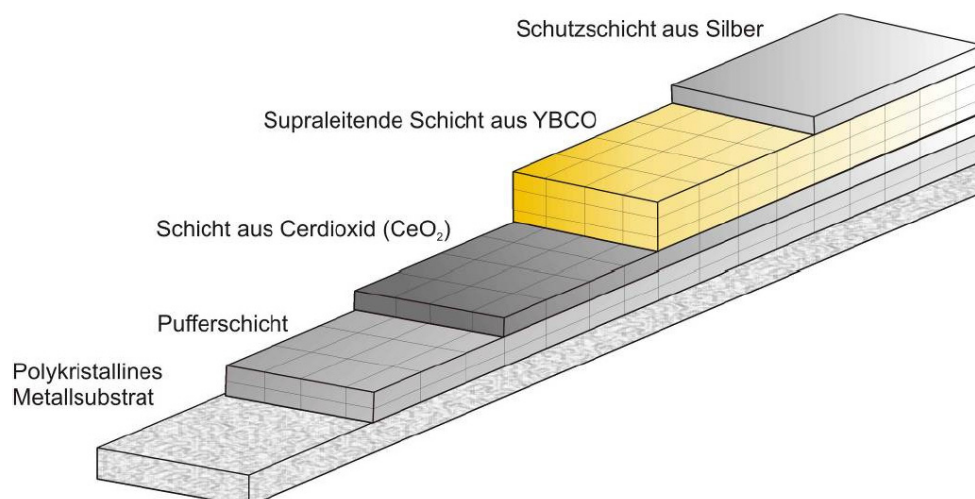


Abbildung 2-43: Struktur eines sandwichartigen Hochtemperatursupraleiters (Fraunhofer-INT, 2009 S. 119)

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen zwei Realisierungsarten von supraleitenden Spulen: zylinderförmigen Spulen (auch Solenoid) und Spulen in Form eines Rings (auch Toroid). Bei der Entscheidung zwischen diesen zwei Spulen muss man mehrere unterschiedliche Merkmale miteinander vergleichen. Als Erstes nimmt man die Menge des supraleitenden Materials. Da supraleitendes Material sehr teuer ist, wird auf jedem Fall angestrebt, eine möglichst geringe Menge dieses einzusetzen. In diesem Hinblick erweisen sich die Zylinderspulen als bessere Lösung. Die Zylinderspulen werden ebenso aufgrund ihrer Form leichter hergestellt. Als weitere wichtige Eigenschaft nimmt man die Beeinflussung der Streufelder⁴⁴. Die Ringspulen weisen geringere Streufelder auf und brauchen daher weniger aufwendige Vorrichtungen zur Abschirmung des Magnetfeldes als Zylinderspulen. Weiterhin ist die Wirkung der mechanischen Lorentz-Kraft im Magnetfeld auf die Struktur des Supraleiters von Bedeutung. Elektronen, die sich als Ladungsträger durch die Spule bewegen, erzeugen das Magnetfeld, durch welches weiter die Lorentz-Kraft generiert wird. Diese Kraft wirkt auf alle Ladungsträger und die Summe der einzelnen Wirkungen ergibt die resultierende Kraft. Bei Zylinderspulen ist diese Kraft gering, während sich bei Ringspulen alle einzelne Kräfte in einem Punkt – Ringmittelpunkt – addieren und eine viel größere Kraft als bei Zylinderspulen entsteht. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 121)

Von allen bekannten Supraleitern zeichnen sich kupferhaltige bzw. keramische Materialien mit guten Eigenschaften aus. Kupfer selbst kann man aber nicht verwenden, sondern es muss immer mit anderen Elementen vereinigt werden. Kritische Temperatur dieser Art der Supraleiter ist höher als die Siedetemperatur von Stickstoff, und deswegen ermöglichen sie eine einfachere und kosteneffizientere Kühlung mit flüssigem Stickstoff. Die Herstellung von keramischen Drähten stellt aber eine große technische Herausforderung dar. Supraleitendes Material wird zuerst in Form von Pulver in Silberrohre gefüllt. Durch mehrere Walzschritte erhält man aus Pulver ein Band, das aus einer Vielzahl von Filamenten besteht. Durch

⁴⁴ Streufluss ist jener Teil des gesamten magnetischen Flusses, der nicht zum Nutzfluss gehört, bzw. magnetische Streuung bezeichnet das Austreten eines Teiles des magnetischen Feldes aus den dafür vorgesehenen Eisenwegen. (Dannerer, 2009 S. 60)

weitere Umwandlungsschritte bekommt man letztendlich die supraleitenden Filamenten, mit hoher mechanischer Flexibilität und einer Breite von vier Millimetern und einer Dicke von 0,3 mm. Wenn diese Supraleiter starken Belastungen ausgesetzt werden, brechen die supraleitenden Filamente. Die Herstellung von Keramikdrähten ist heute noch nicht Stand der Technik. (Schmidt, 2002 S. 2) Der bekannteste Vertreter der keramischen Supraleiter ist Yttrium-Barium-Kupferoxid (YBCO). (Rummich, 2009 S. 221) Eine weitere bekannte Gruppe der Supraleiter ist die Gruppe der eisenhaltigen Supraleiter.

2.6.5 Anwendung der supraleitenden magnetischen Energiespeicher

Bei der Anwendung von supraleitenden magnetischen Speichern wird über unterschiedliche Speicherarten diskutiert. Gewünscht sind die Großanlagen zum Tag-Nacht-Ausgleich (1.000–1.500 MWh, bzw. 3.600–18.000 GJ), aber aus wirtschaftlichen Gründen bleiben solche Anlagen aus heutiger Sicht nur eine Utopie. Die Spule müsste einen großen Durchmesser, zwischen 100 m und 1 km haben, was gleichzeitig sehr hohe Herstellungskosten und hohen Energieverbrauch für die Kühlung bedeutet. (Dagmar Oertel, 2008 S. 94) Bisher gibt es auch keine praktischen Ausführungen dieser Anlagen im mittleren Leistungsbereich von 10 bis 100 MW. Mehr Bedeutung wird den kleineren und mobilen SMES mit einem Energieinhalt von bis zu 10 MJ zugesprochen, die zum Ausgleich der Netzfluktuationen und zur Sicherung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung verwendet werden können. Wegen der kurzen Entladedauer (hauptsächlich eine bis 60 s) könnten diese Anlagen für die Sekundenregelung verwendet werden. Solche Anlagen sind technisch entwickelt und schon auf dem Markt verfügbar. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 123) Möglich wäre auch die Verwendung von mobilen SMES, vorzugsweise zur Sicherung der Netzstabilität. Sie sollten an strategisch wichtigen Netzknoten verteilt werden, um an dieser Stelle die Schwankungen zu kompensieren und die Stabilität des Netzes zu sichern. Vorteilhaft dabei ist, dass sie nicht fix, sondern flexibel sind, und sie können entsprechend dem Netzbedarf ihren Einbauort wechseln. (Dagmar Oertel, 2008 S. 95)

Weiterhin könnten die supraleitenden magnetischen Spulen als Kompensatoren starker Lastschwankungen, die durch die Industrie verursacht werden, verwendet werden; diese Schwankungen werden durch SMES fast unbemerkt gemacht, und die anderen Verbraucher werden vor negativen Beeinflussung geschützt. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 123) Der Hauptzweck des SMES ist auf jeden Fall die Verbesserung der Qualität der Stromversorgung (Naish, et al., 2008 S. 34). Die supraleitenden Spulen werden heute auch bei für Kernspintomografie verwendet (ETG, 2009 S. 67-70).

2.6.5.1 Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Um die kurzzeitigen Störungen im Netz (wie Spannungssenkung und Leistungsschwankungen) oder Unterbrechungen zu überbrücken, werden die supraleitenden magnetischen Energiespeicher als eine optimale Lösung betrachtet. Sie bringen die Qualität der Strom-

versorgung auf ein höheres Niveau und ermöglichen einen sicheren und unterbrechungsfreien Betrieb. In Abbildung 2-44 ist der Schnitt eines mobilen SMES-Systems, das mit Flüssighelium gekühlt wird, dargestellt. Für dieses System wurde ein Rekondensierer installiert, wodurch immer die gleiche Menge des Heliums genutzt wird. (Schmid, et al., 2002 S. 166)

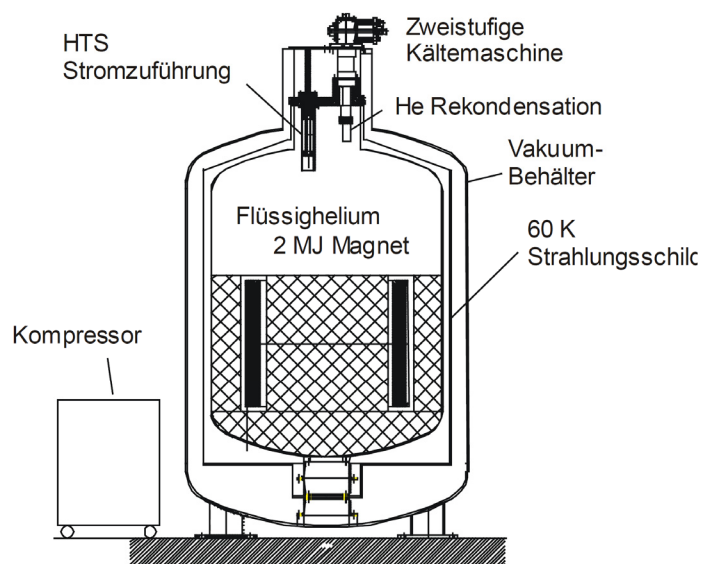


Abbildung 2-44: Schnitt eines SMES-Systems für den mobilen Einsatz (Schmid, et al., 2002 S. 168)

In Österreich wurde vom Versorger STEWEAG die in Europa erste kommerzielle SMES-Anlage mit dem Energieinhalt von 2,7 MJ gespeicherter Energie installiert, der damit seinen Kunden Austria Druckguss, Gleisdorf, vor häufigen Blitzstörungen schützt. Im Fall der ungewollten Störung der Energieversorgung wirken die im Produktionsprozess verwendeten Roboter unkontrolliert, beschädigen sich selbst und verursachen dadurch eine längere Unterbrechung der Produktion. (Schmid, et al., 2002 S. 166)

2.6.5.2 Schneller Kompensator

SMES könnten auch sehr schnell eine spitzenartige Leistungsaufnahme von großen Industrieanlagen kompensieren und so verhindern, dass diese Störungen an das Netz weitergeleitet werden. Die dazu benötigte Elektronik sorgt für eine möglichst konstante sinusförmige Netzbelastung. (Schmid, et al., 2002 S. 170) Die benötigten Komponenten dieses Systems sind ein magnetisches supraleitendes System und ein Stromrichter. Besondere Anforderungen sind im Bereich Leistungselektronik gegeben: die Oberwellenfilterung für eine Vielzahl der Frequenzen und die hochdynamische Regelung zur Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung. Die Größe der SMES-Anlagen wird durch Vor-Ort-Verfahren entsprechend den Industrieanlagengröße bestimmt. (Juengst, 1999 S. 317)

Abbildung 2-45 zeigt einen Flicker⁴⁵, dargestellt durch den Flickerfaktor Pf, der am Forschungszentrum Karlsruhe künstlich verursacht wurde, um die dort gebaute Kompensationsanlage zu überprüfen sowie das erreichte Ergebnis bzw. den kompensierten Flicker.

⁴⁵ Störungen bzw. Spannungsschwankungen, die durch den Verbraucher bzw. Geräte verursacht werden.

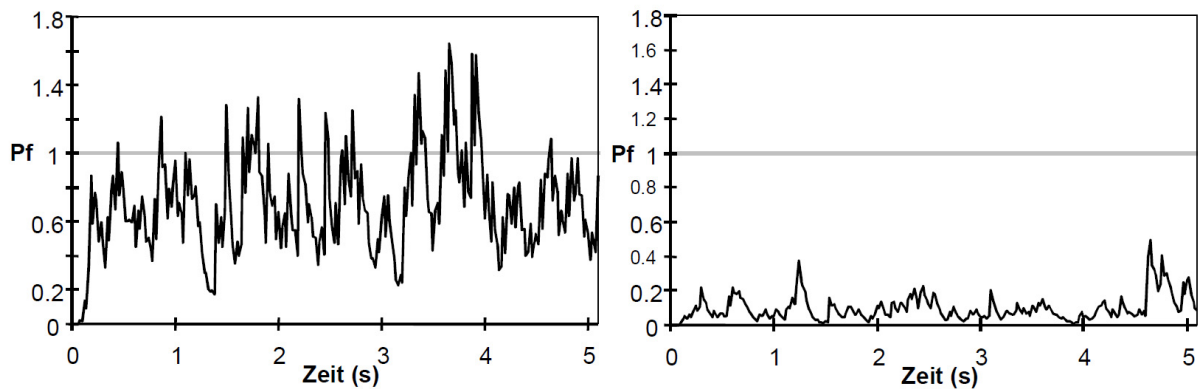


Abbildung 2-45: Momentaner Flickerfaktor vor und nach der Kompensation (Schmid, et al., 2002 S. 170)

2.6.5.3 Netzstabilisierung

Eine weitere Anwendung von SMES ist die Verhinderung der Netzin stabilitäten. Netzstabilisierung wird möglich entweder durch zwei unterschiedliche SMES-Konzepte, durch einen größeren SMES oder eine Gruppe von kleineren SMES. SMES werden an strategisch wichtige Netzknoten angeschlossen, wo sie das Netz verstärken und stabilisieren bzw. die Leistungsänderungen sehr schnell ausgleichen. (Schmid, et al., 2002 S. 174)

2.6.6 Wirtschaftliche Bewertung

Da es sich um eine relativ neue Technologie handelt, die sich noch immer in der Entwicklungsphase befindet, gibt es sehr wenige wirtschafts-, bzw. kostenorientierten Daten dazu.

Investitionskosten liegen durchschnittlich bei 200–1.000 €/kW. Nachteilig sind sehr hohe Speicherkosten als auch die Kosten für den Kühlungsbedarf. (Mauch, et al., 2011 S. 16) Laut einer anderen Quelle liegen die Kapitalkosten bei 200–300 US\$/kW, bzw. ab 1.000 US\$/kWh. (Chen, et al., 2009 S. 307)

Kommerziell verfügbare Systeme basieren auf Tieftemperatursupraleiter, da sie vor allem größere Speicherkapazität haben, aber auch technisch ausgereifter als die Hochtemperatursupraleiter sind. Zurzeit gibt es nur wenige SMES-Anlagen mit der installierten Leistung von 1 MW im Betrieb in der Welt. (Mauch, et al., 2011 S. 9)

Insgesamt betrachtet, stellt die Technologie der Supraleiter eine innovative Technologie dar, und die Erfindung neuer supraleitenden Materialien ist möglich und auch erwartet. (Fuchs, et al., 2012 S. 29) Man strebt eindeutig an, die Supraleiter mit möglichst hohen kritischen Fluss- und Stromdichten, möglichst hohen kritischen Temperaturen und Speicherkapazitäten, bzw. größtmöglichem Arbeitsbereich mit möglichst geringen Herstellungskosten zu erreichen. (Dagmar Oertel, 2008 S. 94)

3 Vergleich der ausgewählten Technologien für die Speicherung elektrischer Energie

Die Forcierung des Ausbaus volatiler erneuerbarer Energien führt zeitgleich zu einem erhöhten Bedarf an Stromspeichern im Elektrizitätssystem, die die dadurch entstehenden Fluktuationen im Netz ausgleichen und die benötigte Reserveleistung bereitstellen können. Stromspeicher ermöglichen eine bessere Integration der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und verringern die Notwendigkeit der Engpassmanagementmaßnahmen bei starker Windeinspeisung. (Wietschl, et al., 2010 S. 519)

Die Energiespeicherung kann, wie schon erwähnt, entweder direkt oder indirekt erfolgen. Die in dieser Arbeit untersuchte Technologien Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher und Power-to-Gas gehören zum Typ indirekte Speicherung, wobei elektrische Energie zuerst entweder in mechanisch-potenzielle oder in chemische Energie umgewandelt wird. Bei der Rückverstromung wird wieder elektrische Energie erzeugt. Die supraleitenden magnetischen Energiespeicher sparen diese Umwandschritte, indem sie Energie direkt im elektromagnetischen Feld speichern. Im Vergleich mit den drei vorherigen Speichertechnologien, die die Speicherung in großem Stil ermöglichen, ist für die supraleitenden magnetischen Energiespeicher die Großspeicherung aufwendig und kostenintensiv.

Weiter werden die ausgewählten Speichertechnologien nach der Speicherdauer miteinander verglichen. Entsprechend diesem Kriterium unterscheidet man zwischen Kurz- und Langzeitspeichern. Die Hauptrolle der Kurzzeitspeicher ist die Gewährleistung der Spannungsqualität, während die Langzeitspeicher eher die Lastverschiebung und Integration erneuerbarer Energie in das Elektrizitätssystem ermöglichen. (Wietschl, et al., 2010 S. 522) Unter den analysierten Technologien übernehmen die supraleitenden magnetischen Energiespeicher die Rolle der Kurzzeitspeicher; die Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher und Power-to-Gas dienen eher der Langzeitspeicherung.

Abbildung 3-1 zeigt einerseits, in welche Energieform einzelne Speichertechnologien elektrische Energie umwandeln und speichern, und andererseits, wie lange die Entladung dauert. Detailliert werden nur die vier ausgewählten Technologien Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher, Power-to-Gas und supraleitende magnetische Energiespeicher betrachtet. Man sieht, dass sich diese vier Technologien ganz rechts in der Abbildung befinden, was darauf hinweist, dass sie als Speichersysteme mit hoher elektrischer Leistung ausgeführt werden. Dabei ist auch zu erkennen, dass bezogen auf die Entladungszeit, diese Technologien die Extremfälle darstellen. Die supraleitenden magnetischen Energiespeicher haben extrem kurze Entladungszeiten, die im Bereich von Millisekunden bis Sekunden liegen, während Druckluftspeicherkraftwerke und Wasserstoffspeicher bei der Entladung die Energie sogar über mehrere Stunden bereitstellen können. Die Abbildung demonstriert ebenso die schon erwähnte Rolle der einzelnen Technologien im gesamten Elektrizitätssystem; supraleitende magnetische Energiespeicher sind vor allem für die Sicherung der Netzspannungsqualität und unterbrechungsfreie Stromversorgung geeignet,

während Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher und Power-to-Gas für die Energiemanagement, bzw. zur Abdeckung des Strombedarfs zur Spitzenlastzeit, zur Versorgung über einen Zeitraum bis zu einigen Stunden und als Notreserve bei Stromausfällen dienen.

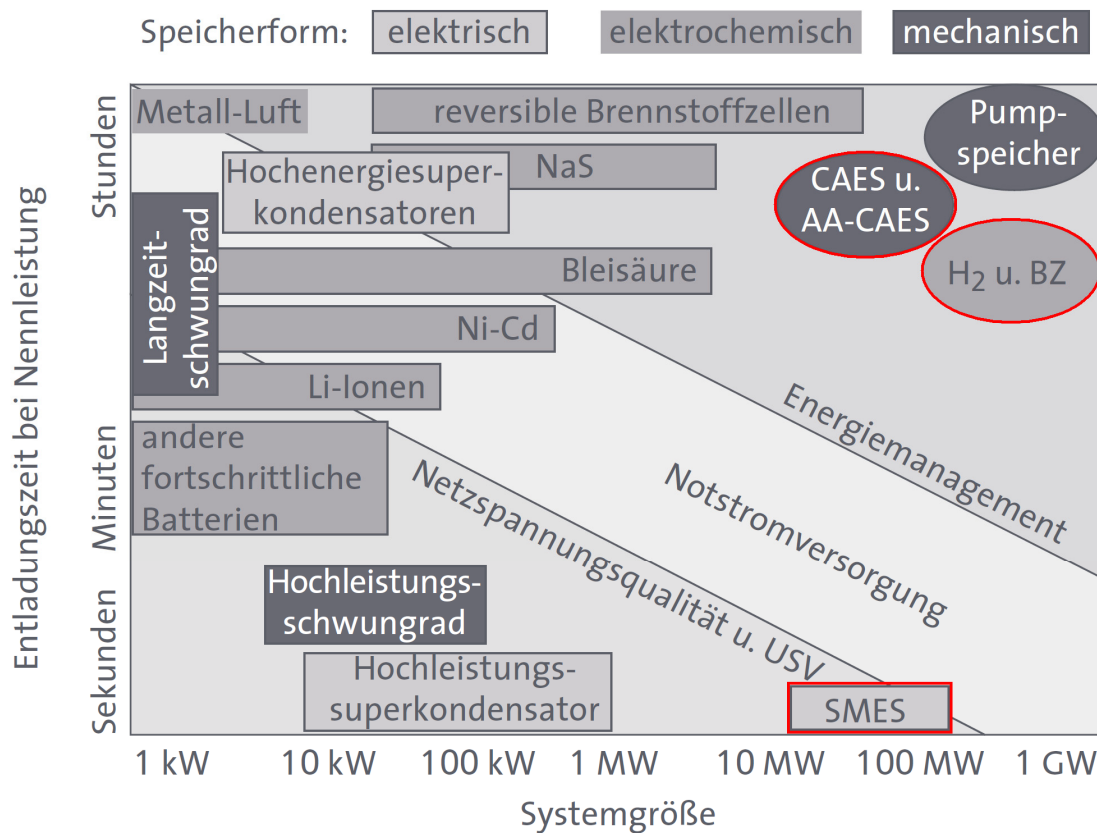


Abbildung 3-1: Systemgröße der einzelnen Speichertechnologien (Dagmar Oertel, 2008 S. 98)

Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass drei Speichertechnologien, die das gasförmige Speichermedium Luft, Wasserstoff oder synthetisches Methan zur Bewahrung elektrischer Energie nutzen, sehr hohe Leistungen und Entladungszeiten im Vergleich mit anderen Technologien haben. Daher werden sie vorzugsweise den zentralen Speicherkraftwerken zugeordnet. (Wietschl, et al., 2010 S. 526)

Supraleitende magnetische Energiespeicher erfordern jedoch einen großen Energieaufwand bezogen auf die Verflüssigung des Kühlmittels und Erhaltung von niedrigen Temperaturen, die hauptsächlich nah dem absoluten Nullpunkt liegen. Um eine bestmögliche Ausnutzung der supraleitenden Technik zu ermöglichen, wäre die Kombination mit anderen Technologien eine optimale Lösung. (Wietschl, et al., 2010 S. 538)

Abbildung 3-2 zeigt den Vergleich der Wirkungsgrade⁴⁶ der vier ausgewählten Speichertechnologien. Für die Druckluftspeicherkraftwerke werden sowohl diabate als auch adiabate Speicherkraftwerke berücksichtigt. Es ist ersichtlich, dass die supraleitenden magnetischen Energiespeicher besonders hohe Wirkungsgrade haben. Wenn man aber die benötigte Energie für die Kühlung dieses Systems und die Erhaltung der niedrigen Temperaturen

⁴⁶ Es wurden die Wirkungsgrade des gesamten Prozesses – Strom-Umwandlung-Speicherung-Umwandlung-Strom berücksichtigt.

berücksichtigt, kommt es zu einer Reduktion des Wirkungsgrads. Power-to-Gas-Technologie ist durch den geringsten Wirkungsgrad gekennzeichnet, was vor allem durch die hohe Anzahl der Umwandlungsschritte (siehe Tabelle 2-3) verursacht wird. Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke sind eine vielversprechende Technologie, die sich aber noch im Entwicklungsstadium befindet. Durch diese Technologie sollten die Wirkungsgrade von sogar 70% erreicht werden, und damit wären sie mit den heutigen Pumpspeicherkraftwerken vergleichbar.

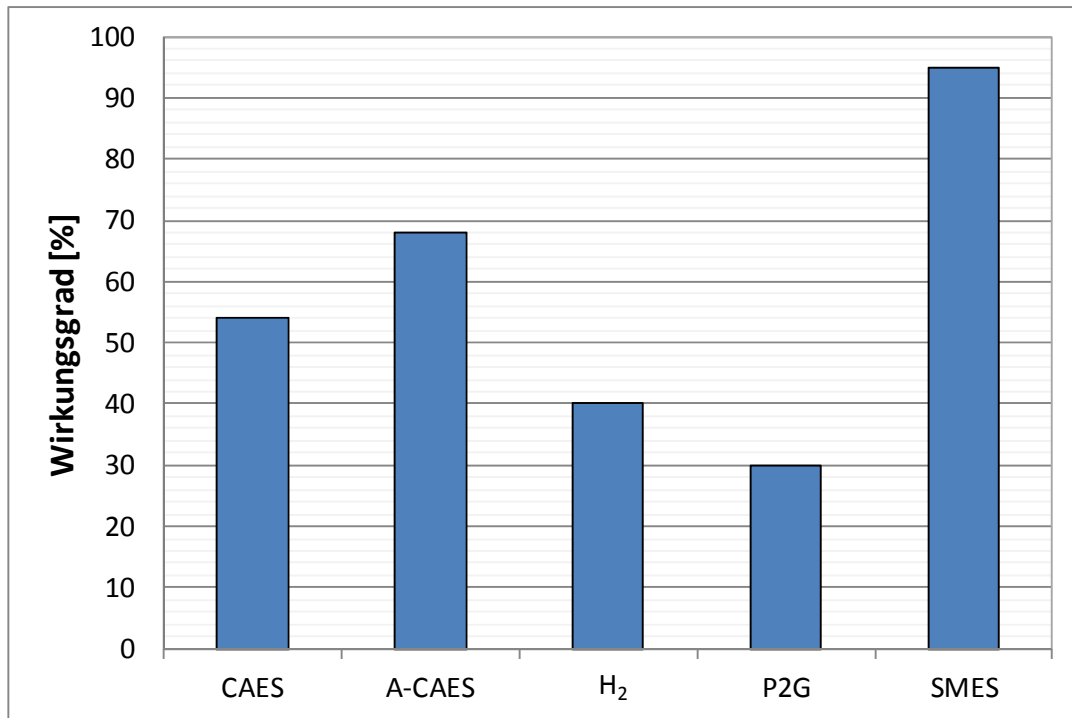


Abbildung 3-2: Vergleich der Wirkungsgrade der ausgewählten (Hartmann, et al., 2012 S. 71) (Fraunhofer-INT, 2009 S. 117)

mit: CAES.....diabate Druckluftspeicherkraftwerke
 A-CAESadiabate Druckluftspeicherkraftwerke
 H₂ Wasserstoff
 P2G Power-to-Gas
 SMESsupraleitende magnetische Energiespeicher

Abbildung 3-3 vergleicht die spezifische Investitionskosten der behandelten Technologien zur Speicherung elektrischer Energie. Zurzeit ist die Wasserstoffspeichertechnologie mit spezifischen Investitionskosten zwischen 1.500 und 2.500 €/kW die bei Weitem kostenintensivste Technologie. Die adiabate Druckluftspeicherkraftwerke nehmen mit 770–1.500 €/kW den zweiten Platz nach den Wasserstoffspeichern ein. Dabei muss auch beachtet werden, dass die Entwicklung einzelner Komponenten, wie Wärmespeicher und Luftturbine, erforderlich ist, da diese Komponenten nach heutigem Entwicklungsstand für diese Technologie ungeeignet sind. Die Power-to-Gas-Technologie wurde ebenso noch nicht realisiert und die in der Abbildung dargestellten Kosten sind eigentlich nur eine Prognose für die Höhe der spezifischen Investitionskosten in der Zukunft.

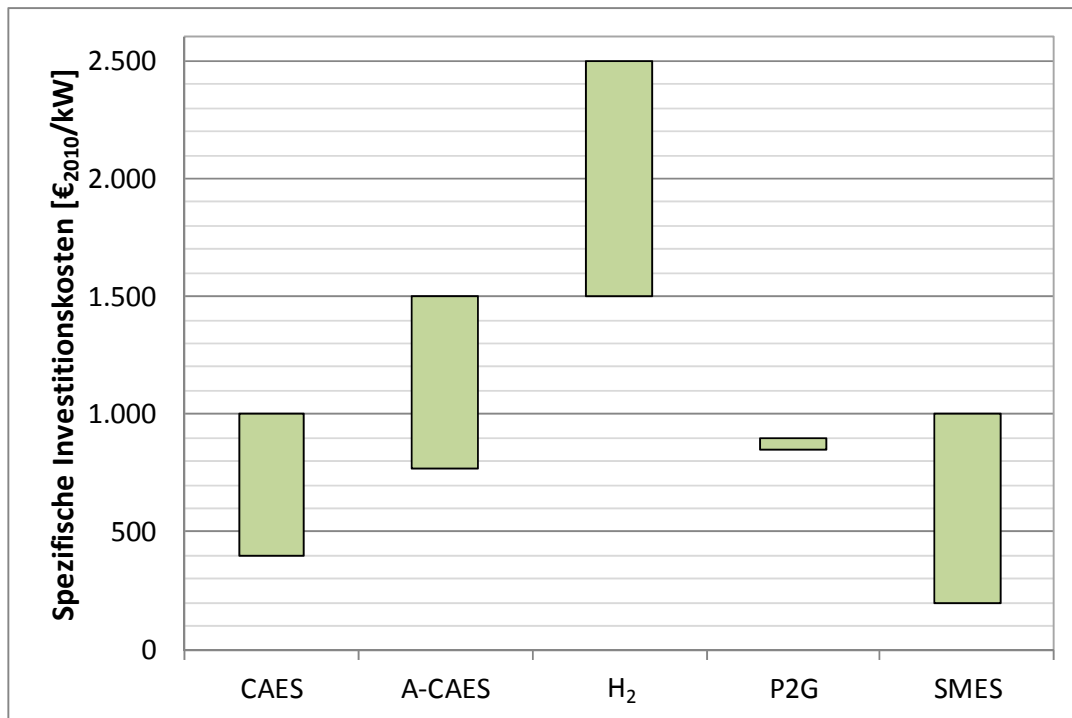


Abbildung 3-3: Vergleich der spezifischen Investitionskosten ausgewählter Speichertechnologien (Hartmann, et al., 2012 S. 72) (Mauch, et al., 2011 S. 16)

Alle betrachteten Technologien haben noch keinen ausreichenden Reifegrad erreicht, aber haben gute technische Voraussetzungen, die durch die Forschung und Entwicklung optimiert und in manchen Fällen erst realisiert, bzw. entwickelt werden sollten.

3.1 Anforderungskatalog

Der Anforderungskatalog ist auf die Betrachtung der technisch, topografisch bzw. geografisch und geologisch bedingten Kriterien für die Einsetzung einer ausgewählten Speichertechnologie zurückzuführen. Der erstellte Katalog wird als Grundlage für die Ermittlung der Potentiale im Kapitel 4 verwendet.

Um eine übersichtliche Darstellung der Anforderungen zu erzielen, wurden die Katalogsteile für jede Technologie vereinzelt dargestellt.

Tabelle 3-1 zeigt die Anforderungen für die Errichtung eines Untergrundspeichers, der die Speicherung großer Energiemengen ermöglicht. Man erkennt, dass für diese Speicher eine Vielzahl von sowohl technischen, als auch geografischen und geologischen Anforderungen erfüllt werden muss.

Tabelle 3-1: Anforderungskatalog für die Untersgrundspeicher (eigene Erstellung auf Basis verschiedener Datenquellen)

	Technisch			Geografisch	Geologisch
Untersgrundspeicher	Solungsprozess	Ladung	Entladung	Verfügbarkeit des Standortes Möglichkeit der Frischwasserversorgung Möglichkeit der Soleentleerung	Porenspeicher – Aquiferspeicher Poröse Gesteinsformationen (18–25%) Permeabilität (0,2–0,3 Darcy) Mindestspeichermächtigkeit 10–40 m
	<i>Transportleitungen</i> Innerer Solstrang Äußerer Solstrang Ankerrohtour Standrohr Blanket Sol- und Speicherbetriebsanlage Frischwasser- und Solepumpenstation Frischwasser- und Solepipelines Gastrocknungsanlage Gasmess- und -regelanlage Ultraschallsonde für die Überprüfung des Solvorganges Zugehörige Gebäude	Kompressor Förderrohr für die Luftbefüllung	Wasserabscheidung Vorwärmer Verdichter Drossel Trocknungsanlage Messanlage Absperrorgan	Gelände frei von Bebauung Keine Gefährdung durch Hochwasser Ausreichende Sicherheitsabstände zu Ansiedlung und Hauptverkehrswegen Keine Nutzung des Gebietes zu militärischen Zwecken Naturschutz <i>Gebirgsmechanisch</i> Kavementiefe Kavemengeometrie Abstand zwischen Kavernen (minimal 300 m) Abstand der Kaverne vom umgebenden Gebirge Minimaler Abstand zwischen Kavernenachse und Salinarrand 200 m (Salzkissen) bzw. 500 m (Salzstock) Drücke während des Speicherbetriebs Hydrologische Situation im Bereich mehrerer km ²	Salzkaverne Stabilität der Kaverne Dichtigkeit des umgebenden Randgebirges Salzqualität und Solfähigkeit Flächenhafte Ausdehnung Interne Salzstruktur Im Gebirge wirkende Spannungen Erschöpfte Lagerstätten Langjährige Nutzung für die Speicherung, daher alle Bedingungen erfüllt Felskavernen Stabilität der Speicherhöhlräume Aufgegebene Bergwerke Geologische Dichtigkeit

Tabelle 3-2 zeigt die Anforderungen für die Errichtung der Druckluftspeichertechnologie. Der Unterschied zwischen den diabaten und adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken ist das Vorhandensein eines Wärmespeichers bei der adiabaten Technologie. Für die Realisierung dieser Art der Energiespeicher sind die geologischen und geografischen Anforderungen von entscheidender Bedeutung. Das Vorhandensein der entsprechenden Gesteinsformationen bietet die Möglichkeit für die Errichtung einer Kaverne, in der die Druckluft bewahrt wird.

Tabelle 3-2: Anforderungskatalog für die Druckluftspeichertechnologie (eigene Erstellung auf Basis verschiedener Datenquellen)

	Technisch			Geografisch	Geologisch	Brennstoffbedarf
Druckluftspeicher	Ladung	Speicherung	Entladung	Kaverne Verfügbarkeit des Standortes Möglichkeit der Frischwasserversorgung Möglichkeit der Soleentleerung	Porenspeicher – Aquiferspeicher Poröse Gesteinsformationen (18–25%) Permeabilität (0,2–0,3 Darcy) Mindestspeichermächtigkeit 10–40 m	Erdgas (diabate Druckluftspeicherkraftwerke)
	Verdichteranlage Kompressor Kühler	Kleinspeicher Druckluftflasche Druckluftspeichertank Großspeicher Salzkaverne Porenspeicher Wärmespeicher (A-CAES)	Gasturbinekraftwerk Gasturbine Generator Rekuperator Nebenanlagen	Gelände frei von Bebauung Keine Gefährdung durch Hochwasser Ausreichende Sicherheitsabstände zu Ansiedlung und Hauptverkehrswegen Keine Nutzung des Gebietes zu militärischen Zwecken Naturschutz <i>Gebirgsmechanisch</i> Kavementiefe Kavemengeometrie Abstand zwischen Kavernen (minimal 300 m) Abstand der Kaverne vom umgebenden Gebirge Minimaler Abstand zwischen Kavernenachse und Salinarrand Drücke während des Speicherbetriebs Hydrologische Situation im Bereich mehrerer km ²	Salzkaverne Stabilität der Kaverne Dichtigkeit des umgebenden Randgebirges Salzqualität und Solfähigkeit Flächenhafte Ausdehnung Interne Salzstruktur Im Gebirge wirkende Spannungen Erschöpfte Lagerstätten Langjährige Nutzung für die Speicherung, daher alle Bedingungen erfüllt Felskavernen Stabilität der Speicherhöhlräume Aufgegebene Bergwerke Geologische Dichtigkeit	Keinen (adiabate Druckluftspeicherkraftwerke)

Tabelle 3-3 zeigt die benötigten Komponenten für die Errichtung eines Wasserstoffspeichers. Für diese Technologie gibt es zahlreiche Möglichkeiten für die oberirdische Speicherung, obwohl auf diese Weise deutlich geringere Mengen des Wasserstoffs bewahrt werden können. Die Großspeicherung wird erst in unterirdischen Speichern möglich. Die Anforderungen an diese Speicher entsprechen den Anforderungen, die in Tabelle 3-1 dargestellt sind und sich auf die Untersgrundspeicher beziehen, aber um einen besseren Überblick zu haben, sind sie ebenso in der folgenden Tabelle ersichtlich.

