

DIPLOMARBEIT

BEMESSUNGSANSÄTZE FÜR REGENERATIVE VERSORGUNGSTECHNOLOGIEN IN DER FRÜHEN ENTWURFSPHASE BASIEREND AUF DATENBANK- KENNWERTEN

Name und Vorname des Verfassers:	Anne Jüttner
Geburtsdatum und Geburtsort:	20.05.1998, Erlabrunn
Institut:	Institut für Bauklimatik
Hochschullehrer/-in:	Dr.-Ing. P. Freudenberg
Betreuer/-in:	Dr.-Ing. P. Freudenberg Dipl.-Ing. D. Weiß
Termin der Abgabe:	01.02.2023

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	VII
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	VIII
1 Einleitung	13
1.1 Aufgabe & Zielstellung.....	15
1.2 Aufbau der Arbeit	16
2 Theoretische Grundlagen	18
2.1 Energetische Bilanzierung.....	18
2.1.1 Einflussfaktoren.....	18
2.1.2 Berechnungsverfahren	20
2.1.3 Erforderliche Kennwerte.....	23
2.2 Photovoltaik	26
2.2.1 Funktionsweise.....	27
2.2.2 Detaillierte Bemessungsgrundlage.....	40
2.2.3 Erforderliche Kennwerte.....	52
2.3 Geothermie	54
2.3.1 Funktionsweise.....	54
2.3.2 Detaillierte Bemessungsgrundlage.....	66
2.3.3 Erforderliche Kennwerte.....	90
3 Simulationsmodell	94
3.1 Datengrundlage	94
3.1.1 Überblick Datenbank.....	94
3.1.2 Aufbereitung der bereitgestellten Daten	96

3.1.3	Ermittlung der zusätzlich erforderlichen Parameter	106
3.2	Simulation.....	115
3.2.1	Gebäudemodellierung.....	115
4	Entwicklung eines vereinfachten Bemessungsansatzes.....	121
4.1	Basisvarianten	123
4.2	Ergebnisse und Ausgangskennwerte	125
4.3	Abhängigkeitsdiagramme.....	132
4.3.1	Photovoltaik.....	133
4.3.2	Erdwärmekollektoren.....	140
5	Anwendung des vereinfachten Bemessungsansatzes.....	142
5.1	Untersuchungsgebiet	143
5.1.1	Eingangsdaten ausgewählter Gebäude	145
5.2	Anwendung des Verfahrens.....	149
5.3	Bewertung der Ergebnisse	151
6	Zusammenfassung & Interpretation.....	154
6.1	Zusammenfassung & Bewertung des Verfahrens	154
6.2	Optimierung & Weiterentwicklungsansätze.....	156
7	Literaturverzeichnis.....	169
8	Anhang	174
8.1	Explorative Datenanalyse.....	174
8.2	Korrelationsanalyse.....	176
8.3	K-means Clusteranalyse	177
8.4	Minimale Grundrisse in GenBuiGui.....	178
8.5	Konstruktionen des Beispielgebäudes	179
8.6	Annahmen zu Nutzungsprofilen des Beispielgebäudes	182

8.7	Abhängigkeitsdiagramme und Annahmen.....	182
8.8	Digitaler Anhang.....	186

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2.1 - Vereinfachtes Versorgungsschema Beispielgebäude mit Geothermie und Photovoltaik.....	19
Abbildung 2.2 - Raumtemperaturen und thermische Begrenzungsflächen einer thermischen Simulation (links) und nach DIN V 18599 (rechts)	25
Abbildung 2.3 - Silizium-Kristallgitter	27
Abbildung 2.4 - Kristalline Solarzelle mit Einstrahlung	29
Abbildung 2.5 - Aufbau einer Dünnschicht-Solarzelle	31
Abbildung 2.6 - Aufbau eines Solarmoduls.....	34
Abbildung 2.7 - Schaltbild eines Wechselrichters	36
Abbildung 2.8 - Lebensdauer in Zyklen der verschiedenen Arten von Bleiakкумуляtoren... 38	
Abbildung 2.9 - Beschreibende Winkel für beliebig orientierte Fläche und Sonne	41
Abbildung 2.10 - Ablauf der Berechnungen der solaren Einstrahlung auf geneigter Ebene ..	43
Abbildung 2.11 - Ersatzschaltbild Eindiodenmodell.....	49
Abbildung 2.12 - Ersatzschaltbild Zweidiodenmodell.....	50
Abbildung 2.13 - Kreislauf einer Wärmepumpe	57
Abbildung 2.14 - log(p)-h Diagramm eines linksläufigen Kreisprozesses einer Wärmepumpe	58
Abbildung 2.15 - Aufbau einer Erdwärmesonde	60
Abbildung 2.16 - Erdwärmesonden-Anlage im Tichelmann-System	61
Abbildung 2.17 - Temperaturabfall innerhalb einer Erdwärmesonde.....	61
Abbildung 2.18 - Bauformen einer Erdwärmesonde.....	62
Abbildung 2.19 - Aufbau und Funktionsweise einer Heatpipe-Wärmesonde	63
Abbildung 2.20 - Temperaturamplitude des Erdreiches in verschiedenen Bodenarten	64
Abbildung 2.21 - Wärmeströme an einem Volumenkörper	68
Abbildung 2.22 - Aufbau eines TRT (Thermal Response Test).....	70
Abbildung 2.23 - Temperaturverteilung im Erdreich und dessen Einflüsse	74
Abbildung 2.24 - Diagramm einer g-Funktion	82
Abbildung 2.25 - Klimazonen Deutschlands nach DIN 4710.....	86

Abbildung 2.26 - Schematische Darstellung einer Erdwärmekollektorfläche	88
Abbildung 3.1 - Stadtteile von Freiberg.....	96
Abbildung 3.2 - Häufigkeitsverteilung des Merkmals "Gesamtvolumen" für EFH (links) und MFH (rechts).....	99
Abbildung 3.3 - Boxplot (Kastengrafik) des Merkmals "Anzahl Wohnungen" für MFH	100
Abbildung 3.4 - Liniendiagramm zum durchgeführten Scree-Test	103
Abbildung 3.5 - Vergleich der Durchläufe der k-means Clusteranalyse.....	104
Abbildung 3.6 - U-Werte einer standardmäßigen Konstruktion	106
Abbildung 3.7 - Abruf zu einem Grundstück im Grundsteuerportal Sachsens	107
Abbildung 3.8 - USDA Soil Texture Triangle	108
Abbildung 3.9 - Bodenarten der Oberböden am Standort Freiberg	109
Abbildung 3.10 - Dreiecksdiagramm zum Vergleich der Einteilungssysteme von Bodenarten	110
Abbildung 3.11 - Korngrößendreieck mit allen Bodenarten nach deutscher Einteilung	110
Abbildung 3.12 - Abruf zu einem Gebäude im Solarkataster Sachsens	114
Abbildung 3.13 - Eingabemaske GenBuiGui für Wohngebäude (links) und Bürogebäude (rechts)	116
Abbildung 3.14 - Fläche und Volumen der Räume einer Wohnung im Beispielgebäude	117
Abbildung 3.15 - Konstruktionen des Beispielgebäudes in SIM-VICUS.....	117
Abbildung 3.16 - Nutzungsprofile des Beispielgebäudes in SIM-VICUS	118
Abbildung 4.1 - Raumlufttemperatur einer Wohnung im Vergleich zur Außenlufttemperatur im Jahresverlauf	125
Abbildung 4.2 - Heizlastprofil des Beispielgebäudes inklusive Trinkwarmwasser	126
Abbildung 4.3 - Stromlastprofil des Beispielgebäudes ohne Wärmepumpe	127
Abbildung 4.4 - Stromlastprofil einer Woche für das Beispielgebäude ohne Wärmepumpe	128
Abbildung 4.5 - Stromlastprofil des Beispielgebäudes inklusive Wärmepumpe	129
Abbildung 4.6 - Globalstrahlung auf eine unterschiedlich geneigte Ebene an einem Wintertag	130
Abbildung 4.7 - Globalstrahlung auf eine unterschiedlich geneigte Ebene an einem Sommertag	130

Abbildung 4.8 - Strombilanz für Eigennutzung und Einspeisung ins Netz (bei 30° Neigung und 100 m ² Modulfläche).....	133
Abbildung 4.9 - Gesamteinsparung über 20 Jahre durch Photovoltaik nach PV-Fläche und Neigung (ohne Wärmepumpe).....	135
Abbildung 4.10 - Abhängigkeitsdiagramm PV-Fläche zu Nutzfläche (nach Neigung der Dachfläche) und für den Strombedarf ohne Wärmepumpe.....	137
Abbildung 4.11 - Gesamteinsparung über 20 Jahre durch Photovoltaik nach PV-Fläche und Neigung (mit Wärmepumpe).....	138
Abbildung 4.12 - Abhängigkeitsdiagramm PV-Fläche zu Strombedarf (nach Neigung der Dachfläche) und inkl. Wärmepumpe.....	139
Abbildung 4.13 - Beispielhafter Vergleich der Erdreichtemperatur mit und ohne Entzug...	140
Abbildung 4.14 - Abhängigkeitsdiagramm EWK-Fläche zu Heizwärmebedarf inkl. TWW (nach A/U-Verhältnis der Kollektorfläche).....	141
Abbildung 5.1 - Lage des Untersuchungsgebietes.....	143
Abbildung 5.2 - Ausgewählte Gebäude im Untersuchungsgebiet.....	144
Abbildung 5.3 - Gebäude 1 mit markiertem Grundstück.....	145
Abbildung 5.4 - Gebäude 3 mit markiertem Grundstück.....	146
Abbildung 5.5 - Gebäude 2 mit markiertem Grundstück.....	146
Abbildung 5.6 - Gebäude 4 mit markiertem Grundstück.....	147
Abbildung 8.1 - Prozess der k-means Clusteranalyse	177
Abbildung 8.2 - Ermittlung des maßgeblichen Clusterzentrums (k-means Clusteranalyse)	178
Abbildung 8.3 - Grundriss 1 (links) und Grundriss 2 (rechts)	178
Abbildung 8.4 - Grundriss 3 (links) und Grundriss 4 (rechts)	179
Abbildung 8.5 - Grundriss 5	179
Abbildung 8.6 - Konstruktion der Wohnungsinnenwände.....	180
Abbildung 8.7 - Konstruktion der Außenwände	180
Abbildung 8.8 - Konstruktion der Wohnungstrennwände	180
Abbildung 8.9 - Konstruktion der Geschosdecken	181
Abbildung 8.10 - Konstruktion des Daches	181
Abbildung 8.11 - Konstruktion der unteren Geschosdecke (Bodenplatte).....	181

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2.1 - Vergleich der Bilanzierungsverfahren.....	23
Tabelle 2.2 - Eingangsparameter der verschiedenen Verfahren	24
Tabelle 2.3 - Vergleich der Bemessungsverfahren in der Photovoltaik	51
Tabelle 2.4 - Eingangsparameter der verschiedenen Bemessungsverfahren	52
Tabelle 2.5 - Randbedingungen der Berechnung der Tabellenwerte in der VDI 4640-2.....	79
Tabelle 2.6 - Vergleich der Bemessungsverfahren für eine Erdwärmesonde	85
Tabelle 2.7 - Bodenarten nach Carsel und Parrish sowie VDI 4640-2	87
Tabelle 2.8 - Vergleich der Bemessungsverfahren für einen Erdwärmekollektor.....	90
Tabelle 2.9 - Erforderliche Kennwerte für die Bemessungsverfahren einer Erdwärmesonde	91
Tabelle 2.10 - Erforderliche Kennwerte für die Bemessungsverfahren eines Erdwärmekollektors	92
Tabelle 3.1 - Merkmale in der Datenbank der Firma RECUN.....	95
Tabelle 3.2 - Verwendete Merkmale.....	97
Tabelle 3.3 - Vereinfachte Korrelationsmatrix für MFH.....	102
Tabelle 3.4 - Repräsentative Gebäude des Datensatzes für EFH und MFH.....	105
Tabelle 3.5 - Repräsentative Bodenart jeder Bodenarten-Gruppe	111
Tabelle 3.6 - Eingangsparameter Simulation Beispielgebäude	119
Tabelle 5.1 - Daten der ausgewählten Gebäude	148
Tabelle 5.2 - Ergebnisse der ausgewählten Gebäude.....	150
Tabelle 6.1 - Mögliche Variationen von Parametern.....	165
Tabelle 8.1 - Explorative Datenanalyse EFH.....	174
Tabelle 8.2 - Explorative Datenanalyse MFH.....	175
Tabelle 8.3 - Korrelationsmatrix für MFH.....	176
Tabelle 8.4 - Annahmen und Eingangswerte zu den Nutzungsprofilen für die Simulation.	182
Tabelle 8.5 - Abhängigkeitsdiagramm Nutzfläche zu PV-Fläche (nach Neigung)	183
Tabelle 8.6 - Abhängigkeitsdiagramm Heizwärmebedarf zu EWK-Fläche (nach A/U- Verhältnis).....	185

ABKÜRZUNGS- UND SYMBOLVERZEICHNIS

Griechische Buchstaben

α	Azimutwinkel der Modulebene	$[\alpha] = ^\circ$ (Grad)
α_s	Sonnenazimutwinkel	$[\alpha_s] = ^\circ$ (Grad)
β	Elevationswinkel der Modulebene	$[\beta] = ^\circ$ (Grad)
β_s	Sonnenelevationswinkel	$[\beta_s] = ^\circ$ (Grad)
δ	periodische Eindringtiefe	$[\delta] = \text{m}$
δ_s	Sonnendeklination	$[\delta_s] = ^\circ$ (Grad)
η	Ausnutzungsgrad der Wärmequellen	
$\eta_{\text{Modul,STC}}$	Modulwirkungsgrad unter STC Bedingungen	
θ	Einfallswinkel der Sonnenstrahlung	$[\theta] = ^\circ$ (Grad)
λ	Wärmeleitfähigkeit allgemein	$[\lambda] = \text{W/mK}$
λ_{eff}	effektive Wärmeleitfähigkeit einer Schichtenfolge	$[\lambda_{\text{eff}}] = \text{W/mK}$
λ_i	Wärmeleitfähigkeit der Schicht i	$[\lambda_i] = \text{W/mK}$
ρ	Dichte	$[\rho] = \text{kg/m}^3$
σ	Standardabweichung	
ϕ	Breitengrad	$[\phi] = ^\circ$ (Grad)
ω	Stundenwinkel	$[\omega] = ^\circ$ (Grad)
ω_a	Stundenwinkel des Sonnenaufgangs	$[\omega_a] = ^\circ$ (Grad)
ω_u	Stundenwinkel des Sonnenuntergangs	$[\omega_u] = ^\circ$ (Grad)

Lateinische Buchstaben

a	Temperaturleitzahl	$[a] = \text{m}^2/\text{s}$
\bar{a}	mittlere Verfügbarkeit des PV-Systems	
A	Querschnitt des durchflossenen Temperaturtrichters	$[A] = \text{m}^2$
A_E	Mindestfläche eines Erdwärmekollektors	$[A_E] = \text{m}^2$
A_{PV}	Fläche der PV-Anlage	$[A_{\text{PV}}] = \text{m}^2$
b	Sondenabstand	$[b] = \text{m}$

BDEW	Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft	
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	
c_p	spezifische Wärmespeicherkapazität	$[c_p] = \text{J}/(\text{kgK})$
COP	Leistungszahl im Nennbetriebspunkt einer Wärmepumpe	
D	Durchmesser einer Sonde	$[D] = \text{m}$
DWD	Deutscher Wetterdienst	
E_0	Solarkonstante (mittlere Strahlungsintensität)	$[E_0] = \text{W}/\text{m}^2$
$E_{AC(PR)}$	Jahresenergieertrag	$[E_{AC(PR)}] = \text{kWh}/\text{kW}_p$
$E_{diff,gen}$	Diffusstrahlung auf eine geneigte Ebene	$[E_{diff,gen}] = \text{W}/\text{m}^2$
$E_{dir,gen}$	Direktstrahlung auf eine geneigte Ebene	$[E_{dir,gen}] = \text{W}/\text{m}^2$
$E_{G,gen}$	Gesamtstrahlung auf eine geneigte Ebene	$[E_{G,gen}] = \text{W}/\text{m}^2$
$E_{refl,gen}$	Bodenreflexion auf eine geneigte Ebene	$[E_{refl,gen}] = \text{W}/\text{m}^2$
EED	Earth Energy Designer	
$E_i(x)$	Integraleponentialfunktion	
EWK	Erdwärmekollektor	
EWS	Erdwärmesonde	
FEM	Finite-Elemente-Methode	
$g(x)$	Response-Funktion (auch g-Funktion)	
g_F	Gesamtenergiedurchlassgrad der Verglasung (nach DIN V 18599)	
G	globale, tägliche Einstrahlung	$[G] = \text{kWh}/\text{m}^2$
\bar{G}	mittlere globale Einstrahlung	$[\bar{G}] = \text{kWh}/\text{m}^2$
G_{dim}	Dimensionierungs-Einstrahlung	$[G_{dim}] = \text{kWh}/\text{m}^2$
GEG	Gebäudeenergiegesetz	
GIS	Geoinformationssystem	
Δh_i	Mächtigkeit der Schicht i	$[\Delta h_i] = \text{m}$
H	jährliche Einstrahlungssumme	$[H] = \text{kWh}/\text{m}^2\text{a}$
H_s	Höhe einer Sonde	$[H_s] = \text{m}$
I	Strom	$[I] = \text{A}$
I_0	extraterrestrische Strahlungsintensität	$[I_0] = \text{W}/\text{m}^2$

I_E	direkte Einstrahlung	$[I_E] = \text{W/m}^2$
I_{Ph}	Photostrom	$[I_{Ph}] = \text{A}$
I_S	Diodensättigungsstrom	$[I_S] = \text{A}$
I_{S1}	Diodensättigungsstrom der ersten Diode	$[I_{S1}] = \text{A}$
I_{S2}	Diodensättigungsstrom der zweiten Diode	$[I_{S2}] = \text{A}$
IDF	Intermediate Data Format	
k_f	Durchlässigkeitsbeiwert des Gesteins	$[k_f] = \text{m/s}$
l_{EWS}	Länge einer Erdwärmesonde	$[l_{EWS}] = \text{m}$
m	Diodenfaktor	
m_1	Diodenfaktor der ersten Diode	
m_2	Diodenfaktor der zweiten Diode	
m_F	Gefälle der Falllinie der Isohypsen (Neigung der Grundwasserströmung)	
MPP	Punkt maximaler Leistung (Maximum Power Point)	
n	Luftwechselrate	$[n] = 1/\text{h}$
n_d	Nummer des betrachteten Tages im Jahr	$[n_d] = \text{d}$
n_{EWS}	Anzahl der Erdwärmesonden	
p	Luftdruck	$[p] = \text{hPa}$
p_0	Luftdruck auf Meeresebene	$[p_0] = \text{hPa}$
P_{pk}	Peakleistung	$[P_{pk}] = \text{W}$
PR	Performance Ratio	
PV	Photovoltaik	
\dot{q}_E	längenbezogene Wärmeleistung (bzw. längenspezifische Entzugsleistung)	$[\dot{q}_E] = \text{W/m}$
$\dot{q}_{E,f}$	flächenbezogene Wärmeleistung (bzw. flächenspezifische Entzugsleistung)	$[\dot{q}_{E,f}] = \text{W/m}^2$
$q_{E,k}$	flächenspezifische Entzugsenergie	$[q_{E,k}] = \text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$
\dot{q}_{EWS}	spezifische Erdwärmesondenleistung	$[\dot{q}_E] = \text{W/m}$
\dot{Q}	stationäre Wärmeleistung	$[\dot{Q}] = \text{W}$
$Q_{c,b}$	bilanzierter Nutzkältebedarf (Kühlbedarf)	$[Q_{c,b}] = \text{kWh}$

Q_E	Wärmeentzugsleistung	$[Q_E] = \text{kWh/a}$
Q_G	Wärmeleistung aus geothermischem Wärmestrom	$[Q_G] = \text{kWh/a}$
Q_h	Heizwärmebedarf	$[Q_h] = \text{kWh}$
$Q_{h,b}$	bilanzierter Nutzwärmebedarf (Heizwärmebedarf)	$[Q_{h,b}] = \text{kWh}$
$Q_{h,ce}$	Verluste der Übergabe für das Heizsystem	$[Q_{h,ce}] = \text{kWh}$
$Q_{h,d}$	Verluste der Verteilung für das Heizsystem	$[Q_{h,d}] = \text{kWh}$
$Q_{h,s}$	Verluste der Speicherung für das Heizsystem	$[Q_{h,s}] = \text{kWh}$
$Q_{h,outg}$	Erzeugernutzwärmeabgabe	$[Q_{h,outg}] = \text{kWh}$
Q_S	Wärmeleistung aus solarer Einstrahlung	$[Q_S] = \text{kWh/a}$
Q_{sink}	Wärmesenken	$[Q_{sink}] = \text{kWh}$
Q_{source}	Wärmequellen	$[Q_{source}] = \text{kWh}$
\dot{Q}_V	Quellstärke	$[\dot{Q}_V] = \text{W/m}^3$
\dot{Q}_{VL}	Wärmepumpenverdampferleistung	$[\dot{Q}_{VL}] = \text{kW}$
\dot{Q}_{WP}	Wärmepumpenheizleistung	$[\dot{Q}_{WP}] = \text{kW}$
Q_{zu}	aus Kühlung zugeführte Wärmeleistung	$[Q_{zu}] = \text{kWh/a}$
r	Radius	$[r] = \text{m}$
\bar{r}	mittlerer Radius	$[\bar{r}] = \text{m}$
R_a	äußerer Wärmeübergangswiderstand (Bohrloch - Gestein)	$[R_a] = \text{mK/W}$
R_B	thermischer Bohrlochwiderstand	$[R_B] = \text{mK/W}$
R_d	Geometriefaktor	
R_F	Widerstand des Füllmaterials	$[R_F] = \text{mK/W}$
R_i	innerer Wärmeübergangswiderstand des Wärmeträgerfluids	$[R_i] = \text{mK/W}$
R_P	Parallelwiderstand	$[R_P] = \Omega$
R_R	Widerstand der Rohrwand	$[R_R] = \text{mK/W}$
R_S	Serienwiderstand	$[R_S] = \Omega$
R_{WW}	Widerstand zur Wechselwirkung zwischen den Rohren	$[R_{WW}] = \text{mK/W}$
S	Formfaktor	
$S_{diff,gen}$	diffuser Abschattungsgrad auf eine geneigte Ebene	
S_{dir}	direkter Abschattungsgrad	
SCOP	Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpenanlage	

SQD	Summe quadrierter Differenzen	
STC	Standard-Testbedingungen (Standard Test Conditions)	
t	Zeit	[t] = s
t ₀	Zeitkonstante	[t ₀] = a
t _{0,P}	Periodendauer	[t _{0,P}] = s
t _d	Zeit (in Tagen)	[t _d] = d
Δt ₀	Phasenverschiebung	[Δt ₀] = d
T	Temperatur allgemein	[T] = °C oder K
T _L	Linke-Trübungsfaktor	
T _{LT}	Lufttemperatur	[T _{LT}] = °C
T _m	mittlere Temperatur des Temperaturfeldes	[T _m] = °C
T _∞	Temperatur weit von Quelle/Senke entfernt	[T _∞] = °C
ΔT ₀₀	maximale saisonale Temperaturamplitude an der Erdoberfläche	[ΔT ₀₀] = K
TRT	Thermal Response Test	
TRY	Test Reference Year / Testreferenzjahr	
/TRJ		
TWW	Trinkwarmwasser	
U	Spannung	[U] = V
U _F	Umfang einer Fläche	[U _F] = m
U _T	Temperaturspannung	[U _T] = V
U _W	Wärmedurchgangskoeffizient	[U _W] = W/(m ² K)
U _{W,F}	Wärmedurchgangskoeffizient Fenster	[U _{W,F}] = W/(m ² K)
USDA	United States Department of Agriculture	
W _d	täglicher Energiebedarf	[W _d] = kWh
WE	Wohneinheiten	
x	x-Komponente eines zweidimensionalen Vektors	[x] = m
y	y-Komponente eines zweidimensionalen Vektors	[y] = m
z	z-Komponente eines dreidimensionalen Vektors	[z] = m

1 EINLEITUNG

Die Nutzung regenerativer Energien ist geprägt durch stetiges Wachstum. Aufgrund der Entwicklung neuer Technologien sowie des beginnenden Umdenkens in Wirtschaft und Bevölkerung bezüglich des Klimaschutzes wurden die erneuerbaren Energiequellen im Neubau zu einem der wichtigsten Energieträger. Mit 65,5 % dominierten sie 2021 den Neubausektor und weisen damit in den letzten 10 Jahren ein Wachstum um 28,9 % auf (vgl. Statistisches Bundesamt 2022a). Doch um die aktuellen Klimaziele auf nationaler und europäischer Ebene erreichen zu können, bedarf es insbesondere im Bestand weiteren Maßnahmen. Im 2020 verabschiedeten European Green Deal wurde unter anderem das Ziel formuliert, bis 2030 den Anteil erneuerbarer Energien bei Neubau und Bestand in der gesamten Europäischen Union auf 40 % anzuheben. Auch wenn die Gewinnung erneuerbarer Energien in den letzten Jahren bereits stetig gestiegen ist, wurden 2020 im Bereich der Wärme- und Kälteerzeugung nur 23,1 % des Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gewonnen. Im Gegensatz dazu lässt sich im Stromsektor ein sehr schneller Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien verzeichnen. (vgl. Statistisches Bundesamt 2022b) Daraus folgend liegen besonders im Gebäudesektor noch große Potenziale, den Anteil erneuerbarer Energien weiter zu erhöhen. Schließlich muss Deutschland den Anteil innerhalb von 10 Jahren verdoppeln, wenn man das im European Green Deal vereinbarte Ziel zur Energiegewinnung aus erneuerbaren Energiequellen erreichen möchte.

Die mit den Klimazielen schon 2014 eingeleitete Energiewende, muss auch angesichts der aktuellen Energiekrise schneller kommen denn je. "Bereits zu Zeiten der Ölkrisen erlebten Wärmepumpen eine erste Hochphase, da sie eine Möglichkeit darstellten, auch ohne das seinerzeit marktbeherrschende Erdöl Nutzwärme bereitzustellen." (Quaschnig 2022, S. 379) In der sich 2022 ankündigenden Energiekrise Deutschlands ist nun Erdgas als Energieträger marktbeherrschend, auch weil viele der Erdölheizungen durch Gasheizungen ausgetauscht wurden. Sowohl Erdgas- als auch Erdölvorkommen sind begrenzt und deren Gewinnung mit einigen Risiken verbunden, weshalb nur wenige Staaten auf der Welt diese Rohstoffe in größeren Mengen fördern. Durch diese Umstände entsteht sowohl für den Endverbraucher

als auch für ganze Staaten eine Abhängigkeit, die beispielsweise durch lokal erzeugte Energie zu verringern wäre. Mithilfe erneuerbarer Energien könnte die Energieversorgung während solcher Rohstoffkrisen zumindest für ein einzelnes Gebäude gesichert werden. Da insbesondere zur Wärmeerzeugung in Deutschland erst 23,1% erneuerbare Energien verwendet werden, müsste ein erheblicher Anstieg erfolgen, um auch auf Staatsebene eine Abhängigkeit von Erdöl und Erdgas auszuschließen. Dieses Ziel, zumindest den gesamten Strombedarf mit erneuerbaren Energien zu erzeugen, kann nur erreicht werden, wenn die installierte Leistung der Photovoltaik-Anlagen in Deutschland von 59 GW_P auf 215 bis 510 GW_P erhöht werden. (vgl. Wirth 2022) Auch wenn der Ausbau der Photovoltaik innerhalb von 10 Jahren bereits um 56 % gestiegen ist, werden die Potenziale im Bereich der Wärmeversorgung von Gebäuden nicht ausreichend genutzt. Im Wärmesektor dominiert aktuell die Biomasse, während der Anteil der Geothermienutzung am Endenergieverbrauch 2021 lediglich 9,7 % betrug (vgl. AGEE-Stat 2022). Diese Statistiken belegen, dass einige Energieträger in Deutschland noch unterrepräsentiert sind. Für eine erfolgreiche Energiewende darf sich ein kontinuierlicher Ausbau nicht nur auf einige, wenige erneuerbare Energieträger beschränken. Ein Wechsel der Energiequellen stellt weder eine kurzfristige Lösung der Energiekrise dar, noch sollte es eine Maßnahme sein, die keiner weiteren zusätzlichen Schritte bedarf. Schließlich kann aber nicht nur auf die Verschiebung der Energiequellen gebaut werden, sondern es muss auch die Senkung des Energiebedarfs einbezogen werden.

Dabei sollte das Ziel sein, die Senkung des Energiebedarfs nicht nur bei Neubauten planerisch herbeizuführen. Dazu ist insbesondere eine Integration von vereinfachten Berechnungen in die frühe Planungsphase erforderlich. Denn bezüglich des Energiebedarfs und der Energieversorgung werden zu Beginn der Planung wichtige Entscheidungen zur Kubatur, der Materialität oder der Ausrichtung des Gebäudes getroffen. Diese Faktoren können einen großen Einfluss auf den Energiebedarf und die Versorgung des Gebäudes mithilfe von erneuerbaren Energien haben. Um die Potenziale eines Grundstückes oder eines bereits bestehenden Gebäudes bestmöglich ausschöpfen zu können, ist es essenziell, dem Planer und dem Auftraggeber Möglichkeiten zur frühzeitigen Ermittlung von energetischen Potenzialen und Bedarfen an die Hand zu geben. Denn sowohl bei Planern als auch bei Auftraggebern muss eine Sensibilisierung hinsichtlich der selbstverständlichen Integration von erneuerbaren Energieversorgungssystemen in den Entwurfsprozess erfolgen.

1.1 AUFGABE & ZIELSTELLUNG

Die bisherige Integration in den Planungsprozess erfolgt hauptsächlich mithilfe von Jahresbilanzierungen, die allerdings die jahreszeitlichen Schwankungen der Energiebedarfe und Energiepotenziale nicht abbilden können. Aufgrund der nicht abbildbaren Dynamiken sind die überschlägigen Bilanzierungen nur bedingt aussagekräftig, sodass kein funktionierendes Versorgungskonzept erstellt werden kann. Die Schwierigkeit in der frühen Planungsphase besteht darin, dass zu Beginn eines Entwurfes noch keine detaillierten Kennwerte, beispielsweise zur Beschaffenheit der Hülle eines Gebäudes, vorliegen. Aus diesem Grund besteht ein Ziel darin, die Verfügbarkeit von erforderlichen Daten zu prüfen und deren Zugänglichkeit für Architekten und Planer kritisch zu beleuchten. Anhand der Daten, die üblicherweise in der frühen Planungsphase eines Entwurfes vorliegen, soll das Nutzungspotenzial regenerativer Energiequellen beschrieben werden. Dabei stellt sich die Frage, ab wann und unter welchen Bedingungen es möglich ist, ein Gebäude oder ein Gebiet vorwiegend mit regenerativen Energiequellen zu versorgen.

Um diese Fragestellung beantworten zu können, müssen sowohl die Energiebedarfe als auch die energetischen Potenziale anhand von allgemein gehaltenen Kennwerten unter Einbeziehung der zeitlichen Dynamik dargestellt werden. Zu diesem Zweck soll ein vereinfachter Bemessungsansatz entwickelt werden, der bereits in der frühen Planungsphase Anwendung finden kann. Basierend auf einer Simulation im Gebäudemaßstab, sollen allgemeingültige Abhängigkeiten erarbeitet werden, die für eine vereinfachte Bemessung angewendet werden können. Mithilfe eines Anwendungsbeispiels soll der Bemessungsansatz geprüft und Potenziale zur Weiterentwicklung aufgezeigt werden.

Da die Berechnungen zu den einzelnen Energiequellen stark differieren, wird die Erarbeitung eines Bemessungsansatzes auf die Energiequellen Photovoltaik und Geothermie beschränkt. Somit können die Funktionsweise und die unterschiedliche Zeitdynamik der Photovoltaik und Geothermie umfassend beleuchtet und für die Erarbeitung spezifischer Kennwerte herangezogen werden. Die Geothermie ist in der Wärmebereitstellung deutlich unterrepräsentiert, auch da teilweise schon für eine Abschätzung umfangreiche Bodengutachten erstellt werden müssen. Die Photovoltaik soll die elektrische Energie für die Wärmepumpe bereitstellen und einen möglichst unabhängigen Betrieb ermöglichen.

1.2 AUFBAU DER ARBEIT

Die beiden gewählten Energiequellen bilden den Ausgangspunkt der Arbeit und geben einen Rahmen für die Entwicklung eines vereinfachten Bemessungsansatzes vor. Der Fokus der Arbeit liegt auf der Beantwortung der Forschungsfrage, ab wann ein Gebäude vorwiegend mit regenerativen Energien versorgt werden kann. Um dieses Potenzial eines Grundstücks bzw. eines Stadtgebietes zu ermitteln, bedarf es gleichermaßen einer Analyse der Bedarfe und der energetischen Potenziale.

Als Grundlage für den Bemessungsansatz dienen die von der Firma RECUN bereitgestellten Daten. Diese werden in einem ersten Schritt durch eine explorative Datenanalyse beschrieben, um einen Überblick über die verfügbaren Parameter und deren Wertebereich zu gewinnen. Die Analyse hat zum Ziel, aus der Gesamtheit der Daten mithilfe eines für die Datenmenge geeigneten Verfahrens repräsentative Gebäude zu ermitteln. Die nicht in den bereitgestellten Daten enthaltenen Parameter werden über zusätzliche Quellen bezogen, die in ihrer Zugänglichkeit beschrieben werden.

Für die Analyse der Bedarfe wird zunächst auf eine Gebäudesimulation mit dem an der TU Dresden entwickelten Programm SIM-VICUS zurückgegriffen. Anhand der Simulation eines Beispielgebäudes werden in der Folge charakteristische Bedarfsprofile erstellt. Das Beispielgebäude basiert auf dem Ansatz der generischen Gebäude und wird mithilfe des im Rahmen einer studentischen Arbeit erstellten Programmes GenBuiGui erzeugt. Die Analyse der Potenziale kann ebenfalls mit SIM-VICUS bzw. dem ErdkollektorDesigner durchgeführt werden, da diese Simulationsprogramme den potenziellen Ertrag mit einem hohen Detaillierungsgrad errechnen. Dazu müssen in einem ersten Schritt Basisvarianten gebildet und Annahmen zu den Kollektorflächen sowie zu den technischen Parametern getroffen werden. Um die Eingangsdaten in ihrer Variabilität in den Bemessungsansatz aufnehmen zu können, werden einige Parameter bei der Simulation variiert. Auf diese Weise können unterschiedliche Zeitprofile zu den Potenzialen gewonnen werden.

Die Erstellung des vereinfachten Bemessungsansatzes umfasst in erster Linie Abhängigkeitsdiagramme, die die Beziehungen zwischen den Bedarfen und Potenzialen in Abhängigkeit eines weiteren Parameters wiedergeben. Die Zeitprofile der Bedarfe und der Potenziale werden dazu in einem ersten Schritt miteinander verglichen. Als Ergebnis

entsteht ein Verhältniskennwert, der die lineare Beziehung zwischen dem jeweiligen Bedarf und dem jeweiligen Potenzial abbildet. Dieser Verhältniskennwert muss im Anschluss für jede Basisvariante ermittelt werden, sodass verschiedene Abhängigkeitsdiagramme zur vereinfachten Bemessung erstellt werden können.

Die Anwendung des erarbeiteten Bemessungsansatzes in der Praxis wird anhand eines Beispiels erläutert und auf Weiterentwicklungsmöglichkeiten untersucht. Abschließend wird der Bemessungsansatz auf die Beantwortung der Forschungsfrage geprüft und das Verfahren hinterfragt. Auf Grundlage dieser Erkenntnisse werden Optimierungen und Weiterentwicklungsmöglichkeiten formuliert, damit ein zukünftiger Beitrag des Bemessungsansatzes im Planungsprozess abgeschätzt werden kann.

Der Entwicklung und Bewertung eines Ansatzes vorangestellt, ist eine theoretische Beleuchtung der Bedarfsermittlung sowie der Energieträger Photovoltaik und Geothermie. Mithilfe einer umfassenden Literaturrecherche werden im folgenden Kapitel zunächst die theoretischen Grundlagen zusammenfassend dargestellt. Im Rahmen des Kapitels können geeignete Bemessungsverfahren erörtert und erforderliche Eingangsparameter ermittelt werden, um abschließend einen Vergleich der Bemessungsverfahren zu ziehen und eine geeignete Standardausführung der regenerativen Energiesysteme wählen zu können.

2 THEORETISCHE GRUNDLAGEN

2.1 ENERGETISCHE BILANZIERUNG

Eine Bilanzierung beschreibt im Allgemeinen die Erstellung einer ausgleichenden Gegenüberstellung, die meist in Form von Summen dargestellt wird. Bei der energetischen Bilanzierung werden Wärmequellen und Wärmesenken verglichen, um den Energiebedarf zu ermitteln. Der Vergleich kann sowohl auf der Ebene eines Raumes, einer Zone oder für ein Gebäude erfolgen. Anhand dieser Bilanzierung kann je nach Ziel der Berechnung der Nutz-, End- und Primärenergiebedarf ermittelt werden. Eine Bilanzierung kann unter anderem zur Dimensionierung der Anlagentechnik, zum Erstellen eines Energieausweises sowie im Rahmen einer Sanierungsmaßnahme erforderlich werden.

2.1.1 Einflussfaktoren

Um eine Gesamtbilanz auf der Gebäudeebene erstellen zu können, soll zunächst die Versorgung eines Gebäudes in seinen Grundzügen dargestellt werden (Abbildung 2.1). Wie anhand des Schemas deutlich wird, umfasst eine Gesamtbilanz verschiedene Energieaufwendungen, die über unterschiedliche Versorgungssysteme abgedeckt werden können. Anhand der Bilanz aus Wärmequellen und Wärmesenken kann jeweils die notwendige Energieaufwendung bestimmt werden. Die Wärmemengen, die dem Gebäude zugeführt oder entzogen werden, beruhen auf verschiedenen Einflussfaktoren, die in der Folge kurz erläutert werden.

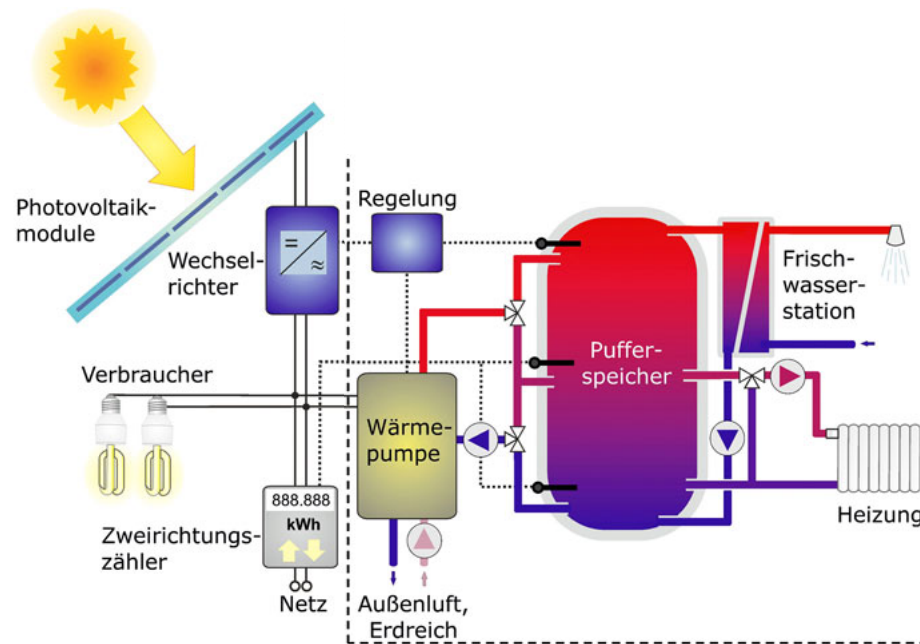


Abbildung 2.1 - Vereinfachtes Versorgungsschema Beispielgebäude mit Geothermie und Photovoltaik
 Quelle: <https://www.ikz.de/heizungstechnik/news/detail/eine-vorteilhafte-kombination/> (abgerufen am 11.01.2023)

Wie im Versorgungsschema (Abbildung 2.1) deutlich wird, müssen in die Bilanzierung eine Vielzahl von Faktoren aufgenommen werden. Außerhalb des Gebäudes beeinflusst das Außenklima die Bilanzierung durch Temperatur und solare Strahlung. Diese Faktoren stellen die maßgeblichen Wärmequellen und -senken dar, die ohne Energieaufwendung zunächst nur durch die Bauweise eines Gebäudes gedämpft werden können. Die Bauweise besteht wiederum aus Faktoren wie beispielsweise dem Fensterflächenanteil und dem Sonnenschutz sowie der Dichtheit und dem Bauteilaufbau. Innerhalb des Gebäudes entstehen hauptsächlich durch die Nutzung weitere Wärmequellen, die ebenfalls als Einflussgrößen aufgenommen werden müssen. Insbesondere durch Personen, Geräte oder die Beleuchtung wird Wärme eingetragen im Raum. Zusätzlich zu diesen allgemeinen Faktoren müssen auch die anlagen- und regelungstechnischen Rückwirkungen beachtet und in die Bilanz integriert werden. Abschließend beeinflussen diese Berechnungen das zu erreichende thermische Raumklima, da dies als Zielgröße für die notwendigen Aufwendungen gilt. (vgl. DIN V 18599-1 2018; VDI 6020 2022)

Wie diese Einflussfaktoren in die Berechnungen integriert und in welcher Genauigkeit sie abgebildet werden, soll im folgenden Abschnitt beschrieben werden.

2.1.2 Berechnungsverfahren

Nach § 20 ff. des GEG soll die energetische Bewertung von Gebäuden inzwischen ausschließlich anhand der DIN V 18599 oder mithilfe einer thermischen Gebäudesimulation erfolgen. Demnach beschränkt sich auch die Ermittlung des Energiebedarfs auf diese Verfahren. In den folgenden Abschnitten sollen beide Verfahren in ihren Grundzügen beschrieben und anhand ihrer Anwendbarkeit untersucht werden, um Unterschiede in der Genauigkeit und den erforderlichen Eingangsparametern aufzuzeigen.

Monatsbilanzverfahren nach DIN V 18599

Das Monatsbilanzverfahren zielt auf die Bewertung eines Gebäudes hinsichtlich der Energiebedarfe ab. Denn „die Grundlage der Planungsprozesse im Gebäudebereich ist die Bestimmung des Heizenergiebedarfs (Heizwärme- und Trinkwasserwärmebedarf) sowie der raumweisen Heiz- und Kühllasten. Letztere beeinflussen die Nennleistungen der Wärme- und Kälteerzeuger sowie der technischen Gebäudeausrüstung.“ (van Treeck et al. 2021, S. 428) Auch wenn diese DIN-Norm sowohl für das Erstellen von Energieausweisen sowie für die vergleichende Bewertung der Energieeffizienz angewendet wird, sollen im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich die Grundlagen zur Ermittlung des Nutz- und Endenergiebedarfs betrachtet werden. Mithilfe des Primärenergiebedarfs könnte eine Bewertung erfolgen, wie nachhaltig die eingesetzte Energieerzeugung ist. Zum Zweck der Auslegung von Wärme- und Kälteerzeugung ist allerdings die Ermittlung des Endenergiebedarfs ausreichend. Der Nutzenergiebedarf ergibt sich aus Wärmequellen und Wärmesenken des Gebäudes und ergänzt sich mit verschiedenen Verlusten innerhalb der Anlagentechnik und der Energieerzeugung zum Endenergiebedarf. Dabei ist die Nutzenergie jene Energie, die im Gebäude zur Verfügung gestellt wird, wohingegen der Endenergiebedarf abbildet, welche Energie durch die Anlagen produziert werden muss. Um die unterschiedlichen Nutzungen der Räume eines Gebäudes einbeziehen zu können, werden Räume gleicher Nutzung nach DIN V 18599 zu Zonen zusammengefasst. Die Einteilung der Zonen erfolgt anhand des Nutzungsprofils, der Konditionierungsart sowie weiterer Zonierungskriterien wie einem stark differenzierenden Fensterflächenanteil.

Die Bilanzierung des Nutzenergiebedarfs erfolgt getrennt für die einzelnen Zonen und wird abschließend zu einer Gesamtsumme addiert. Diese Summe wird als Startwert für die Versorgungssysteme gesetzt, sodass in einem iterativen Prozess die benötigte Endenergie ermittelt werden kann.

$$Q_{h,b} = Q_{sink} - \eta \cdot Q_{source}$$

Formel 2.1 (Quelle: (DIN V 18599-1 2018, S. 34))

Der Nutzenergiebedarf für Wärme bestimmt sich aus den Wärmequellen und Wärmesenken (Formel 2.1), während der Kälteenergiebedarf nur anhand der Wärmequellen bestimmt wird (Formel 2.2).

$$Q_{c,b} = (1 - \eta) \cdot Q_{source}$$

Formel 2.2 (Quelle: (ebd.))

In der Folge werden die Verluste aus Übergabe, Verteilung und Speicherung des Versorgungssystem ermittelt, sodass die Erzeugernutzenergieabgabe errechnet werden kann. Da für jedes Versorgungssystem andere Verluste berücksichtigt werden müssen, soll beispielhaft die Berechnung der Erzeugernutzwärmeabgabe dargestellt werden (Formel 2.3). Darauf begründet muss diese Kenngröße getrennt für jedes Versorgungssystem ermittelt werden, insbesondere wenn ein Energiebedarf durch mehrere Systeme abgedeckt wird.

$$Q_{h,outg} = Q_{h,b,i} + Q_{h,ce} + Q_{h,d} + Q_{h,s}$$

Formel 2.3 (Quelle: (ebd., S. 37))

Zusätzlich zur Erzeugernutzenergieabgabe müssen die Verluste bei der Energieerzeugung selbst eingerechnet werden, um den Endenergiebedarf zu erhalten. Wenn die Energieerzeugung dezentral erfolgt, ist dies demnach die Energiemenge, auf die ein Energieerzeuger ausgelegt werden muss. Da diese Größen allerdings nur als monatliche Kennwerte ermittelt werden, kann kaum eine exakte Auslegung, insbesondere bei der Nutzung regenerativer Energien, stattfinden. (vgl. DIN V 18599-1 2018) Diese normativen Verfahren finden auch in einigen Programmen Anwendung und stellen damit statische Berechnungsverfahren dar. Für die Abbildung einiger Effekte wie beispielsweise die dynamische Regelungssteuerung oder die Integration von fluktuierenden, erneuerbaren Energien ist diese Form der Berechnung kaum geeignet.

Thermische Gebäudesimulation

Die thermische Gebäudesimulation bildet im Gegensatz zum Monatsbilanzverfahren alle Effekte dynamisch und in wesentlich kleineren Zeitschritten ab. Außerdem kann in einem dynamischen Simulationsverfahren das Zusammenspiel zwischen den einzelnen Einflussfaktoren und Systemkomponenten detailliert betrachtet und berechnet werden. Die Einflussfaktoren der Nutzung, Regelung sowie die Klimarandbedingungen können dynamisch simuliert werden, sodass genaue Aussagen bezüglich temporärer Lastspitzen sowie der Wechselwirkungen möglich sind. Die thermodynamischen Prozesse, die im Gebäude sowie im Austausch mit der Umwelt stattfinden, können dabei durch unterschiedliche Simulationsverfahren abgebildet werden. Die Grundlagen der einzelnen Arten sowie welche für eine gebäudetechnische Simulation genutzt werden können, wird bei der Bemessung von geothermischen Anlagen in Kapitel 2.3.2 ausführlich beschrieben. Unter anderem können Programme wie IDA ICE, TRNSYS und SIM-VICUS verwendet werden, um dynamische Gebäudesimulationen durchzuführen.

