

Hochschule Zittau/Görlitz





Wärmepumpen zum Heizen und Kühlen von Gebäuden

Fakultät Wirtschaftswissenschaften und Wirtschaftsingenieurwesen

Abschluss-Symposium Tagungsband 04. Dezember 2014 Zittau

STUDIEREN_OHNE_GRENZEN.



Tagungsband

Abschluss-Symposium

Wärmepumpen zum Heizen und Kühlen von Gebäuden

04. Dezember 2014, Zittau

Impressum

Tagungsband Abschluss-Symposium Wärmepumpen zum Heizen und Kühlen von Gebäuden 04. Dezember 2014 Zittau

© 2014 Hochschule Zittau/Görlitz

Wissenschaftliche Berichte Heft 122/2014 Nr. 2624 – 2629

ISBN 978-3-941521-19-3

Herausgeber: Hochschule Zittau/Görlitz Theodor-Körner-Allee 16 02763 Zittau

Autoren: Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) Ancilla Hain M.Eng. Markus Haack Dipl.-Ing. (FH) Felix Lucke Dipl.-Math. Peter Eberhard Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) Alexander Rewerk Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) Ondřej Flanderka

Ansprechpartner: Prof. Dr.-Ing. Jörn Krimmling Telefon: 03583/61-1649 Telefax: 03583/61-1627 E-Mail: j.krimmling@hszg.de

Druck: Druckerei Gunter Dünnbier 02779 Großschönau

Vorwort

Seit 2006 werden im Bereich der Professur Technisches Gebäudemanagement der Hochschule Zittau/Görlitz systematische Untersuchungen zum Thema Wärmepumpen durchgeführt. Während sich die ersten messtechnischen Untersuchungen auf Wärmepumpen im praktischen Gebäudebetrieb konzentrierten, wird mit dem im Folgenden dokumentierten Projekt ein neuer Weg beschritten.

Im Projekt "Wärmepumpen zum Heizen und Kühlen von Gebäuden" wurden an einem speziell entwickelten Versuchsstand umfangreiche experimentelle Untersuchungen zu den Wärmetransportvorgängen im Umfeld der thermisch aktivierten Sonden durchgeführt. Um möglichst unabhängig von den Gegebenheiten des praktischen Betriebs realer Gebäude zu sein, wurde der Wärmepumpenbetrieb mit Hilfe eines Kaltwassererzeugers simuliert. Der Gebäudekühlbetrieb wurde mit Hilfe eines Wärmeerzeugers abgebildet. Aufgrund dessen Leistungscharakteristik kann sowohl die Einspeisung von Klimakälte als auch die Einspeisung überschüssiger Wärme aus Solaranlagen simuliert werden.

Parallel zu den Messungen wurden umfangreiche Simulationsrechnungen mit verschiedenen Berechnungsalgorithmen durchgeführt, wobei Modelle unterschiedlicher Komplexität angefangen vom eindimensionalen Linienquellenmodell bis hin zum dreidimensionalen Modell mit Berücksichtigung der Grundwasserströmung verwendet wurden. Der Fokus der numerischen Untersuchungen lag zunächst auf der Frage, inwieweit mit dem jeweiligen Modell praktische Aufgabenstellungen, wie sie bei der Auslegung von Wärmepumpenanlagen anstehen, bewältigt werden können.

Ein zentrales Thema des Projektes, welches sowohl experimentell als auch numerisch untersucht wurde, betraf die Speichervorgänge im Erdreich. Es zeigte sich, dass der Speichernutzungsgrad, also das Verhältnis von genutzter Wärme zu eingespeicherter Wärme sehr stark zeitabhängig ist. Zwar bleibt die eingespeicherte Energie im Erdreich erhalten, da sie sich aber auf ein immer größeres Volumen verteilt, wird zwangsläufig die technisch nutzbare Wärme mit fortschreitender Zeit aufgrund der sinkenden Temperaturdifferenz immer geringer. Der Speichernutzungsgrad hängt von vielen Parametern ab, neben der bereits erwähnten Zeit auch von der Sondenlänge und von den Verhältnissen des Einspeichervorgangs.

Aufbauend auf diesen grundlegenden Untersuchungen wurde im Projekt auch die sehr praktische Frage untersucht, wie tief die Sonden eigentlich einzubringen sind. Da sie aus Sicht des Heizbetriebes möglichst tief, aus Sicht des Kühlbetriebs aber eher weniger tief realisiert werden sollten, ergibt sich bei Wärmepumpen zum Heizen und Kühlen eine klassische Optimierungsaufgabe, die beispielhaft im Projekt gelöst wurde.

Das realisierte Forschungsprojekt, welches durch den Europäischen Sozialfond und den Freistaat Sachsen sehr großzügig unterstützt und ausgestattet wurde, ist auch insofern sehr interessant, als dass neben den klassischen physikalisch-technischen Untersuchungen auch umfangreiche Überlegungen zur energetischen und wirtschaftlichen Bewertung von Wärmepumpen im Gebäudebereich angestellt wurden.

Es wurde eine Systematik für Bürogebäude entwickelt, auf deren Basis allgemein der Energiebedarf in Abhängigkeit von der Gebäudegestaltung und speziell beim Einsatz von Wärmepumpen bestimmt wurde. Die Ergebnisse wurden in anschaulichen Diagrammen dargestellt und stehen somit auch für vielfältige andere praktische Anwendungen zur Verfügung.

Sehr interessant sind auch die Untersuchungen zum Wärmepumpenbetrieb bei zeitabhängigen Stromtarifen, weil damit ein sehr aktuelles Thema der sog. Energiewende aufgegriffen und wissenschaftlich untersucht wurde. Mit den Untersuchungen wurde bewiesen, dass zeitabhängige Stromtarife einen Anreiz zur entsprechenden Steuerung des Wärmepumpenbetriebes geben, wodurch das Stromnetz in Spitzenzeiten entlastet werden kann.

Schließlich wurde in einem weiteren Thema untersucht, inwieweit die Kopplung einer Kleinwindanlage mit einer Wärmepumpe energetisch und wirtschaftlich sinnvoll sein kann. Zwar ergab sich ein vertretbares Ergebnis nur für sehr windreiche Standorte in Deutschland, jedoch kann die parallel betrachtete Kopplung von PV-Anlage und Wärmepumpe in vielen Fällen durchaus interessant sein. Methodisch sind diese Untersuchungen wichtig, da künftig auch andere gekoppelte Systeme wie z.B. die Verbindung einer PV-Anlage mit einer Kompressions-Kältemaschine in den Fokus der ingenieurtechnischen Praxis rücken.

> Zittau, Dezember 2014 Prof. Dr.-Ing. Jörn Krimmling

Inhalt

Kopplung einer Kleinwindenergieanlage mit einem wärmepumpenbeheizten Gebäude	9
DiplWirtschIng. (FH) Ancilla Hain	
Energietransport und Energiespeicherung bei Wärmepumpen mit Erdwärmesonden	1
M.Eng. Markus Haack	
Experimentelle Untersuchungen zu Energiespeichervorgängen im sondennahen Erdreich	9
Physikalische Modellierung des Erdreichs um Erdwärmesonden und Ermittlung von Stoffdaten	3
DiplMath. Peter Eberhard Wärmepumpenbetrieb mit zeitvariablen Stromtarifen	7
DiplWirtschIng. (FH) Alexander Rewerk	
Energieeffizienz	1
DiplWirtschIng. (FH) Ondřej Flanderka	



Kopplung einer Kleinwindenergieanlage mit einem wärmepumpenbeheizten Gebäude

Dipl.-Wirtsch-Ing. (FH) Ancilla Hain

Inhaltsverzeichnis

1	Prob	Problemanalyse und Zielstellung						
2	Lite	iteraturrecherche 1						
3	Nutz	tzungsmöglichkeiten des von einer KWEA erzeugten Stromes						
4	Date	engrund	llage für Modellberechnungen	15				
	4.1	Gebäu	dedaten	15				
	4.2	Klima	daten	16				
	4.3	Techn	ische Anlagen	17				
		4.3.1	Kleinwindenergieanlage	17				
		4.3.2	Photovoltaikanlage					
		4.3.3	Speicher	19				
	4.4	Varian	itenübersicht					
5	Berechnungsmodell							
	5.1	Bilanzierungsansatz						
		5.1.1	Ohne Speicherung					
		5.1.2	Mit elektrischer Speicherung	22				
		5.1.3	Mit thermischer Speicherung	22				
	5.2	Annah	men des Modells	23				
6 Ergebnisse								
6.1 Energieeffizienz								
	6.2	Wirtschaftlichkeit						
7	Ausblick							
Qu	ellen	verzeicl	hnis					

1 Problemanalyse und Zielstellung

Im Wohngebäudebereich werden zur Strom- und Wärmeversorgung immer mehr regenerative Energien eingesetzt. Diese Entwicklung wird durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bzw. das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) unterstützt. Im Bereich der Stromversorgung dominieren Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) den regenerativen Markt. Ferner besteht die Möglichkeit der Stromerzeugung mittels Kleinwindenergieanlagen (KWEA).

Entscheidend für den Einsatz einer KWEA sind der Energieertrag sowie die Wirtschaftlichkeit. Der Energieertrag von KWEA ist stark vom Standort abhängig. Des Weiteren werden KWEA mit geringeren Einspeisevergütungssätzen als PV-Anlagen versehen, die weit unter dem aktuellen Strompreis liegen. Daher wird ein möglichst hoher Eigenverbrauchsanteil angestrebt. Er kann mithilfe elektrischer oder thermischer Speicherung erhöht werden.

Zur Ermittlung des Eigenverbrauches eines Einfamilienhauses werden Strom- und Wärmebedarf in Form von Lastverläufen benötigt. Mit deren Hilfe kann die Höhe des Strom- und Wärmebedarfes abgeschätzt werden. Die Lastverläufe können folgendermaßen ermittelt werden:

- 1. Messung an einem vorhandenen Gebäude
- 2. Referenzlastprofile nach VDI 4655 [1]
- 3. Gebäudesimulation

Im Gegensatz zu den Referenzlastprofilen nach VDI 4655 und der Gebäudesimulation wird mit Messungen an einem vorhandenen Gebäude ein konkreter Lastverlauf ermittelt. Diese Methode ist sehr aufwendig und zeitintensiv. Bei den anderen beiden Methoden handelt es sich um typisierte Lastverläufe, welche annähernd den realen Verlauf beschreiben. Jedoch können diese Methoden ein Lastprofil für ein repräsentatives Jahr liefern. Mit Hilfe der Gebäudesimulation kann ausschließlich der thermische Lastverlauf mittels vorgegebener Gebäudeparameter und Klimadaten ermittelt werden. Der Strombedarf ist hingegen nahezu nur vom Nutzungsverhalten abhängig und somit schwer zu typisieren.

Im vorliegenden Bericht wird dargestellt, in wieweit der Einsatz einer KWEA im Einfamilienhausbereich energieeffizient und wirtschaftlich ist. Zum Vergleich bzw. zur Bewertung der Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit wird zusätzlich eine PV-Anlage betrachtet.



Abbildung 1-1: Versorgungskonzept mit KWEA ohne Speicherung (1) bzw. KWEA mit Speicherung (2 bzw. 3)

2 Literaturrecherche

Untersuchungsergebnisse für den Einsatz von PV-Anlagen liegen in vielfältigen Varianten vor. Beispielhaft genannt sind die nachfolgenden Quellen. Nicht bekannt sind ähnlich detaillierte Untersuchungen für KWEA.

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) München entwickelte ein Modell, mit dem die dezentrale Stromversorgung durch Photovoltaik simuliert werden kann. Mit Hilfe dieses Modells können für verschiedene Versorgungsvarianten (bspw. Batterie-Speicher) der Deckungs- sowie der Ausnutzungsgrad bestimmt werden [**2**]. Des Weiteren untersuchte die Forschungsstelle die kombinierte Strom- und Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses mit Photovoltaik, Wärmepumpe und Wärmespeicher [**3**]. Anhand dieser Untersuchungen erfolgt eine Modellerstellung für KWEA mit Wärmepumpe und elektrischer bzw. thermischer Speicherung.

In dem Buch "Regenerative Energiesysteme – Technologie-Berechnung-Simulation" [4] werden photovoltaische Eigenverbrauchssysteme für verschieden dimensionierte PV-Anlagen sowie verschieden dimensionierte Speicheranlagen vorgestellt. Diese bieten eine erste Orientierung bezüglich des Einflusses der Anlagengröße bzw. des Speichers auf den Deckungs- und Ausnutzungsgrad.

Für die Ermittlung des Deckungs- und Ausnutzungsgrades werden Lastverläufe (Strom- und Wärmebedarf) eines Einfamilienhauses benötigt (Kapitel 1). Die Studie "Auslegungs- und Betriebsoptimierung gasbetriebener Mini-BHKW" belegt, dass der Lastverlauf für den Heizwärmebedarf bei Nichtwohngebäuden, nach der Methode der VDI 4655, den real zu erwartenden Lastverlauf nicht genau genug abbildet **[5]**. Gründe

hierfür sind zum einen, dass einzelne Tageslastgänge zum gebildeten Mittelwert einer Typtagkategorie stark abweichen können. Zum anderen wird angenommen, dass meteorologisch gleiche Tage einen einheitlichen Lastverlauf bilden. Des Weiteren werden Tage aus einem großen Außentemperaturbereich zusammengefasst. Somit könnte das erstellte Lastprofil nach VDI 4655 von einem realen Lastverlauf abweichen und die Ergebnisse bzgl. Deckungs- und Ausnutzungsgrad positiv oder negativ beeinflussen. Zum Vergleich wird das Referenzlastprofil der VDI 4655 mit einer Gebäudesimulation zum Zwecke der Verwendung nachfolgender Untersuchungen verglichen (Kapitel 4).

3 Nutzungsmöglichkeiten des von einer KWEA erzeugten Stromes

In Abbildung 3-1 ist für die nachfolgenden Bedarfs- und Ertragsvorgänge der Tageslastgang für einen windreichen Tag dargestellt.



Abbildung 3-1: Tageslastprofil des Gebäudebedarfes und des Leistungsangebotes der KWEA

Liegt die rote Linie über der blauen Linie, ist ein Leistungsüberschuss der KWEA vorhanden. Dieser Ertragsüberschuss kann ins öffentliche Versorgungsnetz eingespeist oder zur Ladung eines Speichers verwendet werden.

In den nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 3-2 bis Abbildung 3-4) sind die energetischen Vorgänge resultierend aus dem Tageslastgang dargestellt. Unterhalb der Abszisse sind die Energieerträge/-bezüge dargestellt, welche aus dem Netz, dem Speicher und/oder der KWEA bezogen werden. Oberhalb der Abszisse sind die Energien dargestellt, welche im Gebäude benötigt, ins Netz und/oder in den Speicher eingespeist werden.

Die Abbildung 3-2 stellt die energetischen Vorgänge ohne Speicherung dar.



Abbildung 3-2: Energetischer Vorgang ohne Speicherung

In diesem speziellen Tagesverlauf wird stündlich ein Stromertrag durch die KWEA bereitgestellt. Teilweise ist der Stromertrag größer als der Strombedarf im Gebäude, bspw. zwischen 12:00 und 13:00 Uhr. In diesem Fall wird der Ertragsüberschuss der KWEA ins öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Zwischen 13:00 und 14:00 Uhr wird hingegen Strom vom Energieversorgungsunternehmen (EVU) bezogen, da der Strombedarf im Gebäude größer als der Stromertrag ist.

Um den überschüssigen Strom zu einem späteren Zeitpunkt elektrisch bzw. thermisch nutzen zu können, muss dieser gespeichert werden. In Abbildung 3-3 sind die energetischen Vorgänge mit einem elektrischen Speicher (Blei-Akkumulator) dargestellt.



Abbildung 3-3: Energetischer Vorgang mit elektrischer Speicherung

Mit Einsatz eines elektrischen Speichers wird für diesen speziellen Tagesverlauf der gesamte Ertragsüberschuss gespeichert. D.h., es fließt kein überschüssiger Ertrag ins öffentliche Versorgungsnetz. Des Weiteren wird aufgrund des Speichers weniger Strom aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogen und der Eigenverbrauch bei einem vorhandenen Ertragsüberschuss sowie ausreichender Speicherkapazität erhöht. Eine weitere Möglichkeit, solch einen Überschuss zu nutzen, besteht darin, mit dem überschüssigen Ertrag einen thermischen Speicher zu beladen. Abbildung 3-4 stellt die energetischen Vorgänge mit einem thermischen Speicher dar.



Abbildung 3-4: Energetischer Vorgang mit thermischer Speicherung¹

Der Eigenverbrauch erhöht sich durch den Einsatz eines thermischen Speichers, jedoch ist die thermisch gespeicherte Energie nicht elektrisch nutzbar.

4 Datengrundlage für Modellberechnungen

4.1 Gebäudedaten

Für die Berechnung des Gesamtelektroenergiebedarfes (E_{Geb}) werden

- der Haushaltsstrombedarf (E_{HHS}),
- der Heizwärmebedarf (Q_{Heiz}) und
- der Warmwasserbedarf (Q_{TWW})

benötigt. Grundlage hierfür bilden die drei Lastgänge Heizung, Strom und Warmwasser. Ferner werden für die Berechnungen Klimadaten (Kapitel 4.2) benötigt. Diese sollten die gleichen Zeitintervalle wie die Gebäudedaten aufweisen. Die Gebäudedaten liegen im Minutentakt und die Klimadaten im Stundentakt vor. Für die nachfolgenden Berechnungen erfolgt die Datenaufbereitung im Stundentakt. Da die Referenzlastprofile der VDI 4655 von realen Lastverläufen abweichen können (Kapitel 2), wird der Heizwärmebedarf zusätzlich mittels einer thermischen Gebäudesimulation ermittelt. Der durch die Gebäudesimulation ermittelte Heizwärmebedarf weicht um 9% vom Heizwärmebedarf der VDI 4655 ab. Der Gesamtelektroenergiebedarf inkl. Heizstrom wird wie folgt berechnet:

 $^{^{\}rm 1}$ In der Abbildung sind für einen besseren Vergleich alle thermischen Energien in elektrische Energien umgewandelt worden.

$$E_{Geb} = E_{HHS} + \left(\frac{Q_{Heiz} + Q_{TWW}}{JAZ_{WP}}\right) \qquad in \, kWh \tag{1}$$

Der Gesamtelektroenergiebedarf, berechnet aus dem Referenzlastprofil der VDI 4655 für den Raum Zittau (ca. 9.800 kWh/a), weicht von den berechneten Werten der Gebäudesimulation um ca. 4% ab. Diese Abweichung entsteht, indem in (1) der ermittelte Heizwärmebedarf aus der VDI 4655 durch den Wert aus der Gebäudesimulation ersetzt wurde. Das Ergebnis zur Aussage der Energieeffizienz (Deckungs- und Ausnutzungsgrad) weicht zwischen den beiden ermittelten Größen zum Gesamtelektroenergiebedarf durchschnittlich um ca. 2% ab. Aufgrund der geringen Abweichung sowie dem Vorteil einer einheitlichen Datengrundlage erfolgen die weiteren Untersuchungen bzw. Berechnungen auf Basis der VDI 4655.

4.2 Klimadaten

Zur Berechnung des Stromertrages sind Wind- sowie Strahlungsdaten notwendig. Für die beispielhaft durchgeführten Berechnungen wird auf eine meteorologische Klimadatenbank zurückgegriffen [6].

Die Winddaten sind Durchschnittswerte gemessen in einer Höhe von 10 m über Geländeoberkante sowie interpoliert aus umliegenden Wetterstationen. Die Winddaten liegen im Stundentakt vor. Für den Fall "windschwacher Standort" (Raum Zittau) wird ein Klimadatensatz mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von ca. 2m/s verwendet. Für den Vergleichsfall "windreicher Standort" (Raum Sylt) beträgt diese ca. 6m/s. Für eine Aussage zu einem konkreten Standort müssen Einzeluntersuchungen durchgeführt werden, da die Windgeschwindigkeit an jedem Standort durch Faktoren der Umgebung, bspw. durch Bäume und Bebauungen, beeinflusst wird.

Die Strahlungsdaten (Globalstrahlung) sind gemittelte und interpolierte Werte aus umliegenden Wetterstationen von 1991 bis 2010. Mit Hilfe eines Simulationsprogrammes werden die Strahlungsdaten hinsichtlich der Ausrichtung und der Dachneigung verändert. Die Strahlungsdaten liegen im Stundentakt vor. Für den Raum Zittau ergeben sich eine maximale Strahlungsintensität von ca. 1.130 W/m² und ein jährliches Strahlungsangebot von ca. 1.210 kWh/m². Für den Vergleichsstandort im Raum Sylt beträgt die maximale Strahlungsintensität ca. 1.070 W/m² und das jährliche Strahlungsangebot ca. 1.190 kWh/m².

4.3 Technische Anlagen

4.3.1 Kleinwindenergieanlage

Für die nachfolgenden Untersuchungen werden zwei KWEA gewählt. Eine KWEA entspricht den Kriterien der Sächsischen Bauordnung (SächsBO) und die andere der Definition des Bundesverbandes Kleinwindanlagen e.V. (BVKW).

Nach §61 Abs. 1 Nr. 3c SächsBO sind

"[…] Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe, gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche, und einem Rotordurchmesser bis 3 m, außer in reinen Wohngebieten, […]"

verfahrensfreie Bauvorhaben. Die erste KWEA besitzt folgende Parameter:

- Bauart: Horizontalläufer
- Nennleistung: 2.500 W (2,5 kW)
- Rotordurchmesser: 3,00 m
- Leistungskurve:



Abbildung 4-1: Leistung der 2,5 kW WEA je Windgeschwindigkeit

Der Bundesverband-Kleinwindanlagen e.V. definiert Kleinwindenergieanlagen unter anderem als windgetriebene Anlagen zur Selbstversorgung bis einschließlich 6 kW Nennleistung [7]. Die zweite untersuchte KWEA besitzt folgende Parameter:

- Bauart: Horizontalläufer
- Nennleistung: 6.000 W (6,0 kW)
- Rotordurchmesser: 4,40 m
- Leistungskurve:



Abbildung 4-2: Leistung der 6,0 kW WEA je Windgeschwindigkeit

Die Leistung der WEA berechnet sich wie folgt [8]:

$$P_{WEA} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_{Rotor} \cdot v^3 \cdot c_p \cdot \eta_{Ge} \cdot \eta_{WR}$$
⁽²⁾

mit:

P_{WEA}	Leistung der WEA [W]
ρ	Luftdichte [kg/m ³]
A _{Rotor}	Rotorfläche [m ²]
ν	Windgeschwindigkeit [m/s]
c_p	Leistungsbeiwert der WEA ²
η_{Ge}	Wirkungsgrad des Generators
η_{WR}	Wirkungsgrad des Wechselrichters

Mit dem Integral der Leistung über die Zeit beträgt der jährliche Ertrag für den windschwachen Standort ca. 500 kWh/a (2,5 kW KWEA) bzw. ca. 800 kWh/a (6,0 kW KWEA). Für den windreichen Standort beträgt der jährliche Ertrag ca. 5.000 kWh/a (2,5 kW KWEA) bzw. ca. 8.900 kWh/a (6,0 kW KWEA). Die Vergleichsrechnung zeigt, dass die Größe des Energieertrages stark vom Standort abhängig ist. Der Stromertrag für den windreichen Standort ist um ein Zehnfaches größer.