Tabelle 3-3: Anforderungskatalog für die Wasserstoffspeichertechnologie (eigene Erstellung auf Basis verschiedener Datenquellen)

Technisch	Geographisch		Geologisch		Brennstoffbedarf	
Wasserstoffspeicher	Ladung	Speicherung	Entladung	Untergrundspeicher	Ergebnis	
Erzeugung	Alkalische Elektrolyse Elektrolyt (wässrige Kalilauge) Desiliertes Wasser Wärme für die Destillation Elektrode Katalysatoren (meist Nickel-Legierungen) Betriebs Temperatur 40-90°C	Großspeicher Untergrundspeicher Druckspeicher Druck bis 700 bar (mobile Anwendungen) Druck bis 200 bar (kleinere Mengen) Behälter Zylinderförmig Geringes Gewicht Leichtmetallen (z.B. Aluminium) Kohlenwasserstoff-Epoxyharzmantel Polymerkerne zur Reduzierung des Gewichts	Gas-D-Kraftwerk Gasmotor Gasturbine Brennstoffzelle Entwicklungsmöglichkeit H ₂ -Turbine	Untergrundspeicher Verfügbarkeit des Standortes Möglichkeit der Frischwasserversorgung Möglichkeit der Soleentleerung Gebirge frei von Bebauung Keine Gefährdung durch Hochwasser Ausreichende Sicherheitsabstände zu Ansiedlung und Hauptverkehrswege Keine Nutzung des Gebietes zu militärischen Zwecken Naturschutz Gebirgsmechanisch Kavernentiefe Kavernengeometrie Abstand zwischen Kavernen (minimal 300 m) Abstand der Kaverne vom umgebenden Gebirge Minimaler Abstand zwischen Kavernenachse und Salinarand 200 m (Salzkissen), bzw. 500 m (Salzstock) Drücke während des Speicherbetriebs Hydrologische Situation im Bereich mehrere km ²	Dichtigkeit der Speicherformation Geringer Kieseinsanteil Hohe Flexibilität bei Ein- und Auslagerung Hohe Ein- und Auslagerungsraten (geringe Druckverluste innerhalb des Speichers) Keine Reaktionen von H ₂ mit Wirgestein, Mikroorganismen und Fluiden im Speicher Porenspeicher - Aquiferspeicher Poröse Gesteinsformationen (18-25%) Permeabilität (0,2-0,3 Darcy) Mindestspeichermächtigkeit 10-40 m Salzkaverne Stabilität der Kaverne Dichtigkeit des umgebenden Randgebirges Salzqualität und Löslichkeit Flächenhafte Ausdehnung Interne Salzstruktur Im Gebirge wirkende Spannungen Erschöpfte Lagerstätten Langjährige Nutzung für die Speicherung, daher alle Bedingungen erfüllt Felskavernen Stabilität der Speicherräume Aufgegebene Bergwerke Geologische Dichtigkeit	Ergebnis
Erzeugung	Membranelektrolyse PEM-Elektrolyseur Saurer Festelektrolyt (Protonaustauschmembran) Edelmetallkatalysatoren Betriebs Temperatur 20-100°C	Speicherung als Flüssigwasserstoff -253°C Behälter (1. Großspeicher, 2. Kleinspeicher) 1. Wärmeisoliert, doppelwandiger 2. Superisolation - ungefähr 300-Lage dünner Maximaler Druck von 5 bar Ventile zur Abbauung von Überdruck Mobile Bereich Behälter mit Superisolation Ablassventils Rückkühlsysteme				
Erzeugung	Hochtemperatur-elektrolyse Hochtemperatur-elektrolyseur Betriebs Temperatur 650-1.000°C Thermische Energie	Wasserstofffahrzeuge Druckspeicher Antriebsaggregat Verbrennungsmotor Brennstoffzelle mit Elektromotor				
Erzeugung	Thermochemische Wasserspaltung Metalloxide (Zn- und Fe-Oxide) Temperaturen über 2.000°C Chemischer Reaktor	Speicherung in Metallhydriden Trägermedium (z.B. Metall, Metall-Legierung, flüssige Hydriden) Methylcyclohexan-Speicher Toluol als Trägerflüssigkeit Wärme Dehydrieranlage zur Wasserstoffherzeugung in Fahrzeugen				
Erzeugung	Biogasreaktor Methanbildende Bakterien Biogasreaktor Temperaturen 35-40°C Wirbelschicht-Vergasung Biomasse Vergasungsmittel (Sauerstoff oder Wasserdampf) Wirbelschicht-Vergasungsanlage Temperaturen 800-1.000°C Trennung von H₂ und CO₂ Reaktor zur Hochtemperatur oder Hochdruckabsorption HDA: Druck 20-50 bar HTA: CO ₂ -absorbierende Keramikteilchen Katalumoxid Temperaturen 600-650°C Wärmeenergie aus einer Fremdquelle	Speicherung in Eisenschwämmen Eisenschwamm Fulleren-Speicher Kugelförmige Gebilde aus C-Atomen Temperatur 200°C Druck 800 bar Glas-Mikrokugeln Glaskugeln Druck 350-700 bar Temperatur 350°C Nanocubes Hohlkörper aus Kohlenstoff Rohrwandung				

Die Darstellung der Anforderungen der zwei restlichen ausgewählten Technologien erfolgt in den zwei folgenden Tabellen. Tabelle 3-4 stellt die Anforderungen für die Power-to-Gas Technologie dar. Diese Technologie ist stark von der Wasserstofftechnologie bzw. Wasserstoff-erzeugung abhängig (siehe Tabelle 3-3). Für die Rückverstromung sind für diese Technologie die konventionellen Gasturbinenkraftwerke vonnöten. Bezogen auf die Speicherung des erzeugten Wasserstoffs und/oder synthetischen Methans ist nur das Vorhandensein des Erdgasnetzes relevant.

Tabelle 3-4: Anforderungskatalog für die Power-to-Gas-Technologie (eigene Erstellung auf Basis verschiedener Datenquellen)

	Technisch			Geografisch	Geologisch	Brennstoffbedarf
Power-to-Gas	Ladung Gaserzeugung Wasserstofferzeugung Elektrolyseur Methanherzeugung Kohlenstoffdioxid Wasserstoff Reaktor Verdichtung Kompressor Maximalwasserstoffgehalt 5%	Speicherung Erdgasnetz	Entladung GuD-Kraftwerke Gasturbinen-Kraftwerk BHKW	nur das Vorhandensein des Erdgasnetzes und -speichers, sonst keine anderen Anforderungen	nur das Vorhandensein des Erdgasnetzes und -speichers, sonst keine anderen Anforderungen	Erdgas

Tabelle 3-5 zeigt die Anforderungen eines supraleitenden magnetischen Energiespeichers. Es ist ersichtlich, dass die Realisierung dieser Technologie ausschließlich von den technischen Komponenten abhängig ist. Im Wesentlichen bedingen die geografischen und geologischen Gegebenheiten diese Technologie nicht, aber auf jeden Fall würde eine Installation der Supraleiter in Gebieten mit geringerer durchschnittlicher Umgebungstemperatur mit deutlich geringeren Verlusten erfolgen. Die mathematische Bestätigung dieser Aussage wird im Kapitel 4 gegeben.

Tabelle 3-5: Anforderungskatalog für die supraleitenden magnetischen Energiespeicher (eigene Erstellung auf Basis verschiedener Datenquellen)

	Technisch	Geografisch	Geologisch
Supraleitende magnetische Energiespeicher	Supraleitende Spule Supraleitender Schalter Schalter zur Stromunterbrechung Kryogenes System zur Kühlung Stromrichter Temperatur unter Sprungtemperatur entsprechendes supraleitendes Material Kühlmittel	Klimazone (Temperaturabhängigkeit)	Keine Anforderungen

Die Erstellung des Katalogs erfolgte anhand von Detailuntersuchungen der vier ausgewählten Speichertechnologien und Bestimmung der technischen, geografischen und geologischen Anforderung für jede einzelne Technologie. Für jede Technologie wurden zuerst technische Eigenschaften bestimmt, durch welche die Verbesserungsmöglichkeiten festlegbar wären. Die Verbesserungsmöglichkeiten besagen, in welchen Bereichen eine Effizienzsteigerung realisierbar wäre bzw. welche technischen Komponenten verbessert werden könnten, um eine effizientere und sichere Speicherung zu ermöglichen.

4 Potentialermittlung

Eine qualitative Ermittlung der Potentiale der innovativen, bisher beschriebenen Technologien wird mithilfe des erstellten Anforderungskatalogs durchgeführt. (Siehe Kapitel 3)

Die unterirdischen Speicher, die zur Speicherung entweder natürliche oder künstlich geschaffene Hohlräume nutzen, bieten deutlich größere Kapazitäten als z.B. Druckluftflaschen, können aber nicht an beliebigen Standorten realisiert werden. Für die Realisierung müssen entsprechende geografische und geologische Voraussetzungen erfüllt werden, die im zweiten Teil des Katalogs dargestellt sind. Bei der Ermittlung der Potentiale und der potentiellen Standorte für den Einsatz bestimmter Technologien werden diese als Hauptkriterium betrachtet.

Da die innovativen Energiespeichertechnologien vor allem zum Zweck der Speicherung regenerativer Energien entwickelt werden, darf man die Tatsache nicht vernachlässigen, dass ihr Einsatz neben den geografischen und geologischen Anforderungen ebenso die Bedingung der Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen am Standort erfüllen muss. Daneben ist noch wichtig zu erwähnen, dass dieser Kapitel eine qualitative Analyse zur Potentialermittlung der betrachteten Speichertechnologien darstellt.

4.1 Untergrundspeicher

Die Speicherung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen in Form von Druckluft, Wasserstoff und Methan kann auf unterschiedliche Weise vonstattengehen. Zahlreiche Speichermethoden wie Speicherung in Druckluftflaschen, Metallhydriden, als flüssiges Medium und Ähnliches sind überall realisierbar, da in solchem Fall keine geografischen und geologischen Voraussetzungen erfüllt werden müssen. Diese Speichermedien können ebenso in natürlichen Gesteinsformationen oder künstlich hergestellten Hohlräumen gespeichert werden. Diese Methode der Speicherung ist umweltfreundlicher, kapazitätsreicher und nur dort möglich, wo die Natur es erlaubt.

4.1.1 Salzkaverne

Wie im Anforderungskatalog angegeben, stellt das Vorhandensein des Salzgesteins, mit Berücksichtigung seiner Qualität und Mächtigkeit, das Hauptkriterium und die wichtigste unter anderen geologischen Anforderungen dar.

Zur Entstehung der Salzlagerstätten schreibt Geologe Gillhaus (Gillhaus, et al., 2007 S. 26):

„Salzlagerstätten entstehen infolge Evaporation⁴⁷ als chemische Sedimente unter ariden⁴⁸, vorwiegend tropischen Klimabedingungen in zeitweilig abgeschlossenen Meeresbecken oder Salzseen.“

Die Entstehung des Gesteins hat mehrere hundert Millionen bis Milliarden Jahre gedauert und erstreckte sich über mehreren Erdzeitaltern. Für die Entstehung des Salzgesteins hat das Äon⁴⁹ Phanerozoikum die größte Bedeutung gehabt. Das Phanerozoikum stellt das Zeitalter des sichtbaren Lebens dar und besteht aus drei Ären: Paläozoikum oder Erdaltertum (begann vor 541 Millionen Jahren und endete vor 252,2 Millionen Jahren), Mesozoikum oder Erdmittelalter (vor 252,2 Mio. Jahren bis vor 66 Mio. Jahren) und Känozoikum oder Erdneuzeit (seit 66 Mio. Jahren). (Stratigraphy, 2013) Die in Europa vorhandenen Salzlagerstätten stammen zum größten Teil aus dem späten Paläozoikum bzw. seiner Periode Perm und aus dem Frühmesozoikum bzw. seinen Perioden Trias und Jura. Vorhanden sind auch Tertiärsalze. Als Tertiär wurde früher die Periode, bestehend aus zwei Perioden der Erdneuzeit, Paläogen und Neogen, die vor 66 Millionen Jahren begannen und vor 2,588 Millionen Jahren endeten, bezeichnet (Stratigraphy, 2013). Nach der Periode Tertiär hat die Periode Quartär angefangen – diese dauert noch immer.

Um die Salzsichten für den Ausbau von Salzkavernen auszunutzen, ist ihr Vorhandensein nicht das einzige Kriterium. Man muss ebenso auf die Salzqualität achten, da die Speicherung nicht in allen Salzstrukturen möglich ist. Unlösliche Salze wie Anhydrit oder Tonstein und leicht lösliche Salze, beispielsweise Kalisalze, sind für die Speicherung ungeeignet. Es wird ebenso versucht, für die Speicherung in den Salzstrukturen, die nicht aus der Perm-Ära stammen, wie beispielsweise Jurasalze, eine Alternative zu finden, da sie sehr hohes technisches Risiko mit sich bringen. (Gillhaus, et al., 2007 S. 43)

Weitere geologische Anforderungen sind räumliche Verteilung der Salzsichten, im Gebirge wirkende Spannungen, Stabilität der Kaverne und, besonders wichtig, Tiefe der Kaverne. (Gillhaus, et al., 2007 S. 40) Wie schon im Kapitel 2.5 erwähnt, beträgt die ideale Tiefe für den Ausbau der Salzkavernen mit dem Zweck der Energiespeicherung zwischen 600 und 3.000 m.

Neben den geologischen muss man genauso auf die geografischen Anforderungen achten. Unter geografischen Anforderungen versteht man das Vorhandensein von Wasserquellen (optimal bis zu 40 km vom Meer entfernt), die der Frischwasserversorgung dienen, und der Grundgewässer, in welchen die Sole abgeleitet wird. Wenn die Sole weiter in der Industrie ausgenutzt wird, sind für die Soleentleerung keine geografischen Voraussetzungen zu erfüllen. Von wesentlicher Bedeutung für die Errichtung eines unterirdischen Speichers ist auch die Widmung des Standorts. Dafür muss überprüft werden, ob ein Standort für andere Zwecke genutzt wird oder ein geschütztes Naturgebiet darstellt. (Gillhaus, et al., 2007 S. 47)

Die Salzvorkommen in Europa sind in Abbildung 4-1 dargestellt.

⁴⁷ Evaporation = Verdunstung

⁴⁸ Arid = wüstenhaft, trocken

⁴⁹ Äon bezeichnet die höchstrangige Einheit in der geochronologischen Unterteilung der Erdgeschichte.

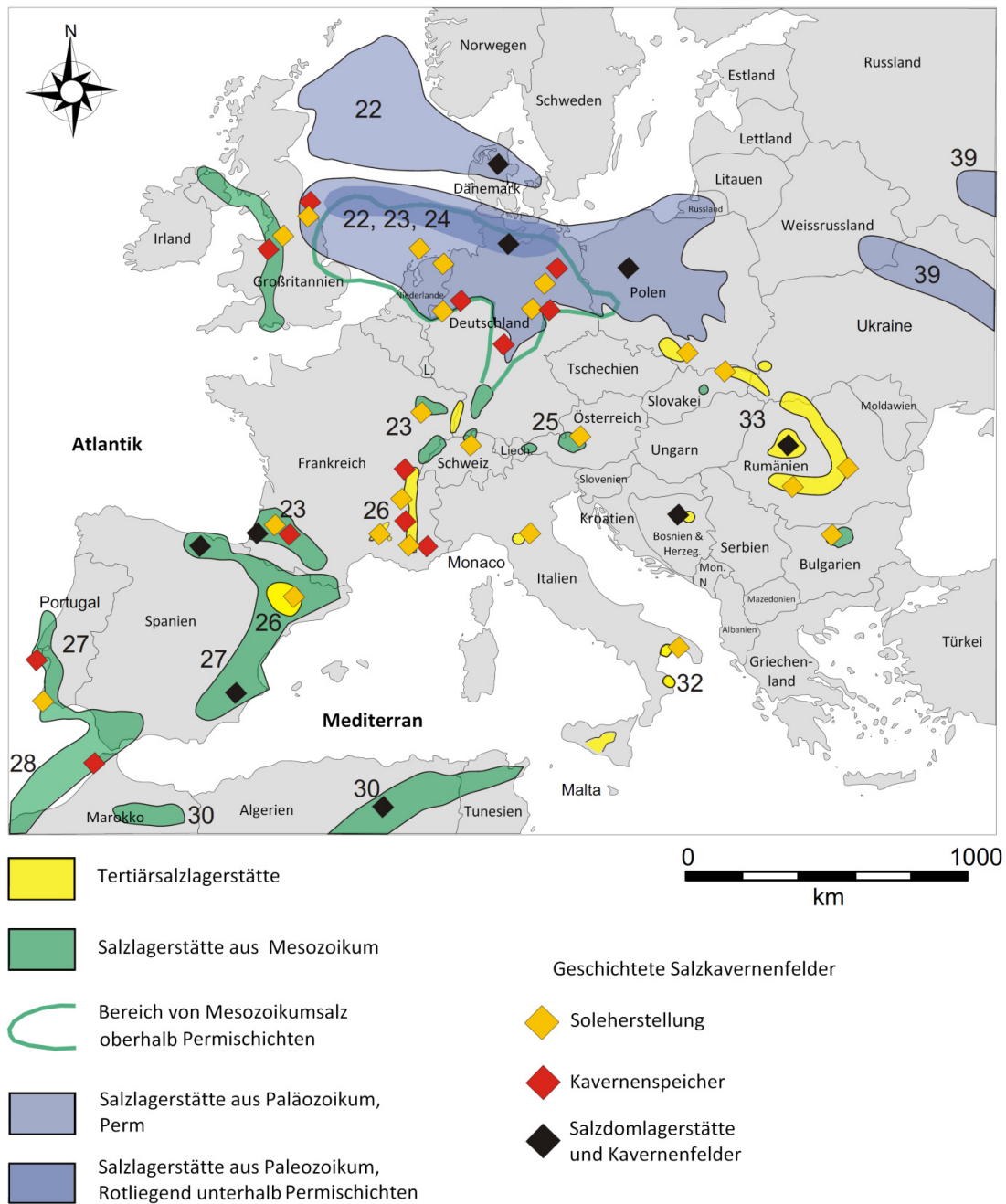


Abbildung 4-1: Salzvorkommen in Europa (KBB Underground Technologies, 2012a S. 6)

Die Salzlagerstätten aus dem Paläozoikum sind zum größten Teil in Zentraleuropa bzw. in Mittel- und Norddeutschland, Nordpolen und Teilen von Dänemark konzentriert. Aufgrund der großen Windpotentiale in gleichen Gebieten (siehe Abbildung 4-16) kann das als ideale Kombination bezeichnet werden, und zudem bestehen die optimalen Bedingungen zur erneuerbaren Erzeugung und Speicherung am selben Standort. Die Salzsichten aus dieser Ära sind ebenfalls in Teilen der Ukraine und Russlands verbreitet. Die Salzsichten aus dem Mesozoikum-Ära sind am meisten im westlichen Teil Europas vorhanden; in westlichen Teilen von Großbritannien und Portugal sowie im Norden und Osten Spaniens. Diese Schichten sind teilweise als vereinzelte Salzlagerstätten in Zentraleuropa, in Teilgebieten von Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz vorhanden. Es gibt einen Bereich, in

dem die Mesozoikumsalzschiefer über Permschichten eingelagert wurden, was bedeutet, dass die Salzlagerstätten dort eine größere Mächtigkeit haben. Dieser Bereich umfasst ein großes Teilgebiet von Deutschland, teilweise von Polen und Großbritannien und die Schichten in der Nordsee. Die Tertiärlagerstätten können in Zentralrumänien, Ostslowakei, Ostfrankreich, im Nordosten Spaniens und teilweise in Süditalien gefunden werden. Aus der Karte ist ersichtlich, dass es in einigen Staaten keine Salzlagerstätten gibt, was bedeutet, dass Speicherung von Luft, Wasserstoff oder Erdgas bzw. Methan in Salzkavernen unmöglich ist. Diese Länder sind Ungarn und die Mehrheit der Länder der ehemaligen Sowjetunion. Es ist ebenfalls zu erkennen, dass fast die ganze Balkanhalbinsel und die baltischen Länder keine Potentiale für eine Speicherung in Kavernen besitzen.

Es ist aus der Karte der bestehenden Potentiale zu erkennen, dass die Salzgesteine großflächig im Offshore-Bereich vorhanden sind. Für die Speicherung der elektrischen Energie haben sie aber nicht so große praktische Bedeutung, da die Installation der Speicher- und Rückverstromungsanlage am offenen Meer derzeit schwer realisierbar ist. Gegebenfalls werden die Forschung und Entwicklung in diesem Bereich eine zukünftige Realisierung der Offshore-Speicherung vor Ort ermöglichen.

Deutschland hebt sich von anderen Ländern mit vorhandenen unterirdischen Potentialen, wie man auch aus der obigen Abbildung erkennen kann, als ein optimales Gebiet für die Errichtung unterirdischer Kavernen ab. Das ist ein Grund, warum Deutschland als Beispielland für die detaillierte Potentialbeschreibung genommen wird. Abbildung 4-2 stellt die Landkarte Deutschlands mit Salzschiefer aus unterschiedlichen Ären und bestehenden Kavernenspeichern für Erdgas und andere petrochemische Produkte dar. Es ist ersichtlich, dass Salzschiefer vorwiegend aus Perm, Trias und Jura stammen. In Perm wurden zwei Gesteinseinheiten, Rotliegend und die später entstandene Gesteinseinheit Zechstein, formiert.

Die ältesten Sedimente in Deutschland sind Rotliegende. Sie entstanden im Frühperm durch die Ablagerung mehrerer hundert Meter mächtiger Salzformationen, die vorwiegend Steinsalz, aber zum Teil auch Tonstein und Tonmergel enthalten. (Gillhaus, et al., 2007 S. 27) Sie sind hauptsächlich rot gefärbt, was durch wüstenhafte Bedingungen verursacht wurde. (KBB Underground Technologies, 2012a) Rotliegendesalz ist ausschließlich im nordwestlichen Teil von Deutschland verbreitet.

Am weitesten verbreitet sind die Zechsteinschiefer, die im Spätperm durch die Salzauflagerung entstanden sind. In dieser Formation können ebenfalls Tonstein, Karbonate, Sulfate, Steinsalz und Kalisalze enthalten sein. (Gillhaus, et al., 2007 S. 28) Die Bereiche, in denen die Gesteinsschiefer von Zechstein verbreitet sind, sind Nord- und Mitteldeutschland.

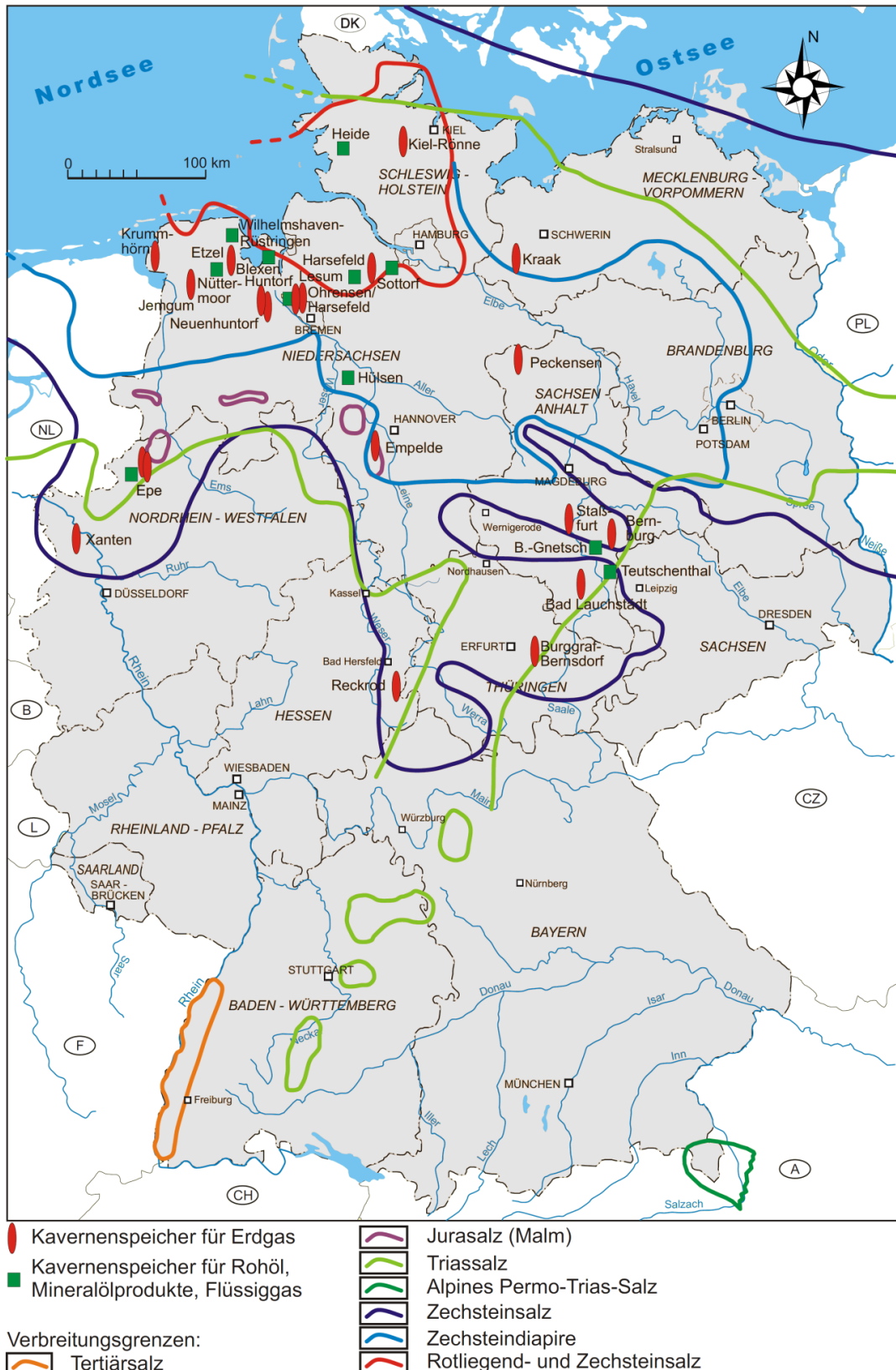


Abbildung 4-2: Salzvorkommen in Deutschland (Gillhaus, et al., 2007 S. 60)

In der Periode nach der Entstehung der Zechsteinschichten bzw. nach der Beendigung des Perms und des Erdaltertums, als das Erdmittelalter begann, wurden die weiteren Salzstrukturen in der Trias formiert. (Gillhaus, et al., 2007 S. 29) Triassalze sind im Großteil von

Norddeutschland verbreitet, sind aber auch als vereinzelte Salzvorkommen in Mittel- und restlichen Süddeutschland zu finden. Sie haben keine so große Mächtigkeit und sind in deutlich kleineren Tiefen vorhanden. Südlich und nördlich von Stuttgart wurden die Salzschichten formiert, die eine Tiefe von nur wenigen 100 m und eine geringe Mächtigkeit von maximal 40 m haben (Gillhaus, et al., 2007 S. 31). In Abbildung 4-2 sieht man ebenfalls, dass ganz im Südosten der Bundesrepublik Deutschland Alpine-Permo-Trias-Salz konzentriert ist, für welches ein Salzgehalt zwischen 30 und 70% charakteristisch ist (Gillhaus, et al., 2007 S. 26). Tertiärsalz ist nur in einem kleinen Teil des südöstlichen Deutschland vorhanden.

Abbildung 4-3 zeigt detailliert die Salzvorkommen in Norddeutschland, da die Salzreserven hauptsächlich in diesem Teil des Landes konzentriert sind. Gleichzeitig ist diese Region auch wegen ihrer geografischen Lage und direkten Nachbarschaft zur Nordsee besonders für die Windenergieausnutzung geeignet. Die mächtigsten Salzlagerstätten, die dort liegen, sind im Perm bzw. in Rotliegenden und Zechstein entstanden. Im Küstenraum liegen diese Schichten in der Tiefe bis zu mehreren Kilometern und erreichen an vielen Standorten eine Mächtigkeit von sogar 4.000 m (Gillhaus, et al., 2007 S. 26).

Es wurde eine Studie für Deutschland durchgeführt, in welcher für alle in Deutschland bestehenden oder bekannten Salzschichten untersucht wurde, wo eine Errichtung von Kavernen möglich ist (Gillhaus, et al., 2007). Dabei wurde aufgrund des größten Vorhandenseins des Salzvorkommens in Norddeutschland dieser Bereich in drei Gebiete unterteilt, die in Abbildung 4-3 dargestellt sind.

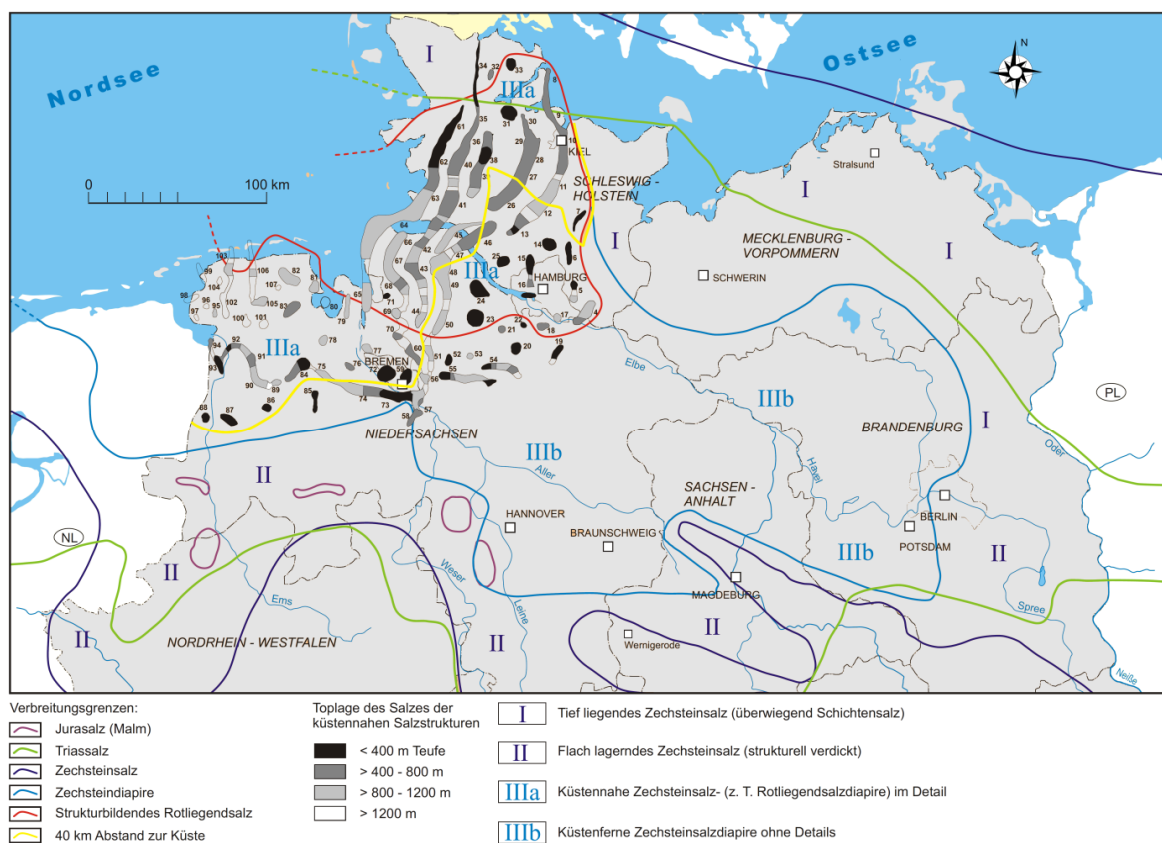


Abbildung 4-3: Salzvorkommen in Norddeutschland (Gillhaus, et al., 2007 S. 62)

In Gebiet I liegen die Salzsichten meistens unterhalb 2.000 m, was für eine Kavernenerrichtung zu tief ist. Es gibt aber einzelne Salzstöcke, die ausgenutzt werden können. Die Zone II ist durch Zechstein relativ hoher Mächtigkeit (größer als 2.000 m) bzw. durch ein großes Potential zum Errichten der Kavernen bezeichnet. Der Bereich III zeichnet sich durch das Vorhandensein von Rotliegenden als auch Zechsteinstrukturen aus. Die Salzsichten haben dort eine Mächtigkeit von maximal 4.000 m und können sehr gut für den Ausbau von Kavernenanlagen ausgenutzt werden. Dieser Bereich ist aber in seiner Struktur nicht eindeutig, sondern wird in zwei weitere Unterbereiche geteilt, IIIa als küstennaher Bereich mit zahlreichen Kavernenfelder und IIIb als küstenentfernter Bereich mit deutlich geringerer Anzahl an Kavernenfeldern. Der küstennahe Bereich ist aus dem Grund der Frischwasserversorgung und der Soleentleerung günstig und vorteilhaft. Der küstenentfernte Bereich wird durch die Menge und die Qualität des vorhandenen Salzes als ausgezeichnet für die Kavernenerrichtung bewertet. (Gillhaus, et al., 2007 S. 32-35)

In Norddeutschland ist eine Fläche von ungefähr 158.000 km² mit Salzsichten bedeckt, in der Nordsee 28.600 km² und in der Ostsee eine Fläche mit zusätzlichen 4.000 km². Im nordwestlichen Teil Deutschlands wurde ein Maximum des Potentials zur Errichtung von 20.000 Onshore-Kavernen und 4.200 Offshore-Kavernen geschätzt. (Hartmann, et al., 2012 S. 59) Man muss aber berücksichtigen, dass alle potentiellen Kavernenstandorte nicht immer für die Kavernenerrichtung zur Verfügung stehen, wie beispielsweise dann, wenn die Bereiche oberirdisch bebaut sind oder Naturschutzgebiete darstellen. Die Tabelle 4-1 zeigt eine prozentuelle Verteilung der Gesamtfläche von Deutschland gemäß der Art der Bodenbedeckung.

Tabelle 4-1: Anteil der Verteilung der Gesamtfläche entsprechend der Bodenbedeckung (Hartmann, et al., 2012 S. 61)

Bodenbedeckung	Anteil der Gesamtfläche in Deutschland [%]
Wald und andere Waldflächen	33
Ackerflächen	33
Grünland	23
Heideflächen	1
Gewässer und Feuchtgebiete	2
Bebaute Flächen und künstlich angelegte nicht bebaute Flächen (wie Parkplätze, Höfe usw.)	7
Vegetationslose Böden	1

Bebaute und künstlich angelegte, nicht bebaute Flächen sowie Gewässer und Feuchtgebiete stehen für die Errichtung von Salzkavernen für die Energiespeicherung nicht zur Verfügung. Weiter werden ebenso naturngeschützte Gebiete berücksichtigt, da in solchen Zonen auch kein Ausbau bzw. keine Naturschädigung erlaubt sind. Durch diese Begrenzungen wird das Potential für die Salzkavernen deutlich verringert, und laut Quellenangaben verbleiben ungefähr 16.000 potentielle Onshore- und 3.400 Offshore-Kavernen. Das Gesamtvolumen beträgt daher, entsprechend der betrachteten Studie, ungefähr neun Milliarden m³ in Salzgestein. Wie viel Energie gespeichert werden kann, hängt natürlich vom Speichermedium ab. Wenn man für Druckluft eine Energiedichte von 2,9 kWh/m³ und ein Druckspiel von 20 bar annimmt, beträgt das Speicherpotential ungefähr 27 TWh. Nimmt man für Wasserstoff eine

Energiedichte von 187 kWh/m^3 an, bekommt man für das gleiche Volumen eine Speicherkapazität von 1.683 TWh. (Hartmann, et al., 2012 S. 61-63)

4.1.2 Aquifere

Laut Anforderungskatalog müssen die Aquifere eine entsprechende Porosität zwischen 18 und 25% und eine Permeabilität zwischen 0,2 und 0,3 Darcy aufweisen, um die Speicherung von Druckluft, Wasserstoff oder Erdgas zu ermöglichen. Um die genauen Werte für jedes einzelne Aquifersystem nachzuweisen, müssen entsprechende Detailuntersuchungen durchgeführt werden. In diesem Kapitel werden alle vorhandenen Aquifersysteme, unabhängig von den Werten der Porosität und Permeabilität, in Europa und detaillierter in Deutschland dargestellt und für die Abschätzung der Potentiale betrachtet.