„Obwohl Methoden der dynamischen Gebäude- und Anlagensimulation zur Auslegung und Optimierung komplexer Gebäudeenergiekonzepte ein wichtiges Werkzeug darstellen, finden diese gegenwärtig nur bei Bedarf Anwendung bzw. beschränken sich auf Sonderfälle“ (van Treeck et al. 2021, S. 428). Dies ist insbesondere in der fehlenden Vergleichbarkeit der Simulationsprogramme begründet. Mithilfe von Validierungsverfahren wird versucht diese Vergleichbarkeit herzustellen, sowie Qualitätsstandards zu implementieren, an denen die Simulationsprogramme gemessen werden können. Die Validierung erfolgt zurzeit entweder empirisch oder mithilfe einer analytischen Verifikation sowie Vergleichstests. Zwar sind in der VDI 6020 erste Qualitätsstandards formuliert, doch die Verfahren zur Validierung sind erst in der Entwicklung und bedürfen weiteren Verbesserungen, bis eine Normierung möglich wäre. Die Durchführung einer Simulation ist zwar erlaubt, doch teilweise verhindern andere Rahmenbedingungen die verbindliche Anwendung, sodass häufig auf das Monatsbilanzverfahren zurückgegriffen wird. (vgl. van Treeck et al. 2021; VDI 6020 2022; Zerwas et al. 2008)

Welche Effekte im Detail durch die Verfahren in welcher Genauigkeit abgebildet werden, ist in Tabelle 2.1 dargestellt und soll einen Überblick über die Verfahren geben.

berücksichtigte Effekte	Monatsbilanzverfahren nach DIN V 18599	Thermische Gebäudesimulation
Wärmetransport		
durch Strahlung	anhand von gemittelten Strahlungskennwerten und vereinfachten Beiwerten zu Bauteilen	ja, dynamisch anhand von konkreten Wetterdaten und detaillierten Bauteilkennwerten
durch Konvektion	nein	ja, ausgewählte
durch Luftaustausch zwischen zwei Räumen	nein	ja
Wärmebrücken	nur linienförmige Wärmebrücken berücksichtigt	alle sich ausbildenden Wärmebrücken abbildbar
Speicherverhalten von Massen	nein	ja
Nutzung	statisch, anhand von gemittelten, monatl. Daten	dynamisch, anhand von stündlichen Daten
Klimadaten	statisch, anhand von gemittelten, monatl. Daten	dynamisch, anhand von stündlichen Daten
Versorgungssystem	nur nicht fluktuierende Energieträger	alle Energieträger möglich
Verluste im System	nur statisch, anhand allgemeiner Kennwerte	kann dynamisch simuliert werden
regelungstechnisches Verhalten + Speichereffekte	nein	ja
Interaktion zwischen Anlage + Versorgungsnetz	nein	ja

Tabelle 2.1 - Vergleich der Bilanzierungsverfahren

Quelle: Anne Jüttner, basierend auf (DIN V 18599-1 2018; van Treeck et al. 2021)

2.1.3 Erforderliche Kennwerte

Um den Zeitaufwand und die Genauigkeit der erforderlichen Daten für beide Verfahren vergleichen zu können, sind in Tabelle 2.2 die grundlegenden Eingangsparameter dargestellt, die für eine statische und eine dynamische Berechnung erforderlich sind.

berücksichtigte Effekte und Parameter	Monatsbilanzverfahren nach DIN V 18599	Thermische Gebäudesimulation
Bauteilkennwerte		
Geometrie, Orientierung + Neigung	vereinfacht, auch aufgrund von Zonierung	detailliert, auch bei komplizierten Bauteilformen
Wärmedurchgangskoeffizient	als Summe aller Bauteile in Wärmetransferkoeffizient einer Zone abgebildet	individuell bzw. aus Bauteil-Datenbanken
wirksame Wärmespeicherkapazität	pauschalisierte Werte nach Bauteilkategorien	individuell bzw. aus Bauteil-Datenbanken
Nutzungsrandbedingungen	Nutzungsprofile nach DIN V 18599-10	kann individuell festgelegt werden
operative Raumsolltemperatur	nach Nutzungsprofil aus DIN V 18599-10	kann individuell festgelegt werden
Art d. Lüftung bzw. Luftwechselrate	nach Nutzungsprofil aus DIN V 18599-10	kann individuell festgelegt werden
interne Lasten und Wärmegewinne	nach Nutzungsprofil aus DIN V 18599-10	kann individuell festgelegt werden
Klimarandbedingungen	nach Klimaregion (nach DIN V 18599-10)	für konkreten Standort
Außenlufttemperatur	monatl. gemittelte Werte	mind. stündliche Werte
Windgeschwindigkeiten	monatl. gemittelte Werte	mind. stündliche Werte
Strahlungsintensitäten	monatl. gemittelte Werte nach Orientierung und Neigung	mind. stündliche Werte
Versorgungssystem		
Anlagentechnik	anhand normierter Kennwerte zu Anlagen (nach DIN V 18599)	nach Herstellerangaben, bereits in Datenbanken implementiert

Tabelle 2.2 - Eingangsparameter der verschiedenen Verfahren

Quelle: Anne Jüttner, basierend auf (DIN V 18599-1 2018; DIN V 18599-2 2018; DIN V 18599-10 2018; van Treeck et al. 2021)

Zwar müssen für eine thermische Gebäudesimulation wesentlich mehr Eingangsparameter verfügbar und in einer höheren Genauigkeit abrufbar sein, doch betrachtet man die Implementierung dieser Daten in vorhandene Simulationsprogramme, wird deutlich, dass die Klimarandbedingungen sowie Bauteilkennwerte unkompliziert Datenbanken entnommen werden können. Auch die Nutzungsprofile können teilweise schon anhand von Templates angepasst werden, sodass lediglich die Gebäudegeometrie eine Herausforderung darstellen kann. Ist allerdings ein 3D-Modell des Gebäudes vorhanden, ist teilweise ein Import als IFC möglich, sodass auch die Geometrie nicht aufwendig im Programm erstellt werden muss. In der frühen Planungsphase ist diese Genauigkeit der Parameter häufig nicht zu erreichen, sodass man von einer vereinfachten Geometrie sowie angenommenen inneren Lasten ausgeht. Dennoch bietet das Verfahren der thermischen Gebäudesimulation auch bei einem niedrigeren Detaillierungsgrad die Möglichkeit, thermische Begrenzungsflächen genau darzustellen, sodass die Räume und deren Ausmaße nicht vereinfacht werden müssen (Abbildung 2.2). Die Vereinfachung nach DIN V 18599 basiert auf der bereits beschriebenen Zonierung und kann die thermischen Begrenzungsflächen nur ungenügend abbilden. (vgl. ebd.)

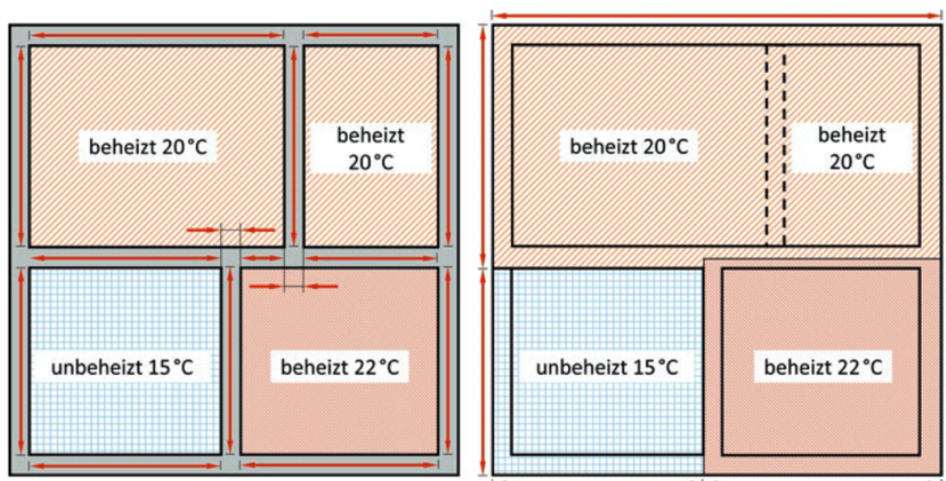


Abbildung 2.2 - Raumtemperaturen und thermische Begrenzungsflächen einer thermischen Simulation (links) und nach DIN V 18599 (rechts)

Quelle: (ebd., S. 433)

2.2 PHOTOVOLTAIK

Der Begriff Photovoltaik beschreibt die Umwandlung von Strahlungsenergie zu Elektrizität. Dabei gilt die Strahlungsenergie der Sonne als größte, erneuerbare Ressource. Schließlich könnte man mit der jährlich von der Sonne ausgesendeten Energie den 10000-fachen Primärenergiebedarf auf der Welt decken. Doch die Strahlung verändert sich auf dem Weg von der Sonne bis zum Erdboden immer wieder, sodass verschiedene Formen von Strahlung entstehen, die im Folgenden mit ihren verursachenden Effekten beschrieben werden. Die in der Sonne durch Kernfusion entstehende Strahlung kann für energietechnische Zwecke als Teilchen (Photon) charakterisiert werden. Wenn ein Photon auf Materie trifft, können unterschiedliche Wechselwirkungen entstehen. Es kann entweder die Materie vollständig transmittieren oder vollständig von der Materie absorbiert werden. Beides ist auf die wichtigste Eigenschaft eines Photons zurückzuführen, denn die Energie von Photonen ist gequantelt, sodass ein Photon entweder keine Energie oder die gesamte Energie an die Materie überträgt. Außerdem kann ein Lichtteilchen auch durch Materie reflektiert oder gestreut werden. Ferner ist auch eine Emission als Umkehrprozess der Absorption möglich. Wenn Strahlung nun an der Erdatmosphäre auf Materie trifft, wird ein bestimmter Anteil transmittiert und erreicht die Erdoberfläche als gerichtete Strahlung. Außerdem kommt es an den Wolken sowie an der Erdoberfläche teilweise zur Reflexion von Strahlung zurück in das Weltall. Ein weiterer Teil der Strahlung wird durch bestimmte Moleküle absorbiert. Die größten Absorber von Strahlung sind Ozon, Kohlenstoffdioxid und Wasserdampf. Der Wasserdampf ist zusätzlich an einer weiteren Wechselwirkung beteiligt. Denn die Streuung von Strahlung wird bei der Mie-Streuung an Aerosolen, wie Wasserdampf, Staubpartikel oder Salzkristalle hervorgerufen. Bei Molekülen die kleiner sind als die Wellenlänge des Lichtes, spricht man hingegen von Rayleigh-Streuung. Beide Arten der Streuung erzeugen eine ungerichtete Strahlung, welche als Diffusstrahlung bezeichnet wird. Sowohl die Diffusstrahlung als auch die gerichtete Strahlung (Direktstrahlung) werden unter dem Begriff Globalstrahlung zusammengefasst (vgl. Quaschnig 2022; Wesselak et al. 2013).

Wie man diese Formen der Strahlung für die Gewinnung elektrischer Energie nutzbar machen kann, soll im folgenden Abschnitt auf technischer und physikalischer Ebene beschrieben werden.

2.2.1 Funktionsweise

Ausgehend von der Charakterisierung eines Photons, soll zunächst die Nutzung dieser Energie aus physikalischer Sicht beleuchtet werden, um die zugrundeliegende technische Funktionsweise einer Solarzelle und eines Solarmoduls erklären zu können.

Nach dem Atommodell von Bohr befinden sich im Kern eines Atoms Protonen und Neutronen, während sich die Elektronen auf Kreisbahnen bewegen. Um die Elektronen in eine höhere Bahn heben zu können, kann beispielsweise die Energie eines Photons genutzt werden. Folgt man diesem Atommodell, kann man das Kristallgitter des für die Photovoltaik meistgenutzten Materials Silizium erklären. Denn Silizium befindet sich in der vierten Gruppe des Periodensystems und besitzt demnach vier Valenzelektronen. Diese Elektronen sitzen auf der äußersten Schale und können mit anderen Atomen Elektronenpaarbindungen eingehen. Dabei werden die Elektronen nun von zwei Atomen genutzt, sodass sich ein stabiles Kristallgitter ausbildet (Abbildung 2.3).

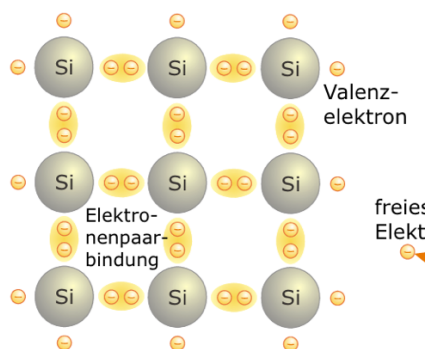


Abbildung 2.3 - Silizium-Kristallgitter
Quelle: (Quaschnig 2022, S. 196)

Überträgt man diese Eigenschaft des Materials in das Bändermodell, kann man weitere Effekte erklären. Beim Bändermodell wird zwischen einem Valenzband, auf dem sich die Valenzelektronen befinden, und einem Leitungsband unterschieden. Anhand dieser Energiebänder lässt sich die Leitfähigkeit eines Materials beschreiben. Die Leiter weisen entweder eine Überlappung der Bänder auf oder besitzen neben den Valenzelektronen auch Elektronen auf dem Leitungsband. Bei Halbleitern und Isolatoren ist das Leitungsband hingegen frei von Elektronen. Der Unterschied zwischen diesen beiden Gruppen kann über den Abstand der Energiebänder definiert werden. Bei Halbleitern ist der Bandabstand

geringer als 5 eV, was ein Anheben von Valenzelektronen in das Leitungsband ermöglicht. Dieser Vorgang wird durch Photonen ausgelöst, welche die Elektronen mit ihrer Energie die verbotene Zone zwischen den Bändern überwinden lassen. Denn die Elektronen können keinen Energiezustand innerhalb der verbotenen Zone annehmen. Hat das Photon einen Energieüberschuss, wird das Elektron dennoch nur in das Leitungsband angehoben und die überschüssige Energie geht verloren. Diese Wirkungsweise wird als innerer Photoeffekt bezeichnet und bildet die Grundlage der Photovoltaik. Der äußere Photoeffekt ist für die Photovoltaik kaum von Bedeutung, weshalb er in der Folge nicht weiter betrachtet werden soll (vgl. Quaschnig 2022).

Wenn beim inneren Photoeffekt ein Valenzelektron in das Leitungsband angehoben wird, ist es frei beweglich und es bleibt an dieser Stelle ein Loch, auch Defektelektron genannt, zurück. Demnach wird durch jedes Photon mit ausreichender Energie ein Elektronen-Loch-Paar gebildet. Aufgrund der freien Elektronen und der mit einer positiven Ladung angenommenen Löcher entsteht im Material eine Eigenleitung. Legt man Spannung an, bewegen sich die freien Elektronen zur Anode und die Löcher zu Kathode. Dabei wandern die Löcher, indem ein benachbartes Elektron seinen Platz wechselt und dadurch an der nächsten Stelle erneut ein Loch entsteht. Da dieser Effekt zwar Leitfähigkeit hervorruft, aber kein Strom dadurch erzeugt werden kann, muss ein weiterer Effekt beschrieben werden.

Mithilfe von Atomen der dritten oder fünften Hauptgruppe können Störstellen im Kristallgitter erzeugt werden. Denn diese Atome weisen entweder drei oder fünf Valenzelektronen auf. Wird ein Atom wie zum Beispiel Phosphor mit fünf Valenzelektronen eingebaut, können nur vier dieser Elektronen Elektronenpaarbindungen eingehen. Das fünfte Valenzelektron bleibt ungebunden und kann leichter vom Valenzband in das Leitungsband gehoben werden. Bei dieser n-Dotierung beruht die elektrische Leitung auf den negativen Ladungsträgern, da diese in der Mehrzahl sind. Im Gegensatz dazu spricht man beim Einbringen von Elementen der dritten Hauptgruppe von einer p-Dotierung. Da diese Atome nur 3 Valenzelektronen aufweisen, entsteht ein Loch im Kristallgitter, weshalb in diesem Halbleiter vorwiegend eine Leitung durch positive Ladungsträger erfolgt (vgl. Wesselak et al. 2013).

Um diese Störstellenleitung für Solarzellen nutzbar zu machen, müssen allerdings n- und p-dotierte Halbleiter bei einem pn-Übergang in Verbindung gebracht werden. Im mittleren Bereich bildet sich in Folge der Diffusion negativer Ladungsträger in das p-Gebiet und positiver Ladungsträger in das n-Gebiet eine Raumladungszone aus. In einem Teil dieser Zone bleiben positiv ionisierte Atome der 5. Hauptgruppe zurück, während im anderen Teil negativ ionisierte Atome der 3. Hauptgruppe entstehen. Zwischen den Gebieten bildet sich ein elektrisches Feld, welches in seiner Richtung dem Fluss von Elektronen und Löcher entgegensteht und ein allmähliches Erliegen der Diffusion bewirkt. Trifft nun Strahlung in Form eines Photons in der Raumladungszone auf ein Elektron und hebt dieses auf das Leitungsband, wandert das frei gewordene Elektron aufgrund des elektrischen Feldes, welches sich umgekehrt zur Diffusionsrichtung aufbaut, in das n-Gebiet und das Loch in das p-Gebiet (Abbildung 2.4).

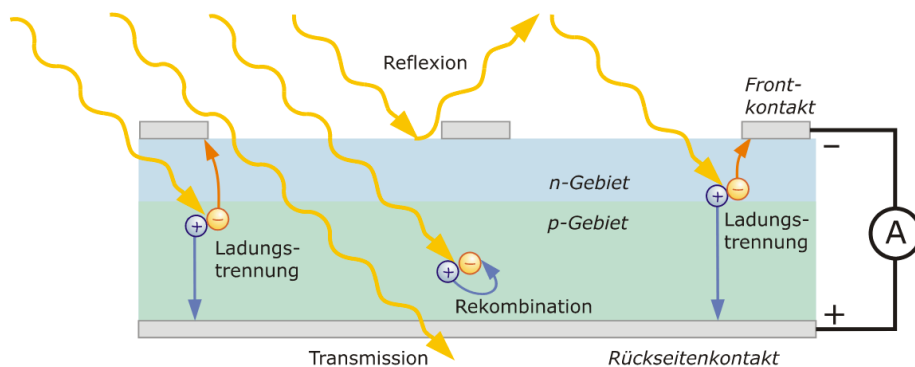


Abbildung 2.4 - Kristalline Solarzelle mit Einstrahlung
Quelle: (Quaschnig 2022, S. 200)

Installiert man einen Verbraucher kann der Stromkreis geschlossen werden und die elektrische Energie wird nutzbar. Der entstehende Strom wird als Photostrom bezeichnet. Bei Solarzellen wird der Verbraucher in Form eines Front- und eines Rückseitenkontaktes angebracht. Da sich das p-Gebiet an der Unterseite befindet, liegt am Rückseitenkontakt eine positive Ladung und am Frontkontakt eine negative Ladung an. Wenn ein Photon auf eine Solarzelle trifft, kommt es allerdings nicht immer zu einer Ladungstrennung. Denn auch wenn mit einer Antireflexionsbeschichtung auf der Solarzelle eine Reflexion vermieden werden soll, kann es dennoch zu einer Reflexion von Strahlung kommen. Außerdem können nach einer Ladungstrennung verschiedene Rekombinationsprozesse eintreten. Welche Arten der Rekombination erfolgen können, ist bei (Wesselak et al. 2013, S. 204) beschrieben.

Um anzugeben, wie groß der Anteil der Photonen ist, die tatsächlich Photostrom hervorrufen, verwendet man den Quantenwirkungsgrad. Dieser berücksichtigt alle Abminderungen durch Reflexion und Rekombination. Für kristallines Silizium ist der Quantenwirkungsgrad für die meisten Wellenlängen des Spektrums am höchsten, was bedeutet, dass diese Form der Solarzellen den höchsten Wirkungsgrad hat. In der Theorie würde dieser ohne Abminderungen bei 29 % liegen (vgl. Quaschnig 2022).

Neben kristallinen Halbleitern können auch amorphe Halbleiter für Solarzellen verwendet werden. Diese unterscheiden sich auf atomarer Ebene durch eine ungeordnete Struktur, weshalb die Anzahl der Störstellen im Kristallgitter erheblich höher ist. Durch die Störstellen entstehen weitere besetzbare Energieniveaus, welche die Grenzen des Valenz- und Leitungsbandes aufweichen und neben den Schweißzuständen auch Lückenzustände erzeugen. Die Lückenzustände beschreiben lokal auftretende Energieniveaus in der verbotenen Zone, weshalb diese Zone bei amorphen Halbleitern Beweglichkeitslücke genannt wird. Dieser Unterschied bedingt, dass amorphe Halbleiter als direkte Halbleiter angesehen werden können. Während bei einem indirekten Halbleiter der Impuls eines Phonons, also die Anregung von Gitterschwingungen, erforderlich ist, können bei direkten Halbleitern Elektronen auch ohne die Energie von Gitterschwingungen in das Leitungsband angehoben werden. Das lässt sich dadurch begründen, dass das Maximum des Valenzbandes und das Minimum des Leitungsbandes bei gleichen Kristallimpulsen liegen. „Bei indirekten Halbleitern ist für den Übergang vom Valenz- ins Leitungsband entweder eine höhere Energie als der Bandabstand erforderlich oder es muss unter der Einbeziehung eines Phonons die notwendige Impulsänderung aufgebracht werden.“ (Wesselak et al., 2013, S. 202) Dieser Effekt bewirkt bei direkten Halbleitern einen wesentlich höheren Absorptionskoeffizient und ermöglicht eine geringe Schichtdicke. Allerdings kommt es nach der Dotierung auch in diesen Bereichen zu vermehrten Störstellen, die eine erhöhte Rekombination bewirken. Aus diesem Grund wird bei amorphen Solarzellen zwischen den dotierten Schichten eine undotierte, intrinsische Schicht eingefügt, weshalb auch die Bezeichnung pin-Solarzelle üblich ist. Bei einer Dünnschicht-Solarzelle aus amorphem Silizium wird auf einen Glasträger eine dünne Oxid-Schicht als Frontkontakt aufgebracht und danach die p-Schicht, die Pufferschicht und die n-Schicht aufgedampft, sodass zwischen der p- und der n-Schicht ein elektrisches Feld entsteht.

Als Rückseitenkontakt dient Aluminiumpulver, welches durch Siebdruck angeheftet wird, bevor die Solarzelle zum Schutz rückseitig mit einer Polymerschicht versehen wird (Abbildung 2.5).

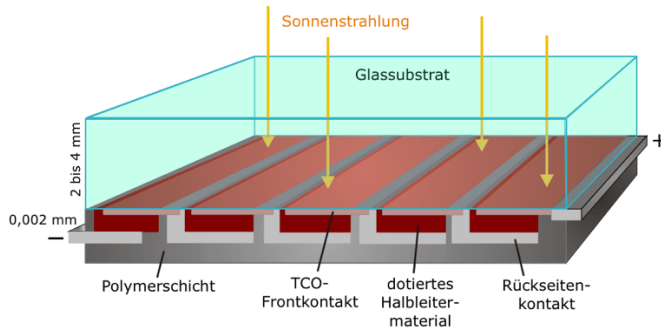


Abbildung 2.5 - Aufbau einer Dünnschicht-Solarzelle
Quelle: (ebd., S. 209)

Zwar ist der Wirkungsgrad von Solarzellen mit amorphen Halbleitern deutlich geringer, aber die Produktion ist kostengünstiger, da wesentlich weniger Material benötigt wird. Zudem sinkt der Wirkungsgrad nach Betriebsbeginn aufgrund lichtinduzierter Degradation um einige Prozent. Aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades entsteht demnach ein erhöhter Platzbedarf und damit einhergehend erhöhen sich die Montagekosten (vgl. Quaschnig 2022; Wesselak et al. 2013).

Kristalline Silizium-Solarzellen bestehen im Kern hingegen nur aus einer p- und einer n-dotierten Schicht, welche eine sehr geringe Grenzschicht aufweisen (Abbildung 2.4). Die Dotierung des kristallinen Siliziums erfolgt über Gasdiffusionsverfahren. Anschließend werden der Front- und der Rückseitenkontakt ebenfalls über Siebdruck aufgebracht, wobei der Frontkontakt so wenig wie möglich Fläche abdecken sollte, während der Rückseitenkontakt meist vollflächig angebracht wird. Kristalline Si-Zellen weisen den höchsten Wirkungsgrad unter den einzelnen Solarzellen auf, weshalb sie am häufigsten eingesetzt und in der folgenden Arbeit als Bauform der Solarzelle angenommen werden. Der Wirkungsgrad kann insbesondere durch die Veränderung der Oberfläche auf der Vorder- und Rückseite sowie durch die Anpassung der Frontkontakte zusätzlich verbessert werden. Die Frontkontakte können in sogenannte Laser-Kontakt-Bahnen eingebracht werden, sodass sich deren Breite reduziert und die Reflexionsverluste sinken. Außerdem können die Frontkontakte auch an der Rückseite der Zelle angebracht werden. Dafür besteht der Kern

der Zelle aus einer n-dotierten Schicht, welche rückseitig durch abschnittsweise angebrachte, positiv und negativ ionisierte Schichten mit den jeweiligen Elektroden ergänzt wird. Um die Reflexionsverluste auf der Vorderseite weiter zu minimieren, kann die Oberfläche texturiert werden. Durch Ätzen wird die Oberfläche aufgeraut und rückseitig mit einer Reflexionsschicht versehen. Diese bewirkt die Reflexion absorbiertener Photonen, die nicht auf Anhieb ihre Energie übertragen konnten und auf diese Weise länger im Halbleiter verbleiben. Der als Light-Trapping bezeichnete Effekt wird auch bei der PERC-Technologie genutzt. Dazu wird die Rückseite des Halbleiters mit einer Reflexionsschicht versehen und zusätzlich passiviert. Eine Passivierung kann auch an der Vorderseite erfolgen und hat eine Reduktion der Rekombinationen zum Zweck. Da an den Oberflächen eines Halbleiters das Kristallgitter unterbrochen ist, entstehen offene Bindungen, welche bei der Passivierung durch Siliziumdioxid geschlossen werden sollen. Neben diesen Optimierungsmöglichkeiten sollen für einen umfassenden Überblick weitere Arten von Solarzellen beschrieben werden.

Die HIT-Zelle kombiniert die Eigenschaften eines amorphen und eines kristallinen Halbleiters, indem auf einen texturierten, n-dotierten kristallinen Halbleiter beidseitig eine intrinsische, amorphe Schicht sowie auf der Vorderseite eine p-dotierte, amorphe Schicht und auf der Rückseite n-dotierte, amorphe Schicht aufgebracht wird. Abschließend werden beidseitig transparente Oxid-Schichten (TCO) abgeschieden sowie Front- und Rückseitenkontakte angebracht (vgl. Quaschnig 2022).

Die Multijunction-Zelle weist einen höheren Wirkungsgrad auf als die klassische kristalline Si-Zelle und macht sich einen Nachteil der Standardform zunutze. Denn Solarzellen können nur Photonen mit einer größeren Energie als der Bandabstand nutzen, woraus sich unter anderem der niedrige Wirkungsgrad ergibt. Bei Multijunction-Zellen werden pn-Übergänge unterschiedlichen Bandabstandes übereinandergestapelt, sodass zur Einstrahlung hin die Zelle mit dem größten Bandabstand liegt. Um diesen Abstand zu überwinden werden die größte Energie und demzufolge die Photonen mit kleineren Wellenlängen benötigt. Photonen mit einer geringeren Energie transmittieren durch die oberste Schicht und können von einer Zelle mit geringerem Bandabstand absorbiert und genutzt werden. Auf diese Weise lässt sich der Wirkungsgrad auf bis zu 38 % erhöhen.

Organische Solarzellen besitzen zwar einen deutlich niedrigeren Wirkungsgrad und eine geringe Lebensdauer, kommen aber mit wesentlich dünneren Schichten aus, sodass diese Bauform eine Weiterentwicklung zur Dünnschicht-Solarzelle darstellen könnte. Die Zellen bestehen ausschließlich aus Kohlenstoffverbindungen, die als Halbleiter fungieren und eine vergleichbare Wirkungsweise zu kristallinen Halbleitern aufweisen. Durch ein Photon entsteht an einem einzelnen Molekül ein Elektronen-Loch-Paar. Das Elektron wird auf ein höheres Energieniveau, in diesem Fall eine niedrigere Molekülbahn angehoben. Thermisch bedingt wird das Elektron von einem Molekül zum nächsten weitergereicht, wodurch die Bewegung des Elektronen-Loch-Paares erfolgt. Organische Solarzellen bestehen in der Regel aus Einschicht-Halbleitern, in denen Elektronenakzeptoren und -donatoren gemischt vorliegen.

Bei Farbstoff-Solarzellen wird eine neue Funktionsweise genutzt, die eine kostengünstige Produktion ermöglicht. Es werden lediglich zwei Glasplatten eingesetzt, auf die jeweils eine Elektrode aufgebracht und mit einem dünnen Halbleiter sowie einem lichtsensiblen Farbstoff beschichtet wird. Zuerst wird ein Photon durch den Farbstoff absorbiert und in der Folge ein Elektron auf das Leitungsband des Halbleiters angehoben. Danach nimmt der Farbstoff ein Elektron der Iodid-Ionen auf, wodurch die Iodid-Ionen zu Atomen werden. Unter Abgabe eines weiteren Elektrons entsteht Triiodid. Die abgegebenen Elektronen gelangen durch den Halbleiter zur Elektrode, welche mit der Gegenelektrode verbunden ist. An der Gegenelektrode wandelt sich das Triiodid unter der Abgabe von Elektronen wieder zu einzelnen Iodid-Ionen. Auch bei Farbstoffzellen ist neben fehlender Langzeitstabilität der Wirkungsgrad nicht ausreichend (vgl. Wesselak et al. 2013).

Insgesamt sind Bauformen wie Multijunction-Zellen, Farbstoffzellen oder organische Zellen vielversprechende Varianten, bei denen ein deutlich höherer Wirkungsgrad erreicht wird bzw. eine erhebliche Kosten- und Materialeinsparung zu erwarten ist. Allerdings sind diese Bauformen für einen breiten Einsatz noch nicht wirtschaftlich.

Die einzelnen Solarzellen werden zu Modulen zusammengefasst, um eine höhere Ausgangsspannung zu erreichen sowie die Anfälligkeit gegenüber Umwelteinflüssen, auch durch eine elektrische Isolation, zu reduzieren. Bei kristallinen Solarmodulen werden die Solarzellen zu einem String in Reihe geschaltet und der Frontkontakt mit dem Rückkontakt der nächsten Zelle verbunden. Aufgrund dessen ist der Strom in allen Zellen gleich und die Spannung summiert sich. Wenn nun einzelne Zellen verschattet werden oder verschmutzt sind, ist die Einstrahlung geringer und es stellt sich ein niedrigerer Strom in der Zelle ein. Die anderen Zellen erzeugen allerdings weiterhin einen höheren Strom, der aufgrund der Reihenschaltung auch durch die verschattete Zelle fließen muss. Auf diese Weise kann sich die Durchbruchspannung bzw. der Durchbruchstrom einstellen und die Zelle kann zerstört werden. Um eine Zerstörung zu vermeiden, werden Bypassdioden verwendet, über die der überschüssige Strom geleitet werden kann. Da eine Verwendung von Bypassdioden für jede einzelne Zelle unwirtschaftlich wäre, werden häufig nur 2 bis 3 Bypassdioden pro Modul integriert. Als Frontglas wird üblicherweise thermisch vorgespanntes, eisenoxidarmes Weißglas mit einem geringen Reflexionsgrad verwendet. Die darunter liegenden, in Reihe geschalteten Solarzellen werden durch eine Lamination beidseitig mit einer Schicht aus Ethylenvinylacetat (EVA) verbunden. Rückseitig befindet sich ein Trägermaterial aus Kunststoff oder Glas. Als Kunststoff wird oft Tedlarfolie eingesetzt, da sie wasserundurchlässig und UV-beständig ist. Das Modul wird schließlich in einem Aluminiumrahmen gefasst und rückseitig mit einer Anschlussdose sowie einem Anschlusskabel inkl. Steckverbindung versehen (Abbildung 2.6).

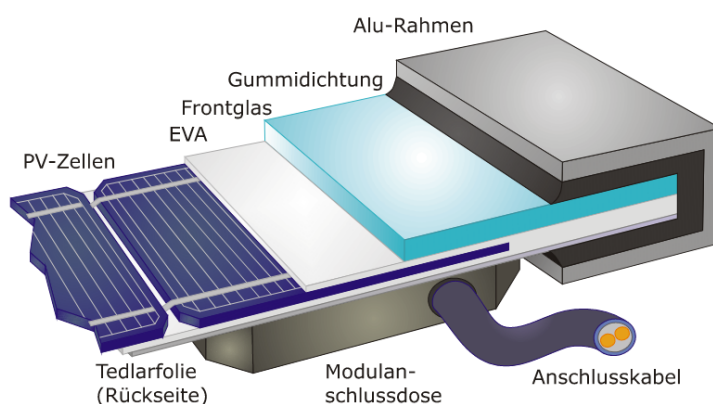


Abbildung 2.6 - Aufbau eines Solarmoduls

Quelle: (Quaschnig 2022, S. 208)

Zusätzlich können Solarmodule entsprechend des Einsatzzweckes mit einer Aufständering versehen werden, um eine optimale Ausrichtung zu erreichen (vgl. Wesselak et al. 2013). Da in den folgenden Kapiteln ein Einsatz auf bestehenden, geneigten Dächern im Mittelpunkt steht, werden die Bauformen der aufgeständerten sowie dachintegrierten Module nicht weiter beleuchtet.

Für die Bereitstellung einer ausreichenden Strommenge müssen die Module untereinander ebenfalls verschaltet und weitere Komponenten in das System integriert werden. Die Solarmodule werden in Reihen- oder Parallelschaltung zu einem Solargenerator verbunden. Im gebäudebezogenen Bereich unterscheidet man zwischen netzgekoppelten und Inselssystemen. Unabhängig davon, ob die gewonnene Energie in ein Stromversorgungsnetz eingespeist werden soll, muss der Solargenerator mit dem Verbraucher gekoppelt werden. Als Verbraucher gelten sowohl alle haushaltstypischen Geräte als auch eine Wärmepumpe oder ein Speicher. Theoretisch kann man den Solargenerator direkt an den Verbraucher anschließen. Allerdings kann der Generator dann kaum im Punkt maximaler Leistung (MPP) betrieben werden, obwohl dies für einen optimalen Ertrag erforderlich wäre. Um die Stromübertragung zu steuern, werden Stromrichter zwischengeschaltet. Wird der Verbraucher im Gleichstrom betrieben, benötigt man lediglich einen Gleichstromsteller. Dieser bringt die Eingangsspannung auf ein anderes Spannungsniveau, während die Leistung erhalten bleibt. Dazu nutzt er eine Taktung, wobei das elektronische Stellglied während der Sperrzeit die Energieabgabe an den Verbraucher ermöglicht, nachdem die Induktivität geladen wurde. Für das Erreichen der maximalen Leistung am Solargenerator ist in den Gleichstromstellern meist ein MPP-Tracker verbaut. Da der MPP je nach Einstrahlung und Temperatur seine Lage ändert, wäre ein fest eingestellter Gleichstromsteller ineffektiv. Der MPP-Tracker ermittelt für die aktuellen Verhältnisse diesen Punkt stetig neu, sodass der Gleichstromsteller daran angepasst werden kann. Da die Verfahren zur Ermittlung des MPP sehr vielfältig sind, sollen im Folgenden nur vereinzelte MPP-Tracker kurz erläutert werden.

Bei einer sensorgesteuerten Regelung wird anhand von Messwerten zur Einstrahlung und Temperatur der MPP rechnerisch ermittelt. Auch die Anbringung einer Referenzzelle neben den betreffenden Modulen ermöglicht die Errechnung der MPP-Spannung über den Leerlaufstrom. Mit einem Suchalgorithmus arbeitet das Suchschwingverfahren, welches eine stetige Änderung der Taktung des Gleichspannungswandlers vornimmt, bis die höchste Spannung erreicht wurde. Einen ähnlichen Suchalgorithmus verwendet man beim Nulldurchgangsverfahren, obwohl die Leistung bereits am Solargenerator gemessen wird. Außerdem dienen alle MPP-Tracker dazu, Schwachstellen in Form von ausgefallenen Zellen oder zu starker Verschmutzung zeitnah zu lokalisieren. Auf diese Weise ist eine schnelle Behebung des Problems möglich, was große Energieverluste verhindert.

Neben dem Gleichstromsteller inklusive MPP-Tracker muss bei dem Einsatz von Verbrauchern mit Wechselstrom auch ein Wechselrichter verbaut werden (Abbildung 2.7). Der Wechselrichter wird hinter dem Gleichspannungswandler geschaltet und besteht in der Regel aus Brückenschaltungen, welche eine ein- oder dreiphasige Wechselspannung erzeugen. Da neben der Spannung auch die Frequenz angepasst werden sollte, wird neben einem Trafo zur galvanischen Trennung von PV-Anlage und Verbraucher auch ein Filter eingebaut, der Oberschwingungen mindern soll. Ein Transformator ist nur dann im System erforderlich, wenn keine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung vorhanden ist. Außerdem befindet sich auch eine Einrichtung zur Netzüberwachung (ENS) im System, sodass die Anlage bei einem Fehler vom Netz getrennt werden kann (vgl. ebd.).

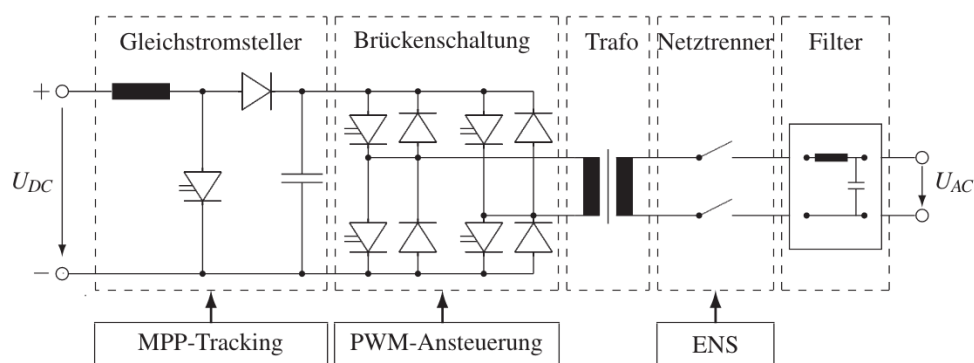


Abbildung 2.7 - Schaltbild eines Wechselrichters
Quelle: (ebd., S. 241)

Diese systemrelevanten Komponenten werden bei einer Photovoltaik-Anlage zusammengeführt. Allerdings kann insbesondere der Wechselrichter an unterschiedlichen Positionen platziert werden, sodass sich verschiedene Systeme ergeben. Neben einem zentralen Wechselrichterkonzept kann auch ein dezentrales Wechselrichterkonzept eingesetzt werden. Bei einem dezentralen Wechselrichterkonzept wird jeder Modulstrang bzw. eine Gruppe von Modulsträngen mit einem separaten Wechselrichter versehen. Dadurch lassen sich Probleme schnell lokalisieren und eine bessere Anpassung an unterschiedliche Einstrahlungs- und Temperaturverhältnisse erreichen. Außerdem ermöglicht dies den Einsatz standardisierter Wechselrichter, was den Installationsaufwand mindert und die Leistungsskalierung vereinfacht. Bei zentralen Wechselrichterkonzepten liegt der Vorteil in den geringen Investitionskosten, da ausschließlich ein Wechselrichter für den gesamten Solargenerator betrieben wird. Alternativ können bei einer Master-Slave-Kombination auch weitere Wechselrichter an das gesamte System angeschlossen werden. Diese können bei Bedarf zugeschaltet werden und bewirken Verbesserungen des Systems bei Teillastbetrieb. Weiterführende Informationen zu verschiedenen Anlagenkonzepten sind (Haselhuhn 2010) zu entnehmen.

Wenn die Photovoltaik-Anlage als Inselssystem geplant werden soll, sind zusätzlich auch Speichermöglichkeiten als Komponenten im System zu integrieren. Man unterscheidet die verschiedenen Bauformen zunächst nach Zeitraum der Speicherung sowie nach Funktionsweise. Für die Photovoltaik sind insbesondere elektrochemische Stunden- bis Tagesspeicher relevant, da Langzeitspeicher meist mit zu hohen Investitionskosten verbunden sind. Für die Nutzung im Gebäudebereich werden hauptsächlich Akkumulatoren verwendet, die sich anhand der chemischen Bestandteile in verschiedene Technologien aufteilen lassen. Der Bleiakкумуляator ist insbesondere durch die Automobilindustrie bekannt, auch wenn sich diese Form insbesondere durch die Zielstellung von einem Akkumulatur zur Speicherung von Solarenergie unterscheidet. Denn für diesen Verwendungszweck ist in erster Linie eine hohe Zyklfestigkeit erforderlich. Der Bleiakкумуляator besteht im Wesentlichen aus zwei Elektroden, die durch einen Separator isoliert werden und sich in einem Elektrolyten aus verdünnter Schwefelsäure befinden. Die positive Elektrode ist aus Bleidioxid aufgebaut, während sich die negative Elektrode aus Blei zusammensetzt. Wenn man Strom entnimmt, kommt es in Folge der Elektronenbewegung

vom Minuspol über den Verbraucher zum Pluspol zur chemischen Reaktion zwischen dem Elektrolyten und den Elektroden, wodurch sich die Elektrolytflüssigkeit verringert und an den Elektroden Bleisulfat gebildet wird. Wenn der Akkumulator geladen wird, kehrt sich der Vorgang um und die Elektronen fließen in die entgegengesetzte Richtung. Da dieser Vorgang nicht vollständig reversibel ist, wird die Leistung des Akkumulators reduziert und die Reduktion durch einen Ladewirkungsgrad angegeben. Der Ladewirkungsgrad sinkt, umso tiefer der Akkumulator entladen wird. Schließlich kann es bei einer Tiefentladung auch zu einer Kristallisierung von Bleisulfat kommen. Auch eine Überladung sollte vermieden werden, da sich aufgrund einer stattfindenden Elektrolyse Gase bilden. Eine hohe Entnahme von Strom bewirkt folglich eine geringere Kapazität, weil viel Energie in kurzer Zeit zur Verfügung stehen muss. Die dauerhaft entnommene Kapazität bestimmt wiederum die Zyklanzahl eines Akkumulators und beschreibt damit die Lebensdauer (Abbildung 2.8).

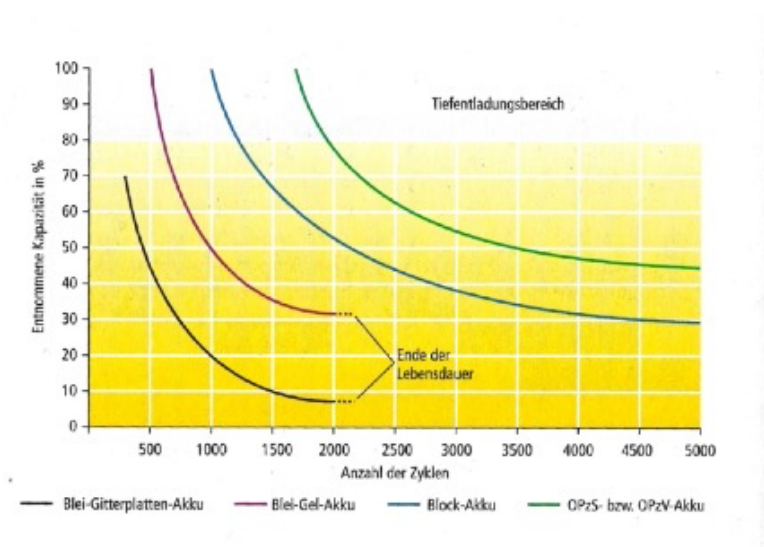


Abbildung 2.8 - Lebensdauer in Zyklen der verschiedenen Arten von Bleiakkumulatoren
Quelle: (ebd., S. 3–94)

In der Abbildung sind verschiedene Bauformen von Bleiakkumulatoren dargestellt. Anhand dieser Bauformen soll nur einen Überblick gegeben und auf die genaue Wahl hinsichtlich des Verwendungszweckes eines Akkumulators hingewiesen werden. Denn "bei ganzjährig genutzten Anlagen reicht die Lebensdauer der einfachen Solar- und Gelakkus in der Regel nicht aus. Sie müssten alle paar Jahre ausgewechselt werden. In diesem Fall empfiehlt sich die Verwendung von ortsfesten Akkumulatoren" (ebd., S. 3–103). Im Gegensatz zu Solar-

und Gelakkumulatoren ist die positive Elektrode durch einen sogenannten Panzer zusätzlich geschützt. Bei Ortsfesten Panzerplattenakkus (OPzS und OPzV) werden die Gitterstäbe mit elektrolytdurchlässigen Röhrchen oder einer Stabplatte ummantelt, sodass das aktive Material in diesem Bereich verbleibt. Diese Anpassung sorgt für eine erheblich längere Lebensdauer aber auch für deutlich steigende Anschaffungskosten.

Eine noch höhere Zyklenfestigkeit besitzen Lithium-Ionen-Akkumulatoren, dessen Bezeichnung nur als Überbegriff für verschiedene Bauformen auf der Basis von Lithium genutzt wird. Diese Form der Akkumulatoren besteht ebenfalls aus einer positiven und einer negativen Elektrode, die durch einen ionendurchlässigen Separator voneinander getrennt sind. Zwischen der negativen Elektrode aus Lithiummetalloxid und der positiven Elektrode aus Graphit befindet sich ein Elektrolyt aus Salzen oder Polymeren. Kupfer und Aluminium werden als Ableiter an der Anode und der Kathode angebracht. Bei der Entladung bewegen sich Elektronen über die negative Elektrode zum Verbraucher, während positive Lithium-Ionen durch den Separator diffundieren. Wird der Akku wieder geladen, kehrt sich der Prozess um. Der Vorgang ist im Gegensatz zu Bleiakkumulatoren vollständig reversibel, weshalb die Lithium-Ionen-Akkumulatoren einen höheren Wirkungsgrad aufweisen. Außerdem ist keine Wartung in Form von Nachfüllen der Elektrolytflüssigkeit erforderlich und es findet kaum Selbstentladung statt. Da der Tiefentladungsbereich geringer ist, verringert sich auch die Entladetiefe und es wird ein Batteriemangement notwendig. Denn ohne eine Überwachung kritischer Betriebszustände kann es bei Tiefentladung oder Überladung zu erheblichen Schäden kommen. Aus diesem Grund stellt diese Bauart hohe Anforderungen an die Sicherheit, was unter anderem hohe Investitionskosten hervorruft. Dennoch sind Lithium-Ionen-Akkus insbesondere im Bereich der Photovoltaik als Speichermöglichkeiten geeignet, sodass sich deren Einsatz in Zukunft stetig erhöhen könnte und in die Planung einbezogen werden sollte (vgl. Haselhuhn 2010).

Nachdem sowohl die Funktionsweise einer einzelnen Solarzelle als auch eines Solargenerators beschrieben wurde, soll anhand der die Funktionsweise beeinflussenden Parameter, eine detaillierte Bemessung dargestellt werden.

2.2.2 Detaillierte Bemessungsgrundlage

Für eine detaillierte Bemessung einer Photovoltaik-Anlage werden zunächst die Rahmenbedingungen im systemischen und umwelttechnischen Bereich festgelegt. Dazu wird anhand der Funktionsweise darauf eingegangen, welche Einflussfaktoren für die Bemessung relevant sind.