4.3.2 Photovoltaikanlage

Die Dachfläche des Einfamilienhauses wird mit der maximal möglichen Anzahl an PV-Modulen versehen (ca. 90% der Dachfläche) und ist nach Süden ausgerichtet. Für die berechnete Dachfläche³ von ca. 45 m² (eine Seite vom Satteldach) ergeben sich ca. 40 m² Modulfläche.

(3)

Die Leistung der PV-Anlage berechnet sich wie folgt [9]:

$$P_{PV} = \dot{s} \cdot A_{Mod} \cdot \eta_{Mod} \cdot \eta_{WR}$$

mit:

P_{PV}	Leistung der PV-Anlage [W]
Ś	Strahlungsintensität [W/m ²]
A _{Mod}	Modulfläche [m ²]
η_{Mod}	Wirkungsgrad des Moduls (15%)
η_{WR}	Wirkungsgrad des Wechselrichters (95%)

18

 $^{^2}$ Der Leistungsbeiwert ist der Wirkungsgrad des Rotors. Dieser ist abhängig von der Schnelllaufzahl und somit von der Windgeschwindigkeit. Nach dem Betzschen Gesetz ist theoretisch ein maximaler Leistungsbeiwert von 16/27 (ca. 59%) bei einer optimalen Schnelllaufzahl von 1/3 möglich. [8]

³ Für die Dachflächeneberechnung (Fläche und Neigung) liegt das Gebäudemodell aus dem Bericht "Wärmepumpenbetrieb mit zeitvariablen Stromtarifen" (A. Rewerk) zu Grunde.

Mit einer maximalen Strahlungsintensität für den Raum Zittau von 1.130 W/m² beträgt die maximale Leistung der PV-Anlage nach (3) ca. 6,5 kWp. Für den Vergleichsstandort im Raum Sylt beträgt bei einer maximalen Strahlungsintensität von ca. 1.070 W/m² die maximale Leistung der PV-Anlage nach (3) ca. 6,0 kWp.

Mit dem Integral der Leistung über die Zeit beträgt der jährliche Ertrag für den Raum Zittau ca. 6.900 kWh/a. Für den Vergleichsstandort im Raum Sylt liegt dieser bei ca. 6.800 kWh/a. Im Gegensatz zur KWEA ist die Differenz des Ertrages zwischen den beiden untersuchten Standorten für die PV-Anlage geringer.

4.3.3 Speicher

Zum einen kann der überschüssige Ertrag elektrisch in einem Blei-Akkumulator bzw. in einem Lithium-Ionen-Akkumulator oder zum anderen in einem thermischen Speicher gespeichert werden. Grund für diese Differenzierungen sind unterschiedliche technische Eigenschaften sowie deren wirtschaftliche Auswirkungen.

Gewählt wird ein Blei-Akkumulator mit folgenden Eigenschaften, die gemäß [4], [10] und [11] als typisch angesehen werden können:

- Wirkungsgrad von 85%,
- Entladetiefe von 50%,
- Nutzkapazität von 5 kWh und
- Speicherkapazität von 10 kWh.

Des Weiteren wird ein Lithium-Ionen-Akkumulator mit folgenden Eigenschaften gewählt. Diese können gemäß **[4]**, **[10]** und **[11]** als typisch angesehen werden:

- Wirkungsgrad von 95%,
- Entladetiefe von 80%,
- Nutzkapazität von 8 kWh und
- Speicherkapazität von 10 kWh.

Die Nutzkapazität berechnet sich aus der Speicherkapazität und der Entladetiefe.

Die thermische Speicherung erfolgt in einem Speicher, welcher zur Heizungsunterstützung sowie zur Trinkwassererwärumg genutzt wird. Das Speichervolumen wird vereinfacht nach Herstellerangabe [**12**] wie folgt ermittelt:

$$V_{HP} = \max P_{th_Ges} \cdot v_{HP\min} \quad , \tag{4}$$

$$V_{TWW} = n_{Pers} \cdot v_{TWW} \cdot 2 \qquad \text{und} \tag{5}$$

$$V_{Ges} = V_{HP} + V_{TWW} \tag{6}$$

mit:

V_{HP}Speichervolumen Pufferspeicher [l]max P_{th_Ges}maximale thermische Gesamtlast [kW]

$v_{HP \min}$	Mindestvolumen pro kW Heizleistung (20 l/kW)
V_{TWW}	Speichervolumen Trinkwarmwasserspeicher [l]
n _{Pers}	Anzahl der Personen im Haushalt (4 Personen)
v_{TWW}	Tagesbedarf an Trinkwarmwasser pro Person (25 l/Pers bei 60°C)
V _{Ges}	Gesamtspeichervolumen [l]

Nach (6) beträgt bei einer maximalen thermischen Gesamtlast von ca. 9 kW das Gesamtspeichervolumen ca. 400 l (0,40 m³). Aus pragmatischen Gründen wurde dieser vereinfacht berechnete Wert angenommen. Die Speicherkapazität berechnet sich wie folgt:

$$Q_{HP} = V_{HP} \cdot c \cdot \Delta \vartheta_{HP} , \qquad (7)$$

 $Q_{TWW} = V_{TWW} \cdot c \cdot \Delta \vartheta_{TWW} \text{ und}$ (8)

$$Q_{Ges} = Q_{HP} + Q_{TWW} \tag{9}$$

mit:

Q_{HP}	Speicherkapazität Pufferspeicher[kWh]
С	spezifische Wärmekapazität (Wasser = 1,16 kWh/m ³ K)
$\Delta artheta_{HP}$	Temperaturdifferenz Heizwasser-Pufferspeicher (55 °C-35 °C)
Q_{TWW}	Speicherkapazität Trinkwarmwasserspeicher[kWh]
$\Delta \vartheta_{TWW}$	Temperaturdifferenz Trinkwarmwassererwärmung (60 °C-10 °C)
Q_{Ges}	Gesamtspeicherkapazität [kWh]

Die Speicherkapazität beträgt nach (9) ca. 16 kWh. Hierbei wird ein idealer Speicher mit einem Speichernutzungsgrad von 100% angenommen.

4.4 Variantenübersicht

Aus den zuvor aufgeführten Datengrundlagen werden für die Untersuchungen verschiedene Berechnungsvariationen erstellt (Abbildung 4-3). Der Gebäudebedarf (für Strom, Wärme und Warmwasser) ermittelt nach dem Referenzlastprofil der VDI 4655 ist für die beiden untersuchten Standorte gleich angesetzt⁴. Die Klimadaten wurden für jeden Standort separat erfasst, da der Einfluss des Standortes bei KWEA aufgezeigt werden soll.

⁴ Der Heizwärmebedarf, welcher den größten Einfluss auf den Lastverlauf ausübt, ist von der Gradtagszahl abhängig. Die Abweichung der Gradtagszahlen beträgt ca. 3,5%. Somit ist keine separate Bedarfsanalyse für den Raum Sylt notwendig.

	Einfamilienhaus (Gebäudebedarf nach VDI 4655 – Raum Zittau)										
Variante1: windschwacher Standort (Raum Zittau)					Var	iante 2: windreiche	r Standor	t (Raum S	iylt)		
WEA 2,5kW und 6,0kW		PV 6,5kWp			WEA 2,5kW und 6,0kW			PV 6,0kWp			
idealer Speicher	ohne Speicher	technisch möglicher Speicher	idealer Speicher	ohne Speicher	technisch möglicher Speicher	idealer Speicher	ohne Speicher	technisch möglicher Speicher	idealer Speicher	ohne Speicher	technisch möglicher Speicher
		elektrisch thermisch			elektrisch thermisch			elektrisch thermisch			elektrisch thermisch

Abbildung 4-3: Variantenübersicht für Modellberechnungen

5 Berechnungsmodell

5.1 Bilanzierungsansatz

Für das erstellte Berechnungsmodell gilt allgemein folgende Bilanzgleichung:

$$E_{Geb} = E_{WEA} + \Delta E \tag{10}$$

mit:

E _{Geb}	Elektroenergiebedarf des Gebäudes [kWh]
E_{WEA}	Elektroenergieertrag der Kleinwindenergieanlage [kWh]
ΔE	Differenz aus Elektroenergiebedarf und Elektroenergieertrag [kWh]

Die Bilanzierung für PV-Anlagen erfolgt analog, indem E_{WEA} durch E_{PV} ersetzt wird.

5.1.1 Ohne Speicherung

Für die Bilanzierung ohne Speicherung gilt $\Delta E = E_{EVU}$:

Hierbei ist E_{EVU} die Elektroenergie [kWh], die vom Energieversorgungsunternehmen (EVU) bezogen oder zum EVU eingespeist wird. Somit ergeben sich die Fälle:

- 1. $E_{Geb} > E_{WEA}$: $\Delta E = E_{EVU} > 0$ (Bezug)
- 2. $E_{Geb} < E_{WEA}$: $\Delta E = E_{EVU} < 0$ (Einspeisung)

Der Deckungsgrad (DG) sagt aus, welcher Anteil durch die KWEA am Elektroenergiebedarf des Gebäudes deckt wird. Dieser berechnet sich wie folgt:

$$DG = \frac{\sum E_{D.o.Sp.}}{\sum E_{Geb}}$$
(12)

mit:

 $\sum E_{D,o,Sp}$ eigenverbrauchter Elektroenergieanteil ohne Speicherung [kWh]

Der Ausnutzungsgrad (ANG) sagt aus, wieviel erzeugte Elektroenergie durch die KWEA im Gebäude genutzt wird. Dieser berechnet sich wie folgt:

$$ANG = \frac{\sum E_{D.o.Sp.}}{\sum E_{WEA}} = \frac{DG \cdot \sum E_{Geb}}{\sum E_{WEA}}$$
(13)

5.1.2 Mit elektrischer Speicherung

Für die Bilanzierung mit elektrischer Speicherung gilt $\Delta E = E_{Sp} + E_{EVU}$:

$$E_{Geb} = E_{WEA} + E_{Sp} + E_{EVU} \tag{14}$$



Dabei ist E_{Sp} die Elektroenergie [kWh], die vom Speicher (Akkumulator) bezogen oder in den Speicher (Akkumulator) eingespeist wird, mit den beiden Fällen:

3.
$$E_{Geb} > E_{WEA}$$
: $\Delta E = E_{Sp} + E_{EVU} > 0$ (Bezug)

4.
$$E_{Geb} < E_{WEA}$$
: $\Delta E = E_{Sp} + E_{EVU} < 0$ (Einspeisung)

Der Deckungsgrad (DG) berechnet sich wie folgt:

$$DG = \frac{\sum E_{D.o.Sp.} + \sum E_{Sp}}{\sum E_{Geb}}$$
(15)

Des Weiteren berechnet sich der Ausnutzungsgrad (ANG) wie folgt:

$$ANG = \frac{\sum E_{D.o.Sp.} + \sum E_{Sp}}{\sum E_{WEA}} = \frac{DG \cdot \sum E_{Geb}}{\sum E_{WEA}}$$
(16)

5.1.3 Mit thermischer Speicherung

Für die Bilanzierung mit thermischer Speicherung gilt:

$$E_{Geb} = E_{WEA} + Q_{Sp} + E_{EVU} \tag{17}$$

Dabei ist Q_{Sp} die Wärmeenergie [kWh], die vom thermischen Speicher bezogen oder in den thermischen Speicher eingespeist wird.

Die Berechnungen bzw. Bedingungen sind analog der elektrischen Speicherung. Lediglich die Bezeichnung des Speichers ist verschieden.

5.2 Annahmen des Modells

Gebäudebedarf

Neben dem Elektroenergiebedarf der Wärmepumpe und dem Haushaltsstrom wird vereinfacht der Elektroenergiebedarf des KWEA- bzw. PV-Wechselrichters im Standby-Betrieb zum Elektroenergiebedarf des Gebäudes gerechnet. Daraus ergeben sich unterschiedliche Größen des Elektroenergiebedarfes des Gebäudes für die KWEA und die PV-Anlage. Die Abweichung beträgt 0,2% bzw. 21 kWh. Die Erträge der Anlagen werden auf den jeweiligen Gesamtelektroenergiebedarf des Gebäudes bezogen.

Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe

Der Elektroenergiebedarf der Wärmepumpe wird im Berechnungsmodell über die Jahresarbeitszahl (JAZ) bestimmt. Die JAZ ist das integrierte Mittel der Leistungszahl (Coefficient of Performance = COP) über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr. Der COP berechnet sich aus dem Verhältnis von Heizleistung zu Antriebsleistung der Wärmepumpe. Die JAZ ist das Verhältnis von abgegebener Wärme zu aufgenommener elektrischer Energie und beschreibt die Effizienz der Wärmepumpe. Diese kann für elektrische Kompressionswärmepumpen nach dem Verfahren der VDI4650-1:2009-3 berechnet werden. Im Berechnungsmodell wird vereinfacht die JAZ als konstant über den gesamten Zeitraum angenommen. Diese beträgt für eine elektrisch betriebene Sole-Wasser-Wärmepumpe 3,5 [**13**].

Stundenwerte

Aufgrund der vorhandenen Daten werden die Berechnungen für ein Jahr mit einem stündlichen Zeitschritt durchgeführt. Für genauere Ergebnisse müssten diese Zeitabstände so gering wie möglich gewählt werden, da bspw. Windgeschwindigkeiten innerhalb einer Stunde stark variieren können. Somit kann der Jahresertrag bei kleineren Zeitabständen (z. B. Minutenwerte) höher oder geringer als bei Stundenwerten ausfallen. Das gleiche gilt für die Wahl kleinerer Zeitabstände bei der Betrachtung der elektrischen Speicherung. Die Akkumulatoren können innerhalb einer Stunde öfter be- und entladen werden. Je feiner die Zeitauflösung, desto genauer wird das Ergebnis.

Thermische Speicherung

Die Berechnungen zur thermischen Speicherung werden mit einem Nutzungsgrad von 100% (idealer Speicher) durchgeführt. Speicherverluste werden vernachlässigt.

Zyklen bei Batteriespeichern

In dem Modell werden keine Zyklen-Grenzen der elektrischen Speicher berücksichtigt.

6 Ergebnisse

6.1 Energieeffizienz

Anhand der energetischen Vorgänge wird der Deckungs- sowie Ausnutzungsgrad berechnet und differenziert in

- Deckungs- bzw. Ausnutzungsgrad mit idealem Speicher,
- Deckungs- bzw. Ausnutzungsgrad ohne Speicher und
- Deckungs- bzw. Ausnutzungsgrad mit technisch möglichem Speicher.

Der Deckungsgrad mit idealem Speicher wird ohne die zeitliche Abhängigkeit von Ertrag und Bedarf berechnet. Dies ist eine rein theoretische Betrachtung und berechnet sich aus Jahresertrag zu Jahresbedarf. Der Ausnutzungsgrad mit idealem Speicher beträgt 100%. Der Deckungs- bzw. Ausnutzungsgrad ohne Speicher wird hingegen mit der Berücksichtigung der zeitlichen Abhängigkeit von Ertrag und Bedarf berechnet. Hierbei ist entscheidend, wie groß zu einem definierten Zeitpunkt der Ertrag bezogen auf den Bedarf ist. Der Deckungs- bzw. Ausnutzungsgrad mit technisch möglichem Speicher wird mit der Nutzung einer definierten Speichergröße erreicht.



In Abbildung 6-1 werden die Deckungsgrade der beiden Varianten dargestellt.

Abbildung 6-1: Anteil des eigenerzeugten Ertrages zur Deckung des Bedarfes (Deckungsgrad)

Am windschwachen Standort im Raum Zittau (Variante 1) ist der Deckungsgrad (DG) mit PV deutlich größer als mit den beiden KWEA. Am windreichen Standort im Raum Sylt (Variante 2) nähern sich die Deckungsgrade der KWEA jedoch an die der PV-Anlage an bzw. sind größer. Die Standortwahl wirkt sich bei KWEA stark auf die Größe



des Deckungsgrades aus. Eine weitere Bewertungsgröße ist der Ausnutzungsgrad (Abbildung 6-2).

Abbildung 6-2: Anteil des eigenerzeugten Ertrages, der genutzt wird (Ausnutzungsgrad)

Am windschwachen Standort im Raum Zittau (Variante 1) ist der Ausnutzungsgrad (ANG) bei den beiden KWEA größer als bei der PV-Anlage. Am windreichen Standort im Raum Sylt (Variante 2) ist der ANG der 6kW WEA jedoch kleiner als bei der PV-Anlage. In Variante 1 kann mit Einsatz eines elektrischen Speichers der Eigenverbrauch des Windstromes um ca. 11% bzw. 18% und des Solarstromes um ca. 24% erhöht werden. Diese Tendenz ist in Variante 2 ebenfalls vorhanden. Dadurch ist bei der PV-Anlage die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteiles mit elektrischer Speicherung größer als bei den beiden KWEA.

Weitere Untersuchungen

Auf Grundlage der zuvor beschriebenen Berechnungen bzw. Ergebnisse wurde das Modell für weitere Untersuchungen angepasst.

1. Kombination elektr. und therm. Speicher

Die Kopplung der Speicher erfolgt, indem der Überschussertrag zunächst elektrisch und anschließend, wenn der elektrische Speicher voll ist, thermisch gespeichert wird. Bei dieser Kombination wird der Bedarf gegenüber reiner elektrischer Speicherung maximal um 2,3% mehr gedeckt.

 Kombination KWEA und PV-Anlage
 Für die Kopplung von KWEA und PV-Anlage wurden die Erträge der KWEA und der PV-Anlage summiert. Die 6,0 kW KWEA und die PV-Anlage decken im Raum Zittau (mit elektrischer Speicherung) den Bedarf gegenüber der einzelnen PV- Anlage um ca. 6% mehr. Im Raum Sylt hingegen wird der Bedarf gegenüber der einzelnen PV-Anlage um ca. 31% mehr gedeckt.⁵

6.2 Wirtschaftlichkeit

Nachfolgend sind die Investitionskosten tabellarisch aufgeführt.

Tabelle 6-1: Investitionskostenübersicht

	2,5 kW WEA	6,0 kW WEA	PV
Ohne Speicher	17.400€	27.400€	12.100€
Mit thermischem Speicher	19.400€	29.400€	14.100€
Mit Blei-Akkumulator	32.800€	42.800€	23.900€
Mit Lithium-Ionen-Akkumulator	37.200€	47.200€	28.300€

Die ausführlichen Investitionskosten der KWEA wurden im Forschungsprojekt "Gebäudeintegrierte Windnutzung" analysiert [8]. Die Investitionskosten für die PV-Anlage entsprechen den Angaben aus dem "Photovoltaik-Preismonitor Deutschland" [14]. In diesem werden quartalsweise die Preise für PV-Module bzw. PV-Systeme aus einem festen Kreis von 100 befragten PV-Installationsbetrieben ausgewertet und mit dem vorhergehenden Quartal verglichen. Die Minimum-, Maximum- und Durchschnitts-Verkaufspreise für PV-Systeme als Dachanlagen werden pro kWp für die Gruppen

- Anlagen unter 3 kWp,
- Anlagen zwischen 3 und 10 kWp und
- Anlagen zwischen 10 und 100 kWp

angegeben. Die Speicherkosten wurden den Angaben aus dem "Solarstromspeicher-Preismonitor Deutschland" [**11**] bzw. der Markübersicht für thermische Speicher [**15**] entnommen. Der "Solarstromspeicher-Preismonitor Deutschland" ist eine Erfassung aktueller Endkundenpreise für PV-Batteriespeicher aus einer regelmäßigen Befragung (halbjährig) von 50 PV-Installationsbetrieben. Die Minimum-, Maximum- und Durchschnitts-Verkaufspreise für Batteriesystempreise pro kWh Nennkapazität werden in die Systemgruppen 5 kWh, 10 kWh und 30 kWh gegliedert. Für thermische Speicher wurde aus der Datenbank [**15**] eine lineare Kostenfunktion von Listenpreisen der Hersteller bezogen auf das Speichervolumen erstellt. Diese bildet die Grundlage für die Bestimmung der Kosten für einen zuvor definierten thermischen Speicher.

⁵ In dem Berechnungsmodell ist es nicht legitim, die Deckungsgrade der KWEA und der PV-Anlage aus den Ausgangsberechnungen zu summieren, da diese sich auf einen unterschiedlichen Gebäudebedarf beziehen (Zuordnung Verbrauch des Wechselrichters im Stand-by-Betrieb, Kapitel 5.2).

Für den elektrischen Speicher einer PV-Anlage wird aus dem KfW⁶-Programm "Erneuerbare Energien – Speicher" der maximale Fördersatz bei Neuerrichtung von 600 €/kWp angerechnet. Diese Förderung gilt nicht in Verbindung mit KWEA.

Für die Einspeisung ins öffentliche Versorgungsnetz bestehen für PV-Anlagen und KWEA unterschiedliche Einspeisevergütungssätze. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht die aktuellen Vergütungssätze nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) für PV-Anlagen. Mit Inbetriebnahme ab dem 01. Oktober 2014 beträgt der Vergütungssatz für PV-Anlagen bis 10 kWp Leistung 12,65 Cent/kWh und für KWEA nach §49 EEG in Verbindung mit §37 EEG 8,50 Cent/kWh. Der Strompreis (netto) beträgt 24,22 Cent/kWh [**16**].

Mittels der Kapitalwertmethode werden die verschiedenen Varianten wirtschaftlich bewertet. Die Nutzungsdauer der Anlagen wird mit 20 Jahren angenommen **[4, 17]**. Des Weiteren werden ein Kalkulationszinssatz von 3% sowie eine Energiepreissteigerung von 3% angenommen. Die Höhe des Kalkulationszinssatzes orientiert sich an den aktuellen Zinsen für Baukredite **[18]**. Die Energiepreissteigerung richtet sich nach dem Strompreisverlauf der letzten 20 Jahre **[16]**. Nachfolgend sind in der Abbildung 6-3 die Erträge der Anlagenkombinationen sowie die mindestens zu erreichenden Erträge (Kapitalwert (KW) gleich null) dargestellt.



Abbildung 6-3: Wirtschaftlicher Vergleich der Anlagen

Für die KWEA ist der Mindestertrag für "KW=0" bei den beiden Standorte verschieden groß. Dies hängt mit dem Ausnutzungsgrad bzw. Eigenverbrauch zusammen. Am windreichen Standort (Variante 2) ist der Anteil eigenverbrauchter Energie geringer als am windschwachen Standort (Variante 1). Dadurch wird ein größerer Anteil zu geringeren Vergütungssätzen ins öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Wäre an

⁶ KfW = Kreditanstalt für Wiederaufbau

beiden Standorten bspw. der Anteil des Eigenverbrauches für die 6,0 kW WEA ohne Speicher gleich groß, wäre der Mindestertrag für "KW=0" identisch.