Abbildung 4-4 zeigt die Karte der Aquifersysteme in Europa. Neben den Aquifersystemen, sind in der gleichen Karte ebenfalls die Kohlendioxidquellen dargestellt, da die Aquifere gut geeignet für die Speicherung von Kohlenstoffdioxid sind. Die größten Potentiale sind im nördlichen Teil von Zentraleuropa vorhanden, wo sich die Aquifere auf sehr großen Flächen ausbreiten. Aus der Abbildung geht hervor, dass die Aquiferefläche im Offshore-Bereich ungefähr gleich groß wie die Aquiferefläche im Onshore-Bereich sind. Man erkennt ebenso, dass fast jedes europäische Land vereinzelte Aquifere besitzt, die mit dem Zweck der unterirdischen Speicherung von Wasserstoff, Druckluft, Erdgas oder Kohlendioxid genutzt werden können.

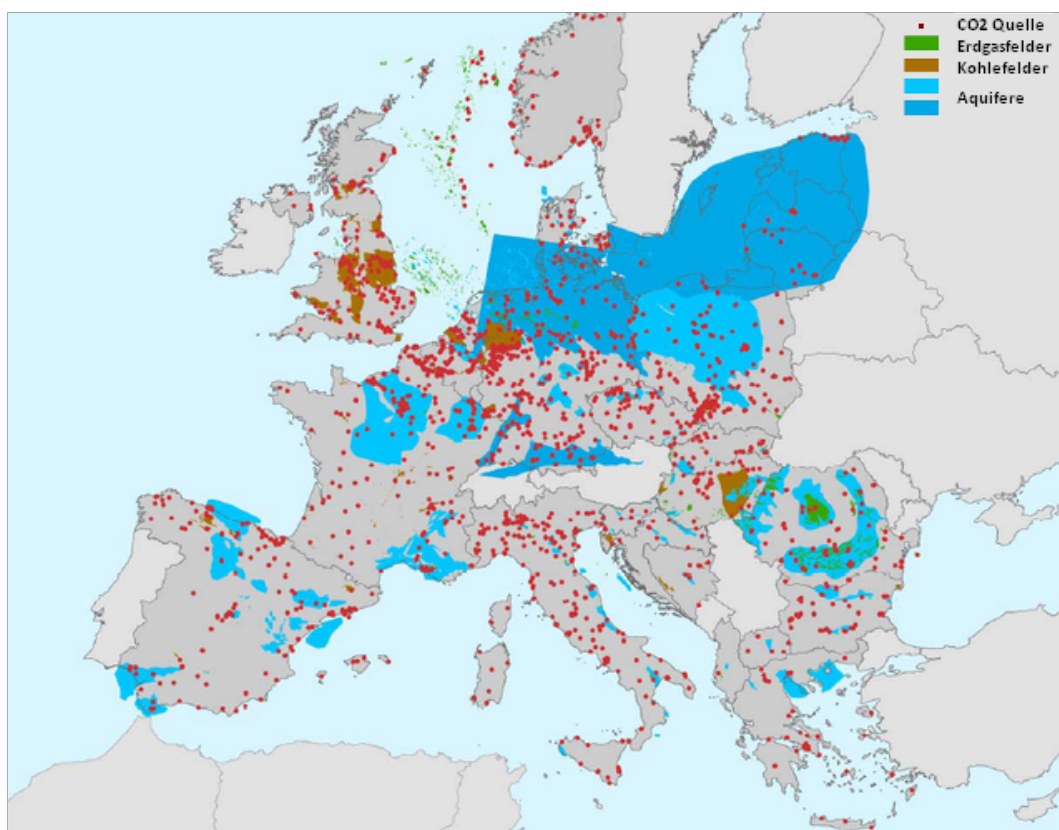


Abbildung 4-4: Aquifersystem in Europa (UNESCO, 2013)

Abbildung 4-5 gibt detailreiche Auskunft über die Aquiferpotentiale in Deutschland.

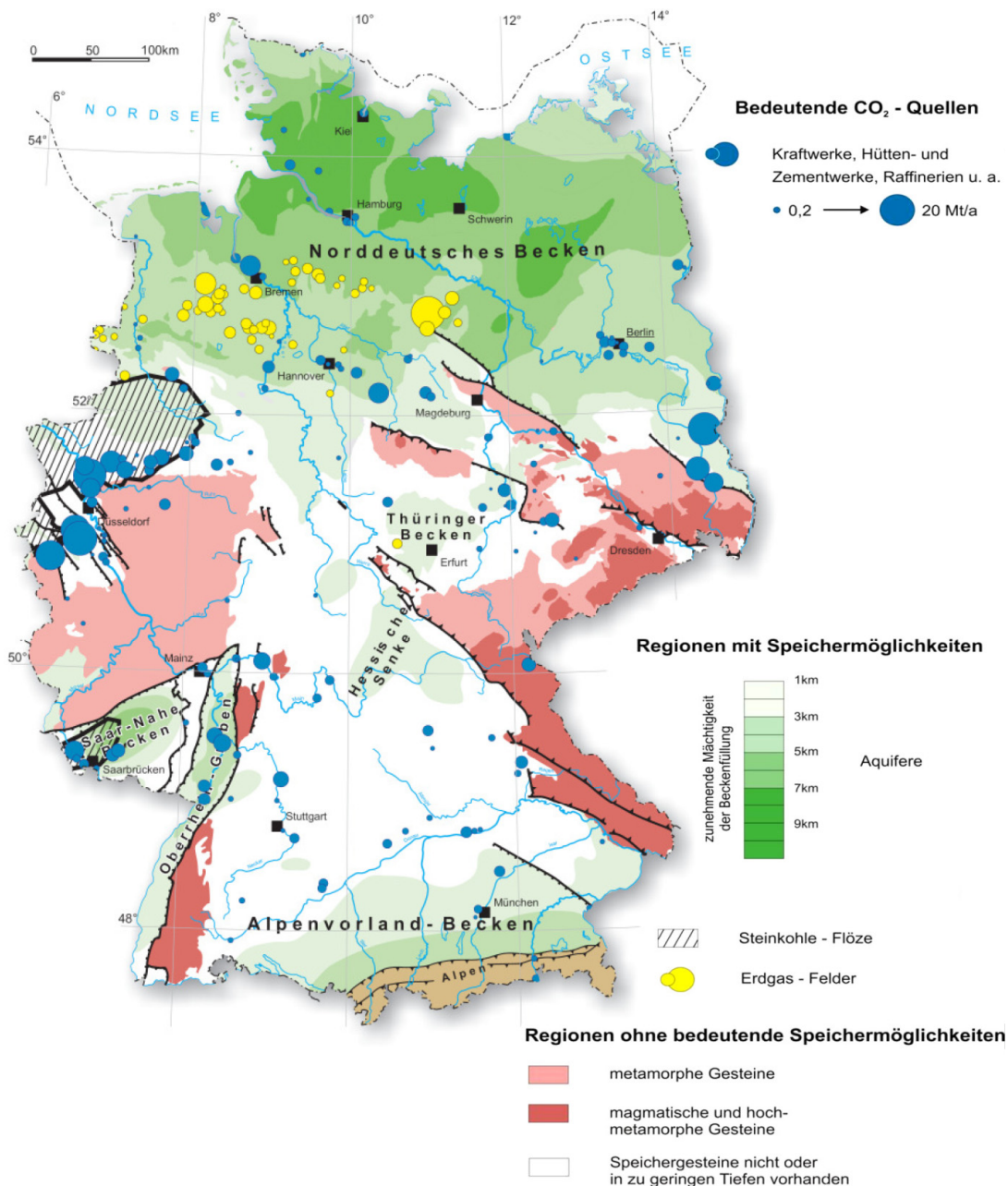


Abbildung 4-5: Aquiferspeicherpotentiale und bedeutende CO₂-Quellen für Deutschland (Gerling, 2010 S. 3)

Wasserführende Speichergesteine bzw. Aquifere sind dabei in grüner Farbe dargestellt. Auffällig ist, dass die größten Potentiale im Norden Deutschlands liegen. In diesem Bereich erreichen sie eine Tiefe von bis zu elf Kilometer. Das Vorhandensein der Aquiferspeicher im Norden ist, wie im Fall der Salzkavernen, optimal koinzident mit der Verfügbarkeit von Windpotentials in diesem Bereich. Im Süden sind die Potentiale als vereinzelte Aquiferspeicher mit maximaler Mächtigkeit von 3.000 m vorhanden. Die optimale Tiefe für die Speicherung von Erdgas in Aquiferen liegt zwischen 600 und 1.000 m. (Gerling, 2010 S. 2) Dafür stehen sowohl küstennahe als auch küstenentfernte Potentiale zur Verfügung. Die für die Druckluft- und Wasserstoffspeicherung relevante Tiefe beträgt bis zu 3.000 m.

Die westlichen und östlichen Teile von Mittel- und Süddeutschland sind Regionen ohne bedeutende Speichermöglichkeiten. Bezüglich Gesteinsstrukturen sind dort metamorphe und magmatische Gesteine am häufigsten vorhanden. In Zentraldeutschland haben sich entweder keine Speichergesteine formiert, oder diese sind in zu geringen Tiefen vorhanden.

4.1.3 Ausgeförderte Lagerstätte und aufgegebene Bergwerke

Ausgeförderte Lagerstätten, die eine Form der Porenspeicher darstellen, und aufgegebene Bergwerke, die nicht mehr zur Rohstoffgewinnung dienen, sind eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von gasförmigen Speicherstoffen. Dabei müssen sie natürlich die geologischen Voraussetzungen für eine unterirdische Speicherung erfüllen. Für die Ermittlung der Potentiale werden die Karten von Öl- und Gasfeldern und sonstigen Bergbauwerken betrachtet. Abbildung 4-6 zeigt ungefähr 1.700 unterschiedliche Bergwerke, Öl- und Gasfelder in Europa, die derzeit noch in Betrieb sind. Alle bestehenden Bergwerke und Lagerstätte werden aber zu einem zukünftigen Zeitpunkt erschöpft sein und können daher heute als zukünftiges Potential zur Speicherung von Druckluft, Wasserstoff und Erdgas betrachtet werden.

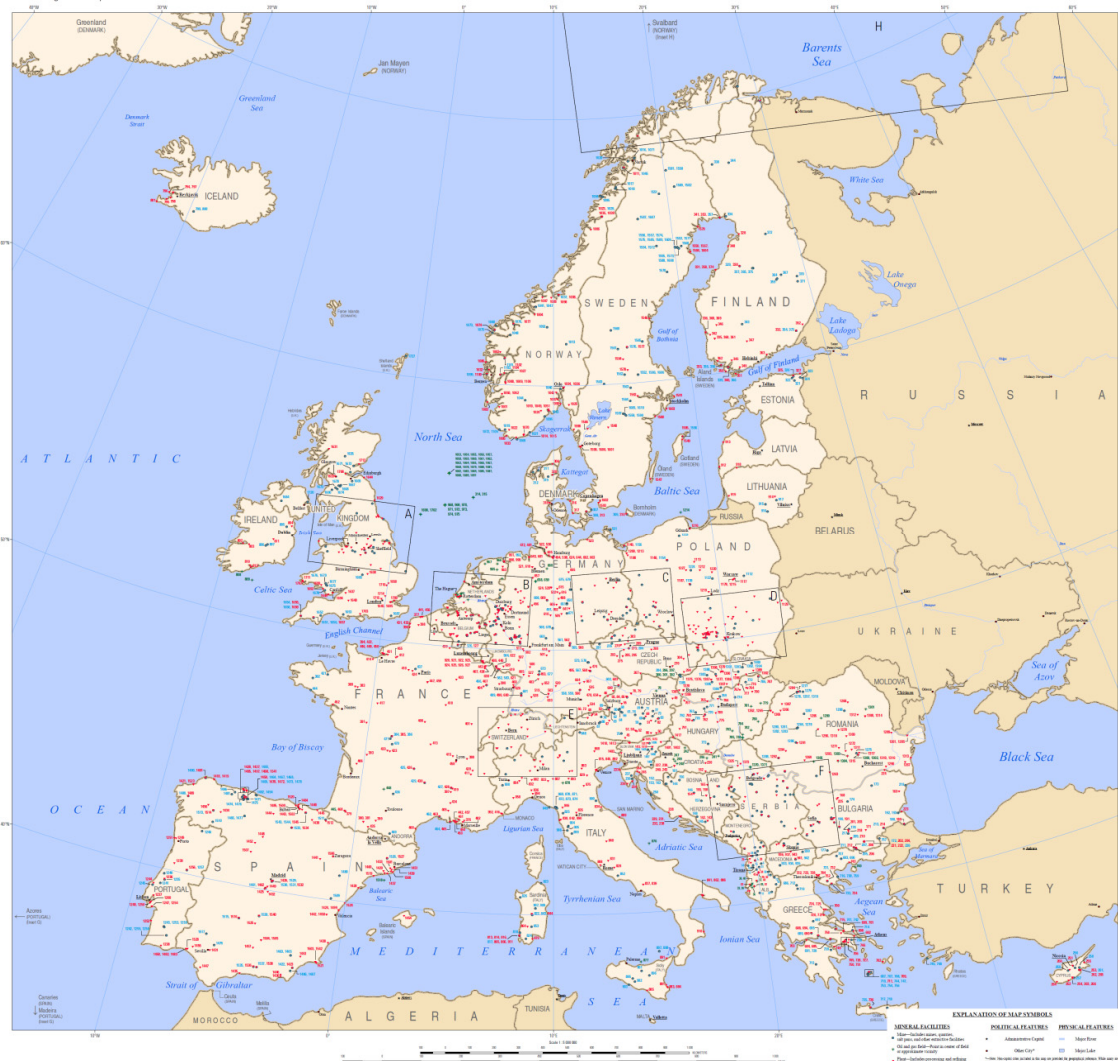


Abbildung 4-6: Öl- und Gasfelder und sonstige Bergwerke in Europa (USGS, 2013)

In Abbildung 4-7 sind sowohl die Erdöl- und Erdgaslagerstätte als auch die Steinkohle-, Braunkohlebergwerke und die Bergwerke unterschiedlicher Rohstoff- und Steinarten in Deutschland zu sehen. Dargestellt sind zudem die Speicherbetriebe für Druckluft, petrochemische Produkte und sonstige verwertbare Gase und Abfalldeponien. Es ist ebenso die Jahresförderungsmenge in Millionen Tonnen für feste und flüssige Rohstoffe bzw. in Millionen Kubikmeter für gasförmige Stoffe angegeben. Die vorhandenen Daten stellen, gleich wie im vorherigen Fall, die zukünftigen Speicherpotentiale dar.

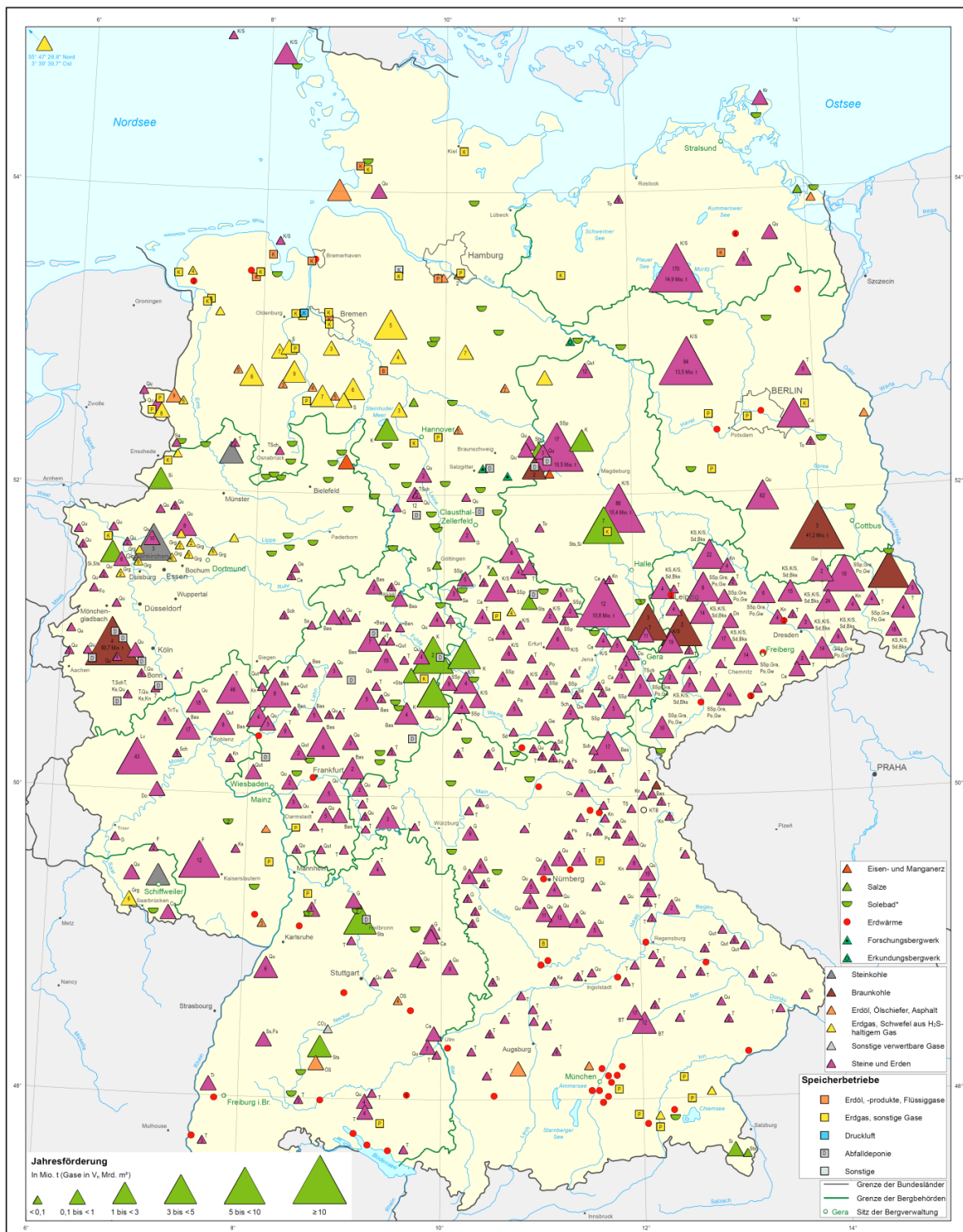


Abbildung 4-7: Bergbauwerke in Deutschland (BGR, 2013)

4.2 Speicherung im Erdgasnetz

Wie im Kapitel 2.4 angegeben, bietet das Gasnetz nicht nur große Übertragungskapazitäten, sondern auch die Möglichkeit einer Speicherung, die dem Stromnetz fehlt. Ins Erdgasnetz kann Wasserstoff in begrenzter Menge und Methan unbegrenzt gespeichert werden. Das bedeutet, dass neben den Untergrundspeichern ebenso das Erdgasnetz eine weitere Speichermöglichkeit darstellt, die keinen geografischen und geologischen Anforderungen untergeordnet wird. Man könnte eventuell als geografische Anforderung die Verfügbarkeit des Erdgasnetzes betrachten. (Hartmann, et al., 2012 S. 63)

Wenn man die Speicherung des synthetischen Methans ins Erdgasnetz betrachtet, sind die Potentiale neben dem Bestehen der Erdgasinfrastruktur und der zugehörigen Speicher- und Transportkapazitäten ebenso durch die Verfügbarkeit von Kohlendioxidquellen begrenzt. Synthetisches Methan entsteht durch die Reaktion von Wasserstoff und Kohlendioxid, und daher ist das Vorhandensein von CO₂-Quellen eine wichtige Voraussetzung. Abbildung 4-8 zeigt das europäische Erdgasnetz mit zugehörigen Erdgasleitungen, wobei die unterschiedliche Linienstärke auf unterschiedliches Druckniveau hinweist. Eingetragen sind auch die Erdgasleitungen, die in Bau oder Planung sind. Neben den Erdgasleitungen sind außerdem die Gaskavernenspeicher dargestellt.

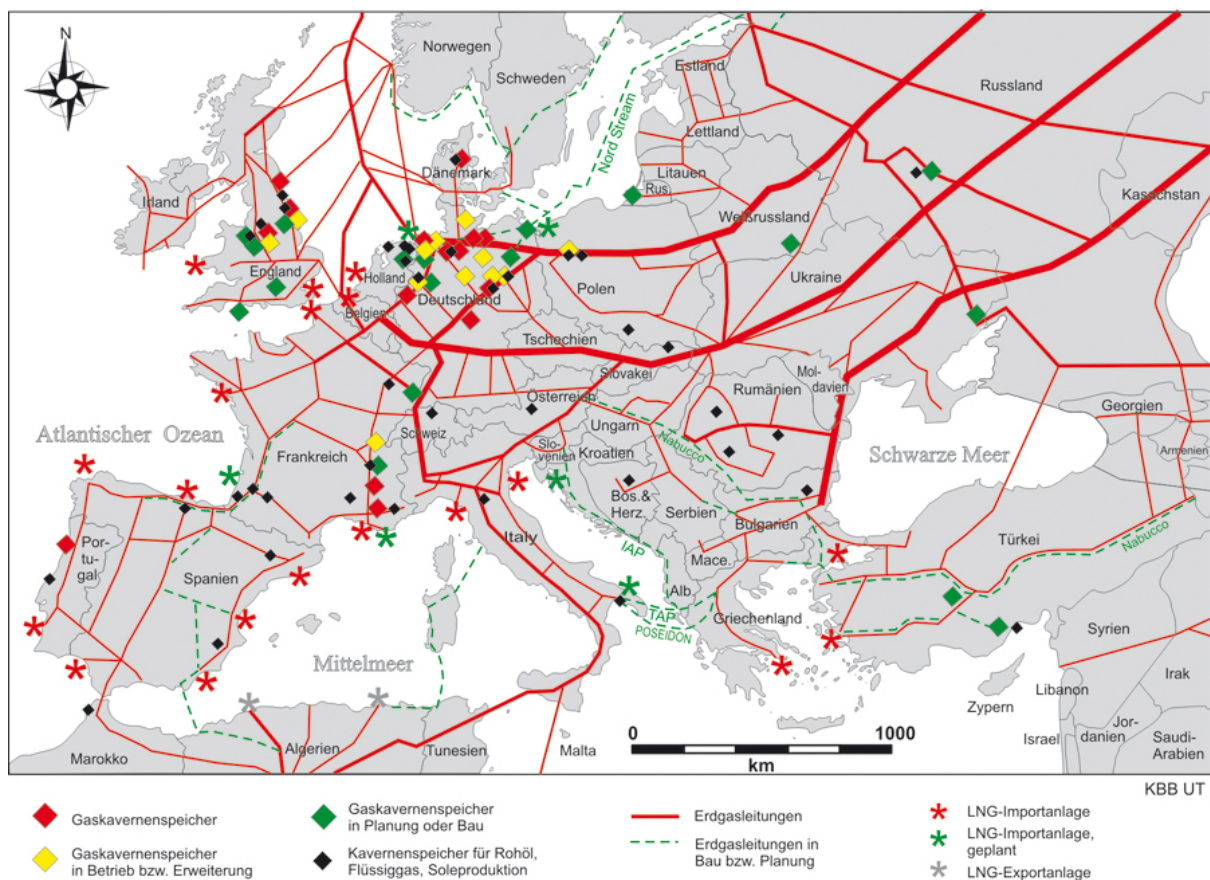


Abbildung 4-8: Erdgasnetz Europas mit zugehörigen Speichern (KBB, 2012)

Abbildung 4-9 stellt das deutsche überregionale Erdgasnetz dar, in dem ein Druck von mehr als 60 bar herrscht, und die dazugehörigen Speicher, die für die Speicherung entweder Salzkavernen oder Porenstrukturen nutzen. Man erkennt ebenfalls die Schnittstellen von Erdgasnetz mit dem Stromnetz, die optimale Standorte für den Einsatz der Power-to-Gas-Technologie aufweisen.

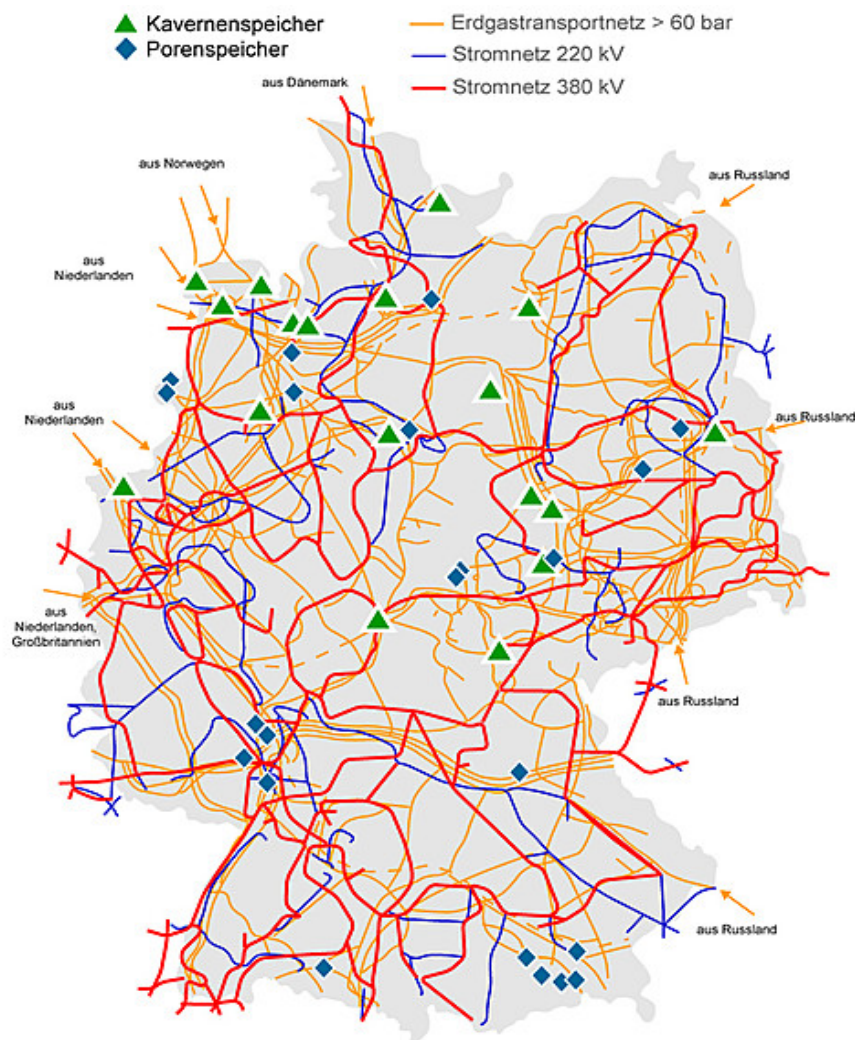


Abbildung 4-9: Deutsches Erdgasnetz mit dazugehörigen Speichern und das Stromübertragungsnetz (IVG, 2013)

Die Speicherungspotentiale des Erdgasnetzes bezogen auf die Power-to-Gas-Technologie werden durch die Kapazitäten von Erdgasspeicher bestimmt, während zur Erzeugung des synthetischen Methans, wie schon erwähnt, die Kohlendioxidquellen als wichtiger Faktor in die Potentialermittlung einbezogen werden müssen.

4.2.1 Speicherkapazitäten der Erdgasinfrastruktur in Deutschland

Laut Daten des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (Stand 31.12.2009.) bestehen in Deutschland 47 unterirdische Erdgasspeicher mit einem Gesamtarbeitsgasvolumen von 20,8 Mrd. m³. Dieses Volumen könnte für die Speicherung des

synthetisch erzeugten Gases ausgenutzt werden, wobei das Erdgas zu 100% mit dem synthetischen Methan ersetzt werden könnte. Den bestehenden Speichern gehören 23 Porenspeicher mit 12,7 Mrd. m³ und 24 Salzkavernenspeicher mit 8,1 Mrd. m³. Sie ermöglichen eine Speicherung von insgesamt 217 TWh elektrischer Energie. Eine Erweiterung der Speicherkapazitäten des deutschen Erdgasnetzes auf 36,6 Mrd. m³ ist geplant, was einer Energiemenge von 380 TWh entspricht. Wenn man neben der Speicherung auch die Rückverstromung in GuD-Kraftwerken mit einem Wirkungsgrad von 60% betrachtet, würde die aktuelle Kapazität der Erdgasspeicher einer Menge von 130 TWh elektrischer Energie, bzw. der zukünftig geplanten Kapazität von 228 TWh entsprechen. (Hartmann, et al., 2012 S. 64)

Bezogen auf die Wasserstoffspeicherung könnten im deutschen Erdgasnetz maximal 3 TWh des Wasserstoffs gespeichert werden kann. Wenn man, auch in diesem Fall, die Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk mit dem Wirkungsgrad von 60% berücksichtigt, bekommt man 1,8 TWh elektrischer Energie, die indirekt als Wasserstoff gespeichert wird. (Hartmann, et al., 2012 S. 63)

4.2.2 CO₂-Quellen

Bei der Erzeugung des synthetischen Methans ist Kohlendioxid ein entscheidender Faktor. Er kann durch unterschiedliche Quellen erzeugt werden:

- Biogene Quellen wie Biogasanlage, Biomassevergasung usw.
- Fossile Quellen
- Industrieprozesse
- Abscheidung aus der Luft

Da die Möglichkeiten der Kohlendioxidherzeugung vielfältig sind, stellt diese grundsätzlich kein Hemmnis dar. Es ist noch zu berücksichtigen, dass die Verwendung des Kohlendioxids aus biogenen Quellen erwünscht ist, denn die heutige Energiepolitik strebt eine regenerative und saubere Erzeugung an, was mit der Verwendung des aus fossilen Energieträgern produzierten Kohlendioxids nicht übereinstimmt. (Hartmann, et al., 2012 S. 65) In Kapitel 4.1.2 in Abbildung 4-4 wurden auf der Karte gemeinsam mit den Aquiferspeichern auch die Kohlendioxidquellen dargestellt. In Abbildung 4-10 folgt eine ausführliche Darstellung der größten Kohlendioxidquellen Europas, wobei auch die natürlichen CO₂-Quellen berücksichtigt werden. Dabei sind aber nicht alle europäischen Länder verzeichnet. Man erkennt, dass die größten Emissionen von Großbritannien, Deutschland und Italien verursacht werden.

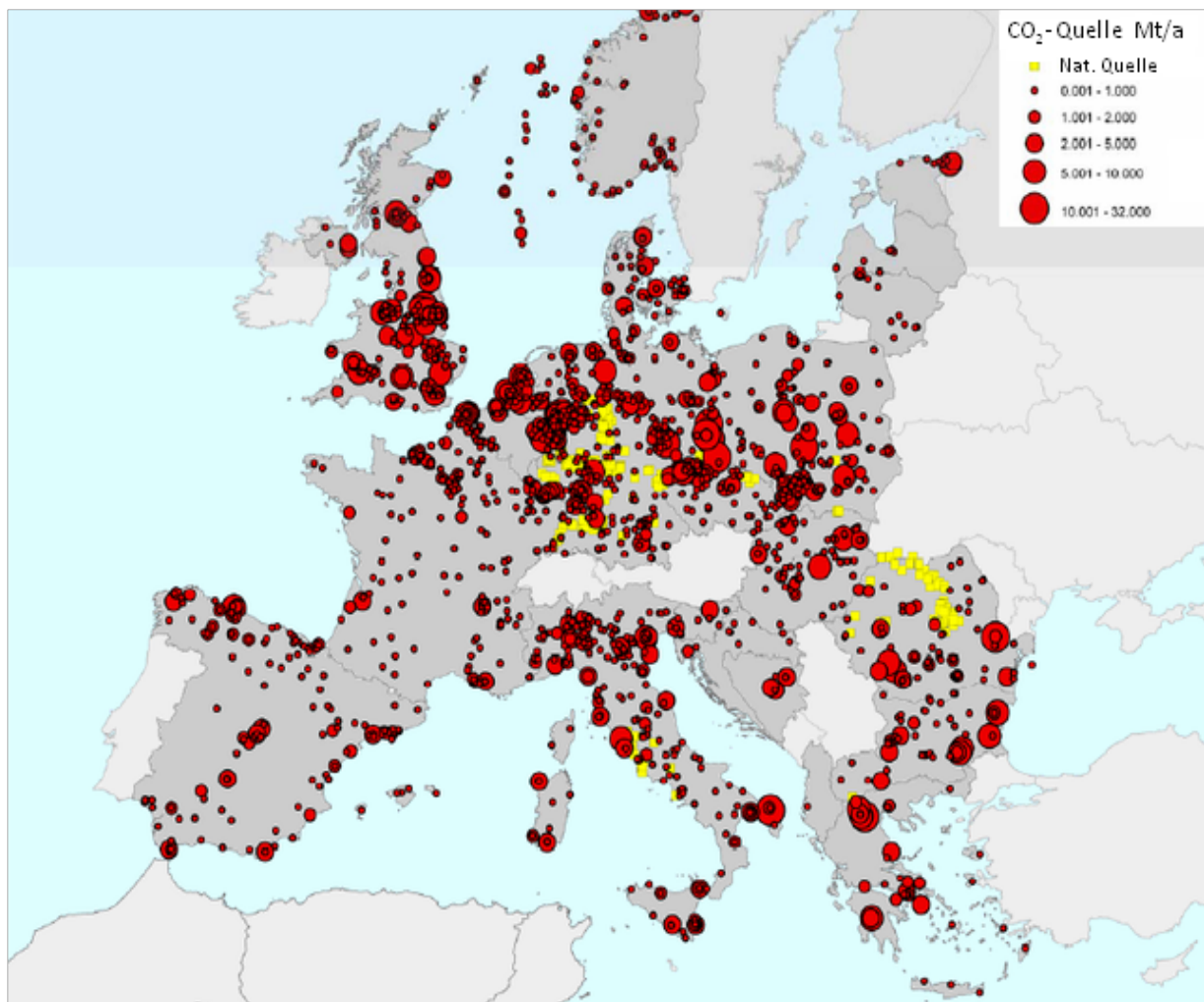


Abbildung 4-10: Kohlendioxidquellen in Europa (sandbag, 2012)

Wie für alle vorherigen Kriterien wird auch bei der Betrachtung der Kohlendioxidproduktion der Schwerpunkt auf Deutschland gesetzt. Die Darstellung der Aquiferpotentiale in Abbildung 4-5 wird mit den Daten über den größten CO₂-Erzeuger in Deutschland erweitert. Eine ausführlichere Veranschaulichung sämtlicher Kohlendioxidproduzenten Deutschlands zeigt Abbildung 4-11. Es ist zu erkennen, dass Westdeutschland eine Region mit hohen Emissionen darstellt. Es fällt weiter auf, dass in Norddeutschland keine Emissionen durch natürliche CO₂-Quellen verursacht werden.

In der Karte wird auch auf die Aquifere, Kohlenwasserstofffelder und Kohlefelder hingewiesen, die ebenfalls zur Speicherung von CO₂ genutzt werden können. Man erkennt auch hier, dass die Aquifere eine relativ große Fläche einnehmen.