Einstrahlung

Da das gesamte Photovoltaik-System von Photonen und damit von der Einstrahlung der Sonne abhängig ist, muss dieser Faktor zwingend Berücksichtigung finden. Die Einstrahlung definiert sich über verschiedene Kenngrößen, deren Bemessung kurz erläutert werden soll. Die Einstrahlung setzt sich aus Direktstrahlung und Diffusstrahlung zusammen und bildet gemeinsam die Globalstrahlung. Da bei den wenigsten Wetterdaten detaillierte Angaben zur Diffus- oder Direktstrahlung vorliegen, muss deren Anteil an der Globalstrahlung zunächst ermittelt werden. Bei einem exakten Modell würde man zunächst die Diffusstrahlung berechnen, welche sich aus Rayleigh- und Mie-Strahlung sowie aus Mehrfachreflexionen zusammensetzt. Diese werden anhand von Transmissionsfaktoren und Reflexionsgraden berechnet. Da sich Wetterlagen und der Einfluss der Atmosphäre nicht über mehrere Jahre hinweg korrekt voraussagen lassen, kann die Diffusstrahlung so kaum exakt bestimmt werden. Als Vereinfachung zieht man den Linke-Trübungsfaktor heran. Er gibt „die optische Dicke einer Atmosphäre als Vielfaches einer Rayleigh-Atmosphäre wieder, d.h. einer Atmosphäre, in der ausschließlich Rayleigh-Streuung vorliegt.“ (Wesselak et al., 2013, S. 123) Bei vielen Wetterdiensten wird dieser Trübungsfaktor zusätzlich zur Globalstrahlung angegeben und ermöglicht auf diese Weise die Ermittlung des Anteils direkter Strahlung. Auf eine beliebig orientierte Fläche wird die Direktstrahlung dabei mithilfe des Einstrahlungswinkels und des Sonnenhöhenwinkels berechnet:

$$I_E(\alpha, \beta) = I_0 \cdot \cos \theta \cdot \exp\left(-\frac{T_L}{0,9 + 9,4 \cdot \sin \beta_S} \cdot \frac{p}{p_0}\right)$$

Formel 2.4 (Quelle: (Wesselak et al. 2013, S. 125))

Auch die Exzentrizität der Erdumlaufbahn wird über I_0 mit Formel 2.5 einbezogen. Die mittlere Strahlungsintensität E_0 stellt eine Konstante dar, die von der World Meteorological Organisation (WMO) mit 1367 W/m^2 festgelegt wurde.

$$I_0 = E_0 \cdot \frac{\bar{r}^2}{r^2} = E_0 \cdot (1 + 0,03344 \cdot \cos(n \cdot 0,9856^\circ - 2,72^\circ))$$

Formel 2.5 (Quelle: (ebd., S. 116))

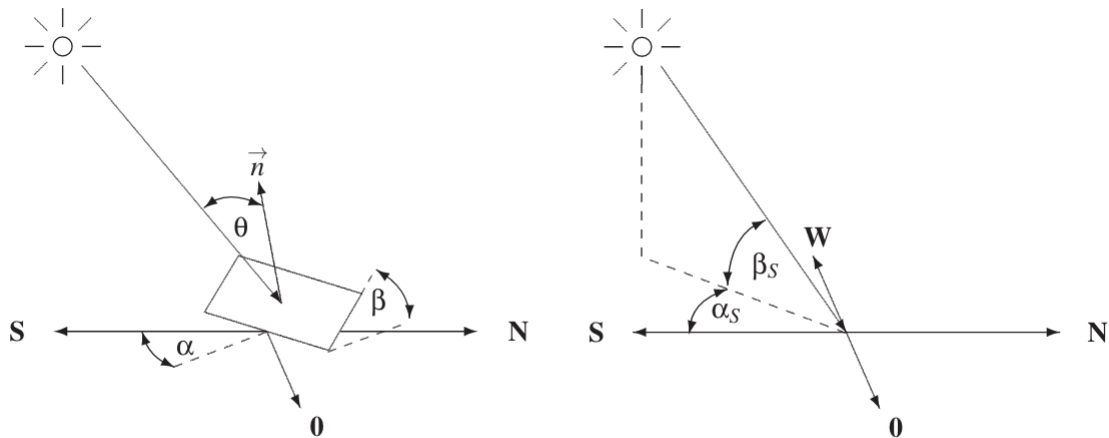


Abbildung 2.9 - Beschreibende Winkel für beliebig orientierte Fläche und Sonne
Quelle: (ebd., S. 124)

Die Lage der Sonne sowie einer beliebig orientierten Fläche, also einem möglichen Solarmodul, wird über verschiedene Winkel definiert (Abbildung 2.9). Zunächst muss die Lage der Fläche in Bezug zur Erdoberfläche bestimmt werden. Für diese Angabe wird der Breitengrad ϕ herangezogen. Außerdem wird die Drehung der Fläche in Bezug zur Himmelsrichtung Süden über den Winkel α und die Neigung der Fläche über den Winkel β angegeben. Die Position der Sonne wird mithilfe des Stundenwinkels ω und des Deklinationswinkels δ_s bestimmt. Der Deklinationswinkel der Sonne gibt umgangssprachlich an, wie hoch die Sonne zu welcher Jahreszeit steht, während der Stundenwinkel angibt, wie hoch die Sonne zu welcher Tageszeit steht. Der Stundenwinkel wird anhand der Stunden eines Tages berechnet und bezieht sich auf die Wahre Ortszeit (WOZ). Die WOZ wird anhand des betrachteten Längengrades bestimmt und weicht in den meisten Fällen von der tatsächlichen Ortszeit ab. Der Deklinationswinkel definiert sich über den zu betrachtenden Tag im Jahr und wird meist näherungsweise beschrieben (Formel 2.6). Eine exakte Beschreibung würde die Exzentrizität der Erdumlaufbahn einbeziehen.

$$\delta_S = -23,45^\circ \cdot \cos \frac{2\pi}{365} (n_d + 10)$$

Formel 2.6 (Quelle: (ebd., S. 117))

Wird die Position der Sonne nun in Bezug zu einer horizontalen Fläche auf der Erdoberfläche gesetzt, nutzt man den Sonnenelevationswinkel β_S sowie den Sonnenazimutwinkel α_S (Abbildung 2.9). Der Sonnenelevationswinkel gibt vereinfacht an, wie hoch die Sonne steht und setzt sich folglich aus dem Stundenwinkel ω und dem Deklinationswinkel δ an einem bestimmten Breitengrad zusammen (Formel 2.7).

$$\beta_S = \arcsin(\sin \phi \cdot \sin \delta_S + \cos \phi \cdot \cos \delta_S \cdot \cos \omega)$$

Formel 2.7 (Quelle (ebd., S. 124))

Auch der Sonnenazimutwinkel setzt sich aus diesen Kenngrößen zusammen und beschreibt die Himmelsrichtung, in der die Sonne zu einer bestimmten Zeit steht (Formel 2.8).

$$\alpha_S = C_1 \cdot \arctan\left(\frac{\sin \omega}{\sin \phi \cdot \cos \omega - \cos \phi \cdot \tan \delta_S}\right) + C_2 \cdot (1 - C_1 \cdot C_3) \cdot 90^\circ$$

$$\text{mit } C_1 = \begin{cases} 1 & \text{für } \phi \cdot (\phi - \delta_S) \geq 0 \\ -1 & \text{sonst.} \end{cases}$$

$$C_2 = \begin{cases} 1 & \text{für } \omega \geq 0 \\ -1 & \text{sonst.} \end{cases}$$

$$C_3 = \begin{cases} 1 & \text{für } |\omega| < \cos^{-1}(\tan \delta_S / \tan \phi) \\ -1 & \text{sonst.} \end{cases}$$

Formel 2.8 (Quelle: (ebd.))

Nachdem sowohl die Position der Fläche als auch die Position der Sonne definiert wurde, muss nun die Beziehung der beiden Positionen zueinander ermittelt werden. Der Einfallswinkel θ auf eine beliebig orientierte Fläche gibt diese Beziehung wieder und bezieht alle zuvor betrachteten Winkel ein (Formel 2.9).

$$\cos \theta(\alpha, \beta) = \cos \beta \cdot \sin \beta_S + \sin \beta \cdot \cos \beta_S \cdot \cos(\alpha_S - \alpha)$$

Formel 2.9 (Quelle: (ebd., S. 125))

Auf die Berechnung der Direktstrahlung folgt die Ermittlung der Diffusstrahlung, welche die Differenz zwischen der Globalstrahlung und der Direktstrahlung darstellt.

Die langjährigen Messwerte der Globalstrahlung, die beispielsweise im Europäischen Strahlungsatlas zur Verfügung stehen, sind auf eine horizontale Fläche bezogen. Aus diesem Grund muss die Globalstrahlung mithilfe eines Geometriefaktors R_d (Formel 2.10) auf eine beliebig orientierte Fläche angepasst werden (vgl. Wesselak et al. 2013).

$$R_d = \frac{\int_{\omega_a^*}^{\omega_u^*} (\sin(\phi - \beta) \cdot \sin \delta_s + \cos(\phi - \beta) \cdot \cos \delta_s \cdot \cos \omega) \cdot d\omega}{\int_{\omega_a}^{\omega_u} (\sin \phi \cdot \sin \delta_s + \cos \phi \cdot \cos \delta_s \cdot \cos \omega) \cdot d\omega}$$

Formel 2.10 (Quelle: (ebd., S. 134))

Diese errechneten Einstrahlungsdaten können je nach Detaillierungsgrad stündlich, täglich oder monatlich ermittelt werden. Dabei gilt es zu beachten, dass Einstrahlungsdaten meist nur als monatliche Mittelwerte vorliegen. Mithilfe von Simulationsprogrammen können allerdings auch hoch aufgelöste Daten einbezogen werden. Diverse Simulationsprogramme basieren auf einem allgemeinen Verfahren (Abbildung 2.10), das alle notwendigen Ergebnisse mit den erforderlichen Ausgangsgrößen einbezieht.

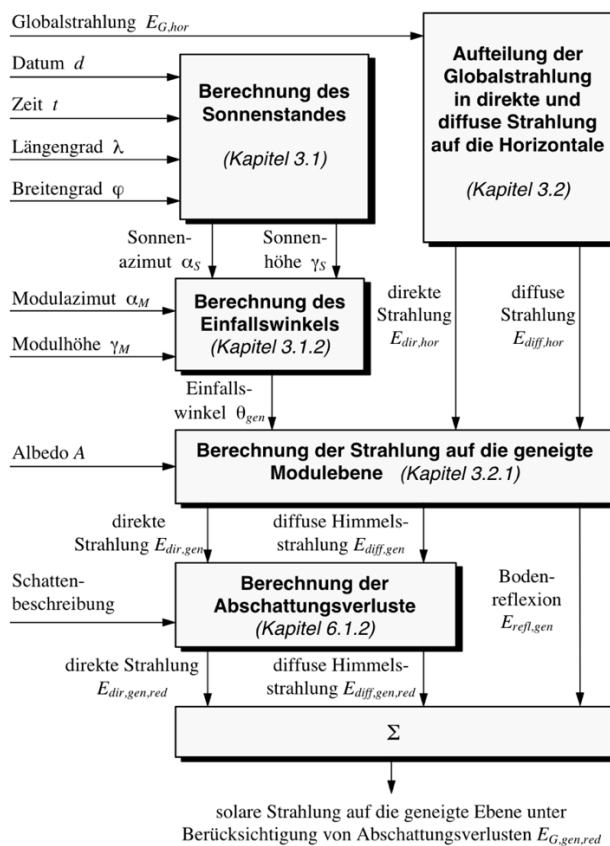


Abbildung 2.10 - Ablauf der Berechnungen der solaren Einstrahlung auf geneigter Ebene
Quelle: (Quaschnig 1996, S. 153)

Abschattungsverluste

Neben diesen gesammelten Daten müssen auch Faktoren berücksichtigt werden, die konkret auf einen bestimmten Standort bezogen sind. Die Verluste durch Abschattung können nur mithilfe von konkreten Daten zur Umgebung ermittelt werden. Es werden verschiedene Arten der Abschattung anhand ihrer Vermeidbarkeit und ihres Standortbezuges unterschieden. Zu den zufälligen Abschattungen zählen neben Schnee und Laub auch die Verschmutzung durch Staub oder Exkreme. Diese Art von Abschattungen können kaum simuliert oder berechnet werden, da sowohl das Auftreten als auch die Dauer sehr stark differenzieren kann. Lediglich mit Verschmutzungen durch Staub ist generell zu rechnen, weshalb dies mit in die Berechnungen einbezogen werden könnte. Bei standortbezogenen Abschattungen kann in vermeidbare und unvermeidbare Abschattungen unterschieden werden. Kann der Solargenerator frei angeordnet werden oder sind verschattende Objekte verschiebbar, spricht man von vermeidbaren Abschattungen. Ist der Solargenerator in seiner Position begrenzt oder bereits installiert, handelt es sich um unvermeidbare Abschattungen, deren Verluste in der Folge ermittelt werden sollen (vgl. Quaschnig 1996).

Für ein vereinfachtes Berechnungsverfahren muss von allen Objekten, die sich in der Nähe der Photovoltaik-Fläche befinden, die Höhe und der Abstand zum Beobachtungspunkt bekannt sein. Anhand dieser Daten kann eine vereinfachte Schattenanalyse über ein Sonnenstandsdiagramm durchgeführt werden. Dazu wird die Silhouette der Verschattung über das Diagramm gelegt und zeigt so die Zeiten, in denen die Direktstrahlung den Beobachtungspunkt nicht erreichen kann. Als Beobachtungspunkt wird in der Regel der niedrigste bzw. nächste Punkt zu Verschattungsobjekten festgelegt, da dessen Verschattung am wahrscheinlichsten ist. Mithilfe des beschriebenen Sonnenbahndiagrammes kann in der Folge der direkte Abschattungsgrad S_{dir} bestimmt werden. Wenn es sich bei den Verschattungsobjekten um Bäume handelt, muss zusätzlich ein Transmissionsgrad eingeführt werden, welcher die Transparenz der Objekte beschreibt. Der diffuse Abschattungsgrad S_{diff} kann mithilfe eines isotropen oder eines anisotropen Strahlungsmodells ermittelt werden. Für die isotrope Diffusstrahlung kann der Abschattungsgrad noch analytisch bestimmt werden, während beim anisotropen Strahlungsmodell zusätzlich die richtungsabhängige Strahlungsdichtefunktion L_e einbezogen

werden muss, weshalb nur eine numerische Berechnung möglich ist. Die Globalstrahlung auf eine geneigte Ebene errechnet sich abschließend aus dem Abschattungsgrad mit folgender Formel:

$$E_{G,gen} = E_{dir,gen} \cdot (1 - S_{dir}) + E_{diff,gen} \cdot (1 - S_{diff,gen}) + E_{refl,gen}$$

Formel 2.11 (Quelle: (Quaschnig 2022, S. 99))

Da bei diesem Verfahren die Berechnungen nur für einen einzigen Beobachtungspunkt durchgeführt werden, kann es Ungenauigkeiten hinsichtlich anderer Bereiche des Solargenerators aufweisen. Stellt man die Umgebung mithilfe von geometrischen Figuren dar, können die Oberflächen der Objekte auf die Module projiziert werden. Dadurch ist eine detaillierte Ermittlung des direkten Abschattungsgrades für alle Bereiche des Solargenerators möglich (vgl. Quaschnig 2022).

Die Beschreibung dieser Berechnung zeigt, dass Abschattungsverluste kaum ohne ein Simulationsprogramm in das übergeordnete Berechnungsverfahren integriert werden können. Um eine detaillierte Berechnung zu ermöglichen, sollte das Simulationsprogramm auf einem numerischen Berechnungsverfahren basieren. Außerdem ist eine genaue Aufnahme der Umgebung erforderlich, sodass diese im Simulationsprogramm korrekt dargestellt werden kann.

Solargenerator

Aus der berechneten Einstrahlung auf das Solarmodul muss nun die erzeugte elektrische Energie ermittelt werden, die der Solargenerator aus der Einstrahlung erzeugt. Da verschiedenste Faktoren die elektrische Energie beeinflussen können, sollen diese anhand der bereits erläuterten Funktionsweise beschrieben werden. Eine Solarzelle kann aufgrund von Reflexion, Rekombinationen oder eines bestimmten Bandabstandes nie alle Photonen für die Erzeugung des Photostroms verwenden. Der bereits beschriebene Quantenwirkungsgrad fasst diese Effekte zusammen. Alle technischen Abminderungsfaktoren eines Solarmoduls werden im Modulwirkungsgrad vereint. Aus diesem Grund werden für die Module vom Hersteller verschiedene Kennwerte angegeben, um den Wirkungsgrad eines Moduls errechnen zu können. Insgesamt errechnet sich aus dem Modulwirkungsgrad durch die Abhängigkeit mit der Nominalleistung nur die benötigte Anlagenfläche des Solargenerators.

Neben dem Modulwirkungsgrad muss für eine detaillierte Berechnung auch die Modultemperatur einbezogen werden. Bei einem linearen Ansatz geht man von einer konstanten Modultemperatur von 25 °C aus. Mithilfe eines Temperaturkoeffizienten γ kann die Ertragsminderung durch die erhöhte Modultemperatur im MPP errechnet werden. Die Temperaturkoeffizienten werden in der Regel ebenfalls im Datenblatt eines Photovoltaik-Moduls angegeben.

Liegen nicht alle Werte zu den betrachteten Einflussgrößen vor, kann es sinnvoll sein, bei bereits bestehenden Photovoltaik-Anlagen in der direkten Umgebung eine sogenannte Performance Ratio (PR) zu ermitteln bzw. die PR an einem Standort zu recherchieren. Diese gibt das Verhältnis zwischen möglichem und tatsächlichem Ertrag an. Mithilfe der PR eines Standortes können dann ebenfalls Berechnungen durchgeführt werden, da sich sowohl die Modultemperatur als auch die technischen Abminderungen in einem ähnlichen Bereich bewegen werden, sofern man von einem gleichen System bzw. zumindest von der gleichen Technologie ausgeht (vgl. Zinßer 2011).

Wechselrichter

Der Wechselrichter dient der Wandlung von Gleichstrom in Wechselstrom, welche trotz bereits guter technischer Fortschritte geringe Abminderungen verursacht. Demzufolge wird auch der Wirkungsgrad des Wechselrichters einbezogen. Je nach Bauweise liegen die Wirkungsgrade zwischen 92 und 97 %. Ist ein Wechselrichter allerdings sehr knapp dimensioniert, kann es häufiger dazu kommen, dass der Wechselrichter bei einer möglichen Überlastung den MPP verschiebt und ein Leistungsabfall die Folge ist. Sind die Wechselrichter großzügig bemessen, wird dieser Zustand nur sehr selten erreicht. Der Wirkungsgrad des Wechselrichters wird in der Regel vom Hersteller für verschiedene Regionen angegeben. Außerdem geben die Hersteller auch unterschiedliche Wirkungsgrade für die jeweiligen Eingangsspannungen an. Umso höher diese ist, desto niedriger ist der Wirkungsgrad. Anhand eines leistungsabhängigen Wirkungsgrades wäre es auch möglich, eine Zeitschrittsimulation durchzuführen. Da diese allerdings nur unwesentlich detailliertere Daten liefert, kann auch mit einem gewichteten Wirkungsgrad gearbeitet werden (vgl. ebd.).

Bemessung eines PV-Systems

Damit ein Solargenerator bemessen werden kann, müssen zunächst einige Rahmenbedingungen festgelegt werden, die die Methodik der Bemessung grundlegend ändern können. Zuerst unterscheidet man zwischen netzgekoppelten Systemen und Inselsystemen. Netzgekoppelte Systeme sind an das Stromversorgungsnetz angebunden und können bei einem Überschuss Strom ins Netz einspeisen und bei zu niedriger Produktion Strom vom Netz beziehen. Da die dauerhafte Versorgung durch diese Anbindung ans Netz nur eine untergeordnete Rolle spielt, wird ein netzgekoppeltes System meistens entsprechend der verfügbaren Fläche oder dem größten ökonomischen Ertrag bemessen. Die Inselsysteme sind hingegen losgelöst vom Stromnetz, weshalb im System meist ein Energiespeicher integriert ist, um strahlungsärmere Tage überbrücken zu können. Aus diesem Grund müssen die Inselsysteme zwingend nach dem zu erwartenden Lastprofil bemessen werden. Denn nur auf diese Weise kann garantiert werden, dass immer ausreichend Energie zur Verfügung steht (vgl. Luque/Hegedus 2011).

Zur detaillierten Bemessung von Photovoltaikanlagen stehen eine Vielzahl an Verfahren und Simulationsprogrammen zur Verfügung. Im Folgenden soll ein Überblick über die zugrundeliegenden Berechnungen gegeben werden, sodass abschließend drei Verfahren miteinander verglichen werden können.

Zunächst kann eine Abschätzung verschiedener Parameter anhand der Performance Ratio (PR) erfolgen. Dazu zieht man in erster Linie die Einstrahlung heran. Diese sollte bei einer einfachen Abschätzung monatlich oder jährlich summiert sein. Mit der Formel 2.12 kann bei bekannter Fläche und Modulwirkungsgrad der monatliche oder jährliche Ertrag berechnet werden. Wenn die benötigte Fläche ermittelt werden soll, kann auch der erforderliche Ertrag eingesetzt und die Formel umgestellt werden (vgl. Zinßer 2011).

$$E_{AC(PR)} = PR \cdot H \cdot A_{PV} \cdot \eta_{Modul,STC}$$

Formel 2.12 (Quelle: (ebd., S. 106))

Wenn man die Berechnung auf einen Tag bezieht, kann die tägliche Summe der Einstrahlung herangezogen werden. Diese ist meist monatlich gemittelt. Über die Ermittlung der Peak-Leistung des Solargenerators (Formel 2.13) kann in der Folge die Anzahl der Module bzw. die erforderliche Fläche ermittelt werden.

$$P_{pk} = \frac{E_0 \cdot W_d}{G \cdot PR}$$

Formel 2.13 (Quelle: (Wagner 2019, S. 137))

Wenn ein Inselsystem bemessen werden soll, kann auch die mittlere Systemverfügbarkeit als Zielgröße festgelegt werden. Nachdem eine mittlere Systemverfügbarkeit gewählt wurde, kann daraus anhand verschiedener Verfahren die Dimensionierungs-Einstrahlung ermittelt werden. Die Umkehrfunktion der Formel 2.14 beschreibt den Zusammenhang zwischen den genannten Parametern und lässt sich nur mit einer numerischen Berechnung lösen.

$$\bar{a}(G_{dim}) = \int_{-\frac{\bar{G}}{\sigma}}^{\frac{G_{dim}-\bar{G}}{\sigma}} \frac{\sigma \cdot x + \bar{G}}{G_{dim}} \cdot \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\left(\frac{x^2}{2}\right)} \cdot dx + \int_{\frac{G_{dim}-\bar{G}}{\sigma}}^{+\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\left(\frac{x^2}{2}\right)} \cdot dx$$

Formel 2.14 (Quelle: (ebd., S. 141))

Vereinfacht man diese Umkehrfunktion mithilfe einer Linearisierung, erhält man Formel 2.15 zur Ermittlung der Dimensionierungs-Einstrahlung. Die in der Formel verwendete Standardabweichung wird meist bei mittleren Werten der Einstrahlung zusätzlich angegeben (vgl. Wagner 2019).

$$G_{dim}(\bar{a}) = \bar{G} \cdot \left(1 - \frac{\bar{a} - 1 + \frac{\sigma}{\bar{G} \cdot \sqrt{2\pi}}}{\frac{1}{2} - \frac{\sigma}{\bar{G} \cdot \sqrt{2\pi}}} \right)$$

Formel 2.15 (Quelle: (ebd., S. 143))

Bei diesen stark vereinfachten Berechnungen wird, wie bereits beschrieben, die Modultemperatur stets mit 25 °C angenommen. Da diese im Tages- und Jahresverlauf allerdings stark schwankt und eine erhöhte Modultemperatur eine erhebliche Ertragsminderung verursachen kann, sollten die Berechnungen um diesen Parameter konkretisiert werden. Die Modultemperatur kann zeitlich hochaufgelöst anhand des im Datenblatt eines Moduls angegebenen Temperaturkoeffizienten simuliert werden.

Zusätzlich sollte auch die Reflexion berücksichtigt werden, wobei dazu eine Berechnung der Direkt- und Diffusstrahlung notwendig wird. Dennoch bestehen zwischen den Parametern weiterhin lineare Zusammenhänge, sodass der tatsächliche elektrische Aufbau einer Solarzelle in den Berechnungen nicht abgebildet werden kann (vgl. Zinßer 2011).

Mithilfe verschiedener Solarzellenmodelle können die tatsächlichen Zusammenhänge hingegen unterschiedlich detailliert dargestellt und in die Berechnungen einbezogen werden.

Bei jeder Modellierung wird zunächst eine Strom-Spannungs-Kennlinie für die entsprechende Einstrahlung und die dazugehörige Modultemperatur berechnet. Daraus kann dann der MPP und dessen Leistung ermittelt werden. Rechnet man weiterhin den Wechselrichter-Wirkungsgrad ein, erhält man den Energieertrag, welcher als mittlerer Wert, Extremwert oder als Summe eines Zeitraumes ausgegeben werden kann. Diese Form der Berechnung ist nur anhand eines iterativen Algorithmus möglich und in diversen Simulationsprogrammen implementiert. Beispielsweise verwendet das Simulationsprogramm INSEL sowohl das Eindioden- als auch das Zweidiodenmodell. Eine Solarzelle verhält sich ähnlich einer Diode, weshalb sie vereinfacht auch als diese beschrieben werden kann. Allerdings fällt die Spannung zwischen Halbleiter und Kontakt ab, was im Eindiodenmodell zusätzlich über einen Serienwiderstand abgebildet wird. Außerdem enthält das Eindiodenmodell einen Parallelwiderstand (Abbildung 2.11).

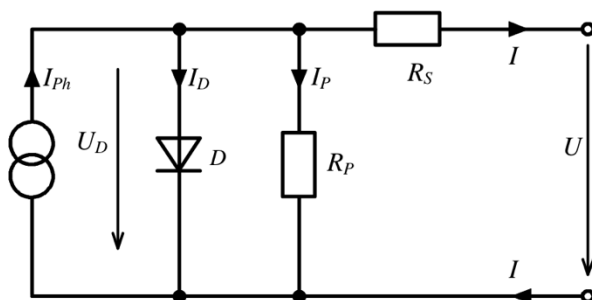


Abbildung 2.11 - Ersatzschaltbild Eindiodenmodell

Quelle: (Quaschnig 1996, S. 30)

Die Strom-Spannungs-Kennlinie kann mit Formel 2.16 errechnet werden, wobei diese ausschließlich durch numerische Verfahren abzubilden ist.

$$0 = I_{ph} - I_S \cdot \left(\exp\left(\frac{U + I \cdot R_S}{m \cdot U_T}\right) - 1 \right) - \frac{U + I \cdot R_S}{R_p} - I$$

Formel 2.16 (Quelle: (ebd., S. 31))

Auch die schwankende Modultemperatur kann über die Temperaturspannung in die Berechnung integriert werden. Im Folgenden soll allerdings ausschließlich mit Temperaturkoeffizienten gearbeitet werden, da deren Verfügbarkeit eher gegeben ist.

Bei der Simulationssoftware INSEL dienen für das Eindiodenmodell die Dunkelkennlinien einer Solarzelle sowie der Kurzschlussstrom, die Spannung und der Strom im MPP als Eingangsdaten, die vom Hersteller des Solarmoduls angegeben werden. Außerdem muss dem System der Standort der PV-Anlage bekannt sein, um die Einstrahlungsdaten einbeziehen zu können.

Für eine weitere detaillierte Berechnung wird das Zweidiodenmodell herangezogen. Zusätzlich zur ersten Diode wird in diesem Modell eine zweite Diode in Parallelschaltung eingebracht. Dabei weisen die Dioden unterschiedliche Parameter auf und können das Modell einer Solarzelle auf diese Weise konkretisieren (Abbildung 2.12).

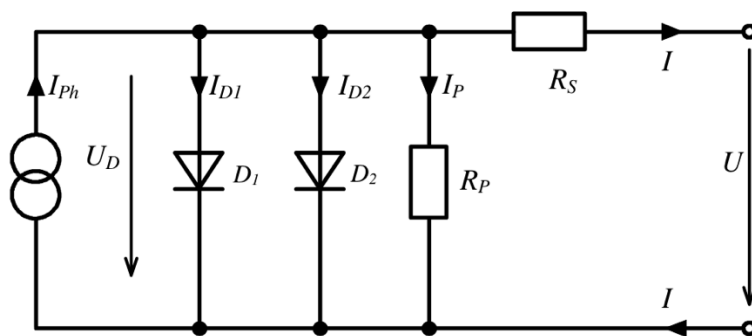


Abbildung 2.12 - Ersatzschaltbild Zweidiodenmodell

Quelle: (ebd.)

Die Gleichung zur Bestimmung der Strom-Spannungs-Kennlinie beinhaltet neben den bereits beim Eindiodenmodell enthaltenen Parametern auch die Temperaturspannung und lässt sich ebenfalls nur über numerische Verfahren berechnen (Formel 2.17).

$$0 = I_{Ph} - I_{S1} \cdot \left(\exp\left(\frac{U + I \cdot R_S}{m_1 \cdot U_T}\right) - 1 \right) - I_{S2} \cdot \left(\exp\left(\frac{U + I \cdot R_S}{m_2 \cdot U_T}\right) \right) - \frac{U + I \cdot R_S}{R_P} - I$$

Formel 2.17 (Quelle: (ebd.))

Für die Anwendung des Zweidiodenmodells in einem Simulationsprogramm sind meist diverse Eingabedaten erforderlich, die sehr selten zur Verfügung stehen. Beim Programm INSEL können anhand einer vorhandenen Strom-Spannungs-Kennlinie eines Moduls die erforderlichen Parameter der Formel 2.17 ermittelt werden. Für Standardmodule liegen die Parameter im Programm bereits vor, sodass keine Messung oder aufwendige Beschaffung einer Strom-Spannungs-Kennlinie erfolgen muss (vgl. Quaschnig 1996).

Die berücksichtigten Elemente der verschiedenen Modelle und Verfahren sind in Tabelle 2.3 zusammengefasst, sodass ein Überblick über die Berechnungen gewonnen werden kann. Welche Eingangsparameter für die Berechnungen benötigt werden und wie detailliert diese vorliegen müssen, wird im folgenden Abschnitt beschrieben.

berücksichtigte Effekte und Parameter	lineare Berechnung	Eindiodenmodell	Zweidiodenmodell
Einstrahlung			
Strahlungsarten	nur Globalstrahlung	alle Strahlungsarten	alle Strahlungsarten
Zeitintervall	Monat od. Jahr	Stunde	Minute od. Stunde
Reflexionsverluste an Moduloberfläche	nur über PR	anhand Direkt- u. Diffusstrahlung berechnet	anhand Direkt- u. Diffusstrahlung berechnet
PV-Modul			
Performance Ratio (PR)	ggf., nach Standort	nein, über einzelne Wirkungsgrade	nein, über einzelne Wirkungsgrade
STC Bedingungen (konstanter Modul-Wirkungsgrad)	ja	nein	nein
Schwankungen der Modultemperatur	standardisiert: 25 °C	über Temperaturkoeffizienten	über Temperaturspannung
Wechselrichter			
Wechselrichter-Wirkungsgrad	konstanter Wirkungsgrad	leistungsabhängiger Wirkungsgrad	leistungsabhängiger Wirkungsgrad

Tabelle 2.3 - Vergleich der Bemessungsverfahren in der Photovoltaik

Quelle: Anne Jüttner, basierend auf (ebd.; Wagner 2019; Wesselak et al. 2013; Zinßer 2011)

2.2.3 Erforderliche Kennwerte

Um einen Überblick zu gewinnen, welche Kennwerte für die Bemessung einer PV-Anlage zwingend erforderlich sind und welche Kennwerte die Berechnung konkretisieren, sind in Tabelle 2.4 die Kennwerte für die verschiedenen Verfahren zur Bemessung aufgeführt. Die Kennwerte wurden in die Kategorien Klimadaten, PV-Systemkomponenten und Energiebedarf unterteilt.

erforderliche Kennwerte	lineare Berechnung	Eindiodenmodell	Zweidiodenmodell
Klimadaten			
Globalstrahlung	jährliche Summe od. monatl. gemittelte Werte	stündliche Werte	stündliche Werte
Direktstrahlung	nein	stündliche Werte	stündliche Werte
Diffusstrahlung	nein	stündliche Werte	stündliche Werte
Lufttemperatur	nein	ja	ja
Dachneigung bzw. Neigung Solarmodul	ja	ja	ja
PV Systemkomponenten			
Modulwirkungsgrad	ja	ja	ja
Wechselrichter- Wirkungsgrad	ja	ja	ja
Art des PV-Moduls	nein	ja	ja
Temperaturkoeffizienten	nein	ja	nein
Leerlaufspannung bzw. Dunkelkennlinien	nein	ja	aus Kennlinie berechnet
Kurzschlussstrom	nein	ja	aus Kennlinie berechnet
U und I im MPP	nein	ja	aus Kennlinie berechnet
I-U-Kennlinie	nein	nein	ja
Energiebedarf	jährliche Summe	Lastprofil	Lastprofil

Tabelle 2.4 - Eingangsparameter der verschiedenen Bemessungsverfahren

Quelle: Anne Jüttner, basierend auf (Quaschnig 1996; Wagner 2019; Wesselak et al. 2013; Zinßer 2011)

Wie bereits bei der Beschreibung der verschiedenen Verfahren deutlich wird, kann eine lineare Berechnung mit sehr allgemein gehaltenen Kennwerten durchgeführt werden, während für das Eindiodenmodell diverse Parameter aus dem Datenblatt eines bestimmten Moduls benötigt werden. Bei dem Zweidiodenmodell kann auf diese Angaben zwar verzichtet werden, doch eine Strom-Spannungs-Kennlinie ist wesentlich seltener verfügbar und muss daher aufwendig ermittelt werden.

2.3 GEOTHERMIE

Geothermie beschreibt die Nutzung von Erdwärme zur Wärmebereitstellung oder Stromerzeugung. Sie ist eine der erneuerbaren Energieformen, welche die Umweltwärme als Energiequelle nutzt. Dabei wird der Erde thermische Energie entzogen, welche mithilfe von geothermischen Anlagen nutzbar gemacht wird.

Um die Funktionsweise geothermischer Anlagen zu verstehen, muss zunächst die geothermische Energie in deren Ursprung und Wirkung beleuchtet werden. Auch wenn die Geothermie zu den erneuerbaren Energien zählt, sollte beachtet werden, dass sich auch diese Ressource stetig reduziert. Allerdings gilt sie im Zeitalter des Menschen als nicht erschöpfbar. Die Reduktion der geothermischen Energie lässt sich auf den Temperaturunterschied zum Weltall zurückführen und über die Wärmestromdichte \dot{q}_k aus dem Inneren der Erde beschreiben. Dieser Wärmestrom setzt sich aus verschiedenen Quellen zusammen und beträgt im Mittel $0,065 \text{ W/m}^2$. Die einzige Energie, die für eine Regeneration der Erdwärme sorgt, ist die Sonnenenergie. Sie beeinflusst den oberen Bereich der Lithosphäre bis 30 Meter unter der Erdoberfläche (vgl. Wesselak et al. 2013).

Wie man diese geothermische Energie nutzbar macht und welche Rahmenbedingungen für eine lange, wirtschaftliche Nutzung erfüllt werden müssen, soll im Folgenden beschrieben werden.

2.3.1 Funktionsweise

Die Nutzung der Erdwärme umfasst verschiedene Technologien, die sich unterschiedlich schnell entwickelt haben und in verschiedenen Bereichen zum Einsatz kommen. Häufig erfolgt eine Unterteilung der Technologien in oberflächennahe und Tiefe Geothermie. Die oberflächennahe Geothermie wird in diesem Zusammenhang als Nutzung der Erdwärme bis 400 Meter Tiefe beschrieben, während die Tiefe Geothermie alle Bohrungen darunter umfasst. Die Tiefe Geothermie dient zur Betreibung von Kraftwerken, die entweder Wärme gewinnen oder Strom erzeugen. Da für diese Zwecke allerdings eine direkte geothermische Nutzung erforderlich ist, kann die Tiefe Geothermie entgegen der willkürlich gesetzten Grenze von 400 Metern Bohrtiefe je nach Gestein erst ab 1000 bis 2000 Metern beginnen. Denn „erst bei Bohrtiefen ab 2.000 m erreicht der Untergrund durchschnittlich Temperaturen

über 70°C und wird damit direkt (ohne Wärmetransformation) nutzbar zur Raumheizung, Trinkwassererwärmung oder sogar Stromerzeugung.“ (ebd., S. 157) Auch wenn eine direkte Nutzung der Erdwärme vorteilhaft ist, sind solche Bohrtiefen zur Beheizung einzelner Gebäude nicht realisierbar. Aus diesem Grund beschränken sich die Technologien für den Gebäudebereich auf die oberflächennahe Geothermie.

Die oberflächennahe Geothermie kann auch als indirekte Nutzung der Erdwärme bezeichnet werden. Schließlich nutzen alle Technologien ein geringeres Temperaturniveau als es zum Heizen benötigt wird. Auch wenn man bis zu einer Bohrtiefe von 400 Metern von Oberflächennaher Geothermie spricht, werden „in der Praxis [...] oberflächennahe Bohrungen nur bis zu einer Endteufe von 100 m [durchgeführt], da bei tieferen Bohrungen zusätzlich ein Genehmigungsverfahren nach Bergrecht erforderlich ist. Die Erdwärme zählt im juristischen Sinne zu den „bergfreien“ Bodenschätzen.“ (Wesselak et al., 2013, S. 141) Folglich werden im Bereich zwischen 100 und 1000 Metern kaum Bohrungen durchgeführt.

Auch wenn es sich bei allen indirekten, oberflächennahen Nutzungsarten in der Theorie um die Verwendung einer erneuerbaren Energie handelt, findet dennoch ein Wärmeentzug statt, der größer ist als der Wärmestrom aus dem Erdinneren. Diesen Wärmeentzug gilt es im Folgenden zu charakterisieren, um die Unterschiede in der Funktionsweise der oberflächennahen, geothermischen Technologien darzustellen.

Der Wärmeentzug soll ausschließlich für geschlossene Systeme beschrieben werden, da die Regenerationszeit einen wichtigen Bestandteil der Berechnungen darstellen soll. Der Regeneration kommt bei offenen Systemen nur eine geringfügige Bedeutung zu, weil beispielsweise bei der Grundwassernutzung durch den ständigen Austausch des Mediums kein dauerhaftes Absinken des Temperaturniveaus zu erwarten ist. Bei geschlossenen Systemen zirkuliert hingegen ein Wärmeträgermedium ausschließlich in den im Erdreich verlegten Rohren. Aus diesem Grund sind offene Systeme stärker abhängig von wasserführenden Schichten, sodass die Standortwahl eingeschränkt ist (vgl. Bockelmann et al. 2011).

Bei den geschlossenen, oberflächennahen Geothermiesystemen unterscheidet man in verschiedene Bauarten, wobei im Folgenden ausschließlich Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren beschrieben werden. Da die Erdwärmesonden über Bohrungen in den Boden eingebracht werden, findet bei diesem System ein vertikaler Wärmeentzug statt, während bei den in bis zu 2 Metern Tiefe verlegten Erdwärmekollektoren ein horizontaler Wärmeentzug erfolgt.

Unabhängig davon, wie der Wärmeentzug gerichtet ist, beruhen beide Systeme auf einer ähnlichen Wirkungsweise. In einem geschlossenen Kreislauf fließt ein abgekühltes Wärmeträgermedium, welches aufgrund des Temperaturunterschiedes zum Erdboden thermische Energie aufnimmt und in der Folge erwärmt wird. Das Wärmeträgermedium gelangt zur Wärmepumpe, wo es zunächst auf ein höheres Temperaturniveau gebracht werden muss. Denn "die im oberflächennahen Untergrund gewinnbare thermische Energie ist aufgrund des geringen Temperaturniveaus von unter 25 °C nicht direkt zu Heizzwecken geeignet. Nur durch den Einsatz einer Wärmepumpe kann das Temperaturniveau angehoben werden." (Wesselak et al., 2013, S. 400) Da bei einem geschlossenen geothermischen System immer ein Wärmeträgermedium zum Einsatz kommt, handelt es sich stets um eine Sole/Wasser-Wärmepumpe. Denn das Wärmeträgermedium, welches ein Gemisch aus Wasser und Frostschutzmittel ist, bezeichnet man auch als Sole. (vgl. Quaschnig 2022) Zur Beschreibung der Wirkungsweise des Gesamtprozesses, wird im Folgenden nur die Kompressionswärmepumpe einbezogen, weil diese am häufigsten eingesetzt wird und der grundlegende Prozess anhand dieser Art bestmöglich dargelegt werden kann.

Im thermodynamischen Sinne sind „Wärmepumpen [...] Arbeitsmaschinen, die in einem linkslaufenden Kreisprozess mit Hilfe zugeführter mechanischer Arbeit Wärmeströme von niedrigem Temperaturniveau auf ein höheres Temperaturniveau transformieren.“ (Wesselak et al., 2013, S. 408)

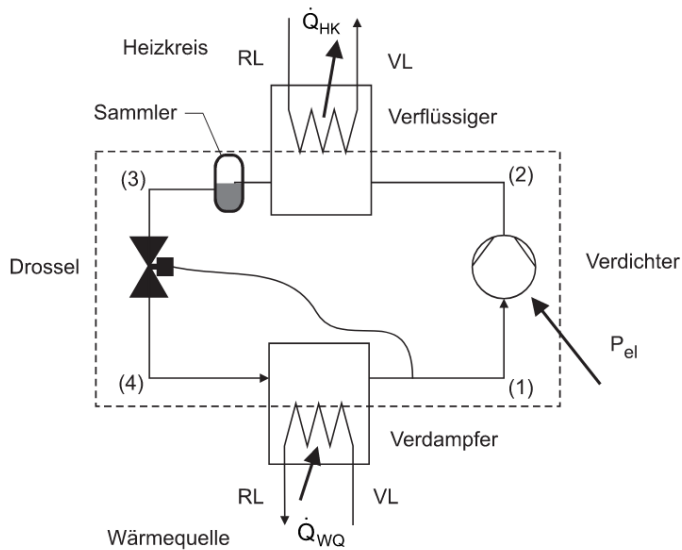


Abbildung 2.13 - Kreislauf einer Wärmepumpe

Quelle: (Wesselak et al. 2013, S. 411)

Im geschlossenen Kreislauf der Wärmepumpe läuft ein Kältemittel als Trägermedium, welches immer wieder seinen Aggregatzustand ändert und auf diese Weise Wärme aufnimmt oder abgibt (Abbildung 2.13). Die gewonnene Energie aus der Niedertemperaturquelle wird zunächst am Verdampfer übertragen. Sowohl der Verdampfer als auch der Verflüssiger sind meist Plattenwärmeübertrager. Im Verdampfer wird das Kältemittel mithilfe der thermischen Energie in den gasförmigen Aggregatzustand versetzt. Daraufhin erfolgt unter Zuführung elektrischer Energie eine Verdichtung des Gases, um einen höheren Druck zu erzeugen. Durch den höheren Druck erwärmt sich das Kältemittel stark, sodass es im nächsten Schritt unter der Abgabe von Wärme verflüssigt werden kann. Mit der Verflüssigung des Kältemittels wird durch die Übertragung der Wärme an einen Heizkreislauf die daraus resultierende Abkühlung eingeleitet. Das Kältemittel erreicht den Taupunkt und kondensiert vollständig. Nachdem das Kältemittel wieder in den flüssigen Aggregatzustand überführt wurde, kühlt es ab, damit der Prozess erneut beginnen kann. Durch die Entspannung des Kältemittels im Drosselventil, welches außerdem den Massestrom im gesamten Kreislauf reguliert, wird der Druck reduziert und das Druckverhältnis zwischen Verdampfer und Verflüssiger bestimmt. Das Kältemittel muss nach dieser isenthalpen Zustandsänderung unter die Temperatur der Wärmequelle abgekühlt sein, um die Wärme aufnehmen zu können und in der Folge erneut verdampft zu werden. Aus physikalischer Sicht erfolgen während des Kreisprozesses verschiedene

Zustandsänderungen, die im Folgenden idealisiert anhand des $\log(p)h$ -Diagramms beschrieben werden sollen (Abbildung 2.14). Die erste Zustandsänderung erfolgt nach der Wärmeaufnahme am Verdampfer und kann als isobar beschrieben werden, da beim Verdampfen des Kältemittels der Druck konstant bleibt ($4 \rightarrow 4''$). Eine Überhitzung ($4'' \rightarrow 1$) bringt das Kältemittel in den Ausgangszustand für die Verdichtung, welche eine Druckerhöhung vom Saugdruck auf den Hochdruck zum Ziel hat. Der zu erreichende Hochdruck wird anhand der geforderten Temperatur am Verflüssiger bestimmt. Diese isentrope Zustandsänderung findet unter einer erheblichen Temperaturerhöhung statt ($1 \rightarrow 2$) und zeichnet sich durch eine konstante Entropie aus. Die Abgabe der Wärme am Verflüssiger findet wiederum unter einer isobaren Zustandsänderung statt und beschreibt das Kondensieren des Kältemittels am Punkt $3''$, was mit einer Temperatursenkung einhergeht. In der Drossel wird das Kältemittel schließlich bis zum Punkt 3 entwärmt und in der Folge auf den Saugdruck entspannt ($3 \rightarrow 4$). Diese isenthalpe Entspannung ist gekennzeichnet durch eine konstante Enthalpie und bildet den Ausgangspunkt für einen erneuten Kreisprozess. (vgl. Quaschnig 2022; Wesselak et al. 2013)

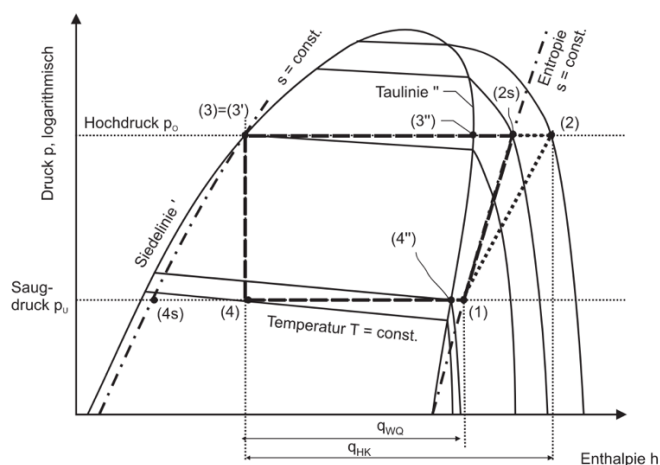


Abbildung 2.14 - $\log(p)$ - h Diagramm eines linksläufigen Kreisprozesses einer Wärmepumpe
Quelle: (ebd., S. 413)

Die notwendigen Temperaturen im Kreislauf werden durch die Wärmequelle sowie durch die erforderliche Nutzwärme bestimmt. Denn „die Kondensationstemperatur im Verflüssiger [...] muss um etwa 3 bis 10 K höher sein als die Rücklauftemperatur, damit der Wärmestrom Q_{HK} übertragen werden kann.“ (Wesselak et al., 2013, S. 410) Für den Betrieb einer Fußbodenheizung ist nur eine Temperatur von 40 bis 45 °C erforderlich, während bei

einer gewöhnlichen Heizung Auslegungstemperaturen bis 60 °C üblich sind. Bei der Wahl des Wärmeabgabesystems ist demnach zu beachten, „je höher die Temperatur der Wärmequelle und je niedriger die benötigte Temperatur der Heizwärme ist, desto weniger elektrische Energie ist zum Antrieb einer Wärmepumpe erforderlich.“ (Quaschnig 2022, S. 383) Außerdem sind bei oberflächennaher Geothermie immer statische Wärmeübergabesysteme vorzuziehen, da dynamische Systeme häufig größere Temperaturunterschiede benötigen. Neben Fußbodenheizungen können auch Heiz- und Kühlsegel sowie wandbezogene Systeme eingesetzt werden. Für die Trinkwassererwärmung sind aufgrund der Legionellen-Problematik keine niedrigeren Temperaturen umsetzbar, was die Effektivität der Wärmepumpen stark reduzieren würde. Aus diesem Grund kann in den Wärmepumpenkreislauf ein Enthitzer integriert werden. Der Enthitzer wird zwischen dem Verdampfer und dem Verflüssiger positioniert und greift die höhere Temperatur nach der Verdampfung ab, um die Wärme an den Trinkwasserkreislauf zu übertragen (vgl. Bockelmann et al. 2011).

Auf der Grundlage des übergeordneten Prozesses vom Wärmeentzug bis zur Nutzung der Wärme als Heizwärme, sollen in den folgenden Abschnitten die Besonderheiten der einzelnen Arten herausgearbeitet werden.

Erdwärmesonde

Als eine Erdwärmesonde (EWS) bezeichnet man nach VDI 4640-1 einen "geschlossenen Wärmeübertrager, bestehend aus Sondenrohren und Sondenfuß sowie gegebenenfalls Gewicht zur Absenkung, der in ein vertikales oder schräges Bohrloch eingebracht wird". Das Bohrloch hat in der Regel einen Durchmesser von 120 bis 200 mm und die maximale Länge der EWS, die auch Endteufe genannt wird, beträgt zwischen 80 und 100 Metern (Abbildung 2.15). Sind typischerweise mehrere Sonden erforderlich, ist eine geringere Länge in der Regel unwirtschaftlich und für längere Sonden wird eine Genehmigung nach Bergrecht benötigt.

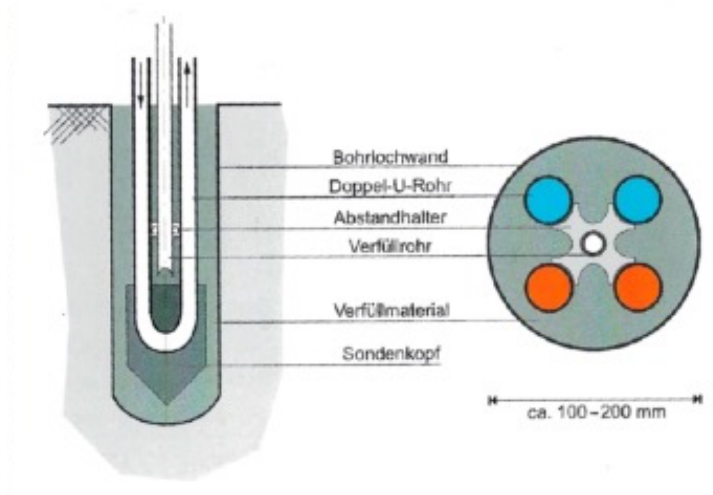


Abbildung 2.15 - Aufbau einer Erdwärmesonde

Quelle: (ebd., S. 16)

Aus dem vertikalen Einbringen des Wärmeübertragers resultiert neben einem konstanteren Temperaturniveau des Erdreiches in erster Linie ein geringerer Platzbedarf, weshalb Erdwärmesonden eine wichtige Option für kleinere Baufelder sind. Auch ihre Lebensdauer liegt mit bis zu 100 Jahren im oberen Bereich der geothermischen Anlagen, weshalb diese Art häufig als besonders langlebig beschrieben wird. Jedoch bedarf eine EWS-Anlage einer weitreichenderen Planung als andere Geothermie-Systeme, sodass der Planungsaufwand sowie die Kosten für die Installation sehr hoch sind. Denn bei der Installation einer Erdwärmesonde muss zunächst ein Bohrloch hergestellt werden, welches einen hohen technischen Aufwand erfordert. Wenn daraufhin die Sonde in das Bohrloch eingebracht wird, dient der Sondenfuß als Schutz, um einen Aufprall am Bohrlochende zu Dämpfen und eine Beschädigung der Sondenrohre zu vermeiden. Wurden bei der Bohrung auch wasserführende Schichten getroffen, kann sich das Bohrloch teilweise mit Wasser füllen. Damit die meist leichten Sondenrohre gegen den Auftrieb des Grundwassers in das Bohrloch eingeführt werden können, wird in diesen Fällen ein Gewicht am Ende der Sonde befestigt. Im nächsten Schritt wird der verbleibende Hohlraum mit einer Suspension verfüllt. Das Verfüllen des Bohrloches bedarf größter Sorgfalt, da neben der Auswahl der Suspension auch entstehende Hohlräume die Effektivität der Sonde stark beeinflussen können. (vgl. Bußmann 2012; Wesselak et al. 2013)

Meist bestehen Erdwärmesonden-Anlagen aus einem Erdwärmesonden-Feld, welches mehrere Erdwärmesonden bzw. Erdwärmesonden-Bauwerke umfasst. Die Erdwärmesonden bilden einen hydraulischen Kreislauf, welcher über Rohrsysteme bis zum Verdampfer der Wärmepumpe geführt wird. Die Verschaltung zu einer Erdwärmesonden-Anlage erfolgt meist im Tichelmann-System, wobei mehrere hydraulische Kreisläufe parallelgeschaltet werden (Abbildung 2.16).