Bei KWEA ist die Differenz des Mindestertrages für "KW=0" zwischen keiner und elektrischer Speicherung deutlich größer als bei PV-Anlagen. Dies hängt mit den KfW-Fördererbedingungen für Batteriespeicher zusammen. Somit sind Anlagenkombinationen aus KWEA und Batteriespeicher aus wirtschaftlicher Sicht nicht geeignet.

An windschwachen Standorten können KWEA im Einfamilienhausbereich nicht wirtschaftlich betrieben werden. Selbst an sehr windreichen Standorten wie im Raum Sylt ist ein wirtschaftliches Betreiben nur beschränkt möglich. Die Investitionskosten für KWEA sind deutlich größer als für PV-Anlagen. Dies ist durch den geringen Absatzmarkt von KWEA in Deutschland begründet. Daraus ergibt sich, dass unter den derzeitigen Bedingungen KWEA aus wirtschaftlicher Sicht keine Alternative zu PV-Anlagen darstellen.

7 Ausblick

Ein weiterer Einsatzbereich von Windenergieanlagen sind Gewerbebetriebe mit größerem Strombedarf. Es bestehen Überlegungen, dass WEA in diesem Einsatzbereich energieeffizienter und wirtschaftlicher betrieben werden können. Nach den bisherigen Untersuchungen zum Einfamilienhaus wäre es aufschlussreich, den Einsatzbereich mit einem größeren Strombedarf zu prüfen.

Aufbauend auf die festgelegten Berechnungsparameter sind kritische Werterechnungen für die Parameter

- Speichergröße,
- Kalkulationszinssatz und
- Energiepreissteigerung

vorgesehen. Diese Parameter werden jeweils so angepasst, dass der Kapitalwert bei definiertem Ertrag und definierten Investitionskosten Null ergibt.

Eine Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit von KWEA zu verbessern, wäre den Einspeisevergütungssatz anzuheben. Untersuchungen diesbezüglich führte der Bundesverband Windenergie (BWE) im Jahre 2010 durch [**17**].

Quellenverzeichnis

- [1] VDI4655: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen, Mai 2008.
- [2] Staudacher, T.; Eller, S.: »Stromversorgung mit Photovoltaik, Batterie und Netzanschluss. Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses«. In: *BWK Das Energie Fachmagazin*, Bd. 64, Nr. 6, S. 66 ff, 2012
- [3] Staudacher, T.; S., Eller; S., Jacob: »Photovoltaik und Wärmepumpe kombinierte Strom- und Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses«. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 64, Nr. 3, S. 52 ff, 2014
- [4] Quaschning, V.: *Regenerative Energiesysteme.Technologie-Berechnung-Simulation*.8. Aufl. München : Hanser Verlag, 2013
- [5] Krimmling, J.; Grötzschel, J.: »Auslegung- und Betriebsoptimierung gasbetriebener Mini-BHKW«. Hochschule Zittau/Görlitz, Zittau, Forschungsbericht 2012
- [6] Meteotest: Meteonorm Version, Bern 2013, www.meteonorm.com.
- [7] Bundesverband Kleinwindanlagen e.V. (BVKW): [Online]. www.bundesverbandkleinwindanlagen.de/positionen/definition/ (2014, Oktober)
- [8] Bolsius, J.; Ernst, M.; Hain, A.; al., et: »Gebäudeintegrierte Windenergieanlagen«.
 Hochschule Zittau/Görlitz, Zittau, Wissenschaftliche Berichte Heft 123/2014, 2014
- [9] Krimmling, J.: Erneuerbare Energien. Einsatzmöglichkeiten-Technologien-Wirtschaftlichkeit. 1 Aufl. Köln : Rudolpf Müller Verlag, 2009, S. 97
- [10] Witzenhausen, H.: Batterietechnologien und Speichersysteme für Elektroenergie aus Wind und Sonne zur Anwendung in Nichtwohngebäuden, Dresden 2014, Vortrag 7. Energietechnisches Symposium.
- [11] Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar); Intersolar Europe: BSW Solarstromspeicher-Preismonitor Deutschland. [Online]. http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/speicherpreismon_1hj201
 3.pdf (2014, Oktober)
- [12] Viessmann Deutschland GmbH: Planungshandbuch Wärmepumpen, Allendorf 2011.

- [13] Recknagel, H.; Sprenger, E.; Schramek, E.-R. (Hrsg.): *Taschenbuch für Heizung* und Klimatechnik 11/12. 75 Aufl. München : Oldenbourg Industrieverlag, 2011, S. 918
- [14] EuPD Research: EuPD Photovoltaik-Preismonitor Deutschland. [Online]. www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/130218_EuPD_Preismonitor_q1_ 13.pdf (2014, Oktober)
- [15] SonneWindWärme. [Online]. www.sonnewindwaerme.de/marktuebersicht/waermespeicher (2014, Oktober)
- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Entwicklung von Energiepreisen und Preisindizes. [Online]. www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-undanalysen/Energiedaten/energiepreise-energiekosten.html (2014, Oktober)
- [17] Bundesverband für Windenergie e.V. (BWE): Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen, Berlin 2010.
- [18] KfW Programm Erneuerbare Energien Programmteil "Standard"-Photovoltaik. [Online]. https://www.kfwformularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?Program mNameNr=270%20274 (2014, Oktober)



Energietransport und Energiespeicherung bei Wärmepumpen mit Erdwärmesonden

M.Eng. Markus Haack

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangssituation und Problemanalyse	33
2	Aufgabenstellung	34
3	Methode	37
4	Numerische Simulation der Temperaturentwicklung im sondennahen Erdreich	38
5	Bedeutung der Sondenlänge beim Heizen und Kühlen mit Erdwärmesonden	42
6	Zusammenfassung	46
Qu	ellenverzeichnis	47

1 Ausgangssituation und Problemanalyse

Wärmepumpen mit Erdwärmesonden können bei der Gebäudeenergieversorgung zum Heizen und Kühlen eingesetzt werden. Eine hohe Effizienz dieser Anlagen ist vor allem dann zu erwarten, wenn bei dem zu versorgenden Gebäude ein Heizwärme- und ein Kühlbedarf bestehen und damit neben dem Wärmepotential auch das Kältepotential der Energiequelle Erdreich genutzt wird. Hierfür sind eine treffsichere Vorhersage der Energietransport- und Energiespeichervorgänge im sondennahen Erdreich und eine angepasste Auslegung der gesamten Energieversorgungsanlage entscheidend.

In einem vorangegangenen Forschungsprojekt an der Hochschule Zittau/Görlitz konnten bereits Untersuchungen zu diesem Thema an einer Direktverdampfer-Wärmepumpenanlage mit zwei 170 m tiefen Erdwärmesonden durchgeführt werden [1, 2]. Die Anlage wurde zur Beheizung und Klimatisierung eines Laborgebäudekomplexes errichtet. Das geplante Betriebsregime sah vor, die durch den Wärmeentzug in der Heizperiode eingespeicherte Kälte in der Sondenumgebung für Kühlzwecke im Sommer zu nutzen und das Erdreich mit der so eingebrachten Wärme für den Heizbetrieb im Winter zu regenerieren. Eine für die Gebäudekühlung ausreichende Kältespeicherung konnte jedoch in dem mehrjährigen Betrieb nicht nachgewiesen werden.

Ein Forschungsschwerpunkt war in diesem Zusammenhang die Analyse der wärmetechnischen Vorgänge im Erdreich auf der Basis von Temperaturmessungen an den Erdwärmesonden. Als Ursache für die Einschränkungen bei der geplanten Betriebsweise konnten die standortspezifischen thermischen Bodeneigenschaften identifiziert und u. a. folgende Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

- Aus Sicht des Heizbetriebs ist es prinzipiell sinnvoll, Erdwärmesonden möglichst tief in das Erdreich einzubringen und damit höhere Wärmequellentemperaturen zu erschließen. Für den Kühlbetrieb ist es dagegen eher vorteilhaft, die Sondenlänge zu begrenzen, was letztlich zu einer Optimierungsaufgabe zwischen den beiden gegenläufigen Anforderungen führt.
- Für die nachgeschaltete Energieversorgungsanlage ist es notwendig, Betriebsparameter und Anlagenfahrweise dem thermischen Verhalten des Erdwärmesondenspeichers anzupassen. Gegenüber der konventionellen Kälteversorgung werden beispielsweise bei der geothermischen Kühlung Systemtemperaturen auf einem meist höheren Temperaturniveau notwendig, um das Erdreich überhaupt noch als Wärmesenke im erforderlichen Maße nutzen zu können.

In einem weiteren Vorgängerprojekt mit dem Thema "Messtechnische Auswertung mit ökonomischer und ökologischer Bilanzierung eines Geschäftshauses in Passivhausbauweise in Bautzen" [**3**] konnten gleiche Schlussfolgerungen gezogen werden. Das betreffende Gebäude verfügt über eine Wärmepumpenanlage mit einem Sondenfeld, bestehend aus zehn Sonden à 100 m Tiefe mit Heiz- und Kühlfunktion. Aufgrund hoher, jedoch für ein Geschäftshaus typischer innerer thermischer Lasten, welche über das Gebäudekühlsystem und die Erdwärmesonden abgeführt werden, kommt es zu einer kontinuierlichen Erwärmung des Erdreichs und zu einer, in diesem Fall ungewollten, Wärmespeicherung. In Verbindung mit einem Gebäudekühlsystem, welches mit einer höchsten anzunehmenden Soletemperatur für die Kühlung mit 15 °C geplant wurde, führt eine gemessene Soletemperatur mit bis zu 19 °C zu einer stetig abnehmenden Sondenkälteleistung. Bezogen auf das thermische Verhalten des Erdreichs ist, neben der Anpassung der Systemtemperaturen für ein solches Gebäude mit dominierendem Kühlbetrieb, ebenso die Anpassung der Sonden hinsichtlich der Tiefe ein wichtiges Planungskriterium.

2 Aufgabenstellung

Bei der Planung von Erdwärmesonden zur Verwendung als Energiespeicher wird in der VDI 4640-3 darauf hingewiesen, dass das Temperaturniveau im Speicher für eine optimale Nutzung zum einen von den Temperaturen der Energiequelle (Beladung) und dem Energieverbraucher (Entladung) abhängt und zum anderen von den thermischen Eigenschaften des Energiespeichers selbst [4].

Bei der Auslegung der Sondenanlage und der angebundenen Anlagensysteme ist das Temperaturniveau des Erdwärmesondenspeichers bzw. dessen Veränderung bei Beladung, über den Speicherzeitraum und bei Entladung die eigentliche Unbekannte. Nach den jeweils gegenwärtig verfügbaren Temperaturen im Speicher bemisst sich wiederum die für Nutzungszwecke verfügbare Leistung, Energie und letztlich auch die Effizienz des Speichers.

Für das zum Nutzungszeitpunkt vorhandene Temperaturniveau im Speicher sind folgende Details wesentlich von Bedeutung:

Geothermischer Gradient

Je nach geothermischem Gradienten wird in Abhängigkeit der Sondentiefe ein bestimmtes Temperaturniveau erschlossen. Es bildet den thermischen Ausgangszustand des Erdwärmespeichers und das thermische Potential des umgebenden Erdreichs. Der Ausgangszustand stellt sich nach einer Nutzung, also nach lokalen Veränderung der Speichertemperatur in Abhängigkeit einer der Temperaturdifferenz zur Umgebung nach einer gewissen Zeit (Regeneration) wieder ein. Der geothermische Gradient ist standortabhängig und liegt im Mittel bei 3 K pro 100 m Tiefe. Für das oben genannte Forschungsobjekt mit ca. 170 m tiefen Erdwärmesonden konnte am Sondenfuß eine Temperatur von 20,5 °C gemessen und ein Gradient mit ca. 0,06 K/m ermittelt werden.



Abbildung 1: Temperaturverhältnisse um die 170 m Sonde im Ausgangszustand (angenähert) [1]

Bei einer über die Sondenlänge gemittelten Temperatur von mehr als 16 °C und z. B. Auslegungstemperaturen im Gebäudekühlsystem mit 9 °C / 16 °C ist ohne vorherige Auskühlung des Erdreichs durch Wärmeentzug (Heizen) keine Gebäudekühlung möglich. Da sich auch hier das Ausgangstemperaturniveau durch Regeneration langfristig immer wieder einstellt, ist die Berücksichtigung bzw. eine Anpassung der Systemtemperaturen an den geothermischen Gradienten für eine funktionierende Kühlung entscheidend.

Be- und Entladetemperatur

Die Be- und Entladetemperatur ist von den mit dem Speicher gekoppelten Anlagensystemen abhängig, die entweder als Energiequelle (Beladung) oder als Energieverbraucher (Entladung) wirken. Diese Systemtemperaturen verändern die Temperatur im Speicher. Sie sind deshalb dem gegenwärtigen Temperaturniveau im Speicher und dessen Entwicklung bei Be- oder Entladung entsprechend der Nutzung anzupassen.

Die Temperatur der Energiequelle muss dabei im Falle der Wärmespeicherung stets über dem gegenwärtigen Temperaturniveau des Speichers liegen und für den Fall der Kältespeicherung darunter. Die Energiequelle kann im erstgenannten Fall beispielsweise eine thermische Solaranlage sein, mit der überschüssige Energie bei verhältnismäßig hohen Temperaturen (z. B. 90 °C) in das Erdreich eingespeist wird, oder das Gebäudekühlsystem mit Temperaturen auf Raumtemperaturniveau (20 °C). Bei der Kältespeicherung ist es in der Regel der Heizbetrieb mit einer Wärmepumpe, bei dem indirekt Kälte üblicherweise mit Temperaturen < 5 °C gespeichert wird.

Die Temperatur vom Energieverbraucher muss bei Wärmeentzug (Erdwärmesonde im Heizbetrieb mit Wärmepumpe) stets unter dem gegenwärtigen Temperaturniveau des Speichers liegen und bei der Wärmeeinspeisung zur Kälteerzeugung (Gebäudekühlsystem) darüber.

Menge der eingespeicherten Energie

Je nach Menge der eingespeicherten Energie, die sich aufgrund des Wärmetransportes im Erdreich auf ein immer größer werdendes Speichervolumen verteilt, steht ein bestimmtes Temperaturniveau kurzzeitig oder längerfristig zur Verfügung. Dieses Temperaturniveau ist letztendlich entscheidend für die Nutzbarkeit der eingespeicherten Energie.

Speicherzeitraum

Zwischen der nutzungsbedingten Be- und Entladung liegt im anwendungsbezogenen Sinne der Speicherzeitraum, in dem sich die Temperatur im Speicher in Abhängigkeit der thermischen Speichereigenschaften verändert. Ursache dafür ist die Temperaturdifferenz zur Umgebung im Ausgangszustand. Diese Energieverluste sind Teil der Selbstentladung, die bereits mit der Beladung einsetzt und die Entladung für Nutzungszwecke überlagert.



Abbildung 2: Definition Speicherzeitraum

Thermische Speichereigenschaften

Je nach thermischen Speichereigenschaften ist ein gegenüber dem Ausgangszustand verändertes Temperaturniveau im Speicher länger oder, bedingt durch Energieverluste, nur kurzzeitig vorhanden. Maßgeblich dafür sind die geologischen und hydrogeologischen Bedingungen am Standort und die thermodynamischen Materialeigenschaften, aus denen sich der Wärmetransport im Erdreich bestimmt. Da diese Speichereigenschaften in der Regel unveränderbar sind, ist deren Einfluss auf die thermische Nutzung des Erdreichs zur Energiespeicherung von besonderem Interesse und wird in [5] näher beleuchtet.

Darüber hinaus bestimmt auch die Speichergeometrie die zum Nutzungszeitpunkt verfügbare Temperatur des Speichers. Neben der oben genannten Sondentiefe sind dies die Sondenanzahl, die Sondenanordnung und die Sondengeometrie selbst, auf deren Einfluss hier jedoch nicht näher eingegangen wird.
Der Frage der nutzungsbedingten Temperaturentwicklung im Speicher, der damit verbundenen Leistungscharakteristik und der resultierenden Effizienz des Erdwärmespeichers soll im vorliegenden Text nachgegangen werden.

3 Methode

Für die Untersuchung der Energietransport- und Energiespeichervorgänge bei Erdwärmesondenspeichern wurden einerseits experimentelle Versuche an einer speziell darauf angepassten Versuchsanlage und andererseits theoretische Untersuchungen mit Hilfe der numerischen Simulation durchgeführt.

Das Sondenfeld der Versuchsanlage verfügt über eine Temperaturmessung direkt an den Sonden und im Zentrum des Erdwärmespeichers. Zur thermischen Sondenbelastung sind konventionelle Energieerzeuger installiert, mit denen sowohl der Sondenheiz- als auch der Sondenkühlbetrieb simuliert werden kann. Dies ermöglicht eine Beobachtung der Speichertemperatur bei unterschiedlichsten Nutzungsszenarien und damit eine Beurteilung der Leistungscharakteristik und Effizienz der Energiespeicherung. Eine detaillierte Darstellung der Versuchsanlage und der experimentellen Versuche wurde in [6] und [7] veröffentlicht.

Die numerische Simulation dient dem Nachvollziehen der Messergebnisse und der Verallgemeinerbarkeit durch Parametervariationen. Da die messtechnisch ermittelten Ergebnisse nur Aussagen für den konkreten Fall zulassen, ist für eine Übertragbarkeit der Ergebnisse der Einfluss z.B. anderer geologischer und hydrogeologischer Randbedingungen oder einer anderen Sondentiefe zu bestimmen. Neben einfachen Modellen zur Ermittlung der Grundzusammenhänge der energetischen Prozesse im Erdreich und der angebundenen Energieanlagen wurden komplexe Modelle für die Versuchsanlage in der Simulationsumgebung von FEFLOW¹ erstellt, mit denen die Temperaturentwicklung unter realen Bedingungen simuliert werden kann.

¹ FEFLOW ist eine Software zur Berechnung von Wasserströmung, Massen- und Wärmetransport in porösen Medien und wird unter anderem zur Simulation von Geothermieanlagen verwendet. Sie ermöglicht die Abbildung von Erdwärmesonden mit unterschiedlichen Modellen und die Modellierung der dreidimensionalen Wärmetransportvorgänge im Erdreich. Neben der Leistungsfähigkeit der Sondenanlage kann damit auch die Energiespeicherung z.B. unter Grundwassereinfluss simuliert werden.

4 Numerische Simulation der Temperaturentwicklung im sondennahen Erdreich

Für die mit der Versuchsanlage experimentell ermittelte Leistungscharakteristik und Effizienz der Energiespeicherung kann die dafür ursächliche zeitliche Temperaturentwicklung nur lokal und die Temperaturverteilung in das umgebende Erdreich nur an diesen fixen Messpunkten nachvollzogen werden. Mit dem Modell der Versuchsanlage in FEFLOW ist dagegen eine dreidimensionale Berechnung und Visualisierung der Temperaturen im Speicher möglich, die sich aus dem Versuchsprogramm in der Praxis ergeben.

Den eigentlichen Energiespeicher, vor allem bei längerfristigen Speichervorgängen, bildet das Erdreich, das die Erdwärmesonden umgibt. Hier ist eine genaue Abbildung der realen Verhältnisse erforderlich. Die Erdwärmesonden werden in diesem Modell dagegen nur als "Blackbox" betrachtet, die zur thermischen Belastung des Erdkörpers dient.

Abbildung des Erdkörpers

Die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse wurden in FEFLOW auf der Schichtenverzeichnisses Grundlage des und des Hydroisohypsenplans standortspezifisch erfasst. Die Modellgeometrie entspricht den Abmessungen der Versuchsanlage. Das Modellgebiet wurde hinsichtlich der räumlichen Ausdehnung relevanter Randbedingungen entsprechend der Verfügbarkeit angepasst (Grundwassergleichen). Das dreidimensionale Modell berücksichtigt die Wärmeleitung und den konvektiven Wärmetransport durch Grundwasserströmung.



Abbildung 3: Geologisches Profil



Abbildung 4: Hydroisohypsenplan vom Stadtkern Zittau mit simulierter Grundwasserströmung



Abbildung 5: Erdkörper mit geothermischen Gradienten 0,06 K/m

Sondenmodell

Die Erdwärmebohrungen werden im Modell geometrisch erfasst. Der Sondenbetrieb aus der Praxis wird mit den an den Sonden gemessenen Temperaturen am Bohrlochrand als Randbedingung im Bohrlochmodell abgebildet. Die wärmetechnischen Prozesse innerhalb der Sonden wurden vernachlässigt, so dass die Sonden auf den Erdkörper als "Blackbox" wirken.



Abbildung 6: Bohrloch und Sondenfeld der Versuchsanlage mit örtlicher Diskretisierung

Simulation der Temperaturverteilung und der zeitlichen Entwicklung

Simuliert wurde das gesamte Versuchsprogramm zur Energiespeicherung an der Versuchsanlage. Die örtliche Temperaturverteilung und die zeitliche Entwicklung der Speichertemperatur soll nachfolgend an einem Versuch mit einer Wärmeeinspeisung von ca. 5,25 MWh und 60 °C veranschaulicht werden. Die Abbildungen zeigen die Temperaturverhältnisse um die Erdwärmesonden zu verschiedenen Zeitpunkten nach Einspeisung der Wärmeenergie.



Abbildung 7: Temperaturen im Sondenfeld der Versuchsanlage direkt nach Wärmeeinspeisung (links) und nach 20 Tagen (rechts)

Bei der Temperaturverteilung direkt nach Wärmeeinspeisung an einer der drei Erdwärmesonden sind unmittelbar am Bohrlochrand 44 °C vorhanden. In besonders wärmeleitfähigen Schichten hat sich die Energie nach bereits 20 Tagen so großräumig verteilt, dass direkt an der Sonde nur noch zwischen 14 und 15 °C zur Verfügung stehen. Dies entspricht einer Temperaturdifferenz von ungefähr 4 K zum thermisch unbeeinflussten Erdreich mit etwa 10 °C, was bei einer Nutzung zu diesem späteren Zeitpunkt zu einer deutlich niedrigeren Sondenleistung führt. Aufgrund dessen kann auch nur noch ein Teil der eingespeicherten Energie wieder entnommen werden. Im Endeffekt ist damit ein mit der Zeit stetig abnehmender Speichernutzungsgrad verbunden.

Nach noch längeren Zeiträumen kann die Wärme wegen der Ausdehnung in das Sondenumfeld (4.5 m Abstand nach 20 Tagen) und immer kleiner werdenden Temperaturdifferenzen eigentlich kaum noch zurückgewonnen werden.

In der Darstellung rechts wird zusätzlich der Einfluss der Grundwasserströmung deutlich. Der Bereich höherer Temperatur (15 °C – 16 °C) wurde nach diesem Speicherzeitraum bereits von der Sonde weggetragen, was sich zusätzlich negativ auf den Speichernutzungsgrad auswirkt.