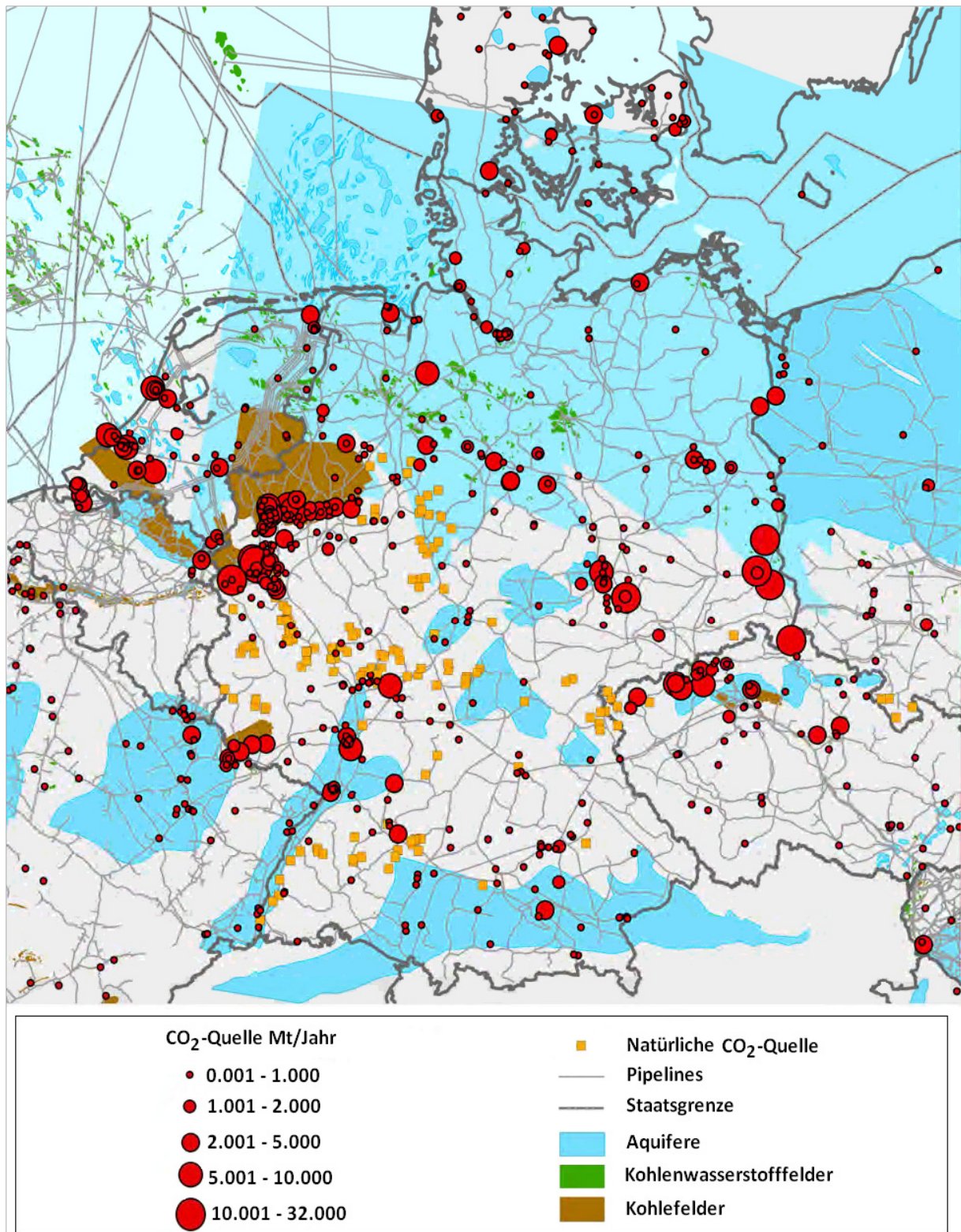


Abbildung 4-11: CO₂-Quellen in Deutschland (EU GeoCapacity, 2009 S. 129)

Der entscheidende Faktor bei der Ermittlung der Potentiale für die Power-to-Gas Technologie ist auf jeden Fall die Speicherkapazität, denn unabhängig davon, wie viel Kohlenstoffdioxid zur Erzeugung des synthetischen Methans zur Verfügung steht, ist seine Erzeugung wenig sinnvoll, wenn die Speicherung unmöglich ist.

4.3 Supraleitende magnetische Energiespeicher

Supraleitende Materialien weisen erst unterhalb einer bestimmten Temperatur ihre supra-leitenden Eigenschaften auf. Um diese Temperatur zu erreichen und weiter konstant zu halten, müssen sie in einem entsprechenden Kühlmedium bewahrt werden. Dabei wird vorausgesetzt, dass das Kühlmedium auf einer noch niedrigeren Temperatur gehalten wird. Zu diesem Zweck wird am häufigsten flüssiges Helium verwendet, dessen kritische Temperatur 4,2 K beträgt. Als Kühlmittel wird es bei einer Temperatur von ungefähr 4 K gehalten.

Beim Einsatz von supraleitenden magnetischen Energiespeichern könnte man die durchschnittliche jährliche Lufttemperatur als geografisch bzw. klimatisch bedingtes Kriterium betrachten. Im Zuge der Überprüfung, ob die Temperatur wirklich einen wesentlichen Einfluss hat, wird der Energieaufwand für die Verflüssigung des Heliums bzw. für seine Kühlung bei unterschiedlichen Umgebungstemperaturen miteinander verglichen. Zuerst wird verglichen, wie sich der benötigte Energieaufwand für die Heliumverflüssigung von unterschiedlichen Umgebungstemperaturen aus bis zur kritischen Temperatur unterscheidet. Die Betrachtung erfolgt für zwei unterschiedliche Anfangstemperaturen, und die Ergebnisse werden miteinander verglichen. Weiter muss bestimmt werden, wie groß der Energieaufwand für die Erhaltung der Temperatur des Kühlmediums bei einer erwünschten Temperatur von ungefähr 4 K in Abhängigkeit von der Außentemperatur ist. Im Wesentlichen strömt in das Kühlmedium ständig Wärme aus der Umgebung ein, die das Helium erwärmt und zum Teil zum Verdampfen führt. Die relevante Größe für die Bestimmung des Energieaufwands für Erhaltung der gewünschten Temperatur ist die Menge der Energie, die nötig ist, um das Kühlmedium von der angenommenen Umgebungswärme freizusetzen. Die Berechnung erfolgt anhand thermodynamischer Gesetze.

Der Vergleich des benötigten Aufwands zur Verflüssigung von 1 kg Helium erfolgt über eine Exergieanalyse bzw. die Analyse, die betrachtet, wie groß der Einsatz der Primärenergie für die Verflüssigung des Heliums ist. Aus der Korrespondenz mit Dr. rer. nat. et Ing. habil. Christoph Haberstroh von der Technischen Universität Dresden kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass es vergleichsweise einen geringen Einfluss hat, ob der Prozess der Verflüssigung bei z.B. 300 K oder bei 280 K startet. Die warme „Starttemperatur“ wäre in diesem Fall eher durch die verfügbare „Kühlwassertemperatur“, die ungefähr die gleichen Startbedingungen für den Verflüssigungsvorgang ergibt, als durch die Umgebungstemperatur gegeben. Diese Aussage wird durch Abbildung 4-12 bestätigt. In der Abbildung wird deutlich gezeigt, dass die Exergie zwischen 250 K und 300 K einen beinahe konstanten Wert hat. Mit der Verringerung der Temperatur unter 200 K wird die Kurve immer steiler, während die größte Steilheit zwischen ungefähr 40 K und 4 K herrscht, was bedeutet, dass in diesem Bereich die größte Menge an Energie investiert werden muss. Der Grund dafür ist, dass die Entnahme von Kondensationsenthalpie für den vollständigen Übergang von gasförmigen zum flüssigen Zustand hohen energetischen Aufwand verlangt.

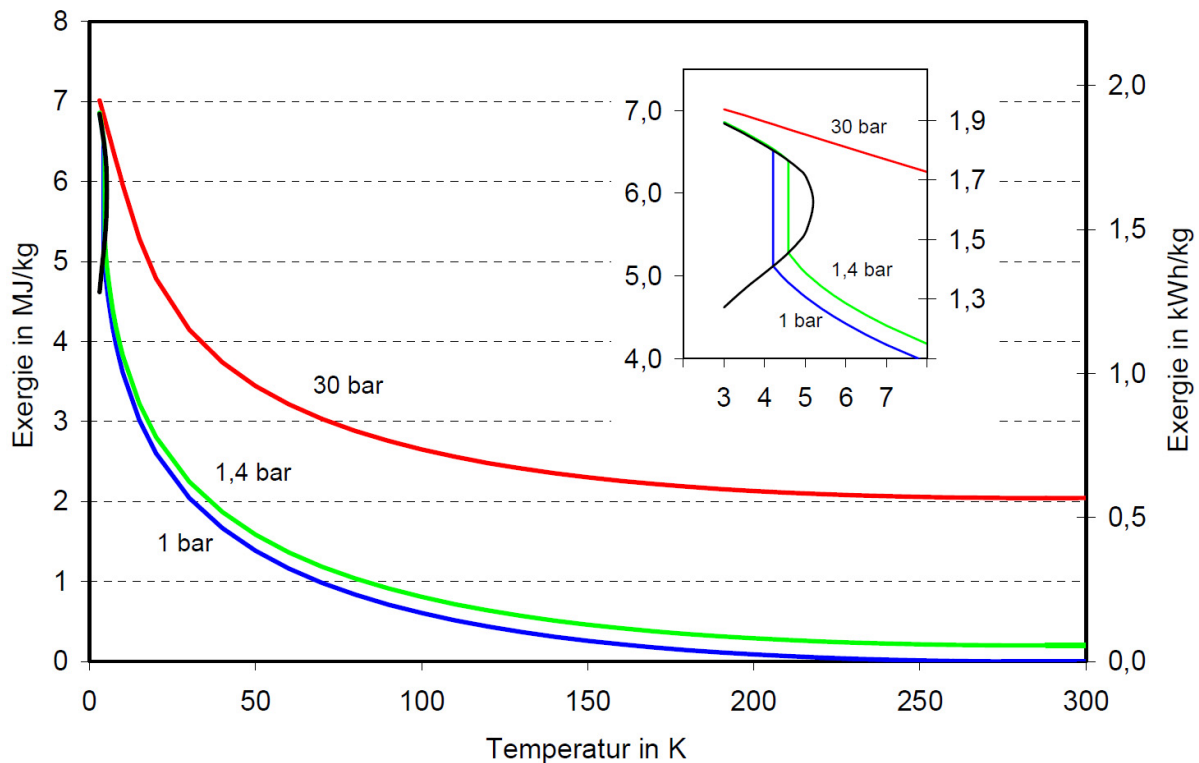


Abbildung 4-12: Spezifische Exergie für die Verflüssigung von Helium bei verschiedenen Drücken (Haberstroh, 2008 S. 73)

Um supraleitende Eigenschaften der Supraleiter zu sichern, werden sie, wie schon erwähnt, mit flüssigem Helium, dessen Temperatur noch niedriger als die Sprungtemperatur des supraleitenden Magnetspeichers ist, gekühlt. Das Helium wird in einem Behälter bewahrt. Man strebt an, mit einem möglichst geringen Energieaufwand Helium auf der richtigen Temperatur zu halten, was eine möglichst gute thermische Isolation erfordert. Da es aber kein ideales Isolationssystem gibt, ermöglicht sogar die beste thermische Dämmung einen Wärmefluss von außen nach innen. Für solche kryogene Systeme wird eine besondere Art der Wärmedämmung, eine sogenannte Superisolation verwendet.

Superisolation besteht aus mehreren Lagen metallbeschichteter⁵⁰ Kunststofffolien⁵¹. Je mehr Schichten es gibt, desto weniger Wärme wird der kalte Körper bzw. in diesem Fall das Kühlmittel annehmen. Das Ziel ist das Erreichen möglichst geringer Wärmeleitfähigkeit.

Um Helium ständig als Flüssigkeit zur Kühlung des supraleitenden magnetischen Systems effizient zu nutzen, muss die ihm aus der Umgebung zugeführte Wärme wieder entnommen werden. So wird das Verdampfen von Helium verhindert. Durch die Wärmeleitung übertragene Wärmeleistung berechnet man entsprechend dem Fourierschen Gesetz folgenderweise:

$$\dot{Q} = \frac{\lambda}{d} \cdot A \cdot (T_w - T_k) \tag{4.1}$$

⁵⁰ Meist Aluminium

⁵¹ Das Standardmaterial für Folien ist Polyester. (TechTrans, 2013)

mit: \dot{Q} Wärmeleistung (W)
 λ Wärmeleitfähigkeit [W/(m·K)]
 d Dicke der Wärmedämmung
 T_w Temperatur der wärmeren Oberfläche [K]
 T_k Temperatur der kälteren Oberfläche [K]

Zum Vergleich nimmt man zwei Systeme, die die gleiche Wärmedämmung und die gleiche Fläche haben, sich aber in verschiedenen Temperaturzonen befinden.

In den zwei folgenden Abbildungen werden die durchschnittliche Winter- und Sommertemperaturen, bzw. die Durchschnittstemperaturen für Januar und Juli in Europa gegenübergestellt.

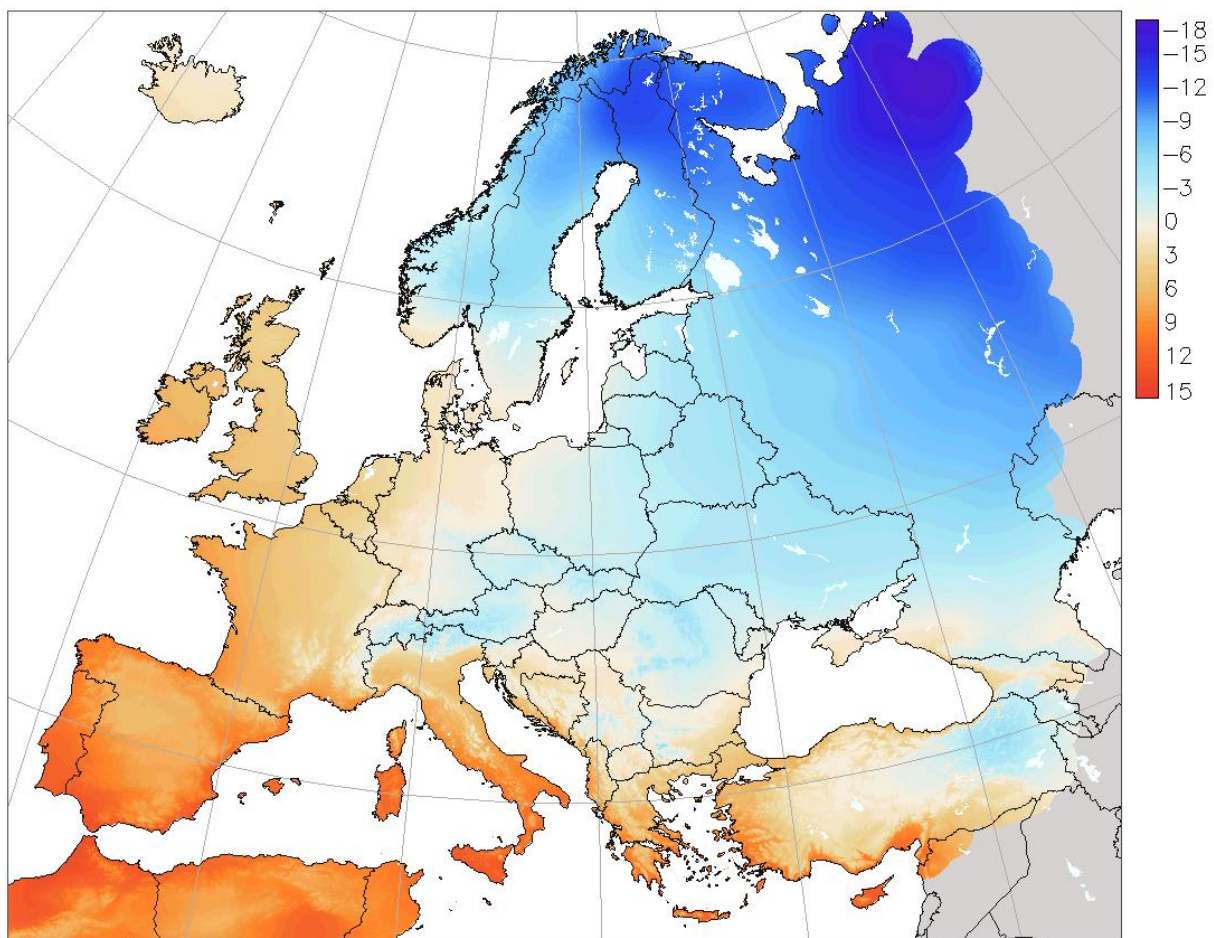


Abbildung 4-13: Durchschnittliche Tagestemperatur im Januar im Zeitraum 1995-2003 (Commission, 2013)

Abbildung 4-13 zeigt die durchschnittlichen Temperaturen im Januar in ganz Europa. Die niedrigste Durchschnittstemperatur von -18°C ist für den Norden charakteristisch. In den südlichsten Teilen von Europa ist die Situation anders, wo die durchschnittliche Temperatur im Januar 15°C beträgt.

Wenn man die durchschnittlichen Temperaturen für den Sommer im Juli betrachtet (siehe Abbildung 4-14), erhält man eine Temperaturdifferenz von ungefähr 20°C bzw. 20 K zwischen kaltem Norden und warmem Süden.

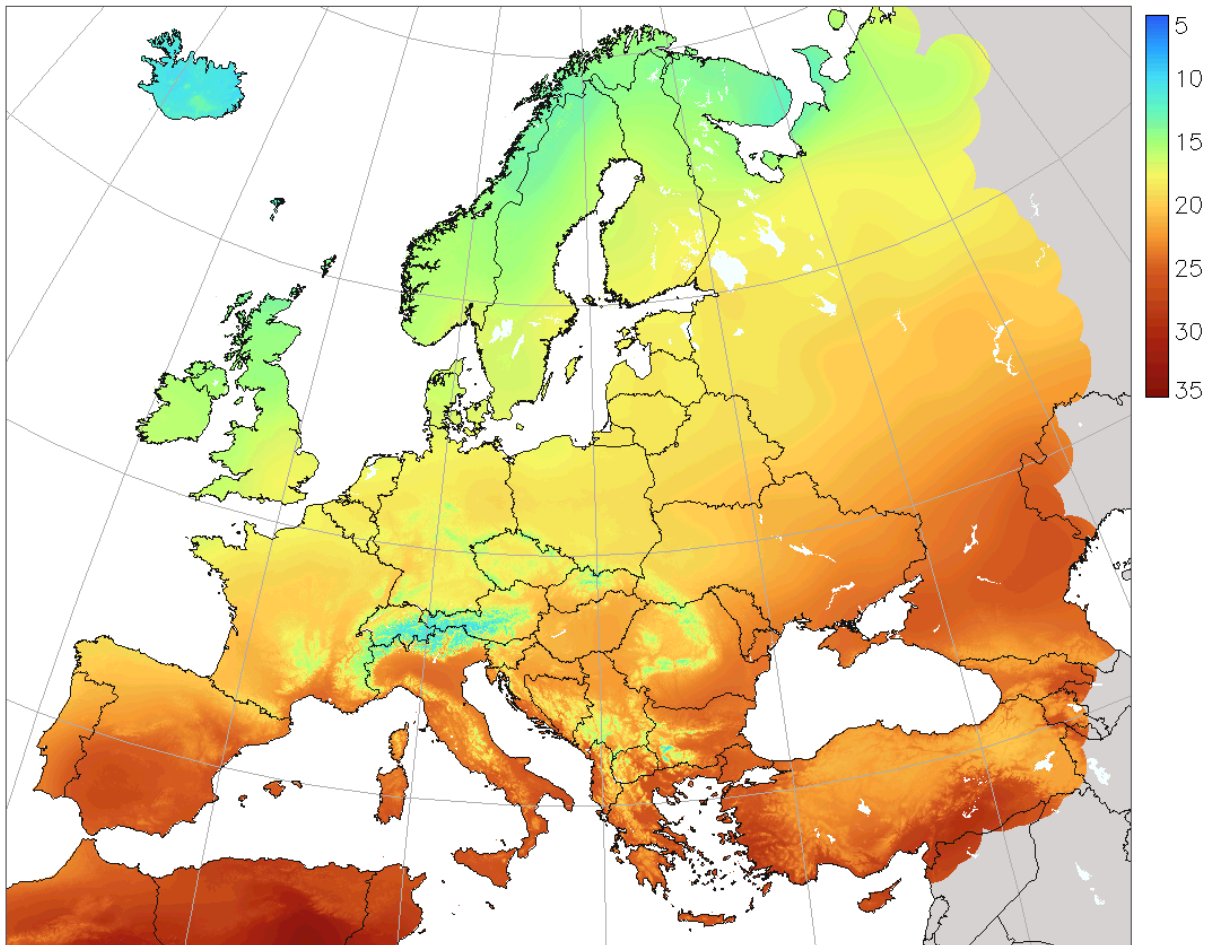


Abbildung 4-14: Durchschnittliche Tagestemperatur im Juli im Zeitraum 1995-2003 (Commission, 2013)

Entsprechend der Formel 4.1 und den in den Karten dargestellten Temperaturen wird die Wärmeleistung berechnet:

Annahme: $\frac{\lambda}{d} \cdot A = \text{konst} = a$; $T_K = 4 \text{ K}$

Es folgt: $\dot{Q} = \frac{\lambda}{d} \cdot A \cdot (T_W - T_K) = a \cdot (T_W - 4)$

Für den Vergleich nimmt man die mittlere Temperatur im Januar und im Juli für den Norden und Süden Europas.

a.) Januar-Durchschnittstemperatur

1. Nord: $T_W = -18^\circ\text{C} = 255\text{K} \Rightarrow \dot{Q}_1 = a \cdot (255 - 4) = 251 \cdot a$

2. Süd: $T_W = 15^\circ\text{C} = 288\text{K} \Rightarrow \dot{Q}_2 = a \cdot (288 - 4) = 284 \cdot a$

Daraus kann weiter das Verhältnis zwischen der Wärmeleistung im Norden und im Süden bestimmt werden:

$$\frac{\dot{Q}_2}{\dot{Q}_1} = \frac{284 \cdot a}{251 \cdot a} = 1,13$$

b.) Juli-Durchschnittstemperatur

$$1. \text{ Nord: } T_w = 12^\circ\text{C} = 285\text{K} \Rightarrow \dot{Q}_1 = a \cdot (285 - 4) = 281 \cdot a$$

$$2. \text{ Süd: } T_w = 32^\circ\text{C} = 302\text{K} \Rightarrow \dot{Q}_2 = a \cdot (302 - 4) = 298 \cdot a$$

Es wird wieder das Verhältnis zwischen diesen zwei angegebenen Wärmeleistungen bestimmt:

$$\frac{\dot{Q}_2}{\dot{Q}_1} = \frac{298 \cdot a}{281 \cdot a} = 1,06$$

Die Berechnungen zeigen, dass sich für die Extremfälle eine nennenswerte Differenz in Wärmeleistung für die zwei Regionen ergibt. Im Januar ist in südlichsten Teilen Europas die Wärmeleistung sogar um 13% größer als im Norden. Im Juli ist diese Differenz ein wenig geringer und beträgt sechs Prozent. Das impliziert, dass für die Erhaltung des Kühlsystems auf entsprechender Temperatur die geografische Lage und die Umgebungstemperatur ein signifikantes Merkmal darstellen bzw. dass die Installation in Gebieten mit niedriger Durchschnittstemperatur sinnvoller ist. In diesem Kapitel wird ein Vergleich zwischen den kältesten und den wärmsten Regionen in Europa durchgeführt.

Würde man die Gebiete mit weniger extremen Klimabedingungen betrachten, wäre die Differenz nicht so groß, aber doch nennenswert. Dazu sollte man berücksichtigen, dass die Kühlung bei so tiefen Temperaturen, wie es bei Helium der Fall ist, sehr energieintensiv ist, und dass 1 W Kühlleistung einen Aufwand von ungefähr 1000 W verlangt. (siehe Kapitel 2.6)

4.4 Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen

Erneuerbare Energiequellen, die als dargebotsabhängig charakterisiert sind und unerschöpflich zur Verfügung stehen, können erst durch den Einsatz der Energiespeicher den Überschuss an Energie beim großen Angebot ausnutzen, um das Defizit bei Starklast zu decken. Wind- und Sonnenenergie sind die wichtigsten Vertreter regenerativer volatiler Energieträger. Aus diesem Grund und bezogen auf den Einsatz der innovativen Speichertechnologien, bevorzugt für die Speicherung erneuerbarer Energie, werden die Potentiale der Wind- und Solarenergie in Europa, mit dem Schwerpunkt auf Deutschland untersucht. Abbildung 4-15 zeigt die Potentiale der solaren Energie in Europa für jedes einzelne Land. Sie zeigt die jährliche Summe der Globalstrahlung in kWh/m².

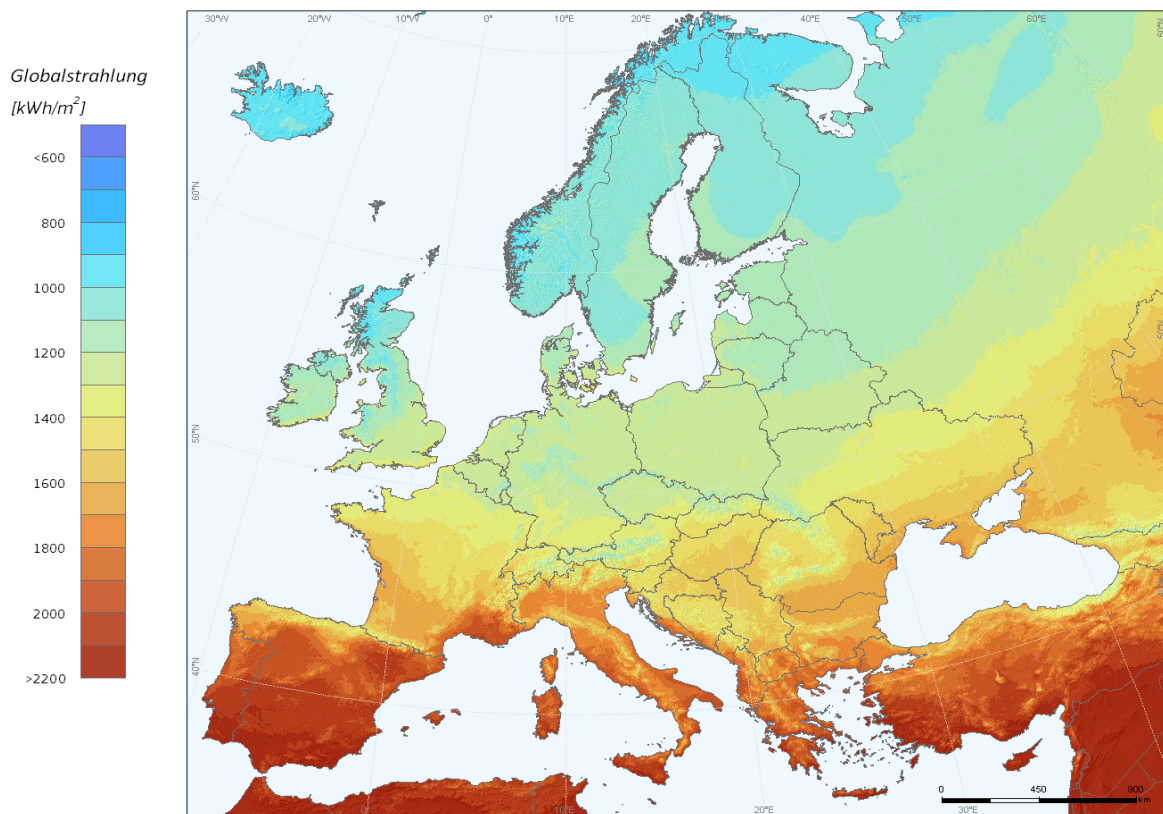


Abbildung 4-15: Jährliche Summe der eingestrahelten Sonnenergie im Zeitraum 1981–2000 (Commission, 2013)

Aus der Karte ist ersichtlich, dass je südlicher ein Gebiet liegt, umso größer die Sonnenstrahlungsleistung ist. Daher zeichnen sich Spanien, Süditalien und Griechenland mit der besten Lage zur Stromerzeugung aus Sonnenenergie aus.

Abbildung 4-16 zeigt die mittleren Windgeschwindigkeiten in Europa unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in der Höhe von 80 m.

Proportional zur Windgeschwindigkeit steigt das Potential für die Windenergienutzung, und es ergibt sich eine bessere Möglichkeit zur Ausnutzung der Windenergie. Es ist ersichtlich, dass sich im Westen Europas die größte Windmenge bzw. das größte Windpotential ergibt. Es fällt dabei sofort auf, dass an den Küsten und in küstennahen Gebieten große Windpotentiale verfügbar sind. Dieser Effekt ist an den Küsten des atlantischen Ozeans besonders stark ausgeprägt. Die windigsten Gebiete sind eindeutig die Inseln Großbritanniens und Irlands mit deutlich besseren Windverhältnissen im Vergleich zum Rest des europäischen Kontinents und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 9 m/s und sogar darüber. Die Windsituation in dieser Region ist durch die geografische Lage und die direkte Nachbarschaft zum Atlantischen Ozean bedingt. Weiter erkennt man, dass der nördliche Teil der skandinavischen Halbinsel, d.h. Norwegen, ebenfalls als ein windstarkes Gebiet charakterisiert werden kann. Wegen der geografischen Lage, wird auch Norddeutschland als windenergie-reich sowohl im Onshore-Bereich als auch im Offshore-Bereich bezeichnet (Commission, 2013).

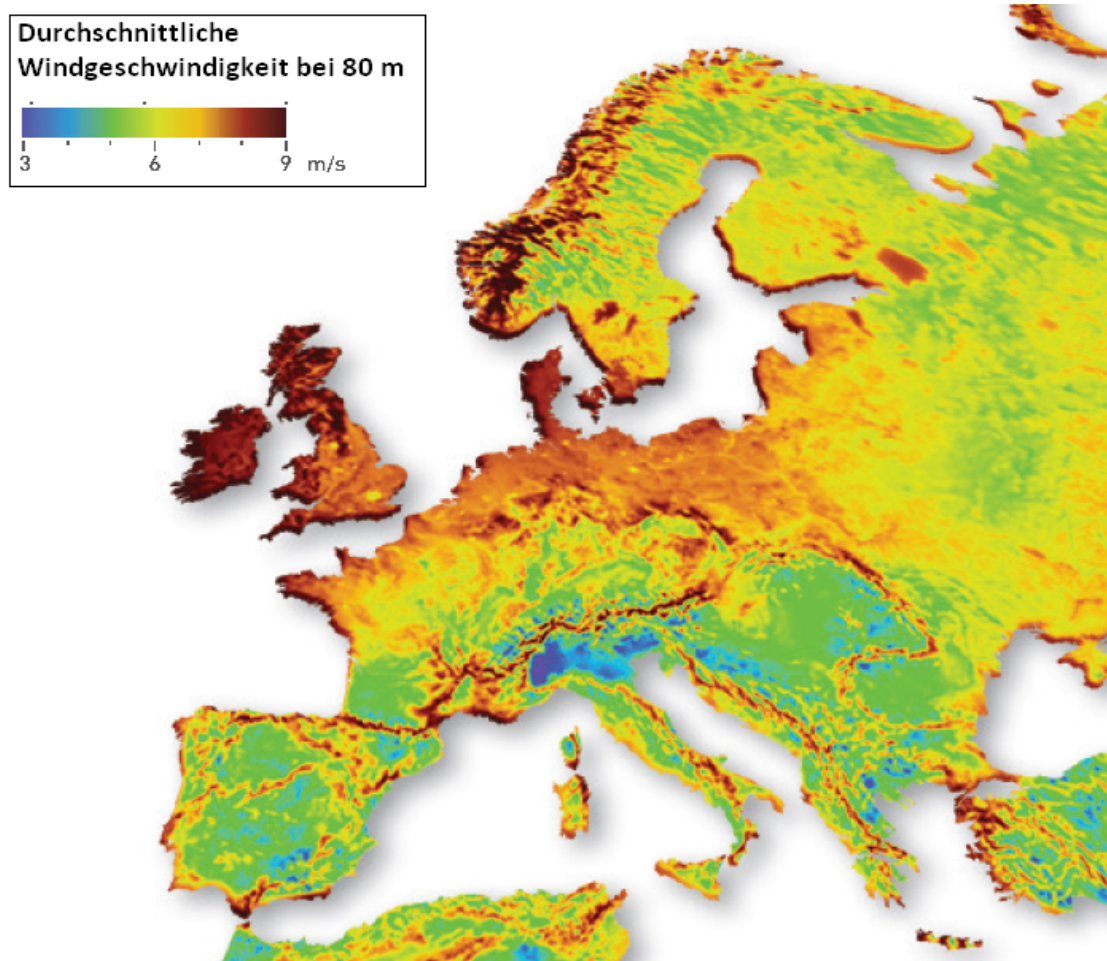


Abbildung 4-16: Winddurchschnittsgeschwindigkeit bei 80 m (3TIER, 2011)

Bei der Potentialermittlung wird Deutschland, wie schon angedeutet, wegen großer Speicherpotenziale näher untersucht. Deutschland strebt ebenso nach einer klimafreundlichen, sicheren, modernen und nachhaltigen Energieversorgung und fördert und forciert erneuerbare Energien in diesem Sinne sehr stark. Diese Bestrebung erkennt man daran, dass für das Jahr 2050 ein Anteil von 80% erneuerbarer Energien in der gesamten Stromerzeugung geplant und ihre Umsetzung nur mit Speichern realisierbar wird (Bundesministerium für Umwelt, 2011).

Deutschland zeichnet sich, im Vergleich mit den südlichen Ländern, nicht mit besonders großen Sonneneinstrahlungsmengen aus, wie in Abbildung 4-15 ersichtlich. Die Energiemenge, die die Sonne jährlich liefert, steigt trotzdem auf das 80-Fache des Energiebedarfs des Landes. Die Förderung der Photovoltaikanlagen ist aber vorwiegend auf die Erzeugung für den Eigenverbrauch, und nicht die Erzeugung in Kraftwerksmaßstab bezogen. Aus diesem Grund hat die Windenergie eine deutlich größere Bedeutung für die Erzeugung in großem Maßstab und Vor-Ort-Speicherung. Heutzutage spielt sie mit 39,7% völlig klar die wichtigste Rolle bei der Erzeugung grünen Stroms. (Bundesministerium für Umwelt, 2011) In Abbildung 4-16 ist ersichtlich, dass Deutschland besonders große Windpotenziale im Norden aufweist, was in den letzten Jahren in großem Maße für den Ausbau der Windkraftanlagen genutzt wurde. Die Potentiale sind aber noch nicht voll ausgenutzt, weder auf dem Land als Wind-Onshore, noch am Meer als Wind-Offshore. (Bundesministerium für Umwelt, 2011 S. 15)

5 Wärmespeicher für Inselanwendung

Bisher wurden unterschiedliche Arten von Großspeichern, die ausschließlich zur Speicherung elektrischer Energie geeignet sind, betrachtet. Für diese Speicher wurden auch die Potentiale in Europa analysiert. Der sinnvolle Umgang mit Energie aus erneuerbaren Quellen ist aber auch im kleinen Maß notwendig. Dieses Kapitel bezieht sich auf die Betrachtung eines Kleinspeichers für eine dezentrale Anwendung: genauer einen Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium, dessen Rolle die Deckung des Heizbedarfs eines Einfamilienhauses ist. Der betrachtete Speicher stellt einen Langzeitspeicher bzw. einen saisonalen Speicher dar, denn er wird in der warmen und sonnenintensiven Jahreszeit aufgeladen und in der kalten Jahreszeit, wenn die Wärmeenergie benötigt wird, wieder entladen. Neben der Heizung im Winter werden auch die Möglichkeiten zur Kühlung des Hauses im Sommer durch ein zusätzliches Kühlsystem analysiert.

Vor der detaillierten Darstellung der betrachteten Heiz- und Kühlmöglichkeiten für ein Einfamilienhaus erfolgt eine kurze Einleitung über die für diese Betrachtung relevanten Eigenschaften des Speichers und der Wärmepumpe.

5.1 Allgemeines über Wärmespeicher und Wärmepumpe

Zunächst werden die allgemeinen Begriffe und die relevanten Kenngrößen für einen Wärmespeicher bzw. eine Wärmepumpe erklärt. Dabei werden auch die für den weiteren Berechnungsvorgang benötigten Formeln angegeben.