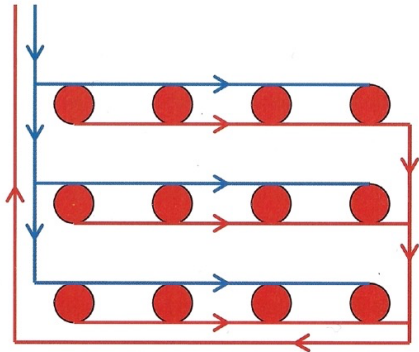


Abbildung 2.16 - Erdwärmesonden-Anlage im Tichelmann-System
Quelle: (Loose 2013, S. 84)

Dabei ist ein leichter Temperaturabfall von der Bohrlochwand bis zur mittleren Verdampfungstemperatur zu verzeichnen, welcher für die Festlegung der im System bestehenden Temperaturen zwingend ermittelt werden muss und in Abbildung 2.17 dargestellt ist. Die Ausprägung des Temperaturunterschiedes ist insbesondere vom Bohrlochwiderstand abhängig, welcher sich bei den verschiedenen Bauformen, auch aufgrund der unterschiedlich eingebrachten Suspension unterscheiden kann (vgl. Wesselak et al. 2013).

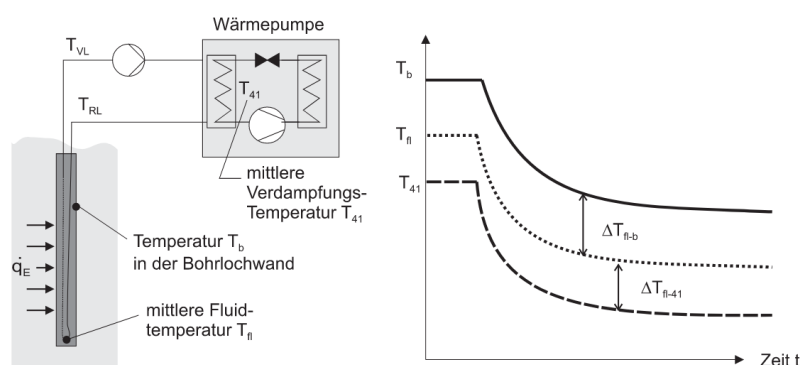


Abbildung 2.17 - Temperaturabfall innerhalb einer Erdwärmesonde
Quelle: (ebd., S. 440)

Bei Erdwärmesonden unterscheidet man im Wesentlichen drei Bauformen, welche sich in erster Linie durch die Anzahl und Funktion der Rohre unterscheiden (Abbildung 2.18). Das Grundprinzip einer Rohrsonde wird durch die Einfach-U-Rohrsonde am besten abgebildet, da diese lediglich aus einem gebogenen Rohr besteht, in dem das Wärmeträgermedium auf der einen Seite hinunter und auf der anderen nach oben fließt. Die am häufigsten verwendete Bauform ist eine Abwandlung der ersten Bauform, um die Wärmeübertragungsfläche sowie den Volumenstrom zu erhöhen. Eine Doppel-U-Rohrsonde besteht aus zwei parallel verlaufenden Rohren, die am Sondenfuß gebogen sind und worin das Wärmeträgermedium fließt. Es bewegt sich ausgehend von der Wärmepumpe mit einer definierten Vorlauftemperatur zum Sondenfuß, wird dort umgelenkt und nimmt beim Durchströmen der U-Rohre thermische Energie auf, sodass es sich auf die Rücklauftemperatur erwärmt.

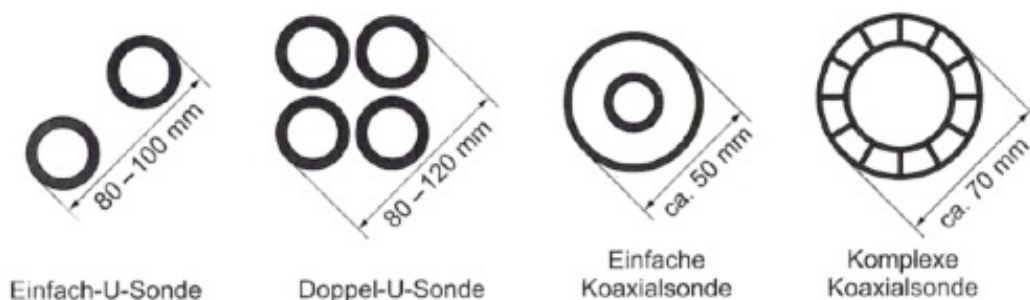


Abbildung 2.18 - Bauformen einer Erdwärmesonde

Quelle: (Bockelmann et al. 2011, S. 17)

Eine ähnliche Funktionsweise wird auch bei den Koaxial-Wärmesonden angewendet. Der Rücklauf der Wärmeträgerflüssigkeit erfolgt dabei immer in einem zentralen Rohr, wobei um dieses Rohr in unterschiedlicher Form Kammern oder Rohre für den Vorlauf axialsymmetrisch angeordnet sind. Bei einer vereinfachten Bauform wird auf diese Kammern verzichtet und es entsteht ein Rohr-in-Rohr-System, welches allerdings sehr anfällig für bauseitige Mängel ist. Beide Bauformen der Koaxialsonde bedingen durch die direkte Nähe der Rohre eine Kopplung des Vor- und Rücklaufs, die bei den U-Rohrsonden kaum gegeben ist (vgl. Bockelmann et al. 2011; Loose 2013). Die Heatpipe-Wärmesonde genannte Bauform kommt hingegen vollkommen ohne Primärpumpe aus und befindet sich bislang noch in der Entwicklungs- und Testphase, weshalb deren Funktionsweise nur kurz

beschrieben werden soll (Abbildung 2.19). In einem Edelstahlrohr befindet sich ein Arbeitsfluid, das durch die thermische Energie des Erdreiches in der mittleren Zone des Rohres verdampft und durch den herrschenden Druck nach oben steigt. Dort gelangt es zum Kondensator, der als Wärmeübertrager dem gasförmigen Arbeitsfluid die Energie entzieht und es daraufhin wieder in den flüssigen Aggregatzustand überführt. Das Kondensat rinnt in der Folge an der Innenseite des Rohres nach unten, sammelt sich dort und verdampft daraufhin wieder (vgl. Wesselak et al. 2013).

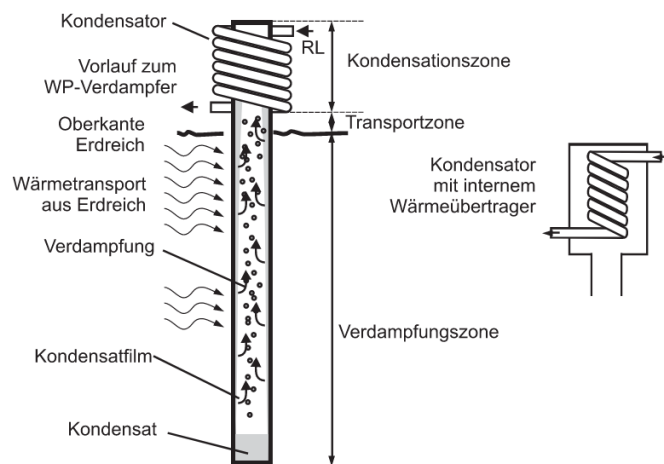


Abbildung 2.19 - Aufbau und Funktionsweise einer Heatpipe-Wärmesonde
Quelle: (ebd., S. 444)

In den folgenden Kapiteln soll für eine Erdwärmesonde die Bauform einer Doppel-U-Rohrsonde angewandt werden, weil diese am häufigsten genutzt wird und trotz höherer Kosten gegenüber der einfachen Rohrsonde einen erheblich geringeren Bohrlochwiderstand aufweist. Aufgrund einer größeren Außenrohroberfläche und eines größeren Strömungsquerschnittes steigt die Effizienz der Wärmepumpe, sodass sich längerfristig ein Kostenvorteil gegenüber allen anderen Bauformen einstellt, der aktuell auch noch nicht durch die wesentlich effizientere Heatpipe-Wärmesonde erreicht werden kann. Denn aufgrund zusätzlicher Genehmigungsverfahren stellt sich bei dieser Bauform auch ein höherer Planungsaufwand ein.

Erdwärmekollektor

Der Erdwärmekollektor ist nach VDI 4640-1 ein "geschlossener, nicht überbauter Wärmeübertrager, der in den oberen Bereich des Untergrunds oberhalb der neutralen Zone eingebaut wird". Konkret werden die Rohre in einer Tiefe von 1,2 bis 1,5 Metern unter der Erdoberfläche verlegt. Zwar ist die Lage der neutralen Zone von der Bodenbeschaffenheit abhängig und damit für jeden Standort separat zu ermitteln, doch eine neutrale, über das gesamte Jahr konstante, Bodentemperatur stellt sich erst in Tiefen von 3 bis 15 Metern ein (Abbildung 2.20).

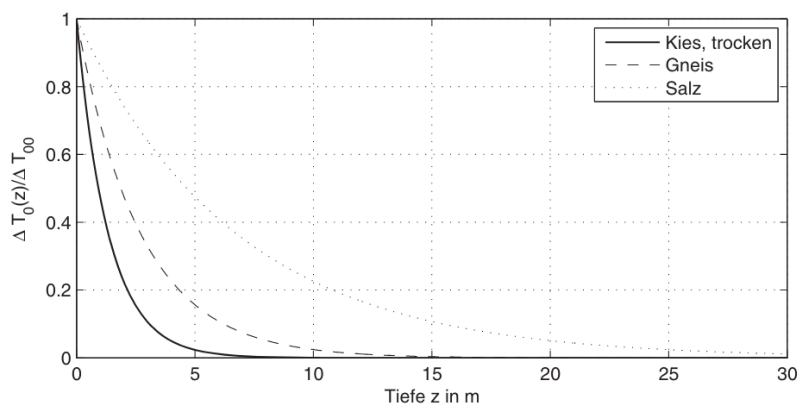


Abbildung 2.20 - Temperaturamplitude des Erdreiches in verschiedenen Bodenarten

Quelle: (ebd., S. 151)

Da der Bereich oberhalb stark durch atmosphärische Einflüsse geprägt wird, herrschen in diesem Bereich Temperaturschwankungen, die von einem Erdwärmekollektor ausgenutzt werden können. Denn „anstatt eines Solarkollektors auf dem Dach nutzt man den natürlichen Untergrund als Absorber und zugleich als Energiespeicher.“ (Wesselak et al., 2013, S. 150) Die Erdwärmekollektoren werden trotz kälterer Bodentemperaturen in den Wintermonaten nah an der Erdoberfläche verlegt, weil in den Sommermonaten bei dieser Lage eine wesentlich schnellere Regeneration der Erdreichtemperatur nach der Entzugsperiode erfolgen kann.

Es muss eine Versiegelung der gesamten Erdwärmekollektorfläche vermieden werden, weil sowohl das Sicker- und Regenwasser als auch die Sonneneinstrahlung wichtige Faktoren für die Effektivität von Erdwärmekollektoren darstellen. Aus diesem Grund besteht für Flachkollektoren ein großer Platzbedarf, dessen weitere Nutzung eingeschränkt ist. Denn die

Fläche darf weder versiegelt noch mit größeren Bäumen oder tiefwurzelnden Sträuchern bepflanzt werden. Außerdem kann sich aufgrund einer möglichen Vereisung die Vegetationsperiode verschieben oder verkürzen. Die Vereisung ist auf eine Temperaturänderung im Bereich der Erdwärmekollektoren zurückzuführen und wird im folgenden Kapitel ausführlich beschrieben. Insgesamt sind Erdwärmekollektoren eine leicht zu installierende und kostengünstige Art der Geothermie, die allerdings einen hohen Platzbedarf hat und ebenso sorgfältig geplant werden muss wie Erdwärmesonden, um eine vollständige Regeneration des Erdbodens zu gewährleisten.

Analog zu den Erdwärmesonden fließt durch die Rohre eines Erdwärmekollektors stark abgekühlte Sole, die durch die Temperaturdifferenz dem Erdboden thermische Energie entzieht und in der Folge erwärmt wird. Die Erdwärmekollektoren können in verschiedenen Bauformen ausgeführt werden. Die am weitesten verbreitete Bauform sind Kapillarrohrmatten, welche "aus vielen, parallelgeschalteten druckfesten Kunststoffröhrchen (Außendurchmesser rund 5 bis 6 mm) aufgebaut [sind und] [...] strömungstechnisch optimiert zu großen Flächen verschaltet werden." (Wesselak et al., 2013, S. 451) Außerdem besteht auch die Möglichkeit, die Kunststoffrohre mit einem Abstand von 0,3 bis 0,8 Meter mäanderförmig zu verlegen, was die Kosten deutlich reduziert. Als weniger verbreitete Bauformen gelten Erdwärmekörbe, bei denen jeweils spiralförmig aufgewickelte Rohre in die Erde eingebracht werden, sowie Graben- und Spiralkollektoren (vgl. VDI 4640-2 2019; Wesselak et al. 2013). Für die geothermischen Bemessungsansätze wird die mäanderförmige Verlegungsart der Rohre verwendet, da diese neben den geringsten Kosten, die für die Bemessung zu berücksichtigenden Effekte am besten darstellen.

Anhand der Funktionsweise der Erdwärmesonde und des Erdwärmekollektors werden im nächsten Abschnitt die konkrete Bemessungsgrundlage und deren Rahmenbedingungen in der Praxis beleuchtet.

2.3.2 Detaillierte Bemessungsgrundlage

Für die Bemessung von geothermischen Anlagen muss neben dem Energiebedarf des Gebäudes auch die Entzugsleistung ermittelt werden. Da der Energieentzug allerdings nicht durch die Bauform oder die Funktionsweise, sondern durch die Stoffeigenschaften des Erdbodens sowie die Regenerationszeit bestimmt wird, müssen für eine spätere Bemessung zunächst die Einflussfaktoren auf das Temperaturfeld um den Erdwärmekollektor sowie die Erdwärmesonde betrachtet werden. Den Ausgangspunkt bilden dabei die Wärmespeicher- und Wärmetransport-Phänomene, welche bei der Geothermie umfangreich genutzt und im Folgenden in ihrem Einfluss auf die Bemessung beschrieben werden.

Thermische Einflüsse

Alle geothermischen Anlagen basieren auf dem Entzug thermischer Energie aus dem Erdreich. Um die Größenordnung des Wärmeentzuges einordnen zu können, soll zunächst die vorhandene Erdwärme und deren Ursprung beleuchtet werden. Wie zu Beginn des Kapitels bereits beschrieben wurde, beträgt die Wärmestromdichte \dot{q}_k aus dem Erdinneren ca. $0,065 \text{ W/m}^2$ und entsteht durch unterschiedliche Quellen. Die zwei bedeutsamsten Quellen sind die Gravitationsenergie sowie der Zerfall langlebiger Isotope. Die sich durch die Abgabe von Strahlungsenergie stetig verringernde Gravitationsenergie bedingt in Deutschland zu circa 30 % den Wärmestrom, während die entstehende Radioaktivität durch den Zerfall von Uran-, Thorium- und Kaliumisotopen 70 % des Wärmestroms aus dem Erdinneren erzeugt. Eine weitere, deutlich inkonstantere Quelle stellt die Sonnenenergie dar. Sie wirkt zwar nur auf die oberen 30 Meter der Erdschicht, kann aber maßgeblich zur Regeneration der Erdwärme nach dem Entzug thermischer Energie beitragen. Der Wärmestrom aus dem Inneren der Erde wird durch die Wärmestromdichte \dot{q}_k beschrieben und gibt den Normalstrahlungsfluss der Energie zur Oberfläche an. Wenn man die mittlere Wärmestromdichte mit der erforderlichen Energie für die Beheizung eines Wohngebäudes vergleicht, wird deutlich, dass der Wärmestrom allein nicht ausreichend ist (vgl. ebd.). Vielmehr „nutzt man das Erdreich wie einen thermischen Speicher. Man entnimmt ihm in der Heizperiode mehr thermische Energie als in gleicher Zeit geothermisch nachfließt und kühlt ihn dabei ab. Im Sommerhalbjahr regeneriert das ausgekühlte Erdreich durch Zufuhr geothermischer Wärme aus dem Erdinnern und durch Absorption solarer

Strahlungsenergie.“ (Wesselak et al., 2013, S. 139) Um die Regenerationsfähigkeit bewerten zu können, muss die Auskühlung des Erdreiches anhand eines Temperaturfeldes beschrieben werden.

Für eine nähere Betrachtung der Ausprägung des Temperaturfeldes im Erdreich müssen zunächst die Grundlagen der Wärmeübertragung erläutert werden. Nach dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik erfolgt eine Energieänderung durch deren Transport. Dieser entsteht in Folge von aufgewendeter Arbeit, mithilfe einer Masse oder aufgrund einer bestehenden Temperaturdifferenz. Der zweite Hauptsatz der Thermodynamik beschreibt den Wärmetransport aufgrund einer Temperaturdifferenz als Wärmestrom von einem warmen zu einem kalten Körper. Der auch als konduktive Wärmeleitung bezeichnete Prozess basiert auf molekularen Wechselwirkungen und kann zunächst vereinfachend mit einem stationären Ansatz beschrieben werden (vgl. VDI 2013). Bezogen auf die Erdwärmesonde ergibt sich die Wärmeleistung aus der Wärmeleitfähigkeit des Gesteins sowie der Temperaturdifferenz zwischen der Sonde und dem ungestörten Erdreich (Formel 2.18).

$$\dot{Q} = \lambda \cdot S \cdot \Delta T$$

Formel 2.18 (Quelle: (Loose 2013, S. 11))

Die stationäre Wärmeleistung \dot{Q} kann jedoch nicht für die Wirkungsweise einer Sonde herangezogen werden, da das Gestein nach einer Auskühlung nur sehr langsam regeneriert und für den nächsten Entzug eine andere Temperatur im Gestein als Ausgangspunkt herrscht. Da die Temperaturdifferenzen ohnehin sehr gering sind, wirkt sich eine verminderte Temperatur des Erdreiches sehr stark auf die Entzugsleistung aus. Mithilfe der Wärmeleitungsgleichung kann die instationäre Wärmeleitung beschrieben werden, welche das Temperaturfeld um eine Sonde konkreter abbildet. Um jedes geothermische System bildet sich in Folge des Entzuges thermischer Energie ein dreidimensionales Temperaturfeld aus, das ausgehend vom System horizontal oder vertikal gerichtet ist. In der Theorie stellt das Temperaturfeld um eine Erdwärmesonde einen Trichter dar, der sich mit zunehmendem Abstand von der Sonde verkleinert und immer weiter der mittleren Erdreichtemperatur angleicht. Um den Bereich ausreichend genau beschreiben zu können, wird von infinitesimalen Volumenelementen ausgegangen, zwischen denen jeweils eine stationäre Wärmeleitung stattfindet (Abbildung 2.21).

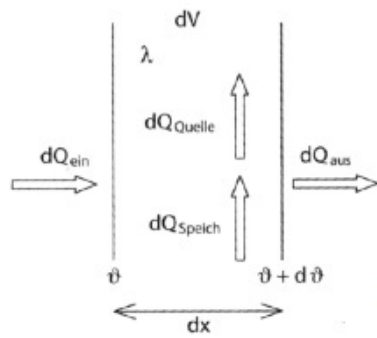


Abbildung 2.21 - Wärmeströme an einem Volumenkörper
Quelle: (ebd., S. 12)

Bezieht man diesen Ansatz auf eine bestimmte Zeit und den dreidimensionalen Raum, erhält man die Gleichung der instationären Wärmeleitung (Formel 2.19).

$$a \cdot \left(\frac{\partial^2 \vartheta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial z^2} \right) + \frac{1}{\rho c_p} \dot{Q}_V = \frac{\partial \vartheta}{\partial t}$$

Formel 2.19 (Quelle: (ebd.))

Für die Lösung dieser Gleichung wurden verschiedene Theorien entwickelt, die im Folgenden mit ihrem Bezug zur Bemessung von Erdwärmesonden erläutert werden sollen. Die allgemeine Lösung der Wärmeleitungsgleichung nennt sich Quellentheorie und wurde in ihren Ansätzen von Fourier entwickelt. Dieser beschrieb, dass die Gleichung mit Zeit und Volumen integrierbar ist, woraus sich folgende Gleichung ergibt:

$$\Delta T(x, y, z, t) = \frac{1}{8\rho c_p (\pi a)^{3/2}} \int_0^t d\tau \int_{-\infty}^{\infty} d\xi \int_{-\infty}^{\infty} d\psi \int_{-\infty}^{\infty} d\zeta \frac{\dot{Q}_V(x - \xi, y - \psi, z - \zeta, t - \tau)}{(t - \tau)^{3/2}} \cdot e^{-\frac{(x-\xi)^2 + (y-\psi)^2 + (z-\zeta)^2}{4 \cdot a \cdot (t-\tau)}}$$

Formel 2.20 (Quelle: (ebd., S. 14))

Sind das Volumenelement und die Zeitperiode endlich, entsteht ein endliches Integral und die Gleichung kann gelöst werden. Bezieht man diese Theorie auf eine Erdwärmesonde, kann die Wärmesenke bzw. Wärmequelle annähernd als eine Linienquelle betrachtet werden. Da die Sonde mit einem Durchmesser von 10 bis 15 cm und einer Länge von 100 Metern ein Verhältnis von 1:1.000 aufweist, ist deren Durchmesser vernachlässigbar. Mit dieser Vereinfachung entwickelte Ingersoll et al. die Formel der Linienquellentheorie, welche zur konkreten Berechnung des Temperaturfeldes verwendet werden kann. Allerdings gehen

die folgenden Berechnungen von einer gleichmäßigen Entzugsleistung aus, wodurch die Schichtenfolge des Erdbodens nicht abgebildet werden kann. Die Wärmeleitung erfolgt radial, ausgehend von der Erdwärmesonde als Linienquelle, und demzufolge ausschließlich eindimensional (Formel 2.21).

$$\Delta T(r, t) = T_{\infty} - T_m(r, t) = \frac{\dot{q}_E}{4\pi\lambda} \cdot Ei \left\{ \frac{r^2}{4at} \right\}$$

Formel 2.21 (Quelle: (Wesselak et al. 2013, S. 145))

In der Berechnung wird mit der Temperatur des Bohrlochrandes gearbeitet, was bedeutet, dass die Temperaturdifferenz zwischen der Sondenflüssigkeit und dem Bohrlochrand anhand des Bohrlochwiderstandes separat ermittelt werden muss. Die Berechnung des Bohrlochwiderstandes wird im Abschnitt Sondenkonstruktion ausführlich beschrieben. Die in der Gleichung auftretende Integraleponentialfunktion $Ei(x)$ kann nach Guernsey als Reihe entwickelt werden und in Formel 2.22 transformiert werden. Die vereinfachte Berechnung nach dem Ingersoll-Guernsey-Ansatz wird auch in der VDI 4640-2 als Lösungsansatz aufgeführt.

$$\Delta T = \frac{0,1833 \cdot \dot{q}_E}{\lambda} \cdot \left\{ \log_{10} \frac{a \cdot t}{r^2} + 0,106 \cdot \frac{r^2}{a \cdot t} + 0,351 \right\}$$

Formel 2.22 (Quelle: (ebd.))

Dieser Ansatz ist allerdings nicht ausreichend konkret, da mit der Formel nur Langzeiteffekte abgebildet werden können, weshalb eine detaillierte Berechnung eines Temperaturfeldes um eine Erdwärmesonde mit Formel 2.21 berechnet werden sollte. Mit der Wärmeleitfähigkeit und der volumenbezogenen Wärmespeicherkapazität sowie der Vollbenutzungsdauer als Ausgangsgrößen kann der Zusammenhang zwischen der längenbezogenen Leistung und der Temperaturdifferenz zwischen Sonde und Erdreich numerisch abgebildet werden. Mithilfe dieses Zusammenhangs kann einerseits der gegenseitige Einfluss von Sonden im Sondenfeld und andererseits die Temperaturdifferenz zwischen Erdreich und Sole untersucht werden. Neben der Linienquellentheorie existiert auch die Zylinderquellentheorie, welche von einem Zylinder als Volumenobjekt ausgeht und eher für Graben- und Spiralkollektoren angewandt wird (vgl. Loose 2013; Wesselak et al. 2013).

Die verschiedenen Schichten des Untergrundes werden über die Bodenkennwerte abgebildet und so können mithilfe eines Thermal Response Tests (TRT) konkrete, standortspezifische Kennwerte zur Weiterleitung und Speicherung der Wärme im Erdboden ermittelt und in den Berechnungen berücksichtigt werden. Dabei wird an einer installierten Erdwärmesonde eine Messung über einen vordefinierten Zeitraum durchgeführt (Abbildung 2.22).

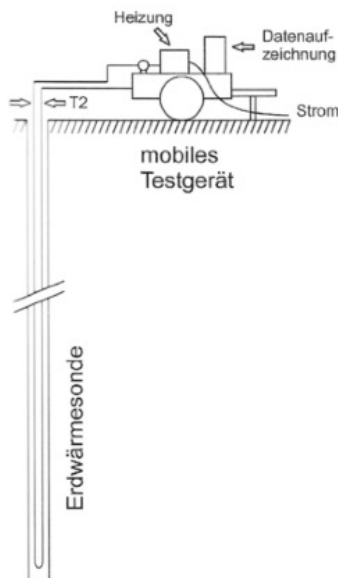


Abbildung 2.22 - Aufbau eines TRT (Thermal Response Test)

Quelle: (Bockelmann et al. 2011, S. 35)

Zunächst muss dazu die Sonde mit der Sole gefüllt und entlüftet werden. Dies geschieht durch mehrfaches Umwälzen sowie stetiges Nachfüllen von Flüssigkeit bis ein optimaler Ausgangszustand erreicht ist. In der Folge wird die Sole mithilfe einer Umwälzpumpe so lange durch die Sondenrohre gepumpt, bis sich das Fluid auf die ungestörte Erdreichtemperatur abgekühlt hat. Danach wird die mobile Heizung, die meist eine umfunktionierte Baustellenheizung ist, eingeschaltet und eine vordefinierte, konstante Wärmeleistung zugeführt. Bevor der TRT beginnen kann, muss die Flüssigkeit einmal vollständig umgewälzt werden, um den Einfluss der Bohrlochverfüllung auf die Testergebnisse zu minimieren. Ein TRT erstreckt sich häufig über eine Dauer von 50 bis 100 Stunden, je nachdem wie schnell eine Abweichung der Messwerte von unter 10 % erreicht ist. Neben der mittleren Wärmeleitfähigkeit kann auf diese Weise auch der Bohrlochwiderstand sowie die ungestörte Erdreichtemperatur ermittelt werden. Da die Messwerte bei Heiz- und Kühlbetrieb differieren können, sollte bei geplanter

Gebäudekühlung auch die Messung anhand eines konstanten Wärmeeintrags erfolgen. Für die exakte Definition von grundwasserführenden Schichten und deren Einfluss ist ein TRT allerdings nicht ausreichend. (vgl. Bockelmann et al. 2011; Loose 2013)

Da bei Dimensionierungen in der frühen Entwurfsphase in der Regel kein TRT durchgeführt werden kann, wird alternativ eine Berechnung der mittleren Wärmeleitfähigkeit anhand der Schichtenfolge einzelner geologischer Einheiten durchgeführt (Formel 2.23).

$$\lambda_{eff} = \frac{\sum_{i=1}^n (\lambda_i \cdot \Delta h_i)}{\sum_{i=1}^n \Delta h_i}$$

Formel 2.23 (Quelle: (Wesselak et al. 2013, S. 139))

Weder für die Wärmeleitfähigkeit der einzelnen Schichten noch für die Wärmekapazität liegen oft exakte standortbezogene Daten vor, sodass eine Schätzung dieser Bodenkennwerte erfolgen muss. Teilweise erfolgt die Schätzung der Wärmeleitfähigkeit anhand der Bodenzusammensetzung sowie in Abhängigkeit von Sättigungsgrad und Porenanteil. Die Wärmekapazität sollte insbesondere in Abhängigkeit von der Temperatur des Bodens geschätzt werden. Es gibt verschiedene Quellen, denen Bodenkennwerte entnommen werden können und auf die im Kapitel 3.1.3 eingegangen wird.

Insgesamt stellen numerische Berechnungen einen Ansatz dar, der eine detaillierte Berechnung des Temperaturfeldes ermöglicht und deren Integration in Planungssoftware im Abschnitt zur Bemessung der Erdwärmesonde genauer erläutert wird. Auch Näherungsfunktionen sowie weitere analytische Lösungsverfahren werden in diesem Abschnitt vorgestellt. Mithilfe einer näherungsweisen Simulation des Temperaturfeldes kann demnach eine Aussage über die Entwicklung der Erdreichtemperatur während der Nutzungszeit in der Nähe der Sonde getroffen werden, um auch die Regenerationsfähigkeit des Erdreiches zu bewerten und die Verluste durch eine niedrigere Entzugsleistung infolge einer dauerhaften Abkühlung des Erdreiches abschätzen zu können. Außerdem kann durch eine Simulation die Wechselwirkung der einzelnen Temperaturfelder verschiedener Sonden in einem Gesamtsystem genau betrachtet werden.

Die Berechnung des Temperaturfeldes beschränkt sich dabei nicht nur auf den Wärmeentzug, sondern kann auch für den Wärmeeintrag ins Erdreich angewandt werden. Von Relevanz sind diese Berechnungen insbesondere bei kombinierten Systemen, die im Winter den Heizbedarf und im Sommer den Kühlbedarf decken. In diesem Fall kann dadurch die Regeneration des Erdreichs auf technische Weise positiv beeinflusst werden und das Erdreich als thermischer Speicher dienen.

Eine Möglichkeit besteht darin, die Wärme aus den Räumen im Sommer in den Erdboden abzuführen. Die Gebäudekühlung würde bei dieser Variante in Form einer direkten Kühlung oder mithilfe einer reversiblen Wärmepumpe erfolgen. Für eine direkte Kühlung muss lediglich die Umwälzpumpe betrieben werden, sodass keine zusätzliche elektrische Energie aufgewendet werden muss. Mithilfe der Umwälzpumpe kann das Wärmeträgerfluid im Sondenkreislauf zirkulieren. Der Wärmeaustausch zwischen dem Sekundärkreis des Gebäudes, der eine Kühlung der Zuluft zum Ziel hat und dem Primärkreis der Erdwärmesonde geschieht über einen Plattenwärmeübertrager, wie er auch in Wärmepumpen verwendet wird. Da der Temperaturunterschied zwischen der Temperatur eines Gebäudekühlsystems und der Erdreichtemperatur wesentlich geringer ist als beim Heizbetrieb, sollte die Wärmeeintragsleistung wesentlich niedriger angesetzt und der Plattenwärmeübertrager sehr großzügig dimensioniert werden. Schließlich kann dem Erdreich aufgrund der zusätzlichen natürlichen Regeneration weniger Wärme zugeführt werden als in der Heizperiode entzogen wurde. Wenn das saisonale Potenzial der freien Kühlung zu früh erschöpft ist, oder durch das Erdwärmesystem auch Spitzenlasten im Kühlbetrieb abgedeckt werden sollen, muss eine Kältemaschine in den Kreislauf integriert werden. Außerdem sollte auch bei einer Zuluftkühlung mit Kühltemperaturen unterhalb der Erdreichtemperatur sowie bei einer geplanten Serverkühlung auf eine zusätzliche Kältemaschine oder eine reversible Wärmepumpe zurückgegriffen werden. Bei der Verwendung einer reversiblen Wärmepumpe wird der Kreislauf für den Kühlbetrieb umgekehrt, sodass das Kältemittel in eine andere Richtung fließt. Dazu ist neben einem weiteren Expansionsventil auch ein 4-Wege-Ventil erforderlich. Die Wärmeübertrager tauschen in der Folge ihre Funktionen, sodass die überschüssige Wärme aus den Räumen am ursprünglichen Verflüssiger, dem Verdampfer, übertragen wird. Die Verflüssigung des Kältemittels erfolgt unter Abgabe von Wärme an den Sondenkreislauf, welcher die

überschüssige Wärme in der Folge an das Erdreich überträgt. "Abhängig davon, ob die kondensatorseitig abgegebene Wärme zu Heizzwecken oder der verdampferseitige Wärmeentzug zu Kühlzwecken genutzt wird, spricht man von einer Wärmepumpe oder einer Kältemaschine" (Bockelmann et al. 2011, S. 21). Durch den Eintrag überschüssiger Wärme wird der Bereich um die Erdwärmesonde oder den Erdwärmekollektor zusätzlich erwärmt, wodurch die Regeneration maßgeblich verstärkt wird. Neben der überschüssigen Raumwärme im Sommer kann außerdem nicht nutzbare Solarenergie in den Erdboden eingeleitet werden. Dadurch könnte zusätzlich zur bereits natürlich eingetragenen, solaren Strahlung weitere Energie in den Erdboden gelangen, um den thermischen Speicher für die nächste Entzugsperiode aufzufüllen. Welche technische Methode für ein Projekt umsetzbar ist, muss anhand der Gebäudegröße, Nutzung und dem geplanten Einsatz von Photovoltaik bzw. Solarthermie bewertet werden.

Die umfangreichen Möglichkeiten zur Gebäudekühlung mithilfe von Erdwärmesonden zeigen, dass kombinierte Systeme neue Potenziale bieten, um das Erdreich nicht nur als Wärmequelle, sondern auch als Wärmespeicher zu nutzen. Wenn man kombinierte Systeme integrieren möchte, erfolgt eine Bemessung in der Regel anhand der Kälteleistung, da in diesem Bereich mit einem niedrigeren Temperaturunterschied gearbeitet wird (vgl. Bockelmann et al. 2011; Bußmann 2012).

Entsprechend der Kälte- und Wärmeleistung muss in der Folge geprüft werden, ob eine Regeneration des Erdreichs gegeben ist bzw. bis auf welche Temperatur sich das Erdreich langfristig aufgrund des Entzugs abkühlt bzw. aufgrund der Zufuhr erwärmt. Nach dem periodischen Entzug oder der periodischen Zufuhr von thermischer Energie, sollte eine Periode der Regeneration folgen, um eine dauerhafte Abkühlung oder Erwärmung des Erdreiches zu vermeiden. Das Erdreich kann mittels mehrerer Möglichkeiten regenerieren, sodass der Anfangszustand vor der Heiz- bzw. Kühlperiode wiederhergestellt wird. Das ausgebildete Temperaturfeld wird in erster Linie durch konduktive Wärmetransportvorgänge wieder erwärmt bzw. abgekühlt. Schließlich wird Wärme laut dem thermodynamischen Grundsatz immer zum kälteren Bereich geleitet, was sowohl für den Wärmeentzug als auch die Regeneration relevant ist. Der Wärmeeintrag in den kälteren Erdbereich erfolgt stetig durch den Wärmestrom aus dem Erdinneren, der durch die

Wärmestromdichte abgebildet wird. Dieser hat zwar erst ab einer Tiefe von 100 Metern einen deutlichen Einfluss auf die dauerhafte Erdreichtemperatur, ist aber ebenso für die Regeneration zu berücksichtigen wie die durch solare Strahlung im Erdboden entstehende Wärme, deren Einfluss bis 30 Meter unter die Erdoberfläche reicht (Abbildung 2.23).

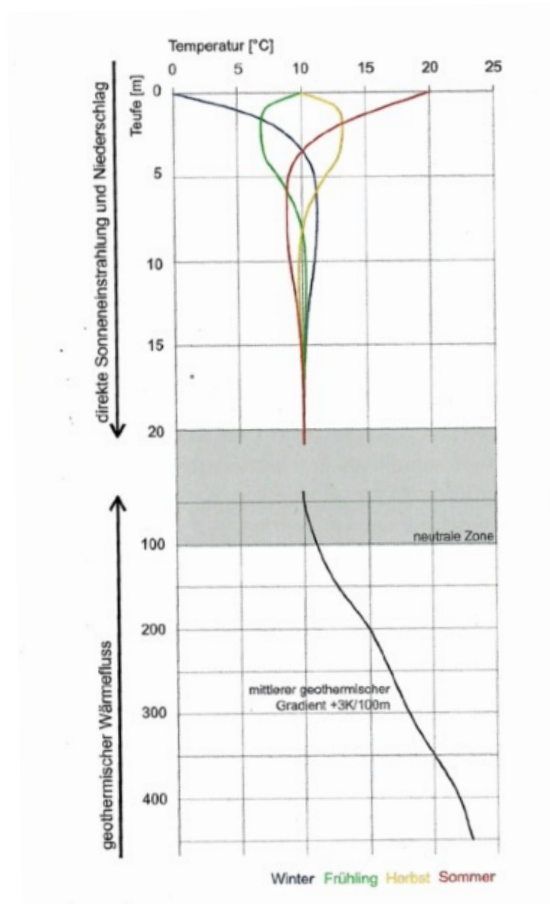


Abbildung 2.23 - Temperaturverteilung im Erdreich und dessen Einflüsse
Quelle: (Bockelmann et al. 2011, S. 34)

Ziel ist es, ein Gleichgewicht zwischen dem Wärmeentzug und der eingetragenen Wärme herzustellen. Denn eine vollständige Regeneration tritt erst ein, "wenn die über die Zylinderoberseite zugeführte absorbierte Solarenergie (anteilig etwa 85 %) und der über die Zylinderunterseite zugeführte geothermische Wärmestrom (nur etwa 15 %) ausreichen, um im Jahresmittel die entzogene Wärmeenergie auszugleichen" (Wesselak et al., 2013, S. 143). Ergänzt wird diese Bilanz durch die im Sommer eingetragene Wärme, sodass folgende Bilanz erfüllt sein muss, um gegenüber dem Erdreich eine abstrahierte Neutralität aufzuweisen (Formel 2.24).

$$Q_E = Q_{zu} + Q_S + Q_G$$

Formel 2.24 (Quelle: Anne Jüttner)

Im oberen Bereich wird die Erdoberflächentemperatur stark durch solare Energie beeinflusst, weshalb man von saisonalen Temperaturveränderungen spricht. Der Erdboden fungiert dabei je nach Beschaffenheit unterschiedlich stark als Speicher, was bei den Berechnungen der Erdoberflächentemperatur berücksichtigt werden muss. Der Temperaturunterschied lässt sich durch die periodische Eindringtiefe beschreiben, wenn vom Erdboden die spezifische Wärmeleitfähigkeit, die Dichte sowie die spezifische Wärmespeicherkapazität bekannt sind (Formel 2.25).

$$\delta = \sqrt{\frac{t_{0,P} \cdot a}{\pi}} = \sqrt{\frac{3,15 \cdot 10^7 \text{ s} \cdot \lambda}{\pi \cdot \rho \cdot c}}$$

Formel 2.25 (Quelle: (Wesselak et al. 2013, S. 150))

Mithilfe der Eindringtiefe kann in der Folge der saisonale Verlauf der Temperatur berechnet werden (Formel 2.26). Er ist demnach für jeden Erdboden spezifisch und kann nur durch Bodenproben exakt ermittelt werden. Allerdings sind in (VDI 4640-2 2019) Kennwerte für verschiedene Bodenzusammensetzungen angegeben, sodass man anhand der Bodenart den solaren Einfluss auf den oberen Bereich des Erdreiches bestimmen kann.

$$T(z, t) = T_{LT} - \Delta T_{00} \cdot \exp\left(-\frac{z}{\delta}\right) \cdot \cos\left\{\frac{2\pi}{365} \cdot (t_a - \Delta t_0) - \frac{z}{\delta}\right\}$$

Formel 2.26 (Quelle: (Wesselak et al. 2013, S. 151))

Dieser saisonale Verlauf der oberflächennahen Temperatur bleibt bei vereinfachten Berechnungen zu Erdwärmesonden häufig unberücksichtigt, obwohl dieser durchaus das Temperaturprofil des Erdreiches verändern kann.

Bei Erdwärmekollektoren wird dieser Effekt hingegen stets berücksichtigt, da diese durch ihre oberflächennahe Lage maßgeblich von der solaren Energie beeinflusst werden.

Demnach ist die zuvor beschriebene Berechnung eine Möglichkeit, einen Einflussfaktor auf die Entzugsleistung von Erdwärmekollektoren zu bestimmen. Der zweite Faktor ist analog zur Erdwärmesonde der radiale Wärmeentzug. Ausgehend von den Rohren bilden sich Isotherme. Unterhalb der natürlichen Frosttiefe des Erdbodens kann es aufgrund des

Entzuges zu einer weiteren Eisbildung kommen. Wenn die Erdreichtemperatur um die Rohre auf 0 °C absinkt, bilden sich sogenannte Eispanzer um die Rohre, die teilweise die Leistungsfähigkeit der Kollektoren erhöhen. Denn die Temperatur bleibt an der Phasengrenze des Eises immer gleich, sodass ein weiteres Abkühlen des Erdreiches nicht möglich ist. Auf diese Weise können Erdwärmekollektoren wesentlich höhere Entzugsleistungen erreichen. Bei der Berechnung des Temperaturfeldes sollte demnach neben dem Einfluss der Sonnenenergie auch die Abkühlung des Erdreiches durch den Wärmeentzug einbezogen werden. Ein Zusammenwachsen der Eispanzer untereinander und mit dem natürlichen Bodenfrost muss zwingend vermieden werden, weshalb die in der VDI 4640-2 empfohlenen Mindestabstände unbedingt eingehalten werden sollten (vgl. Wesselak et al. 2013).

Hydrologische Einflüsse

Neben der Wärmeleitung durch einen Temperaturunterschied kann ein Wärmetransport auch durch Konvektion erfolgen. Dabei wird Enthalpie sowie kinetische Energie in einem strömenden Medium transportiert. Betrachtet man nun das Erdreich, weist dieses sowohl aufgrund von Niederschlägen und Sickerwasser als auch aufgrund von Grundwasser diverse Möglichkeiten zur Konvektion auf. Der Wärmetransport im Erdreich ist dabei nicht nur vom Wasser selbst, sondern auch von dessen Strömungsgeschwindigkeit abhängig. Demnach sollte neben der Wärmeleitung auch die Konvektion als Effekt des Wärmetransportes um Erdwärmesonden und -kollektoren berücksichtigt werden. Bei einer einseitigen Entnahme sind das Vorhandensein von Grundwasser sowie hohe Fließgeschwindigkeiten sogar von Vorteil, da auf diese Weise die Regeneration beschleunigt wird. Wie groß die zugeführte Wärmeleistung ist, kann vergleichbar mit der Wärmeleitung in unterschiedlichen Detaillierungsgraden ermittelt werden. Für eine näherungsweise Lösung kann Formel 2.27 verwendet werden.

$$\dot{Q} = \rho c_p [A \cdot (m_f \cdot k_f)] (T_\infty - T_m)$$

Formel 2.27 (Quelle: (Loose 2013, S. 45))

Wie die Formel verdeutlicht, muss für eine Berechnung der Konvektion die Lage und Fließgeschwindigkeit des Grundwassers vorliegen. Diese lassen sich zwar mithilfe von Berechnungen anhand des hydrogeologischen Dreiecks oder durch hydrogeologische Atlanten ermitteln, doch allein der Schwankungsbereich des Grundwasserspiegels lässt keine detaillierte Vorhersage zu. "Wenn Erdwärmesonden von Grundwasser umströmt werden, verbessert dies ihre Leistungsbilanz beträchtlich. Allerdings lässt sich die Grundwasserströmung lokal, also etwa in den Abmessungen eines Baugrundstücks, nur in groben Zügen voraussagen" (ebd., S. 131). Aus diesem Grund wird die Konvektion bei vereinfachten Berechnungsverfahren häufig vernachlässigt, obwohl die Ergebnisse dadurch um 10 bis 20 % verzerrt werden können (vgl. Bockelmann et al. 2011). Wenn man das Erdreich als Speicher nutzen möchte und im Sommer Wärme einträgt, kann das Umströmen von Grundwasser diesen Effekt sogar verringern, da die eingetragene Wärme durch Konvektion schneller abgeführt wird. Insbesondere die Konvektion basiert auf weiteren physikalischen Einflussgrößen, die die Leitung des Wassers beeinflussen. Aus diesem Grund werden vorwiegend im oberflächennahen Bereich Bodenkennwerte wie Wassergehalt, Dichte sowie Porengehalt herangezogen, um die effektive Wärmeleitfähigkeit dementsprechend anzupassen, wenn kein Messwert vorliegt und keine Simulation der konvektiven Vorgänge erfolgt. Denn aufgrund der hohen Wärmeleitfähigkeit von Wasser kann der Wassergehalt maßgeblich die Wärmeleitfähigkeit der gesamten Schicht des Erdreiches bestimmen. Außerdem können Effekte wie das Quell- und Schrumpfverhalten, der Frost-Tau-Wechsel sowie das Spannungs- und Verformungsverhalten einen Einfluss auf die Berechnungen haben. Da deren Einwirkung allerdings begrenzt ist, werden diese Parameter meist vernachlässigt (vgl. ebd.; Loose 2013).

Sondenkonstruktion

Unabhängig davon, ob dem Erdreich Wärme zugeführt oder entzogen wird, kann eine veränderte Sondenkonstruktion eine Abweichung von bis zu 10 % von einer errechneten Leistung bewirken. Dies ist maßgeblich auf den thermischen Bohrlochwiderstand zurückzuführen, dessen Berechnung sich teilweise mit der Art der Sonde ändert (vgl. Bockelmann et al. 2011; Wesselak et al. 2013). Aus diesem Grund soll nachfolgend ausschließlich die Berechnung des thermischen Bohrlochwiderstandes für Doppel-U-

Rohrsonden in ihren Grundzügen beschrieben werden, sodass diese allgemeinen Aussagen auch auf andere Bauformen übertragen werden können. Die Formel 2.28 zeigt, aus welchen Widerständen sich der thermische Bohrlochwiderstand zusammensetzt.

$$R_B = \frac{R_i + R_R}{2} + R_F + R_{WW} + R_a$$

Formel 2.28 (Quelle: (Loose 2013, S. 83))

Der Widerstand des Füllmaterials sowie der Widerstand, der die Wechselwirkung zwischen den Rohren beschreibt, unterscheiden sich dabei entsprechend der Sondengeometrie und können bei (Loose 2013) nachvollzogen werden.

Rahmenbedingungen

Für eine Auslegung von Erdwärmesonden oder Erdwärmekollektoren müssen neben den thermischen und hydrologischen Einflüssen allerdings auch Faktoren berücksichtigt werden, die den Einsatz oder die Positionierung der Erdwärmeübertrager begrenzen.

Wie bereits angeführt wurde, wird die Länge von Erdwärmesonden in der Praxis meist auf 100 Meter begrenzt, da ab einer solchen Sondenlänge eine bergrechtliche Genehmigung erforderlich ist. Dieser Aufwand wird üblicherweise für die Energieversorgung eines einzelnen Gebäudes vermieden. Eine weitere Einschränkung liegt in den erforderlichen Abständen zu Gebäuden oder Grundstücksgrenzen. Denn geothermische Anlagen sollten nach VDI 4640-2 einen Mindestabstand von 10 Metern zu anderen geothermischen Anlagen aufweisen. Daraus ergibt sich allerdings nicht zwangsweise ein vorgeschriebener Abstand von 5 Metern zur Grundstücksgrenze. Für weitere Berechnungen soll dieser allerdings als gegeben angesehen werden. Erdwärmekollektoren müssen hingegen mit einem Abstand von 1 Meter zur Grundstücksgrenze, zu Gebäuden sowie Fundamenten hergestellt werden. Außerdem kann im Bereich eines Trinkwasserschutzgebietes sowie einem Gebiet zur Trinkwassergewinnung die Energiegewinnung durch Geothermie ausgeschlossen werden (vgl. VDI 4640-1 2021; VDI 4640-2 2019).