Die großräumige Temperaturveränderung konnte auch messtechnisch an der Versuchsanlage nachgewiesen werden. Der Carpetplot zeigt die Temperaturentwicklung an einer Messsonde in Abhängigkeit von der Tiefe (0 bis 100 m) über einen zehnmonatigen Zeitraum. Die Messsonde befindet sich von der thermisch belasteten Sonde ca. 2,89 m entfernt, im Zentrum des als gleichseitiges Dreieck angeordneten Sondenfeldes.



Abbildung 8: Carpetplot 100 m Messsonde vom 01.12.2013 - 30.09.2014

Bereits innerhalb des Versuchszeitraumes (20.12.2013 – 07.01.2014) verteilt sich die eingebrachte Wärmeenergie über den Radius von 2,89 m hinaus. Je nach Wärmetransportvermögen der Bodenschicht erhöht sich die Temperatur an der Messsonde. Die horizontalen Gitterlinien stellen die Schichtgrenzen analog zu dem oben aufgeführten Schichtenverzeichnis dar. In der 4. Bodenschicht (Braunkohle) ist kaum eine Temperaturerhöhung festzustellen. In den anderen Bodenschichten erhöht sich die Temperatur dagegen deutlich, sie nimmt jedoch anschließend durch permanente Energieverluste an die Umgebung mit der Zeit ab.

Schlussfolgerung

Bei der sensiblen Energiespeicherung erfolgt die Speicherbeladung durch eine Temperaturveränderung zunächst im sondennahen Erdreich, in einem noch kleinen Speichervolumen und einer noch hohen Temperaturdifferenz zum thermisch unbeeinflussten umgebenden Erdreich. Im Falle der kurzfristigen Energiespeicherung sind damit Energieentzug mit entsprechenden Betriebsparametern bei verhältnismäßig hohe Temperaturdifferenzen zur Sonde verfügbar, was eine Wiedergewinnung der eingespeicherten Energie zu relativ hohen Speichernutzungsgraden ermöglicht.

Während des Speicherzeitraums verteilt sich die eingespeicherte Energie durch die vor Ort wirkenden Wärmetransportmechanismen auf ein immer größer werdendes Speichervolumen. Insbesondere lässt die Wärmeleitung aufgrund der treibenden Temperaturdifferenz zum thermisch ungestörten Erdreich die Energie vom sondennahen in das sondenferne Erdreich abfließen.

Abgesehen von Energieverlusten durch die Erdoberfläche oder möglicherweise anderen Wärmesenken bzw. -quellen im Sondenumfeld (z. B. andere Sonden) bleibt der Betrag der Energie dabei im Wesentlichen gleich, äußert sich jedoch in immer kleiner werdenden Temperaturdifferenzen sowohl zum thermisch unbeeinflussten Erdreich als auch zur Sonde. Das Ausmaß bzw. die Geschwindigkeit dieses Vorgangs ist entscheidend für die Effektivität eines Erdwärmespeichers.

5 Bedeutung der Sondenlänge beim Heizen und Kühlen mit Erdwärmesonden

In Abhängigkeit der Sondenlänge wird je nach geothermischen Gradienten am Standort ein bestimmtes Temperaturniveau im Erdreich als Wärmequelle bzw. -senke erschlossen. Ein durch die thermischen Lasten des Gebäudes vorgegebener Sondenbetrieb verändert dieses Temperaturniveau. Je nach Sondenlänge entstehen damit bei der sensiblen Energiespeicherung mehr oder weniger große Temperaturdifferenzen zum Ausgangszustand bzw. zum thermischen Zustand der Umgebung. Die dann vorhandene Temperatur im Speicher wirkt sich, je nach gerade benötigter Funktion der Sonde (Wärmequelle oder Wärmesenke), positiv oder negativ auf die verfügbare Sondenleistung und die folglich entnehmbare Energie aus.

Aus diesem Sachverhalt stellt sich die Frage: Welche Sondenlänge bietet für das zu versorgende Gebäude mit einer bestimmten thermischen Laststruktur (Heizen, Kühlen, Heizen & Kühlen) die bestmögliche Leistungscharakteristik bzw. den höchsten energetischen Nutzen, der sich letztlich durch die Arbeitszahl der beiden Prozesse Heizen und Kühlen widerspiegelt?

Bei dem Heizbetrieb mit einer Wärmepumpe ist die Arbeitszahl umso besser, je höher die zur Verfügung stehende Wärmequellentemperatur ist, die wiederum mit der Sondenlänge zunimmt. Wird die Erdwärmesonde jedoch auch für Kühlzwecke verwendet, sind für hohe Arbeitszahlen möglichst niedrige Wärmesenkentemperaturen unterhalb der Betriebstemperaturen im Gebäudekühlsystem notwendig, was eher zu kürzeren Sonden führt. Ergibt sich aus dem Gebäudeenergiebedarf ein kombinierter Heiz- und Kühlbetrieb, ist die Sondenlänge für die gegenläufigen Anforderungen zu optimieren. Als maßgebende Größe wurde hier die Gesamtarbeitszahl gewählt. Das Optimum der Sondenlänge ergibt sich dann bei einem Maximum der Gesamtarbeitszahl.

$$\beta_{ges}(L_{Sonde}) = \frac{Q_{Nutz,Wärme} + Q_{Nutz,Kälte}}{E_{WP} + E_{H}} \rightarrow max.$$
(1)

β_{ges}	Gesamtarbeitszahl						
L _{Sonde}	Sondenlänge	Sondenlänge (variierte Größe)					
Q _{Nutz,Wärme}	von der Wärn	von der Wärmepumpe erzeugte Nutzwärme					
Q _{Nutz,Kälte}	direkt geothe	direkt geothermisch erzeugte Nutzkälte					
E _{WP}	Antriebsenergie der Wärmepumpe						
E _H	Hilfsenergie	(Energieaufwand	für	Umwälzpumpe	im	Heiz-	und
	Kühlbetrieb)						

Simulation zur Berechnung der Gesamtarbeitszahl

Für eine demonstrierende Untersuchung wurde ein vereinfachtes Simulationsmodell in der Software TRNSYS erstellt und die Gesamtarbeitszahl in Abhängigkeit der Sondenlänge bestimmt. Das Modell umfasst die Abbildung des Gebäudes und der Energieversorgungsanlage.

Das Gebäude wurde hier mit dem TRNSYS-Type 88 beschrieben. Das zugrunde liegende mathematische Modell bildet das thermische Verhalten des Gebäudes in vereinfachter Form ab: Ein kubusförmiges Gebäude wird mit einem Einzonenmodell auf Grundlage des Gesamt-U-Wertes simuliert. Ziel ist es, zunächst nur typische klimaabhängige Lastgänge zu erzeugen. Lastgangeinflüsse, wie z.B. die Nutzung, wurden vernachlässigt.



Abbildung 9: Vereinfachtes Simulationsmodell in TRNSYS

Die Energieversorgungsanlage besteht im Wesentlichen aus dem Modell für zwei Erdwärmesonden, die Wärmepumpe, einen Pufferspeicher, Regeleinrichtungen (Vorgabe Temperatursollwerte) und Umwälzpumpen. Das Betriebsregime umfasst den monovalenten Heizbetrieb mit Wärmepumpe und die direkte geothermische Kühlung allein mit der Erdwärmesonde. Die Anlage wurde so dimensioniert, dass die Heizlast und der Jahresheizwärmebedarf komplett gedeckt werden können. Die Kühllast bzw. der jährliche Kühlbedarf werden nach dem geothermisch möglichen Angebot gedeckt.

Das Ergebnis der Simulation ist in Abbildung 10 aufgeführt. Sie zeigt die Jahresarbeitszahl getrennt für den Heiz- bzw. Kühlbetrieb und die Gesamtarbeitszahl beider Prozesse. Für dieses einfache Beispiel ergibt sich eine maximale Gesamtarbeitszahl β_{ges} =3,15 bei einer Sondenlänge von L_{Sonde, Opt.}=150 m. Dieses Ergebnis soll ohne quantitative Wertung nur den Effekt verdeutlichen.



Abbildung 10: Diagramm zur Ermittlung der optimalen Sondenlänge

Wie in den oben getroffenen Annahmen bereits vermutet, nimmt die Effizienz, d.h. Jahresarbeitszahl für den Heizbetrieb, mit der Sondenlänge stetig zu. Wie erwartet, verhält sich auch die Jahresarbeitszahl für den Kühlbetrieb im Bereich größerer Sondenlängen. Mit zunehmender Sondenlänge sinkt der Kühlenergieertrag bei gleichem Energieaufwand, was eine fallende Jahresarbeitszahl im Kühlbetrieb zur Folge hat. Für die Gesamtarbeitszahl zeigt sich das prognostizierte Maximum, bei dem der kombinierte Betrieb aus den beiden Prozessen Heizen und Kühlen am effizientesten erfolgt.

Die Lage des Optimums wird wie die dafür ursächliche Temperatur im Erdwärmesondenspeicher von den unter Abschnitt 2 genannten bzw. damit in Zusammenhang stehenden Parametern mehr oder weniger stark beeinflusst:

- Jahresheizwärme- und Jahreskühlbedarf
- Wärme- und Kälteleistungsbedarf des Gebäudes (Maximalleistungen) und dessen zeitliche Struktur
- Betriebstemperaturen im Heiz- und Kühlsystem des Gebäudes
- Geothermischer Gradient
- Thermische Speichereigenschaften
- Wärmeübertragerfläche
- Sondenanzahl und –anordnung

Von ausschlaggebender Bedeutung für das Optimum Sondenlänge ist das Verhältnis vom Heizwärme- zum Kühlbedarf des Gebäudes. Dem Ergebnis in Abbildung 10 ist ein nahezu ausgeglichenes Verhältnis von $Q_{\text{Heiz}} = 54\% / Q_{\text{Kühl}} = 46\%$ zugrunde gelegt. Ergibt sich aus dem thermischen Energiebedarf des Gebäudes dagegen ein dominierender

Kühlbetrieb, so wird sich das Optimum eher zu kürzeren Sonden verschieben und bei dominierendem Heizbetrieb entgegengesetzt zu längeren Sonden. Dieser Sachverhalt konnte mit einer Parametervariation und daraus resultierenden Verhältnissen $Q_{\text{Heiz}} = 28\% / Q_{\text{Kühl}} = 72\%$ bzw. $Q_{\text{Heiz}} = 76\% / Q_{\text{Kühl}} = 24\%$ nachgewiesen werden. In der Praxis wird neben diesen energetischen Aspekten auch die Wirtschaftlichkeit das Optimum der Sondenlänge mitbestimmen.

6 Zusammenfassung

Aus den rechnerischen und experimentellen Ergebnissen zum thermischen Verhalten des Erdwärmespeichers kann abgeleitet werden, dass ein nutzbares thermisches Potential nur für eine bestimmte Zeit verfügbar ist und damit zwischen einer Kurzzeitbzw. Langzeitspeicherung unterschieden werden muss. Für den simulierten Fall unter Abschnitt 4 stände die mit einem definierten Betrag über einen verhältnismäßig kleinen Zeitraum eingespeicherte Energie nur bei einer zeitnahen Nutzung mit relativ hohen Speichernutzungsgraden zur Verfügung. Längerfristig gesehen kann diese Energie kaum noch bzw. nur mit immer niedrigeren Speichernutzungsgraden wiedergewonnen werden.

Deshalb kommt es bei der langfristigen Energiespeicherung u. a. darauf an, wieviel Energie über welchen Zeitraum eingespeist und wie weiträumig demzufolge die Temperatur im Erdreich um die Sonde verändert wurde. Dementsprechend länger kann ein bestimmtes Temperaturniveau gespeichert bzw. genutzt werden. Ein beispielhafter Anwendungsfall ist der Wärmeentzug aus dem Erdreich im Winter und die Nutzung der damit eingespeicherten Kälte im Sommer.

Aus dem Anlagenbetrieb in der Praxis ergeben sich letztlich sowohl kurzfristige als auch langfristige Speicherzyklen mit intermittierendem Sondenbetrieb und sich ständig verändernden Betriebsparametern. Weiterführend ist es deshalb von Bedeutung, die Energiespeicherung unter diesen Bedingungen zu untersuchen. Im Endeffekt interessiert dabei die Auswirkung der Energiespeicherung auf die Effizienz der geothermischen Gebäudeenergieversorgung.

Bei der Demonstration in TRNSYS wurde dieser Aspekt unter den genannten praktischen Randbedingungen untersucht. Für eine an den Gebäudeenergiebedarf angepasste optimale Speichernutzung konnte diejenige Sondenlänge ermittelt werden, bei der sich für das Heizen und Kühlen insgesamt das günstigste Temperaturniveau und damit eine maximale Effizienz, ausgedrückt durch die Gesamtarbeitszahl, ergibt.

Quellenverzeichnis

- [1] Krimmling, Jörn ; Kahnt, Lothar ; Schiffner, Peter: »Optimierung und wissenschaftliche Betreuung der Wärmepumpenanlage Campus«. Hochschule Zittau/Görlitz Fakultät Bauwesen, Zittau, Abschlussbericht 2009
- [2] Kahnt, Lothar ; Krimmling, Jörn ; Schiffner, Peter: »Untersuchung von Wärmetransportvorgängen bei vertikalen Erdsonden von Wärmepumpen«. In: *HLH*, Bd. 61, Nr. 11, 12, S. 26-30, November, Dezember 2010
- [3] Krimmling, Jörn ; Grötzschel, Janek ; Schiffner, Peter ; Kahnt, Lothar: »Messtechnische Auswertung mit ökonomischer und ökologischer Bilanzierung eines Geschäftshauses in Passivhausbauweise in Bautzen«. Hochschule Zittau/Görlitz Fakultät Bauwesen, Zittau, Abschlussbericht 2011
- [4] VDI 4640-3: Thermische Nutzung des Untergrundes Unterirdische thermische Energiespeicher, Juni 2001.
- [5] Eberhard, Peter: »Physikalische Modellierung des Erdreichs um Erdwärmesonden und Ermittlung von Stoffdaten«. Hochschule Zittau/Görlitz Fakultät Wirtschaftswissenschaften und Wirtschaftsingenieurwesen, Zittau, Wissenschaftliche Berichte Heft 122/2014, 2014
- [6] Krimmling, Jörn ; Eberhard, Peter ; Haack, Markus ; Lucke, Felix: »Beschreibung einer Versuchsanlage zur experimentellen Simulation von Wärmetransportvorgängen bei vertikalen Erdsonden zum Heizen und Kühlen von Gebäuden«. Hochschule Zittau/Görlitz Fakultät Wirtschaftswissenschaften und Wirtschaftsingenieurwesen, Zittau, Forschungsbericht 2014
- [7] Lucke, Felix: »Experimentelle Untersuchungen zu Energiespeichervorgängen im sondennahen Erdreich«. Hochschule Zittau/Görlitz Fakultät Wirtschaftswissenschaften und Wirtschaftsingenieurwesen, Zittau, Wissenschaftliche Berichte Heft 122/2014, 2014



Experimentelle Untersuchungen zu Energiespeichervorgängen im sondennahen Erdreich

Dipl.-Ing. (FH) Felix Lucke

Inhaltsverzeichnis

1	Prob	blemanalyse zur Energiespeicherung im Erdreich	51
2	Durchführung der Untersuchungen		
3	Experimentelle Untersuchungen		
	3.1	Sondencharakteristik	54
	3.2	Energiespeicherung an der 40 m-Sonde	55
	3.3	Energiespeicherung an der 100 m-Sonde	58
4	Zusa	ammenfassung	60
Qu	Quellenverzeichnis		

1 Problemanalyse zur Energiespeicherung im Erdreich

Eine Möglichkeit für einen effizienzsteigernden Wärmepumpenbetrieb ist die Nutzung des Erdreichs als kostenlosen Energiespeicher. Je nach dem vorgeschalteten Anlagenbetrieb wird die Temperatur durch die Erdwärmesonde im Erdreich verändert, sodass eine Energiespeicherung zwangsläufig stattfindet. Bezüglich der zu überbrückenden Zeit zwischen Angebot und Nachfrage ergibt sich für den geothermischen Speicher ein Betrieb als Kurzzeit- oder Langzeitspeicher. Dabei sind folgende Betriebsarten relevant:

- Durch den Heizbetrieb mit Erdwärmesonden wird dem sondennahen Erdreich Wärme entzogen und dadurch Kälte im Erdreich eingespeichert. Die eingespeicherte Kälte kann zu einem späteren Zeitpunkt z.B. für die Gebäudeklimatisierung genutzt werden.
- Werden Erdwärmesonden auch für die Gebäudeklimatisierung genutzt, wird Wärme in das sondennahe Erdreich eingebracht und auch dort unabwendbar gespeichert. Die eingespeicherte Wärme kann für parallel oder zeitversetzte ablaufende Heizvorgänge genutzt werden.
- Sind die Erdwärmesonden mit einer thermischen Solaranlage verbunden, kann die überschüssige Energie im sondennahen Erdreich gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden.

Ausgehend von dieser Problemanalyse zur aktiven Nutzung des Erdreiches als Energiespeicher werden in diesem Projektteil experimentelle Untersuchungen durchgeführt. Hierdurch können grundlegende Resultate über den Speichernutzungsgrad gewonnen werden.

Die Energiespeicherung im Erdreich ist abhängig von den geologischen und hydrologischen Verhältnissen am Standort sowie von unterschiedlichen Anlagenparametern. Die maßgebenden Einflussgrößen auf den Speichernutzungsgrad sind:

- Wärmeleit- und Wärmespeicherfähigkeit des Erdreiches
- hydrologische Eigenschaften, Stärke und Richtung einer Grundwasserströmung
- Speicherdauer
- Wetter an der Erdoberfläche (Beeinflussung der Erdreichtemperatur bis zu 10m Tiefe)
- Einspeise- und Entzugstemperatur
- Volumenstrom
- Sondengeometrie (Länge, Bauart)

Die gewonnen experimentellen Ergebnisse sind nicht zwangsläufig auf andere geologische und hydrogeologische Verhältnisse im Erdreich übertragbar. Eine Übertragung der Ergebnisse kann nur, aufbauend auf den Erkenntnissen der experimentellen Untersuchungen, durch verifizierte komplexe Berechnungsmodelle erfolgen.

Für die Bewertung der Güte einer Kurzzeit- oder Langzeitspeicherung im Erdreich ist es notwendig, zwei Messungen über die gleiche Zeitspanne bei identischen Betriebsparametern durchzuführen. Diese Unumgänglichkeit der zwei Messungen beruht auf der allgemeinen Definition des Speichernutzungsgrades **[1**].

$$\eta(\Delta t) = \frac{Q_{\text{aus}}(\Delta t)}{Q_{\text{ein}}} \tag{1}$$

 $Q_{aus}(\Delta t)$:dem Erdreich nach dem Speicherzeitraum entnommene Energie Q_{ein} :dem Erdreich zugeführte Energie

Dabei setzt sich der Term $Q_{aus}(\Delta t)$ aus zwei separaten Messungen zusammen. Die Berechnung dieser Größe beruht auf der Annahme, dass dem Erdreich über einen definierten Zeitraum stets die gleiche Energiemenge bei gleichen Versuchsparametern entzogen werden kann. Dadurch wird zuerst die Energiemenge $Q_{aus}(\Delta t)_{unbeeinflusst}$ bei thermisch unbeeinflusstem Erdreich über eine Zeitspanne ermittelt. Im zweiten Versuch wird dann die Energiemenge $Q_{aus}(\Delta t)_{beeinflusst}$ nach der Energieeinspeisung sowie der Zeitspanne (Δt) ermittelt. Bezogen auf den beschriebenen Sachverhalt setzt sich $Q_{aus}(\Delta t)$ wie folgt zusammen:

$$Q_{\rm aus}(\Delta t) = Q_{\rm aus}(\Delta t)_{\rm beeinflusst} - Q_{\rm aus}(\Delta t)_{\rm unbeeinflusst}$$
(2)

2 Durchführung der Untersuchungen

Die experimentellen Untersuchungen zu den Energietransport- und –speichervorgängen um Erdwärmesonden werden an der Hochschule Zittau/Görlitz mit einer speziell darauf ausgerichteten Versuchsanlage durchgeführt. Der Versuchsstand besteht neben den Erdwärmesonden aus einem Kälte- und einem Wärmeerzeuger (vgl. Abbildung) sowie einem Warmwasserspeicher (Volumen 750 l) und wird komplett gebäudeunabhängig betrieben. Der Speicher wird auf eine geeignete Temperatur gebracht und daraufhin das Wärmeträgermedium (Ethylenglykol-Wasser-Gemisch) durch die Erdwärmesonden gepumpt. Dabei wird am Mischventil die gewünschte Sondenkopftemperatur eingestellt. Auf diese Weise ist es möglich, die Erdwärmesonden mit Temperaturen von –10 °C bis 90 °C zu belasten. Ausgehend von der technischen Ausstattung der Versuchsanlage können alle relevanten Betriebsarten (vgl. Tabelle 1) an der Versuchsanlage abgebildet werden.

Geothermisches Heizen	Geothermisches Kühlen	Energiespeicherung	
 Sensibel > 0 °C Latent bei 0 °C und Sensibel < 0 °C 	NiedertemperaturHochtemperatur	 Kurzfristige Speicherung Saisonale Speicherung 	

Tabelle 1: Betriebsarten Wärmepumpenversuchsstand



Abbildung 1: Anlagenschema

Mit der Versuchsanlage können Untersuchungen bei annähernd gleichen Bedingungen, wie es bei den Experimenten zu Energiespeichervorgängen notwendig ist, wiederholt werden. Als Grundlage der Bestimmung des Speichernutzungsgrades ist es notwendig, dass die geothermische Entzugsleistung bei thermisch unbeeinflusstem Erdreich bestimmt wird, da diese Energie bei bestimmten Betriebsparametern und Erdreichtemperaturen über einen Zeitraum immer gleich entzogen werden kann. Diese Untersuchung wird in der Forschergruppe als Sondencharakteristik bezeichnet. Weiterhin wird für die Bestimmung des Speichernutzungsgrades die entzogene Energiemenge nach der Energieeinspeisung benötigt. Die Differenz der Entladekurven (vgl. Abbildung 2) ist die Energiemenge, die nach einem Speicherzeitraum zusätzlich nutzbar gemacht werden kann. Anhand dieser Größe und der eingespeisten Energiemenge wird der Speichernutzungsgrad berechnet.



Abbildung 2: Ermittlung der gespeicherten Energiemenge (schematisch)

Die beschriebene Vorgehensweise zur experimentellen Untersuchung der Energiespeichervorgänge im sondennahen Erdreich wird bei allen drei Erdwärmesonden gleich angewandt. Anhand dessen können Aussagen zur Effektivität der Energiespeicherung im Erdreich getroffen werden.