5.1.1 Warmwasserspeicher

Warmwasserspeicher sind Vertreter der sensiblen Wärmespeicher, da sich während des Lade- und Entladevorgangs ihre Temperatur fühlbar ändert; eine Temperatursteigerung bedeutet, dass dem Speicher Wärmeenergie hinzugefügt wird bzw. eine Temperatursenkung weist auf die Wärmeentnahme hin. (Fraunhofer-INT, 2009 S. 84) Dabei verwenden diese Speicher Wasser als Speichermedium. Wasser ist ein hervorragendes Speichermedium, da es sich durch eine große Wärmekapazität⁵² auszeichnet. Die spezifische massenbezogene Wärmekapazität des Wassers beträgt 4,19 kJ/(kg·K) (Rummich, 2009 S. 83). Für einen Warmwasserspeicher sind neben der Wärmekapazität noch die Masse des Wassers und die Temperatur – unteres und oberes Temperaturniveau des Speichermediums, bzw. des Wassers, relevante Größen für die Bestimmung des Energieinhalts. Der Energieinhalt kann entsprechend folgender Formel bestimmt werden:

$$E_S = m \cdot c \cdot \Delta T \quad (5.1)$$

⁵² Wärmekapazität bezeichnet Wärmefähigkeit.

mit: E_S Energieinhalt des Speichers [J];
 m Masse des Wassers [kg];
 c gravimetrische Wärmekapazität des Wassers von 4,19 kJ/(kg·K);
 ΔT Temperaturdifferenz zwischen dem oberen und unteren Temperaturniveau

[K]

Welche Menge des Speichermediums gespeichert werden kann, hängt von der geometrischen Größe des Speichers ab. Um den vorhandenen Speicher möglichst gut auszunutzen, wird er immer vollständig mit Wasser gefüllt, was bedeutet, dass ein Speicher ein ausreichend großes Volumen haben soll. Vom Volumen des Speichers ist auch die Oberfläche abhängig. Die Oberfläche beeinflusst weiter die Verluste des Speichers, und mit der Vergrößerung der Oberfläche, steigen auch die Verluste (siehe Formel 5.3). Die Verluste sind weiters von der Wärmedämmung des Speichers abhängig. Wie gut die thermische Isolierfähigkeit eines Materials ist, bestimmt man über dessen Wärmeleitfähigkeit. Die Wärmeleitfähigkeit sagt aus, wie gut das betrachtete Material die Wärme leitet. Bei den Wärmedämmungsmaterialien ist ein möglichst kleiner Wert gewünscht. Bei dem Ausbau eines Speichers werden unterschiedliche Baumaterialien in bestimmter Dicke verwendet. Der gesamte Wärmedämmungseffekt aller diesen Materialien wird als kumulative Auswirkung aller Schichten bestimmt. Dafür wird folgende Formel verwendet:

$$k_i = \frac{1}{\sum_i \frac{d_i}{\lambda_i}} \quad (5.2)$$

mit: k_i Wärmedurchgangskoeffizient [W/(m²·K)]
 d_i Dicke der Isolierschicht [m]
 λ_i Wärmeleitfähigkeit [W/(m·K)]

Wenn der Wärmedämmungskoeffizient, die mittlere Temperatur im Speicher und die Umgebungstemperatur um den Speicher sowie seine Oberfläche bekannt sind, können die Verlustleistung und daher die Verlustenergie über einen bestimmten Zeitraum berechnet werden.

$$P_{verl,i} = k_i \cdot A_{S,i} \cdot (T_m - T_a) \quad (5.3)$$

mit: $P_{verl,i}$ Verlustleistung durch die Oberfläche i [W]
 k_i Wärmedämmungskoeffizient [W/m²K]
 $A_{S,i}$ Oberfläche [m²]
 T_m mittlere Temperatur des Wassers im Speicher [K]
 T_a äußere Temperatur [K]; i - einzelne Oberfläche

Die Gleichung berechnet die Verlustleistung für eine bestimmte Fläche. Für den Fall, dass für unterschiedliche Flächen unterschiedliche Wärmedämmung angebracht werden, müsste dann für jede Fläche gesondert die Verlustleistung bestimmt werden. Die Gesamtverlustleistung berechnet man als Summe der einzelnen Verlustleistungen:

$$P_{\text{verl}} = \sum_i P_{\text{verl},i} \quad (5.4)$$

Die folgende Formel zeigt die Verlustenergie für einen bestimmten Zeitraum:

$$Q_{\text{verl}} = P_{\text{verl}} \cdot t \quad (5.5)$$

mit: Q_{verl} Verlustenergie [J]
 t Zeit [s]

Die so entstandenen Verluste müssen bei der Energiezufuhr berücksichtigt werden, da durch die zugeführte Energie sowohl die Nutzwärme als auch die Verlustenergie gedeckt werden müssen.

5.1.2 Wärmepumpen

Die Wärmepumpe ist ein Gerät, das die Wärmeenergie aus der Umgebung entnimmt, sie auf ein höheres Temperaturniveau bringt und dem gewünschten Raum übergibt. Der Wärmetransport erfolgt über einen Arbeitsstoff, der Kältemittel genannt wird. Das Kältemittel nimmt die Umgebungswärme bei niedriger Temperatur und niedrigem Druck an, bringt sie auf ein höheres Temperatur- und Druckniveau und gibt sie ab. Um diesen Effekt zu ermöglichen, muss der Wärmepumpe mechanische Arbeit zugeführt werden. (Dimplex, 2009 S. 6) Abbildung 5-1 demonstriert das Prinzip einer Wärmepumpe.

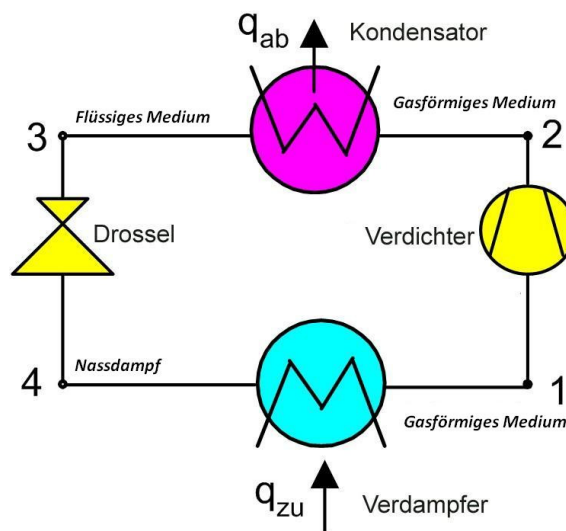


Abbildung 5-1: Schaltbild einer Wärmepumpe (Sperlich, 2002)

Das Prinzip der Wärmepumpe wird nachfolgend beschrieben. Dem gasförmigen Arbeitsmedium (Kältemittel) wird mechanische Arbeit zugeführt, über einen Verdichter wird es auf ein höheres Druckniveau gebracht (1-2). Mit der Drucksteigerung steigt auch die Temperatur. Ein so verdichtetes gasförmiges Arbeitsmedium kommt in den Kondensator, wo ihm die Wärmeenergie entzogen wird. Durch die Wärmeentnahme kommt das Arbeitsmedium bis zum Taupunkt, die Wärmeentnahme folgt weiter, bis das Arbeitsmedium vollständig kon-

densiert (2-3). Die Kondensationswärme wird an die Umgebung bzw. den gewünschten Raum abgegeben und das Kältemittel verlässt den Kondensator in flüssiger Form (3). Als Flüssigkeit kommt es zur Drossel (3), wo die Entspannung adiabatisch⁵³ erfolgt (3-4), das Arbeitsmedium wird auf ein niedrigeres Druckniveau gebracht, durch Drucksenkung kommt zur Verdampfung (4). Das erreichte Druckniveau entspricht dem Druckniveau des Verdampfers. Da die Entspannung adiabatisch erfolgt, bedeutet das, dass gleich mit dem Druck auch die Temperatur sinkt. Wenn das Arbeitsmedium in den Verdampfer kommt, ist es schon teilweise verdampft. Im Verdampfer wird die Umgebungsenergie zugeführt und das Arbeitsmittel vollständig verdampft, das wieder als gesättigter Dampf zur Verfügung steht (1). (Dimplex, 2009 S. 7) Wie der Prozess abläuft, ist noch deutlicher durch das T-s-Diagramm in Abbildung 5-2 dargestellt. Die Zahlen im Diagramm stellen die gleichen Zustände wie in Abbildung 5-1 dar und sind durch den vorherigen Text näher erklärt.

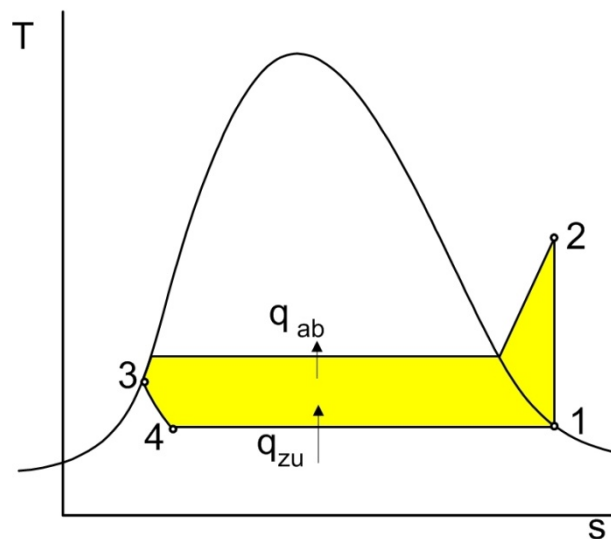


Abbildung 5-2: T-s-Diagramm einer Wärmepumpe (Sperlich, 2002)

Eine wichtige Kenngröße der Wärmepumpe ist die Leistungszahl. Die Leistungszahl stellt im Grunde das Verhältnis zwischen der Heizleistung und der elektrischen Leistung dar. Beispielsweise besagt eine Leistungszahl 5, dass aus der installierten elektrischen Leistung eine fünffache Wärmeleistung zur Verfügung gestellt wird bzw. dass man aus der eingesetzten elektrischen Energie die fünffache Nutzwärme bekommen kann. (Dimplex, 2009 S. 7) Diesen Wert kann man auch als Verhältnis des oberen und unteren Temperaturniveaus des Arbeitsmediums der Wärmepumpe bestimmen. Die Berechnung erfolgt auf folgende Weise:

$$\varepsilon = \frac{T_o}{T_o - T_u} \tag{5.6}$$

- mit: ε Leistungszahl
 T_o oberes Temperaturniveau [K]
 T_u unteres Temperaturniveau [K]

⁵³ Adiabatisch bedeutet ohne Wärmezu- und -abfuhr.

Diese Berechnung ergibt die theoretisch maximal erreichbaren Werte. Um den realistischen Wert für die Leistungszahl zu bestimmen, sollte der maximal erreichbare Wert mit dem Wirkungsgrad der Wärmepumpe multipliziert werden.

$$\mathcal{E}_{real} = \mathcal{E}_{max} \cdot \eta \tag{5.7}$$

mit: \mathcal{E}_{real} Realwert der Leistungszahl
 η Wirkungsgrad der Wärmepumpe

Wenn die Leistungszahl bestimmt ist, kann auch berechnet werden, wie groß die elektrische Leistung einer Wärmepumpe sein muss, um eine gewünschte Heizleistung zur Verfügung zu haben.

$$P_{el} = \frac{P_{th}}{\mathcal{E}_{rel}} \tag{5.8}$$

mit: $P_{el,wp}$ elektrische Leistung der Wärmepumpe [W]
 $P_{Heiz,H}$ Heizlast des Hauses [W]
 \mathcal{E}_{rel} reale Leistungszahl

Die häufigst verwendeten Wärmepumpen sind vom Typ Luft/Wasser (A/W), Wasser/Wasser (W/W) und Sole/Wasser (B/W). Der erste Begriff bezeichnet, von welchem Medium die Umweltwärme entnommen wird (Umgebungsluft, Grundwasser oder Sole), und der zweite besagt, an welches Medium die Energie abgegeben wird (Raumluft oder Wasser im Heizsystem). Neben diesen Begriffen stehende Zahlen weisen auf unteres bzw. oberes Temperaturniveau hin. Beispielweise B0/W35 bezeichnet, dass die Umweltwärme aus Sole entzogen wird und dem Kältemittel bei der Temperatur von 0°C abgegeben wird. W35 bedeutet, dass die Energie, die auf ein höheres Temperaturniveau gebracht wird, vom Kältemittel an das Wasser im Heizungssystem mit der Temperatur von 35°C abgegeben wird.

Durch die Umkehrung des Prozesses kann die Wärmepumpe statt für die Heizung für die Kühlung verwendet werden. Der ursprüngliche Verflüssiger wird zum Verdampfer, und die Raumwärme wird vom Kältemittel übernommen. Die Wärme strömt dann zum Drossel, und am Ende wird die Wärme über den Wärmetauscher an die Umgebung abgegeben. (IBS, 2011) Eine Wärmepumpe hat immer eine Kühlleistung, die kleiner als ihre Heizleistung ist, was durch eine kleinere Leistungszahl bedingt ist. Die Bestimmung der Leistungszahl erfolgt folgendermaßen:

$$\mathcal{E} = \frac{T_u}{T_o - T_u} \tag{5.9}$$

Mittels des Wirkungsgrads der Wärmepumpe bestimmt man weiter den realistischen Wert für die Leistungszahl (siehe Formel 5.7).

5.2 Beschreibung des Beispielhauses und des Speichers

Wie schon erwähnt, bezieht sich Kapitel 5 auf die Betrachtung eines Wärmespeichers, der eine effiziente Lösung des Heizsystems eines Hauses darstellen soll.

Zuerst wird das betrachtete Beispielhaus näher beschrieben. Dabei handelt es sich um ein zweistöckiges Einfamilienhaus mit einer Länge von 20 m und einer Breite von 5 m. Aus den Daten ergibt sich, dass die Grundfläche des Hauses 100 m^2 beträgt, und da es sich um ein zweistöckiges Haus handelt, beträgt die Gesamtfläche bzw. die Nutzfläche 200 m^2 . Das Haus wird auf einem Grundstück gebaut, in dessen Umkreis von 50 m sich keine anderen Objekte befinden. Es wird angenommen, dass der Speicher von Erde umgeben ist, die eine Wärmeleitfähigkeit von $2,2 \text{ W}/(\text{K}\cdot\text{m})$ (Nägele, 2013 S. 2) hat. Diese Information ist bei der Auswahl der Wärmedämmung des Speichers wichtig. In diesem Fall wird betrachtet, dass neben den ausgewählten Isolationsmaterialien (siehe Tabelle 5-2) die in bestimmter Dicke angebracht werden, auch die Erde als eine Isolierschicht mit einer Dicke von 50 m wirkt. Im Grunde hat jedes Material, das sich in der Natur befindet, eine bestimmte Wärmeleitfähigkeit, und abhängig von der Art bzw. der Struktur des Bodens, auf welchem das Haus ausgebaut wird, werden die vorhandene Naturmaterialien als eine natürliche Isolierschicht entsprechender Dicke berücksichtigt.

Weitere relevante Information für die Untersuchung, die in diesem Kapitel durchgeführt wird, ist der durchschnittliche Heizbedarf des Hauses. Dieser ergibt sich als Produkt des spezifischen Heizbedarfs und der Nutzfläche des Hauses und stellt eigentlich die Energie dar, die zur Heizung des Hauses in der Winterzeit gesichert werden soll.

$$Q_H = \dot{Q}_H \cdot A_H \quad (5.10)$$

mit: Q_H Heizbedarf des Hauses [J]
 \dot{Q}_H spezifischer Heizbedarf [J/m^2]
 A_H Hausnutzfläche [m^2]

In diesem Kapitel werden für den Wert des spezifischen Heizbedarfs die Ergebnisse einer Studie herangezogen, die in Zusammenarbeit von Joanneum Research, dem Institut für Wärmetechnik TU Graz und dem Wegener Center über die Auswirkungen des Klimawandels auf den Heiz- und Kühlenergiebedarf in Österreich (Töglhofer, et al., 2009) durchgeführt wurde. Laut den Angaben beträgt der durchschnittliche Heizbedarf in Österreich für ein Standardeinfamilienhaus $123 \text{ kWh}/\text{m}^2$ und für ein Niedrigenergieeinfamilienhaus $55 \text{ kWh}/\text{m}^2$. Zum Vergleich werden beide Heizbedarfsfälle, jener für ein Standard- und ein Niedrigenergiehaus, betrachtet. Wenn man das gleiche Haus also mit gleichen Abmessungen, aber unterschiedlicher bautechnischer Ausführung betrachtet, dann wird der Heizbedarf vorwiegend durch die Isolation bedingt. Eine hochwertige Isolation verringert den Heizbedarf eines Hauses deutlich.

In Tabelle 5-1 sind die Abmessungen des Einfamilienhauses, der spezifische Heizbedarf und der jährliche Heizbedarf für die beiden Fälle dargestellt.

Tabelle 5-1: Abmessungen spezifische Heizbedarf und jährliche Heizbedarf des Hauses

	Länge	Breite	Stöcke	Grundfläche	Nutzfläche	Spezifischer Heizbedarf	Heizbedarf
	[m]	[m]		[m ²]	[m ²]	[kWh/m ² a]	[kWh/a]
Standardhaus	20	5	2	100	200	123	24.600
Niedrigenergiehaus						55	11.000

Die Tabellen in diesem Kapitel werden so formatiert, dass gefärbte Zellen eigene Bedeutungen haben: grau – ausgewählte Werte; blau - Konstanten; grün – berechnete Werte

Das beschriebene Haus wird durch die Wärme aus einem Wärmespeicher, der sich an Stelle des Kellers befindet, während der Winterperiode beheizt. Der Speicher verwendet, wie schon erwähnt, Wasser als Speichermedium. Im Grunde genommen sollte dieser Speicher eine möglichst günstige und umweltfreundliche Lösung, eine optimale Kombination regenerativer Energien – Wasser und Sonne für die Heizung des Hauses – darstellen.

Das Speichermedium sollte während der Sommerperiode aufgeheizt werden, sodass es am Anfang der Heizperiode voll geladen und im Stande ist, den Heizbedarf und die Verluste, die während des Winters entstehen, zu decken. Es wird die Annahme getroffen, dass die Temperatur des Wassers im Speicher am Anfang der Heizperiode 75°C⁵⁴ beträgt. Während der Heizperiode, die mit einem halben Jahr angenommen ist, wird die Wärme langsam genutzt, was bedeutet, dass die Temperatur im Speicher langsam sinkt. Bis Ende der Heizperiode wird sie auf 30°C sinken.

Abmessungen und Form des Speichers sind Teil der Untersuchung. Es werden drei verschiedene Speicherformen (Quader, Zylinder und Kugel) ausgewählt und durch entsprechende Kenngrößen miteinander verglichen. Die relevanten Kenngrößen für den Speicher sind:

- Fläche
- Volumen
- Energieinhalt
- Isolation
- Verluste

Die angegebenen Größen werden aneinander so angepasst, dass der Heizbedarf einschließlich der Verluste vollständig und mit kleinsten Wärmeverlusten aus dem Speicher gedeckt werden kann. Grundsätzlich ist die Anpassung der Abmessungen, um die kleinstmöglichen Verluste zu erzielen, nur bei Quader- und Zylinderspeichern möglich, da man bei den Kugelspeichern nur der Radius ändern kann. Das Volumen muss aber groß genug sein, um die benötigte Energiemenge speichern zu können, was bedeutet, dass es für den Kugelspeicher keinen Spielraum gibt, da mit der Radiussenkung ebenso das Volumen sinkt und für die Speicherung benötigter Energie ungenügend groß wird.

⁵⁴ Als höchste Temperatur wurden 75°C genommen, und zwar aus dem Grund, dass die Wärmepumpen, die bei einer weiteren Ausführung des Systems für die Erhitzung des Speichers verwendet werden, als Ausgangstemperatur diesen Wert haben. Im Wesentlichen bestimmt die Temperatur das Speichervolumen: Je höher die Temperatur, desto kleiner muss das Speichervolumen sein.

Bei der Anpassung der erwähnten Größen muss darauf geachtet werden, dass die Speichergrundfläche die Grundfläche des Hauses nicht übersteigen sollte, aus dem Grund, dass die Wärmedämmung der Oberseite des Speichers durch die Isolation des Hausbodens verstärkt wird, was zur Verlustverringerung führt. Die geringeren Verluste werden vorwiegend dadurch erreicht, dass die Temperatur im Raum immer 20°C betragen sollte bzw. die Temperaturdifferenz zwischen dem Speicher und dem Raum, die direkt proportional die Höhe der Verluste beeinflusst (siehe Formel 5.3), geringer wird. Ansonsten, wenn der Speicher die Abmessungen des Hauses überschreiten würde, würden die Verluste auf dieser Seite höher, vor allem aus dem Grund, dass die Umgebungstemperatur im Winter sehr niedrig sein kann, was die Temperaturdifferenz und damit auch die Verluste erhöht.

Wie schon erwähnt, ist die Isolation bzw. die Wärmedämmung des Speichers eine äußerst wichtige Komponente, die in großem Maß zur Verlustverringerung beiträgt. In diesem Kapitel wird versucht, durch die bestmögliche Kombination aller eingeschlossenen Komponenten eine optimale Variante zur Errichtung des Speichers und der Heizung des Hauses zu erreichen.

Abbildung 5-3 stellt die drei betrachteten Speicherformen dar, wobei die Farben unterschiedliche Eigenschaften der ausgewählten Isoliermaterialien charakterisieren.

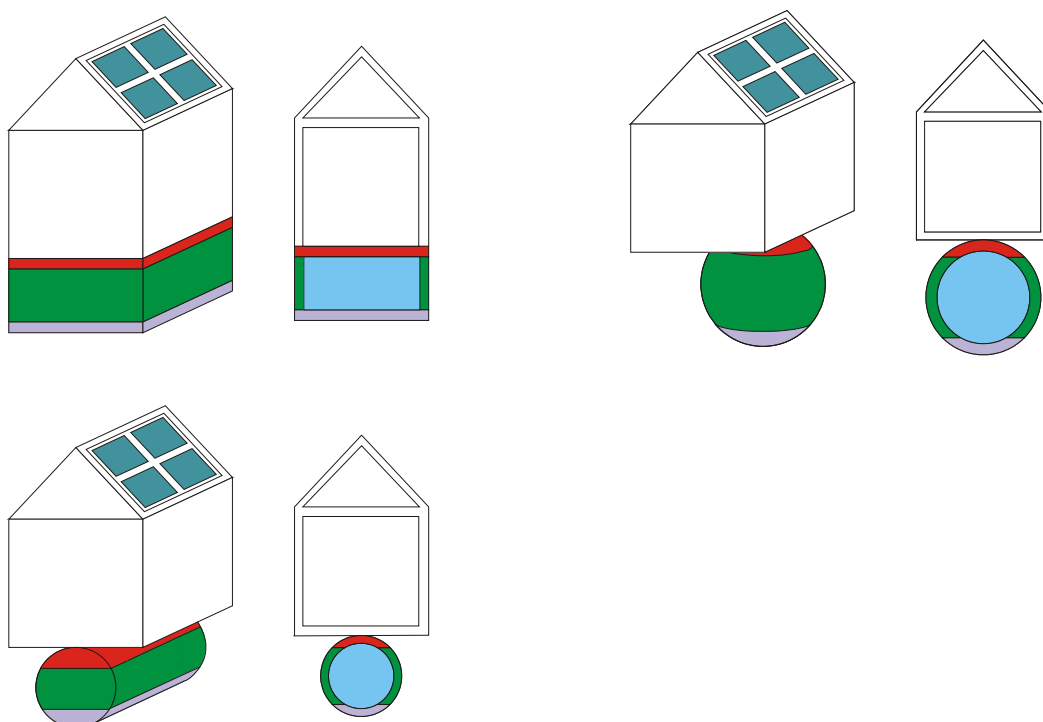


Abbildung 5-3: Betrachtete Speicherformen: Quader-, Kugel- und Zylinderspeicher

Bei der Auswahl der Isoliermaterialien wird angestrebt, die Materialien mit möglichst geringen Wärmeleitfähigkeiten auszuwählen, um einen bestmöglichen Dämmungseffekt zu erzielen. Dabei werden mehrere Isolierstoffe ausgewählt, die in entsprechender Dicke angebracht sind.

Als Isoliermaterial mit besten Eigenschaften und besonders geringer Wärmeleitfähigkeit zeichnet sich Polyurethanhartschaum aus. Dieses Material kann die Temperaturen bis zu 100°C aushalten, ohne dass sich seine physikalischen Eigenschaften verändern. Nachteilig ist nur das, dass man Polyurethanhartschaum von bautechnischer Seite nicht für die Isolation der Unterseite des Speichers verwenden kann. Der Grund ist, dass er sich durch statische Beanspruchungen stark verformt (HS-Schaumstoff, 2013).

Dies bewirkt, dass für den Quaderspeicher die untere Seite keine Isolierung aus dem Polyurethanschaum haben kann. Aus dem gleichen Grund können auch die unteren zehn Prozent der Fläche von Kugel und Zylinder nicht betrachtet werden, da sie die Abstützung des Speichers darstellen, und dort, wo die größte Kraftwirkung des Wassers ausgeübt wird, kann dieses Material für die Wärmedämmung nicht verwendet werden ("UNA", 2013).

Tabelle 5-2 zeigt die ausgewählten Isoliermaterialien, die Dicke jeder Isolierschicht, die entsprechende Wärmeleitfähigkeit und die daraus errechneten Wärmedurchgangskoeffizienten für alle drei Speicherarten.

Tabelle 5-2: Ausgewählte Isolationscharakteristika für die betrachteten Speicher (URSA, 2013)

Isolationsart	Dicke	Wärmeleitfähigkeit	d/λ	Wärmedurchgangskoeffizient
	[m]	[W/Km]	[W/m ² K]	[W/m ² K]
Vertikale Fläche gegen Erde				
Hydroisolation	0,005	0,19	0,03	0,016
Beton	0,6	2,33	0,26	
Polyurethanhartschaum	0,8	0,02	40,00	
Erde	50	2,2	22,73	
Untere horizontale Fläche				
Hydroisolation	0,005	0,19	0,03	0,021
Beton	0,6	2,33	0,26	
URSA XPS N-III-I (Styropor)	0,8	0,034	23,53	
Erde	50	2,2	22,73	
Obere horizontale Fläche				
Hydroisolation	0,005	0,19	0,03	0,024
Beton	0,85	2,33	0,36	
Polyurethanhartschaum	0,8	0,02	40,00	
Fussbodenisolation von Glaswolle	0,05	0,035	1,43	
Estrich	0,05	1,16	0,04	
Parkett	0,02	0,21	0,10	

Von den bis jetzt angegebenen Daten werden Wärmedämmungskoeffizienten und das obere und untere Temperaturniveau des Speichers als zeitlich konstante Größen für den weiteren Berechnungsvorgang angenommen. Als Nebenbedingung wird vorausgesetzt, dass die Abmessungen des Speichers die Abmessungen des Hauses nicht überschreiten dürfen. Aus bautechnischen Gründen strebt man eine möglichst geringe Höhe des Speichers an, und deswegen ist diese Größe, als eine weitere Nebenbedingung, auf 5 m begrenzt ("UNA", 2013). Diese Bedingungen erleichtern die Suche nach einer optimalen Kombination, bzw. optimalen Speicherabmessungen. Weitere Nebenbedingungen werden in Abhängigkeit von

der gegebenen Situation bestimmt. Für weitere Untersuchungen werden mehrere unterschiedliche Fälle betrachtet, welche sind:

- Der Speicher wird zu 100% mittels Solarkollektoren erwärmt und deckt den Heizbedarf einschließlich Verluste.
- Der Speicher wird mittels Solarkollektoren und Wärmepumpe erwärmt und deckt den Heizbedarf einschließlich Verluste.
- Der Speicher wird nur mittels Solarkollektoren, die eine begrenzte Fläche haben, erwärmt. Daher kann ein kleinerer Speicher gebaut werden, und die restliche benötigte Energie wird durch die Wärmepumpe, die direkt den Raum aufheizt, gedeckt.
- Kühlung des Hauses mittels einer Wärmepumpe in den Sommermonaten.
- Kühlung des Hauses mittels einer Wärmepumpe in den Sommermonaten und die Ausnutzung der Abwärme für die Erwärmung des Speichers.

5.3 Solarkollektoren für die Deckung des Heizbedarfs

Man strebt eine möglichst effiziente, ressourcenschonende und kostengünstige Wärmespeicherung an. Aus diesem Grund ist darauf zu achten, dass das Wasser im Speicher zu 100% mittels Solarkollektoren erwärmt wird.

Bei der Bestimmung der Speicherabmessungen soll der Speicher so dimensioniert werden, dass sein Energieinhalt der Summe von Heizbedarf und Speicherverluste für den Winter entspricht. Im Sommer, wenn der Speicher größtenteils geladen wird, treten die Verluste ebenso auf. Da die Temperatur der Erde als ständig konstant angenommen wird und ungefähr 10°C beträgt, bedeutet das, dass die im Speicher auftretenden Verluste sowohl im Winter als auch im Sommer, wenn man dazu eine mittlere Temperatur des Wassers im Speicher über die ganze Sommer-, bzw. Winterperiode betrachtet, gleich groß sind. Darauf beeinflusst gleichfalls die Tatsache, dass die Winter- und Sommerperiode, bzw. die Periode der Ladung und der Entladung gleich lang dauern. Aus diesem Grund sollten die Solarkollektoren so dimensioniert werden, dass der Speicher zu Beginn der Heizperiode vollständig geladen wird und dass noch zusätzlich die während dieser Zeitperiode entstandenen Verluste gedeckt werden können. Für die Dimensionierung des Speichers und die Bestimmung der benötigten Fläche der Solarkollektoren werden folgende Bedingungen beachtet:

- Heizbedarf einschließlich Verluste wird zu 100% durch den Speicher gedeckt
- Speicher wird zu 100% durch Solarkollektoren erwärmt und hat dabei minimale Verluste
- Differenz von Gesamtertrag der Solarkollektoren und Energieinhalt des Speichers ergibt die Speicherverluste für das Sommerhalbjahr

Die Bestimmung der optimalen Speicherabmessungen, der Höhe der Speicherverluste und benötigten Fläche der Solarkollektoren erfolgt für beide Hausarten, Standardhaus und Niedrigenergiehaus. In den folgenden sechs Tabellen (Tabelle 5-3 bis Tabelle 5-8) sind die minimale Verlustleistung und die minimale Verlustenergie sowie alle Daten, die für die Berechnung dieser Werte notwendig sind, für alle drei Speicherarten und für die beiden Haustypen dargestellt. Die Gesamtverlustleistung des ganzen Speichers als Summe einzelner Verlustleistungen, abhängig von den einzelnen Oberflächen und ihrer Wärmedämmung, wird entsprechend Formel 5.3 und 5.4 bestimmt, während die Verlustenergie mittels Formel 5.5 berechnet wird.

Tabelle 5-3: Verlustenergie und die dafür relevanten Größen bei einem Quaderspeicher für das Standardhaus

Quaderspeicher								
Oberfläche	Wärmedurchgangskoeffizient	T_{mitt}	T_a	ΔT	Oberfläche	Verlustleistung	Verlustenergie für 1/2 Jahr	Verlustenergie für 1 Jahr
	[W/(m ² ·K)]	[°C]	[°C]	[°C] bzw. [K]	[m ²]	[W]	[kWh]	[kWh]
<i>Vertikal</i>	0,016	52,5	10	42,5	249,1	168	736	1.472
<i>Horizontal unten</i>	0,021	52,5	20	32,5	99,6	91	398	796
<i>Horizontal oben</i>	0,024	52,5	10	42,5	99,6	77	338	676
Summe					448,2	336	1.472	2.944

Tabelle 5-4: Verlustenergie und die dafür relevanten Größen bei einem Zylinderspeicher für das Standardhaus

Zylinderspeicher								
Oberfläche	Wärmedurchgangskoeffizient	T_{mitt}	T_a	ΔT	Oberfläche	Verlustleistung	Verlustenergie für 1/2 Jahr	Verlustenergie für 1 Jahr
	[W/(m ² ·K)]	[°C]	[°C]	[°C] bzw. [K]	[m ²]	[W]	[kWh]	[kWh]
<i>Vertikal</i>	0,016	52,5	10	42,5	298,9	202	883	1.766
<i>Horizontal unten</i>	0,021	52,5	20	32,5	22,6	21	90	180
<i>Horizontal oben</i>	0,024	52,5	10	42,5	22,6	17	77	153
Summe					344,0	240	1.050	2.100

Tabelle 5-5: Verlustenergie und die dafür relevanten Größen bei einem Kugelspeicher für das Standardhaus

Kugelspeicher								
Oberfläche	Wärmedurchgangskoeffizient	T_{mitt}	T_a	ΔT	Oberfläche	Verlustleistung	Verlustenergie für 1/2 Jahr	Verlustenergie für 1 Jahr
	[W/(m ² ·K)]	[°C]	[°C]	[°C] bzw. [K]	[m ²]	[W]	[kWh]	[kWh]
<i>Vertikal</i>	0,016	52,5	10	42,5	239,6	162	708	1.416
<i>Horizontal unten</i>	0,021	52,5	20	32,5	30,0	27	120	240
<i>Horizontal oben</i>	0,024	52,5	10	42,5	30,0	23	102	203
Summe					299,5	212	929	1.859

Tabelle 5-6: Verlustenergie und die dafür relevanten Größen bei einem Quaderspeicher für das Niedrigenergiehaus

Quaderspeicher								
Oberfläche	Wärmedurchgangskoeffizient	T_{mitt}	T_a	ΔT	Oberfläche	Verlustleistung	Verlustenergie für 1/2 Jahr	Verlustenergie für 1 Jahr
	[W/(m ² ·K)]	[°C]	[°C]	[°C] bzw. [K]	[m ²]	[W]	[kWh]	[kWh]
<i>Vertikal</i>	0,016	52,5	10	42,5	139,7	94	413	825
<i>Horizontal unten</i>	0,021	52,5	20	32,5	44,8	41	179	359
<i>Horizontal oben</i>	0,024	52,5	10	42,5	44,8	35	152	304
Summe					229,4	170	744	1.488

Tabelle 5-7: Verlustenergie und die dafür relevanten Größen bei einem Zylinderspeicher für das Niedrigenergiehaus

Zylinderspeicher								
Oberfläche	Wärmedurchgangskoeffizient	T _{mitt}	T _a	ΔT	Oberfläche	Verlustleistung	Verlustenergie für 1/2 Jahr	Verlustenergie für 1 Jahr
	[W/(m ² ·K)]	[°C]	[°C]	[°C] bzw. [K]	[m ²]	[W]	[kWh]	[kWh]
Vertikal	0,016	52,5	10	42,5	176,3	119	521	1.042
Horizontal unten	0,021	52,5	20	32,5	13,3	12	53	106
Horizontal oben	0,024	52,5	10	42,5	13,3	10	45	90
Summe					202,9	141	619	1.238

Tabelle 5-8: Verlustenergie und die dafür relevanten Größen bei einem Kugelspeicher für das Niedrigenergiehaus

Kugelspeicher								
Oberfläche	Wärmedurchgangskoeffizient	T _{mitt}	T _a	ΔT	Oberfläche	Verlustleistung	Verlustenergie für 1/2 Jahr	Verlustenergie für 1 Jahr
	[W/(m ² ·K)]	[°C]	[°C]	[°C] bzw. [K]	[m ²]	[W]	[kWh]	[kWh]
Vertikal	0,016	52,5	10	42,5	141,2	95	417	834
Horizontal unten	0,021	52,5	20	32,5	17,6	16	71	141
Horizontal oben	0,024	52,5	10	42,5	17,6	14	60	120
Summe					176,5	125	548	1.095

Aus den dargestellten Tabellen erkennt man, dass der Quaderspeicher, sowohl für ein Standardhaus als auch für ein Niedrigenergiehaus, durch größte Verlustleistung bzw. größte Verlustenergie charakterisiert ist. Dagegen ist der Kugelspeicher mit den geringsten Verlusten gekennzeichnet, wobei sich der Zylinderspeicher entsprechend der Höhe der Verluste zwischen diesen zwei Speicherarten befindet. Die Höhe der Verluste ist, wie schon erwähnt, von der Oberfläche abhängig, und aus den Tabellen ist ebenfalls ersichtlich, dass genau der Kugelspeicher die geringste Fläche bzw. der Quaderspeicher die größte Fläche hat. Die Oberfläche wird von Wärmedämmung umhüllt, was bedeutet, dass, je kleiner die Oberfläche, desto geringer die Menge der benötigten isolierenden Materialien ist.

Weiter wird auf Basis der Verlustoptimierung der Energieinhalt des Speichers (siehe Formel 5.1) bestimmt. Durch Division der Summe des gewonnenen Werts für den Energieinhalt des Speichers und der Verluste für ein halbes Jahr, was dem Gesamtertrag der Solarkollektoren entspricht, mit dem mittleren Sonnenjahresertrag von 350 kWh/m² (laut Daten des deutschen Statistischen Bundesamt) wird die benötigte Fläche für die Installation der Solarkollektoren bestimmt.

$$A_S = \frac{E_S + P_{\text{verl.}} \cdot \frac{365 \text{Tage}}{2} \cdot 24h}{350 \frac{kWh}{m^2}} \quad (5.11)$$

mit: A_S Fläche der Solarkollektoren [m²]

Die Ermittlung sowohl der Speichergröße als auch der benötigten Fläche für die Installation der Solarkollektoren wird für das beschriebene Einfamilienhaus unter Betrachtung zweier unterschiedlicher Heizbedarfswerte, für das Standardhaus und das Niedrigenergiehaus,

durchgeführt. Auf Basis der Optimierung der Verluste werden ebenfalls die optimalen Abmessungen für jede einzelne Speicherart bestimmt. Die gewonnenen Ergebnisse sind in folgenden Tabellen (Tabelle 5-9 bis Tabelle 5-14) zu sehen.