Bemessung einer Erdwärmesonde

Die Bemessung einer Erdwärmesonde kann unterschiedlich detailliert erfolgen und dementsprechend verschieden aussagekräftig sein. In der (VDI 4640-2 2019) werden unterschiedliche Bemessungsverfahren vorgestellt und deren Randbedingungen und Anwendungsgebiete festgelegt.

Das vereinfachte Berechnungsverfahren nach (VDI 4640-2 2019) basiert auf Tabellenwerten, für deren Ermittlung eine Berechnung anhand eines analytischen Berechnungsverfahrens mit standardisierten Randbedingungen durchgeführt wurde. Demnach erfolgte bei dem Lastprofil sowie bei der Bauform und Bauweise der Sonde eine Standardisierung. Aus diesem Grund darf das Verfahren nur bis zu einer Heizleistung von 30 kW verwendet werden. Eine weitere Einschränkung besteht bei einem kombinierten Heiz- und Kühlbetrieb der Sonden. Das Verfahren darf nur dann angewendet werden, wenn die Kühlleistung maximal 75% der Heizleistung umfasst und die Jahresvolllaststunden 300 nicht überschreiten. Die Tabellenwerte der spezifischen Entzugsleistung werden für bestimmte Wärmeleitfähigkeiten sowie Jahresvolllaststunden angegeben, sodass bei Zwischenwerten interpoliert werden muss. Zusätzlich sollten die Sonden annähernd gleich lang sein sowie einen Abstand von 6 Metern aufweisen. Die für die Ermittlung der Tabellenwerte festgelegten Randbedingungen sind Tabelle 2.5 zu entnehmen.

Doppel-U-Sonde 32 x 3,0

Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials: $\lambda = 0,8 \text{ W/(mK)}$

Bohrlochdurchmesser: $d_b = 150 \text{ mm}$

effektiver thermischer Bohrlochwiderstand $R_b = 0,12 \text{ mK/W}$

mittlere ungestörte Untergrundtemperatur $T_{u,\infty} = 11^\circ\text{C}$

Turbulente Strömung in Rohren

Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauftemperatur = 3K

Tabelle 2.5 - Randbedingungen der Berechnung der Tabellenwerte in der VDI 4640-2
Quelle: (vgl. ebd.)

Um die spezifische Entzugsleistung aus den Tabellen der (VDI 4640-2 2019) ablesen zu können, müssen die mittlere Wärmeleitfähigkeit sowie die Jahresvolllaststunden bekannt sein. Für die Jahresvolllaststunden wird in Standardfällen bei ausschließlichem Heizbetrieb 1.800 Stunden und bei Heizbetrieb mit Trinkwassererwärmung 2.400 Stunden angesetzt. Die mittlere Wärmeleitfähigkeit über die Sondenlänge kann mit dem bereits beschriebenen TRT gemessen oder anhand der Formel 2.23 schätzungsweise berechnet werden.

Für die Auslegung eines Erdwärmesonden-Systems kann anhand der spezifischen Entzugsleistung im Standardfall die Sondenlänge ermittelt werden (Formel 2.29).

$$l_{EWS} = \frac{\dot{Q}_{VL}}{n_{EWS} \cdot \dot{q}_{EWS}}$$

Formel 2.29 (Quelle: (ebd., S. 35))

Dabei wird die Wärmepumpenverdampferleistung mithilfe der erforderlichen Heizleistung sowie der Leistungszahl der Wärmepumpe ermittelt (Formel 2.30). Die erforderliche Heizleistung kann, wie in Kapitel 2.1 beschrieben, nach DIN EN 12831 beispielsweise mithilfe des Monatsbilanzverfahrens ermittelt werden.

$$\dot{Q}_{VL} = \dot{Q}_{WP} \cdot \left(1 - \frac{1}{COP}\right)$$

Formel 2.30 (Quelle: (ebd.))

Handelt es sich bei der zu bemessenden Erdwärmesonden-Anlage nicht um einen Standardauslegungsfall, müssen nach (VDI 4640-2 2019) detaillierte Bemessungsverfahren herangezogen werden. Denn „derartige Berechnungen sind immer erforderlich bei einer größeren Anzahl von benachbarten Einzelanlagen, bei Anlagen mit mehr als 2400 projektierten Jahresvolllaststunden, bei Anlagen mit zusätzlichen Wärmequellen/-senken (z.B. Kühlung; Ausnahme siehe Abschnitt 7.1.2) und bei Anlagen mit einer Wärmepumpen-Gesamtheizleistung ≥ 30 kW.“ (VDI 4640-2, 2019, S. 31)

Für eine detaillierte Bemessung kommen verschiedene Verfahren zum Einsatz, die auf unterschiedlichen Ansätzen basieren. Im Folgenden sollen zwei Methoden gegenübergestellt werden, die jeweils auf einem Berechnungsansatz beruhen, der in der Praxis meist mithilfe von Planungssoftware umgesetzt wird. Insgesamt ist erforderlich, dass die „Rechen- oder Simulationsverfahren für Erdwärmesondenanlagen [...] den zeitlichen Verlauf der thermischen Belastung der Erdwärmesonde(n) und die daraus resultierenden Temperaturen des Wärmeträgerfluids in der Sondenanlage sowie im Bohrloch hinreichend genau abbilden, sodass die Einhaltung vorgegebener Temperaturgrenzen überprüft werden kann.“ (VDI 4640-2, 2019, S. 31)

Die nach (VDI 4640-2 2019) vorgegebenen Temperaturgrenzen liegen für die Eintrittstemperatur in die Sonde im Heizbetrieb bei 0 °C im Monatsmittel und bei -5 °C bei Spitzenlast. Im Kühlbetrieb darf die Temperaturdifferenz zwischen der Eintrittstemperatur in die Sonde und der ungestörten Untergrundtemperatur maximal 15 K betragen. Diese Temperaturgrenzen sind nach erfolgter Berechnung auf Einhaltung zu prüfen.

Die Verfahren zur detaillierten Bemessung von Erdwärmesonden können in analytische und numerische Berechnungsverfahren unterschieden werden. Bei analytischen Berechnungsverfahren wird meist mit analytischen Näherungsfunktionen gearbeitet, die auf der Basis standardisierter, numerischer Simulationen entwickelt wurden. Dazu wurden vereinfachte Annahmen getroffen, weshalb nicht alle Erdwärmesonden-Anlagen auf diese Weise berechnet werden können. Insbesondere komplexere Anlagen, die aufgrund der Beeinflussung durch Grundwasser neben der thermischen auch eine hydraulische Berechnung erforderlich machen, können nicht durch ein analytisches Verfahren abgebildet werden. Die von Eskilsson entwickelten g-Funktionen stellen Näherungen auf Basis der Linienquellentheorie dar und sind für verschiedenste Sondenanordnungen und -längen verfügbar. Die g-Funktion ersetzt dabei als dimensionslose Temperatursprungantwort die Integral exponentialfunktion der Formel 2.20 zu folgender Gleichung:

$$\Delta T = \frac{\dot{Q}_H}{2\pi\lambda} g \left(\frac{9at}{H_S^2}, \frac{H_S}{D}, \frac{b}{H_S} \right)$$

Formel 2.31 (Quelle: (Loose 2013, S. 29))

Auf diese Weise werden die numerisch berechneten Temperaturverlaufsfunktionen mit g-Funktionen abgebildet (Abbildung 2.24).

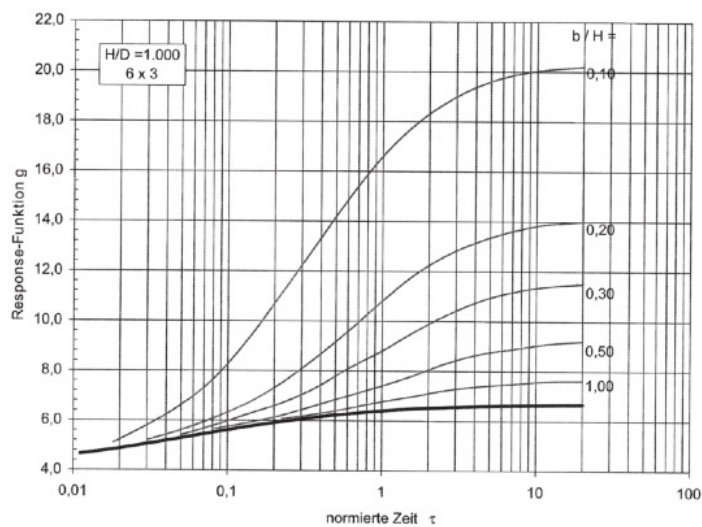


Abbildung 2.24 - Diagramm einer g-Funktion

Quelle: (ebd., S. 32)

Zunächst wird für die Verwendung der Funktion das Verhältnis aus Durchmesser und Teufe festgelegt. Im Anschluss errechnet man die Zeitkonstante (Formel 2.32) mithilfe der Temperaturleitzahl a .

$$t_0 = \frac{H_S^2}{9 \cdot (\lambda / \rho c_p)}$$

Formel 2.32 (Quelle: (ebd., S. 30))

Der aus dem Diagramm entnommene Wert für g kann dann in Formel 2.31 eingesetzt werden. Die g -Funktion kann auf diese Weise jedoch nur die Wärmeleitung im Gestein abbilden und demzufolge ausschließlich die Temperatur am Bohrlochrand wiedergeben. Der thermische Bohrlochwiderstand muss separat eingerechnet werden, wenn Fluidtemperaturen ermittelt werden sollen (vgl. Loose 2013).

In den meistverwendeten Auslegungsprogrammen EED (Earth Energy Designer) und EWS (Erdwärmesonden) sind diese g-Funktionen hinterlegt, sodass die Programme anhand dieser Funktionen die Temperaturen am Bohrlochrand sowie die Fluidtemperaturen mithilfe eines vom Nutzer definierten Bohrlochwiderstandes berechnen. Dabei wird durch einen iterativen Prozess die g-Funktion ausgewählt, die eine optimale Auslegung bedeutet. Auf diese Weise kann nach Eingabe der minimalen und maximalen Fluidtemperatur die optimale Sondenanzahl und -länge errechnet werden. Trifft man hingegen Annahmen zum Sondenfeld, wie es beispielsweise für die Berechnung der Tabellenwerte der (VDI 4640-2 2019) erfolgte, wird mithilfe einer passenden g-Funktion die Temperaturänderung am Bohrlochrand ermittelt (vgl. Orlikowski 2012).

Das beschriebene analytische Verfahren kann allerdings keine Kurzzeiteffekte abbilden, sodass für eine exakte Beschreibung eines Temperaturfeldes stets ein numerischer Ansatz angewendet werden muss. Denn „die zeitliche Entwicklung der Temperaturen des Untergrunds sowie des Wärmeträgerfluids in den Erdwärmesonden hängen nicht nur von der Höhe, sondern ebenso vom zeitlichen Verlauf der Leistungen sowie der entnommenen oder eingeleiteten Energie ab.“ (VDI 4640-2, 2019, S. 29)

Bei numerischen Berechnungsverfahren wird der Simulationsbereich zunächst in viele einzelne Elemente unterteilt bzw. diskretisiert. Zwischen den einzelnen Elementen werden dann die Wärmeströme als quasistationär angenommen und für jedes finite Element entsprechend der Abbildung 2.21 eine Bilanz zu Energie- und Stoffmengen erstellt, sodass eine Aussage darüber möglich ist, wie sich die Ströme verändern und gerichtet sind. Anhand der Diskretisierung können die numerischen Berechnungsverfahren in das Widerstandsverfahren, die Finite-Elemente-Methode (FEM) oder das Finite-Differenzen-Verfahren unterschieden werden. Bei der Finite-Elemente-Methode (FEM) wird das Gebiet durch eine Diskretisierung in finite Elemente, also kleinstmögliche, nicht vernachlässigbare Volumina, unterteilt. Diese Dreiecke oder Prismen bilden ein Netz, das den Simulationsbereich unter den numerischen Verfahren am detailliertesten beschreibt. Auf diese Weise kann der Wärmetransport in einigen Simulationsprogrammen vollumfänglich abgebildet werden, sodass auch Effekte der Grundwasserströmung Berücksichtigung finden. Außerdem können mithilfe dieses Verfahrens kurzzeitige instationäre Effekte bestmöglich

simuliert werden. Das Finite-Differenzen-Verfahren vereinfacht die unterschiedlichen Geometrien zu einheitlichen Volumina, meist Quadern, sodass der Simulationsbereich so wenig unterschiedliche Elemente wie möglich enthält. Die verringerte Anzahl unterschiedlicher Elemente bewirkt bei einer sinkenden Genauigkeit allerdings auch eine niedrigere Rechenzeit. Außerdem werden im Gegensatz zur FEM keine Gleichungen genutzt, die den stationären Zustand abbilden, sondern die Differenzialgleichung der Linienquellentheorie wird mithilfe der Diskretisierung der Orts- und Zeitkoordinate vereinfacht. Das entstehende lineare Gleichungssystem muss für jeden Zeitschritt gerechnet werden und basiert immer auf dem vorangegangenen Ergebnis. Beim Widerstandsverfahren wird das zu betrachtende Gebiet in ein Netz aus angepassten Geometrien finiter Elemente eingeteilt, sodass beispielsweise ein radialsymmetrischer Wärmeentzug anhand kreisförmiger Elemente wiedergegeben wird. Insgesamt beruht das Verfahren auf der Ausnutzung von Symmetrien im zu betrachtenden Gebiet, um die Anzahl gleicher Elemente zu erhöhen. Im Detaillierungsgrad nimmt es die Position zwischen der sehr genauen FEM und dem vereinfachenden Finite-Differenzen-Verfahren ein (vgl. Bockelmann et al. 2011; Loose 2013; Ramming 2007).

Die drei vorgestellten numerischen Lösungsverfahren unterscheiden sich im praktischen Bezug hauptsächlich hinsichtlich ihrer Genauigkeit sowie ihres Rechenaufwandes, sodass die Wahl immer entsprechend diesen Kriterien getroffen werden muss. Die FEM wird von Programmen wie TRNSYS, ANSYS oder FEFLOW genutzt, da selbst bei Kurzzeiteffekten kaum Ungenauigkeiten entstehen können. Bei FEFLOW kann zusätzlich die Grundwasserströmung abgebildet werden, weshalb diese nicht nur durch veränderte Stoffwerte einbezogen werden muss (vgl. Loose 2013; Orlikowski 2012). Im Allgemeinen kann bei den numerischen Simulationen sowohl standortbezogen als auch bauteilbezogen gearbeitet werden, sodass dieser Berechnungsansatz die meisten Effekte abbildet (Tabelle 2.6). Allerdings ist die Simulation hauptsächlich für eine Variantenanalyse oder die Optimierung von Sondenfeldern geeignet, da bereits sehr viele Eingangsparameter für eine detaillierte Simulation vorhanden sein müssen.

berücksichtigte Effekte und Parameter	Berechnung nach VDI 4640-2	analytische Berechnung	numerische Berechnung
konduktiver Wärmetransport	ja	ja	ja
konvektiver Wärmetransport	nein	nein	ja, ausgewählte
Lastprofile	standardisiert	ja	ja
Anzahl der Sonden	bis zu 5	variabel, aber begrenzt	frei
Bauform der Sonden	standardisiert	variabel, aber begrenzt	frei
Längen der Sonden	50 - 200 m	frei	frei
Jahresvolllaststunden	bis 2.400	frei	frei
Heizleistung	bis 30 kW	frei	frei
benachbarte Sondenfelder	nein	nein	ja
Wärmeeintrag durch Solarstrahlung	nein	nein	ja
Regeneration durch Kühllast	nein	ja	ja

Tabelle 2.6 - Vergleich der Bemessungsverfahren für eine Erdwärmesonde
Quelle: Anne Jüttner, basierend auf (Loose 2013; Orlikowski 2012; VDI 4640-2 2019)

Wie anhand der beschriebenen Genauigkeit sowie abbildbaren Effekte deutlich wird, können die Ergebnisse aufgrund unterschiedlicher Berechnungsverfahren bis zu 25 % voneinander abweichen, weshalb stets eine sorgfältige Wahl des Verfahrens entsprechend der Anforderungen getroffen werden muss (vgl. Bockelmann et al. 2011).

Bemessung eines Erdwärmekollektors

Die Bemessung eines Erdwärmekollektors kann in unterschiedlicher Detaillierung durchgeführt werden. Die (VDI 4640-2 2019) beschreibt ausschließlich ein vereinfachtes Verfahren, das auf den Untersuchungen von (Ramming 2007) beruht. Bei dem vereinfachten Bemessungsverfahren nach (VDI 4640-2 2019) werden Tabellenwerte zur Bemessung herangezogen, die durch analytische Berechnungen ermittelt wurden. Die Tabellenwerte sind für jede Bodenart und Klimazone Deutschlands angegeben, sodass eine standortbezogene Dimensionierung möglich ist.

Die Klimazonen werden dabei nach (DIN 4710 2013) eingeteilt und mit einem Referenzstandort versehen (Abbildung 2.25). Dieser Referenzstandort lieferte für die analytische Berechnung die Eingangsdaten.



Abbildung 2.25 - Klimazonen Deutschlands nach DIN 4710
Quelle: (DIN 4710 2003, S. 8)

Bei den Bodenarten wurden in der Richtlinie vier Referenzböden verwendet, die eine Einschränkung zu den 12 von dem United States Department of Agriculture (USDA) definierten Bodenarten darstellen. In Tabelle 2.7 sind die verwendeten Bodenarten im Vergleich aufgeführt.

Bodenarten nach USDA Soil Texture	Referenzbodenarten nach VDI 4640-2
Sand	Sand
lehmiger Sand	
sandiger Lehm	
Lehm	Lehm
toniger Lehm	
Schluff	Schluff
schluffiger Lehm	
sandiger, toniger Lehm	
schluffiger, toniger Lehm	
sandiger Ton	sandiger Ton
schluffiger Ton	
Ton	

Tabelle 2.7 - Bodenarten nach USDA Soil Texture sowie VDI 4640-2
Quelle: (vgl. Groenendyk et al. 2015; VDI 4640-2 2019)

Nachdem die Klimazone und die Bodenart für den Standort ermittelt wurden, können die flächenspezifische Entzugsleistung sowie die flächenspezifische Jahresentzugsenergie aus der Tabelle abgelesen werden. Zusätzlich sind die für diese Klimazone erforderlichen Volllaststunden sowie der empfohlene Rohrabstand angegeben. Mithilfe der flächenspezifischen Entzugsleistung und Entzugsenergie kann in der Folge die aktivierte Kollektorfläche errechnet werden (Formel 2.33). Die Jahresentzugsenergie wird dabei als zweite Kenngröße angegeben, um eine vollständige Regeneration des Erdbodens nach der Entzugsperiode sicherzustellen.

$$A_E = \max \left\{ \begin{array}{l} \dot{Q}_{VL} / \dot{q}_{E,f} \\ Q_h \cdot [(SCOP - 1/SCOP) / q_{E,k}] \end{array} \right.$$

Formel 2.33 (Quelle: (vgl. ebd., S. 99))

Die Heizleistung der Wärmepumpe lässt sich dazu vereinfacht über den jährlichen Heizwärmebedarf und die Volllaststunden errechnen, während sich die Verdampferleistung aus der Heizleistung der Wärmepumpe sowie der Leistungszahl im Nennbetriebspunkt der Wärmepumpe (COP) ergibt (Formel 2.30). Nachdem die aktivierte Kollektorfläche berechnet wurde, kann laut VDI die zu verlegende Rohrlänge mithilfe einer Division der Kollektorfläche durch den empfohlenen Rohrabstand ermittelt werden. Wie Abbildung 2.26 zeigt, stellt diese Rechenweise allerdings eine leichte Vereinfachung der realen Verlegemuster dar und sollte nicht als sich tatsächlich einstellende Rohrlänge betrachtet werden.

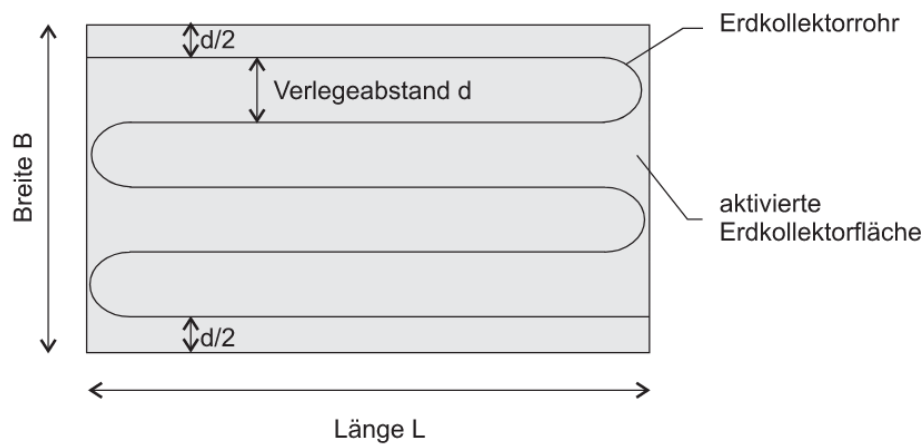


Abbildung 2.26 - Schematische Darstellung einer Erdwärmekollektorfläche
Quelle: (vgl. VDI 4640-2 2019)

Wie die VDI 4640-2 wiedergibt, sollen die errechneten Werte als Orientierung für die Bemessung dienen. Eine konkrete Bemessung kann analog zu den Erdwärmesonden am besten mit analytischen oder numerischen Berechnungen erfolgen. Da in der Literatur diverse analytische Berechnungsverfahren existieren und im Gegensatz zur Erdwärmesonde kaum Simulationsprogramme auf deren Basis entwickelt wurden, soll im Folgenden beispielhaft die analytische Berechnung von (Ramming 2007) zusammenfassend dargestellt werden, auch weil diese die Grundlage für die Tabellenwerte der (VDI 4640-2 2019) bildet.

Das analytische Berechnungsverfahren beruht in erster Linie auf der Vereinfachung numerischer Berechnungen. Ziel des Verfahrens ist die Berechnung der Soletemperatur im Jahresverlauf. Die Umgebungstemperatur wird dazu zu einer sinusförmigen Temperaturschwingung vereinfacht, anhand dessen der proportional verlaufende Heizbedarf ermittelt wird. Diese starke Vereinfachung ist auf fehlende konkrete Gebäudedaten zurückzuführen und wird in der Veröffentlichung kritisch beleuchtet, da insbesondere im Herbst starke Abweichung zur tatsächlichen Umgebungstemperatur und zum Heizbedarf auftreten können. Anhand der Umgebungstemperatur wird in der Folge die ungestörte Erdreichtemperatur errechnet. Diese bildet den Ausgangspunkt für die Ermittlung der Temperaturdifferenz zur Soletemperatur. Auf diesen Wärmeübergang wirkt neben den Wärmeleitvorgängen von der Erdoberfläche und aus tieferen Erdschichten auch die kurzzeitige Abkühlung durch Taktung der Wärmepumpe ein. Diese Einflussfaktoren werden im analytischen Berechnungsmodell gesondert ermittelt und in der Folge überlagert. Die Wärmeleitvorgänge werden als quasistationär angenommen und mithilfe eines Formfaktors abgebildet, während die kurzzeitige Abkühlung als instationäre Wärmeleitung berechnet wird. Abschließend wird der Wärmedurchgangswiderstand des Rohres eingerechnet und der Einfluss der Strömung rechnerisch abgebildet. Die genauen Berechnungsschritte sind (Ramming, 2007) zu entnehmen. Mithilfe dieses analytischen Berechnungsverfahrens können verschiedene Optimierungen hinsichtlich der Tiefe der Kollektorebene, des Rohrabstandes oder der aktivierten Fläche vorgenommen werden. Auch die energetische Optimierung kann anhand eines Kollektorgütegrades im Vergleich zur Wirtschaftlichkeit geprüft werden. Für eine konkrete Bemessung bedarf es aufgrund der getroffenen Vereinfachungen weiterhin einer numerischen Berechnung, da das analytische Verfahren lediglich Verbesserungsmöglichkeiten aufzeigen kann.

Die numerischen Berechnungen erfolgen bei Erdwärmekollektoren mit den gleichen Verfahren, die auch für die Bemessung von Sonden genutzt werden und im vorherigen Abschnitt bereits umfassend erläutert wurden. Die Finite-Elemente-Methode (FEM) wird für Erdwärmekollektoren durch die Simulationsprogramme ANSYS und FLUENT genutzt. Mithilfe der weiteren Verfahren wurde keine Planungssoftware entwickelt, die vielfach zur Bemessung genutzt wird, da diese Verfahren nur im Rahmen einzelner Veröffentlichungen angewendet wurden (vgl. ebd.). Die numerischen Berechnungen können in der Regel die

meisten Effekte und Einflussparameter berücksichtigen, auch wenn dies zwischen den Programmen stark schwankt (Tabelle 2.8). Teilweise werden zum Beispiel nur feuchteabhängige Kennwerte zur Beschreibung des Wärmetransportes verwendet, während in anderen Programmen eine gesonderte Simulation der Konvektion erfolgt. Auch die Einbeziehung der Sonneneinstrahlung erfolgt auf unterschiedliche Weise. In den meisten Simulationen werden lediglich die Außentemperatur und die tatsächliche Sonnenscheindauer als Parameter herangezogen, während die Verschattung der Erdoberfläche durch Gebäude oder Bäume kaum betrachtet wird.

berücksichtigte Effekte und Parameter	Berechnung nach VDI 4640-2	analytische Berechnung	numerische Berechnung
konduktiver Wärmetransport	ja	ja	ja
konvektiver Wärmetransport	nein	nein	ja, ausgewählte
Eisbildung um Kollektoren	nein	ja, vereinfacht	ja
Strömungsform der Sole	nein	ja	ja
Klimadaten	nach Klimazone	nach Klimazone	frei
Bodenkennwerte	nach Bodenart	nach Bodenart	frei
Lastprofile	nein	an Außentemp. angepasstes Profil	ja
Jahresvolllastsstunden	festgelegt, teilweise anpassbar	über maximale Einschaltzeit angenommen	frei
Tiefe der Kollektorebene	standardisiert	ja, variabel	frei
Rohrabstand	festgelegt	ja, variabel	frei
Rohrdurchmesser	standardisiert	ja, variabel	frei

Tabelle 2.8 - Vergleich der Bemessungsverfahren für einen Erdwärmekollektor
Quelle: Anne Jüttner, basierend auf (ebd.; VDI 4640-2 2019)

2.3.3 Erforderliche Kennwerte

Um in den folgenden Kapiteln eine Datengrundlage schaffen zu können, muss zunächst ermittelt werden, welche Kennwerte für die Bemessung eines Erdwärmeübertragers erforderlich sind. In Tabelle 2.9 sind die Kennwerte für die verschiedenen Verfahren zur Auslegung von Erdwärmesonden aufgeführt. Dabei wurden die Kennwerte in die Kategorien Klimadaten, Bodenkennwerte, Energiebedarf und Anlagenkennwerte unterteilt.

erforderliche Kennwerte	Berechnung nach VDI 4640-2	analytische Berechnung	numerische Berechnung
Klimadaten			
mittlere Temp. an Oberfläche	ja, 11 °C	ja	nein, Jahresverlauf der Temperaturen
Bodenkennwerte			
spezifische Entzugsleistung	ja	nein	nein
mittlere Wärmeleitfähigkeit	ja	ja	ja
spezifische Wärmespeicherkapazität	nein	ja	ja
geothermischer Wärmestrom	nein	ja	ja
Anlagenkennwerte			
Jahresvolllaststunden	ja	ja	ja, nach Bedarf
Betriebsdauer der Sonde	ja, 50 Jahre	ja, variabel	ja, variabel
thermischer Bohrlochwiderstand	nein	ja	ja
min. und max. Fluidtemp.	ja, für Auswahl Tabelle	ja	ja
Art des Wärmeträgerfluids mit typischen Kennwerten	nein	ja	ja
Infos zu Sonde(n) (Abstand, Verfüllmaterial)	nein	ja	ja
Energiebedarf			
Heiz- bzw. Kühllast	ja	als Lastprofil (Monatsbilanz)	als Lastprofil (Monatsbilanz)

Tabelle 2.9 - Erforderliche Kennwerte für die Bemessungsverfahren einer Erdwärmesonde
Quelle: Anne Jüttner, basierend auf (Orlikowski 2012; VDI 4640-2 2019)

Die erforderlichen Kennwerte für die Dimensionierung von Erdwärmekollektoren wurden ebenfalls kategorisiert und sind in Tabelle 2.10 dargestellt. Die Angabe "detailliert" in der Tabelle meint, dass zu den Kennwerten ein Jahresverlauf anhand weiterer bodenspezifischer Kennwerte ermittelt wird. Auf einen Vergleich zwischen Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren wird verzichtet, da beide Systeme unterschiedliche, natürliche Effekte nutzen und dementsprechend auf anderen Berechnungsverfahren und Kennwerten basieren.

erforderliche Kennwerte	Berechnung nach VDI 4640-2	analytische Berechnung	numerische Berechnung
Klimadaten			
Außenlufttemperaturen	nach Klimazone	Monatsmittelwerte, für Standort	ja, konkret für Standort
Niederschlagsmengen	nein	nein	ja, konkret für Standort
tatsächliche Sonnenscheindauer	nein	nein	ja, konkret für Standort
Bodenkennwerte			
Bodenart	ja	ja	ja
hydraulische Bodenparameter	nein	nein	nach Bodenart
Wassergehalt	nach Bodenart vordefiniert	nach Bodenart	ja, detailliert
spez. Wärmespeicherkapazität	nein	ja	ja, detailliert
Dichte	nein	ja	ja, detailliert
Wärmeleitfähigkeit	nach Bodenart vordefiniert	ja	ja, detailliert
Anlagenkennwerte			
Jahresvolllaststunden	ja	ja	ja
Arbeitszahl Wärmepumpe (COP)	ja, als SCOP (berechnet aus COP)	ja, für Auslegungspunkt	ja
Heizleistung im Nennbetriebspunkt	anhand Heizlast und Jahresvolllaststunden	ja, für Auslegungspunkt	ja
Verdampferleistung im Nennbetriebspunkt	anhand Heizleistung und COP	ja, für Auslegungspunkt	ja
Rohrabstand	ja, für Auswahl in Tabelle	ja	ja
Rohrabmessungen	nein	ja, ausgewählte	ja
Tiefe der Kollektorebene	nein	ja	ja
Energiebedarf: Heizlast	jährliche Summe	Annahme	als Lastprofil

Tabelle 2.10 - Erforderliche Kennwerte für die Bemessungsverfahren eines Erdwärmekollektors
Quelle: Anne Jüttner, basierend auf (Ramming 2007; VDI 4640-2 2019)

Wie mithilfe der Tabellen deutlich wird, ist für die vereinfachten Bemessungsverfahren eine geringere Menge an Kennwerten erforderlich. Allerdings ist bei Vereinfachungen stets zu beachten, dass "jede Anlage [...] individuell auf die gebäudetechnischen Anforderungen und die standortbezogene Geologie dimensioniert werden [muss]." (Bußmann 2012, S. 147)

Demnach muss insbesondere in der frühen Entwurfsphase die Methode ausgewählt werden, die anhand der vorhandenen Eingangsparameter die exaktesten Ergebnisse liefert.

Welche Kennwerte für die weiteren Berechnungen zur Verfügung stehen und woher diese bezogen werden, soll im folgenden Kapitel umfassend erläutert werden.

3 SIMULATIONSMODELL

Basierend auf den theoretischen Grundlagen der ausgewählten Formen der Energiegewinnung sollen im Folgenden zunächst die vorliegenden Daten aufbereitet und weitere für die Simulation erforderliche Daten ermittelt werden. Anhand dieser Daten soll eine Simulation im Gebäudemaßstab inklusive Variantenstudien durchgeführt werden.

3.1 DATENGRUNDLAGE

Für diese Arbeit werden einige Daten durch die Firma RECUN bereitgestellt. Die Datenbank der Firma basiert auf einem Geoinformationssystem (GIS), welches neben einer Datenanalyse in Tabellenform auch eine räumliche Analyse in 2D oder 3D ermöglicht. Die Daten wurden aus amtlichen und nicht amtlichen Quellen zusammengetragen und werden jährlich aktualisiert. Hauptsächlich enthält die Datenbank Informationen der geografischen sowie statistischen Landes- und Bundesämter.

3.1.1 Überblick Datenbank

Die Datenbank umfasst aktuell Merkmale von circa 20 Millionen Gebäuden, welche in Tabellenform oder als Karten bereitgestellt werden können. Die verfügbaren Merkmale in der Datenbank sind in Tabelle 3.1 mit der zugehörigen Einheit sowie einer kurzen Beschreibung dargestellt. Sind keine Beschreibungen in der Tabelle aufgeführt, liegen keine weiteren Informationen zu den Merkmalen vor. Sollten diese Merkmale in der Arbeit verwendet werden, sind Annahmen zu treffen, wie die Ermittlung der Merkmale erfolgt ist.

Merkmalsname	Einheit	Beschreibung
Gesamtvolumen	m ³	gesamtes Volumen eines zusammenhängenden Gebäudes (z.B. bei einem Gebäude mit mehreren Adressen)
Volumen einer Adresse	m ³	Volumenanteil der Adresse (wenn mehrere Adressen vorhanden, ansonsten gleich mit Gesamtvolumen)
Fundamentfläche	m ²	gesamte Fundamentfläche eines zusammenhängenden Gebäudes (z.B. bei einem Gebäude mit mehreren Adressen)
Fundamentflächenanteil einer Adresse	m ²	Fundamentflächenanteil der Adresse (wenn mehrere Adressen vorhanden, ansonsten gleich mit Fundamentfläche)
Wohnfläche einer WE	m ²	Fläche pro Wohneinheit (in Anlehnung an DIN 18599)
Anzahl Wohnungen		Anzahl der Wohnungen in einem Gebäude
Haustyp		Art des Hauses (EFH, MFH und Sonstiges)
Baujahr	a	in 10 Baujahraltersklassen
Strombedarf	kWh/a	
PV-Ertrag	kWh/a	PV-Ertrag aller Dachflächen, ohne Verschattung
PV-Ertrag beste Dachfl.	kWh/a	PV-Ertrag der "besten" Dachfläche, ohne Verschattung
PV-Leistung	kW _p	PV-Leistung aller Dachflächen, ohne Verschattung
PV-Leistung beste A _{Dach}	kW _p	PV-Leistung der "besten" Dachfläche, ohne Verschattung
Heizungstyp		
Heizleistung	kW	
Trinkwarmwasserbedarf	kWh	
Heizwärmebedarf	kWh	
spez. Heizwärmebedarf	kWh·m ² a	
spez. Trinkwarmwasserbedarf	kWh·m ² a	
Bewohner pro Haus		Anzahl der Bewohner eines Gebäudes
Bewohneralter	a	in 9 Gruppen
Eigentümerstruktur		in 6 Gruppen
Familiengröße		Anzahl der Familienmitglieder
Familientyp		Single, Ehepaare o. Kind und m. Kind, Alleinerziehend
Familienstand		ledig, verheiratet, verwitwet, geschieden, Lebenspartnerschaft
Anteil Senioren		nur Senioren, beides, ohne Senioren

Tabelle 3.1 - Merkmale in der Datenbank der Firma RECUN

 Quelle: vgl. RECUN (<https://recun.de/daten>), abgerufen am 04.01.2023

3.1.2 Aufbereitung der bereitgestellten Daten

Um im Folgenden einen konkreteren Einblick in die Datenbank zu bekommen, wurde für die Simulation im Gebäudemaßstab mit den Daten von 2091 Gebäuden gearbeitet. Die Gebäude befinden sich alle in den Ortsteilen Nord, West und Kleinwaltersdorf der Stadt Freiberg sowie in Kleinschirma (Abbildung 3.1).



Abbildung 3.1 - Stadtteile von Freiberg

Quelle: <https://www.freiberg.de/stadt-und-buerger/stadt/portrait/stadtteile>, abgerufen am 04.01.2023

Zunächst bestand das Ziel darin, sich einen ersten Überblick über die enthaltenen Merkmale zu verschaffen. Die Tabelle 3.2 zeigt alle verwendeten Parameter und deren Bedeutung.

Merkmale	Einheit	Beschreibung
Gesamtvolumen	m ³	gesamtes Volumen eines zusammenhängenden Gebäudes (z.B. bei einem Gebäude mit mehreren Adressen)
Volumen einer Adresse	m ³	Volumenanteil der Adresse (wenn mehrere Adressen vorhanden, ansonsten gleich mit Gesamtvolumen)
Fundamentfläche	m ²	gesamte Fundamentfläche eines zusammenhängenden Gebäudes (z.B. bei einem Gebäude mit mehreren Adressen)
Fundamentflächenanteil einer Adresse	m ²	Fundamentflächenanteil der Adresse (wenn mehrere Adressen vorhanden, ansonsten gleich mit Fundamentfläche)
Wohnfläche einer WE	m ²	Fläche pro Wohneinheit (in Anlehnung an DIN 18599)
Anzahl Wohnungen		Anzahl der Wohnung in einem Gebäude
Haustyp	Kategorie	Art des Hauses (EFH, MFH und Sonstiges)
Baujahr	a	in 10 Baujahraltersklassen
Strombedarf	kWh/a	
PV-Ertrag	kWh/a	PV-Ertrag aller Dachflächen, ohne Verschattung
PV-Ertrag bester Dachfläche	kWh/a	PV-Ertrag der "besten" Dachfläche, ohne Verschattung
PV-Leistung	kW _p	PV-Leistung aller Dachflächen, ohne Verschattung
PV-Leistung bester Dachfläche	kW _p	PV-Leistung der "besten" Dachfläche, ohne Verschattung
Heizleistung	kW	
Trinkwarmwasserbedarf	kWh	
Heizwärmebedarf	kWh	
spez. Heizwärmebedarf	kWh/m ² a	
spez. Trinkwarmwasserbedarf	kWh/m ² a	

Tabelle 3.2 - Verwendete Merkmale

 Quelle: vgl. RECUN (<https://recun.de/daten>), abgerufen am 04.01.2023

Zu Beginn wurden die Daten auf quantifizierbare Kenngrößen reduziert. Lediglich der Gebäudetyp wurde zur besseren Klassifizierung der Daten zunächst nicht entfernt. Denn anhand des Gebäudetyps können die Daten zielgerichteter ausgewertet werden. Fehlte die Angabe zum Gebäudetyp, wurden die Daten zu diesem Gebäude aufgrund fehlender Klassifikationsmöglichkeiten entfernt. Außerdem wurden alle Gebäude herausgefiltert, die unvollständige Daten enthalten, da die Unvollständigkeit einige Kenngrößen verzerren könnte. Die bereinigten Daten enthalten nun ausschließlich Wohnbebauung, die in Ein- und Mehrfamilienhäuser gegliedert ist. Die inzwischen auf 755 Einfamilienhäuser und 1187 Mehrfamilienhäuser reduzierten Daten enthalten insbesondere im Bereich der Mehrfamilienhäuser einige Gebäude, die mehrere Hausnummern in einem Haus vereinen. Wenn das Gebäude mehrere Adressen beinhaltet, kann sich dies auf verschiedene Merkmale auswirken. Es kann nicht ermittelt werden, ob sich alle weiteren Merkmale allein auf eine einzelne Hausnummer oder auf das gesamte Gebäude beziehen. Aus diesem Grund werden die Daten um Gebäude mit mehreren Hausnummern reduziert. Die Bereinigung erfolgt durch den Vergleich der Merkmale Gesamtvolumen und Volumen einer Adresse. Sind die Werte dieser Merkmale identisch, können die Daten des Gebäudes weiterhin verwendet werden. Im Anschluss werden die Merkmale "Volumen einer Adresse" und "Fundamentflächenanteil einer Adresse" nicht weiter betrachtet, da diese nun für alle Gebäude die gleichen Werte enthalten wie die Merkmale "Gesamtvolumen" und "Fundamentfläche".

Für die weitere Bearbeitung wird als Ziel definiert, jeweils ein Einfamilienhaus und ein Mehrfamilienhaus zu ermitteln, welches repräsentativ für diese Stichprobe ist. Die folgenden Berechnungen erheben keinen Anspruch darauf, ein repräsentatives Gebäude für die Grundgesamtheit zu finden. Für dieses Ziel müsste die Stichprobe erheblich vergrößert werden und dürfte nicht regional auf den Ort Freiberg beschränkt sein.

Nachdem die Daten in Ein- und Mehrfamilienhäuser getrennt wurden, soll mithilfe einer explorativen Datenanalyse ein vertiefter Einblick gewonnen werden. Auf dieser Grundlage soll dann ein Ansatz ausgewählt werden, um das für die Stichprobe repräsentative Gebäude zu ermitteln.

Beginnend mit der Datenanalyse werden zunächst Populationskenngrößen ermittelt, welche sowohl Lage- als auch Streuparameter umfassen. Diese deskriptiven Statistiken (Anhang 8.1) zeigen allerdings nur erste Zusammenhänge zwischen den Merkmalen sowie die großen Unterschiede im Wertebereich zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern auf (Abbildung 3.2).

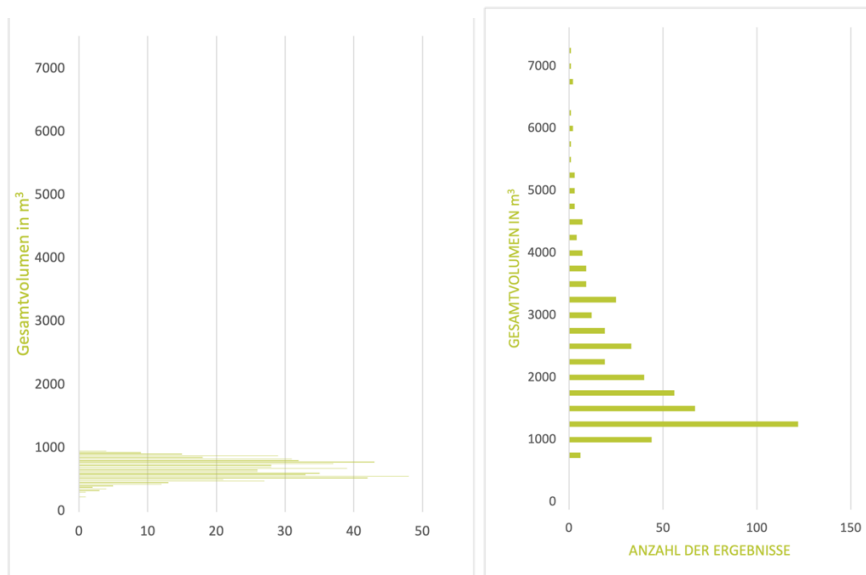


Abbildung 3.2 - Häufigkeitsverteilung des Merkmals "Gesamtvolumen" für EFH (links) und MFH (rechts)

Quelle: Anne Jüttner

Häufigkeitsverteilungen und deren grafische Darstellung geben zusätzlich Aufschluss darüber, in welchem Bereich das Referenzgebäude liegt und bieten damit einen ersten Ansatz, wie man die Gebäude einschränken könnte. Denn wie in den Boxplot-Grafiken der einzelnen Parameter (Anhang 8.1) deutlich wird, gibt es einige, sogenannte Ausreißer.

Ein Boxplot, den man auch als Kastengrafik bezeichnen kann, besteht aus einer Box, den Whiskern und einzelnen Punkten. Die Box beschreibt den Bereich zwischen dem 1. und 3. Quartil, der 50 Prozent aller Werte enthält. Ist die Box klein, bildet dies sehr kompakte Daten ab. Die Whisker, auch Antennen genannt, "geben die Streuung außerhalb der oberen und unteren Quartile an, und jeder Punkt außerhalb dieser [...] Whisker wird als Ausreißer betrachtet." (Microsoft Support 2016) Umso weiter die Whisker auseinanderliegen und umso mehr Ausreißer es gibt, desto stärker streuen die Daten. Denn als Ausreißer werden bei statistischen Analysen in der Regel Werte außerhalb des 1,5-fachen Interquartilsabstandes bezeichnet. Der Interquartilsabstand beschreibt dabei den Abstand zwischen dem 1. und 3. Quartil. Um herauszufinden, wie man mit diesen Ausreißern umgeht, wird zunächst deren

Plausibilität geprüft. Bei Mehrfamilienhäusern handelt es sich bei den Ausreißern um großmaßstäbliche Zeilenbebauungen, welche bis zu 152 Wohnungen umfassen (Abbildung 3.3). Da man Mehrfamilienhäuser als Gebäude mit mehreren Wohnungen für unterschiedliche Nutzer definiert, existiert keine Obergrenze für die Wohnungs- oder Bewohneranzahl. Die Ausreißer werden folglich nicht herausgefiltert, auch wenn sie Kenngrößen wie beispielsweise den Mittelwert verzerren können. Denn anhand der Boxplots ist auch erkennbar, dass aufgrund der großen Streuung bei einigen Merkmalen ausgewählte Werte weniger aussagekräftig sein können. (vgl. Backhaus et al. 2021)

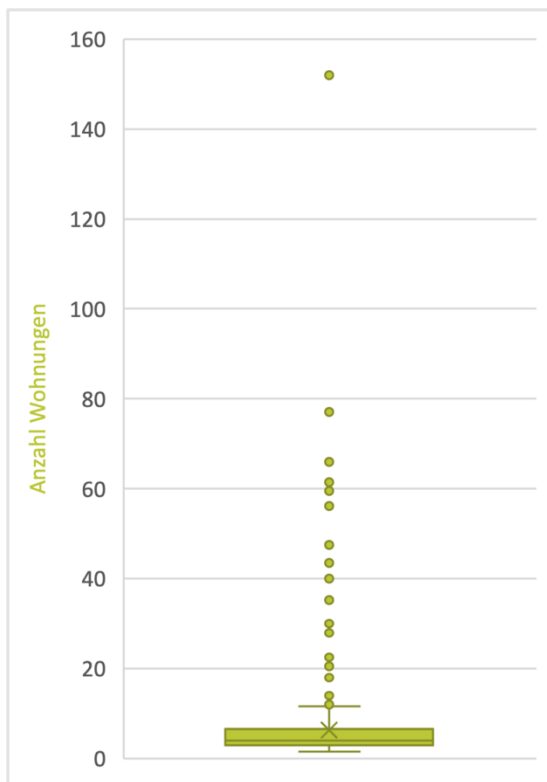


Abbildung 3.3 - Boxplot (Kastengrafik) des Merkmals "Anzahl Wohnungen" für MFH
 Quelle: Anne Jüttner

Um aus den Datensätzen nun ein repräsentatives Gebäude zu ermitteln, werden zwei Ansätze verfolgt. Der erste Ansatz ist ein künstlicher, der ein fiktives Gebäude hervorbringt, das die jeweils repräsentativsten Werte aller Parameter besitzt. Für die Abbildung dieser Werte wird der Median herangezogen, da dieser weniger von Ausreißern beeinflusst wird und immer im Bereich mit den häufigsten Werten liegt. Schließlich kann man den Median auch als 2. Quartil bezeichnen und damit herleiten, dass die Hälfte aller Werte unterhalb und die andere Hälfte oberhalb des Medians liegen.

Für den zweiten Ansatz wird zunächst der bereits beschriebene Interquartilsabstand verwendet. Denn um den Datensatz eines realen Referenzgebäudes finden zu können, bedarf es einer Eingrenzung. Diese Eingrenzung erfolgt, indem alle Gebäude mit Werten außerhalb des 1. und 3. Quartils herausgefiltert werden. Die verbleibenden Gebäude besitzen demnach bei allen Parametern Werte, die im ermittelten Interquartilsabstand liegen. Für die Einfamilienhäuser bedeutet dies, dass 11 Gebäude verbleiben, während bei den Mehrfamilienhäusern 16 Gebäude diese Kriterien erfüllen.

Zunächst soll im Hinblick auf eine mögliche Weiterentwicklung der Datenanalyse der Umgang mit einer größeren Datenmenge beschrieben werden. Da aufgrund der bereits getroffenen Eingrenzung eine solche Datenmenge für diese Arbeit nicht mehr vorliegt, wird die Herangehensweise bei der Analyse der eingegrenzten Daten am Ende des Kapitels beschrieben. Um die Verwendbarkeit des Analyseverfahrens für größere Datenmengen prüfen zu können, wurde beispielhaft aus 187 Mehrfamilienhäusern ein Gebäude mit einer k-means Clusteranalyse ermittelt.

Die k-means Clusteranalyse ist ein partitionierendes Verfahren, das für metrische Variablen geeignet und bei der statistischen Auswertung von Daten in allen Fachgebieten weit verbreitet ist. Diese Art der Clusteranalyse bildet den Abstand der Punkte zueinander im Raum mithilfe der Euklidischen Distanz ab. Das Ziel der Analyse besteht darin, eine vorgegebene Anzahl an Clustern zu bilden, wobei die Datenpunkte eines Clusters die geringstmögliche quadrierte Distanz aufweisen sollen. Da eine Clusteranalyse bei stark korrelierenden Merkmalen fehlerbehaftet sein kann, muss vorangehend eine Korrelationsmatrix erzeugt werden (vgl. Wiedenbeck/Züll 2001). Einen ersten Überblick soll Tabelle 3.3 geben, während die ausführliche Korrelationsmatrix inklusive aller Zahlenwerte in Anhang 8.2 zu finden ist.