3 Experimentelle Untersuchungen

3.1 Sondencharakteristik

Die experimentelle Bestimmung der geothermischen Entzugsleistungen bei thermisch unbeeinflusstem Erdreich wurde bei allen drei Erdwärmesonden unter Variation des Volumenstroms für eine Entzugszeit von 24 h durchgeführt. Als grundlegende Größe für die Experimente wurde auf der Grundlage von praxisrelevanten Anlagenparametern eine konstante Sondenkopftemperatur von 0 °C über die gesamte Versuchsdauer bestimmt. In der nachfolgenden Abbildung 3 sind die geothermischen Sondenleistungen bei thermisch unbeeinflussten Erdreich bei einem Volumenstrom von $2 \frac{m^3}{h}$ dargestellt.



Abbildung 3: Sondencharakteristik Versuchsstand

Die für die Berechnung des Speichernutzungsgrades notwendige Kenngröße aus diesen Versuchen ist die über den Zeitraum von 24 h entzogene und in Tabelle 2 dargestellte Energiemenge. In der Darstellung von Abbildung 2 ist dies die entzogene Energiemenge bei thermisch unbeeinflusstem Erdreich.

Erdwärmesonde	Energiemenge [kWh]
EWS 100	172,78
EWS 70	119,10
EWS 40	55,45

Tabelle 2: entzogene Energiemengen

3.2 Energiespeicherung an der 40 m-Sonde

Ein ausführliches Messprogramm wurde an der 40m-Sonde für unterschiedliche Speicherzeiträumen von 2 h, 4 h, 10 h, 24 h, 36 h, 48 h und 264 h durchgeführt. Diese Zeiträume wurden ausgewählt, damit eine Vielzahl an Untersuchungen auch trotz der thermisch eher trägen Energiespeichervorgänge im Erdreich durchgeführt werden kann. Die Untersuchungen simulieren den Betriebsfall, dass die Erdsonden mit einer thermischen Solaranlage gekoppelt sind und überschüssige nicht benötigte Solarwärme im Erdreich gespeichert wird und zu einem späteren Zeitpunkt wieder nutzbar gemacht werden kann. Ausgehend von diesen Überlegungen wurden die Parameter wie in der nachfolgenden Tabelle festgesetzt. Sie entsprechen gängigen Zahlenwerten, wie sie in der Praxis üblich sind.

Einspeisung	Parameter
Einspeisetemperatur	60 °C
Energiemenge	25 kWh
Zeitraum	1 h
Volumenstrom	$2 \frac{m^3}{h}$

Tabelle 3: Einspeiseparameter

Nach dem Beladen des Erdwärmespeichers mit einer definierten Wärmemenge kann der Wärmeentzug mit gleichen Parametern wie beim unbeeinflussten Erdreich wiederholt werden. Aufgrund des wärmeren Erdreichs muss sich eine Leistungskurve ergeben, die über der des unbeeinflussten Erdreichs liegt. Die Fläche zwischen den Kurven gibt die Wärmemenge an, die dem Speicher entzogen wird, aber nicht auf das Auskühlen des Erdreichs über den unbeeinflussten Zustand hinaus zurückzuführen ist. Dabei handelt es sich um den Teil $Q_{aus}(\Delta t)$ der zuvor gespeicherten Energie, die nach dem Speicherungszeitraum Δt noch entnommen werden kann. Die Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen sind in der Tabelle 4 sowie in der Abbildung 4 dargestellt.

Tabelle 4: Me	ssergebnisse	der Experimente
---------------	--------------	-----------------

Speicherzeitraum	entzogene Wärme Q _{Entzug, beladen}	Differenz $Q_{aus}(\Delta t)$	Speichernutzungsgrad $\eta(\Delta t)$
2 h	70,85 kWh	15,40 kWh	0,605
4 h	69,33 kWh	13,88 kWh	0,538
10 h	64,56 kWh	9,11 kWh	0,363
24 h	60,77 kWh	5,32 kWh	0,211
36 h	59,83 kWh	4,38 kWh	0,174
48 h	58,76 kWh	3,32 kWh	0,132
264 h	56,11 kWh	0,66 kWh	0,026



Abbildung 4: Speichernutzungsgrad in Abhängigkeit vom Speicherzeitraum

Zu erkennen ist, dass bei einer kurzen Wartezeit (2 h) ein hoher Nutzungsgrad von ca. 60% erzielt werden kann. Jedoch verringert sich mit zunehmender Wartezeit der Speichernutzungsgrad stark, so dass sich bei einer Wartezeit von 264 h ein Speichernutzungsgrad von nur noch 2,6% einstellt. Der Hauptgrund für den sinkenden Speichernutzungsgrad bei längerer Wartezeit ist, dass sich die Wärme im Erdreich immer stärker ausbreitet und dadurch die ausschlaggebende Temperaturdifferenz zur Erdwärmesonde immer geringer wird. Die Temperaturausbreitung im Erdreich ist auch von den hydrologischen Gegebenheiten am Standort abhängig: durch z.B. eine vorhandene Grundwasserströmung wird die eingespeicherte Energie von der Erdwärmesonde weggetragen und steht damit nicht mehr für die Nutzung zur Verfügung.

Abbildung 5 zeigt die Temperaturen im Erdreich direkt an der Erdwärmesonde unmittelbar vor dem erneuten Energieentzug. Je länger der Speicherzeitraum ist, desto geringer wird die verfügbare Temperatur an der Sonde, dadurch sinkt auch der Nutzungsgrad. Ab einem Speicherzeitraum von 36 h hat sich im Erdreich fast wieder die ungestörte Erdreichtemperatur eingestellt. Der starke Temperaturabfluss in den Speicherzeiträumen lässt auf eine Grundwasserströmung am Standort schließen, wodurch sich die geringeren Nutzungsgrade ergeben.



Abbildung 5: Erdreichtemperaturen vor Energieentzug

3.3 Energiespeicherung an der 100 m-Sonde

Zum Zeitpunkt der Abfassung des vorliegenden Artikels kann nur ein Energiespeicherversuch ($\Delta t = 24$ h) an der EWS 100 m-Sonde vorgestellt werden. Die Durchführung des Versuchs erfolgte dabei mit identischen Versuchsparametern wie bei den Untersuchungen an der 40 m-Sonde. Bedingt durch die tiefere Erdwärmesonde erfolgt die Energieeinspeisung ins Erdreich jedoch schneller. Die Ergebnisse der Untersuchungen sind in der nachfolgenden Abbildung 6 dargestellt.



Abbildung 6: Sondenleistungen

Die Untersuchung an der 100 m-Sonde hat einen Speichernutzungsgrad von 17,4% ergeben. Im Vergleich mit der 40 m-Sonde ist der Nutzungsgrad bei gleicher eingespeister Energiemenge jedoch geringer. Die Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen sind in der Tabelle 5 dargestellt.

Sonde	Wartezeit	entzogene Wärme Q _{Entzug, beladen}	Differenz $Q_{aus}(\Delta t)$	Speichernutzungsgrad $\eta(\Delta t)$
EWS 40	24h	124,78 kWh	5,32 kWh	0,211
EWS 100	24h	177,15 kWh	4,36 kWh	0,171

Tabelle 5: Messergebnisse der Experimente

Die Ergebnisse der Untersuchungen haben bei zwei unterschiedlich tiefen Erdwärmesonden bei gleicher eingespeister Energiemenge unterschiedliche Speichernutzungsgrade ergeben. Die Differenz der Ergebnisse ist auf die verfügbare Erdreichtemperatur vor dem Energieentzug zurückzuführen. Bei einer kürzeren Erdwärmesonde stellt sich aufgrund der Einspeiseleistung pro Meter EWS eine höhere Erdreichtemperatur an der EWS ein als bei längen Sonden, da sich die eingespeiste Energiemenge auf ein größeres Speichervolumen verteilt. Diese höhere Erdreichtemperatur ist auch nach der Wartezeit noch verfügbar (vgl. Abbildung 7), wodurch sich der höhere Nutzungsgrad ergibt.



Abbildung 7: Vergleich der Erdreichtemperaturen EWS 100 und EWS 40

4 Zusammenfassung

Durch die experimentellen Untersuchungen an der Versuchsanlage konnten aussagekräftige Erkenntnisse zur Energiespeicherung im Erdreich gewonnen werden. Dabei wurden unterschiedliche Speicherzeiträume bei gleichbleibender eingespeister Energiemenge untersucht. In dem betrachteten Fall der Kurzzeitenergiespeicherung im Erdreich, lässt sich anhand der durchgeführten Experimente schlussfolgern, dass Erdwärmespeicher für kurze Speicherdauern geeignet sind. Dabei konnten Speichernutzungsgrade von bis zu 60% ermittelt werden. Die Untersuchungen zur längerfristigen Energiespeicherung im Erdreich haben unter den Versuchsbedingungen geringe Nutzungsgrade von 2,6% ergeben. Die Erkenntnisse sind jedoch nicht übertragbar auf die Langzeitenergiespeicherung oder auf die saisonale Speicherung im Erdreich. Entscheidend ist in diesem Fall u. a. die Menge der eingespeicherten Energie. Im Gegensatz zur kurzfristigen Energiespeicherung mit verhältnismäßig kleinen Beträgen kommt es bei der Langzeitspeicherung auf die Einspeisung großer Energiemengen über lange Zeiträume an, die dann wiederum über lange Zeiträume genutzt werden. Ein beispielhafter Anwendungsfall ist der Wärmeentzug aus dem Erdreich im Winter und die Nutzung der damit eingespeicherten Kälte im Sommer.

Eine Verallgemeinerung der Ergebnisse kann unter der Anwendung einer numerischen Simulation erfolgen. Durch den Einsatz einer Simulationssoftware können geologische und hydrogeologische Gegebenheiten an die unterschiedlichsten Vorkommnisse angepasst werden. Dafür notwendig ist ein verifiziertes komplexes Simulationsmodell, welches die relevanten Einflussgrößen auf den Speichernutzungsgrad berücksichtigt und realitätsnahe Ergebnisse liefert. Durch den Einsatz von Simulationssoftware können die Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen auf ihre Plausibilität geprüft werden. Ebenso können die experimentellen Untersuchungen erweitert, wie z. B. Simulationsrechnungen mit unterschiedlichen Speicherzyklen auch über mehrere Jahre mit verhältnismäßig geringem Zeitaufwand berechnet werden.

Aus dem Vergleich der unterschiedlich tiefen Erdwärmesonden in Bezug auf den Speichernutzungsgrad lässt sich die Vermutung ableiten, dass sich kürzere Erdwärmesonden bei gleicher eingespeister Energiemenge besser zur Wärmespeicherung eignen. Dies gilt zunächst jedoch nur für den untersuchten Fall (eingespeiste Energie 25 kWh, Speicherzeitraum 24 h). Zur Abhängigkeit des Speichernutzungsgrades von der Sondenlänge besteht jedoch noch weiterer Forschungsbedarf mit veränderten Einspeiseparametern.

Quellenverzeichnis

[1] VDI 4640-3: Thermische Nutzung des Untergrundes - Unterirdische thermische Energiespeicher, Juni 2001.



Physikalische Modellierung des Erdreichs um Erdwärmesonden und Ermittlung von Stoffdaten

Dipl.-Math. Peter Eberhard

Inhaltsverzeichnis

1	Prob	olemanalyse	65
2	Mod	ellierung des Erdreichs	66
	2.1	3D-Modell mit Grundwasser	67
	2.2	Wärmeleitungsmodell	68
	2.3	Linien- und Zylinderquellen	69
3	Expe	erimentelle Ermittlung von Erdreichparametern	70
	3.1	Enhanced Geothermal Response Test (EGRT)	70
	3.2	Experimentelle Ermittlung der Konduktivität	71
	3.3	Porosität	73
	3.4	Dispersion	74
4	Simu	ılation des Speichernutzungsgrades	74
5	Zusammenfassung		
Qu	ellen	verzeichnis	76

1

Im Forschungsprojekt "Wärmepumpen zum Heizen und Kühlen von Gebäuden" an der Hochschule Zittau/Görlitz wird unter anderem die Nutzung von Erdwärmesonden als Wärmespeicher untersucht und bewertet. In einem experimentellen Projektteil werden an einem Wärmepumpenversuchsstand Speichernutzungsgrade unter verschiedenen Voraussetzungen, insbesondere bei verschiedenen Speicherzeiträumen, bestimmt. Die Versuche und ihre Ergebnisse sind in einem anderen Beitrag dieses Heftes zusammengefasst (vgl. Lucke: "Experimentelle Untersuchungen zur Energiespeicherung im sondennahen Erdreich"). Dort finden sich auch Details zum Versuchsstand des Projekts, auf den auch im vorliegenden Beitrag häufig verwiesen wird.

Die ermittelten Speichernutzungsgrade von 60,5% bis 2,6% je nach Speicherzeitraum gelten jedoch zunächst nur am Standort des Versuchsstandes und unter den gewählten Versuchsparametern. Während sich Versuchsparameter wie Einspeise- und Entzugsdauer, Speicherzeitraum, Volumenstrom und (mit Einschränkungen) die Sondenlänge leicht variieren lassen, ist das bei anderen Einflussgrößen (physikalische Eigenschaften des Erdreichs, Wetter an der Erdoberfläche, Stärke und Richtung der Grundwasserströmung usw.) auch prinzipiell nicht möglich. Für verallgemeinerbare Schlussfolgerungen über Speichernutzungsgrade und die Verwendung von Erdwärmespeichern allgemein muss daher auf Simulationen zurückgegriffen werden. Simulationen sind ebenfalls nötig, um eine neu zu bauende Wärmepumpenanlage oder einen Erdwärmespeicher passend zu den Anforderungen auszulegen¹. Darauf wurde schon im Beitrag "Energietransport und Energiespeicherung bei Wärmepumpen mit Erdwärmesonden" Bezug genommen.

Die Notwendigkeit der Simulation wirft nun drei Fragen auf:

- Welches Modell wird gewählt und wie wird es rechentechnisch umgesetzt?
- Wie können Modellparameter (insbesondere Stoffwerte) bestimmt werden?
- Wie groß sind die Abweichungen des Simulationsmodells von der Wirklichkeit?

Im vorliegenden Beitrag sollen diese Fragen am Beispiel der Bestimmung des Speichernutzungsgrades beantwortet werden. Dafür können die experimentellen Ergebnisse aus dem Projekt für einen Vergleich und die Bewertung der Modelle herangezogen werden.

Für die Effizienz von Erdwärmespeichern ist die Beschaffenheit des Untergrunds, und damit die Beantwortung der zweiten Frage, von entscheidender Bedeutung. Dafür wurden am Versuchsstand des Projekts mehrere Versuche durchgeführt, die Erkenntnisse über die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse am Standort

¹ Vgl. VDI 4640, Blatt 2, Abschnitt 5.1.2 und Blatt 3, Abschnitt 6.3.2 [8, 9]

liefern sollen. Die Methodik der Auswertung dieser Versuche wird hier ebenfalls beschrieben.

Der Fokus auf den Speichernutzungsgrad bedeutet, dass in diesem Beitrag die anlagenseitigen Parameter (Temperaturen des Heiz- und Kühlsystems, Regelstrategie usw.) keine Rolle spielen. Die Modelle müssen nur die Erdwärmesonden und das umliegende Erdreich abbilden.

2 Modellierung des Erdreichs

Es ist unmöglich, in dem hier zu Verfügung stehenden Raum alle denkbaren Modelle des Wärmetransports im Erdreich (bzw. allgemein in porösen Medien) darzustellen oder gar herzuleiten. Entsprechende Ausarbeitungen finden sich in **[1]** und **[2]**.

Folgende Prozesse sind für den Wärmetransport in porösen Medien relevant:

- Wärmeleitung
- Wärmetransport durch Porenströmung des Grundwassers
- Thermodispersion, d. h. Streuung der Temperatur durch "Auseinanderdriften" der Grundwasserströmung
- Phasenübergang des Grundwassers (Vereisung, Schmelzen)
- Wärmetransport über die Systemgrenzen: Sondenrand, Erdoberfläche, Boden und Ränder des Simulationsgebiets

Weitere denkbare thermische Vorgänge, wie z.B. zusätzliche Wärmequellen durch chemische, biologische oder radioaktive Prozesse, spielen im Allgemeinen im Zusammenhang mit Erdwärmesonden keine signifikante Rolle und werden daher immer vernachlässigt.



Abbildung 1: Wärmetransportvorgänge um Erdwärmesonden

Wir beschränken uns hier auf drei Modelle, die für das weitere Vorgehen relevant sind (s. Tabelle 1). Prinzipiell lässt sich sagen, dass die Berücksichtigung der Grundwasserströmung aufgrund seiner Richtungsabhängigkeit ein dreidimensionales Modell und damit einen erheblichen Mehraufwand an Modellierungs- und Rechenzeit erfordert. Für schnellere Abschätzungen bietet sich daher ein einfaches Wärmeleitungsmodell an, wie es in vielen bekannten Softwarepaketen umgesetzt wird. Für die Auswertung einfacher Versuche und der Bestimmung von effektiven Wärmeleitfähigkeiten ist wiederum das Linienquellenmodell geeignet. Die analytische Lösbarkeit ermöglicht hier die Ermittlung von Stoffwerten.

Tabelle 1: Simulationsmodelle

	3D-Komplex-	2D-Wärme-	1D-Linien-
	modell	leitungsmodell	quellenmodell
Wärmeleitung	Х	Х	Х
Grundwasserströmung	Х		
Thermodispersion	Х		
Phasenübergang des		Х	
Grundwassers			
gegenseitige Beeinflus-	Х		
sung in Sondenfeldern			
Dimensionen	х, у, z	r, z	r
Lösungsmethode	numerisch (FEM)	numerisch (FDM)	analytisch
Rechenaufwand	sehr hoch	gering	trivial
Simulationssoftware	FEFLOW	"Erdwärmesonden"	-
		uvm.	

2.1 3D-Modell mit Grundwasser

Das vollständige Modell berücksichtigt alle vorgenannten Prozesse, mit Ausnahme der Grundwasservereisung, die bei den in diesem Beitrag diskutierten Versuchen jedoch nicht auftritt (wohl aber bei Erdwärmespeichern allgemein). Sie kann jedoch leicht über den Quellterm berücksichtigt werden. Entsprechende Erweiterungen für die hier genutzte Simulationssoftware FEFLOW liegen vor [**3**].

Die zugrundeliegende Gleichung für den Wärmetransport wird aus dem Energieerhaltungssatz abgeleitet und lautet [**2**]:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[(\varepsilon C_l + (1 - \varepsilon)C_s)(T - T_0) \right] + \nabla \cdot \left(C_l \vec{q} (T - T_0) \right) - \nabla \cdot \left(\vec{\Lambda} \cdot \nabla T \right) = H_e$$
⁽¹⁾

Sie gilt für jeden Punkt des Simulationsgebiets. Der erste Summand repräsentiert die Änderung der inneren Energie, der zweite repräsentiert den Transport durch das Porenfluid, der dritte die Wärmeleitung und Dispersion.

Dabei bedeute	n
t	Zeit
ε	Porosität (Volumenanteil des Grundwassers im Erdreich)
C_l, C_s	Volumetrische Wärmekapazität des Grundwassers/Gesteins
	(l = liquid, s = solid)
Т	Temperatur des Volumenelements
T ₀	Bezugstemperatur
\vec{q}	Fließvektor des Grundwassers (Filtergeschwindigkeit)
$\overrightarrow{\Lambda}$	Wärmeleitungs- und Thermodispersionstensor
	$\vec{\Lambda} = \left(\varepsilon\Lambda^l + (1-\varepsilon)\Lambda^s + C_l\beta_T \ \vec{q}\ \right)\vec{\delta} + C_l(\beta_L - \beta_T)\frac{\vec{q}\otimes\vec{q}}{\ \vec{q}\ }$
Λ^l , Λ^s	Wärmeleitfähigkeit im Fluid bzw. Gestein
β_L, β_T	Longitudinale und transversale Dispersivität des Gesteins

H_e Quellterm für die innere Energie

All diese Parameter sind (mit Ausnahme der Zeit) dabei noch ortsabhängig, die Wärmekapazität und der Wärmeleitungstensor theoretisch auch temperaturabhängig, letzteres wird in der vorliegenden Arbeit wie auch in der Simulationssoftware allerdings vernachlässigt.

Das Modell (1) liegt (zuzüglich weiterer Gleichungen zur Bestimmung der Porenströmung) der Software FEFLOW zugrunde. Mit $C_{\text{eff}} = \varepsilon C_l + (1 - \varepsilon)C_s$, $\lambda_{\text{eff}} = \varepsilon \Lambda^l + (1 - \varepsilon)\Lambda^s$, der Vernachlässigung der Dispersion (also $\beta_L = \beta_T = 0$) und der Zeitkonstanz aller Stoffwerte vereinfacht sich (1) zu

$$C_{\rm eff}\frac{\partial T}{\partial t} + \nabla \cdot (C_l \vec{q} \ T - \nabla (\lambda_{\rm eff} T)) = H_e.$$
⁽²⁾

In dieser Form wird das Modell auch im Forschungsprojekt verwendet.

2.2 Wärmeleitungsmodell

Das Wärmeleitungsmodell vernachlässigt Phänomene, die mit der Grundwasserströmung zusammenhängen, also den konvektiven Wärmetransport durch das Grundwasser sowie die Dispersion. Die Gleichung (2) wird damit zu

$$C_{\rm eff}\frac{\partial T}{\partial t} - \lambda_{\rm eff}\nabla^2 T = H_e.$$
(3)

Da diese Gleichung von der horizontalen Richtung unabhängig ist, wird das Modell für eine Einzelsonde rotationssymmetrisch. Damit geht eine bedeutende Vereinfachung bei der Diskretisierung und eine deutliche Verringerung der Rechenzeiten einher. Derartige Modelle werden daher häufig für die Auslegung von Erdwärmesonden benutzt. Im Forschungsprojekt kommt die freie Software "Erdwärmesonden" [4] zum Einsatz.

2.3 Linien- und Zylinderquellen

Erdwärmesonden können als *Linienquellen* modelliert werden. Da ihr Durchmesser gegenüber ihrer Länge sehr klein ist, wird die Sonde als unendlich dünn angesehen. Zusätzlich wird auf eine tiefenabhängige Betrachtung verzichtet: Die Sonde wird als unendlich lang angenommen, so dass Effekte an den Sondenenden sowie unterschiedliche Bodenschichten nicht berücksichtigt werden müssen. Das Modell ist damit nur noch von einer Koordinate, dem Radius *r* (Abstand zur Linienquelle) abhängig.

An der Linienquelle wird je Höheneinheit eine konstante Leistung $\dot{Q}_H = \frac{\dot{Q}}{H}$ abgegeben (*H* ist die Länge der tatsächlichen Sonde). Unter diesen Voraussetzungen lässt sich die Wärmeleitungsgleichung (3) exakt analytisch auflösen. Die resultierende Temperaturdifferenz zum ungestörten Erdreich lautet [**5**]:

$$\Delta T(t,r) = \frac{\dot{Q}_H}{4\pi\lambda} E_1\left(\frac{r^2}{4at}\right).$$
(4)

 $E_1(x)$ bezeichnet hier die Integralexponentialfunktion $E_1(x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-t}}{t} dt$.