Tabelle 5-9: Optimale Abmessungen für einen Quaderspeicher für das Standardhaus

Speicherform	Länge	Breite	Höhe	Volumen	Energieinhalt
<i>Quader</i>	[m]	[m]	[m]	[m ³]	[kWh]
	19,9	5,0	5,0	497,8	26.072
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Verluste für 1/2 Jahr
<i>Wasser</i>	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	497,8	497.793	75	30	1.472
Solaranlage	Gesamtertrag		Mittlerer Jahresertrag		Fläche
	[kWh]		[kWh/m ²]		[m ²]
	27.544		350		78,70

Tabelle 5-10: Optimale Abmessungen für einen Zylinderspeicher für das Standardhaus

Speicherform	Länge	Radius	Volumen		Energieinhalt
<i>Zylinder</i>	[m]	[m]	[m ³]		[kWh]
	8,3	4,3	489,7		25.650
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Verluste für 1/2 Jahr
<i>Wasser</i>	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	489,73	489.734	75	30	1.050
Solaranlage	Gesamtertrag		Mittlerer Jahresertrag		Fläche
	[kWh]		[kWh/m ²]		[m ²]
	26.700		350		76,28

Tabelle 5-11: Optimale Abmessungen für einen Kugelspeicher für das Standardhaus

Speicherform	Radius	Volumen		Energieinhalt	
<i>Kugel</i>	[m]	[m ³]		[kWh]	
	4,9	487,4		25.529	
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Verluste für 1/2 Jahr
<i>Wasser</i>	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	487,4	487.433	75	30	929
Solaranlage	Gesamtertrag		Mittlerer Jahresertrag		Fläche
	[kWh]		[kWh/m ²]		[m ²]
	26.459		350		75,60

Tabelle 5-12: Optimale Abmessungen für einen Quaderspeicher für das Niedrigenergiehaus

Speicherform	Länge	Breite	Höhe	Volumen	Energieinhalt
<i>Quader</i>	[m]	[m]	[m]	[m ³]	[kWh]
	9,0	5,0	5,0	224,2	11.744
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Verluste für 1/2 Jahr
<i>Wasser</i>	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	224,2	224.233	75	30	744
Solaranlage	Gesamtertrag		Mittlerer Jahresertrag		Fläche
	[kWh]		[kWh/m ²]		[m ²]
	12.488		350		35,68

Tabelle 5-13: Optimale Abmessungen für einen Zylinderspeicher für das Niedrigenergiehaus

Speicherform	Länge	Radius	Volumen		Energieinhalt
Zylinder	[m]	[m]	[m ³]		[kWh]
	6,4	3,3	221,8		11.619
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Verluste für 1/2 Jahr
Wasser	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	221,85	221.847	75	30	619
Solaranlage	Gesamtertrag		Mittlerer Jahresertrag		Fläche
	[kWh]		[kWh/m ²]		[m ²]
	12.238		350		34,97

Tabelle 5-14: Optimale Abmessungen für einen Kugelspeicher für das Niedrigenergiehaus

Speicherform	Radius		Volumen		Energieinhalt
Kugel	[m]		[m ³]		[kWh]
	3,7		220,5		11.548
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Verluste für 1/2 Jahr
Wasser	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	220,5	220.479	75	30	548
Solaranlage	Gesamtertrag		Mittlerer Jahresertrag		Fläche
	[kWh]		[kWh/m ²]		[m ²]
	12.095		350		34,56

Wie schon erwähnt, beträgt der spezifische Heizbedarf für ein Standardhaus 123 kWh/m² und für ein Niedrigenergiehaus 55 kWh/m² (Töglhofer, et al., 2009 S. 36). Der Heizbedarf für das betrachtete Einfamilienniedrigenergiehaus ist mit 11.000 kWh mehr als zweifach geringer als für ein Einfamilienstandardhaus (24.600 kWh) mit gleichen Abmessungen (siehe Tabelle 5-1). Der Grund dafür ist die äußerst gute Wärmedämmung des Hauses, durch die ein geringerer Energieverbrauch für die Heizung erzielt wird. Ein geringerer Heizbedarf bedeutet gleichzeitig einen geringeren Energieinhalt des Speichers bzw. eine geringere Fläche der Solarkollektoren, die auf dem Dach aufgestellt werden müssen. Das ist in den vorherigen Tabellen (Tabelle 5-9 bis Tabelle 5-14) deutlich zu erkennen, wobei für jede Speicherart die benötigte Fläche der Solarkollektoren für ein Standardhaus ungefähr zweifach größer als die benötigte Fläche für ein Niedrigenergiehaus ist.

Weiter ist für ein Niedrigenergiehaus ein um ungefähr 200 m³ kleineres Volumen für alle Speicherarten als für ein Standardhaus charakteristisch. Die Fläche verringert sich dabei ebenfalls um mehr als 200 m², die Speicherverluste sinken auch mit.

Tabelle 5-15 und Tabelle 5-16 geben einen kurzen Übersicht über die wichtigsten Daten für alle drei Speicherarten; Volumen, Energieinhalt, Gesamtfläche, Verlustleistung, Verlustenergie für ein halbes Jahr sowie Verlustenergie für das ganze Jahr, jeweils für Standardhaus und Niedrigenergiehaus.

Tabelle 5-15: Übersichtstabelle für alle drei Speicherarten für das Standardhaus

Standardhaus	Volumen [m ³]	Energieinhalt [kWh]	Gesamtfläche [m ²]	Verlustleistung [W]	Verlustenergie für 1/2 Jahr [kWh]	Verlustenergie für 1 Jahr [kWh]
Quaderspeicher	498	26.072	448	336	1.472	2.944
Zylinderspeicher	490	25.650	344	240	1.050	2.100
Kugelspeicher	487	25.529	212	212	929	1.859

Tabelle 5-16: Übersichtstabelle für alle drei Speicherarten für das Niedrigenergiehaus

Niedrig-energiehaus	Volumen [m ³]	Energieinhalt [kWh]	Gesamtfläche [m ²]	Verlustleistung [W]	Verlustenergie für 1/2 Jahr [kWh]	Verlustenergie für 1 Jahr [kWh]
Quaderspeicher	224	11.744	229	170	744	1.488
Zylinderspeicher	222	11.619	203	141	619	1.238
Kugelspeicher	221	115.480	177	125	548	1.095

5.4 Wärmepumpenheizung

In diesem Kapitel wird betrachtet, wie groß eine Wärmepumpe sein muss, um den Heizbedarf des Hauses zu decken. Dabei ist der Heizbedarf nicht die einzige relevante Größe. Die Wärmepumpe muss in der Lage sein, neben dem Heizbedarf (Energie) auch die Heizlast (Leistung) abzudecken. Wenn die Bedingung, dass die Heizleistung (auch Wärmeleistung) entsprechender Wärmepumpe mindestens gleich oder größer als die Heizlast des Hauses ist, erfüllt ist, kann sie für diesen Zweck verwendet werden. Die Leistungszahl ϵ einer Wärmepumpe beschreibt das Verhältnis zwischen der gewonnenen Wärmeleistung und der investierten elektrischen Leistung. Dadurch wird es verständlich, dass eine möglichst große Leistungszahl angestrebt wird. Aus der Wärmeleistung kann weiter, in Abhängigkeit von der Leistungszahl, die benötigte elektrische Leistung bzw. die benötigte elektrische Energie bestimmt werden.

Es gibt mehrere unterschiedliche Arten von Wärmepumpen, und ihre Eigenschaften werden von Herstellern unterschiedlich angepasst. Durch die Betrachtung der bestehenden Wärmepumpen des Herstellers Dimplex werden einzelne Wärmepumpen, welche die Heizlast für das betrachtete Standard- bzw. Niedrigenergiehaus decken könnten, ausgewählt (Dimplex, 2009). In Tabelle 5-17 sind ausgewählte Wärmepumpen, ihre Leistungszahlen und Wärmeleistung dargestellt. Daraus werden elektrische Leistung und verbrauchte elektrische Energie über die Heizperiode errechnet. Dabei ist zu beachten, dass für ein Standardhaus eine Heizlast von 17 kW und für ein Niedrigenergiehaus eine Heizlast von 10 kW typisch ist (ÖkoTherm, 2013).

Die in Tabelle 5-17 dargestellte elektrische Energie zeigt, wie viel elektrische Energie eigentlich eine Wärmepumpe während der Heizperiode verbraucht, um den benötigten Heizbedarf zu decken. Sie kann entweder durch Division des Heizbedarfs mit der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe (Formel 5.12) oder durch Multiplikation elektrischer Leistung mit der Anzahl der Volllaststunden (Formel 5.13) berechnet werden.

$$E_{el} = \frac{Q_{heiz}}{\varepsilon} \quad (5.12)$$

$$E_{el} = P_{el} \cdot t_{voll} \quad (5.13)$$

Tabelle 5-17: Kenngrößen der Wärmepumpen und benötigte elektrische Leistung für die Heizlast (Dimplex, 2009) und eigene Berechnung

Niedrigenergiehaus				
Heizbedarf [kWh]	24.600			
Wärmepumpe	Leistungszahl	Wärmeleistung [kW]	Elektrische Leistung [kW]	Elektrische Energie [kWh]
LA 12TU				
A7/W35	4,3	11,6	2,7	5.721
A7/W55	2,7	10,0	3,7	9.111
A10/W35	4,6	11,7	2,5	5.348
LA 17TU				
A-7/W35	2,9	10,3	3,6	8.483
A10/W35	4,9	10,5	2,1	5.020
LA 22HS				
A-7/W35	2,6	11,0	4,2	9.462
A-7/W75	1,7	16,1	9,5	14.471
SIK 11TE				
B0/W45	3,2	11,2	3,5	7.688
SI 11TE				
B0/W50	3,0	11,3	3,8	8.200
SI 24TE				
B0/W50	2,7	10,8	4,0	9.111
SI 30TE				
B0/W55	2,0	10,7	5,4	12.300
SIH 11TE				
B0/W45	3,5	10,3	2,9	7.029
WI 14TE				
W7/W55	2,5	12,2	4,9	9.840
Standardhaus				
Heizbedarf [kWh]	11.000			
Wärmepumpe	Leistungszahl	Wärmeleistung [kW]	Elektrische Leistung [kW]	Elektrische Energie [kWh]
LA 17TU				
A7/W35	4,4	19,6	4,5	2.500
A7/W55	2,9	18,8	6,5	3.793
LA 25TU				
A-7/W35	3,1	17,0	5,5	3.548
A2/W35	3,8	19,7	5,2	2.895
LA 26HS				
A-7/W75	1,8	18,1	10,1	6.111
SI 17TE				
B0/W35	4,6	17,1	3,7	2.391
SI 21TE				
B-5/W55	2,5	17,9	7,2	4.400
B0/W45	3,2	19,8	6,2	3.438
SI 37TE				
B0/W35	4,2	17,0	4,0	2.619
SIH 20TE				
B-5/W55	2,5	18,1	7,2	4.400
B0/WW45	3,4	20,5	6,0	3.235
SIH 40TE				
B0/W35	4,1	17,4	4,2	2.683
WI 18TE				
W10/W35	5,3	17,1	3,2	2.075

5.5 Kombination von Speicher, Solarkollektoren und Wärmepumpe für die Heizung

Eine weitere Möglichkeit ist die Kombination der Solarkollektoren mit einer Wärmepumpe, die das Wasser im Speicher unabhängig voneinander erwärmen können. In diesem Fall können die angegebenen Komponenten in Abhängigkeit voneinander kombiniert werden. Die optimale Lösung wäre auf jeden Fall, eine möglichst große Fläche der Solarkollektoren einzusetzen, da diese die Wärme kostenlos, ohne Betrachtung der Kapital- und Wartungskosten zur Verfügung stellen. Die Verwendung der Wärmepumpe bringt den kostenpflichtigen Verbrauch elektrischer Energie mit sich.

Für die Kombination von Speicher, Solarkollektoren und Wärmepumpe bestehen mehrere unterschiedliche realisierbare Kombinationsmöglichkeiten:

- Einsatz der Wärmepumpe, die neben Solarkollektoren das Wasser im Speicher im Sommer zusätzlich erwärmt
- Neben den Solarkollektoren erhitzt ebenfalls die Wärmepumpe den Speicher im Winter
- Solarkollektoren erhitzen den Speicher, und Wärmepumpe erhitzt den Raum im Winter dann, wenn die Energie aus dem Speicher aufgebraucht ist, was impliziert, dass ein kleinerer Speicher benötigt wird

5.5.1 Vollständige Speichererwärmung im Sommer

Ein Teil des Speichers mit den in Kapitel 5.3 bestimmten optimalen Abmessungen wird durch die vorhandenen Solarkollektoren erwärmt. Die Fläche der Solarkollektoren ist begrenzt; es wird angenommen, dass diese Fläche 30 m^2 beträgt. Dieser Wert wird sowohl für das Standard- als auch für das Niedrigenergiehaus gleich angenommen. Die thermische Energie, die fehlt, um den Speicher zu erwärmen, muss auf eine andere Weise gesichert werden. Dafür wird eine Wärmepumpe, die außerhalb des Hauses aufgestellt ist und die Wärme aus der Luft entzieht, verwendet. Diese Wärmepumpe erwärmt den Speicher ausschließlich im Sommer, wann die Umgebungstemperatur einen höheren Wert hat und während des Tages im Schnitt 20°C beträgt. Für diesen Zweck gibt es die Wärmepumpe NUOS A20/W55 (CIPAG, 2012). Es wird zunächst berechnet, um wie viel Grad die Temperatur im Speicher steigt, wenn man für die Erwärmung nur diese Wärmepumpe ohne Beeinflussung der Solarkollektoren verwendet. Daraus wird ermittelt, ob die Verwendung einer solchen Wärmepumpe für die Erhitzung des Speichers überhaupt eine sinnvolle Lösung darstellt. Tabelle 5-18 zeigt die angegebenen Werte für die Fläche der Solarkollektoren und daraus berechneten Gesamtertrag. Entsprechend diesem Wert und dem Heizbedarf des Hauses werden die berechneten Werte für die restliche benötigte thermische Energie für die Erwärmung des Speichers dargestellt. Die thermische Energie, die benötigt ist, um den Heizbedarf des Hauses vollständig abdecken zu können, bestimmt man durch Subtraktion des Heiz-

bedarfs und des Gesamtertrags der Solarkollektoren, wobei auch die Verluste für die Sommer- und die Winterperiode gedeckt werden müssen, und weswegen sie zu diesem Wert addiert werden.

Tabelle 5-18: Berechnungsergebnisse für drei Speicherarten, jeweils für das Standard- und das Niedrigenergiehaus in Abhängigkeit von angenommener Solarkollektorfläche

Solaranlage	Fläche	Mittlerer Jahrestag	Gesamtertrag
	[m ²]	[kWh/m ²]	[kWh]
	30	350	10.500
Standardhaus			
Spezifische Heizbedarf		Heizbedarf	
[kWh/m ²]		[kWh]	
123		24.600	
Rest benötigter thermischen Energie			
[kWh]	14.100		
Speicherform	Quaderspeicher	Zylinderspeicher	Kugelspeicher
Volumen			
[m ³]	498	490	487
Energieinhalt			
[kWh]	26.072	25.650	25.529
Verlustenergie			
[kWh]	2.944	2.100	1.859
Benötigte thermische Energie einbezüglich Verluste			
[kWh]	17.044	16.200	15.959

Solaranlage	Fläche	Mittlerer Jahrestag	Gesamtertrag
	[m ²]	[kWh/m ²]	[kWh]
	30	350	10.500
Niedrigenergiehaus			
Spezifische Heizbedarf		Heizbedarf	
[kWh/m ²]		[kWh]	
55		11.000	
Rest benötigter thermischen Energie			
[kWh]	500		
Speicherform	Quaderspeicher	Zylinderspeicher	Kugelspeicher
Volumen			
[m ³]	224	222	221
Energieinhalt			
[kWh]	11.744	11.619	11.548
Verlustenergie			
[kWh]	1.488	1.238	1.095
Benötigte thermische Energie einbezüglich Verluste			
[kWh]	1.988	1.738	1.595

Aus den gewonnenen Werten für den Rest der benötigten thermischen Energie kann weiter berechnet werden, ob man die Wärmepumpe A20/W55, um die in Tabelle 5-20 dargestellte benötigte Energie zur Verfügung zu stellen, wirklich verwenden kann. Die Überprüfung erfolgt folgendermaßen: Aufgrund der benötigten thermischen Energie, die bekannt ist und die die letzte Zeile in Tabelle 5-18 darstellt, wird mittels der Formel 5.14 (Rummich, 2009 S. 76) bestimmt, wie groß die Temperatursteigerung ist, wenn im Speicher die benötigte Wärmeenergie zugefügt wird.

$$Q = m \cdot c \cdot \Delta T \tag{5.14}$$

- mit: Q thermische Energie [J];
 m Masse des Wassers [kg] (siehe Tabelle 5-9);
 c gravimetrische Wärmekapazität des Wassers 4,19 kJ/kgK;
 ΔT Temperaturspreizung [K]

Die Ergebnisse sind in Tabelle 5-19 dargestellt, wobei die untere Zeile mit Temperaturdifferenz zeigt, um wie viel Grad die Wärmepumpe das Temperaturniveau des Speichers erhöht.

Tabelle 5-19: Temperatursteigerung verursacht durch die Wärmepumpe NUOS A20/W55

Standardhaus			
Spezifische Heizbedarf		Heizbedarf	
[kWh/m ²]		[kWh]	
123		24.600	
Rest benötigter thermischen Energie			
[kWh]	14.100		
Speicherform	Quaderspeicher	Zylinderspeicher	Kugelspeicher
Verlustenergie			
[kWh]	2.944	2.100	1.859
Benötigte thermische Energie einbezüglich Verluste			
[kWh]	17.044	16.200	15.959
Speichermedium			
Masse			
[kg]	497.793	489.316	486.885
Temperaturdifferenz			
[K]	29,42	28,45	28,16

Niedrigenergiehaus			
Spezifische Heizbedarf		Heizbedarf	
[kWh/m ²]		[kWh]	
55		11.000	
Rest benötigter thermischen Energie			
[kWh]	500		
Speicherform	Quaderspeicher	Zylinderspeicher	Kugelspeicher
Verlustenergie			
[kWh]	1.488	1.238	1.095
Benötigte thermische Energie einbezüglich Verluste			
[kWh]	1.988	1.738	1.595
Speichermedium			
Masse			
[kg]	224.233	221.598	220.152
Temperaturdifferenz			
[K]	7,62	6,74	6,22

Aus der Berechnung für das Standardhaus erkennt man die kleinste Temperatursteigerung von 28,06°C für den Kugelspeicher. Da die Ausgangstemperatur 30°C beträgt, erreicht man eine endgültige Temperatur von 58,06°C, die nur durch die Wärmepumpe verursacht würde, ohne Betrachtung der Temperaturerhöhung durch die Solarkollektoren. Daraus folgt, dass die Verwendung einer solchen Wärmepumpe eine unrealisierbare Lösung darstellt, da die obere Temperatur des Arbeitsmittels der Wärmepumpe 55°C beträgt. Die Vergrößerung der Kollektorfläche würde aber dazu führen, dass eine kleinere Wärmepumpe benötigt wird. Jedoch würde die Temperatur durch die Wärme, die durch Solarkollektoren zur Verfügung gestellt wird, ebenso wegen mehr zugeführter Energie höher steigen. Für ein Niedrigenergiehaus sieht die Situation anders aus; Die maximale Temperatursteigerung beträgt 7,62°C, was verständlich ist, da die restliche benötigte thermische Energie fast um den Faktor 30 geringer ist als jene für das Standardhaus. Das bedeutet, dass die Verwendung der Wärmepumpe für die Erhitzung des Wassers im Speicher für ein Niedrigenergiehaus möglich ist. Für diesen Zweck wird die Wärmepumpe NUOS 200 A20/W55 mit der Wärmeleistung 2.775 W und der Leistungszahl 3,7 verwendet. Daraus wird bestimmt, wie viel Volllaststunden eine solche Wärmepumpe braucht, um benötigte thermische Energie zur Verfügung zu stellen (siehe Tabelle 5-20). Weiter kann man auch betrachten, dass, wenn n solcher Wärmepumpen eingesetzt wären, die benötigte Zeit n-fach kürzer wäre. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5-20 ersichtlich. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass das Wasser ebenso durch die Solarkollektoren erwärmt wird, was bedeutet, dass die Temperatur im Speicher ständig steigt. Aus diesem Grund könnte man diese Wärmepumpe nicht über die ganze Sommerperiode zur Erwärmung des Speichermediums verwenden, sondern nur am Anfang der Periode, wenn die Temperatur des Wassers im Speicher unter 55°C liegt.

Man betrachtet auch die zweite Möglichkeit, bei der eine Wärmepumpe LA 26HS A-7/W75 mit der Wärmeleistung von 18,1 kW und der Leistungszahl von 1,8 verwendet wird (Dimplex, 2009 S. 37). Da die obere Temperaturgrenze des Speichers 75°C beträgt, wird angenommen, dass diese Wärmepumpe ständig zur Erhitzung des Speichers verwendet werden kann.

Die Wärmepumpe muss, wie schon erwähnt, die thermische Energie, die sich durch die Subtraktion von Heizbedarf inklusive Speicherverluste für das ganze Jahr und den Gesamtertrag der Solarkollektoren berechnet, decken. Tabelle 5-20 zeigt die Berechnungsergebnisse für die ausgewählten Wärmepumpen NUOS 200 A20/W55 und LA 26HS A-7/W75. Es wird die Volllaststundenzahl bestimmt, die besagt, wie viel Stunden benötigt wird, dass eine Wärmepumpe im Volllastbetrieb die benötigte thermische Energie zur Verfügung stellt. Danach wird ebenso dargestellt, wie viel elektrischer Energie für die Erzeugung benötigter thermischer Energie verbraucht werden muss.

Tabelle 5-20: Berechnungsergebnisse für einen Speicher und eine Wärmepumpe in Abhängigkeit von der bestehenden Fläche der Solarkollektoren auf dem Dach und für beide Haustypen

Standardhaus				Niedrigenergiehaus			
Speicherform	Quaderspeicher	Zylinderspeicher	Kugelspeicher	Speicherform	Quaderspeicher	Zylinderspeicher	Kugelspeicher
Benötigte thermische Energie einbezüglich Verluste				Benötigte thermische Energie einbezüglich Verluste			
[kWh]	17.044	16.200	15.959	[kWh]	1.988	1.738	1.595
Wärmepumpe				Wärmepumpe			
A20/W55 Leistungszahl 3,7				A20/W55 Leistungszahl 3,7			
P_{heiz}	unrealisierbar			P_{heiz}	2.775,00	2.775,00	2.775,00
[kWh]							
Volllaststunden							
[h]							
E_{el}	unrealisierbar			E_{el}	537,30	462,70	421,89
[kWh]							
Volllaststunden							
[h]							
A-7/W75 Leistungszahl 1,8				A-7/W75 Leistungszahl 1,8			
P_{heiz}	18.100	18.100	18.100	P_{heiz}	18.100	18.100	18.100
[W]				[W]			
Volllaststunden	941,66	895,03	881,71	Volllaststunden	109,83	96,02	88,12
[h]				[h]			
E_{el}	9.469	9.000	8.866	E_{el}	1.104	966	886
[kWh]				[kWh]			

Die Anzahl der Volllaststunden errechnet man durch Division des Heizbedarfs und der Wärmeleistung:

$$t_{voll} = \frac{Q_{heiz}}{P_{heiz}} \tag{5.15}$$

mit: t_{voll} Volllaststunden [s]
 Q_{heiz} Heizbedarf [J]
 P_{heiz} Wärmeleistung [W]

Die Anzahl der Volllaststunden wird weiter für die Berechnung der verbrauchten elektrischen Energie ausgenutzt.

$$E_{el} = \frac{P_{heiz}}{\epsilon_{real}} \cdot t_{voll} \tag{5.16}$$

Der gleiche Wert kann ebenso durch Division der restlichen benötigten thermischen Energie und der Leistungszahl bestimmt werden.

5.5.2 Speichererwärmung durch Sonne im Sommer und Wärmepumpe im Winter

Eine zweite Möglichkeit wäre die Kombination des Speichers und der Wärmepumpe, in der Speicher im Sommer durch vorhandene Solarkollektoren erwärmt wird, und die zusätzlich benötigte thermische Energie für die Erwärmung des Wassers im Speicher wird im Winter durch eine Wärmepumpe gesichert. Eine solche Wärmepumpe sollte in der Erde installiert werden, weil die Temperatur der Erde annähernd konstant ist und ungefähr 10°C beträgt (ENREGIS, 2013), während die Lufttemperatur während des Winters deutlich geringer ist. Weiter ist zu beachten, dass die Raumtemperatur 20°C betragen soll. Wenn man aus den angegebenen Temperaturniveaus des betrachteten Speichers eine mittlere Temperatur ausrechnet, bekommt man einen Wert von 55°C. Durch den Vergleich dieses Wertes mit der

Temperatur im Raum bzw. Temperatur der Erde kommt man zur Erkenntnis, dass die verwendete Wärmepumpe deutlich geringere Temperaturspreizung haben soll, wenn sie statt des Speichers den Raum aufheizt. Wie bereits erwähnt, steigt die Effizienz der Wärmepumpe mit sinkender Temperaturspreizung. So stellt man fest, dass mit der Wärmepumpe, die im Winter verwendet wird, deutlich effizienter den Raum als den Speicher zu erwärmen ist. Aus dem Grund wird die Möglichkeit zur Aufheizung des Speichers im Winter nicht näher betrachtet.

5.5.3 Solarkollektoren für den Speicher und die Wärmepumpe für das Haus

Die dritte Möglichkeit behandelt die Heizung des Hauses zum Teil aus dem Speicher und zusätzlich mittels einer Wärmepumpe. Der Speicher wird nur durch die vorhandenen Solarkollektoren erwärmt, was gleichzeitig impliziert, dass die Verwendung eines kleineren Speichers möglich ist. Auch für diesen Fall wird die Fläche der Solarkollektoren mit 20 m^2 fix angenommen. Die Größe des Speichers hängt dann von der Fläche der Solarkollektoren ab, bzw. sein Energieinhalt wird in Abhängigkeit vom Gesamtertrag der Solarkollektoren bestimmt. Der Energieinhalt des Speichers entspricht dem Gesamtertrag der Solarkollektoren vermindert um die Verluste für das Sommerhalbjahr. Das erfolgt aus der Überlegung, dass die Solarkollektoren den Speicher vollständig aufladen sollen und dabei die Speicherverluste, die sowohl im Sommer als auch im Winter entstehen, abdecken müssen. Nachdem die Energie des Speichers während der Heizperiode ausgenutzt wird, muss die Wärmepumpe direkt die Räume des Hauses heizen.

Da die Wärmepumpe im Winter für die Raumheizung verwendet wird, ist es sinnvoll, den Kollektor in der Erde zu installieren, da die Temperatur der Erde, wie schon erwähnt, als konstant mit dem Wert von ungefähr 10°C angenommen wird und auf jeden Fall größer als die mittlere Außentemperatur im Winter ist. Die Raumtemperatur ist stets niedriger als die Temperatur im Speicher. Da die Wärmepumpe statt des Speichers den Raum erwärmt, bedeutet das, dass oberes Temperaturniveau des Kältemittels niedriger sein darf. Dadurch ist die Temperaturspreizung geringer und die Leistungszahl größer.

Wenn man die Kombination von Wärmepumpe und Speicher betrachtet, so kann es sein, dass entweder der Speicher oder die Wärmepumpe für die Deckung der Grundlast⁵⁵ ausgelegt wird. Im ersten Fall sollte der Speicher für die Deckung der Grundlast verwendet sein, während die Wärmepumpe die zusätzlich auftretenden Abweichungen ausgleichen soll. Wie groß die Heizleistung der Wärmepumpe sein soll, bestimmt man als Differenz von Heizlast⁵⁶ und Grundlast. Bedingt durch die Leistungszahl und abhängig von der Heizlast wird die benötigte elektrische Leistung der Wärmepumpe unter Berücksichtigung der tatsächlichen Wärmepumpe berechnet. In diesem Fall ist nachteilig, dass nur an einigen Tagen im Jahr die

⁵⁵ Unter Grundlast versteht man in diesem Zusammenhang den Anteil der Heizleistung, welcher über die ganze Periode konstant zur Verfügung gestellt wird.

⁵⁶ Unter Heizlast versteht man die maximal benötigte Heizleistung eines Hauses.

vollständige Heizleistung benötigt wird. Das bedeutet, dass die Wärmepumpe die meiste Zeit im Teillastbereich betrieben wird, was einen ineffizienten Betrieb verursacht.

Tabelle 5-21 zeigt, wie groß die vorhandene Fläche der Solarkollektoren ist, und daher wird berechnet, wie groß der Gesamtertrag ist. Auf Basis des bekannten Gesamtertrags der Solarkollektoren und des Heizbedarfs des Hauses werden weitere für einen Speicher relevante Werte berechnet. Im Berechnungsvorgang wird die Optimierung durchgeführt. Es werden die geringsten Verluste angefordert, und als weitere Bedingung wird gestellt, dass der Speicher so groß sein muss, dass die Solarkollektoren den Speicher voll laden und dabei die Verluste für sowohl Sommer- als auch Winterperiode decken können. Durch Subtraktion des Energieinhalts des Speichers und der Verluste für ein halbes Jahr kann bestimmt werden, wie groß die Nutzwärme des Speichers ist bzw. wie groß die Leistung ist, die vom Speicher ständig zur Verfügung gestellt werden muss.

Tabelle 5-21: Benötigte Energieinhalte und entsprechende Verluste für drei verschiedene Speicherarten

Solaranlage	Fläche	Mittlerer Jahresertrag	Gesamtertrag
	[m ²]	[kWh/m ²]	[kWh]
	20	350	7.000
Speicherform	Quaderspeicher	Zylinderspeicher	Kugelspeicher
Energieinhalt [kWh]	6.521	6.576	6.622
Verlustenergie für 1/2 Jahr [kWh]	479	424	378
Nutzenergie [kWh]	6.042	6.153	6.244
Leistung [kW]	1,38	1,40	1,43

Da die in der obigen Tabelle angegebenen Werte für die drei Speicherformen direkt abhängig von Speicherabmessungen sind, werden in den drei folgenden Tabellen (Tabelle 5-22 bis Tabelle 5-24) die durch den Optimierungsvorgang und bezogen auf die geringsten Verluste optimalen Abmessungen für alle drei Speicherarten angegeben.

Tabelle 5-22: Optimale Abmessungen für einen Quaderspeicher

Speicherform	Länge	Breite	Höhe	Gesamtfläche	Volumen
Quader	[m]	[m]	[m]	[m ²]	[m ³]
	4,99	4,99	5,00	149,6	124,5
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Energieinhalt
Wasser	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	124,5	124.507	75	30	6.521

Tabelle 5-23: Optimale Abmessungen für einen Zylinderspeicher

Speicherform	Länge	Radius	Gesamtfläche	Volumen	
Zylinder	[m]	[m]	[m ²]	[m ³]	
	5,25	2,76	138,8	125,6	
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Energieinhalt
Wasser	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	125,6	125.562	75	30	6.576

Tabelle 5-24: Optimale Abmessungen für einen Kugelspeicher

Speicherform	Radius	Gesamtfläche	Volumen		
Kugel	[m]	[m ²]	[m ³]		
	3,11	121,8	126,4		
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Energieinhalt
Wasser	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	126,4	126.435	75	30	6.622

In Tabelle 5-25 und Tabelle 5-26 sind die Werte für die Heizlast und Heizbedarf als konstante Werte jeweils für das Standardhaus und das Niedrigenergiehaus angegeben. Die Differenz der Heizlast und der Leistung des vorhandenen Speichers ergibt die benötigte Wärmeleistung der Wärmepumpe. In den Tabellen sind auf dem Markt verfügbare Wärmepumpen angeführt, welche die benötigte Leistung decken können. Aus den Werten der Wärmeleistung und der Leistungszahl wird die installierte elektrische Leistung für jede Wärmepumpe bestimmt. Die Speicherform hat keinen ausschlaggebenden Einfluss auf die Auswahl der Wärmepumpe, weil die angebotene Wärmeleistung aller Speicherformen ungefähr gleich ist. Weiter sind in der Tabelle auch das Verhältnis der benötigten Wärmeenergie, die durch die Wärmepumpe zur Verfügung gestellt werden soll, und der Wärmeenergie, die die bestehende Wärmepumpe während des halben Jahres erzeugen könnte, wenn sie mit voller Leistung betrieben würde, dargestellt.

Tabelle 5-25: Bestimmung der benötigten elektrischen Leistung für die Wärmepumpe für die Heizung eines Standardhauses

Speicherform	Quaderspeicher	Zylinderspeicher	Kugelspeicher
Standardhaus	Heizlast	Spezifische Heizbedarf	Heizbedarf
	[kW]	[kWh/m ²]	[kWh]
	17	123	24.600
Benötigter Leistung zur Deckung der Heizlast [kW]	15,62	15,60	15,57
Benötigte Wärmeenergie [kWh]	18.558	18.447	18.356
Wärmepumpe			
SI 17TE B0/W45	Leistungszahl 3,4		
P _{th} [kW]	16,20	16,20	16,20
P _{el} [kW]	4,76	4,76	4,76
E _{th} [kWh]	70.956	70.956	70.956
E _{thbenötigt} /E _{th}	0,26	0,26	0,26
WI 18TE W10/W45	Leistungszahl 3,7		
P _{th} [kW]	16,30	16,30	16,30
P _{el} [kW]	4,41	4,41	4,41
E _{th} [kWh]	71.394	71.394	71.394
E _{thbenötigt} /E _{th}	0,26	0,26	0,26

Tabelle 5-26: Bestimmung der benötigten elektrischen Leistung für die Wärmepumpe für die Heizung eines Niedrigenergiehauses

Speicherform	Quaderspeicher	Zylinderspeicher	Kugelspeicher
Niedrigenergiehaus	Heizlast	Spezifische Heizbedarf	Heizbedarf
	[kW]	[kWh/m ²]	[kWh]
	10	55	11.000
Benötigter Leistung zur Deckung der Heizlast	8,62	8,60	8,57
Benötigte Wärmeenergie [kWh]	10.984	10.984	10.984
Wärmepumpe			
SI 9TE B0/W45	Leistungszahl 3,1		
P_{th} [kW]	9,00	9,00	9,00
P_{el} [kW]	2,90	2,90	2,90
E_{th} [kWh]	39.420	39.420	39.420
$E_{th\text{benötigt}}/E_{th}$	0,28	0,28	0,28
SIK 9TE B0/W35	Leistungszahl 3,2		
P_{th} [kW]	8,70	8,70	8,70
P_{el} [kW]	2,72	2,72	2,72
E_{th} [kWh]	38.106	38.106	38.106
$E_{th\text{benötigt}}/E_{th}$	0,29	0,29	0,29

Dieses Verhältnis ist in der Tabelle als $E_{th\text{benötigt}}/E_{th}$ dargestellt und hat für alle Wärmepumpen einen Wert von ungefähr 0,3. Dieser Wert bezeichnet, dass die Wärmepumpe während der Winterperiode im Durchschnitt mit 30% ihrer maximalen Leistung betrieben wird. Wenn man weiter annimmt, dass man an einigen Tagen die maximale Heizlast decken muss, würde das bedeuten, dass diese Wärmepumpe den Rest der Zeit mit noch geringerer Leistung betrieben wird. Diese Möglichkeit wird daher eher als ineffizient betrachtet, da die Wärmepumpe fast die ganze Zeit im Teillastbetrieb gefahren wird.