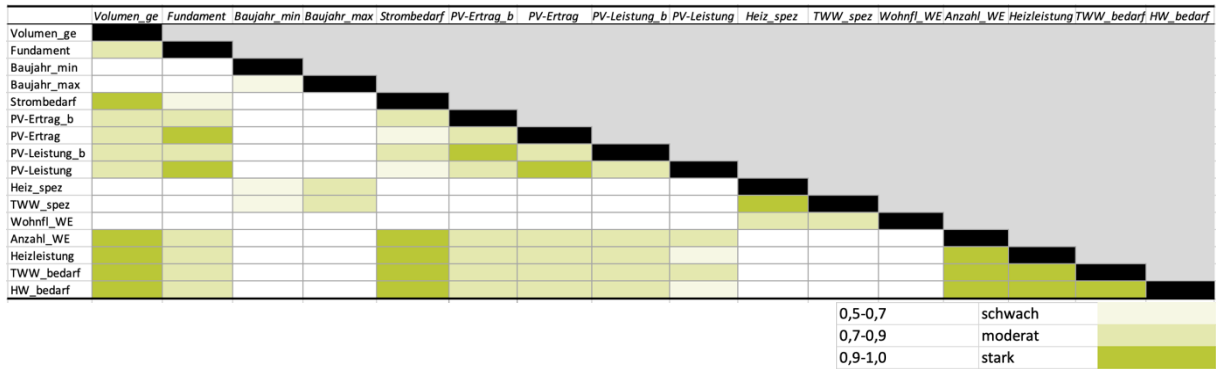


Tabelle 3.3 - Vereinfachte Korrelationsmatrix für MFH

Quelle: Anne Jüttner

Bei der Analyse der Korrelation wird davon ausgegangen, dass nach (Wirtz/Nachtigall 2012) ein Korrelationskoeffizient von 0,5 - 0,7 als schwach, 0,7 - 0,9 als moderat und 0,9 - 1,0 als stark anzusehen ist. Das Gesamtvolumen korreliert stark mit dem Strombedarf sowie mit der Anzahl der Wohnungen, der Heizleistung, dem Trinkwasserwärmebedarf und dem Heizwärmebedarf. Außerdem besteht eine weitere starke Korrelation zwischen dem Fundament, dem Photovoltaik-Ertrag sowie der Photovoltaik-Leistung. Beide Gruppen korrelieren untereinander moderat. Ebenso korrelieren der PV-Ertrag und die PV-Leistung der besten Dachfläche stark. Der spezifische Heizwärmebedarf und Trinkwasserwärmebedarf korrelieren ausschließlich untereinander stark und mit dem maximalen Baujahr sowie der Wohnfläche pro Wohneinheit moderat. Für die weiteren Schlussfolgerungen wurden die schwach korrelierenden Merkmale nicht berücksichtigt, da diese auf keinen eindeutigen Zusammenhang verweisen und auch auf ein einmaliges Phänomen in der Stichprobe zurückzuführen sein könnten. Von den untereinander stark korrelierenden Merkmalen wird jeweils ein Merkmal für die weitere Analyse herangezogen. Da der spezifische Heiz- und Trinkwasserwärmebedarf jeweils nur in gruppierten Zahlenwerten vorliegt, können diese weder zur Auswertung der Häufigkeitsverteilung noch zur weiteren Analyse herangezogen werden. Für die Baualtersklassen muss keine Analyse durchgeführt werden, da alle bereits eingegrenzten Gebäude, die gleiche Baualtersklasse aufweisen.

Die in der Folge beschriebene k-means Clusteranalyse im Programm Microsoft Excel ist im Anhang 0 erläutert und im digitalen Anhang 0 ausführlich dargestellt. Für die k-means Clusteranalyse muss nach der Auswahl der Merkmale eine Standardisierung der Werte erfolgen. Zwar sind alle Daten metrisch skaliert, doch sie wurden nicht alle auf der gleichen Skala gemessen, sodass sie in sehr unterschiedlichen Wertebereichen liegen und unterschiedliche Einheiten aufweisen. Anhand des Mittelwertes und der Standardabweichung erfolgt eine Z-Standardisierung, sodass sich vergleichbare Werte ergeben. Nach der Standardisierung muss bei einer k-means Clusteranalyse als erstes die Anzahl an Clustern festgelegt werden. Da man diese bei einem multidimensionalen Cluster nicht grafisch ermitteln kann, muss die Anzahl durch den Scree-Test bestimmt werden. Dieser Test setzt voraus, dass die Clusteranalyse für verschiedene Clusteranzahlen wiederholt wird. Es wird festgelegt, dass Clusteranalysen für zwei bis zehn Cluster erstellt werden. Da die k-Means Clusteranalyse darauf beruht, den Abstand von Punkten zur Cluster-Mitte zu berechnen, muss zunächst ein zufälliger Mittelpunkt gesetzt werden. Dazu werden zufällig Datenreihen aus den standardisierten Daten ausgewählt, die zu Beginn den Mittelpunkt darstellen sollen. Im Folgenden werden die Cluster so lange optimiert, bis der Abstand der Punkte zu einer Datenreihe am geringsten ist. Als Maß dieses geringsten Abstandes dient die Summe der quadrierten Differenzen (SQD) der Punkte zueinander. Diese niedrigsten Summen werden für alle Clusteranzahlen in einem Diagramm dargestellt (Abbildung 3.4).

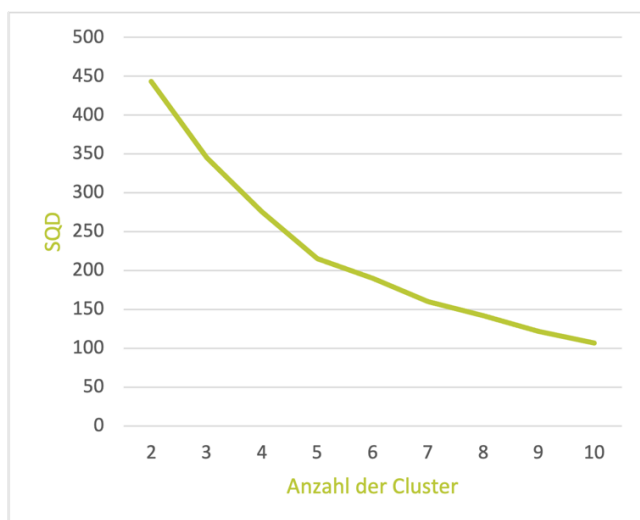


Abbildung 3.4 - Liniendiagramm zum durchgeführten Scree-Test
Quelle: Anne Jüttner

Im Diagramm ist ein deutlicher Knick sichtbar, der auch als Ellenbogen bezeichnet wird. Dieser zeigt an, dass in der k-means Clusteranalyse in diesem Fall fünf Cluster errechnet werden müssen. Denn nach dem Ellenbogen spricht man nur noch von geringfügigen Verbesserungen des SQD, weshalb diese nicht maßgeblich sind. Nachdem die notwendige Anzahl der Cluster ermittelt wurde, kann die Clusteranalyse abschließend durchgeführt werden. Die Clusteranalyse zur Ermittlung der Clusteranzahl wurde bereits einmal für den Scree-Test durchgeführt. Allerdings weist die k-means Clusteranalyse den Nachteil auf, dass unterschiedliche Ergebnisse errechnet werden, je nachdem welche Clusterzentren zu Beginn zufällig festgelegt werden. Aus diesem Grund wird die Clusteranalyse zehnmal durchgeführt und das niedrigste Ergebnis dieser Durchläufe als Endergebnis betrachtet. Wie in Abbildung 3.5 erkennbar, handelt es sich beim vierten Durchlauf um die niedrigste SQD, woraus sich die Datenreihen 59, 118, 124, 56 und 147 als Cluster-Zentren ergeben.

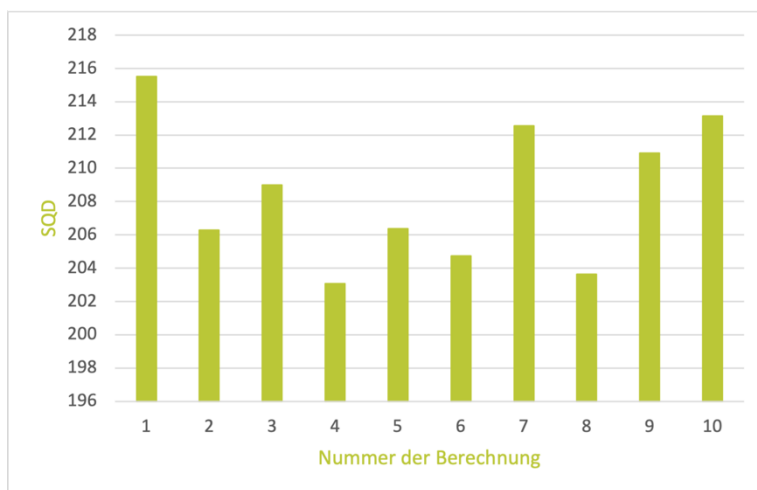


Abbildung 3.5 - Vergleich der Durchläufe der k-means Clusteranalyse
Quelle: Anne Jüttner

Da für die weitere Bearbeitung jedoch nur ein Referenzgebäude erforderlich ist, muss nun die Datenreihe mit der höchsten Relevanz ermittelt werden. Da sich die Referenzgebäude genauso wie die fiktiven Gebäude auch an dem Median orientieren sollen, wird für diesen Vergleich der Median als Kriterium herangezogen. Dazu werden die Werte des Medians ebenfalls standardisiert und im Folgenden der SQD jeweils zwischen dem Median und den Clusterzentren errechnet. Damit kann abgebildet werden, wie weit die Zentren vom Median entfernt sind. Die Datenreihe 118 weist den geringsten Abstand zum Median auf, sodass dieses Gebäude beispielhaft als Referenzgebäude dienen könnte.

Der letzte Teil der Clusteranalyse wird für die Analyse der zur Verfügung gestellten Datenmenge angewendet. Da nach der Eingrenzung der Datenreihen nur 11 Einfamilienhäuser und 16 Mehrfamilienhäuser die Kriterien erfüllen, können keine Cluster gebildet werden. Allerdings ist es möglich, die Datenreihe ebenfalls mit dem Median in Relation zu setzen. Dazu wird erneut die SQD herangezogen. Nachdem der Median und die Datenreihen standardisiert wurden, wird für jede Datenreihe die SQD zum Median errechnet. Bei den Einfamilienhäusern ist der Abstand des Gebäudes 5746 zum Median am geringsten, sodass dieses Gebäude das Referenzgebäude für die Klasse der Einfamilienhäuser darstellt. Das Gebäude 4206 wurde auf der gleichen Grundlage als Referenzgebäude für die Mehrfamilienhäuser ermittelt.

In der folgenden Tabelle 3.4 wird aufgelistet, mit welchen Gebäuden die weiterführenden Berechnungen durchgeführt werden.

Referenzgebäude EFH	Volumen_ge	Fundament	Baujahr_min	Baujahr_max	Strombedarf	PV_Ertrag_b	PV_Ertrag	PV_Leistung_b	PV_Leistung	Anzahl_WE	Heizleistung	TWW_bedarf	HW_bedarf
5746	638,693894	93,87541	2000	2000	4006,14108	7049,91268	13512,3765	8,626389752	19,0451831	1,1903527	25307,5197	2064,27549	27371,7952
Fiktives Gebäude EFH	Volumen_ge	Fundament	Baujahr_min	Baujahr_max	Strombedarf	PV_Ertrag_b	PV_Ertrag	PV_Leistung_b	PV_Leistung	Anzahl_WE	Heizleistung	TWW_bedarf	HW_bedarf
Median	713,332168	112,169825	1978	1995	3979,0134	7596,65751	13205,7589	9,239620581	19,1409866	1,5	24394,7191	1694,56134	26281,3024
Referenzgebäude MFH	Volumen_ge	Fundament	Baujahr_min	Baujahr_max	Strombedarf	PV_Ertrag_b	PV_Ertrag	PV_Leistung_b	PV_Leistung	Anzahl_WE	Heizleistung	TWW_bedarf	HW_bedarf
4206	1794,19929	176,540179	1948	1978	11488,3326	11700,4777	21221,9827	13,76433303	29,5835586	4,5	40024,4098	3917,11287	43941,5227
Fiktives Gebäude MFH	Volumen_ge	Fundament	Baujahr_min	Baujahr_max	Strombedarf	PV_Ertrag_b	PV_Ertrag	PV_Leistung_b	PV_Leistung	Anzahl_WE	Heizleistung	TWW_bedarf	HW_bedarf
Median	1582,34592	160,316936	1948	1978	8158,41328	11806,5643	21904,0046	14,73410656	31,5065305	4	37132,2884	3520,05663	42575,6958

Tabelle 3.4 - Repräsentative Gebäude aus den Daten für EFH und MFH
Quelle: Anne Jüttner

Neben den Daten, die durch die Firma RECUN bereitgestellt wurden, sind für die weiteren Berechnungen zusätzliche Parameter erforderlich. Wie die Auswahl und die Ermittlung dieser Daten erfolgte, wird im folgenden Abschnitt beschrieben.

3.1.3 Ermittlung der zusätzlich erforderlichen Parameter

Um die ermittelten Gebäudeparameter zu ergänzen und zu konkretisieren, werden in einem nächsten Schritt Informationen zu einer standardmäßig in Wohngebäuden verwendeten Konstruktion benötigt. Da die Konstruktionen insbesondere zwischen Neubau und Bestand sehr stark schwanken, ist eine allgemeingültige Referenz erforderlich. Beispielsweise bei Berechnungen zum Energieausweis kommt in der Praxis ein sogenanntes Referenzgebäudeverfahren zum Einsatz. Dabei wird ein zu planendes oder bestehendes Gebäude mit einem Referenzgebäude verglichen. Dieses Referenzgebäude ist insbesondere hinsichtlich der Qualität seiner Hülle in (GEG 2020) beschrieben. Die dort angegebenen U-Werte können in der Folge auf die Konstruktionen angewendet werden, sodass eine standardmäßige Ausführung entsteht (Abbildung 3.6).

Technische Ausführung des Referenzgebäudes (Wohngebäude)

Nummer	Bauteile/Systeme	Referenzausführung/Wert (Maßeinheit)	
		Eigenschaft (zu den Nummern 1.1 bis 4)	
1.1	Außenwand (einschließlich Einbauten, wie Rolllädenkästen), Geschossdecke gegen Außenluft	Wärmedurchgangskoeffizient	$U = 0,28 \text{ W/(m}^2\text{K)}$
1.2	Außenwand gegen Erdreich, Bodenplatte, Wände und Decken zu unbeheizten Räumen	Wärmedurchgangskoeffizient	$U = 0,35 \text{ W/(m}^2\text{K)}$
1.3	Dach, oberste Geschossdecke, Wände zu Abseiten	Wärmedurchgangskoeffizient	$U = 0,20 \text{ W/(m}^2\text{K)}$
1.4	Fenster, Fenstertüren	Wärmedurchgangskoeffizient	$U_w = 1,3 \text{ W/(m}^2\text{K)}$
		Gesamtenergiedurchlassgrad der Verglasung	Bei Berechnung nach <ul style="list-style-type: none"> • DIN V 4108-6: 2003-06: $g_L = 0,60$ • DIN V 18599-2: 2018-09: $g = 0,60$

Abbildung 3.6 - U-Werte einer standardmäßigen Konstruktion
Quelle: (ebd.)

Zusätzlich zur Konstruktion sind für exakte Berechnungen zu einem Gebäude allerdings auch Nutzungsdaten essenziell. Da neben der Nutzungsart zu den konkreten Gebäuden keine weiteren Informationen vorliegen, muss auf standardmäßige Profile zurückgegriffen werden. Vom Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) werden regelmäßig Standard-Lastprofile zur Verfügung gestellt, die auch bei der Verbrauchsberechnung vieler Stromlieferanten zum Einsatz kommen. Das repräsentative Lastprofil im Wohnbereich beschreibt den Haushaltsstromverbrauch je viertel Stunde und unterscheidet die Nutzung nach Wochen- und Wochenendtagen sowie nach Jahreszeit (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft 2017). Aus diesem Lastprofil kann ein

Zeitprofil generiert werden, das die stündliche Verteilung des Stromverbrauches wiedergibt. Auf diese Weise kann eine individuelle Last zeitlich analog zu diesem repräsentativen Profil verteilt werden. Wie das Zeitprofil entwickelt wurde, kann im digitalen Anhang 0 nachvollzogen werden.

Neben den Daten zum Gebäude werden für die weiteren Berechnungen außerdem Kennwerte zur konkreten Dimensionierung der regenerativen Energiesysteme benötigt. Wie im Kapitel 2 beschrieben, werden für die verschiedenen Energieträger verschiedene Daten benötigt, die sich in ihrem Detaillierungsgrad unterscheiden und deren Ermittlung in der Folge erläutert wird.

Für die Berechnungen zur Erdwärme sind neben typischen Bodenkennwerten, Wetterdaten sowie die Grundstücksgröße von Bedeutung. Anhand dieser bzw. der unversiegelten Grundstücksfläche kann die maximal mögliche Fläche eines Kollektor- oder Sondenfeldes definiert werden. Für die bereits vorliegenden Datensätze können diese Parameter über das Grundsteuerportal Sachsens abgerufen werden. Dabei sind zu jedem Flurstück die Grundstücksgröße sowie teilweise die unversiegelte Grundstücksfläche verzeichnet (Abbildung 3.7). Da die Daten zur unversiegelten Grundstücksfläche nur lückenhaft vorhanden sind, werden die fehlenden Daten durch Messungen in Google Maps bzw. Google Earth überschlägig ermittelt (Finanzämter des Freistaates Sachsen 2022).



Abbildung 3.7 - Abruf zu einem Grundstück im Grundsteuerportal Sachsens
 Quelle: Grundsteuerportal Sachsen (<https://www.finanzamt.sachsen.de/grundsteuerportal-sachsen-2022-11796.html>), abgerufen am 04.01.2023

Für die Bemessung von Erdwärmekollektoren müssen neben der möglichen Kollektorfläche auch einige Bodenparameter verfügbar sein, die anhand der Bodenart ermittelt werden sollen. In der Arbeit von (Ramming 2007) wurden typische Kennwerte für 12 Bodenarten errechnet und zusammengetragen, sodass diese als Eingangsdaten Verwendung finden könnten. Die Kennwerte beziehen sich neben den Bodenarten auf die 15 Klimaregionen Deutschlands, da auch die klimatischen Verhältnisse einen erheblichen Einfluss auf bestimmte Bodenparameter haben. Die 12 Bodenarten in der Arbeit Rammings basieren auf einer Einteilung der USDA Soil Taxonomy und können anhand eines Soil Texture Triangle näher charakterisiert werden (Abbildung 3.8).

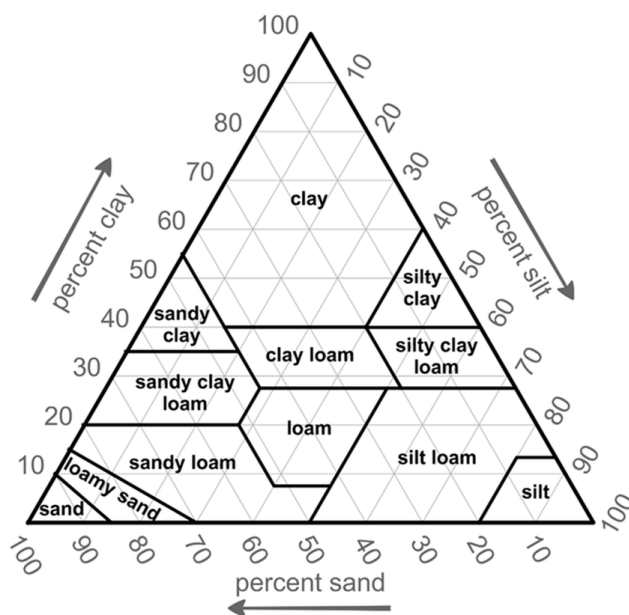


Abbildung 3.8 - USDA Soil Texture Triangle
 Quelle: (Groenendyk et al. 2015)

Allgemein beschreibt man die Bodenart als Korngrößenzusammensetzung des Oberbodens, welche hauptsächlich durch die mineralischen Bestandteile des Feinbodenmaterials charakterisiert wird. Im deutschsprachigen Raum werden die Bodenarten jedoch anders eingeteilt, als es nach der USDA erfolgt. In Deutschland werden alle diesbezüglichen Karten nach der Bodenkundlichen Kartieranleitung erstellt. Diese benennt vier Hauptbodenarten, die in 11 Bodenarten-Gruppen unterteilt werden. Die Bodenarten-Gruppen bestehen jeweils aus ein bis vier Bodenarten, die eine exakte Einteilung zulassen. Die vom BGR bereitgestellte Karte zu den Bodenarten der Oberböden basiert auf der Einteilung in die Bodenarten-Gruppen (Abbildung 3.9), wobei zwei Bodenarten-Gruppen nicht in der Karte enthalten sind.

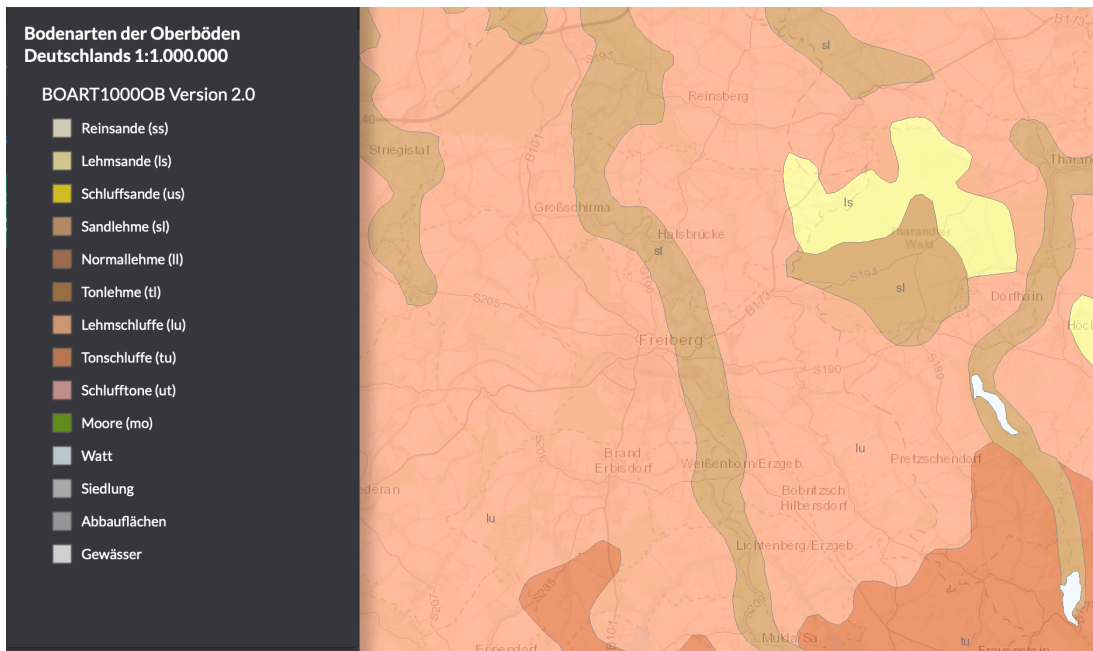


Abbildung 3.9 - Bodenarten der Oberböden am Standort Freiberg
 Quelle: (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2007)

Um eine Übertragbarkeit der Kennwerte auf die deutsche Einteilung der Bodenarten bewerten zu können, sollen die beide Einteilungssysteme miteinander verglichen werden. Dazu wird ein sogenanntes Dreiecksdiagramm herangezogen, das den Anteil der einzelnen Kornfraktionen an der Masse einer Bodenart wiedergibt. Während die deutsche Einteilung maßgeblich auf dem Anteil von Ton und Schluff beruht und die Kornfraktion Sand sich folglich daraus ergibt, behandelt die USDA Soil Texture die Kornfraktionen gleichwertig. Auch aufgrund dieses Unterschiedes ergeben sich verschiedene Anteile der Kornfraktionen, obwohl die Bodenarten teilweise gleich bezeichnet werden (Groenendyk et al. 2015; vgl. Sponagel 2005). Abbildung 3.10 zeigt die Einteilung der Bodenarten nach beiden Systemen und gibt einen Überblick, welche Bezeichnungen als vergleichbar angenommen werden können.

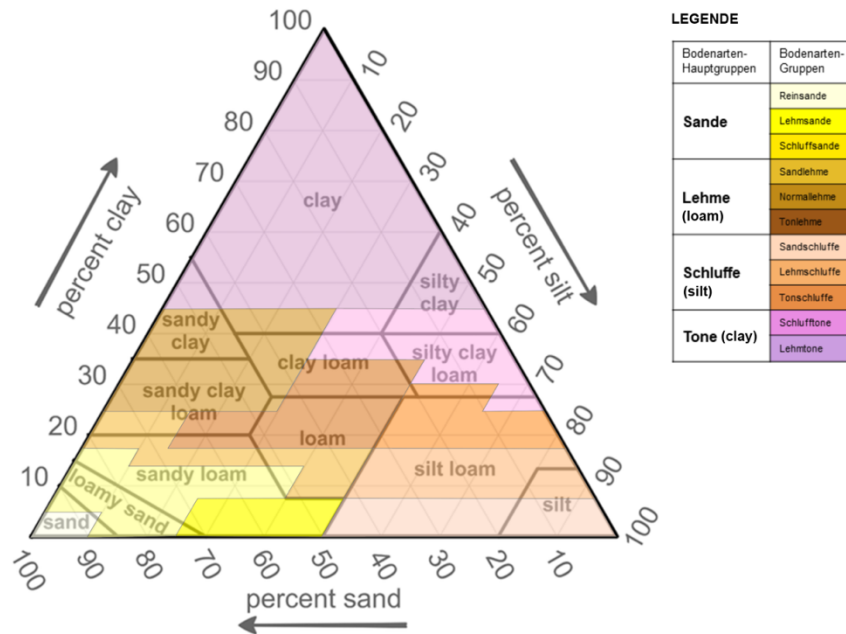


Abbildung 3.10 - Dreiecksdiagramm zum Vergleich der Einteilungssysteme von Bodenarten
 Quelle: Anne Jüttner, basierend auf (Groenendyk et al. 2015; Sponagel 2005)

Da im Rahmen dieser Arbeit alle Bodenarten nach der deutschen Einteilung als Eingabedaten zur Verfügung stehen müssen, muss ein weiterer Schritt erfolgen. Für die Bodenarten-Gruppen soll jeweils eine repräsentative Bodenart gewählt werden, die die Bodenarten-Gruppe bestmöglich wiedergibt. Dazu wird das Dreiecksdiagramm in weitere Bereiche geteilt (Abbildung 3.11).

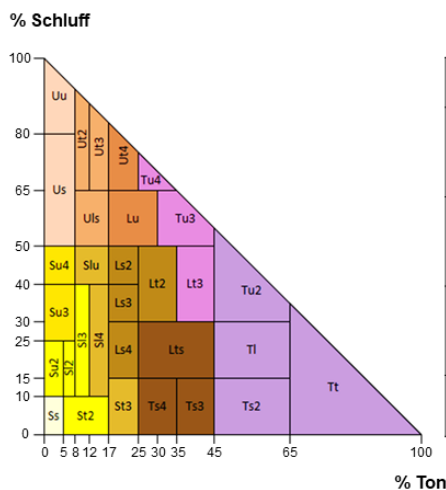


Abbildung 3.11 - Korngrößendreieck mit allen Bodenarten nach deutscher Einteilung
 Quelle: (ebd.)

In Tabelle 3.5 wird abschließend dargestellt, welche Bodenarten für welche Bodenarten-Gruppen als Referenz verwendet werden. Wie Abbildung 3.11 zeigt, sind einige Bodenarten-Gruppen sehr vielfältig in ihren Bodenarten, während andere durch eine dominierende Bodenart geprägt sind oder gar nur aus einer Bodenart bestehen. Insgesamt ist die Übertragbarkeit der Daten einzelner Bodenarten auf die Bodenarten-Gruppe kritisch zu hinterfragen und ggf. in einem zusätzlichen Schritt zu untersuchen. Für eine exakte Ausarbeitung müssten alle Bodenarten einer Bodenarten-Gruppe simuliert und die Ergebnisse gemittelt werden.

Bodenarten-Gruppe	repräsentative Bodenart	
Reinsande	reiner Sand	Ss
Lehmsande	schwach lehmiger Sand	Sl2
Schluffsande	mittel schluffiger Sand	Su3
Sandlehme	stark lehmiger Sand	Sl4
Normallehme	schwach toniger Lehm	Lt2
Tonlehme	sandig-toniger Lehm	Lts
Sandschluffe	sandiger Schluff	Us
Lehmschluffe	sandig-lehmiger Schluff	Uls
Tonschluffe	stark toniger Schluff	Ut4
Schlufftone	mittel schluffiger Ton	Tu3
Lehmtone	lehmiger Ton	Tl

Tabelle 3.5 - Repräsentative Bodenart jeder Bodenarten-Gruppe
 Quelle: Anne Jüttner, basierend auf (ebd.)

Für die Bemessung von Erdwärmesonden ist die Zusammensetzung des Oberbodens von geringer Bedeutung, da sich die mögliche Entzugsleistung maßgeblich aus der mittleren Wärmeleitfähigkeit der Schichtenfolge des Gesteins am exakten Standort ergibt. Da in der frühen Planungsphase keine Bohrungen zur Durchführung eines TRT erfolgen können, muss auf die Daten bereits erfolgter Bohrungen zurückgegriffen werden. Zwischen den einzelnen Bohrungen wird interpoliert, sodass sich ein Wärmeleitfähigkeitsraster ergibt, das die Grundlage für die mittlere Wärmeleitfähigkeit bieten kann. Das Wärmeleitfähigkeitsraster differiert für trockenes und nasses Gestein, sodass auch das Vorhandensein von Grundwasserleitern einbezogen werden kann.

Die Wärmeleitfähigkeitsraster wurden im Rahmen der Erstellung des Geothermie-Atlas Sachsens erarbeitet und können vom Sächsischen Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie zur Verfügung gestellt werden (Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Sachsen 2020a).

Die Entzugsleistungen für Erdwärmesonden, die unter (Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Sachsen 2020b) abrufbar sind, finden im Rahmen dieser Arbeit keine Verwendung, da deren Ermittlung auf Annahmen beruht, die nicht mit den Berechnungen in dieser Arbeit vereinbar sind. Beispielsweise wurden als Rahmenbedingungen der Typ Einfamilienhaus sowie eine konkrete Heizleistung zugrunde gelegt, die zu stark von den in dieser Arbeit verwendeten Gebäuden abweicht. Bezogen auf die bereits in Kapitel 2 beschriebenen Einflussfaktoren auf die Entzugsleistungen würden sich erhebliche Abweichungen ergeben, die die Aussagekraft der Ergebnisse beeinträchtigen würden. Für eine vereinfachte Bemessung nach VDI 4640-2 wäre die Anwendung der Daten aus dem Geothermie-Atlas jedoch denkbar. Schließlich sind diese im Gegensatz zu den Tabellenwerten der VDI standortbezogen und basieren auf ähnlichen Annahmen (vgl. Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Sachsen 2020a; VDI 4640-2 2019).

Neben den Bodenparametern müssen auch einige Daten des Wettergeschehens einbezogen werden, um sowohl die Erträge einer Photovoltaik-Anlage als auch eines Erdwärmekollektors errechnen zu können. Für eine Simulation sind die Wetterdaten gewöhnlich bereits im Programm implementiert, sodass ausschließlich die Angabe eines Standorts beziehungsweise der Klimaregion erforderlich ist. Sollen die Daten jedoch gesondert importiert werden, stellt der Deutsche Wetterdienst verschiedene Daten für diverse Wetterstationen zur Verfügung. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass man die TRY-Datensätze verwendet. Diese sind über mehrere Jahre, meist 30 Jahre, gemittelte Wetterdaten und werden anhand eines Testreferenzjahres wiedergegeben. Schließlich ist das Wettergeschehen in den einzelnen Jahren sehr unterschiedlich, sodass anhand eines Jahres keine allgemeingültigen Aussagen getroffen werden könnten. Dennoch muss beachtet werden, dass das Wetter nie über mehrere Jahre vorhergesagt werden kann, sodass diese Wetterdaten nur einen Anhaltspunkt für den jeweiligen Standort bieten und einzelne Jahre von den zugrunde gelegten Daten abweichen können. In der zeitlichen Auflösung werden

im Folgenden stündliche Werte verwendet, die die direkte und diffuse Bestrahlungsstärke, die Bewölkung, die Lufttemperatur, den Luftdruck sowie weitere Daten zu Feuchtigkeit und Wind umfassen. Für diese Arbeit wird der standortbezogene TRY2015-Datensatz für Freiberg mit den Bezugskordinaten $50,9150^\circ$ N und $13,3218^\circ$ O verwendet. Dieser basiert auf gemessenen Werten aus den Jahren 1995 bis 2012 sowie auf durch Interpolation berechneten Werten. Da im Gegensatz zu älteren TRY-Datensätzen die Werte nicht nur für die Referenzstandorte einer Klimaregion veröffentlicht werden, muss für die Gebiete zwischen den Messstationen interpoliert werden. Je nach Dichte der Messungen variiert die Genauigkeit der verschiedenen Parameter, sodass nicht alle Effekte standortgenau abgebildet werden können (vgl. Deutscher Wetterdienst/Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung 2017).

Wenn für vereinfachte Berechnungen monatlich gemittelte Wetterdaten benötigt werden, kann auf den Europäischen Strahlungsatlas zurückgegriffen werden. In diesem sind insbesondere für den Bereich der Photovoltaik alle notwendigen Parameter für verschiedene Standorte Europas angegeben.

Für Berechnungen zur Photovoltaik ist zusätzlich zu den Wetterdaten insbesondere die Größe der Dachflächen von Bedeutung. Da für die folgenden Kapitel allerdings nicht nur die reine Dachfläche, sondern nach Möglichkeit nur die für Photovoltaik nutzbare Dachfläche benötigt wird, muss auf andere Quellen als Google Maps oder Google Earth zurückgegriffen werden. Die Nutzbarkeit einer Dachfläche kann hauptsächlich durch deren Größe, bestimmte Aufbauten wie beispielsweise Gauben oder durch eine Verschattung von Gebäuden und Bäumen eingeschränkt werden. Alle genannten Einschränkungen werden bei den ausgewiesenen geeigneten Flächen des Solarkatasters Sachsens berücksichtigt. Dort werden nur ebene Flächen größer als 5 m^2 in die Berechnungen einbezogen. Die Abschattung von Dachbereichen wird im angegebenen Potenzial berücksichtigt. Wenn ein Bereich, meist aufgrund temporärer Abschattung, 700 kWh/m^2 jährlicher Einstrahlung unterschreitet, wird dieser ebenfalls nicht als geeignet abgebildet (vgl. Sächsische Energieagentur 2022). Für jedes Gebäude können die Daten separiert nach Dachflächen und mit der Angabe der Orientierung abgerufen werden (Abbildung 3.12).

Dachflächen Anlagen

Das gewählte Gebäude hat folgende geeignete Dachflächen:

Ausrichtung	geeignete Modulfläche [m ²]	nutzbare Einstrahlung [kWh/m ² ·Jahr]	max. Leistung [kWp]	potenzieller Stromertrag [kWh/Jahr]
<input type="checkbox"/> Nord	139	771	18,5	11.426
<input type="checkbox"/> Süd	114	1.206	14,8	14.298
Gesamt	253	988,5	33,3	25.724

weiteres Gebäude hinzunehmen

Setzen Sie Haken in die Kästen vor den Dachflächen, die in die detaillierte Ertragsberechnung einfließen sollen. Starten Sie dann den Ertragsrechner.

Ertragsrechner starten

Abbildung 3.12 - Abruf zu einem Gebäude im Solarkataster Sachsens

Quelle: Solarkataster Sachsen (<https://solarkataster-sachsen.de>), abgerufen am 04.01.2023

3.2 SIMULATION

Um die verfügbaren Daten in ein möglichst exaktes Ergebnis zu überführen, sollen mithilfe von Simulationen sowohl die Gebäude als auch die Systeme zur Energiegewinnung abgebildet werden. Die Simulation soll zunächst auf der Gebäudeebene stattfinden, sodass allgemein gültige Parameter für einen vereinfachten Bemessungsansatz erarbeitet werden. Um zu diesem Ziel zu gelangen, sind zwei Herangehensweisen denkbar. Der reale Ansatz bedeutet die Verwendung der repräsentativen Gebäude, die anhand der Datenanalyse aus den Daten der Firma RECUN ermittelt wurden. Dabei erfolgt eine Simulation dieser Gebäude, die um weitere Daten ergänzt werden, sodass die Gebäude möglichst genau abgebildet werden. In der Folge findet ein Vergleich zwischen den einzelnen Gebäuden statt, um allgemeine Parameter zu erarbeiten. Da die Daten verhältnismäßig wenige Datensätze umfassen und die Gebäude ausschließlich in wenigen Stadtteilen Freibergs liegen, können die Daten und demnach auch die ausgewählten Gebäude nicht als repräsentativ für die Grundgesamtheit angesehen werden.

Aus diesem Grund wird für die folgende Simulation auf einen künstlichen Ansatz zurückgegriffen. Dazu werden anhand eines simulierten Gebäudes Variationen erstellt, die die Schwankungen verschiedener Parameter widerspiegeln. Diese generischen Gebäude sollen anhand der variierten Parameter die Grundgesamtheit in ihren Unterschieden abbilden, sodass allgemeingültige Aussagen möglich sind.

Wie die Erzeugung und Simulation dieser generischen Gebäude im Detail erfolgt, soll im folgenden Kapitel beschrieben werden.

3.2.1 Gebäudemodellierung

Die Gebäudemodellierung erfolgt mit dem in Rahmen einer studentischen Arbeit erarbeiteten Programm GenBuiGui. Das Programm dient der Erzeugung generischer Gebäude, wobei sich diese auf die Nutzung als Büro- oder Wohngebäude beschränken. Mithilfe einer Eingabemaske (Abbildung 3.13) können verschiedene Parameter variiert werden.

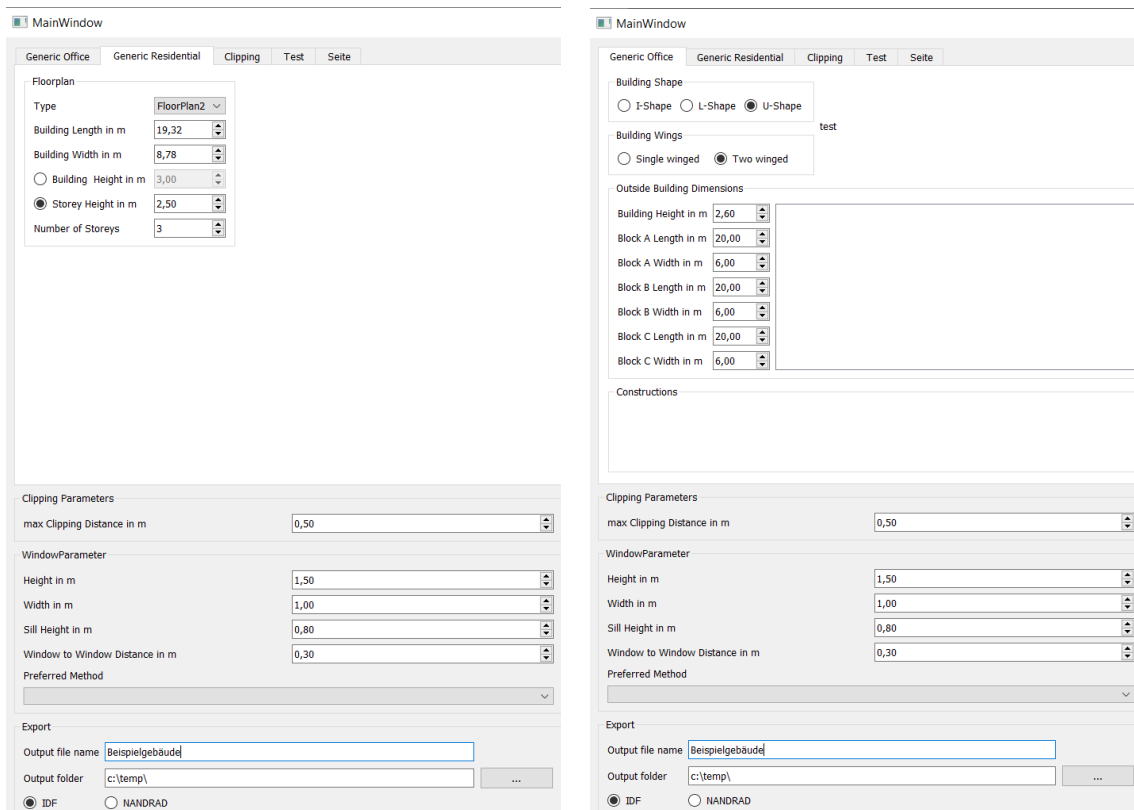


Abbildung 3.13 - Eingabemaske GenBuiGui für Wohngebäude (links) und Bürogebäude (rechts)
 Quelle: Anne Jüttner

Nach abgeschlossener Eingabe wird durch das Programm eine IDF-Datei erzeugt, die in ein Simulationsprogramm importiert werden kann und alle Informationen zur Kubatur sowie zur Raumnutzung und den Bauteilen enthält. Für die Erzeugung eines ersten Wohngebäudes wurde der Grundriss 2 als Ausgangspunkt gewählt. Die Grundrisse bilden verschiedene Geometrien ab und unterscheiden sich hauptsächlich hinsichtlich der Anzahl der Räume. Insgesamt können anhand der verschiedenen Grundrisse 2-Raum- bis 5-Raum-Wohnungen dargestellt werden. Die Grundrisse werden in Anhang 8.4 in ihrer Aufteilung und ihren Abmessungen abgebildet. Der Grundriss 2 beschreibt eine klassische 3-Raum-Wohnung. Durch die Grundrisse ist die Breite des Gebäudes bereits vorgegeben, sodass ausschließlich die Länge verändert wird. Die Länge wurde mit 19,32 m zunächst so gewählt, dass sich jeweils zwei Wohnungen auf einer Ebene ergeben. Die Anzahl der Wohnungen auf einer Ebene kann innerhalb eines Gebäudes nicht differieren. Die Wohnfläche pro Wohneinheit beträgt 73,25 m², wovon die Aufteilung auf die einzelnen Räume in Abbildung 3.14 dargestellt ist.

Name	Fläche [m2]	Volumen [m3]
WE0.0_Bath	6,25	15,64
WE0.0_Corridor	4,86	12,14
WE0.0_Sleeping1	18,35	45,89
WE0.0_Sleeping2	17,67	44,19
WE0.0_Kitchen	7,3	18,25
WE0.0_Living	18,82	47,06

Abbildung 3.14 - Fläche und Volumen der Räume einer Wohnung im Beispielgebäude
 Quelle: Anne Jüttner

Die Anzahl der Geschosse wird beim Beispielgebäude auf 3 festgelegt, während der Fensterflächenanteil 30 % betragen soll. Die Geschosshöhe wird standardmäßig mit 2,50 Meter lichter Höhe angenommen. Der Bauteilaufbau ist ebenso wie die Grundrisse im Programm festgelegt, jedoch kann der Bauteilaufbau nachträglich verändert werden. Der zunächst angenommene Bauteilaufbau orientiert sich am Bestand und gibt die Werte des Referenzgebäudes nach (GEG 2020) wieder.

Für die Simulation selbst wird das Gebäudesimulationsprogramm SIM-VICUS verwendet. Das Programm ermöglicht sowohl die Erstellung als auch den Import einer Gebäudegeometrie.

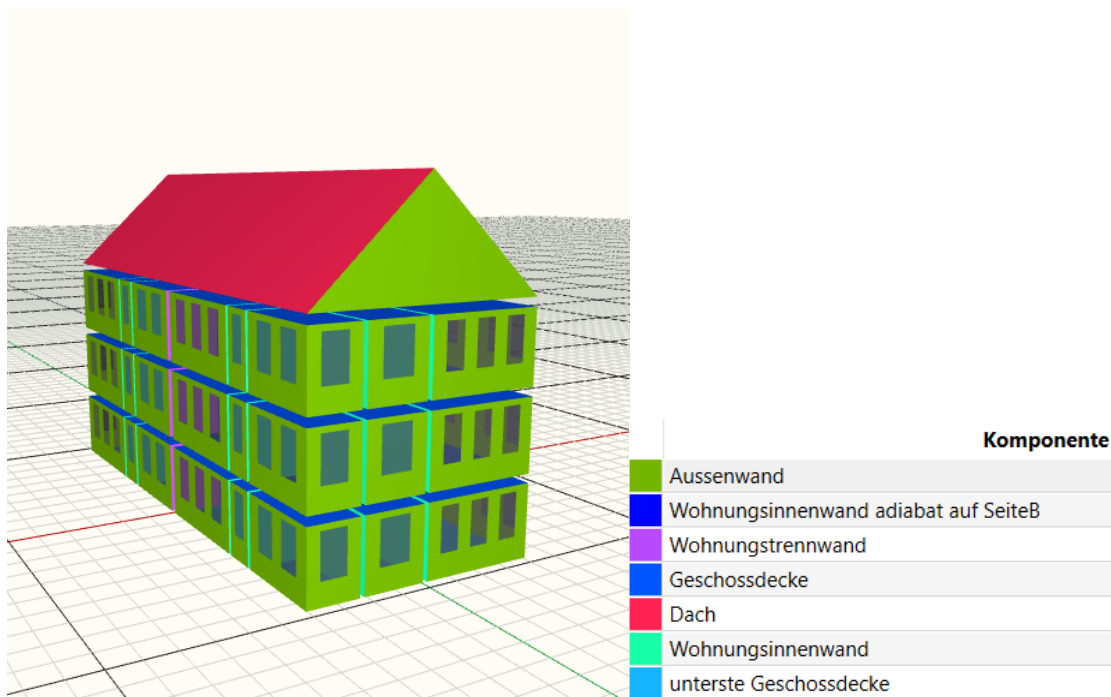


Abbildung 3.15 - Konstruktionen des Beispielgebäudes in SIM-VICUS
 Quelle: Anne Jüttner

Das erzeugte Gebäude kann als IDF eingeladen werden und enthält bereits alle grundlegenden Zuweisungen (Abbildung 3.15) wie beispielsweise konkrete Materialaufbauten oder Randbedingungen, sodass eine Simulation unmittelbar durchgeführt werden kann.

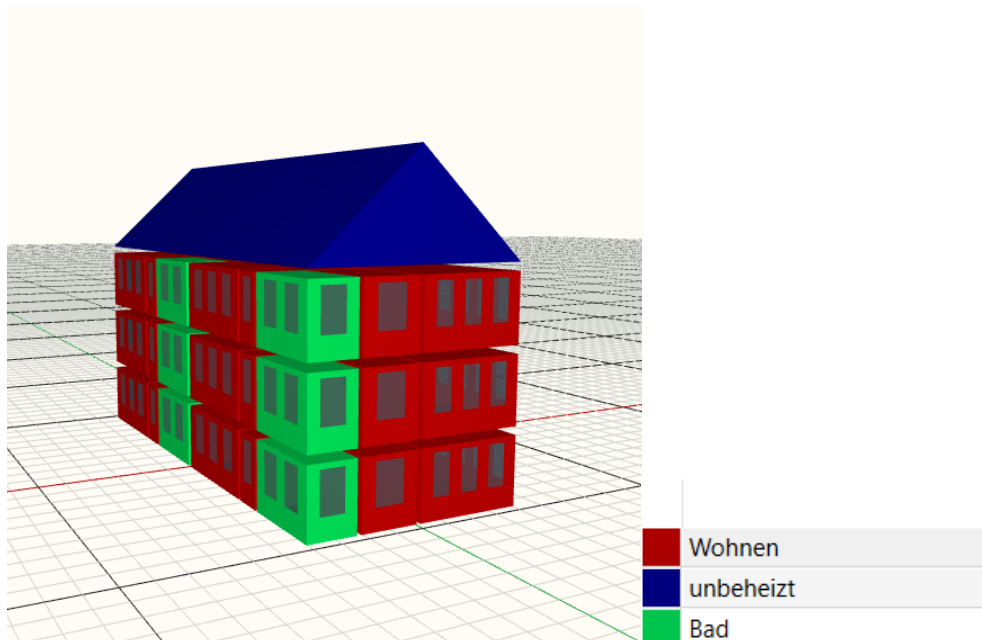


Abbildung 3.16 - Nutzungsprofile des Beispielgebäudes in SIM-VICUS

Quelle: Anne Jüttner

Lediglich die Nutzungsprofile müssen erstellt und den einzelnen Räumen zugewiesen werden (Abbildung 3.16). Da im Programm GenBuiGui bislang nur generische Gebäude mit einem Flachdach erzeugt werden können und dies aber in keiner Weise dem Stadtbild von Freiberg sowie Deutschland entsprechen würde, wird von einem Satteldach ausgegangen, das in SIM-VICUS nachträglich erstellt werden muss. Außerdem muss der Wetterdatensatz Freibergs importiert werden, sodass die Wetterdaten standortbezogen angewendet werden können.