Im Zylinderquellenmodell wird die Sonde nicht unendlich lang, sondern mit einer endlichen Höhe 2H angesetzt. Für die mittlere Koordinate z = 0 ergibt sich

$$\Delta T(t,r) = \frac{\dot{Q}_H}{2\pi\lambda} \int_{\sqrt{\frac{r^2}{2at}}}^{\infty} \frac{e^{-u^2}}{u} I_0(u^2) \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{H}{r} \cdot \frac{u}{\sqrt{2}}\right) \,\mathrm{d}u.$$
(5)

Dabei ist $I_0(x) = \frac{1}{\pi} \int_0^{\pi} e^{-x \cdot \cos \varphi} d\varphi$ ein Besselintegral und $\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-u^2} du$ die Fehlerfunktion.

Für die Ermittlung der Temperaturdifferenz *innerhalb* des Bohrlochs (z. B. am Temperaturmesskabel) setzt man $r = r_b$ als den Bohrlochradius und addiert den Bohrlochwiderstand R_B :

$$\Delta T(t) = \frac{\dot{Q}_H}{2\pi} \left(R_B + \frac{1}{\lambda} \int_{\sqrt{\frac{r_b^2}{2at}}}^{\infty} \frac{e^{-u^2}}{u} I_0(u^2) \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{H}{r_b} \cdot \frac{u}{\sqrt{2}}\right) \, \mathrm{d}u \right).$$
(6)

Eine analoge Formel gilt auch für das Linienquellenmodell.

Offensichtlich ist das Zylinderquellenmodell schwieriger zu handhaben, aber für kurze Sonden oder Sondenabschnitte wesentlich genauer, da es auch den vertikalen Wärmestrom berücksichtigt, der im Linienquellenmodell aus Symmetriegründen entfällt. Beide Formeln werden bei der Auswertung von Thermal Response Tests angewandt.

3 Experimentelle Ermittlung von Erdreichparametern

3.1 Enhanced Geothermal Response Test (EGRT)

Jede Sonde des Versuchsstands ist mit einem Temperaturmesskabel ausgestattet. Dadurch wird es möglich, grundlegende Stoffdaten (nämlich die Wärmeleitfähigkeit, Wärmekapazität und den Bohrlochwiderstand) nicht nur als effektiven Mittelwert über die gesamte Sondenlänge zu ermitteln, wie bei einem Thermal Response Test (TRT). Vielmehr können diese Werte für jede Tiefe eines Temperatursensors, in diesem Fall also im Abstand von 1 m, gesondert berechnet werden. Das zugrundeliegende Verfahren nennt man *Enhanced Geothermal Response Test (EGRT)*. Es wird u. a. in [**6**] beschrieben.

Da hierbei jeder Sondenmeter als eigene Sonde angesehen wird und somit der Sondenradius gegenüber der Länge nicht mehr vernachlässigbar ist, treffen die Annahmen des Linienquellenmodells nicht mehr zu. Es muss das Zylinderquellenmodell angewandt werden. Dessen drei Unbekannte (λ , $a = \frac{\lambda}{c}$ und R_B in (6)) können mit einem Regressionsverfahren, z. B. der Neider-Mead-Methode, den Messdaten des Kabels angepasst werden.

Die Wärmeleitfähigkeit, die sich durch dieses Vorgehen ergibt, ist eine *effektive* Wärmeleitfähigkeit, die nicht nur die tatsächliche Wärmeleitung im Gestein enthält, sondern auch einen Anteil, der sich durch die Grundwasserströmung ergibt. Liegt solch eine Strömung vor, führt der dadurch stärkere Wärmetransport zu einer größeren effektiven Wärmeleitfähigkeit.

Dieser Effekt ist deutlich bei den Ergebnissen der am lokalen Versuchsstand durchgeführten EGRTs zu beobachten. Abbildung 2 zeigt die ermittelten Wärmeleitfähigkeiten in Tiefen von 1 m bis 97 m (Auflösung: 1 m), gemittelt über zwei EGRTs an zwei verschiedenen Sonden des Versuchsstands. Es lassen sich deutlich verschiedene Bodenschichten identifizieren, die sich näherungsweise mit dem bei der Bohrung ermittelten Schichtenverzeichnis decken. Innerhalb der Sand- bzw. Schluffschichten bei 11 m und 59 m ist sich der Einfluss einer starken Grundwasserströmung festzustellen. Die Stärke dieser Grundwasserströmung wird im nächsten Abschnitt genauer untersucht.



Abbildung 2: Auswertung der EGRTs am Versuchsstand

3.2 Experimentelle Ermittlung der Konduktivität

Die Stärke der Grundwasserströmung richtet sich nach der *Permeabilität K* des Porenraums bzw. äquivalent der *Konduktivität* k_f (auch *Durchlässigkeitsbeiwert* oder *hydraulische Leitfähigkeit* genannt). Wir schließen uns hier FEFLOW an, das die Konduktivität zur Beschreibung nutzt. Sie ist definiert als Proportionalitätsfaktor in der Formel

$$v_f = -k_f \nabla h,\tag{7}$$

die den Zusammenhang zwischen Filtergeschwindigkeit v_f (in m/s) und hydraulischem Gradienten (Gradienten des hydraulischen Potentials) ∇h beschreibt.

Permeabilitäten und Konduktivitäten werden üblicherweise durch Laborversuche an Gesteinsproben oder rechnerisch aus der Kornverteilungskurve ermittelt. Solche Untersuchungen wurden am Versuchsstand nicht durchgeführt, daher wurde ein neues Verfahren ermittelt, die Werte oder zumindest deren Größenordnung abzuschätzen.

Die Richtung der Grundwasserströmung war bereits vor dem Bau des Versuchsstands aus dem Hydroisohypsenplan bekannt. Die Sonden wurden so positioniert, dass die Kontrollsonde im Abstand von 2,89 m genau stromabwärts von der 100 m-Sonde liegt. Damit ist folgendes Experiment möglich, das im Folgenden als *Grundwasserversuch* bezeichnet wird:

Die 100 m-Sonde wird über einen längeren Zeitraum (430 h \approx 18 d) mit einer hohen Vorlauftemperatur (60 °C) beaufschlagt. Während dieser Zeit und der darauffolgenden Regeneration wird die Temperatur an der Kontrollsonde beobachtet.

Nach Formel (7) lässt sich vermuten, dass sich das Temperaturmaximum mit der Geschwindigkeit v_f in Richtung Kontrollsonde bewegt, so dass gilt (mit Zeit t_{max} des Temperaturmaximums und Abstand der Sonden d = 2,89 m):

$$\frac{d}{t_{\max}} \approx v_f = -k_f \nabla h \quad \Rightarrow \quad k_f \approx -\frac{d}{t_{\max} \nabla h}.$$
(8)

Dieser Zusammenhang wurde durch Simulationsrechnungen in FEFLOW für große $k_f > 5 \frac{m}{d}$ bestätigt.

Dabei ergeben sich mehrere Unsicherheiten, die im Modell nicht berücksichtigt werden können:

- Die Richtung der Grundwasserströmung von der 100 m-Sonde aus liegt nicht genau in Richtung der Kontrollsonde.
- Beide Sonden sind erfahrungsgemäß nicht genau senkrecht gebohrt, so dass der Abstand der Sonden in der Tiefe zu- oder abnehmen kann.
- Auch durch bloße Wärmeleitung ergibt sich eine maximale Temperatur an der Kontrollsonde, je nach Temperaturleitfähigkeit nach etwa 500–1500 h nach Versuchsbeginn. Die Formel (8) ist daher nur für hohe Konduktivitäten bzw. frühe Temperaturmaxima anwendbar.

Auch bei den Ergebnissen dieses Versuchs (s. Abbildung 3) bestätigen sich die Vermutungen aus dem EGRT über die Grundwasserströmung: Hier ergeben sich stark ausgeprägte Minima bei 9 m und 59-60 m. Die leichte Verschiebung ist darauf zurückzuführen, dass die Temperatursensoren bei der Kontrollsonde nicht in genau der gleichen Höhe liegen wie an der 100 m-Sonde. Die hohen Schwankungen in der Braunkohleschicht (15-50 m) ergeben sich wegen sehr flacher Maxima in dieser Schicht aufgrund der fehlenden Strömung.

Es ergibt sich nach Formel (8):

$$k_f(9 \text{ m}) = 55 \frac{\text{m}}{\text{d}}, \qquad k_f(59 \text{ m}) = 28 \frac{\text{m}}{\text{d}}.$$

Dabei wurde ∇h in FEFLOW aus einem Grundwassermodell berechnet, das auf der Hydroisohypsenkarte basiert. Es dient auch als Basis für die Umsetzung des komplexen 3D-Modells.
Die anderen Konduktivitäten können durch dieses Verfahren nicht ermittelt und nur mit üblichen Werten abgeschätzt werden:

- Sand (1-14 m Tiefe): 10 m/d
- Braunkohle (15-50 m Tiefe): keine Grundwasserströmung
- Schluff (51-72 m Tiefe): 0,1 m/d
- Ton (73-90 m Tiefe): 0,0001 m/d
- Festgestein (91 m-100 m Tiefe): keine Grundwasserströmung



Abbildung 3: Auswertung des Grundwasserversuchs

3.3 Porosität

Für die Porosität wurde auf Tabellenwerte aus der Literatur zurückgegriffen. Tabelle 2 fasst die Werte zusammen:

Schicht	Tiefe	Porosität	
Sand	Sand 1-14 m		
Braunkohle	15-50 m	0,53	
Schluff/Ton	51-90 m	0,5	
Granit	91-100 m	0,002	

Tabelle 2: Porosität in verschiedenen Bodenschichten

3.4 Dispersion

Bei Thermodispersion handelt es sich um ein oft vernachlässigtes Phänomen. In einer zusammenfassenden Untersuchung von Delgado [7] werden verschiedene Näherungsformeln für die Longitudinale und transversale Dispersivität vorgestellt.² Dieser Arbeit zufolge kann für Pécletzahlen *Pe* < 0,1, wie sie hier ermittelt wurden, die Dispersion vernachlässigt werden, da der Wärmetransport vollständig durch die thermische Diffusion, d. i. die Wärmeleitung, bestimmt wird.

4 Simulation des Speichernutzungsgrades

Mit den im vorhergehenden Abschnitt ermittelten Stoffwerten können die Modelle des Versuchsstands vervollständigt werden. Damit ist ein Nachvollziehen der Ergebnisse zum Speichernutzungsgrad möglich, die im Beitrag "Experimentelle Untersuchungen zur Energiespeicherung im sondennahen Erdreich" dieses Tagungsbandes durchgeführt wurden.

Die Ergebnisse können in Abbildung 4 abgelesen werden.

Das zweidimensionale Modell ermittelt im Vergleich zu den experimentellen Ergebnissen erhebliche Differenzen. Für sehr kurze Speicherzeiträume stimmen die Werte gut überein. Bei größeren Zeiträumen zeigt sich jedoch ein fast gleichbleibender Speichernutzungsgrad mit ca. 40%, während in der Messung nach einem Speicherzeitraum von 11 Tagen nur noch vernachlässigbare 3% der eingespeisten Energie genutzt werden können.

Für das dreidimensionale Komplexmodell sind die Abweichungen zur Messung deutlich geringer, aber für größere Speicherzeiträume immer noch vorhanden und signifikant (Faktor 3 bei 264 h). Durch die Methode der Differenzberechnung (s. vorheriger Beitrag) ergeben schon kleinere Ungenauigkeiten im Modell größere Abweichungen beim Speichernutzungsgrad. Die immer noch erheblichen Unsicherheiten hinsichtlich der Stoffwerte und anderer Randbedingungen (beispielsweise der Neigung der Bohrlöcher) erklären die verbleibenden Differenzen.

Die Tatsache, dass ein Modell, das die Grundwasserströmung berücksichtigt, die Messdaten weitaus besser abbildet, verdeutlicht den Grund für den geringen Nutzungsgrad: In der Realität sorgt insbesondere die Grundwasserströmung am Standort dafür, dass die eingespeiste Wärme innerhalb weniger Tage vom Bohrloch weg transportiert wird.

² Die Arbeit bezieht sich zwar auf den Stofftransport, also nicht auf Thermodispersion, kann aber auf diese verallgemeinert werden, weil die Dispersivität eine geometrische Eigenschaft des Porenraums ist.



Abbildung 4: Simulation des Speichernutzungsgrades

5 Zusammenfassung

Bei der Simulation von Erdwärmespeichern ist das zugrundeliegende Berechnungsmodell von erheblicher Bedeutung. Für die Kurzzeitspeicherung geringer Energiemengen erscheint ein zweidimensionales Modell unzureichend; der Vergleich mit Messergebnissen des Erdwärmesonden-Versuchsstands ergibt große Differenzen.

Die Verwendung eines besser geeigneten 3D-Komplexmodells erfordert jedoch, die Grundwasserverhältnisse am Standort abzuschätzen. Dies kann – neben direkten Verfahren der Bohrlochvermessung – mit Hilfe entsprechender Versuche an den Sonden im Betrieb erfolgen. Im vorliegenden Projekt ist dies mit Hilfe von EGRTs und eines Langzeitversuchs erfolgt. Dadurch konnte die Schichtung des Erdreichs, Wärmeleitfähigkeiten, -kapazitäten und Konduktivitäten näherungsweise bestimmt werden.

Das so verifizierte dreidimensionale Modell kann in der Zukunft dazu verwendet werden, die Versuchsergebnisse auf Langzeitphänomene und variierte Bodenparameter zu verallgemeinern.

Quellenverzeichnis

- [1] Häfner, F.: Wärme- und Stofftransport. Berlin Heidelberg : Springer-Verlag, 1992
- [2] Diersch, Hans-Jörg G.: *FEFLOW. Finite Element Modeling of Flow, Mass and Heat Transport in Porous and Fractured Media.* Berlin : Springer, 2014
- [3] Hauke Anbergen, Wolfram Rühaak, Jens Frank, Ingo Sass: »Simulation von Frost-Tau-Wechseln in Hinterfüllungen von Erdwärmesonden mit FEFLOW«. In: *Geothermiekongress*, Essen, 2014
- [4] Glück, Prof. Dr. Bernd: Erdwärmesonden. [Online]. http://berndglueck.de/erdwaermesonde.php
- [5] Loose, Peter: Erdwärmenutzung. Heidelberg : C. F. Müller Verlag, 2009
- [6] Clemens Lehr, Ingo Sass: »Thermo-optical parameter acquisition and characterization of geologic properties: a 400-m deep BHE in a karstic alpine marble aquifer«. In: *Environ Earth Sci*, Bd. 72, S. 1403-1419, 2014
- [7] Delgado, J. M. P. Q.: »Longitudinal and Transverse Dispersion in Porous Media«. In: *Trans I ChemE, Part A, Chemical Engineering Research and Design*, Bd. 85, S. 1245– 1252, 2007
- [8] VDI 4640-2: Thermische Nutzung des Untergrundes -Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen, 2001.
- [9] VDI 4640-3: Thermische Nutzung des Untergrundes Unterirdische Thermische Energiespeicher, 2001.



Wärmepumpenbetrieb mit zeitvariablen Stromtarifen

Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) Alexander Rewerk

*Förderprojekt des Staatsministeriums für Wissenschaft und Kunst

Inhaltsverzeichnis

1	Aus	gangssituation	.79
2	Bew	ertungsverfahren und Datenentwicklung	. 79
	2.1	Modellbildung	. 79
	2.2	Bestimmung des Heizlastprofils für ein typisches Wohngebäude	81
	2.3	Datenerfassung zeitvariabler Strompreismodelle	81
3	Erge	bnisse	84
	3.1	Einspareffekt bei den Elektroenergiekosten	.84
	3.2	Kostenvergleich bei Variation der thermischen Speicherkapazität	87
4	Zusa	ammenfassung und Ausblick	88
Qu	ellen	verzeichnis	. 90

1 Ausgangssituation

Die zunehmende Elektroenergieeinspeisung aus erneuerbaren Energien führt bei Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern und letztendlich bei den Energieversorgern zu einer zeitlich schwankenden Elektroenergieverteilung an die Endverbraucher. Durch die ständige Änderung der verfügbaren Elektroenergie wird es für Versorgungsunternehmen zunehmend sinnvoll, am Energiemarkt zeitvariable Stromtarife anzubieten. Unter dem Gesichtspunkt einer Anreizregulierung trägt dies zu einem zeitlich gesteuerten Anlagenbetrieb für Wärmepumpen und somit zum Stromausgleich in Übertragungsnetzen bei. Die Anpassung einer solchen Anlagenfahrweise an gewisse Preisstrukturen legt die Untersuchung der Vorteile für den Anlagenbetreiber nahe.

Mit der vorliegenden Arbeit wird das Ziel verfolgt, Kosteneinspareffekte aufzuzeigen, die sich durch die Nutzung solcher zeitvariablen Stromtarife für Betreiber von Wärmepumpen ergeben. Die Einsparungen werden ermöglicht durch einen thermischen Energiespeicher, der zu Niedrigtarifzeiten aufgeladen wird und in den Hochtarifzeiten die Gebäudewärme bereitstellt. Dabei sollen die Elektroenergiekosten für den Betrieb der Wärmepumpe minimiert werden. In [1] wird bereits darauf hingewiesen, dass sich bei dem Einsatz von zeitvariablen Tarifen für Haushaltskunden ein Einspareffekt bei den allgemeinen Stromkosten ergibt. Das Kostenminderungspotenzial wird anhand der Verwendung eines Wärmepumpensystems zur Heizenergieversorgung für ein Einfamilienhaus aufgezeigt. Ein Anlagensystem, welches aus einem thermischen Speicher und einer mit Elektroenergie zu versorgenden Wärmepumpe besteht. Über eine energetische Gebäudesimulation wird Heizlastprofil ermittelt. Die Generierung zeitveränderlicher benötigte das Strompreismodelle erfolgte anhand ausgewählter Tarife von verschiedenen Versorgungsunternehmen, vergleichbarer Preise in der Vergangenheit der Strombörse und eigens getroffener Annahmen. Diese Daten gehen in ein Berechnungsmodell ein, in dem die Stromkosten des Wärmepumpeneinsatzes minimiert werden. Es wird davon ausgegangen, dass Stromzähler, Kommunikationsmodul und eine Steuerungseinheit Bestandteil der Anlagenregulierung sind und zur technischen Umsetzung beitragen.

2 Bewertungsverfahren und Datenentwicklung

2.1 Modellbildung

Das Aufzeigen möglicher Kosteneinsparpotenziale erfolgt durch die Minimierung der Elektroenergiekosten für den Wärmepumpenbetrieb. Durch die Differenz aus der Heizlast im Gebäude und der maximalen Leistung¹ der Wärmepumpe, ergibt sich zu bestimmten Zeiten eine verfügbare überschüssige Leistung. Die Strategie dabei ist, dass zu Niedrigtarifphasen mit überschüssiger Wärme der Wärmepumpe ein thermischer

¹ d. h. die installierte Leistung

Speicher beladen und zu Hochtarifzeiten wieder entladen wird. Die hohen Kosten für den Wärmepumpenbetrieb werden damit eingespart und somit minimiert. Die Aufgabe wird als lineares Optimierungsproblem angesehen, welches in der Mathematik aus dem Gebiet des Operations Research hervorgeht und zur Entscheidungsunterstützung dient. Hinterlegt mit den Zeitreihen der benötigten Heizlast und den zeitvariablen Strompreisen, wurde das Optimierungsproblem mit der Software *General Algebraic Modeling System* (GAMS) modelliert. Die Zielwertsuche erfolgt anhand nachfolgender Kostenfunktion:

$$K_B = \sum_{t=0}^{8760} \left(p_{Strom}(t) \cdot Q_H(t) \cdot \frac{1}{COP_H(t)} \right) \quad \rightarrow \min!$$
 (2)

K _B	Elektroenergiekosten [€/a]
$p_{Strom}(t)$	Strompreis [ct/kWh]
$Q_H(t)$	Stündlicher Wärmebedarf des Gebäudes [kWh] $(Q_H(t) = \dot{Q}_H(t) \cdot \Delta t; \Delta t = 1h)$
$\dot{Q}_{H}(t)$	Simulierte Heizlast TRNSYS [kW]
$COP_H(t)$	Leistungszahl [-]

Zum Aufbau der Anlage werden dieser Strategie nachfolgende Gleichungen und Nebenbedingungen zu Grunde gelegt:

WP-Betrieb:	$Q_{WP}(t) = Q_{WP D}(t) + Q_{SP IN}(t)$
Stündlicher Wärmebedarf:	$Q_H(t) = Q_{SP_OUT}(t) + Q_{WP_D}(t)$
Speicherfüllstand:	$SOC_{SP}(t) = SOC_{SP}(t-1) * V_{SP} + Q_{SP_{IN}}(t) - Q_{SP_{OUT}}(t)$
	$Q_{WP}(t) \le P_{WP_max} * \Delta t$
	$Q_{WP}(t) \geq P_{WP_min} * \Delta t$
	$Q_{SP_OUT}(t) \geq 0$
	$Q_{SP_{IN}}(t) \ge 0$
	$SOC_{SP}(t) \leq C_{max}$

C_{min} minimale Speicherkapazität [kWh] P_{WP_max} maximale WP-Leistung [kW] P_{WP_min} minimale WP-Leistung [kW] V_{sp} thermische Speicherverluste [%/h] $Q_{WP}(t)$ Wärme der Wärmpumpe Gesamt $Q_{WP_D}(t)$ Wärme der Wärmepumpe, die direkt in den Heizkreislauf gegeben wird $SOC_{SP}(t)$ Ladezustand des thermischen Speichers (State Of Charge) $Q_{SP_OUT}(t)$ Wärme, die aus dem Speicher entnommen wird $Q_{SP_IN}(t)$ Wärme, mit der der Speicher beladen wird	C_{max}	maximale Speicherkapazität [kWh]
P_{WP_max} maximale WP-Leistung [kW] P_{WP_min} minimale WP-Leistung [kW] V_{sp} thermische Speicherverluste [%/h] $Q_{WP}(t)$ Wärme der Wärmpumpe Gesamt $Q_{WP_D}(t)$ Wärme der Wärmepumpe, die direkt in den Heizkreislauf gegeben wird $SOC_{SP}(t)$ Ladezustand des thermischen Speichers (State Of Charge) $Q_{SP_OUT}(t)$ Wärme, die aus dem Speicher entnommen wird $Q_{SP_IN}(t)$ Wärme, mit der der Speicher beladen wird	C_{min}	minimale Speicherkapazität [kWh]
P_{WP_min} minimale WP-Leistung [kW] V_{sp} thermische Speicherverluste [%/h] $Q_{WP}(t)$ Wärme der Wärmpumpe Gesamt $Q_{WP_D}(t)$ Wärme der Wärmepumpe, die direkt in den Heizkreislauf gegeben wird $SOC_{SP}(t)$ Ladezustand des thermischen Speichers (State Of Charge) $Q_{SP_OUT}(t)$ Wärme, die aus dem Speicher entnommen wird $Q_{SP_IN}(t)$ Wärme, mit der der Speicher beladen wird	P _{WP_max}	maximale WP-Leistung [kW]
V_{sp} thermische Speicherverluste [%/h] $Q_{WP}(t)$ Wärme der Wärmpumpe Gesamt $Q_{WP_D}(t)$ Wärme der Wärmepumpe, die direkt in den Heizkreislauf gegeben wird $SOC_{SP}(t)$ Ladezustand des thermischen Speichers (State Of Charge) $Q_{SP_OUT}(t)$ Wärme, die aus dem Speicher entnommen wird $Q_{SP_IN}(t)$ Wärme, mit der der Speicher beladen wird	P _{WP_min}	minimale WP-Leistung [kW]
$Q_{WP}(t)$ Wärme der Wärmpumpe Gesamt $Q_{WP_D}(t)$ Wärme der Wärmepumpe, die direkt in den Heizkreislauf gegeben wird $SOC_{SP}(t)$ Ladezustand des thermischen Speichers (State Of Charge) $Q_{SP_OUT}(t)$ Wärme, die aus dem Speicher entnommen wird $Q_{SP_IN}(t)$ Wärme, mit der der Speicher beladen wird	V _{sp}	thermische Speicherverluste [%/h]
$Q_{WP_D}(t)$ Wärme der Wärmepumpe, die direkt in den Heizkreislauf gegeben wird $SOC_{SP}(t)$ Ladezustand des thermischen Speichers (State Of Charge) $Q_{SP_OUT}(t)$ Wärme, die aus dem Speicher entnommen wird $Q_{SP_IN}(t)$ Wärme, mit der der Speicher beladen wird	$Q_{WP}(t)$	Wärme der Wärmpumpe Gesamt
$SOC_{SP}(t)$ Ladezustand des thermischen Speichers (State Of Charge) $Q_{SP_OUT}(t)$ Wärme, die aus dem Speicher entnommen wird $Q_{SP_IN}(t)$ Wärme, mit der der Speicher beladen wird	$Q_{WP_D}(t)$	Wärme der Wärmepumpe, die direkt in den Heizkreislauf gegeben wird
$Q_{SP_OUT}(t)$ Wärme, die aus dem Speicher entnommen wird $Q_{SP_IN}(t)$ Wärme, mit der der Speicher beladen wird	$SOC_{SP}(t)$	Ladezustand des thermischen Speichers (State Of Charge)
$Q_{SP IN}(t)$ Wärme, mit der der Speicher beladen wird	$Q_{SP_OUT}(t)$	Wärme, die aus dem Speicher entnommen wird
	$Q_{SP_IN}(t)$	Wärme, mit der der Speicher beladen wird

Der thermische Speicher und die Wärmepumpe werden restriktiv in feste Kapazitätsgrenzen eingeteilt. Die Erfüllung der Nebenbedingungen setzt voraus, dass die Wärmepumpe den Heizwärmebedarf vollständig decken kann.