Für den zweiten Fall wird angenommen, dass die Grundlast mit einer Wärmepumpe gedeckt wird, während der Speicher zur Deckung der Lastspitzen dient. Es wird vorausgesetzt, dass der Speicher so dimensioniert ist, dass er die Heizlast immer decken kann, es ist nur wichtig, dass in ihm ausreichend viel Energie gespeichert wird. Da die Wärmepumpe zur Grundlastdeckung herangezogen wird, wird sie immer im optimalen Leistungsbereich betrieben und dabei effizienter als bei der Spitzenlastdeckung eingesetzt wird. Bei der Auswahl der Wärmepumpe strebt man an, eine möglichst effiziente Wärmepumpe bzw. eine mit möglichst großer Leistungszahl zu verwenden. Für diesen Zweck wird die Wärmepumpe Ochsner Europa Mini IWP mit der Heizleistung von 2,2 kW und einer Leistungszahl von 4,4 herangezogen. (BH2, 2013)

Die Wärmeleistung der Wärmepumpe ist eine konstante Größe, und aus diesem Wert wird bestimmt, wie groß die Wärmeenergie ist, die die betrachtete Wärmepumpe über die ganze Heizperiode zur Verfügung stellt. Außerdem wird angenommen, dass der Mindestheizbedarf der thermischen Leistung der Wärmepumpe entspricht. Auch in diesem Fall wird der Speicher so dimensioniert, dass er durch seinen Energieinhalt die fehlende thermische Energie kompensiert und zusätzlich die Verluste für die Heizperiode deckt, was bedeutet,

dass die Solarkollektoren so dimensioniert werden, dass sie den Speicher vollständig erhitzen und dazu auch die im Sommer entstehenden Verluste decken können.

Tabelle 5-27 und Tabelle 5-28 zeigen die Ergebnisse der Berechnung der benötigten Solar-
kollektorfläche in Abhängigkeit von der verwendeten Speicherart. Der spezifische Heizbedarf
und die Größe der Wärmepumpe sind bekannt und daher als Konstante angegeben. Durch
Subtraktion von diesen zwei Werten bekommt man die restliche thermische Energie, die für
die Heizung des Hauses benötigt wird. Wenn man zu diesem Wert die Höhe der Verluste für
ein halbes Jahr addiert, erhält man die Energie, die durch die Solarkollektoren erzeugt
werden soll, bzw. daraus wird weiter bestimmt, wie groß die Solarkollektorfläche sein muss.

Tabelle 5-27: Benötigte Solarkollektorfläche für das Standardhaus

Standardhaus	Spezifischer Heizbedarf		Heizbedarf
	[kWh/m ²]		[kWh]
	123		24.600
Wärmepumpe			
	Leistungszahl	Wärmeleistung [kW]	Thermische Energie [kWh]
	4,4	2,2	9.636
IWP 2,2 kW	Elektrische Leistung [kW]		Elektrische Energie [kWh]
	0,5		2.190
Rest benötigter thermischen Energie			
[kWh]	14.964,00		
Speicherform	Quaderspeicher	Zylinderspeicher	Kugelspeicher
Verlustenergie [kWh]	956,32	757,53	670,17
Energieinhalt [kWh]	15.920	15.722	15.634
Solaranlage			
Gesamtertrag [kWh]	16.877	16.479	16.304
Fläche [m ²]	48,22	47,08	46,58

Tabelle 5-28: Benötigte Solarkollektorfläche für das Niedrigenergiehaus

Niedrigenergie- haus	Spezifischer Heizbedarf		Heizbedarf
	[kWh/m ²]		[kWh]
	55		11.000
Wärmepumpe			
	Leistungszahl	Wärmeleistung [kW]	Thermische Energie
	4,4	2,2	9.636
IWP 2,2 kW	Elektrische Leistung [kW]		Elektrische Energie [kWh]
	0,5		2.190
Rest benötigter thermischen Energie			
[kWh]	1.364,00		
Speicherform	Quaderspeicher	Zylinderspeicher	Kugelspeicher
Verlustenergie [kWh]	182,46	159,84	140,75
Energieinhalt [kWh]	1.546	1.524	1.505
Solaranlage			
Gesamtertrag [kWh]	1.729	1.684	1.645
Fläche [m ²]	4,94	4,81	4,70

In den folgenden drei Tabellen (Tabelle 5-29 bis Tabelle 5-34) sind die optimalen Abmes-
sungen für einzelne Speicherarten und sowohl für das Standard- als auch für das Niedrig-

energiehaus zu sehen. Dabei sind auch die Energieinhalte einzelner Speicher und die benötigte Masse des Speichermediums als berechnete Größe dargestellt.

Tabelle 5-29: Optimale Dimensionen für einen Quaderspeicher für ein Standardhaus

Speicherform	Länge	Breite	Höhe	Gesamtfläche	Volumen
<i>Quader</i>	[m]	[m]	[m]	[m ²]	[m ³]
	12,2	5,0	5,0	293,2	304,0
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Energieinhalt
<i>Wasser</i>	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	304,0	303.968	75	30	15.920

Tabelle 5-30: Optimale Dimensionen für einen Zylinderspeicher für ein Standardhaus

Speicherform	Länge	Radius	Gesamtfläche	Volumen	
<i>Zylinder</i>	[m]	[m]	[m ²]	[m ³]	
	7,0	3,7	248,2	300,2	
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Energieinhalt
<i>Wasser</i>	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	300,2	300.172	75	30	15.722

Tabelle 5-31: Optimale Dimensionen für einen Kugelspeicher für ein Standardhaus

Speicherform	Radius	Gesamtfläche	Volumen		
<i>Kugel</i>	[m]	[m ²]	[m ³]		
	4,2	216,0	298,5		
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Energieinhalt
<i>Wasser</i>	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	298,5	298.500	75	30	15.634

Tabelle 5-32: Optimale Dimensionen für einen Quaderspeicher für ein Niedrigenergiehaus

Speicherform	Länge	Breite	Höhe	Gesamtfläche	Volumen
<i>Quader</i>	[m]	[m]	[m]	[m ²]	[m ³]
	2,9	2,9	3,6	57,6	29,5
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Energieinhalt
<i>Wasser</i>	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	29,5	29.527	75	30	1.546

Tabelle 5-33: Optimale Dimensionen für einen Zylinderspeicher für ein Niedrigenergiehaus

Speicherform	Länge	Radius	Gesamtfläche	Volumen	
<i>Zylinder</i>	[m]	[m]	[m ²]	[m ³]	
	3,2	1,7	52,4	29,1	
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Energieinhalt
<i>Wasser</i>	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	29,0	29.028	75	30	1.520

Tabelle 5-34: Optimale Dimensionen für einen Kugelspeicher für ein Niedrigenergiehaus

Speicherform	Radius	Gesamtfläche		Volumen	
<i>Kugel</i>	[m]	[m ²]		[m ³]	
	1,9	45,4		28,7	
Speichermedium	Volumen	Masse	T _o	T _u	Energieinhalt
<i>Wasser</i>	[m ³]	[kg]	[°C]	[°C]	[kWh]
	28,7	28.700	75	30	1.505

Bisher wurden verschiedene Möglichkeiten zur Beheizung eines Hauses untersucht, und bei jeder Untersuchung wurden die relevanten Größen für alle betrachteten Speicherformen bestimmt. Im folgenden Teil wird die Möglichkeit der Kühlung sowohl für das Standardhaus als auch für das Niedrigenergiehaus betrachtet.

5.6 Kühlung

Dieses Kapitel behandelt die Möglichkeiten zur Kühlung des Beispielhauses während des Sommers. Im Zusammenhang damit werden zwei Fälle untersucht. Im ersten Fall wird eine reine Kühlung des Hauses mittels einer Wärmepumpe ohne Verwendung der Abwärme betrachtet, während im zweiten Fall die Verluste, bzw. die Abwärme der Wärmepumpe für die Beheizung des Wärmespeichers verwendet wird.

5.6.1 Nur Kühlung

Für den ersten Fall wird die Kühlung des Hauses mittels einer Wärmepumpe analysiert, wobei die Abwärme an die Luft abgegeben wird und auf deren Ausnutzung verzichtet wird. Die Kühlleistung der Wärmepumpe, die zur Kühlung des Hauses verwendet wird, muss mindestens gleich groß oder größer als die Kühllast des Hauses sein.

Laut den Quellenangaben (SHKProfi, 2013) beträgt die Kühllast für ein Standardhaus ungefähr 10 kW, für ein Niedrigenergiehaus circa 2,8 kW. Diese Werte werden den weiteren Berechnungen zugrunde gelegt.

Wie groß eine Wärmepumpe, die ausschließlich für die Kühlung des Hauses gedacht ist, sein muss, hängt allein von der Kühllast des betrachteten Hauses ab (gleich wie für den Fall, in dem die für die Heizung des Hauses benötigte Wärmepumpe vor allem von der Höhe der Heizlast abhängig ist). Wenn die Kühllast bekannt ist, ist gleichzeitig der Mindestwert der benötigten Kühlleistung bekannt.

In diesem Kapitel wird eine auf dem Markt verfügbare Wärmepumpe, LA 9TU, betrachtet. (Dimplex, 2009 S. 28) Für den Berechnungsvorgang werden mehrere Ausführungen dieser Pumpe mit unterschiedlichen installierten Leistungen und unterschiedlichen Temperaturniveaus des Kältemittels betrachtet. Für diese Wärmepumpe ist die Leistungszahl bezogen auf die Kühlung unbekannt und wird daher rechnerisch (entsprechend den Formeln 5.17 und 1.18) bestimmt.

Die Berechnung der theoretisch maximal erreichbaren Leistungszahl erfolgt folgendermaßen:

$$\varepsilon_{\max} = \frac{T_u}{T_o - T_u} \quad (5.17)$$

Die reale Leistungszahl wird unter der Annahme eines Wirkungsgrads des Gerätes von $\eta = 0,4$ errechnet. Dieser Wirkungsgrad stellt auch in diesem Fall den Mittelwert der Wirkungsgrade von 100 bekannten Wärmepumpen, wie im Kapitel 5.5.1 belegt, dar. Die Bestimmung des realen Wertes erfolgt durch die folgende Formel:

$$\varepsilon_{\text{real}} = \varepsilon_{\max} \cdot \eta \quad (5.18)$$

Im weiteren Vorgang wird aufgrund der im Datenblatt der entsprechenden Wärmepumpe angegebenen elektrischen Leistung und der berechneten Leistungszahl die verfügbare Kälteleistung berechnet.

$$P_{\text{kühl}} = P_{\text{el}} \cdot \varepsilon_{\text{real}} \quad (5.19)$$

Aus den gewonnenen Ergebnissen, die mit der Kühllast sowohl des Standard- als auch der Niedrigenergiehauses verglichen werden, wird entschieden, welche Ausführung der Wärmepumpe die optimale Lösung darstellt.

Die Berechnungsergebnisse sind in Tabelle 5-35 ersichtlich. Durch die erhaltenen Ergebnisse wird ebenso nochmals bestätigt, dass eine größere Temperaturspreizung ineffizienter ist.

Tabelle 5-35: Benötigte elektrische Leistung einzelner Wärmepumpen in Abhängigkeit von Kühllast

Wärmepumpe	Standardhaus	Niedrigenergiehaus						
	Kühllast [kW]	Kühllast [kW]	T _u [°C]	T _o [°C]	Wirkungsgrad	Leistungszahl	P _{el} [kW]	P _{kühl} [kW]
LA 9TU A/W	10,00	2,80	-7	35	0,4	2,53	1,86	4,72
	10,00	2,80	2	35	0,4	3,34	2,05	6,85
	10,00	2,80	7	35	0,4	4,00	2,19	8,77
	10,00	2,80	10	35	0,4	4,53	2,23	10,12
	10,00	2,80	7	55	0,4	2,33	2,63	6,14

Aus der Tabelle sieht man, dass nur die Wärmepumpe LA 9TU A10/W35 die Kühllast vom Standardhaus decken könnte, während die beste Auswahl für die Deckung der Kühllast vom Niedrigenergiehaus die Wärmepumpe LA 9TU A-7/W35 wäre, da sie die geringste Kühlleistung hat und daher durch den Teillastbetrieb nicht so große Verluste verursachen würde, wie es bei den anderen Ausführungen mit höherer Kühlleistung der Fall wäre.

5.6.2 Kühlung und Speicherung der Abwärme

Im zweiten Fall wird Kühlung des Hauses mittels einer Wärmepumpe, deren Abwärme zur Erhitzung des Speichers ausgenutzt wird, betrachtet. Um durch die Abwärme das Wasser im betrachteten Speicher, der sich an Stelle des Kellers befindet und ausschließlich der Heizung des Hauses dient, erwärmen zu können, muss diese Wärmepumpe eine deutlich höhere

Temperaturspreizung gegenüber der im Kapitel 5.6.1 verwendeten Wärmepumpe haben. Die Kühlung des Hauses erfolgt im Sommer, wenn die Außentemperatur oberhalb von 20°C liegt. Um die gewünschte Raumtemperatur von 20°C zu erreichen, muss die Kühlluft eine niedrigere Temperatur haben. Wenn man dieselbe Wärmepumpe für die Beheizung des Speichers – sogar dann, wenn die Temperatur in ihm fast 75°C beträgt – verwendet, bedeutet das, dass das obere Temperaturniveau des Kältemittels von 75°C erwünscht ist.

Der Kühlbedarf des Hauses stellt die Energie dar, die durch die Wärmepumpe während des gesamten Zeitraums, in dem die Kühlung nötig ist, aus dem Raum entnommen wird. Diese Wärmeenergie wird durch die elektrische Energie, oder genauer gesagt: mechanische Energie des Verdichters, auf ein höheres Temperaturniveau gebracht und als solche an die Umgebung abgegeben. Der Kühlbedarf dividiert mit der Leistungszahl ergibt die verbrauchte elektrische Energie während der Kühlperiode. Die eingesetzte elektrische Energie wird für den Antrieb des Kompressors verwendet. Durch den Kompressor dem Wärmeprozess zugeführte mechanische Energie kann durch die Multiplikation der eingesetzten elektrischen Energie und des Nutzungsgrads, bezogen auf die Antriebsverluste des Kompressors, bestimmt, wie folgt:

$$E_{mech} = E_{el} \cdot \xi \tag{5.20}$$

mit: E_{mech} verbrauchte mechanische Energie [J]
 E_{el} verbrauchte elektrische Energie
 ξ Nutzungsgrad für den Antrieb des Kompressors

Für den Nutzungsgrad bezogen auf die Antriebsverluste des Kompressors wird ein durchschnittlicher Wert von 0,8 angenommen.(Gasse, et al., 2008 S. 99)

Wenn man zu dem Kühlbedarf die verbrauchte mechanische Energie addiert, ergibt sich die gesamte Abwärme der Wärmepumpe, die dem Speicher zugefügt wird.

$$Q_{ab} = Q_{kühl} + E_{mech} \tag{5.21}$$

mit: Q_{ab} Abwärme aus dem Speicher [J]
 $Q_{kühl}$ Kühlbedarf [J];

Laut (Heinz, et al., 2010 S. 15) beträgt der Kühlbedarf für ein Niedrigenergiehaus 2,5 kWh/m²a und für ein Standardhaus 8,9 kWh/m²a. Die Division des Kühlbedarfs mit der Kühllast ergibt die Anzahl der Volllaststunden der Kältemaschine bzw. der betrachteten Wärmepumpe (siehe Formel 5.13).

Für die Berechnung wird angenommen, dass der Speicher die im Kapitel 5.3 dargestellten optimalen Abmessungen hat. Weiter wird nur die auf dem Markt verfügbare Wärmepumpe LA 22HS A-7/A75 mit installierter elektrischer Leistung von 9,47 kW betrachtet (Dimplex, 2009). Dabei muss aber auch die Leistungszahl für die Wärmepumpe im Kühlbetrieb rechnerisch bestimmt werden, da für die Wärmepumpe immer nur die Leistungszahl im Heizbetrieb gegeben ist. Die Berechnung erfolgt entsprechend den Formeln 5.17 und 5.18.

Aus der Berechnung folgt, dass diese Wärmepumpe eine Leistungszahl von 1,3 und eine Kühlleistung von 12,31 kW hat. Man muss auch betrachten, dass diese Wärmepumpe die ganze Zeit im Teillastbetrieb gefahren wird, da die benötigte Kühlleistung geringer als die Kühlleistung der Wärmepumpe ist.

Für die Betrachtung wird diese Wärmepumpe ausgewählt, weil man nicht genau vorher-sagen kann, wann die Kühlung benötigt wird, d.h. ob dann, wenn die Temperatur im Speicher beispielsweise 30°C beträgt oder dann, wenn sie 70°C beträgt. Diese Auswahl ist bezogen auf die Temperatur im Speicher die sicherste Variante, da die Wärmeenergie, die durch die betrachtete Wärmepumpe auf ein Niveau von 75°C gebracht wird, immer an den Wärmespeicher, dessen Temperatur 75°C nie überschreitet, abgegeben werden kann. An-hand der erhaltenen Ergebnisse über die Höhe der Abwärme wird berechnet, wie groß die Gesamtfläche der Solarkollektoren sein muss, um die restliche thermische Energie dem Speicher zuzufügen und die gewünschte Wärmeenergie für die gesamte Heizperiode zu sichern.

Wenn der Speicher durch Abwärme zusätzlich erhitzt wird, kann die Fläche der Solar-kollektoren gegenüber der Möglichkeit, bei der der Speicher nur durch Solarkollektoren er-wärmt wird, verringert werden. Die benötigte Fläche ist ebenso in den folgenden Tabellen jeweils für das Standardhaus und das Niedrigenergiehaus zu sehen.

Tabelle 5-36: Benötigte Fläche der Solarkollektoren in Abhängigkeit von der verfügbaren Abwärme der Wärmepumpe für das Standardhaus

Standardhaus	Kühllast [kW]	Kühlbedarf [kWh/m ²]	Kühlbedarf des Hauses [kWh]	Volllaststunden [h]	
	10,0	8,9	1.785,7	178,6	
Wärmepumpe LA 22HS A-7/W75	Leistungszahl		Elektrische Energie [kWh]	Mechanische Energie [kWh]	Abwärme [kWh]
	1,3		1.373,6	1.098,9	2.884,6
Speicher	Quaderspeicher		Zylinderspeicher	Kugelspeicher	
Solaranlage					
Gesamtertrag [kWh]	24.659		23.815	23.574	
Fläche [m ²]	70,5		68,0	67,4	

Tabelle 5-37: Benötigte Fläche der Solarkollektoren in Abhängigkeit von der verfügbaren Abwärme der Wärmepumpe für das Niedrigenergiehaus

Niedrigenergiehaus	Kühllast [kW]	Kühlbedarf [kWh/m ²]	Kühlbedarf des Hauses [kWh]	Volllaststunden [h]	
	2,8	2,5	500	178,6	
Wärmepumpe LA 22HS A-7/W75	Leistungszahl		Elektrische Energie [kWh]	Mechanische Energie [kWh]	Abwärme [kWh]
	1,3		384,6	307,7	807,7
Speicher	Quaderspeicher		Zylinderspeicher	Kugelspeicher	
Solaranlage					
Gesamtertrag [kWh]	11.681		11.431	11.287	
Fläche [m ²]	33,4		32,7	32,2	

Wenn man die in Tabelle 5-36 und Tabelle 5-37 angegebenen berechneten Werte für die Fläche der Solarkollektoren mit den Berechnungsergebnissen aus Tabelle 5-9 vergleicht, sieht man, dass sich die Fläche um ungefähr 8 m² verringert, und das für alle Speicher-formen.

Dieses Kapitel verdeutlicht, dass eine erneuerbare und umweltfreundliche Wärmespeicher-ung zur Heizung eines Einfamilienhauses auf unterschiedliche Weise realisiert werden kann. Dabei können als Wärmequelle entweder die Sonnenenergie oder die Umgebungswärme

ausgenutzt werden. Die Kombination der Technologien zur Ausnutzung der beiden bzw. verschiedenen Wärmequellen ist ebenso möglich. Weiter kann gleichfalls die Kühlung des Hauses auf eine umweltfreundliche Weise erfolgen, wobei die Ausnutzung der durch die Kühlung entstandenen Abwärme für die Erwärmung des Speichers eine effizientere Lösung darstellt.

Wenn man die Betrachtungen aus dem ganzen Kapitel berücksichtigt, kommt man zu dem eindeutigen Ergebnis, dass die Auswahl des kugelförmigen Speichers die effizienteste Lösung mit den geringsten Verlusten und der besten Ausnutzung der gespeicherten Energie darstellt. Wegen der größten Oberfläche und der damit verbundenen Verluste, ist ein Quaderspeicher weithin die ineffizienteste Speicherform.

6 Zusammenfassung

Energiespeicher sind als eine vielversprechende Lösung für die Implementierung erneuerbarer Energien in das zukünftige Elektrizitätssystem und für den Ausgleich der Schwankungen zwischen dem fluktuierenden Angebot und unregelmäßigen Verbrauch gesehen.

Aus einer Vielzahl verschiedener Speichertechnologien, die elektrische Energie in eine andere Energieform umwandeln und sie für eine entsprechende Zeit – kurzfristig, mittelfristig oder langfristig – bewahren, werden vier Technologien zur Speicherung elektrischer Energie ausgewählt. Zu den ausgewählten Technologien gehören Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher und Power-to-Gas als Großenergiespeicher sowie supraleitende magnetische Spulen, die eher als Leistungsspeicher betrachtet werden, da sie über große Leistungen verfügen, sich aber sehr schnell entladen. Unter dem Begriff Großspeicher werden Energiespeicher betrachtet, die große Energiemenge über eine lange Zeitdauer speichern können. Die Betrachtung der ausgewählten Technologien basiert auf der Bestimmung der technischen Eigenschaften als auch der geologischen und geografischen Anforderungen, die erfüllt werden müssen, um die Speicherung der Energie in natürlichen Speichern zu ermöglichen.

Diese Arbeit untersucht von technischer Seite den Entwicklungsgrad der ausgewählten innovativen Speichertechnologien und gibt die Verbesserungsmöglichkeiten an. Dabei werden die wesentlichen technischen Eigenschaften für jede einzelne Technologie analysiert. Die erste betrachtete Technologie, Druckluftspeicher, stellt eine Technologie dar, die in Form der diabaten Druckluftspeicherkraftwerke mit zwei bestehenden Anlagen und einem Wirkungsgrad von ungefähr 50% schon vorhanden ist. Diabat bezeichnet einen offenen Wärmekreislauf, in dem die während der Luftkompression entstandene Wärme verloren geht und nicht als Nutzwärme verwendet werden kann. Nur zwei weltweit bestehende Anlagen weisen auf die Tatsache hin, dass diese Technologie noch nicht einen gewünschten Reifegrad erzielt hat. Eine Optimierung dieser Technologie und die Wirkungsgradverbesserung wären durch den adiabaten Prozess, in welchem die Kompressionswärme durch einen geschlossenen System strömt und als Nutzwärme eingesetzt wird, möglich.

Die zweite untersuchte Technologie, Wasserstoffspeicher, zeichnet sich durch die große gravimetrische Energiedichte des Speichermediums Wasserstoff aus, dessen Molekül energiereich ist und durch die Verbrennung große Energiemenge freigibt. Gegenüber großer gravimetrischer Energiedichte stellt sich als Nachteil die geringe volumetrische Energiedichte dar, die besagt, dass die Wasserstoffspeicherung unter atmosphärischem Druck und Raumtemperatur unsinnig ist. Um eine möglichst große Energiedichte im Speicher zu erreichen, wird der Wasserstoff entweder auf hohe Drücke von bis zu 700 bar komprimiert oder auf extrem niedrige Temperaturen von -253°C gebracht und verflüssigt. Dabei entstehen im gesamten Wasserstoffsystem – von seiner Erzeugung aus dem überschüssigen Strom, über die Speicherung und anschließender Rückverstromung entweder in Gaskraftwerken oder in Brennstoffzellen – große Verluste, durch die der Gesamtwirkungsgrad sogar auf einen Wert von ungefähr 20-30% herabgesetzt wird.

Als nächste wird die Power-to-Gas-Technologie betrachtet. Power-to-Gas schließt die Erzeugung des Wasserstoffs oder Methans aus elektrischem Strom, seine Speicherung in das Erdgasnetz und anschließende Rückverstromung in Gaskraftwerken ein. Das Erdgasnetz bietet die Speichermöglichkeit, die dem Stromnetz fehlt, und ist bereits vorhanden und gut entwickelt, wodurch es als ein hervorragender Speicher betrachtet wird. Aus dem Strom wird zuerst Wasserstoff erzeugt. Da aber Wasserstoff nur in einer begrenzten Menge in das Erdgasnetz eingespeist werden kann – beispielweise beträgt diese Grenze in Deutschland fünf volumetrische Prozent –, muss aus Wasserstoff weiter synthetisches Methan erzeugt werden. Das synthetische Methan kann in beliebigen Mengen in das Erdgasnetz eingespeist werden. Nachteilig für diese Technologie sind zahlreiche Umwandlungsschritte, die den Wirkungsgrad auf einen Wert von ungefähr 30% verringern. Die Ausnutzung der im Prozess entstandenen Abwärme könnte aber den Wirkungsgrad um einige Prozente erhöhen.

Nach den drei betrachteten Technologien, die der Großspeicherung dienen, werden supraleitende magnetische Spulen als Leistungsspeicher betrachtet, da sie durch hohe Leistungen bezeichnet sind, aber deswegen nur wenig Energie speichern können. Supraleitung bezeichnet einen widerstandslosen Zustand, in welchem Strom durch einen Leiter verlustlos fließt. Diese Eigenschaft haben aber nur bestimmte Materialien und nur unterhalb einer kritischen Temperatur, sogenannter Sprungtemperatur. Um diese sehr niedrige kritische Temperatur zu erreichen und weiter auf demselben Temperaturniveau zu halten, ist ein sehr großer Energieaufwand benötigt, der gleichzeitig den Wirkungsgrad der fast verlustlosen Technologie stark reduziert. Die großen Leistungen, die in sehr kurzer Zeit zur Verfügung gestellt werden können, verleihen dieser Technologie eine bedeutsame Rolle für den Abgleich der kurzfristigen Störungen im Netz.

Druckluft- und Wasserstoffspeichertechnologien sind durch ein gasförmiges Speichermedium gekennzeichnet, das sowohl oberirdisch als auch unterirdisch in Unterspeichern gespeichert werden kann. Die unterirdische Speicherung erfolgt in Salzkavernen, Porenspeichern, erschöpften Kohlenwasserstofflagerstätten oder aufgegebenen Bergwerken. Für die Speicherung in unterirdischen Gesteinsformationen müssen entsprechend der Art des Unterspeichers bestimmte Anforderungen, wie entsprechende Mächtigkeit des Salzgesteins, Porosität des Porenspeichers und viele andere, erfüllt werden. In gleichen Speichern können ebenso Erdgas bzw. synthetisches Methan gespeichert werden. Für die Methanspeicherung wird das Vorhandensein des Erdgasnetzes als ein wichtiges Kriterium betrachtet.

Der nächste Schritt stellt den Vergleich der betrachteten Technologien dar. Diese werden aufgrund ihrer wichtigen Merkmale, wie Zugriffszeit, Entladungszeit, verfügbare Leistungen und Energie, Wirkungsgrad und Entwicklungsstand einander gegenübergestellt. Daneben werden sie ebenso durch die Rolle, die sie im gesamten Energiesystem spielen, miteinander verglichen. Dadurch erkennt man, dass Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher und Power-to-Gas eine sehr große Energie zu Verfügung stellen können, was durch große Leistungen und lange Entladungszeiten bestimmt wird. Demgegenüber haben supraleitende magnetische Spulen sehr hohe Leistungen, aber sehr kurze Entladungszeiten, was bedeutet,

dass sie wenig Energie speichern können. Sie haben aber im Vergleich mit anderen Technologien sehr kurze Zugriffszeiten und können daher für die Sekundenregelung verwendet werden, wobei die restlichen Technologien eher für die Minutenregelung und Lastdeckung genutzt werden.

Auf Basis der gewonnenen Daten zu den technischen Eigenschaften und technischen Komponenten, die für die Implementierung einer Speichertechnologie erforderlich sind, sowie durch die geografischen und geologischen Voraussetzungen für die Speicherung in unterirdischen Speicher, wird ein umfassendes Anforderungskatalog erstellt.

Der erstellte Anforderungskatalog wird als Grundlage für die qualitative Potentialermittlung für die innovativen Speichertechnologien europaweit verwendet. Die größten Potentiale, die bezogen auf das Vorhandensein der Salzsteinstrukturen und poröser Gesteinsformationen untersucht werden, sind in Nordeuropa vorhanden. Dieser Teil von Europa ist ebenso durch die großen Windpotentiale charakterisiert, sodass eine Vor-Ort-Speicherung erneuerbarer Energien realisierbar ist. Bezogen auf die Betrachtung der supraleitenden magnetischen Energiespeicher wird der benötigte Energieaufwand für die Verflüssigung und Kühlung von Helium als Kühlmittel für die supraleitende Technologie abhängig von den durchschnittlichen Umgebungstemperaturen und klimatischen Zonen bestimmt. Durch die rechnerische Unterstützung erkennt man, dass die Installation dieser Einrichtungen in den kältesten Gebieten Europas einen Beitrag zur Verringerung der investierten Energie zur Kühlung des Systems gegenüber den wärmsten Gebieten Europas von ungefähr zehn Prozent über das ganze Jahre leistet.

Weiter wird ein Wärmespeicher für die dezentrale Anwendung analysiert. Der Speicher kann in drei unterschiedlichen geometrischen Formen ausgeführt werden, und als Speichermedium wird auf jeden Fall Wasser verwendet. Der Warmwasserspeicher befindet sich an der Stelle des Kellers eines Einfamilienhauses. Während der Sommerperiode soll in ihm so viel Energie bewahrt werden, dass man mit dieser Wärmeenergie das Haus über die ganze Winterperiode beheizen kann und zusätzlich die im Speicher auftretenden Verluste während der Lade- und Entladeperiode gedeckt werden können. Zur Wassererwärmung werden vorzugsweise Solarkollektoren verwendet. Eine andere Möglichkeit ist die Ausnutzung der Umgebungswärme, die mittels Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau gebracht wird. Auf diese Weise wird gewonnene Energie entweder für die Hausbeheizung oder für die Erwärmung des Wassers im Speicher verbraucht. Es werden ebenso die verschiedenen Kombinationen dieser zwei Technologien betrachtet. Zusätzlich wird die Möglichkeit der Kühlung des Hauses mittels Wärmepumpe sowie die Ausnutzung der durch Wärmepumpe entstandenen Abwärme für die Erhitzung des Speichers in Betracht gezogen. Anhand der durchgeführten Analyse kommt man zu dem Ergebnis, dass der kugelförmige Speicher als die effizienteste Variante des Wärmespeichers mit geringsten Verlusten erscheint.

Abschließend kann gesagt werden, dass die innovativen Speichertechnologien einen wichtigen Teil des zukünftigen Energiesystems, in dem die volatile erneuerbare Erzeugung als einen wesentlichen Bestandteil gesehen wird, darstellen und ein unvermeidlicher Schritt

auf dem Weg zur Realisierung dieses Systems sind. Anhand der Betrachtung der Zugriffs- und Entladungszeiten, sowie der Kapazitäten der ausgewählten Technologie kommt man zu dem Erkenntnis, dass die Energiespeicher dem Netz die kurzfristige und langfristige Stabilität, die Spannungsqualität, die Versorgungszuverlässigkeit und einen unterbrechungsfreien Betrieb sichern und die Qualität der Stromversorgung auf ein höheres Niveau bringen. Neben der Möglichkeit des Einsatzes der Speichertechnologien zur Speicherung elektrischer Energie können ebenso die Wärmespeicher zur Schaffung einer sauberen erneuerbaren Energiezukunft beitragen.