Nachdem das generische Gebäude in SIM-VICUS entsprechend vorbereitet wurde, erfolgt im nächsten Schritt die Simulation. Mithilfe des Rechenkerns NANDRAD kann eine dynamische Simulation basierend auf detaillierten physikalischen Modellen durchgeführt werden. Durch die Verwendung problemangepasster, numerischer Lösungsverfahren ist sowohl eine hohe Zeitauflösung als auch ein längerer Simulationszeitraum realisierbar. Auf Grundlage dessen können für das Beispielgebäude neben dem Strom- und

Heizwärmebedarf, das Photovoltaik-Potenzial sowie Temperaturprofile der einzelnen Räume ermittelt werden. Die zusätzlichen Funktionen von NANDRAD und welche Ausgaben außerdem noch integriert werden könnten, kann bei (Paepcke 2017) nachgelesen werden. Die erzeugten Jahresverläufe können mithilfe des Programmes PostProc in Diagramme überführt oder durch eine Tabellenkalkulation zu verschiedenen Summen zusammengefasst werden. Welche Eingangsparameter während welches Bearbeitungsschrittes mit welchen Werten zur Simulation des Beispielgebäudes verwendet wurden, wird in Tabelle 3.6 dargestellt.

Eingangsparameter	angesetzte Werte
GenBuiGui	
Länge	19,32 m
Breite	8,78 m
Geschosshöhe (lichte Höhe)	2,50 m
Größe der Wohnung	3-Raum-Wohnung
Anzahl Geschosse	3
Fensterflächenanteil	30 %
SIM-VICUS	
Nutzung	siehe Anhang 8.6
Konstruktion	siehe Anhang 8.5
NANDRAD	
Dachneigung	25°
Wetterdaten	TRY2015 Freiberg
Orientierung der Dachflächen	Nord/Süd

Tabelle 3.6 - Eingangsparameter Simulation Beispielgebäude
 Quelle: Anne Jüttner

Nach der Simulation des Beispielgebäudes wird eine Plausibilitätsprüfung der Ausgangskennwerte durchgeführt, um das Verfahren auf Fehler zu prüfen. Diese kann anhand verschiedener Methoden erfolgen, die nun kurz erläutert werden. Bei einer Verifizierung eines Verfahrens wird die Plausibilität der Ergebnisse anhand allgemein gültiger Grenzen geprüft, die hauptsächlich die korrekte Erstellung des Modells bewerten. Anhand allgemeiner Kennwerte kann außerdem die hinreichende Genauigkeit des Verfahrens geprüft werden. In Anknüpfung an diese Herangehensweise erfolgt bei der

Validierung der Vergleich der Ergebnisse mit Referenzergebnissen. Diese Methode wird unter anderem zur Prüfung von Simulationsverfahren nach (VDI 6020 2022) angewendet. Auf diese Weise können auch kleinere Schwankungen beleuchtet und auf Fehler untersucht werden. Bei der Kalibrierung besteht zusätzlich zum Vergleich der Ergebnisse das Ziel darin, die Differenzen zwischen den erzielten und den erwarteten Ergebnissen zu minimieren. Auf diese Weise kann ein Verfahren an bestimmte Anforderungen optimal angepasst werden. Da im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich an Forschungseinrichtungen erarbeitete Simulationstools genutzt werden, wird lediglich eine Verifizierung der Ergebnisse durchgeführt. Schließlich wurden die Simulationsverfahren bereits eingehend auf Plausibilität geprüft, sodass ausschließlich die Anwendbarkeit für das erstellte Gebäudemodell mit seinen Eingabedaten geprüft werden muss.

Nachdem die Plausibilität der Ergebnisse erfolgreich geprüft wurde, können analog zum bereits erstellten Gebäudemodell weitere Variationen erzeugt werden. Wie nach dieser Erzeugung die Auswertung der Ergebnisse erfolgt und auf welche Weise die Parameter variiert werden, wird im folgenden Kapitel umfassend erläutert.

4 ENTWICKLUNG EINES VEREINFACHTEN BEMESSUNGSANSATZES

Ein vereinfachter Bemessungsansatz bietet in der Regel eine in der Praxis schnell anwendbare Alternative zu aufwendigen Rechenverfahren oder Simulationen. Aufgrund stark vereinfachter Eingangsparameter verlieren die Ansätze allerdings häufig so stark an Genauigkeit, dass eine Anwendbarkeit zu hinterfragen ist. Im Rahmen dieser Arbeit sollen aus diesem Grund verschiedene, durch Simulationen erzeugte Last- und Entzugsprofile eine Basis mit erhöhter Genauigkeit und kleinen Zeitintervallen bieten, die auch die Fluktuation der erneuerbaren Energieträger berücksichtigt. Anhand des zu entwickelnden Bemessungsansatzes soll eine erste Abschätzung möglich sein, ob sich für ein Gebäude oder ein Quartier der Einsatz erneuerbarer Energieträger energetisch bzw. ökonomisch rentiert. Der Bemessungsansatz kann in der frühen Entwurfsphase eines Neubaus sowie zur Erörterung verschiedener Sanierungsmaßnahmen im Bestand verwendet werden. Dennoch soll dadurch keine detaillierte Simulation in einer späteren Planungsphase ersetzt werden. Schließlich ist diese für eine exakte Dimensionierung nach energetischen und ökonomischen Gesichtspunkten zwingend erforderlich. Da für den Einsatz von Erdwärmesonden vereinfachte Annahmen zu großen Ungenauigkeiten in der Bemessung führen können, wird in der Folge ausschließlich für PV- und Erdwärmekollektoren ein vereinfachter Bemessungsansatz entwickelt. Die Gründe für die Eingrenzung der Energieträger und eine mögliche Lösung der Probleme werden in Kapitel 6 umfassend diskutiert.

Wie auch bei detaillierten Bemessungen soll am Ende der Berechnungen eine Fläche stehen, die für einen PV- oder Erdwärmekollektor zur Erzeugung von Strom oder Heizwärme benötigt wird. Diese mindestens erforderlichen Flächen können wiederum Anhaltspunkte dazu geben, ob eine ausreichende Fläche im konkreten Fall vorhanden und der Einsatz von Photovoltaik oder Geothermie zielführend ist. Um diese Mindestflächen zu erhalten, muss zunächst betrachtet werden, durch welche Parameter diese Ergebnisse maßgeblich beeinflusst werden. In erster Linie werden alle Energieträger immer vom jeweiligen Bedarf bestimmt und entsprechend diesem dimensioniert. Demzufolge lässt sich eine Abhängigkeit zwischen dem Heizwärmebedarf und der Erdwärmekollektorfläche sowie eine Abhängigkeit zwischen dem Strombedarf und der PV-Kollektorfläche bilden. Diese Abhängigkeiten sollen

in Form von Abhängigkeitsdiagrammen abgebildet werden. Da bei beiden Abhängigkeiten vereinfacht von einer linearen Beziehung auszugehen ist, können die Abhängigkeiten außerdem in Form von Verhältniskennwerten angegeben werden. In einem weiteren Schritt müssen die Abhängigkeiten nun in Bezug auf weiter zu vereinfachende Eingangskennwerte untersucht werden. Da der Heizwärmebedarf von verschiedenen Parametern wie der Qualität der Gebäudehülle und dem Fensterflächenanteil abhängt, wäre eine Vereinfachung auf eine dieser Größen zu unpräzise, sodass der Jahresheizwärmebedarf für das vereinfachte Bemessungsverfahren vorliegen muss. Der Strombedarf hingegen kann vereinfachend auf die Nutzfläche eines Gebäudes bezogen werden, sodass lediglich die Nutzfläche als Eingangsparameter erforderlich ist. Auch wenn der Strombedarf nicht immer proportional zur Nutzfläche verläuft, soll bei dieser Beziehung ebenfalls eine Linearität angenommen werden. Für die Abhängigkeit zwischen dem Strombedarf und der PV-Kollektorfläche werden zwei Fälle untersucht. Im ersten Fall wird lediglich der Hausstrom betrachtet, während im zweiten Fall zusätzlich von dem Betrieb einer Wärmepumpe ausgegangen wird. Um diese Abhängigkeiten näher charakterisieren und in Form von Abhängigkeitsdiagrammen zur vereinfachten Bemessung nutzen zu können, werden im folgenden Abschnitt die Einflüsse auf Bedarf und Produktion beleuchtet.

4.1 BASISVARIANTEN

Für die Erstellung von Basisvarianten wird auf die gebildeten Abhängigkeiten zurückgegriffen, die durch die Variation ausgewählter Parameter konkretisiert werden. Auf der Grundlage des Beispielgebäudes aus Kapitel 3.2 wird das Gebäudemodell um weitere Parameter zum Bedarf und zur Produktion ergänzt. Auf Seiten der Produktion erfolgt dabei eine gezielte Variation jeweils eines Parameters, der eine Veränderung der Verhältniskennwerte hervorrufen soll. Bei der Stromerzeugung durch eine Photovoltaik-Anlage wird die Neigung der PV-Module variiert. Die optimale Dachneigung für einen auf Winterbetrieb ausgelegten PV-Kollektor beträgt in Deutschland ca. 60° . Demzufolge ist mit steigender Dachneigung zu erwarten, dass die erforderliche Kollektorfläche sinkt. Begründet ist dies auf dem Sonnenelevationswinkel, der im Winter generell niedriger ist, sodass ein hoher Neigungswinkel der Kollektorfläche erforderlich ist, um einen optimalen Einfallswinkel auf die Kollektorfläche über eine größere Zeitspanne zu erhalten. Da allerdings im Sommer die höchsten finanziellen Gewinne aus der Einspeisung zu verzeichnen sind, könnte auch die Auslegung der Kollektoren auf die im Sommer optimale Neigung von ca. 37° eine insgesamt kleinere Kollektorfläche bewirken (vgl. Quaschnig 2022, S. 92 f.). Die Neigung der PV-Module, die in diesem Fall der Dachneigung entspricht, wird zwischen 30° und 60° variiert, sodass eine Vielzahl an Steildächern abgebildet werden kann. Die Satteldächer, die eine Neigung von 30 bis 45° besitzen, werden ebenso einbezogen wie die Winkeldächer, die bis 62° geneigt sein können. Lediglich gotische bzw. altdeutsche Dächer werden aufgrund ihrer Seltenheit in der Variation vernachlässigt. Die Orientierung der Dachfläche wird für die Basisvarianten zunächst als optimal und demzufolge mit einem Winkel von 180 Grad für eine Südausrichtung angenommen und kann in einem weiteren Schritt um weitere Abstufungen ergänzt werden. Der Wirkungsgrad der gesamten Photovoltaik-Anlage wird mit 20 % angenommen. Dieser Wirkungsgrad setzt sich aus einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 21 % für kristalline Si-Solarzellen und dem Wechselrichter-Wirkungsgrad von 95 % zusammen (vgl. Quaschnig 2022).

Für die Bemessung eines Erdwärmekollektors ist neben der vorherrschenden Bodenart insbesondere das Verhältnis der Randbereiche zur gesamten Fläche von Bedeutung, sodass ein A/U-Verhältnis der Kollektorfläche gebildet und zwischen 1 und 15 variiert werden soll. Bei einem niedrigeren Verhältnis ist eine höhere Entzugsleistung und damit eine kleinere

erforderliche Fläche zu erwarten, weil mehr Randfläche vorhanden ist. Am Rand eines Erdwärmekollektors ist die Entzugsleistung in der Regel höher als in der Mitte. Denn am Rand kann immer wieder Wärme aus dem umliegenden Erdbereichen zuströmen, während das Erdreich in der Mitte eines EWK wesentlich schneller auskühlt. Mithilfe der Variation soll zunächst die Mehrzahl der unversiegelten Grundstücksflächen abgebildet werden. Eine Erweiterung des Diagrammes um Extremfälle über die bislang gesetzten Grenzen hinaus ist in einem weiteren Schritt denkbar. Die Bodenarten-Gruppe wird nach Abbildung 3.9 zunächst als Lehmschluffe (lu) angenommen, da dies die vorherrschende Bodenarten-Gruppe im Stadtgebiet Freibergs ist. Auf diese Weise soll der bereits über die Wetterdaten hergestellte Standortbezug beachtet werden. Wie in Kapitel 3.1.3 bereits erläutert, wird die Bodenarten-Gruppe Lehmschluffe im Rahmen dieser Arbeit durch die Bodenart sandig-lehmiger Schluff (Uls) repräsentiert. Außerdem wird ausgehend von den Untersuchungen durch (Ramming 2007) ein Rohrabstand von 50 cm für den Rohrdurchmesser D_a 28 und eine vertretbare Tiefe der Kollektorebene von 130 cm gewählt. Der COP der Wärmepumpe wird für die Berechnungen als über die Heizperiode gemittelt angesehen und entspricht keiner idealen Arbeitszahl. Sowohl für die Trinkwarmwasserbereitung als auch für die Heizwärme wird von einem typischerweise verwendeten COP von 4,0 ausgegangen. Nachdem die Variationen und Annahmen für alle Basisvarianten festgelegt wurden, kann eine Simulation des Bedarfes und der Produktion erfolgen. Alle zugrunde gelegten Annahmen und verwendeten Variationen werden im Anhang 8.7 für die einzelnen Abhängigkeitsdiagramme zusammenfassend aufgelistet. Die Ergebnisse der Simulationen werden im folgenden Kapitel in Form von Diagrammen und Zeitprofilen dargestellt.

4.2 ERGEBNISSE UND AUSGANGSKENNWERTE

Durch die Simulation konnten für das Beispielgebäude Profile der Raumlufttemperaturen erzeugt werden, die in erster Linie der Prüfung der thermischen Behaglichkeit dienen. In Abbildung 4.1 sind beispielhaft die Temperaturprofile einer Wohnung im Vergleich zur Außenlufttemperatur dargestellt. Anhand dieser Diagramme kann unter anderem geprüft werden, ob die maximale Heizleistung ausreichend ist. Dazu wird betrachtet, ob die Temperatur der Räume unter die festgelegte Heizsolltemperatur von 17 bzw. 20 °C fällt.

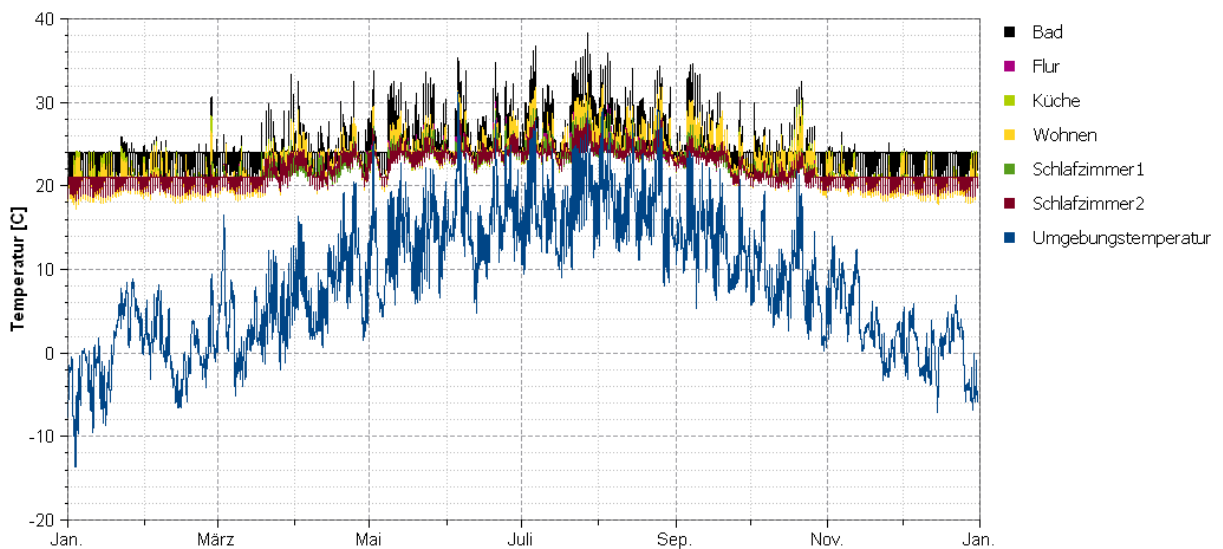


Abbildung 4.1 - Raumlufttemperatur einer Wohnung im Vergleich zur Außenlufttemperatur im Jahresverlauf

Quelle: Anne Jüttner

Das Diagramm zeigt, dass im Winter die minimale Solltemperatur stets gehalten werden kann, doch die maximale Solltemperatur von 21 bzw. 24 °C wird insbesondere im Bad schon früh im Jahr überschritten. Da die Temperaturdifferenz zwischen Raum- und Außenluft im Sommer teilweise über 10 K beträgt, wären zwingend weitere Maßnahmen für den sommerlichen Wärmeschutz bei dem vorliegenden Gebäude zu treffen. Da im Bestand für das Referenzgebäude nach Anlage 1 GEG jedoch weder Sonnenschutzvorrichtungen noch eine Kühlung vorgesehen sind, wurde trotz eines sich einstellenden unbehaglichen Raumklimas auch bei dem Beispielgebäude weiterhin darauf verzichtet.

Bezogen auf die einzelnen Räume können durch die Simulation außerdem konkrete Heiz- und Stromlastprofile generiert werden, die in einer Tabellenkalkulation jeweils zu einem gesamten Heiz- und Stromlastprofil addiert und mit dem Programm PostProc grafisch

dargestellt werden können. Bei dem errechneten Heizlastprofil muss berücksichtigt werden, dass es aus einer konkreten Simulation entstanden ist und keine durchschnittlichen oder allgemeingültigen Werte enthält. Um neben der reinen Heizwärme auch das Trinkwarmwasser zu berücksichtigen, wurde das Heizlastprofil um $12,8 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ erhöht (vgl. DIN V 18599-10 2018), sodass sich ein Jahresheizwärmebedarf von 25239 kWh/a ergibt. Die Summierung und Anpassung der Lastprofile sowie die Berechnung des anzusetzenden Wärmebedarfs für das Trinkwarmwasser kann im digitalen Anhang 0 nachvollzogen werden.

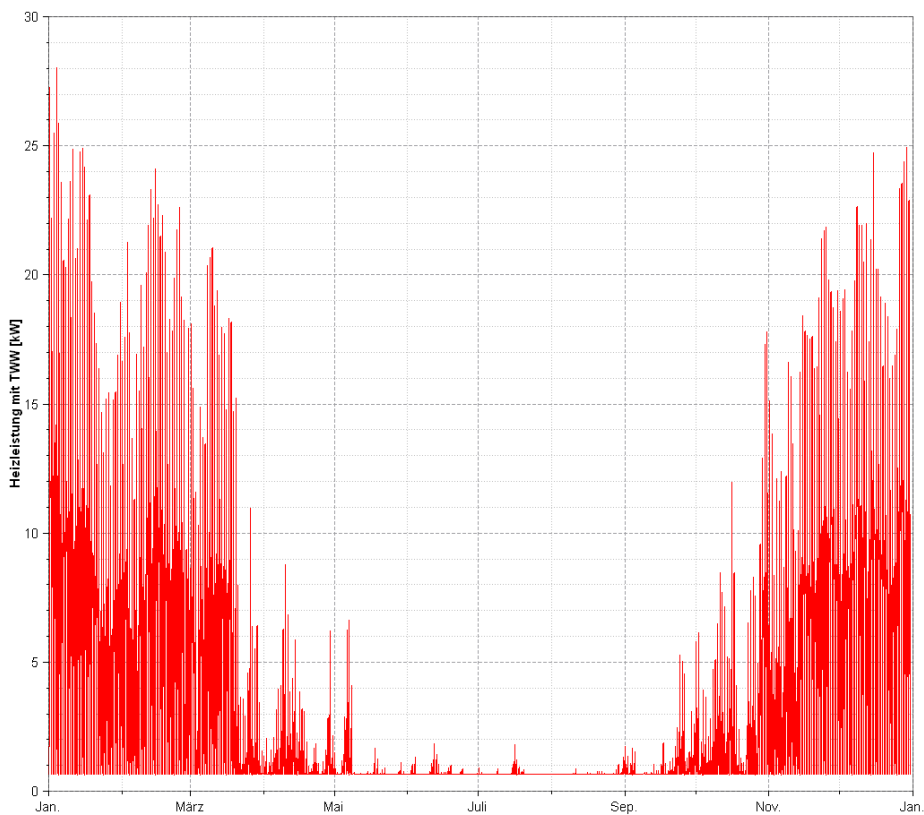


Abbildung 4.2 - Heizlastprofil des Beispielgebäudes inklusive Trinkwarmwasser
Quelle: Anne Jüttner

Abbildung 4.2 zeigt das Heizlastprofil inklusive Trinkwarmwasser und verdeutlicht damit, dass der maßgebliche Heizwärmebedarf zwischen November und März entsteht. Innerhalb dieser Zeitspanne variiert die erforderliche Heizleistung in der Regel aufgrund innerer und solarer Wärmelasten sowie durch die Wärmeabgabe der Speichermassen. Basierend auf diesen Unterschieden wird die Notwendigkeit einer Simulation deutlich. Schließlich können nur anhand eines solchen Profils die Ober- und Untergrenzen der benötigten Heizwärme bestimmt und eine gezielte Dimensionierung durchgeführt werden.

Analog zum Heizlastprofil ist auch das Stromlastprofil konkret auf das Beispielgebäude bezogen, könnte in seinen Werten allerdings als durchschnittlich angesehen werden. Denn sowohl das zugrundeliegende Zeitprofil als auch die Höhe des Strombedarfs basieren auf allgemeingültigen Daten. Zur Darstellung des Stromlastprofils wurden ebenfalls Diagramme erstellt, um die jährliche (Abbildung 4.3) und wöchentliche Verteilung (Abbildung 4.4) wiederzugeben.

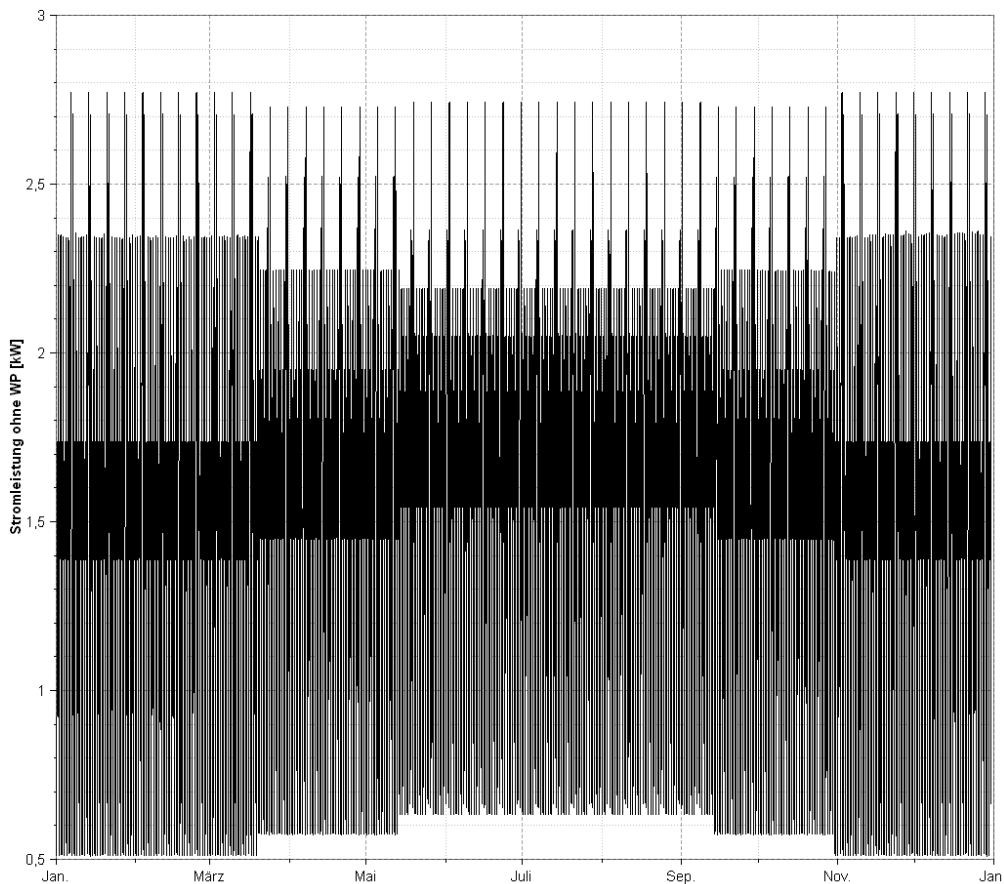


Abbildung 4.3 - Stromlastprofil des Beispielgebäudes ohne Wärmepumpe

Quelle: Anne Jüttner

Anhand der Diagramme ist außerdem die Charakteristik des zugrundeliegenden Zeitprofils abzulesen. Durch diese Darstellungen kann unter anderem abgeglichen werden, ob dieses Profil auf das betreffende bzw. erwartete Nutzerverhalten eines anderen Gebäudes übertragbar ist.

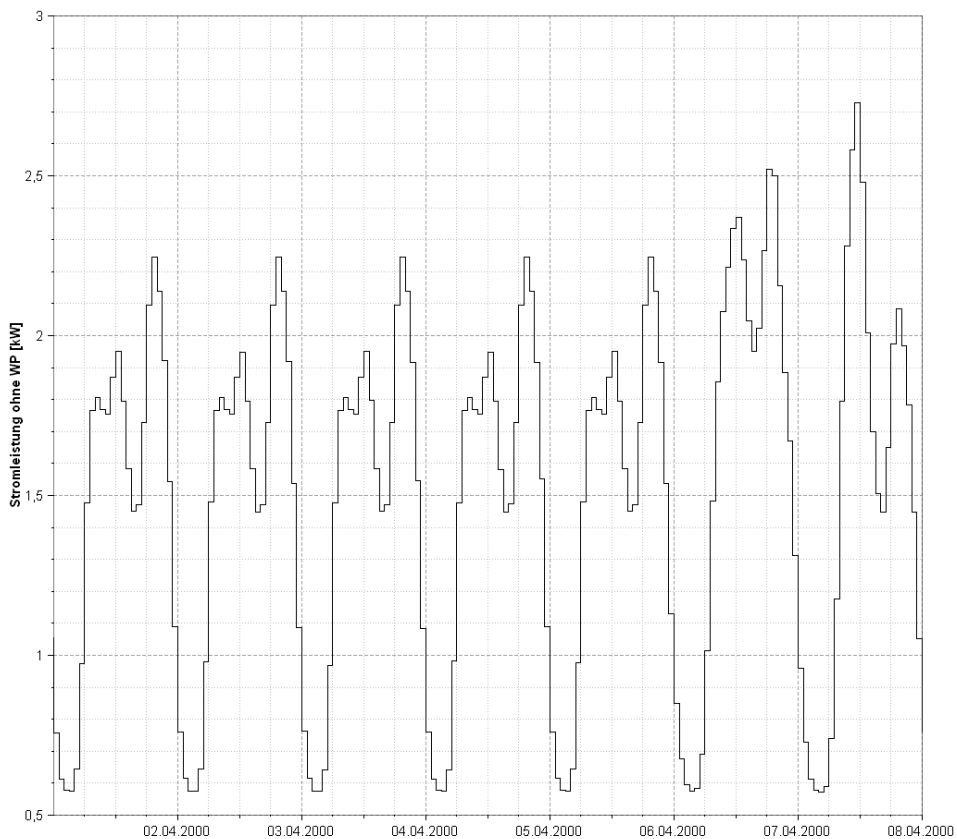


Abbildung 4.4 - Stromlastprofil einer Woche für das Beispielgebäude ohne Wärmepumpe
Quelle: Anne Jüttner

Es muss beachtet werden, dass das Stromlastprofil auf die Nutzfläche des Beispielgebäudes bezogen ist und für ein anderes Gebäude entsprechend dessen Nutzfläche angepasst werden müsste. Denn wie bereits beschrieben, kann aus dem jährlichen Strombedarf und der Nutzfläche ein Verhältniskennwert gebildet werden.

Integriert man zusätzlich die elektrische Energie, die eine Wärmepumpe mit einem COP von 4,0 benötigt, erhält man ein weiteres Stromlastprofil. Anhand Abbildung 4.5 wird deutlich, dass durch den Betrieb einer Wärmepumpe auch der Strombedarf stärker variiert und sich das Lastprofil dem der Heizleistung angleicht.

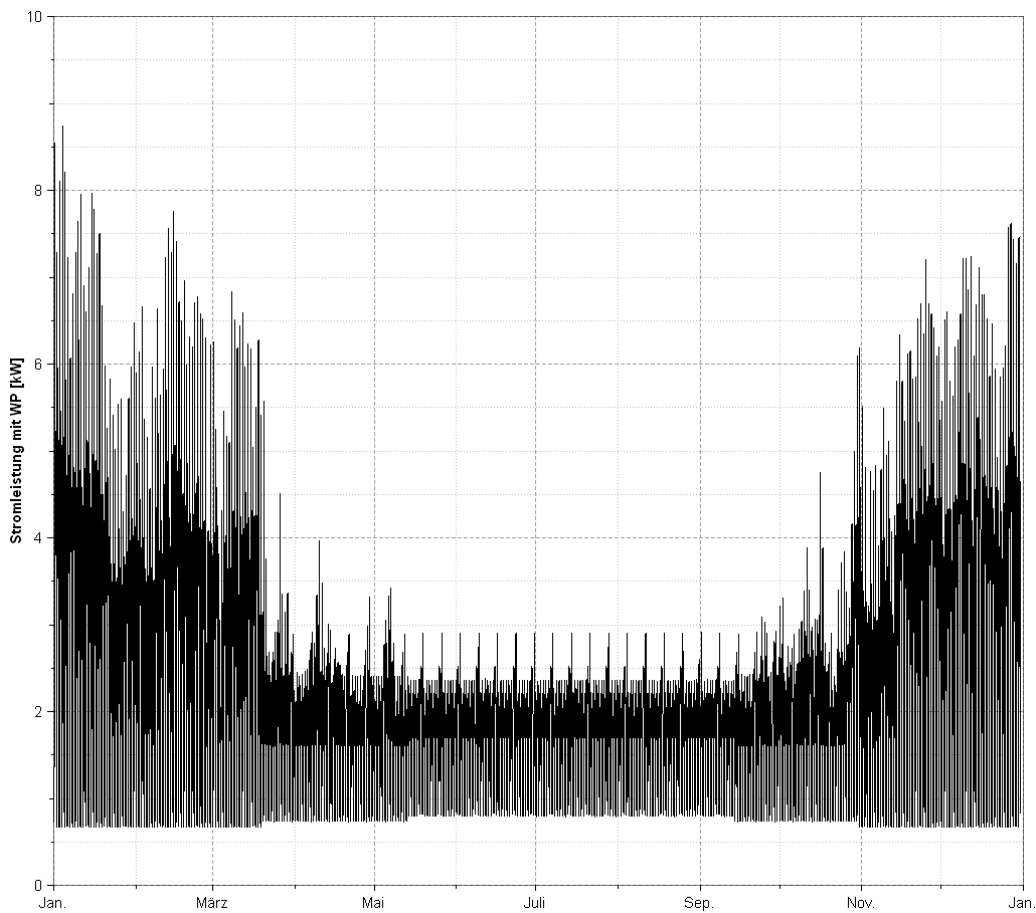


Abbildung 4.5 - Stromlastprofil des Beispielgebäudes inklusive Wärmepumpe
Quelle: Anne Jüttner

Neben den Lastprofilen wurden bei der Simulation auch Profile zum Photovoltaik-Potenzial erzeugt, die entsprechend den gewählten Variationen miteinander verglichen werden können. Da die Globalstrahlung auf eine geneigte Ebene hauptsächlich von der Orientierung und der Neigung abhängig ist, können in Abbildung 4.6 und Abbildung 4.7 wesentliche Unterschiede nachvollzogen werden. Die Abbildungen beschränken sich dabei auf die Spitzen der Einstrahlung eines Tages und geben nicht den gesamten Verlauf der Einstrahlung dieses Tages wieder.

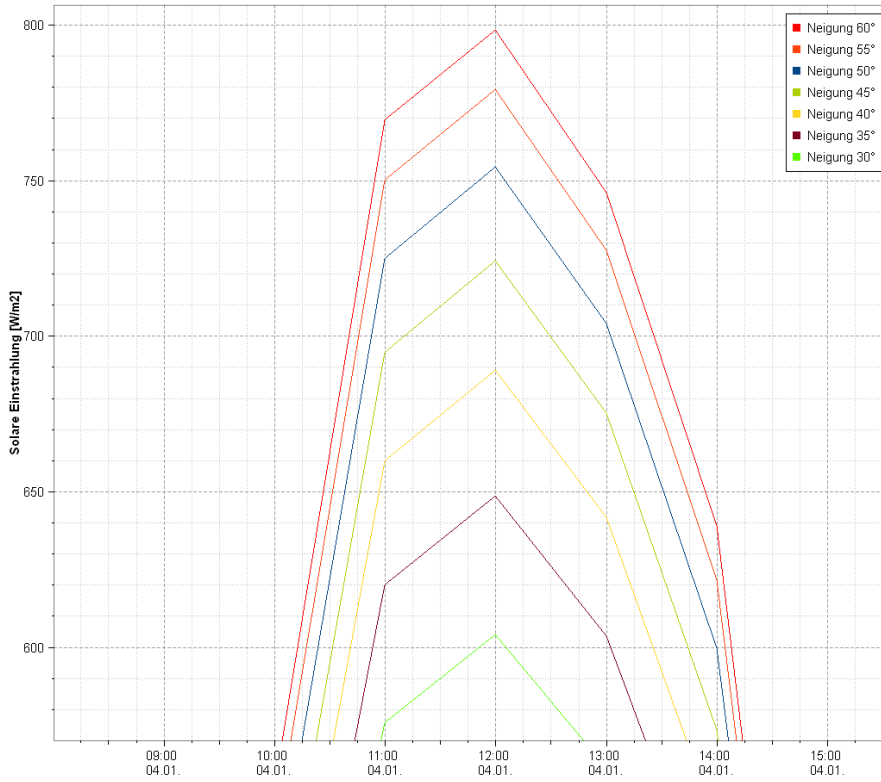


Abbildung 4.6 - Globalstrahlung auf eine unterschiedlich geneigte Ebene an einem Wintertag
Quelle: Anne Jüttner

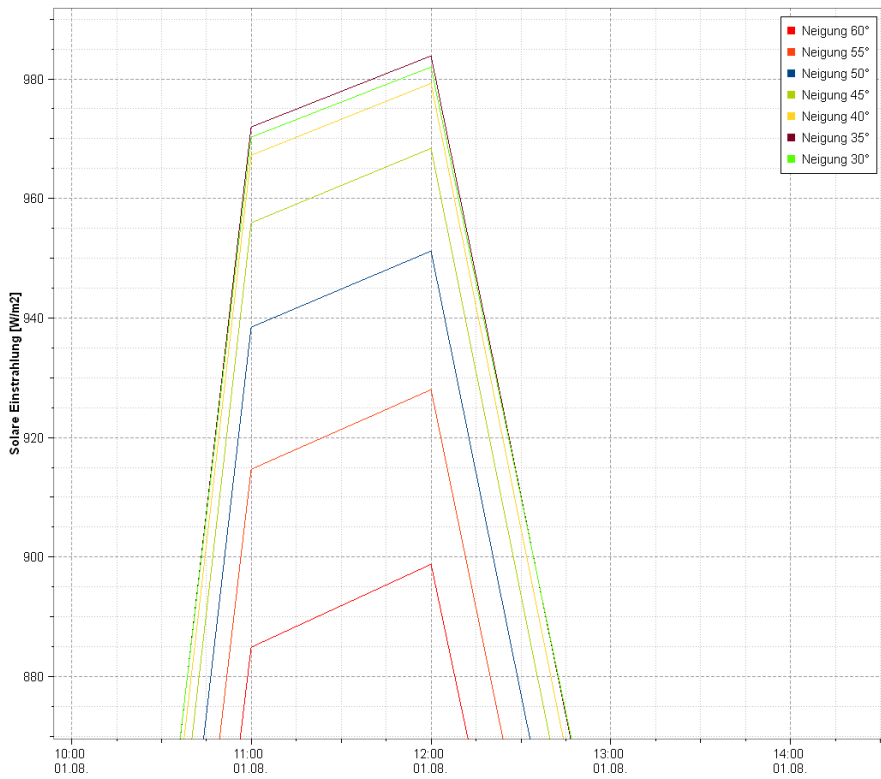


Abbildung 4.7 - Globalstrahlung auf eine unterschiedlich geneigte Ebene an einem Sommertag
Quelle: Anne Jüttner

Die Abbildungen zeigen die Globalstrahlung an einem bestimmten Tag im Sommer und Winter, wobei diese Tage als repräsentativ für die gesamte Periode angesehen werden können. Im Winter kann die höchste Globalstrahlung mit einer PV-Modulneigung von 60° erzielt werden, wohingegen im Sommer eine Neigung von 35° als optimal anzusehen ist. Aufgrund dieser jahreszeitlichen Unterschiede kann keine der Neigungen als optimal für das gesamte Jahr angesehen werden.

Welche Neigung dennoch am besten für den Standort Freiberg geeignet ist und wie sich deren Veränderung auf den Ertrag und die erforderliche Modulfläche auswirkt, soll neben weiteren Abhängigkeiten im folgenden Kapitel untersucht werden.

4.3 ABHÄNGIGKEITSDIAGRAMME

Ausgehend von diesen Ergebnissen sollen nun Abhängigkeitsdiagramme entwickelt werden, die eine grobe Bemessung von PV- und EWK-Flächen ermöglichen. Für die Abbildung der grundlegenden Abhängigkeiten wird zunächst aus den Lastprofilen ein jährlicher Bedarf ermittelt, der in der Folge als Bezugskennwert dient. Da die Trinkwarmwasserbereitung stets berücksichtigt werden muss, wird in der Folge ausschließlich das Heizlastprofil inklusive Trinkwarmwasser verwendet. Die Stromlastprofile gliedern sich weiterhin in zwei Varianten, weshalb zwei verschiedene Bezugskennwerte gebildet werden. Für den Strombedarf ohne Wärmepumpe kann die Nutzfläche als Bezugskennwert verwendet werden, da von einer linearen Beziehung zwischen den Kennwerten ausgegangen wird. Berücksichtigt man jedoch zusätzlich die Wärmepumpe, ist der Strombedarf neben der Nutzfläche auch vom Heizwärmebedarf abhängig, sodass aus beiden Parametern ein Bezugskennwert ermittelt werden muss. Auf diese Weise können die Lastprofile in ihrer Höhe frei skaliert und auf ein beliebiges Mehrfamilienhaus angepasst werden. Die Bezugskennwerte dienen demnach in erster Linie dazu, die durch eine konkrete Simulation errechneten Werte zu verallgemeinern und eine Vergleichbarkeit herzustellen.

Mithilfe der konkreten Last- und Entzugsprofile sowie der Bezugskennwerte können in der Folge die Abhängigkeiten untersucht und der Einfluss zusätzlicher Parameter dargestellt werden. Die konkrete Erarbeitung der einzelnen Abhängigkeitsdiagramme wird entsprechend der zu berücksichtigenden Faktoren in den folgenden Unterkapiteln erläutert und ist umfassend im digitalen Anhang 0 nachzuvollziehen. Zusammenfassend sind die Abhängigkeitsdiagramme mit allen verwendeten Annahmen in Anhang 8.7 dargestellt.

4.3.1 Photovoltaik

Für die Photovoltaik müssen zunächst aus den Profilen der Globalstrahlung jeder Neigung die Ertragsprofile der PV-Anlage generiert werden. Dazu wird die Einstrahlung mit der PV-Kollektorfläche und dem Wirkungsgrad der gesamten PV-Anlage, der auch als eine Art Performance Ratio (PR) betrachtet werden kann, multipliziert. Das entstandene Profil wird in der Folge mit dem Stromlastprofil abgeglichen, um verschiedene Kennwerte bilden zu können. Mithilfe dieses Abgleiches soll erarbeitet werden, in welchen Phasen eine Eigennutzung der erzeugten Energie möglich ist und in welchen Phasen Netzstrom verwendet werden muss. Wie Abbildung 4.8 zeigt, ist der durch Photovoltaik erzeugte Strom im Winter teilweise nicht ausreichend, um den Bedarf zu decken. Die höchsten Einspeisevergütungen können im Sommer erreicht werden, da in einigen Zeiten nicht die gesamte, produzierte Energie direkt genutzt werden kann.

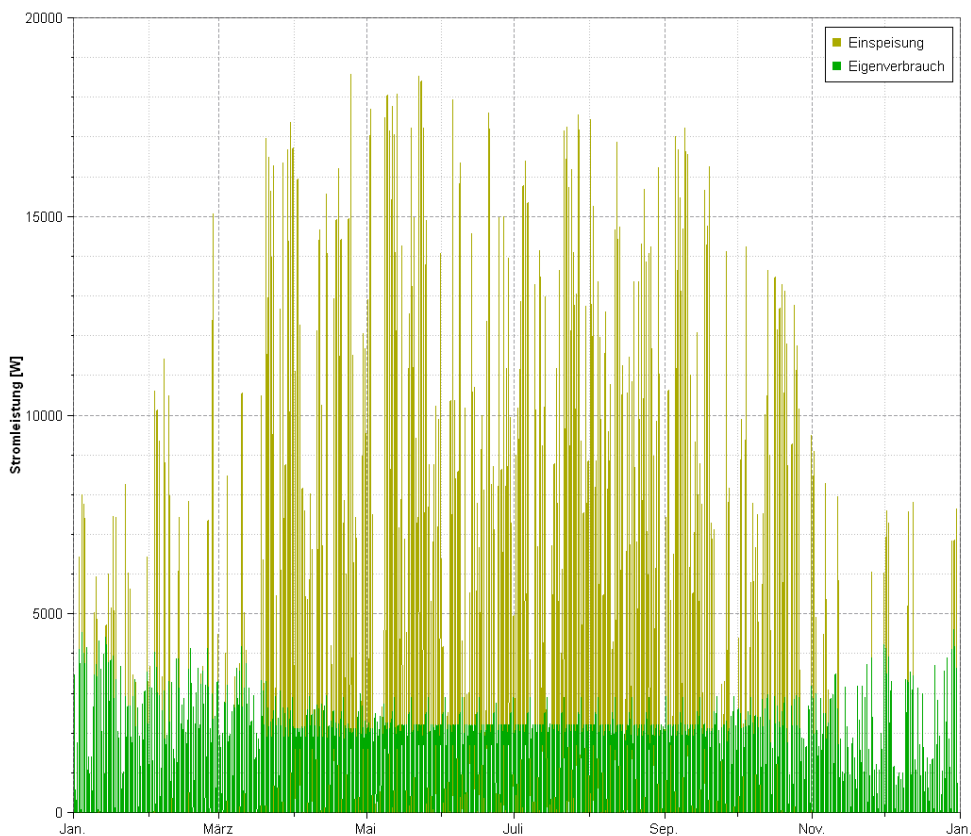


Abbildung 4.8 - Strombilanz für Eigennutzung und Einspeisung ins Netz (bei 30° Neigung und 100 m² Modulfläche)

Quelle: Anne Jüttner

Durch den Abgleich der Profile kann eine Basis geschaffen werden, um den Ertrag einer PV-Anlage für das vorliegende Gebäude bewerten zu können. Diese Bewertung kann durch unterschiedliche Kriterien erfolgen und hat stets zum Ziel, eine mindestens erforderliche PV-Fläche für einen bestimmten Strombedarf zu ermitteln. Eine Möglichkeit zur Flächenermittlung besteht in der Verwendung eines frei gewählten Deckungsgrades. Dieser Deckungsgrad gibt das Verhältnis zwischen der Eigennutzung und dem gesamten Strombedarf wieder und würde als Mindestüberschnittmenge für die Bemessung fungieren. Die Festlegung eines Deckungsgrades würde sich dabei auf die energetische Auslegung beschränken, wodurch keine festen Grenzen gegeben sind. Schließlich würde sich eine Unter- oder Überdimensionierung bei der zusätzlichen Nutzung von Netzstrom lediglich auf die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage auswirken. Aus diesem Grund soll die Wirtschaftlichkeit die sich ergebende Grenze in der Bemessung darstellen und definieren, ab wann eine kleinere bzw. größere PV-Fläche nicht mehr rentabel wäre. Denn letztendlich ist die Wirtschaftlichkeit bei regenerativen Energien ein wichtiges Entscheidungskriterium, das auch bei einem vereinfachten Bemessungsansatz Berücksichtigung finden muss. Auch im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsberechnung werden Annahmen getroffen, die teilweise nicht die sich verändernden Voraussetzungen abbilden können, doch mögliche Preisentwicklungen könnten beispielsweise durch eine Weiterentwicklung des Ansatzes ebenfalls als Parameter aufgenommen werden (Kapitel 6.2). Aufgrund des Praxisbezuges und des Weiterentwicklungspotenzials soll dieser Ansatz für die Erarbeitung der Abhängigkeitsdiagramme zur Photovoltaik angewendet und in seiner Umsetzung in der Folge beschrieben werden.

Um die Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage berechnen zu können, müssen die Summen aus Eigennutzung, Bezug und Einspeisung mit den jeweiligen Kostenkennwerten multipliziert und über einen Zeitraum von 20 Jahren zu Kosten und Erlösen summiert werden. Anhand dieser Ergebnisse wird eine Variante ohne Photovoltaik gebildet und diese mit der Variante inklusive Photovoltaik verglichen. Die Variante mit Photovoltaik enthält neben den Kosten für den Strombezug auch alle Investitionskosten sowie die Erlöse aus der Einspeisung. Für die Variante ohne Photovoltaik müssen lediglich die Kosten für eine vollständige Deckung des Strombedarfs durch Netzstrom ermittelt werden. Wenn bei dem Vergleich der Varianten eine Einsparung als Ergebnis vorliegt, kann das System als

wirtschaftlich bezeichnet werden. Diese Vorgehensweise wird für jede Neigung der Dach- bzw. PV-Fläche wiederholt, sodass abschließend die Einsparungen für jede Variante ermittelt werden können. Um einen Überblick über die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Neigungsvarianten zu geben, wurden Einsparungen aus der Nutzung einer PV-Anlage zur Deckung des Strombedarfs ohne eine Wärmepumpe für Flächeninhalte zwischen 25 und 300 m² errechnet und in einem Diagramm dargestellt (Abbildung 4.9).

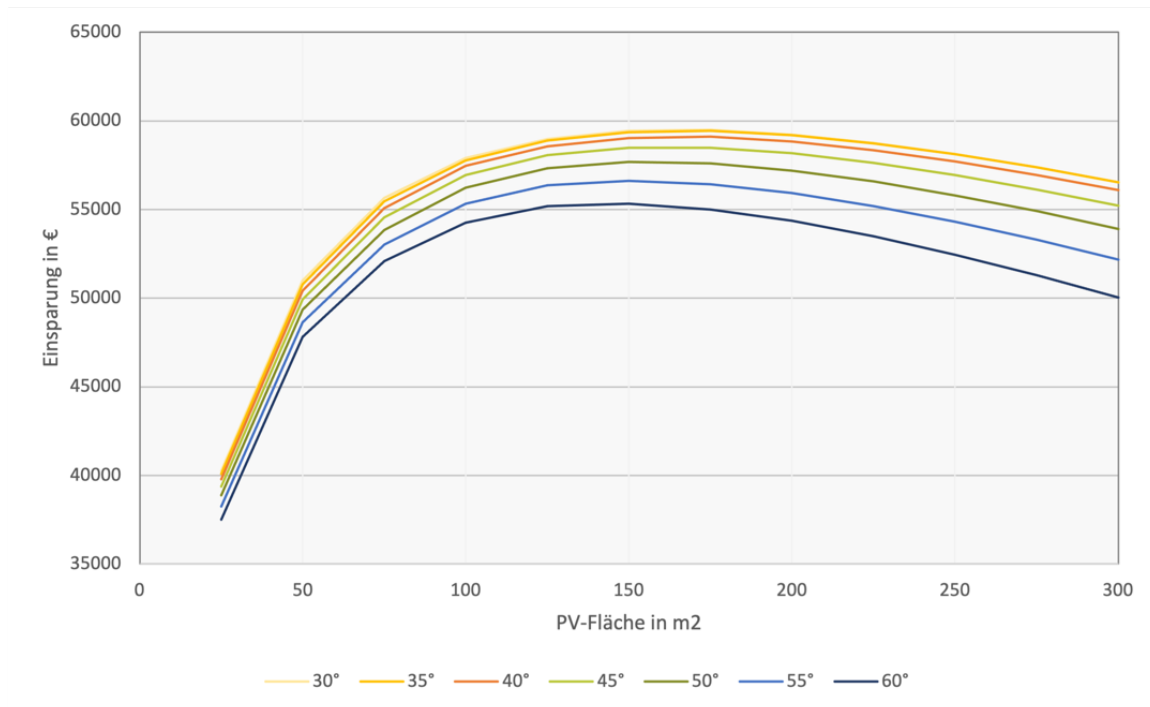


Abbildung 4.9 - Gesamteinsparung über 20 Jahre durch Photovoltaik nach PV-Fläche und Neigung (ohne Wärmepumpe)
Quelle: Anne Jüttner

Wie das Diagramm zeigt, entwickeln sich die Einsparungen für die einzelnen Neigungen annähernd parallel, weshalb lediglich das Einsparungsniveau variiert. Insgesamt können bei einer Modulneigung von 30° und unter der Voraussetzung identischer Flächen die höchsten Einsparungen erzielt werden. Doch auch, wenn weder eine Neigung von 30° für den Winter noch eine Neigung von 60° für den Sommer optimal ist, führen die saisonalen Ausgleichseffekte zu einer vergleichbaren Wirtschaftlichkeit. Denn bei einer Neigung von 60° kann der Deckungsgrad nicht maßgeblich erhöht werden, sodass sich daraus in den Wintermonaten eine erheblich höhere Einsparung ergeben würde. Diese zwar vorhandene Einsparung wird von den Modulen mit geringerer Neigung in den Sommermonaten ausgeglichen, wodurch sich auf das gesamte Jahr bezogen sogar ein höherer Deckungsgrad ergibt.