2.2 Bestimmung des Heizlastprofils für ein typisches Wohngebäude

Der Heizwärmebedarf eines typischen Einfamilienhauses wurde nach dem Energieeffizienzstandard EnEV (Energieeinsparverordnung) 2014 mit dem numerischen Simulationsprogramm TRNSYS (Transient Systems Simulation) ermittelt [**2**, **3**]. Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick zu den Gebäudedaten.

Tabelle 1: Gebäudedaten

Einfamilienhaus: Zwei Etagen	<u>U-Werte [W/m²K]</u>
BGF: 138,58 m ²	Bodenplatte: 0,296
Heizlast: 7,8 kW	Außenwand: 0,264
Heizwärmebedarf: 12540 kWh/a	Zwischendecke: 0,336
spez. Endenergiebedarf Strom: 17,99 kWh/m ² a	Dach: 1,57
spez. Primärenergiebedarf: 43,18 kWh/m ² a	Fenster: 1,1

Die energetische Bewertung des Gebäudes basiert auf dem Nutzerverhalten nach DIN 18599 und VDI 2078 und für die internen Gewinne nach DIN V 4108-6 **[4, 5, 6]**. Die Außentemperaturen beziehen sich auf den Standort Zittau und wurden über die Software Meteonorm ermittelt. Das simulierte Heizlastprofil geht über ein ganzes Jahr als stündlich schwankende Last in das Berechnungsmodell ein. Diese Methode zur Ermittlung des Heizstromverbrauches teilt sich auf einen Vier-Personen-Haushalt auf. Der Vorteil der Nutzung eines simulierten Heizlastprofils liegt darin, nicht auf Standardlastprofile des BDEW zurückgreifen zu müssen, welche nach **[7]** für allgemeine Betrachtungen erst ab einer größeren Anzahl von Verbrauchern Gültigkeit erlangen.

2.3 Datenerfassung zeitvariabler Strompreismodelle

Derzeit werden im Privatkundenbereich beim Bezug von Elektroenergie überwiegend konstante oder Hoch- und Niedrigtarifpreise angeboten. Letzteres kann schon als zeitvariabler Stromtarif bezeichnet werden und wird von vielen Energieversorgern bereits für Nachtspeicherheizungen oder Elektrowärmepumpen angeboten, welche zum Beispiel in der Nacht ein niedrigeres Preisniveau berücksichtigen. Eine Übersicht von zeit- und lastvariablen Tarifen gibt Tabelle 2.

Tarifart		Beschreibung		
	Time of Use (TOU)	Vordefinierte Zeiträume mit statischen Preisstufen für Vertragslaufzeit		
Tarife mit Zeitfunktion	Critical Peak Pricing (CPP)	 Wie TOU, aber zusätzliche Preisstufen, um außergewöhnlichen Ereignissen, z.B. netzkritischen Anlässen, Rechnung tragen zu können Geltung der zusätzlichen Preisstufen wird vor Eintreten angekündigt 		
	Real Time Pricing (RTP)	 Dynamische Preisstufen f ür jeden Tag mit einer Mindestdauer von einer Stunde Bekanntgabe der Preisstufen einen Tag im Voraus 		
	Lastvariabler Tarif	 Arbeitspreis variiert in Abhängigkeit von Kunden- oder Systemlast zwischen definierten Preisstufen 		
Tarife mit Lastfunktion	Verbrauchs- variabler Tarif	 Arbeitspreis ist abhängig von summiertem Verbrauch Preisstufen definiert für bestimmte Verbrauchsschwellen, z.B. Preisstufe 1 bis 200 kWh, Preisstufe 2 ab 201 kWh 		
	Lastbegrenzter Tarif	 Tariflich vereinbarte Maximallast Automatische, kurzzeitige Versorgungsunterbrechung bei Überschreitung der Maximallast 		

Zur Einordnung in der nachfolgenden Untersuchung werden Tarife mit Zeitfunktion berücksichtigt, d. h. es wird ein zeitlich wechselnder Preis betrachtet. Dabei werden unterschieden:

Statischer Arbeitspreis (zum Vergleich):

Preismodell 1:

Tarif mit statischen AP (Arbeitspreis) von 24,41 ct/kWh

Variabler Arbeitspreis (Zeitfunktion: Verbrauchszeitpunkt):

Preismodell 2:

HT-NT-Tarif (TOU)²: Hochtarif: 24,41 ct/kWh (06:00 – 22:00Uhr)

Niedrigtarif: 20,73 ct/kWh (22:00 – 06:00 Uhr)

² Stadtwerke Zittau, Tarif: "Sonderabkommen Wärmepumpenanlagen"

Preismodell 3:

Sechs-Stufen-Tarif (TOU) [9]:

Stufe	Preis [ct/kWh]	Mo - Fr	Sa & So
1	21,28	22.15 - 06.15 Uhr (NT)	22.00 - 06.00 Uhr (NT)
2	28,49	06.15 - 11.30 Uhr (HT)	
3	32,18	11.30 - 12.30 Uhr (HT)	
4	25,63	12.30 - 17.00 Uhr (HT)	06.00 - 22.00 Uhr (HT)
5	28,49	17.00 - 19.00 Uhr (HT)	
6	25,63	19.00 - 22.15 Uhr (HT)	

Tabelle 3: Zeiteinteilung der sechs Tarifstufen von Preismodell 3

Preismodell 4:

konstanter Teil ³ :	20,31 ct/k	Wh					
variabler Teil:	Stündlich	wechsel	nder	Börsenpr	eis der	Europ	ean Energie
	Exchange	(EEX):	Tarif	(RTP)	orientier	t am	Day-Ahead-
	Spotmarkt	preis ⁴					

Außer bei Preismodell 4 werden die Preismodelle durch 365-malige Wiederholung der 24h-Profile auf 8760h erweitert. Zum Aufzeigen der Preisspanne ist in Tabelle 4 das Preisminimum und -maximum der oben genannten Preismodelle aufgeführt.

Tabelle 4:	zutreffende	Preisspannen	der Stromp	reismodelle

Preismodell		Preis _{min}	Preis _{max}	maximal auftretende Differenz
		[ct/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]
1	statisch	24,41	24,41	0
2	HT/NT	20,73	24,41	3,68
3	6-Stufig	21,28	32,18	10,90
4	EEX	-1,89	41,31	43,20

³ Der konstante Preis setzt sich zusammen aus: Abrechnungskosten, Netznutzungsentgelte, Abschalt-, KWK-, EEG-, Offshore-Umlage, Konzessionsabgabe, StromNEV-Umlage, Stromsteuer, Unternehmensspanne

⁴ www.epexspot.com



Abbildung 1: Gegenüberstellung Strompreisprofile

Um statistisch relevante Aussagen über mögliche Kosteneinspareffekte geben zu können, müssten alle in Deutschland auftretenden Strompreismodelle berücksichtigt werden, was den zeitlichen Rahmen dieser Arbeit überschreitet.

3 Ergebnisse

3.1 Einspareffekt bei den Elektroenergiekosten

Für den Kostenvergleich wird als Ausgangsvariante angenommen, dass der Wärmepumpenbetrieb zur Heizlastdeckung ohne einen thermischen Speicher durchgeführt wird. Dem Betrieb der Wärmepumpen werden die Kenndaten in Tabelle 5 zu Grunde gelegt.

Kenndaten Wärmepumpe	Kenndaten thermischer Speicher		
Betriebsweise: monovalent	Speicherkapazität ⁵ : 50,24 kWh		
installierte Leistung ⁶ : 7,8 kW	Speichermedium: Wasser		
Leistungszahl ⁷ W35/B0: 4,6	thermische Verluste ⁸ : 0,42 %/h		

Tabelle 5: Kenndaten Wärmepumpe und thermischer Speicher

Das resultierende Speichervolumen von 5800 l ergibt sich aus der Temperaturspreizung von Vor- und Rücklauf mit 7 K, der spezifischen Wärmekapazität für Wasser und einem Zuschlagsfaktor für den toten Raum unterhalb der

⁵ Im Verlauf der Arbeit wurde für die zu Grunde gelegten Anlagen- und Gebäudedaten und unter Anwendung von Preismodell 3 diese Speicherkapazität als effektive Größenordnung beschrieben.

⁶ Maximale Heizlast aus dem simulierten Heizlastprofil

⁷ In der Berechnung wird die Leistungszahl als stündlich wechselnde Größe berücksichtigt. Durch Interpolation der Leistungszahl aus COP-Diagrammen und vorhandener Temperaturdaten, wurde die Leistungszahl für eine Sole-/Wasser-Wärmepumpe WPF 10 cool der Firma Stiebel Eltron ermittelt.

⁸ Gemittelter Wert aus den Angaben für Pufferspeicherverluste der Fa. G2 Energy Systems UG

Speicherheizfläche [**10**]. Für die Steuerung und Regelung zur Umsetzung des Anlagenbetriebes wurden keine zusätzlichen Kosten berücksichtigt.

Die Lösung des Optimierungsproblems ergibt einen kostenoptimalen Einsatzplan für den Wärmepumpenbetrieb. Für Preismodell 3 ist eine solche Betriebsweise für Wärmepumpen mit thermischem Speicher der Abbildung 2 zu entnehmen, die auch den Strompreisverlauf gegenüberstellt. Dass die Wärmepumpe tatsächlich mit voller Leistung läuft und in dieser Zeit vor allem der Speicher beladen wird, zeigt sich in den Niedertarifzeiten (22-6 Uhr). Weil das für die Deckung des Heizbedarfs noch nicht ausreicht, läuft sie auch zum nächsthöheren Preisminimum von 13-17 Uhr.



Abbildung 2: Strompreisorientierter Wärmepumpen- und Speicherbetrieb am Beispiel eines kalten Wintertages

Die Berücksichtigung zeitvariabler Stromtarife bei der Elektroenergieversorgung einer Wärmepumpe, kombiniert mit einem thermischen Kurzzeitspeicher, zeigen positive Effekte für die verbrauchsgebundenen Kosten auf. In der nachfolgenden Tabelle befindet sich für die betrachteten Preismodelle eine Übersicht zu den Kosteneinsparpotenzialen.

Preis- modell		Elektrische Leistung		coozificchor	Elektroener	rgiekosten		
		Durch- schnitt	Maximal	Verbrauch	mit Speicher	ohne Speicher	Einspa	arungen
		[W]	[kW]	[kWh/a/m²]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[%]
1	statisch	285	1,63	17,9914	608,60	608,60	0	0
2	HT/NT	291	1,66	18,4080	544,16	595,42	51,25	8,6%
3	6-Stufig	291	1,66	18,4096	562,88	653,92	91,04	13,9%
4	EEX	289	1,66	18,2537	592,91	625,77	32,87	5,3%

Tabelle 6: Kostenübersicht für die Elektroenergieversorgung beim Wärmepumpenbetrieb anhand zeitvariabler Strompreismodelle

Nach der Betrachtung der Differenz bei den absoluten Kosteneinsparungen liegt das höchste Einsparpotenzial in der Anwendung des Preismodells 3. Grund hierfür ist das häufige Auftreten der niedrigen Preisstufen, wodurch die Optimierung für den Wärmepumpenbetrieb überwiegend auf die zwei niedrigsten Preise des Preismodells 3 (vgl. Tabelle 3) zurückgreift. Diese zwei Niedrigpreise liegen dabei über die Hälfte der Zeit der 24 h vor (vgl. Abbildung 3). Die sich ergebende Differenz zwischen den höher gelegenen Preisen kommt den Kosteneinsparungen zugute. Betrachtet man das Preismodell 4, fallen die prozentualen Kosteneinsparungen geringer aus. Hierfür wurde die Zeitreihe des variablen Börsenpreises statistisch erfasst und eine Standardabweichung von 1,86 ct/kWh um einen Mittelwert von 4,27 ct/kWh ermittelt. Diese Abweichung tritt in 7162 der 8760 Stunden auf. Die Häufigkeit der Preisdifferenzen von Preismodell 39, mit 4,35 ct/kWh, 7,21 ct/kWh und 2,86 ct/kWh, überwiegen dennoch gegenüber der Häufigkeit der Preisspanne von Preismodell 4. Man kann also darauf schließen, dass bei abgestuften Preismodellen, die sich über 8760 h erstrecken, die Häufigkeit der Niedrigpreise gegenüber der Häufigkeit der höheren Preise nur die Hälfte der Zeit überwiegen müsste, damit sich ein Kostenminimum einstellt (vorausgesetzt, wird eine entsprechende es Speicherkapazität vorgehalten). Für das Preismodell 2 wurde dazu die Häufigkeit des Niedrigtarifes gegenüber der Häufigkeit des Hochtarifes variiert (siehe Abbildung 3).



Abbildung 3: Häufigkeit der Niedrigpreise eines Zwei-Stufen-Stromtarif

In Betrachtung einer thermischen Speicherkapazität von 50 kWh oder niedriger, ist in Abbildung 4 zu erkennen, dass sich nach der Hälfte¹⁰ der im Jahr auftretenden Niedrigpreise ein Kostenminimum einstellt. Dadurch ist bei dem maximalen Tagesbedarf von 120,5 kWh anzunehmen, dass die Kapazität eines thermischen Speichers auf mindestens die Hälfte dieser Energiemenge ausgelegt werden müsste. Bei sich wiederholenden Stufenpreismodellen (mit einer Wiederholung von 365mal im

 $^{^9}$ Preismodell 3: auftretende Preisdifferenzen zwischen Preisstufe 1 und 4 (6) und 2 (5) 10 4380 h

Jahr) ist die Anzahl der Preisdifferenzen, ausgehend von dem niedrigsten Preisniveau, entscheidend für ein sich einstellendes Kostenminimum.



Abbildung 4: Elektroenergiekosten nach der thermischen Speicherkapazität

Bei komplexen statischen Stufentarifen (TOU-Tarife) wie es Preismodell 3 zeigt, ergibt sich durch nur eine maximale Preisspitze am Tag eine ähnliche Definition wie die des CPP-Tarifes, nur dass dieser nicht zeitlich dynamisch ist. Eine Kombination aus beiden Tarifarten ist für einen zunehmenden Ausgleich von Übertragungsnetzen ein denkbares Anwendungskriterium. Der in Tabelle 2 genannte CPP-Tarif hat in Verbindung mit statischen Stufentarifen letztendlich das Potenzial, beim Elektroenergieabnehmer Kostenvorteile für den Wärmepumpenbetrieb hervorzurufen. Um dem Wärmepumpenbetreiber einen Anreiz zur Integration in dynamischer werdende Preisstrukturen zu schaffen, sollte durch Nutzung von Smart-Meter-Technologien und benötigter Steuerungsautomatik der Anlagenbetrieb dahingehend kostenmindernd gesteuert werden.

3.2 Kostenvergleich bei Variation der thermischen Speicherkapazität

Vergleicht man die Variation der thermischen Speicherkapazität in Abbildung 5, kann die Aussage getroffen werden, dass bei einer Größenordnung zwischen 0 und 100 kWh der höchste Einspareffekt beim größten Speichervolumen erzielt werden kann. Betrachtet man Preismodell 3, verändern sich die Elektroenergiekosten ab einer Speicherkapazität von circa 50 kWh nur noch relativ wenig. Dass die Kosteneinsparung umso höher wird, je größer die Speicherkapazität gewählt wird, ist nur beim Preismodell 4 zu erkennen. In der nachfolgenden Abbildung 5 ist ersichtlich, wie sich die Elektroenergiekosten für den Wärmepumpenbetrieb für Preismodell 3 verhalten. Für das Erreichen der möglichst geringsten Elektroenergiekosten ist in diesem Fall das höchstmögliche Speichervolumen vorzuziehen.



Abbildung 5: Elektroenergiekosten in Abhängigkeit der Speicherkapazität für Preismodell 3 und 4

In der vorliegenden Bearbeitung wurde eine neutrale thermische Speicherkapazität verwendet. Für weitere künftige Untersuchungen liegt ein zusätzliches thermisches Speicherpotenzial in der Gebäudemasse. In **[11]** wurde zum Beispiel aufgezeigt, dass Wärme in relevanter Menge in der Gebäudemasse zwischengespeichert werden kann, um negative Regelenergie bereitzustellen. Diese Berücksichtigung ermöglicht ein weiteres Kosteneinsparpotenzial, welches bei der Anwendung zeitvariabler Stromtarife für die Elektroenergieversorgung der Wärmepumpe reflektiert werden sollte oder eine Alternative zum klassischen thermischen Wasserspeicher bietet.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Für den Wärmepumpenbetrieb mit zeitvariablen Stromtarifen ergibt sich im Zusammenhang mit dem Einsatz eines thermischen Energiespeichers ein Einsparpotenzial bei den jährlichen Elektroenergiekosten. Als Vergleichsvariante wurde dabei der Anlagenbetrieb ohne thermischen Speicher gegenübergestellt. So konnten bei den betrachteten Preismodellen jährliche Kosteneinsparungen in einer Größenordnung von 15 % erzielt werden. Die Einsparungen hängen stark von Speichergröße und Speicherart (und damit -verlustrate) ab. Voraussetzung ist der über Berechnungsmodell ausgegebene Anlageneinsatzplan, welcher für das den Wärmepumpenbetrieb und die thermische Speicherbe- und -entladung über ein ganzes Jahr angewendet werden müsste. Eine Investitionskostenbewertung wurde nicht berücksichtigt. Dem Endkunden mit Kompressionswärmepumpen können über variable Strompreismodelle signifikante Anreize zur Anlagensteuerung gegeben werden. Aus Sicht des Netzbetreibers führt diese Erkenntnis Handlungsalternativen auf, welche beim Endverbraucher Anwendung finden können, um Netzregulierungen zu minimieren. Voraussetzung dabei ist das Vorhandensein ausreichender Übertragungs- und Verteilnetzkapazitäten.

Weiterer Untersuchungsbedarf

Fraglich ist die Verteilung der Lastab- bzw. -zunahme bei unterschiedlichen sich verändernden Preisspreizungen in der Tarifstrukturierung. Trotz der Schwierigkeit zur Festlegung einer einheitlichen Preisspreizung ist bei allen betrachteten Preismodellen dennoch zu erkennen, dass sich bei der Nutzung thermischer Zwischenspeicher Kostenvorteile beim Elektroenergiebezug ergeben. In [**12**] wurde für das Übertragungsnetz der ENTSO-E-Last aufgezeigt, dass Wärmepumpen einen 50- bis 70-prozentigen Anteil an der Jahreshöchstlast haben. Daraus geht hervor, dass eine Möglichkeit zur Senkung dieses Anteils ein flexibler Einsatz von Wärmepumpen ist. Der Einsatz steuerbarer Anlagen kann somit zu solch einer Regulierung in Übertragungsnetzen beitragen.