7 Verzeichnisse

7.1 Abkürzungsverzeichnis

Physikalische Größen und Einheiten

$^{\circ}\text{C}$	Grad Celsius
A.....	Amper
A.....	Querschnitt, Fläche
B.....	magnetische Flussdichte
c.....	Wärmekapazität
d.....	Dicke der Isolierschicht
E_s	Energieinhalt
F.....	Kraft
F.....	Kraft
H.....	magnetische Feldstärke
I, i.....	elektrischer Strom
J.....	Stromdichte
K.....	Kelvin
k.....	Wärmedurchgangskoeffizient
l.....	Länge
L.....	Induktivität
m.....	Masse
N.....	Anzahl der Windungen
n.....	Stoffmenge
p.....	Druck
P_v	Verlustleistung
\dot{Q}	Wärmeleistung
Q_{verl}	Verlustenergie
R.....	Widerstand
R.....	universelle Gaskonstante
s.....	Weg
T.....	Tesla
t.....	Zeit
T.....	Temperatur
V.....	Volt
V.....	Volumen
W.....	Watt
W.....	Arbeit
Wb.....	Weber
Wh.....	Wattstunde

α	linearer Temperaturkoeffizient
β	quadratischer Temperaturkoeffizient
ε	Leistungszahl
λ	Wärmeleitfähigkeit
μ	magnetische Permeabilität
ρ	spezifischer Widerstand
Φ	magnetischer Fluss

Abkürzungen

ADELE.....	Adiabater Druckluftspeicher
AFC.....	Alkalische Brennstoffzelle
AO.....	Absperrorgan
BHKW.....	Blockheizkraftwerk
BOP.....	Batterie mit Ölhydraulik und Pneumatik
BZ.....	Brennstoffzelle
CAES.....	Compressed Air Storage Energie; diabate Druckluftspeicher- kraftwerke
CCS.....	Carbon Capture and Storage
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DMFC.....	Direktmethanol-Brennstoffzelle
DV.....	Drosselventil
DVGW.....	Deutsches Verein des Gas- und Wasserfaches
FL.....	Fernleitung
GuD.....	Gas-und Dampfkraftwerk
H ₂	Wasserstoff
HTS.....	Hochtemperatursupralieter
K.....	Kühler
LH ₂	Flüssigwasserstoff
LN ₂	Flüssigstickstoff
LTS.....	Tieftemperatursupraleiter
m.....	Masse
MA.....	Messanlage
MCFC.....	Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle
O.....	Sauerstoff
P2G.....	Power-to-Gas
PAFC.....	Phosphorsäure-Brennstoffzelle
PEMFC.....	Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle
SCAES.....	Small CAES Kleine Druckluftspeicher
SG.....	Schutzgas
SMES.....	supraleitende magnetische Spule
SNG.....	Synthetisches Methan

SOFC.....	Feststoffoxid-Brennstoffzelle
T	Trocknungsanlage
TACAS.....	Thermal and Compressed-Air Storage
Usp	Untergroundspeicher
USV	Unterbrechnungsfreie Stromversorgung
V	Verdichter
VW	Vorwärmer
WP.....	Wärmepumpe
WS.....	Wassersabscheidung
WT.....	Wärmetauscher
YBCO	Yttrium-Barium-Kupferoxid

7.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Druckluftspeicherarten: Gleitdruckspeicher; Gleichdruck-Luftspeicher; Gleichdruck-Luftspeicher unter Wasser (Rummich, 2009 S. 25)	6
Abbildung 2-2: Verdichtung des idealen Gases (Steta, 2010 S. 7)	7
Abbildung 2-3: Funktionsprinzip eines Druckluftspeicherkraftwerkes (Fraunhofer-INT, 2009 S. 125).....	8
Abbildung 2-4: Funktionsprinzip des diabaten Druckluftspeicherkraftwerkes (Fuchs, et al., 2012).....	10
Abbildung 2-5: Funktionsprinzip des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerkes (Fuchs, et al., 2012).....	11
Abbildung 2-6: Thermal and Compressed-Air Storage System (Sears, 2005 S. 4)	13
Abbildung 2-7: Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf (Rummich, 2009 S. 28).....	18
Abbildung 2-8: Vergleich der Speicherdichten unterschiedlicher Stoffen (Dagmar Oertel, 2008 S. 76,77)	22
Abbildung 2-9: Gesamtsystem eines Wasserstoffspeichers (Felberbauer, et al., 2012 S. 53)	23
Abbildung 2-10: Funktionsprinzip von Wasserelektrolyseur und Brennstoffzelle (Fraunhofer-INT, 2009 S. 61)	23
Abbildung 2-11: Energieverluste bei der Nutzung von Wasserstoff als Zwischenspeicher (Fraunhofer-INT, 2009 S. 64).....	24
Abbildung 2-12: Thermochemische Wasserspaltung (Rummich, 2009 S. 43)	30
Abbildung 2-13: Verflüssigungsverfahren des Unternehmens Linde (Rummich, 2009 S. 51). 34	
Abbildung 2-14: Wasserstoffdruckspeicher der Firma Quantum mit Dreischichten-Technologie (Fraunhofer-INT, 2009 S. 153-154).....	35

Abbildung 2-15: Gegenüberstellung von Bereitstellungskosten und Treibhausgasemissionen von verschiedenen Kraftstoffen (Dagmar Oertel, 2008 S. 77).....	40
Abbildung 2-16: Schematische Darstellung vom Windgasprinzip (Düker, 2011 S. 1)	42
Abbildung 2-17: Erzeugungspfade für Wasserstoff (Albrecht, et al., 2012 S. 8)	43
Abbildung 2-18: Erzeugungspfade für das synthetische Methan (Albrecht, et al., 2012 S. 10)	44
Abbildung 2-19: Konzept zur Einbindung von Biogasanlagen als Quelle von Kohlenstoffdioxid und die Kopplung von Strom- und Gasnetz (Sterner, et al., 2011a S. 15)	45
Abbildung 2-20: Lade- und Entladestation eines Untertagespeichers (Rummich, 2009 S. 55).....	46
Abbildung 2-21: Wirkungsgradkette (Sterner, et al., 2011a S. 11)	50
Abbildung 2-22: Investitionskostenverteilung für eine Power-to-Gas-Anlage mit 5 MW, 1.000 m ³ /h H ₂ (Franke, 2012 S. 15).....	52
Abbildung 2-23: Spezifische Speicherkosten der Power-to-Gas Technologien im Vergleich mit der Speicherkosten den Pumpspeicherkraftwerken, Wochenspeicher (Datenquelle: (Felberbauer, et al., 2012 S. 109)).....	53
Abbildung 2-24: Porenspeicher und Kavernenspeicher (Fraunhofer-INT, 2009 S. 146)	55
Abbildung 2-25: Porenspeicher (KBB Underground Technologies, 2012 S. 10)	56
Abbildung 2-26: Dimensionierung einer Speicherkaverne (Gillhaus, et al., 2007 S. 53)	59
Abbildung 2-27: Direktes und indirektes Solverfahren (Gillhaus, et al., 2007 S. 54).....	60
Abbildung 2-28: Lufterstbefüllung und Soleentleerung (Gillhaus, et al., 2007 S. 55)	61
Abbildung 2-29: Kaverne in einem Salzstock (KBB Underground Technologies, 2012 S. 2)....	63
Abbildung 2-30: Darstellung der Investitionskosten für eine Kaverne (Gillhaus, et al., 2007 S. 59).....	66
Abbildung 2-31: Temperaturabhängige spezifische elektrische Widerstände unterschiedlichen Leiterwerkstoffe (Sumereder, 2003 S. 5)	71
Abbildung 2-32: Meissner-Ochsenfeld-Effekt (Sumereder, 2003 S. 6).....	71
Abbildung 2-33: Sprungtemperaturen verschiedener supraleitender Materialien und Jahr ihrer Entdeckung; Datenquelle: (Schmidt, 2002 S. 2) (Huggins, 2010 S. 91)	73
Abbildung 2-34: Quench-Erscheinung (ρ – spezifischer Widerstand, T_c – kritische Temperatur, J_c – kritische Stromdichte) (Binder, 2012 S. 7).....	73
Abbildung 2-35: Arbeitsraum der Tief- und Hochtemperatursupraleiter (Sumereder, 2003 S. 12).....	74
Abbildung 2-36: Magnetisierungsverhalten von Supraleitern 1. (links) und Supraleitern 2. Art (rechts) (Sumereder, 2003 S. 10)	75

Abbildung 2-37: Flussschläuche (Sumereder, 2003 S. 11)	76
Abbildung 2-38: Skizze eines supraleitenden magnetischen Energiespeichers (Fraunhofer-INT, 2009 S. 115)	77
Abbildung 2-39: Blockschaltbild eines supraleitenden magnetischen Energiespeichers (Rummich, 2009 S. 222)	77
Abbildung 2-40: Darstellung des Vier-Quadranten-Stromrichterbetriebs von SMES (Rummich, 2009 S. 222).....	78
Abbildung 2-41: Zyklenzahl unterschiedlicher Speicherarten (Kondoh, et al., 2000 S. 1871). 80	
Abbildung 2-42: Leistung und Speicherdauer (Kondoh, et al., 2000 S. 1866)	80
Abbildung 2-43: Struktur eines sandwichartigen Hochtemperatursupraleiters (Fraunhofer-INT, 2009 S. 119)	82
Abbildung 2-44: Schnitt eines SMES-Systems für den mobilen Einsatz (Schmid, et al., 2002 S. 168).....	84
Abbildung 2-45: Momentaner Flickerfaktor vor und nach der Kompensation (Schmid, et al., 2002 S. 170).....	85
Abbildung 3-1: Systemgröße der einzelnen Speichertechnologien (Dagmar Oertel, 2008 S. 98)	87
Abbildung 3-2: Vergleich der Wirkungsgrade der ausgewählten (Hartmann, et al., 2012 S. 71) (Fraunhofer-INT, 2009 S. 117).....	88
Abbildung 3-3: Vergleich der spezifischen Investitionskosten ausgewählter Speichertechnologien (Hartmann, et al., 2012 S. 72) (Mauch, et al., 2011 S. 16).....	89
Abbildung 4-1: Salzvorkommen in Europa (KBB Underground Technologies, 2012a S. 6)	95
Abbildung 4-2: Salzvorkommen in Deutschland (Gillhaus, et al., 2007 S. 60)	97
Abbildung 4-3: Salzvorkommen in Norddeutschland (Gillhaus, et al., 2007 S. 62)	98
Abbildung 4-4: Aquifersystem in Europa (UNESCO, 2013)	100
Abbildung 4-5: Aquiferspeicherpotentiale und bedeutende CO ₂ -Quellen für Deutschland (Gerling, 2010 S. 3)	101
Abbildung 4-6: Öl- und Gasfelder und sonstige Bergwerke in Europa (USGS, 2013)	102
Abbildung 4-7: Bergbauwerke in Deutschland (BGR, 2013)	103
Abbildung 4-8: Erdgasnetz Europas mit zugehörigen Speichern (KBB, 2012)	104
Abbildung 4-9: Deutsches Erdgasnetz mit dazugehörigen Speichern und das Stromübertragungsnetz (IVG, 2013)	105
Abbildung 4-10: Kohlendioxidquellen in Europa (sandbag, 2012).....	107
Abbildung 4-11: CO ₂ -Quellen in Deutschland (EU GeoCapacity, 2009 S. 129)	108

Abbildung 4-12: Spezifische Exergie für die Verflüssigung von Helium bei verschiedenen Drücken (Haberstroh, 2008 S. 73).....	110
Abbildung 4-13: Durchschnittliche Tagestemperatur im Januar im Zeitraum 1995-2003 (Commission, 2013).....	111
Abbildung 4-14: Durchschnittliche Tagestemperatur im Juli im Zeitraum 1995-2003 (Commission, 2013).....	112
Abbildung 4-15: Jährliche Summe der eingestrahnten Sonnenergie im Zeitraum 1981–2000 (Commission, 2013).....	114
Abbildung 4-16: Winddurchschnittsgeschwindigkeit bei 80 m (3TIER, 2011).....	115
Abbildung 5-1: Schaltbild einer Wärmepumpe (Sperlich, 2002)	118
Abbildung 5-2: T-s-Diagramm einer Wärmepumpe (Sperlich, 2002)	119
Abbildung 5-3: Betrachtete Speicherformen: Quader-, Kugel- und Zylinderspeicher	123

7.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Vergleich der fünf Wirtschaftlichkeitsanalysen über Druckluftspeicherkraftwerken (Wietschl, et al., 2010 S. 565)	20
Tabelle 2-2: Verschiedene Brennstoffzellentypen (Fraunhofer-INT, 2009 S. 66).....	39
Tabelle 2-3: Wirkungsgrade für verschiedene Power-to-Gas Verfahren und unter verschiedenen Bedingungen (Sterner, et al., 2011 S. 18).....	49
Tabelle 2-4: Vergleich der Investitionskosten für Salzkaverne entsprechend unterschiedlichen Analysen (Hartmann, et al., 2012 S. 25).....	67
Tabelle 2-5: Technische Parameter der supraleitenden magnetischen Energiespeicher; Datenquelle: (Kondoh, et al., 2000 S. 1867, 1874) (Fuchs, et al., 2012 S. 29)(Chen, et al., 2009 S. 307,308)(Fraunhofer-INT, 2009 S. 120).....	79
Tabelle 3-1: Anforderungskatalog für die Unterspeicher (eigene Erstellung auf Basis verschiedener Datenquellen).....	90
Tabelle 3-2: Anforderungskatalog für die Druckluftspeichertechnologie (eigene Erstellung auf Basis verschiedener Datenquellen).....	90
Tabelle 3-3: Anforderungskatalog für die Wasserstoffspeichertechnologie (eigene Erstellung auf Basis verschiedener Datenquellen).....	91
Tabelle 3-4: Anforderungskatalog für die Power-to-Gas-Technologie (eigene Erstellung auf Basis verschiedener Datenquellen).....	92
Tabelle 3-5: Anforderungskatalog für die supraleitenden magnetischen Energiespeicher (eigene Erstellung auf Basis verschiedener Datenquellen).....	92

Tabelle 4-1: Anteil der Verteilung der Gesamtfläche entsprechend der Bodenbedeckung (Hartmann, et al., 2012 S. 61)	99
Tabelle 5-1: Abmessungen spezifische Heizbedarf und jährliche Heizbedarf des Hauses	122
Tabelle 5-2: Ausgewählte Isolationscharakteristika für die betrachteten Speicher (URSA, 2013).....	124
Tabelle 5-3: Verlustenergie und die dafür relevanten Größen bei einem Quaderspeicher für das Standardhaus	126
Tabelle 5-4: Verlustenergie und die dafür relevanten Größen bei einem Zylinderspeicher für das Standardhaus	126
Tabelle 5-5: Verlustenergie und die dafür relevanten Größen bei einem Kugelspeicher für das Standardhaus	126
Tabelle 5-6: Verlustenergie und die dafür relevanten Größen bei einem Quaderspeicher für das Niedrigenergiehaus.....	126
Tabelle 5-7: Verlustenergie und die dafür relevanten Größen bei einem Zylinderspeicher für das Niedrigenergiehaus.....	127
Tabelle 5-8: Verlustenergie und die dafür relevanten Größen bei einem Kugelspeicher für das Niedrigenergiehaus	127
Tabelle 5-9: Optimale Abmessungen für einen Quaderspeicher für das Standardhaus	128
Tabelle 5-10: Optimale Abmessungen für einen Zylinderspeicher für das Standardhaus	128
Tabelle 5-11: Optimale Abmessungen für einen Kugelspeicher für das Standardhaus	128
Tabelle 5-12: Optimale Abmessungen für einen Quaderspeicher für das Niedrigenergiehaus	128
Tabelle 5-13: Optimale Abmessungen für einen Zylinderspeicher für das Niedrigenergiehaus	129
Tabelle 5-14: Optimale Abmessungen für einen Kugelspeicher für das Niedrigenergiehaus	129
Tabelle 5-15: Übersichtstabelle für alle drei Speicherarten für das Standardhaus.....	130
Tabelle 5-16: Übersichtstabelle für alle drei Speicherarten für das Niedrigenergiehaus.....	130
Tabelle 5-17: Kenngrößen der Wärmepumpen und benötigte elektrische Leistung für die Heizlast (Dimplex, 2009) und eigene Berechnung	131
Tabelle 5-18: Berechnungsergebnisse für drei Speicherarten, jeweils für das Standard- und das Niedrigenergiehaus in Abhängigkeit von angenommener Solarkollektorfläche	133
Tabelle 5-19: Temperatursteigerung verursacht durch die Wärmepumpe NUOS A20/W55	133
Tabelle 5-20: Berechnungsergebnisse für einen Speicher und eine Wärmepumpe in Abhängigkeit von der bestehenden Fläche der Solarkollektoren auf dem Dach und für beide Haustypen	135

Tabelle 5-21: Benötigte Energieinhalte und entsprechende Verluste für drei verschiedene Speicherarten	137
Tabelle 5-22: Optimale Abmessungen für einen Quaderspeicher.....	137
Tabelle 5-23: Optimale Abmessungen für einen Zylinderspeicher.....	137
Tabelle 5-24: Optimale Abmessungen für einen Kugelspeicher	138
Tabelle 5-25: Bestimmung der benötigten elektrischen Leistung für die Wärmepumpe für die Heizung eines Standardhauses	138
Tabelle 5-26: Bestimmung der benötigten elektrischen Leistung für die Wärmepumpe für die Heizung eines Niedrigenergiehauses	139
Tabelle 5-27: Benötigte Solarkollektorfläche für das Standardhaus	140
Tabelle 5-28: Benötigte Solarkollektorfläche für das Niedrigenergiehaus	140
Tabelle 5-29: Optimale Dimensionen für einen Quaderspeicher für ein Standardhaus	141
Tabelle 5-30: Optimale Dimensionen für einen Zylinderspeicher für ein Standardhaus	141
Tabelle 5-31: Optimale Dimensionen für einen Kugelspeicher für ein Standardhaus	141
Tabelle 5-32: Optimale Dimensionen für einen Quaderspeicher für ein Niedrigenergiehaus	141
Tabelle 5-33: Optimale Dimensionen für einen Zylinderspeicher für ein Niedrigenergiehaus	141
Tabelle 5-34: Optimale Dimensionen für einen Kugelspeicher für ein Niedrigenergiehaus	142
Tabelle 5-35: Benötigte elektrische Leistung einzelner Wärmepumpen in Abhängigkeit von Kühllast	143
Tabelle 5-36: Benötigte Fläche der Solarkollektoren in Abhängigkeit von der verfügbaren Abwärme der Wärmepumpe für das Standardhaus.....	145
Tabelle 5-37: Benötigte Fläche der Solarkollektoren in Abhängigkeit von der verfügbaren Abwärme der Wärmepumpe für das Niedrigenergiehaus.....	145

7.4 Literaturverzeichnis

"UNA", Milan Subotić IGP. 2013. Bosnien und Herzegowina : s.n., 2013.

3TIER. 2011. 3TIER. [Online] 2011. [Zitat vom: 08. 02 2013.] www.3tier.com.

Albrecht, Dr. Uwe, Landinger, Hubert und Weindorf, Werner. 2012. *Erzeugungspfadanalyse Power to Gas - Kosten und Wirkungsgrade verschiedener Nutzungspfade im Vergleich.* Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST). Berlin : s.n., 2012. S. 21.

Alexandre, Chachine und Yannick, Guerrini. 2000. More underground storage for increased gas consumption. [Online] 2000. [Zitat vom: 29. 01 2013.] <http://www.unece.org/press/pr2000/00ene1e.html>.

Baumarkt. 2013. Baumarkt. [Online] 2013. [Zitat vom: 01. 03 2013.] <http://www.baumarkt.de/>.

BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. 2013. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe BGR. [Online] 06. 02 2013. [Zitat vom: 06. 02 2013.] <http://www.bgr.bund.de>.

BH2. 2013. Brennstoffzellen-Heiztechnik. [Online] 2013. <http://www.brennstoffzellen-heiztechnik.de>.

Binder, Prof. A. 2012. *Anwendung der Supraleiter für elektrische Energiewandler.* Institut für elektrische Energieumwandlung - Technische Universität Darmstadt. Darmstadt : s.n., 2012.

BMU. 2013. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. [Online] 2013. [Zitat vom: 08. 02 2013.] www.bmu.de.

Bouyraaman, Yassin und Rose, Claudia. 2009. *Elektrische Energiespeicher.* Energiespeicherung, Universität Kassel. 2009.

Boveri, BBC Brown, Boveri & Cie. 1980. *Energy Supply - Huntorf Air Storage Gas Turbine Power Plant.* Mannheim : s.n., 1980.

Bullough, Chris, Gatzen, Christoph, Jakiel, Christoph, Koller, Martin, Nowi, Andreas und Zunft, Stefan. 2004. *Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy.* Energy storage, ALSTOM Power Technology Centre UK; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; MAN TURBO AG Oberhausen Germany; ALSTOM Power Baden Switzerland; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt Stuttgart Germany. London : s.n., 2004. S. 8. Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC 2004, 22-25 November 2004, London UK.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU. 2011. *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011.* 2011. S. 52.

Bundesnetzagentur. 2012. Bundesnetzagentur. [Online] 2012. [Zitat vom: 17. 12 2012.] www.bundesnetzagentur.de.

ChemgaPedia. 2013. ChemgaPedia. [Online] 2013. [Zitat vom: 01. 02 2013.] <http://www.chemgapedia.de>.

Chen, Haisheng, Cong, Thang Ngoc, Yang, Wei, Tan, Chunqing, Li, Yongliang und Yulong, Ding. 2009. *Progress in electrical energy storage system: A critical review.* Energiespeicherung, Institute of Particle Science and Engineering, University of Leeds, UK; Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Science, Beijing, China. 2009.

CIPAG. 2012. *NUOS Wärmepumpen-Wassererwärmer.* Wärmepumpe. 2012.

Commission, European. 2013. European Commission. [Online] 2013. [Zitat vom: 12. 02 2013.] www.re.jc.ec.suropa.eu.

Crotogino, Dipl.-Ing. Fritz. 2003. *Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf.* Stuttgart : VDI-Gesellschaft, 2003.

Crotogino, Fritz. 2009. *Wasserstoffspeicherung im geologischen Untergrund - Stand der Technik und Potential.* Fachkonferenz Energiespeicher für Deutschland, KBB Underground Technologies GmbH. Hannover : s.n., 2009.

Dagmar Oertel, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. 2008. *Energiespeicher - Stand und Perspektiven.* Berlin : s.n., 2008. Februar.

Dannerer, Dr.tech. Dipl.-Ing. Günther. 2009. *Energiewandler.* [Hrsg.] Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen - Technische Universität Graz. Graz : s.n., 2009.

dena. 2012b. Deutsche Energie-Agentur dena. [Online] 28. 09 2012b. [Zitat vom: 28. 09 2012.] www.dena.de.

— **2012a.** *Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz.* Deutsche Energie-Agentur - dena. 2012a. S. 19, Power to Gas - eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln.

dena Power to Gas, Deutsche Energie-Agentur. 2012. Power to Gas. [Online] 28. 09 2012. [Zitat vom: 28. 09 2012.] <http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html>.

dena, Deutsche Energie Agentur. 2012. Thema Energie. [Online] 31. 08 2012. [Zitat vom: 31. 08 2012.] <http://www.thema-energie.de/energie-im-ueberblick/technik/speicher-netze/grundlagen/wasserstoff-als-energiespeicher.html>.

Denholm, Paul, Ela, Erik, Kirby, Brendan und Milligan, Michael. 2010. *The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation.* National Renewable Energy Laboratory NREL. Colorado : s.n., 2010. Technical Report. January 2010.

DeVries, Kerry L. 2003. *Improves Modeling Increases Salt Cavern Storage Working Gas.* 2003.

Dictionaries, Oxford. 2013. Oxford Dictionaries. [Online] 2013. [Zitat vom: 03. 02 2013.] <http://oxforddictionaries.com>.

Dimplex. 2009. *PHB Wärmepumpen für Heizung und Warmwasserbereitung.* 2009.

Düker, Henrik. 2011. *Windgas.* Greenpeace Energy eG. Hamburg : s.n., 2011.

DVGW. 2012. *Mit Gas-Innovationen in die Zukunft!* Forschung und Entwicklung Gas, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Bonn : s.n., 2012.

Eichseder, Univ.-Prof. DI Dr. Helmut. 2012. *Thermodynamik.* Graz : s.n., 2012.

Electric Power Research Institute (EPRI). 2002. *Handbook of Energy Storage for Transmission or Distribution Applications.* 2002. 1007189.

ENREGIS. 2013. ENREGIS. [Online] 2013. [Zitat vom: 10. 02 2013.] <http://www.enregis.de/waermetechik.htm>.

ETG. 2009. *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger- Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf.* ETG Task Force Energiespeicher im VDE. Frankfurt : Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2009.

ETG-Task Force Energiespeicherung VDE. 2012. *Energiespeicher für die Energiewende.* Frankfurt am Main : s.n., 2012. Juni 2012.

EU GeoCapacity. 2009. *Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide.* Storage Capacity, Geological Survey of Denmark and Greenland. 2009. SES6-518318.

Felberbauer, Karl-Peter DI (FH), Könighofer, Kurt DI Dr., Jungmeier, Gerfried DI Dr., Pucker, Johanna DI (FH), Kloess, Maximilian DI Dr., Wolfgang, Prügler DI Dr. und Rezanja, Rusbeh Dip.-Ing. 2011. *Energiespeicherung für erneuerbare Energie als Schlüsseltechnologie für zukünftige Energiesysteme.* Graz : s.n., 2011.

Felberbauer, Karl-Peter, Kloess, Maximilian, Jungmeier, Gerfried, Haas, Könighofer, Kurt, Prügler, Wolfgang, Pucker, Johanna, Rezanja, Beerman, Martin und Wenzel, Anton. 2012. *NEUE ENERGIEN 2020 Energiespeicher der Zukunft - Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel-Technologie für zukünftige Energiesysteme.* Energiespeicher, Joanneum Research. Graz : s.n., 2012. Endbericht.

Foot, C.E.T., Roscoe, A.J., Currie, R.A.F., Ault, G.W. und McDonald, J.R. 2008. *Ubiquitous Energy Storage.* IEEE. 2008.

Franke, Peter. 2012. *Strom- und Gasnetze: Zwei ungleiche Partner auf gemeinsamen Weg?* Power-toGas, Bundesnetzagentur. Berlin : s.n., 2012. S. 18, dena Konferenz der Strategieplattform Power to Gas.

Fraunhofer-INT. 2009. *Energiespeicher - Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial.* Fraunhofer-Institut für Naturwissenschaftlich-Technische Trendanalyse. Stuttgart : Fraunhofer IRB Verlag, 2009.

—. 2009. *Energiespeicher - Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial*. Fraunhofer-Institut für Naturwissenschaftlich-Technische Trendanalyse. Stuttgart : Fraunhofer IRB Verlag, 2009.

Fuchs, Georg M.Sc., Lunz, Benedikt Dipl.-Ing., Leuthold, Matthias Dr. und Sauer, Dirk Uwe Prof. Dr.rer.nat. 2012. *Technology Overview on Electricity Storage*. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe. Aachen : s.n., 2012. June 2012.

Gasse, Dipl.-Ing. FH Lukas, Wellig, Dr.Sc.techn.ETH Beat und Hilfiker, Prof.Dr.Sc.techn.ETH Karl. 2008. *WEXA: Exergie-Analyse zur Effizienzsteigerung von Luft/Wasser-Wärmepumpen*. Hochschule Luzern. 2008. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

GeoDataZone. 2013. GeoDataZone - Das Lexikon der Erde. [Online] 05. 02 2013. [Zitat vom: 05. 02 2013.] www.geodz.com.

Gerling, Johannes Peter. 2010. *Unterirdische Speicherpotenziale (Gas, Wasserstoff, Druckluft)*. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe BGR. Berlin : s.n., 2010. S. 22.

Gillhaus, Dipl.-Geologe Dr. Axel, Crotogino, Dipl.-Ing. Fritz, Hübner, Dipl.-Ing. Sabine und Haubrich, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen. 2007. *Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES*. Aachen : s.n., 2007. Wissenschaftliche Studie gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

GreenpeaceEnergy. 2012. GreenpeaceEnergy. [Online] 2012. [Zitat vom: 24. 10 2012.] <http://www.greenpeace-energy.de/windgas.html>.

GSA, The Geological Society of America. 2012. GSA Geologic Time Scale. [Online] 2012. [Zitat vom: 06. 02 2012.] <http://www.geosociety.org/science/timescale/timescl.pdf>.

Haberstroh, Dr. rer. nat. Christoph. 2008. *Flüssigheliumversorgung*. Der Fakultät Maschinenwesen der Technischen Universität Dresden. Dresden : s.n., 2008. S. 149.

Hartmann, Niklas, Eltrop, Ludger, Bauer, Nikolaus, Salzer, Johannes, Schwarz, Simon und Schmidt, Maïke. 2012. *Stromspeicherpotenziale für Deutschland*. Energiespeicherung, Zentrum für Energieforschung Stuttgart. Stuttgart : s.n., 2012. S. 110. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).

Heinz, Andreas und Rieberer, Rene. 2010. *IEA Wärmepumpenprogramm Annex 32: Ökonomische Heiz- und Kühlsysteme für Niedrigenergiehaus*. Wien : Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2010. Berichte aus Energie- und Umweltforschung.

HS-Schaumstoff, GmbH. 2013. hs-Schaumstoff. [Online] 2013. [Zitat vom: 01. 03 2013.] <http://www.hs-schaumstoff.com/wir-ueber-uns.html>.

- Huggins, Robert A. 2010.** *Energy Storage*. Stanford California : Springer Verlag, 2010. S. 406. 2010930686.
- Huld, Thomas und Pinedo-Pascua, Irene. 2013.** Joint Research Centre - Institute for Energy and Transport. [Online] 2013. [Zitat vom: 12. 02 2013.] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgris/>.
- IBS, Ingenieurbüro für Haustechnik Schreiner. 2011.** IBS Ingenieurbüro für Haustechnik Schreiner. [Online] 2011. [Zitat vom: 22. 02 2013.] http://energieberatung.ibs-hlk.de/planLuK_planhinw.htm.
- IVG, GmbH Caverns. 2013.** Kavernenanlage Etzel. [Online] 2013. [Zitat vom: 08. 02 2013.] <http://www.kavernen-informationszentrum-etzel.de/>.
- Juengst, K.-P. 1999.** *Supraleitende magnetische Energiespeicher - Nachrichten Forschungszentrum Karlsruhe*. Energiespeicherung, Forschungszentrum Karlsruhe. Karlsruhe : s.n., 1999.
- KBB. 2012.** KBB Underground Technologies. [Online] 2012. [Zitat vom: 20. 12 2012.] <http://www.kbbnet.de/>.
- KBB Underground Technologies. 2012.** *Untertagesspeicherung von Energieträgern Sole-/Salzgewinnung*. Hannover : s.n., 2012. S. 16.
- . **2012a.** *World salt deposits*. 2012a. S. 41.
- Kersten, Dr. Mathias. 2012.** *Power to Gas - Deutscher Bundestag*. Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung. 2012.
- Khammas, Achmed A. W. 2012.** Buchder Synergie. [Online] 2012. [Zitat vom: 17. 12 2012.] <http://www.buch-der-synergie.de/index.html>.
- Kloess, DI Dr Maximilian und Prügler, Dr. Wolfgang. 2011.** *Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien*. Wien : s.n., 2011.
- Kohler, Stephan. 2012.** *Eckpunkte für eine Roadmap Power to Gas*. Deutsche Energie-Agentur dena. Berlin : s.n., 2012.
- . **2011.** *Herausforderung Systemintegration erneuerbarer Energien*. Berlin : s.n., 2011. September 2011.
- Kondoh, J., Ishii, I., Yamaguchi, H., Murata, A., Otani, K., Sakuta, K., Higuchi, N., Sekine, S. und Kamimoto, M. 2000.** *Electrical energy storage systems for energy networks*. Energy Conversion & Management, Energy Technology Division, Electrotechnical Laborator, 1-1-4, Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305-8568 Japan. 2000. S. 12.
- Lenz, Dr. Jürgen. 2012.** *Innovationen in der Gaswirtschaft: das Forschungscluster Power-to-Gas*. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. DVGW. Berlin : s.n., 2012. S. 30, Ausbau erneuerbarer Energien.

Mauch, Prof.Dr.-Ing. W., Mezger, Dipl.-Ing. T. und Staudacher, Dipl.-Phys. T. 2011. *Anforderungen an elektrische Energiespeicher*. Energiespeicherung, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München : s.n., 2011. S. 22.

Meyer, Dr. Franz. 2007. *Druckluftspeicher-Kraftwerke*. BINE Informationsdienst. 2007. Projektinfo 05/07.

Müller-Syring, Dipl.-Ing. (FH) Gert, Henel, Dipl.-Ing. (FH) Marco, Rasmusson, M.Sc. Hans, Mlaker, Dipl.-Ing.(FH) Herwig, Köppel, Dipl.-Ing. Wolfgang, Höcher, Dr. Thomas, Sterner, Dr. Michael und Trost, Dipl.-Wi.-Ing. Tobias. 2011. *Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung*. Energiespeicherung, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches Technisch-wissenschaftlicher Verein in Kooperation mit DBI GUT, E.ON Ruhrgas AG, EBI, VNG AG und Fraunhofer IWES. Bonn : s.n., 2011. S. 21.

Nägele, Energie und Haustechnik GmbH. 2013. *enercret Thermoaktive Fundamente*. 2013.

Naish, Chris Dr., McCubbin, Ian Dr., Edberg, Oliver Mr. und Harfoot, Michael Mr. 2008. *Outlook of energy storage technologies*. Policy Department and Scientific Policy. Brussels : s.n., 2008. Study. Februar 2008.

Nölke, Marcus. 2006. *Compressed Air Energy Storage (CAES) - eine sinnvolle Ergänzung zur Energieversorgung?* 2006.

ÖkoTherm. 2013. ÖkoTherm. [Online] 2013. [Zitat vom: 21. 02 2013.] www.oekotherm.at.

Pehnt, Martin und Höpfner, Ulrich. 2009. *Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive*. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. 2009. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

Planet GbR. 2012. Planet GbR. [Online] Planet GbR Ingenieurbüro für Energie und Versorgungstechnik, 31. 08 2012. [Zitat vom: 31. 08 2012.] http://www.planet-energie.de/index2.html?/de/planet/zukunft_h2/energiespeicher.html~Planungsgemeinschaft.

Rohrbach, Nina. 2012. *CO₂-Speicherung in salinaren Aquiferen als mögliche Alternative für die Eliminierung von Treibhausgasen*. 2012.

Rummich, Erich. 2009. *Energiespeicher - Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen*. Renningen : expert verlag, 2009.

RWE Power AG. 2010. *ADELE - der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung*. Köln : s.n., 2010. Januar 2010.

sandbag. 2012. sandbag - Real action on climate change. [Online] 2012. [Zitat vom: 01. 11 2012.] <http://www.sandbag.org.uk/>.

Schaber, Christopher, Mazza, Patrick und Hammerschlag, Roel. 2004. *Utility-Scale Storage of Renewable Energy*. s.l. : Elsevier Inc, 2004. The Electricity Journal. July 2004.

Schmack, Ulrich. 2012. *Power to Gas: mikrobiologische Methanisierung - Ein flexibles und energieeffizientes Verfahren*. MicrobEnergy GmbH. Allendorf (Eder) : s.n., 2012. S. 29.

Schmid, Prof. Dr.-Ing. J. und Führer, Dr.rer.nat. O. 2002. *Energiespeicher und Energietransport*. Erneuerbare Energien und Rationelle Energieverwendung, Institut für Solare Energieversorgungstechnik Universität Kassel. Kassel : s.n., 2002. S. 238. Siebentes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik.

Schmidt, Frank. 2002. *Supraleitung und Energietransport - Stand und Perspektiven*. Energiespeicherung, Nexans Superconductors GmbH. Hannover : s.n., 2002.

Sears, John R. 2005. *Thermal and compressed-air storage (TACAS): the next generation of energy storage technology*. Energy storage. 2005. S. 11.

SHKProfi. 2013. SHKProfi. [Online] 2013. [Zitat vom: 22. 02 2013.] <http://www.shk-profi.com/index.html>.

Smolinka, Tom, Günther, Martin und Garcke, Jürgen. 2011. *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien*. Fraunhofer ISE; FCBAT. 2011. NOW-Studie.

SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH. Giesen. 1998. *Echometrische Hohlraumvermessungen durch die Wandung der Verrohrung*. Giesen : s.n., 1998. S. 10.

South, Power. 2012. PowerSouth Energy Cooperative. [Online] 2012. [Zitat vom: 17. 12 2012.] http://www.powersouth.com/mcintosh_power_plant/compressed_air_energy.

Specht, Michael. 2012. *Power-to-Gas - Speicherinnovation für erneuerbare Energien*. Power to Gas, ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart. Berlin : s.n., 2012.

Sperlich, Volker. 2002. *Übungsaufgaben zur Thermodynamik mit Mthcad*. s.l. : Fachbuchverlag Leipzig, 2002.

Sterner, Dr.-Ing. Michael, Jentsch, M.Sc. Mareike und Holzhammer, Dipl.-Ing. Uwe. 2011. *Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes*. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Kassel; FuE-Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb. 2011.

Sterner, Dr.-Ing. Michael, Jentsch, M.Sc. Mareike und Trost, Dipl.-Ing. 2011a. *Umwandlung von überschüssigen Strom aus Wind- und Solaranlagen in Erdgas, Erdgasnetz als Speicher für erneuerbare Energien*. Fraunhofer IWES. 2011a.

Steta, Fernando De Sameniego. 2010. *Modelin of an Advanced Adiabatic Compressen Air Energy Storage (AA-CAES) Unit and an Optimal Model-based Operation Strategy for its*

Integration into Power Markets. EEH - Power Systems Laboratory - Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zürich. 2010. S. 115.

Stratigraphy, International Commission on. 2013. International Association of Geomorphologist. [Online] 2013. [Zitat vom: 12. 02 2013.] <http://www.geomorph.org/sp/arch/ISChart2009.pdf>.

Succar, Samir und Williams, Robert H. 2008. *Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind Power*. Princeton Environmental Institute - Energy Systems Analysis Group. Princeton : s.n., 2008.

Sumereder, Dr. Dipl.-Ing. Christof. 2003. *Dielektrische Untersuchungen an Tieftemperaturisolationssystemen*. Graz : s.n., 2003. S. 99. Dissertation.

TechTrans. 2013. Techtrans. [Online] 2013. [Zitat vom: 15. 02 2013.] <http://www.techtrans.de/html/bereich/material/129.htm>.

Töglhofer, Christoph, Gobiet, Andreas, Habsburg-Lothringen, Clemens, Heimrath, Richard, Michlmair, Markus, Pretenthaler, Franz, Schranzhofer, Hermann, Streicher, Wolfgnag und Truhetz, Heimo. 2009. *Die Auswirkungen des Klimawandels auf Heiz- und Kühlenergiebedarf in Österreich II*. 2009.

UGS, Untergrundspeicher und Geotechnologiesysteme GmbH. 2012. *Eine kurze Einführung in die Untergrundspeicherung*. 2012.

UNESCO. 2013. UNESCO. [Online] 2013. [Zitat vom: 05. 02 2013.] <http://www.unesco.org>.

URSA. 2013. URSA. [Online] 2013. [Zitat vom: 01. 02 2013.] <http://www.ursa.rs/>.

USGS. 2013. USGS science for a changing world. [Online] 2013. [Zitat vom: 12. 02 2013.] <http://pubs.er.usgs.gov/>.

Vennemann, Peter, Thiel, Lothar und Funke, Hans-Christoph. 2008. *Pumped Storage Plants in the Future Power Supply System*. 2008.

Weidner, Prof. Dr.-Ing. Eckhard, Doetsch, Dr.-Ing. Christian, Kanngießner, Dipl.-Ing. Annedore, Wolf, Dr.-Ing. Daniel, Schinz, Dipl.-Ing. Steffen, Hartkopf, Prof. Dr.-Ing. Thomas, Sperling, Dipl.-Ing. Marcelo, Frey, Dipl.-Ing. Hellmuth und Kamga, Dr.-Ing. Alain Kaptue. 2011. *Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie - Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien*. Stromspeicher. Berlin : s.n., 2011.

Wietschl, Martin, Arens, Marlene, Dötsch, Christian, Herkel, Sebastian, Krewitt, Wolfram, Markewitz, Peter, Möst, Dominik und Scheufen, Martin. 2010. *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe : Fraunhofer Verlag, 2010. Technologiebericht.

Wilhelmshaven, Kraftwerk. 2012. Kraftwerk Wilhelmshaven - Huntorf. [Online] 2012. [Zitat vom: 18. 07 2012.] http://www.kraftwerk-wilhelmshaven.com/pages/ekw_de/Huntorf/Daten_%26_Fakten/index.htm.

wissen.de. 2013. wissen.de. [Online] 2013. [Zitat vom: 20. 01 2013.] www.wissen.de.

YU-Build. 2013. Portal gradjevinarstva i arhitekture. [Online] 2013. <http://www.yu-build.rs/>.

Zunft, Dr. Stefan und Tamme, Dr. Rainer. 2006. *Strom speichern unter Hochdruck.* 2006.