Quellenverzeichnis

- [1] Ecofys; EnCT, BBH: Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, 2009.
- [2] Energieeinsparverordnung 2014 Nichtamtliche Lesefassung, 16.10.2013.
- [3] Solar Energy Laboratory University of Wisconsin-Madison: Multizone Building Modeling with Type 56 and TRNBuild 2.0 (Dokumentation), 2005.
- [4] DIN V 18599 Teil 10: Energetische Bewertung von Gebäuden, 2011.
- [5] VDI 2078: Berechnung von Kühllast und Raumtemperaturen von Räumen und Gebäuden, März 2012.
- [6] DIN 4108-6: Wärmeschutz und Energieeinsparung in Gebäuden, Juni 2013.
- [7] Esslinger, P. ; Witzmann, R.: Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbrauchlastmodells f
 ür Haushalte. Graz : Verlag der Technischen Universit
 ät Graz, 2012
- [8] Hayn, M.; Bertsch, V.; Fichtner, W.: Einfluss neuer Technologien auf den Leistungsbezug von Haushalten aus dem Netz. Graz: Verlag der Technischen Universität Graz, 2014
- [9] Stadtwerke Bielefeld: Tarif: EnerBestSmart. [Online]. www.stadtwerkebielefeld.de (2014)
- [10] Recknagel, H.; Sprenger, E.; Schramek, E.-R. (Hrsg.): Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 11/12. 75. Aufl. München : Oldenbourg Industrieverlag, 2011
- [11] Ellerbrok, Ch.: »Potentials of demand side management using heat pumps with building mass as thermal storage«. In: *Energy Procedia*, Nr. 46, 2014
- [12] Conrad, J. ; von Roon, S.: »Beitrag elektischer Heizsysteme zur Jahreshöchstlast im deutschen Übertragungsnetz«. In: ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN (et), Bd. 64, Nr. 8, August 2014



Systematisierung von Bürogebäuden in Hinblick auf die Energieeffizienz

Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) Ondřej Flanderka

Inhaltsverzeichnis

1	Einl	eitung	93		
2	Energetische Bewertung von Gebäuden nach DIN V 18599				
3	Aus	wahl der Simulationssoftware	96		
4	Geb	äudesystematik	97		
	4.1	Bauform	100		
	4.2	U-Werte	101		
	4.3	Wärmeerzeugung	102		
	4.4	Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung	103		
	4.5	Beleuchtung	104		
5	Zusa	ammenfassung und Ausblick	105		
Qu	ellen	verzeichnis	106		

1 Einleitung

Aufgrund von oft aufwendigen Klimatisierungs- und Beleuchtungssystemen haben Bürogebäude in der Regel einen deutlich höheren Energiebedarf als beispielsweise Wohngebäude. In der nachfolgenden Studie soll untersucht werden, durch welche Parameter dieser Energiebedarf maßgeblich beeinflusst werden kann.

Zunächst wurde überlegt, inwieweit der sehr heterogene Bürogebäudebestand in Deutschland sich anhand typischer Gebäude beschreiben lässt. Laut Gruhler und Böhm [1] gibt es in Deutschland bereits etwa 215.000 Büro- und Verwaltungsbauten. Die durchschnittliche Nutzfläche liegt bei etwa 1.620 m², die Unterschiede zwischen den einzelnen Gebäuden sind jedoch erheblich. Dies betrifft nicht nur die Gebäudegröße oder die Baukörperform, sondern auch viele andere Gebäudeeigenschaften wie z. B. den Fensterflächenanteil oder die Anlagentechnik.

Im ersten Schritt wurden Grundtypen von Bürogebäuden mit jeweils verschiedenen Grundrissformen entwickelt (Abbildung 1). Diese Grundtypen wurden außerdem über die Geschossanzahl in ihrer Größe variiert. Untersucht wurden:

- 1-geschossige Gebäude
- 6-geschossige Gebäude
- 10-geschossige Gebäude

Für die auf diese Art entwickelte Gebäudematrix wurden verschiedene bauphysikalische Standards (U-Werte, Verglasungsanteil) und anlagentechnische Standards (mit und ohne Klimatisierung u. a.) definiert. Im Endeffekt wurde für alle Varianten der nichterneuerbare Primärenergiebedarf berechnet. Auf der Basis der Berechnungsergebnisse konnte dann der Einfluss verschiedener Parameter auf diesen Energiebedarf herausgearbeitet werden. Nachfolgend werden einige ausgewählte Aspekte dargestellt. Die kompletten Ergebnisse der umfangreichen Analyse werden demnächst veröffentlicht.



Abbildung 1: Graphische Darstellung von Bürogebäudemodellen (8 Bauformen jeweils 1- und 6-geschossig)

2 Energetische Bewertung von Gebäuden nach DIN V 18599

Die Energieeffizienz von Nichtwohngebäuden kann nach der DIN V 18599 bewertet werden. Diese Norm beschreibt die Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung auf der Basis eines Mehrzonenmodells in Kombination mit einer monatlichen Bilanzierung. Die Gleichung (1) verdeutlicht den prinzipiellen Bilanzierungsansatz. **[2**]

$$Q_{f,j} = Q_{h,f,j} + Q_{h^*,f,j} + Q_{c,f,j} + Q_{c^*,f,j} + Q_{m^*,f,j} + Q_{w,f,j} + Q_{rv,f,j} + Q_{rc,f,j} + Q_{l,f,j} + W_{f,j} + Q_{f,x,j}$$
(1)

- $Q_{f,j}$ = Endenergie eines Energieträgers j
- Q_{h,f,j} = Endenergie für das Heizsystem, versorgt über den Energieträger j
- Q_{h*,f,j} = Endenergie für die RLT- Heizfunktion, versorgt über den Energieträger j
- Q_{c,f,j} = Endenergie für das Kühlsystem, versorgt über den Energieträger j
- $Q_{c^*,f,j}$ = Endenergie für die RLT- Kühlfunktion, versorgt über den Energieträger j
- Q_{m*,f,j} = Endenergie für die Befeuchtung, versorgt über den Energieträger j

- Q_{rv,f,j} = Endenergie für Wohnungslüftung, versorgt über den Energieträger j
- Q_{rc,f,j} = Endenergie für WohnungsKühlung, versorgt über den Energieträger j

Q_{f,x} = Endenergie für andere Prozesse, je nach den Energieträgern

Der Primärenergiebedarf (Gleichung (2)) berechnet sich aus der Multiplikation von Endenergie (Gleichung (1)) und dem für den Energieträger festgelegten Primärenergie-faktor.

$$Q_{p} = \sum_{j} (Q_{f,j} * f_{p})$$

$$Q_{P} = brennwertbezogene Primärenergie$$

$$Q_{f,j} = Endenergie je nach Energieträger j auf den Brennwert$$

$$bezogen$$

$$(2)$$

f_p = Primärenergiefaktor

3 Auswahl der Simulationssoftware

Am Markt existiert eine Vielzahl von verschiedenen Programmen, welche das Modell nach DIN V 18599 abbilden. Zurzeit stehen etwa 15 Programme zur Verfügung, welche für die Bilanzierung von Nichtwohngebäuden geeignet sind. Obwohl alle Programme auf der gleichen Grundlage der Norm arbeiten und den Rechenkern vom Fraunhofer-Institut verwenden, sind die Programmoberflächen und die hinterlegten Datenbanken sehr unterschiedlich aufgebaut. Der Hochschule Zittau/Görlitz stehen drei dieser Programme zur Verfügung:

- "IBP:18599 HighEnd",
- "Energieberater 18599", und
- "Solar-Computer B54"

Die erste Aufgabe der Untersuchungen bestand in der Auswahl eines geeigneten Berechnungsprogramms. Dazu wurden die drei vorliegenden Rechenalgorithmen umfassend getestet.

Bei dem Softwarevergleich wurde die Komplexität der Beispiele ausgehend von sehr einfachen geometrischen Modellen mit nur einer Konditionierung (z.B. Heizen) bis hin zu einem komplexen 6-geschossigen Bürogebäude mit verschiedenen Zonen schrittweise gesteigert. Die Tabelle 1 zeigt die Abweichungen der einzelnen Berechnungsergebnisse.

	Primärenergiebedarf für Heizung, Kühlung und				
	IBP:18599 Energieberater Solar-Computer				
Heizung	24,70	24,74	23,60		
Kühlung	21,67	21,39	26,87		
Beleuchtung	63,16	63,10	63,01		
Gesamt	109,54 109,23 113,47				

Tabelle 1: Softwarevergleich – Primärenergiebedarf beim 6-geschossigen Bürogebäude



Abbildung 2: Schwankungsbreite: Primärenergiebedarf für Bürogebäude

Die Abweichung von fast 4% wird hauptsächlich durch die Kühlung verursacht. Aufgrund der nicht sichtbaren Zwischenergebnisse bei dem Programm "Solar-Computer" kann diese Abweichung nicht abschließend erklärt werden. **[3**]

Für die weiteren Untersuchungen wurde Software IBP:18599 HighEnd ausgewählt, da sie im Vergleich zu den beiden anderen Programmen einen größeren Gestaltungspielraum bei der Eingabe der Gebäudemodelle bietet und außerdem eine Vielzahl von Zwischenergebnissen und Fehlermeldungen dargestellt werden.

4 Gebäudesystematik

Die Abbildung 3 zeigt eine Übersicht der in der Untersuchung betrachteten Einflussparameter auf den Energiebedarf der Gebäude. In der Tabelle 2 befinden sich die Grunddaten der Gebäudemodelle.



Abbildung 3: Systematisierungsmatrix (eigene Darstellung)

Fünf von den acht Modellen haben eine identische Nettogrundfläche (NGF) und stellen die gleiche Anzahl an Arbeitsplätzen bereit. Da die Wirkung der solaren Gewinne, aufgrund der Gebäudeorientierung den Energiebedarf beeinflussen kann, wird mit einem Fensterflächenanteil von ca. 30% gerechnet.

	Geschossanzahl		NGF beh.	BRI (=V)	• • • •		
Gebaudetyp	UG	OG	in m ²	in m ³	A/V	witarbeiter	
Quadrat	0	1	307	1.588	0,63	25	
Quadrat	1	6	1.842	9.494	0,25	123	
Quadrat	1	10	3.070	14.765	0,24	219	
Rechteck schlank	0	1	734	3.802	0,62	59	
Rechteck schlank	1	6	4.405	22.723	0,23	294	
Rechteck schlank	1	10	7.341	35.338	0,22	530	
Rechteck kompakt	0	1	734	3.798	0,59	59	
Rechteck kompakt	1	6	4.404	22.702	0,21	293	
Rechteck kompakt	1	10	7.340	35.304	0,19	530	
Winkel	0	1	734	3.802	0,62	59	
Winkel	1	6	4.404	22.723	0,24	294	
Winkel	1	10	7.340	35.338	0,21	530	
U-Form	0	1	734	3.802	0,62	59	
U-Form	1	6	4.404	22.723	0,24	294	
U-Form	1	10	7.340	35.338	0,22	530	
Atrium klein	0	1	734	3.799	0,67	59	
Atrium klein	1	6	4.404	22.706	0,30	294	
Atrium klein	1	10	7.340	35.311	0,28	530	
Atrium groß	0	1	1.224	6.336	0,59	98	
Atrium groß	1	6	7.344	37.872	0,21	490	
Atrium groß	1	10	12.240	58.896	0,20	882	
Doppel E-Form	0	1	2.326	12.038	0,60	186	
Doppel E-Form	1	6	13.956	71.957	0,22	930	
Doppel E-Form	1	10	23.260	111.902	0,21	1674	

Die Außenbauteile wurden mit Wärmedurchgangskoeffizienten für das Referenzgebäude nach Energieeinsparverordnung (EnEV 2014) mit einer Reduzierung von 20% erstellt (voraussichtliche U-Werte für das Referenzgebäude nach EnEV 2016). Zugleich wurden alle Modelle mit sehr geringen U-Werten, welche bereits bei verschiedenen Passivhäusern erfolgreich angewendet wurden, berechnet (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Zwei Klassen mit Wärmedurchgangskoeffizienten

in W/(m ² K)	Außenwand	Bodenplatte	Dach	Fenster
EnEV 2014 Referenzgebäude (- 20%)	0,22	0,28	0,16	1,00
realisiertes Minimum	0,08	0,08	0,09	0,80

Die Anlagentechnik wurde in Form von sechs verschiedenen Varianten abgebildet. Dabei wurden die Art der Wärme- und Kälteerzeugung, der Nutzenübergabe im Raum und die Art der Lüftung variiert (siehe Tabelle 4). Für die Beleuchtung wurden Leuchtstofflampen mit elektronischen Vorschaltgeräten und Direkt/Indirektem-Beleuchtungsprinzip mit manueller Präsenzerfassung ausgewählt.

	Heizung	Kühlung	Lüftung	Wärmeerzeugung	Kälteerzeugung
Variante 1	Heizkörper	keine	Fenster	Pellet	keine
Variante 2	Flächenheizung	keine	Fenster	Pellet	keine
Variante 3	Flächenheizung	keine	Fenster	Erdwärmepumpe	keine
Variante 4	Flächenheizung	Flächenkühlung	Fenster	Pellet	Kompressions-KM
Variante 5	Flächenheizung	Flächenkühlung	Lüftung mit WRG	Pellet	Kompressions-KM
Variante 6	Flächenheizung	Flächenkühlung	Lüftung mit WRG	Erdwärmepumpe	80% Erdkälte + 20% KKM

Tabelle 4: Sechs verschiedene TGA-Varianten für alle Gebäudemodelle

4.1 Bauform

Zunächst wurde die Auswirkung von verschiedenen Bauformen auf den Primärenergiebedarf untersucht. Für die 6-geschossigen Modelle mit identischer NGF, welche mit einem Pelletkessel beheizt werden, ergab sich der Primärenergiebedarf in Abhängigkeit vom A/V-Verhältnis entsprechend der Abbildung 4.



Abbildung 4: Primärenergiebedarf für Bürogebäudemodelle mit gleicher NGF aber unterschiedlichem A/V

Die Unterschiede beim Primärenergiebedarf für die Heizung sind vernachlässigbar. Im Gegensatz dazu ist der Unterschied bei der Beleuchtung zwischen den einzelnen Modellen mit mehr als 10 kWh/m²a signifikant. Der Primärenergiebedarf des Gebäudes mit Atrium ist am niedrigsten. Dies liegt letztlich auch an dem geringen Anteil des Heiz-Primärenergiebedarfs, was auf den Primärenergiefaktor für Holz von 0,2 zurückzuführen ist. Deswegen ist es sinnvoll, auch die Endenergie zu betrachten (siehe Abbildung 5). Bei der Endenergie schneidet das Gebäude mit Atrium tatsächlich schlechter ab, als alle anderen Modelle.



Abbildung 5: Endenergiebedarf für Bürogebäudemodelle mit verschiedenen Bauformen und identischer NGF

Diese Untersuchung wurde auf die gesamte Gebäudematrix ausgedehnt. Die Ergebnisse zeigt Tabelle 5. Die durchschnittliche Abweichung zwischen den Varianten (niedrigster und höchster Bedarf) liegt beim End- und Primärenergiebedarf um ca. 10 kWh/m²a.

Varianta	niedrigst	er Bedarf	höchster Bedarf		
variante	Endenergie	Primärenergie	Endenergie	Primärenergie	
V1_1G	U-Form	U-Form	Atrium	Rechteck kompakt	
V1_6G	Rechteck kompakt	Atrium	Atrium	Rechteck kompakt	
V1_10G	U-Form	Atrium	Atrium	Rechteck kompakt	
V3_1G	U-Form	U-Form	Rechteck schlank	Rechteck schlank	
V3_6G	U-Form	U-Form	Rechteck schlank	Rechteck schlank	
V3_10G	U-Form	U-Form	Rechteck schlank	Rechteck schlank	
V4_1G	U-Form	U-Form	Atrium	Rechteck kompakt	
V4_6G	Rechteck kompakt	Rechteck schlank	Atrium	U-Form	
V4_10G	U-Form	Rechteck schlank	Atrium	Atrium	

Tabelle 5: Variantenvergleich – niedrigster und höchster End- und Primärenergiebedarf nach Bauformen

4.2 U-Werte

Wie bereits im Kapitel 4 erwähnt wurde, werden die Modelle jeweils mit zwei verschiedenen U-Wert-Klassen bewertet. Die erste Klasse entspricht den Wärmedurchgangskoeffizienten vom Referenzgebäude nach EnEV 2014 mit jeweils 20%-Minderung für jedes Bauteil. Das entspricht in etwa dem Standard nach EnEV 2016. Die zweite Klasse geht aus den realisierten Passivhäusern mit sehr gut gedämmten Bauteilen hervor. Für die Außenwand mit einem U-Wert von 0,08 W/m²K wurde eine 36 cm dicke Dämmung mit $\lambda = 0,031$ W/mK gewählt. Bei dem Dach sowie Bodenplatte handelt es sich um ähnliche effiziente Dämmstoffe. Es wurden die gleichen Modelle und Varianten, wie bei der Untersuchung der Bauform, bewertet. Die höchste primärenergetische Einsparung zwischen den zwei U-Wert-Klassen weist mit ca. 26 kWh/m²a das 1-geschossige Gebäude mit Atrium auf, welches mit einer Wärmepumpe

beheizt wird. Dagegen zeigt das U-förmige, 10-geschossige Büro mit Heizung über Pelletkessel und Kühlung über Kompressionskältemaschine eine Einsparung, die kleiner als 2 kWh/m²a ist.

Die durchschnittliche primärenergetische Einsparung liegt bei etwa 8 kWh/m²a, wobei bei den beheizten und gekühlten Gebäuden die Einsparung geringer ist. Aufgrund der sehr gut gedämmten Gebäudehülle steigt zugleich der Kältebedarf an, verursacht durch innere Lasten.

4.3 Wärmeerzeugung

In einer weiteren Untersuchung wurden die Wärmeerzeuger variiert. Es wurden eine Sole/Wasser Wärmepumpe, ein Pelletkessel, ein Gas-Brennwertkessel und die Versorgung mit Fernwärme aus Heizwerk und KWK bewertet (Abbildungen 6 und 7). Beim Primärenergiebedarf liegt die Wärmpumpe zwar über dem Pelletkessel, bei dem Endenergiebedarf liegt sie aber deutlich unter den anderen Varianten.



Abbildung 6: Primärenergiebedarf für verschiedene Wärmeerzeuger



Abbildung 7: Endenergiebedarf für Heizung bei verschiedenen Wärmeerzeugern

4.4 Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung

Es wurde die Frage untersucht, inwieweit eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (WRG) zur Verringerung des Primärenergiebedarfs beiträgt. Die Abbildung 8 zeigt den Vergleich von zwei Varianten der Beheizung an dem quadratischen 6-geschossigen Gebäudemodell. Zunächst wurde das Gebäude nur mit einer Sole/Wasser-Wärmepumpe beheizt. Um den Heizwärmebedarf zu senken, wurde bei der zweiten Variante noch eine Lüftungsanlage mit einer WRG von 75% installiert.



Abbildung 8: Vergleich – Gebäudemodell ohne/mit RLT-Anlage

Die Abbildung 8 verdeutlicht, dass sich der Primärenergiebedarf für die Heizung beim Einsatz einer Lüftungsanlage um fast 20 kWh/m²a verringert. Deswegen werden die Lüftungsanlagen mit WRG oft in Passivhäusern installiert, wo der Heizwärmebedarf im Fokus steht und eine bestimmte Grenze nicht überschreiten darf. Aus der Abbildung 8 ist weiterhin erkennbar, dass sich der gesamte Primärenergiebedarf bei diesem Gebäudemodell um ca. 14 kWh/m²a erhöht.

4.5 Beleuchtung

Weiterhin wurde der Einfluss der Art der Raumbeleuchtung auf den Energiebedarf untersucht. In den Bürogebäuden wird in den meisten Fällen zwischen direkter, indirekter und direkt/indirekter Beleuchtung unterschieden. Dazu kann noch die Präsenzerfassung reguliert werden (manuell oder automatisch). Alle Beleuchtungsvarianten wurden an einem 1-geschossigen Modell mit quadratischer Form (siehe Tabelle 6) bewertet. Als Leuchtmittel wurden für alle Varianten Leuchtstofflampen mit elektronischem Vorschaltgerät ausgewählt.

	Art	Präsenz- erfassung
Beleuchtung 1	Direkt/Indirekt	Manuell
Beleuchtung 2	Direkt	Manuell
Beleuchtung 3	Indirekt	Manuell
Beleuchtung 4	Direkt/Indirekt	Automatisch
Beleuchtung 5	Direkt	Automatisch
Beleuchtung 6	Indirekt	Automatisch

Tabelle 6: Vergleich verschiedener Beleuchtungsvarianten

Die Ergebnisse zeigt die Abbildung 9. Man erkennt, dass die Beleuchtungsvariante Nummer 5 (Direkte Beleuchtung mit automatischer Präsenzerfassung) sehr effizient ist. Im Vergleich mit der Beleuchtungsvariante 3 (Indirekte Beleuchtung mit manueller Präsenzerfassung), welche mit mehr als 150 kWh/m²a den höchsten Primärenergiebedarf aufweist, liegt diese nur bei ca. 85 kWh/m²a.



Abbildung 9: Vergleich verschiedener Beleuchtungsvarianten

Die Beleuchtungsvariante 5, welche aus der energetischen Sicht sehr effizient ist, wurde außerdem aus Sicht des visuellen Komforts betrachtet. Zur Bewertung wurden die Erkenntnisse aus der BNB-Methodik (Bewertungssystem für Nachhaltiges Bauen) für Bürogebäude verwendet und zwar im konkreten Fall die Steckbriefe "Visueller Komfort" und "Einflussnahme des Nutzers".

Zieht man diese Steckbriefe bei der Bewertung des visuellen Komforts heran, ist festzuhalten, dass eine Direkt/Indirekte Beleuchtung mit manueller Präsenzerfassung (pro Arbeitsplatz) besser bewertet wird, wie eine rein direkte Beleuchtung mit automatischer Präsenzerfassung (pro Arbeitsplatz). Deshalb wäre aus Sicht des Komforts die Variante 1 zu favorisieren, welche aber einen deutlich höheren Energiebedarf erfordert, als die Variante 5.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Es gibt eine Reihe von bau- und anlagentechnischen Parametern, die den Energiebedarf von Nichtwohngebäuden beeinflussen. Die Wirkungen dieser Variablen sind sehr verschieden, allerdings oft nicht so deutlich, wie vermutet. Es wurde gezeigt, dass z.B. das A/V-Verhältnis und die Bauform keinen so großen Einfluss auf den Energiebedarf haben. Aus primärenergetischer Sicht können gegliederte Gebäude mit großem A/V teilweise effizienter sein, als kompakte Gebäude in Quaderform.

Weiterhin wurde festgestellt, dass der Einsatz einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung nicht immer zur Senkung des Primärenergiebedarfs führen muss. Der Aufwand für den Wärmeenergieträger verringert sich zwar, dafür entsteht aber ein zusätzlicher Bedarf für den Lufttransport und der kann höher als die Einsparung bei der Heizung sein. Es ist geplant, die hier dargestellten Untersuchungen umfassend weiter zu führen und dazu weitere Parameter zu analysieren. Das wären z.B. der Fensterflächenanteil, die Art der Wärme- und Kälteerzeugung sowie verschiedene Klimatisierungssysteme. Ebenso spielt das Bürokonzept (Einzelbüro, Gruppenbüro, Großraumbüro) eine Rolle.

Quellenverzeichnis

- [1] Gruhler, Karin ; Böhm, Ruth: *Ressourcenbezogene Kennwerte von Nichtwohngebäuden*. Stuttgart : Fraunhofer IRB Verlag, 2011
- [2] DIN V 18599 Teil 1: Energetische Bewertung von Gebäuden, 2011.
- [3] Hain, Ancilla ; Flanderka, Ondrej: »Softwarevergleich DIN V 18599«. Hochschule Zittau/Görlitz Fakultät Wirtschaftswissenschaften und Wirtschaftsingenieurwesen, Zittau, Unveröffentlichter Abschlussbericht 2014

ISBN 978-3-941521-19-3

Hochschule Zittau/Görlitz Theodor-Körner-Allee 16 // 02763 Zittau // www.hszg.de