Insgesamt sind trotz kleinerer Unterschiede im Einsparungsniveau alle errechneten Flächenvarianten für alle Neigungen als wirtschaftlich zu betrachten. Aus diesem Grund muss das Ziel der Bemessung von einer mindestens erforderlichen Fläche auf eine optimale Fläche mit der höchsten Wirtschaftlichkeit angepasst werden. Anhand dieses Zieles wird in der Folge die höchstmögliche Einsparung einer jeden Neigung ermittelt und die dafür erforderliche effektive Kollektorfläche bestimmt. Die effektive Kollektorfläche stellt dabei eine unverschattete und ebene Dachfläche dar, die möglichst nach dem Solarkataster Sachsens als geeignet ausgewiesen sein sollte. Folglich wird auch die maßgebliche Verschattung einer Dachfläche anhand der Minimierung der effektiven Fläche berücksichtigt. Da anhand allgemeiner Kennwerte die Auswirkung der Verschattung nicht konkret berechnet werden kann, wird bei verschatteten Flächen davon ausgegangen, dass diese keinen Ertrag liefern beziehungsweise nicht zur Produktion von Strom genutzt werden. In der Praxis gilt es außerdem zu beachten, dass bestimmte, aufgeführte Ausrichtungen und Neigungen durch erhöhtes Verschattungspotenzial kaum für Photovoltaik nutzbar sind. Doch unter Zuhilfenahme des Solarkatasters Sachsens können diese ungeeigneten Flächen ermittelt und ausgeschlossen werden.

In einem letzten Schritt werden die ermittelten, optimalen PV-Kollektorflächen mit der Nutzfläche des Beispielgebäudes in Beziehung gesetzt und in einen Verhältniskennwert umgewandelt. Auf diese Weise kann eine freie Skalierung der PV-Fläche entsprechend der tatsächlichen Nutzfläche eines Gebäudes erfolgen. Das optimale Flächenverhältnis für die höchste Wirtschaftlichkeit wird für jede Neigung im Abhängigkeitsdiagramm Abbildung 4.10 dargestellt. Zusätzlich enthält das Diagramm eine obere und untere Grenze, die einen finanziellen Verlust von 3 % repräsentieren.

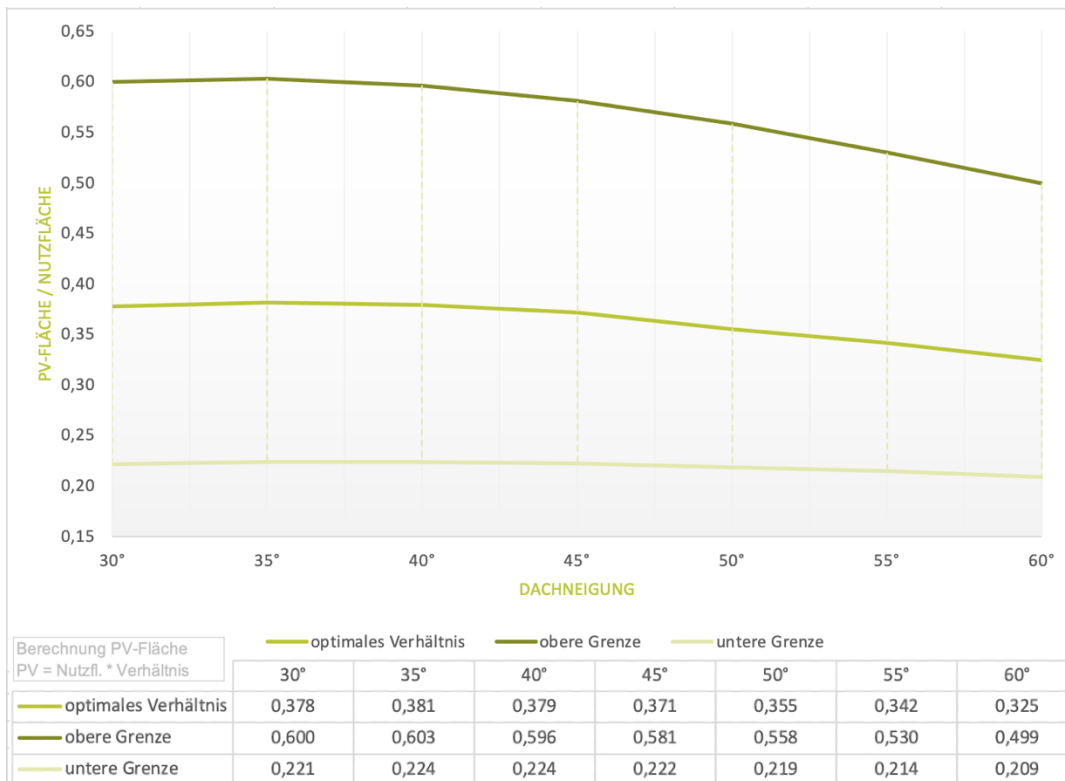


Abbildung 4.10 - Abhängigkeitsdiagramm PV-Fläche zu Nutzfläche (nach Neigung der Dachfläche) und für den Strombedarf ohne Wärmepumpe

Quelle: Anne Jüttner

Für die Integration der Wärmepumpe in die Berechnungen ist es erforderlich, das Stromlastprofil um den Strombedarf für den Betrieb der Wärmepumpe zu erhöhen. Da sich aus dem Betrieb der Wärmepumpe nicht nur höhere Leistungen, sondern auch ein anderes Profil ergibt, muss die Berechnung der Eigennutzung, des Bezuges und der Einspeisung erneut durchgeführt werden. Normalerweise ist das Heizlastprofil und damit auch das sich daraus ergebende Stromlastprofil von der Taktung der Wärmepumpe geprägt. Auf diese wurde bei den vorliegenden Berechnungen verzichtet. Welche positiven Auswirkungen eine mögliche Optimierung der Steuerung hätte, kann im Abschnitt 6.2 des Fazits nachvollzogen werden. Zusätzlich zum Stromlastprofil müssen außerdem die Investitionskosten um die Wärmepumpe und die Erdkollektoren ergänzt werden. Dazu wird von einer maximalen Nennleistung von 30 kW für die Wärmepumpe ausgegangen. Die Größe der Erdkollektoren wird auf 200 m² festgelegt und kann nicht variiert werden. Denn eine variable Erdkollektorfläche entsprechend weiteren Parametern würde weitere Abhängigkeiten erzeugen, sodass eine Vereinfachung auf leicht verständliche Kennwerte kaum möglich wäre. Außerdem würde der Umfang des Diagrammes weiter erhöht werden, wodurch eine

vereinfachte Anwendung gefährdet wäre. Neben den Investitionskosten werden für die Berechnung der Variante ohne regenerative Energien allerdings auch die potenziellen Gaskosten berücksichtigt und in die Wirtschaftlichkeitsberechnung aufgenommen. Somit werden für diese Variante die Strom- und Gaskosten für den gesamten Strom- und Heizwärmebedarf addiert und mit den Kosten für Investitionen und den Strombezug sowie den Erlösen aus der Einspeisung verglichen. Analog zur Berechnung ohne Wärmepumpe ist das Gesamtsystem wirtschaftlich, wenn eine Einsparung zustande kommt. Wie sich die Höhe der Einsparungen über die angesetzte PV-Fläche und die Neigung verteilen, ist in Abbildung 4.11 dargestellt.

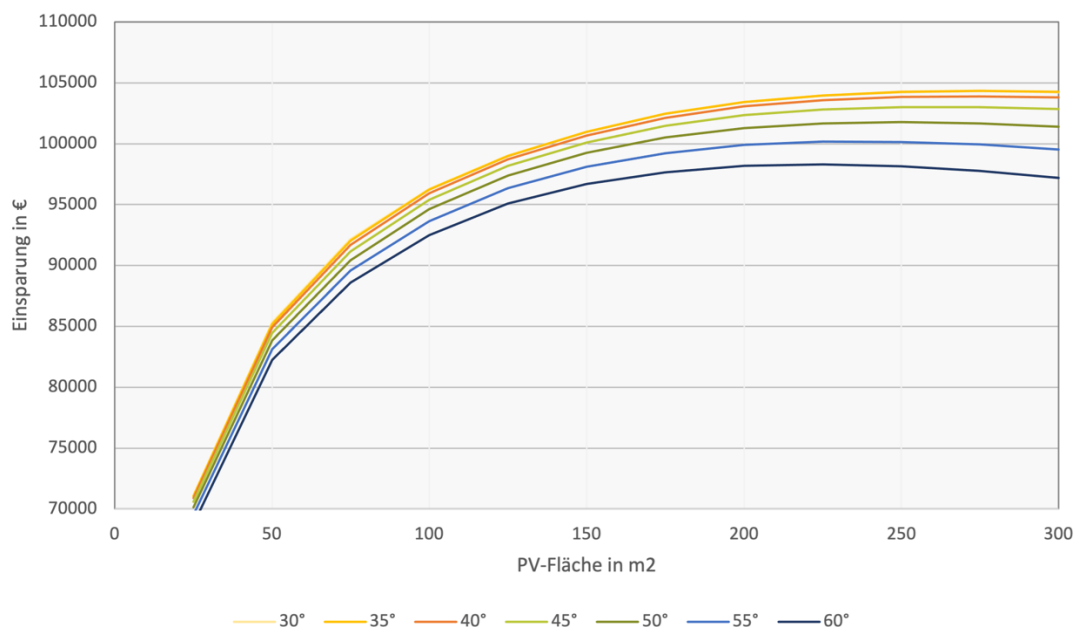


Abbildung 4.11 - Gesamteinsparung über 20 Jahre durch Photovoltaik nach PV-Fläche und Neigung (mit Wärmepumpe)

Quelle: Anne Jüttner

Auch bei einer Kombination der Systeme ist eine Neigung von 30 ° am wirtschaftlichsten, wobei sich die Höhe der Einsparungen im Vergleich zur alleinigen Nutzung von Photovoltaik fast verdoppelt. Daraus kann abgeleitet werden, dass eine Kombination aus Photovoltaik und Geothermie wesentlich effektiver und ökonomisch sinnvoller ist. Zusätzlich ist bei dem Vergleich der Diagramme ein Unterschied in der Wirtschaftlichkeit bezüglich größerer Photovoltaikflächen sichtbar. Wenn man die Systeme kombiniert, sind tendenziell größere Flächen wirtschaftlicher.

Nach der Ermittlung der wirtschaftlichsten PV-Fläche für jede Neigung wird jeder Flächenwert in einen Verhältniskennwert überführt. Allerdings ist beim Einsatz einer Wärmepumpe keine alleinige Beziehung zwischen dem Strombedarf und der Nutzfläche gegeben, sodass die Nutzfläche nicht als Bezugs-kennwert verwendet werden kann. Denn der Strombedarf ist nun zusätzlich auch von der Höhe des Heizwärmebedarfs abhängig, weshalb der Strombedarf nicht weiter auf eine einzelne Größe vereinfacht werden kann. Um eine einfache Anwendbarkeit der Diagramme weiterhin zu gewährleisten, wird in dem Abhängigkeitsdiagramm jedoch eine Formel für die Berechnung des gesamten Strombedarfs aus Nutzfläche und Heizwärmebedarf angegeben. Diese Formel spiegelt die angenommenen linearen Beziehungen wider und kann herangezogen werden, wenn insbesondere der potenzielle Strombedarf einer Wärmepumpe noch nicht bekannt ist.

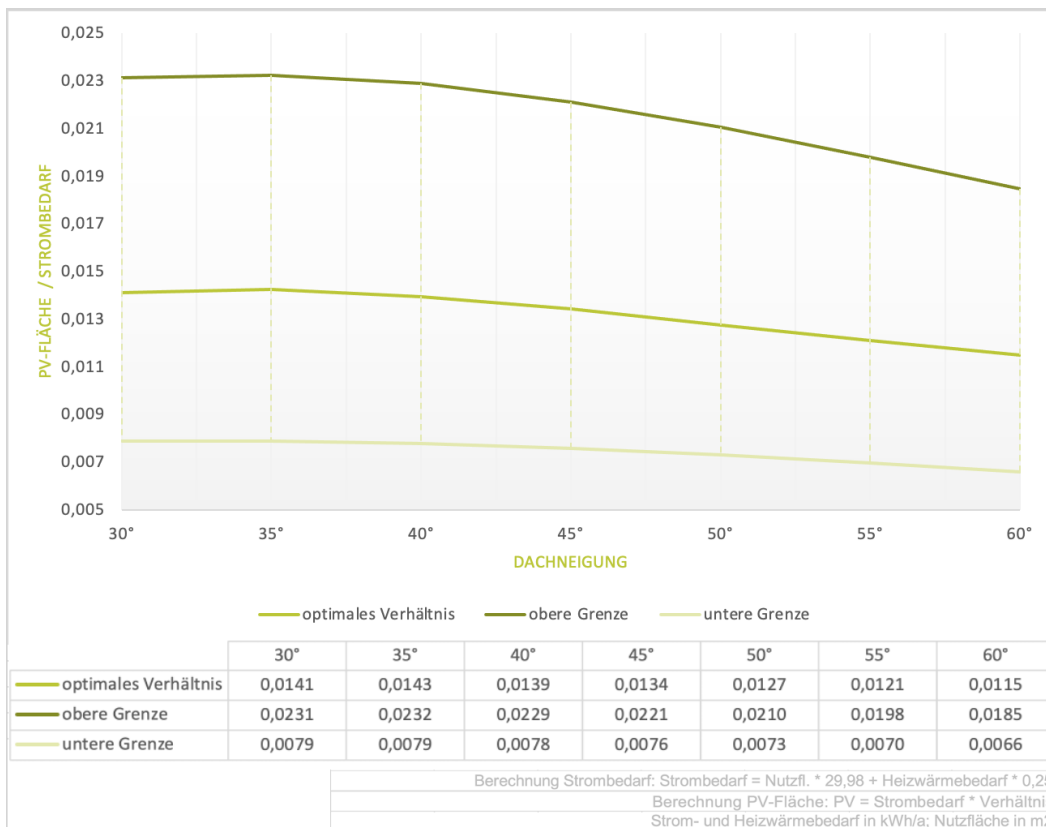


Abbildung 4.12 - Abhängigkeitsdiagramm PV-Fläche zu Strombedarf (nach Neigung der Dachfläche) und inkl. Wärmepumpe
 Quelle: Anne Jüttner

4.3.2 Erdwärmekollektoren

Im Gegensatz zur PV-Anlage müssen durch die Erdwärmekollektoren auch Spitzenlasten gedeckt werden, was dann eine erhebliche Flächenzunahme zur Folge hat. Außerdem verschiebt sich dadurch der maßgebliche Faktor für die Bemessung von den ökonomischen hin zu den energetischen Aspekten. Denn eine Unterdimensionierung eines Erdwärmekollektors kann eine erhebliche Auskühlung des umliegenden Erdreiches bewirken, wodurch die Entzugsleistung auf Dauer sinkt. Zusätzlich könnte auch die Vegetation über dem Erdreich durch eine verstärkte und sehr lang andauernde Eisbildung geschädigt werden. Insgesamt ist demnach eine minimale Fläche zu ermitteln, durch die die Auskühlung des Erdreiches über 5 Heizperioden auf maximal -3 °C beschränkt wird (Abbildung 4.13).

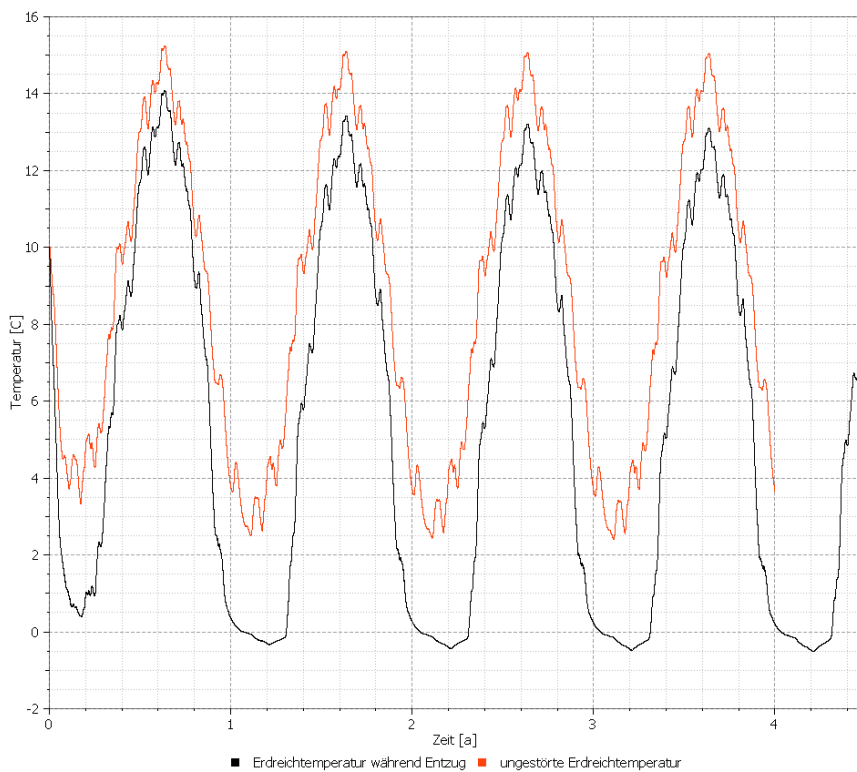


Abbildung 4.13 - Beispielhafter Vergleich der Erdreichtemperatur mit und ohne Entzug
Quelle: Anne Jüttner

Um diese Fläche zu berechnen, wird das an der TU Dresden entwickelte Programm ErdkollectorDesigner verwendet. Mithilfe des Programmes kann das erstellte Heizwärmeprofil eingelesen und anhand dessen eine minimal erforderliche Fläche gebildet werden. Alle konkreten Annahmen und Eingabedaten sind im Anhang 8.7 unter dem erstellten Abhängigkeitsdiagramm nachzulesen. Aus allen Annahmen ergibt sich für einen einzelnen Kollektor

eine Größe von 50 m². Für diese Größe wurde eine Breite der Fläche von 5,0 m festgelegt, sodass stets ein rechteckiges Feld entsteht. Da durch die Variation des A/U-Verhältnis der Einfluss von Randbereichen auf die Ergebnisse untersucht werden soll, muss der einzugebende Randbereich entsprechend dem A/U-Verhältnis variiert werden. Das Programm kann allerdings nicht alle freien Geometrien eines Grundstücks abbilden, sodass der Umfang und damit die Zu- oder Abnahme an Randbereichen durch die Breite des Randbereiches variiert werden muss. Dazu wird analog zur Fläche die Breite als Bezugsgröße genommen und der Verhältniskennwert darauf angewendet, sodass der Randbereich definiert werden kann. Für die A/U-Verhältnisse von 1 bis 15 ergeben sich daraus Rand-breiten von 0,33 bis 5,0 m. Den variierenden Breiten der Randbereiche werden nach den Simulationen die jeweiligen minimalen Flächen zugeordnet, sodass eine Veränderung des Flächenbedarfes abgelesen werden kann. Diese erforderliche Kollektorfläche wird abschließend mit dem Heizwärmebedarf eines Jahres in Beziehung gesetzt, sodass daraus ein Verhältniskennwert gebildet und eine Skalierung vorgenommen werden kann. Da von einer typischen Größe eines einzelnen Kollektors ausgegangen wurde und nur ganze Kollektoren geplant werden können, befinden sich in den Ergebnissen Abstufungen. Es wurde bewusst auf eine Anpassung verzichtet, da die festgelegten Größen einen wichtigen Aspekt in der Bemessung eines Erdwärmekollektors darstellen. Für die Anwendung wird darauf hingewiesen, dass bei einem A/U-Verhältnis zwischen zwei simulierten Verhältnissen, immer der höhere Verhältniskennwert zu wählen ist.

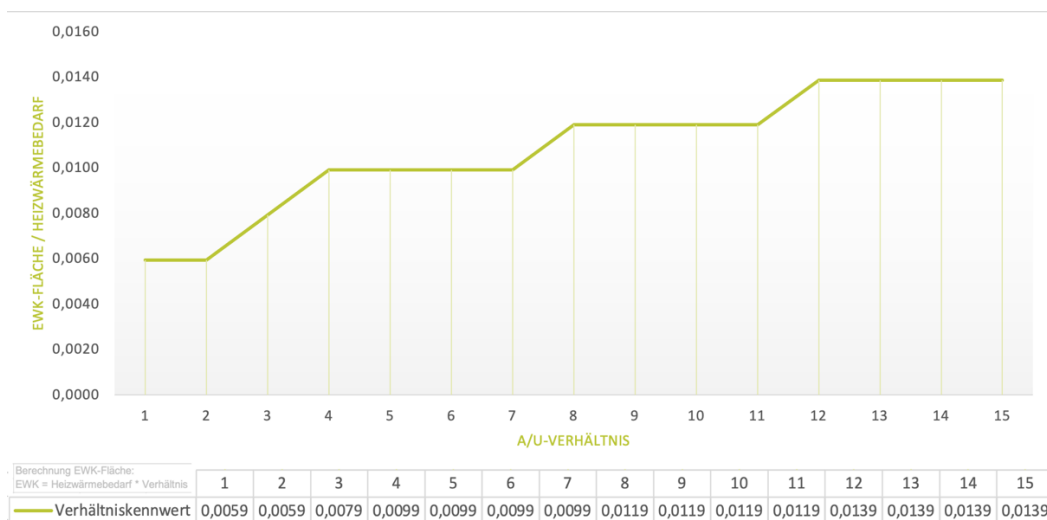


Abbildung 4.14 - Abhängigkeitsdiagramm EWK-Fläche zu Heizwärmebedarf inkl. TWW (nach A/U-Verhältnis der Kollektorfläche)

Quelle: Anne Jüttner

5 ANWENDUNG DES VEREINFACHTEN BEMESSUNGSANSATZES

Nachdem ein Ansatz zur Entwicklung einer vereinfachten Bemessung erarbeitet wurde, soll beispielhaft die mögliche Anwendung dargestellt werden. Insgesamt ist darauf hinzuweisen, dass die Abhängigkeitsdiagramme nur unter Beachtung aller getroffener Annahmen verwendet werden sollten, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse herzustellen und diese ggf. bewerten zu können. Die Anwendung der Abhängigkeitsdiagramme dient dabei zur Überprüfung des Ansatzes hinsichtlich der Übertragbarkeit auf andere Gebäude sowie der Aussagefähigkeit der Diagramme für die Grundgesamtheit der Gebäude in Freiberg und in Deutschland. Die Anwendung umfasst die Auswahl eines Untersuchungsgebietes, das Sammeln aller erforderlicher Daten sowie eine Beschreibung der Durchführung anhand ausgewählter Gebäude.

5.1 UNTERSUCHUNGSGEBIET

Für die Wahl des Untersuchungsgebietes muss in erster Linie die Grundlage der Abhängigkeitsdiagramme berücksichtigt werden, damit eine Vergleichbarkeit erreicht werden kann. Da die Abhängigkeitsdiagramme für den Ort Freiberg erstellt wurden, soll das Untersuchungsgebiet ebenfalls in diesem Bereich liegen. Um eine ausreichende Informationsdichte für das betreffende Gebiet zu gewährleisten, wird ein Bereich gewählt, der in den bereitgestellten Daten der Firma RECUN enthalten ist (Abbildung 5.1).

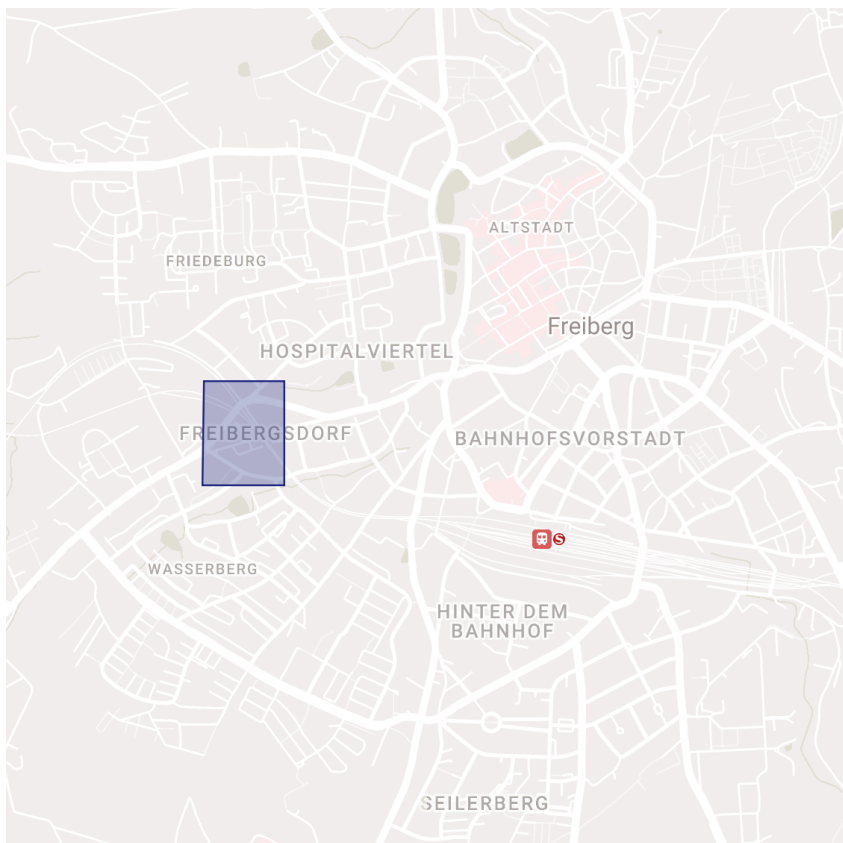


Abbildung 5.1 - Lage des Untersuchungsgebietes

Quelle: Anne Jüttner, basierend auf mymaps.google.com (abgerufen am 04.01.2023)

Aus diesem Bereich im Westen Freibergs werden beispielhaft 4 Gebäude ausgewählt, an denen die Anwendung des vereinfachten Bemessungsansatzes gezeigt und kritisch hinterfragt werden soll. Da die Abhängigkeitsdiagramme zunächst ausschließlich für freistehende Mehrfamilienhäuser erstellt wurden, werden aus dem Gebiet die folgenden Gebäude ausgewählt (Abbildung 5.2).



Abbildung 5.2 - Ausgewählte Gebäude im Untersuchungsgebiet

Quelle: Anne Jüttner, basierend auf mymaps.google.com (abgerufen am 04.01.2023)

In die Auswahl werden außerdem Walmdächer inkludiert, weil in Freiberg nur sehr wenige freistehende Mehrfamilienhäuser mit einem Satteldach errichtet wurden. Bei Walmdächern reduziert sich lediglich das Raumvolumen unterhalb des Daches sowie die maßgebliche Dachfläche einer Seite. Demzufolge ist von einer generellen Übertragbarkeit der Kennwerte auszugehen.

5.1.1 Eingangsdaten ausgewählter Gebäude

Die ausgewählten Gebäude werden anhand der Daten von RECUN sowie mithilfe von Google Maps und dem Solarkataster Sachsens näher charakterisiert, sodass ausreichend Eingangsdaten für die Anwendung der Abhängigkeitsdiagramme vorliegen. Das Gebäude 1 liegt an der Chemnitzer Straße 32 und wird in den Daten von RECUN unter der Gebäude-ID 4205 geführt (Abbildung 5.3). Die Abmessungen des Gebäudes sowie die Anzahl der Wohnungen entsprechen in etwa denen des Beispielgebäudes für die Erstellung der Abhängigkeitsdiagramme. Das Grundstück weist mit 63 % den höchsten Versiegelungsgrad unter den ausgewählten Grundstücken auf. Die maßgebliche Dachfläche des Gebäudes ist nach Südost ausgerichtet.



Abbildung 5.3 - Gebäude 1 mit markiertem Grundstück

Quelle: Anne Jüttner, basierend auf [mymaps.google.com](https://www.google.com/maps) (abgerufen am 04.01.2023)

Ebenfalls auf der Chemnitzer Straße befindet sich das Gebäude 3 mit der Hausnummer 59 und der Gebäude-ID 3960 (Abbildung 5.4). Dieses Gebäude ist sowohl hinsichtlich der Abmessungen als auch der Anzahl der Wohnungen etwas größer als Gebäude 1 und verfügt ebenfalls über ein Walmdach. Die Ausrichtung der maßgeblichen Dachfläche kann als Süden angenommen werden, während die versiegelte Grundstücksfläche 46 % des gesamten Grundstücks beträgt und hauptsächlich durch einen befestigten Parkplatz auf dem Gelände bestimmt wird.



Abbildung 5.4 - Gebäude 3 mit markiertem Grundstück

Quelle: Anne Jüttner, basierend auf mymaps.google.com (abgerufen am 04.01.2023)

Das Gebäude 2 trägt die Gebäude-ID 6422 und ist auf der Johannisstraße 24A gelegen (Abbildung 5.5). Es verfügt ebenso wie das Gebäude 4 über ein Satteldach, auch wenn es in seinen Abmessungen deutlich größer ist. Aus diesem Grund ist das Gebäude 2 insbesondere im Hinblick auf die Dachform und die Wohnungsanzahl mit dem Beispielgebäude vergleichbar. Der Anteil der versiegelten Grundstücksfläche liegt mit 21 % bei diesem Gebäude am niedrigsten. Die Ausrichtung der maßgeblichen Dachfläche ist Südwesten.

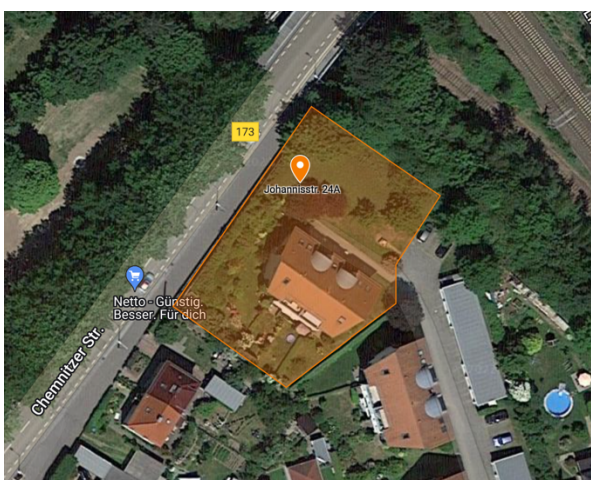


Abbildung 5.5 - Gebäude 2 mit markiertem Grundstück

Quelle: Anne Jüttner, basierend auf mymaps.google.com (abgerufen am 04.01.2023)

Das Gebäude 4 mit der Gebäude-ID 2986 ist demnach in den Abmessungen und der Wohnungsanzahl kleiner als das Beispielgebäude (Abbildung 5.6). Außerdem verfügt das Gebäude auf der Anton-Günther-Straße 41 über 23 % versiegelte Grundstücksfläche und die maßgebliche Dachfläche ist nach Südosten ausgerichtet.

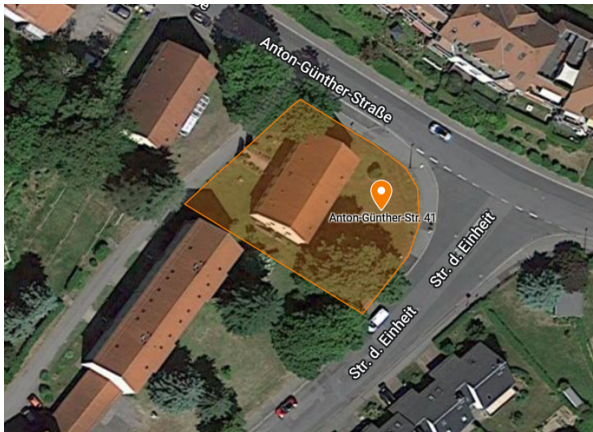


Abbildung 5.6 - Gebäude 4 mit markiertem Grundstück

Quelle: Anne Jüttner, basierend auf mymaps.google.com (abgerufen am 04.01.2023)

Die allgemein zur Verfügung stehenden Daten wurden in Tabelle 5.1 für alle ausgewählten Gebäude aufgeführt. Die Werte aus der RECUN-Datenbank wurden auf 2 Nachkommastellen gerundet. Die Daten aus Google Maps sind grob gemessen bzw. die Dachneigung wurde anhand des Bildes geschätzt. Die Größe der geeigneten Dachflächen werden anhand des Solarkatasters Sachsen ermittelt. Ein Teil der aufgelisteten Parameter wird in der Folge ausschließlich dem Überblick und der Vergleichbarkeit mit dem Ausgangsmodell der Abhängigkeitsdiagramme dienen. Für die Anwendung der in Kapitel 4.3 erarbeiteten Abhängigkeitsdiagramme sind ausschließlich der Heizwärmebedarf des Gebäudes, die Neigung und Fläche der maßgeblichen Dachseite sowie die unversiegelte Grundstücksfläche und deren A/U-Verhältnis erforderlich. Die erforderliche Nutzfläche wird aus der Wohnfläche pro Wohneinheit sowie der Anzahl der Wohnungen überschlagsmäßig ermittelt.

Gebäudedaten	Gebäude				Quelle
	1	2	3	4	
Anzahl Wohnungen	6	6	8	4	RECUN
Anzahl Geschosse	2 + DG	2 + DG	4	2	Google Maps
Grundfläche d. Gebäudes	207,36 m ²	271,18 m ²	230,01 m ²	196,88 m ²	RECUN
Wohnfläche pro WE	67,5 m ² /WE	67,5 m ² /WE	67,72 m ² /WE	72,84 m ² /WE	RECUN
Dachform	Walmdach	Satteldach	Walmdach	Satteldach	Google Maps
Dachneigung	45 °	35 °	40 °	45 °	geschätzt, Google Maps
Ausrichtung	NO/SW	NW/SO	O/W	NO/SW	Google Maps
beste Dachfläche	139 m ²	114 m ²	144 m ²	90 m ²	Solarkataster
Grundstücksgröße	930 m ²	1640 m ²	1063 m ²	950 m ²	Google Maps
unversiegelte Grundstücksfläche	340 m ²	1240 m ²	573 m ²	730 m ²	Google Maps
A/U-Verhältnis der Fläche	2,411	6,108	2,146	3,802	Google Maps
Heizwärmebedarf (inkl. TW)	71850,40 kWh/a	71850,40 kWh/a	79193,35 kWh/a	43388,84 kWh/a	RECUN
Strombedarf (ohne Wärmepumpe)	15127,96 kWh/a	13663,73 kWh/a	23337,18 kWh/a	11165,29 kWh/a	RECUN

Tabelle 5.1 - Daten der ausgewählten Gebäude

Quelle: Anne Jüttner, basierend auf Google Maps (maps.google.com), RECUN (<https://recun.de/daten>), Solarkataster Sachsen (<https://solarkataster-sachsen.de>), abgerufen am 04.01.2023

Die Flächenmaße für das Grundstück und der Dachfläche dienen ausschließlich zur Bewertung, ob eine Versorgung mit den gewählten Energieformen möglich bzw. wirtschaftlich wäre. Demzufolge ist eine hohe Genauigkeit für eine grobe Abschätzung nicht erforderlich. Die Nutzfläche und insbesondere der Heizwärmebedarf sollten allerdings eine höhere Genauigkeit aufweisen, da schon kleinere Abweichungen große Änderungen in der erforderlichen Fläche bewirken. Für die ausgewählten Gebäude konnten diese Parameter aus den Daten der Firma RECUN entnommen werden.

5.2 ANWENDUNG DES VERFAHRENS

Die Anwendung der Abhängigkeitsdiagramme zur Bemessung wird detailliert für Gebäude 1 dargestellt und analog bei den anderen ausgewählten Gebäuden durchgeführt. Zunächst wird die Nutzfläche des Gebäudes anhand der Wohnfläche pro Wohneinheit und der Anzahl der Wohnungen ermittelt. Für das Gebäude 1 ergibt sich eine Nutzfläche von 405 m². Anhand der Nutzfläche und der Dachneigung kann die optimale effektive Photovoltaik-Fläche auf dem Dach des Gebäudes mithilfe des ersten Abhängigkeitsdiagrammes bestimmt werden.

Für eine Nutzfläche von 405 m² bei einer Dachneigung von 45 ° ist nach Abbildung 4.10 für die höchste Wirtschaftlichkeit 235,31 m² PV-Fläche notwendig. Ist zusätzlich der Betrieb einer Wärmepumpe vorgesehen, erhöht sich nach Abbildung 4.12 die optimale PV-Fläche unter Berücksichtigung des Heizwärmebedarfs von Gebäude 1 auf 731 m².

Für das Abhängigkeitsdiagramm zur Erdwärme (Abbildung 4.14) muss der Heizwärmebedarf des Gebäudes und das A/U-Verhältnis der verfügbaren Kollektorfläche herangezogen werden, um die erforderliche Fläche für einen Erdwärmekollektor abzulesen. Bei einem A/U-Verhältnis von 2,411 ergibt sich ein Verhältniskennwert von 0,0079, da stets der höhere Wert, in diesem Fall für ein A/U-Verhältnis von 3 herangezogen werden muss. Beträgt der Heizwärmebedarf 71850,40 kWh/a errechnet sich daraus eine Erdwärmekollektorfläche von 567,62 m². Diese Fläche müsste für eine reale Abschätzung auf 600 m² gerundet werden.

In Tabelle 5.2 sind die Ergebnisse aus den Abhängigkeitsdiagrammen für die ausgewählten Gebäude dargestellt. Im Vergleich dazu wurde die am Gebäude verfügbare Dach- und Grundstücksfläche aufgeführt, sodass eine direkte Bewertung möglich ist, inwiefern eine Versorgung mit Geothermie oder Photovoltaik zu realisieren wäre. Die detaillierten Berechnungen für jedes Gebäude sind im digitalen Anhang 0 aufgeführt.

	PV-Fläche in m ²	PV-Fläche m. Wärmepumpe in m ²	EWK-Fläche in m ²
1	89,91	251,49	567,62
		139	340
2	90,72	249,61	711,32
		114	1300
3	121,35	336,46	625,63
		144	573
4	64,68	167,30	429,55
		90	730

Tabelle 5.2 - Ausgewählte Ergebnisse der Gebäude

Quelle: Anne Jüttner, basierend auf Google Maps (maps.google.com), RECUN (<https://recun.de/daten>), Solarkataster Sachsen (<https://solarkataster-sachsen.de>), abgerufen am 04.01.2023

Wie Tabelle 5.2 zeigt, ist bei Gebäude 2 und 4 die Grundstücksfläche ausreichend, um das Gebäude mit Geothermie versorgen zu können. Jedoch ist die bislang berücksichtigte Dachfläche sehr gering, sodass bei einer Kombination der Systeme keine optimale Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. Dennoch gilt für alle Gebäude, dass Photovoltaik immer wirtschaftlich wäre und hinsichtlich des Strombedarfes ohne Wärmepumpe, dass die Dachfläche ausreichend ist, um eine hohe Wirtschaftlichkeit mit einer maximalen Abweichung von 3 % vom Optimum zu erreichen.

5.3 BEWERTUNG DER ERGEBNISSE

Bereits bei dem Vergleich der Eingangsdaten ist auffällig, dass sowohl der Strom- als auch der Heizwärmebedarf der Gebäude deutlich höher ist als beim simulierten Beispielgebäude. Der erhöhte Heizwärmebedarf lässt sich hauptsächlich durch die schlechtere Qualität der Hülle begründen. Beim Strombedarf kann der Grund unter anderem der häufigere Betrieb von Geräten sein, die eventuell mehr Strom verbrauchen als dies im Durchschnitt der Fall wäre. Allerdings ist der in den Daten von RECUN ausgewiesene Strombedarf generell höher als der anhand der Nutzfläche errechnete Strombedarf. Aus diesem Grund wurde für die durchgeführten Berechnungen zu den ausgewählten Gebäuden auch der höhere Strombedarf verwendet. Da nicht bekannt ist, wie der Strombedarf der Gebäude in den Daten von RECUN ermittelt wurde, kann nicht nachvollzogen werden, bei welchem Strombedarf eine zu große Ungenauigkeit in der Berechnung vorliegt. Denkbar wäre auch eine Ungenauigkeit in der vorliegenden Nutzfläche, woraus sich ein abweichender Strombedarf errechnet. Jedoch ist der Unterschied in den Strombedarfen für die grundlegende Bewertung nicht ausschlaggebend, da bei beiden Varianten alle Dachflächen unterhalb der 3 % Grenze liegen würden. Dies bedeutet allerdings nicht, dass der Einsatz von Photovoltaik und Geothermie in Kombination nicht wirtschaftlich wäre. Die Wirtschaftlichkeit ist lediglich aufgrund der zu geringen Dachfläche nicht optimal. Betrachtet man keine Kombination der Systeme, liegen die Dachflächen eher im optimalen Bereich. Dennoch gilt es zu beachten, dass auch bei einer weniger optimalen Dachfläche die Einsparungen für den kombinierten Betrieb im Vergleich zu einer Variante ohne Geothermie deutlich größer sind.

Für den Einsatz von Erdwärmekollektoren eignen sich insgesamt zwei der vier Grundstücke, wobei bei einem weiteren Grundstück durch eine Optimierung des Erdwärmekollektors oder durch die Reduzierung des Versiegelungsgrades des Parkplatzes eventuell auch eine Nutzung möglich wäre. Das Grundstück zum ersten Gebäude ist bereits auf den ersten Blick nicht ausreichend für die vollständige Versorgung des Gebäudes durch Erdwärmekollektoren. Doch wie die Anwendung des Abhängigkeitsdiagrammes für die Grundstücke zeigt, besitzen weniger kompakte Flächen generell viel Potenzial, sodass eine Verwendung nicht zu früh ausgeschlossen werden sollte. Denn theoretisch können Erdwärmekollektoren auch unter Flächen mit einem mittleren Versiegelungsgrad platziert

werden, sodass diese Flächen in einem weiteren Schritt ebenfalls Berücksichtigung finden könnten. Für eine vollständige Übertragbarkeit müssten außerdem die einzuhaltenden Mindestabstände zu Gebäuden und Grundstücksgrenzen von der verfügbaren Fläche abgezogen werden.

Insgesamt wird durch die beispielhafte Anwendung deutlich, dass die Übertragbarkeit der Abhängigkeitsdiagramme mit bestimmten Einschränkungen verbunden ist. Zwar kann von einer Vergleichbarkeit aufgrund des gleichen Standorts sowie einer ähnlichen Gebäudegröße und Nutzung ausgegangen werden, doch eine detaillierte Prüfung zeigt, dass in den Diagrammen einige praxisrelevante Einflussfaktoren aktuell noch nicht abgebildet werden.

Bei der Erzeugung der generischen Gebäude können bislang weder eine Dachgeschosswohnung noch ein Penthouse abgebildet werden, da nur Gebäude mit Flachdächern erzeugt werden können und ein Steildach erst nachträglich hinzugefügt wird. Außerdem weisen alle Geschosse die gleiche Anzahl an Wohnungen auf, sodass eine einzelne Dachgeschosswohnung nicht abgebildet werden kann. Demzufolge wurde im Beispielgebäude bislang von einem Kaltdach ausgegangen. Wie die beispielhafte Anwendung allerdings zeigt, wird ein Steildach häufig für eine weitere Wohnung genutzt. Diese Veränderung im Beispielgebäude könnte die Höhe des Heizwärmebedarf eines Jahres sowie das Heizlastprofil beeinflussen. Da die Höhe über den Verhältniskennwert frei skaliert werden kann, müsste nur eine Veränderung des Zeitprofils untersucht werden.

Eine weitere Einschränkung der Übertragbarkeit könnte durch den weitgefassten Typus des freistehenden Mehrfamilienhauses entstehen. Schließlich kann ein Mehrfamilienhaus in einer Block- oder Zeilenbebauung teilweise über 100 Wohnungen umfassen. Ob die Diagramme für Mehrfamilienhäuser in dieser Größe noch anwendbar sind, wäre beispielhaft zu prüfen.

Zusätzlich zur Gebäudegröße könnte auch die Dachform eine Einschränkung darstellen, die es zu untersuchen gilt. Zwar sind Sattel- und Walmdächer für die Diagramme als vergleichbar anzunehmen, doch bei einer Villen- bzw. Punktbebauung wäre die Anwendbarkeit aufgrund zergliederter Dachflächen fraglich, sodass aktuell nicht alle freistehenden Mehrfamilienhäuser abgebildet werden. Allerdings wäre hier aufgrund der geringen ebenen und unverschatteten Dachbereiche ohnehin die Nutzung von Photovoltaik

zu hinterfragen. Zusätzlich entsteht durch die Schätzung der Dachneigung für alle Dachformen eine Ungenauigkeit in der Bemessung. Da schon wenige Grad abweichende Dachneigung eine andere optimale Fläche bedeuten können, müssen für die Dachneigung zwingend genauere Quellen genutzt werden, um korrekte Ergebnisse sicherzustellen. Außerdem kann auch eine abweichende Gebäudeorientierung zu niedrigeren Erträgen in der Praxis führen. Denn eine nach Süden ausgerichtete Dachfläche weist in der Regel die höchsten Strahlungseinträge auf. Demzufolge sollte das Ziel sein, die Diagramme um weitere Variationen wie beispielsweise die Gebäudeorientierung zu ergänzen.

Neben diesem Ansatz werden im folgenden Kapitel weitere Optimierungen und Weiterentwicklungen diskutiert, um einen Ausblick auf mögliche zukünftige Bearbeitungsschritte zu geben. Vorangestellt wird eine Zusammenfassung, um die Ergebnisse der Arbeit mit den Zielen abzugleichen und eine allgemeine Bewertung des Verfahrens abzuleiten.

6 ZUSAMMENFASSUNG & INTERPRETATION

Insgesamt sollte die Arbeit einen Lösungsansatz bieten, um die Bemessung erneuerbarer Energien in der frühen Planungsphase einerseits präziser und andererseits einfacher zu gestalten. Da in der Regel konkrete Ergebnisse auch ein hohes Maß an Genauigkeit in ihrer Berechnung erfordern, musste stets eine Abwägung zwischen Vereinfachung und Komplexität erfolgen. Auf dieser Grundlage sollten die zeitlichen Schwankungen der Bedarfe und Potenziale in die Simulation einbezogen und in allgemeine Verhältniskennwerte überführt werden. Anhand dieser Verhältniskennwerte sollte mithilfe von frei zugänglichen Daten bewertet werden können, ab wann und unter welchen Bedingungen ein Gebäude oder ein Gebiet vorwiegend mit regenerativen Energien versorgt werden kann beziehungsweise deren Nutzung am wirtschaftlichsten ist.

6.1 ZUSAMMENFASSUNG & BEWERTUNG DES VERFAHRENS

Im Rahmen dieser Arbeit wurde auf Basis einer Simulation ein Ansatz zur Darstellung der Abhängigkeiten zwischen dem Heizwärmebedarf und der regenerativen Energieversorgung erarbeitet. Für die beiden Technologien Photovoltaik und Geothermie wurden zunächst die Grundlagen beleuchtet, um aus der Funktionsweise sowie der Berechnung wichtige Parameter für eine vereinfachte Bemessung zu ermitteln. Diese Parameter wurden aus den von der Firma RECUN zur Verfügung gestellten Daten extrahiert bzw. aus zusätzlichen Quellen gewonnen, sodass eine umfassende Datengrundlage entstand. Aufgrund der geringen Anzahl an Datensätzen und der Beschränkung auf den Standort Freiberg konnten allerdings keine Ergebnisse erzielt werden, die die Grundgesamtheit der Gebäude in Deutschland repräsentieren.

Basierend auf der bestehenden Datengrundlage wurde mit dem Programm GenBuiGui ein Beispielgebäude erzeugt, das einem durchschnittlichen Mehrfamilienhaus entsprechen soll. Anhand dieses Gebäudes wurden Simulationen mit dem Programm SIM-VICUS durchgeführt, um Heiz- und Stromlastprofile zu errechnen. Zu den Stromlastprofilen wurde die Annahme getroffen, dass bei unzureichender Deckungsmöglichkeit durch Photovoltaik ein zusätzlicher Energieträger in Form von Netzstrom eingesetzt wird. Denn eine Autarkie kann aufgrund zeitlicher Verschiebungen zwischen Produktion und Bedarf ohne erhebliche

Speichermöglichkeiten nicht realisiert werden. Demnach erfolgte die Auslegung hinsichtlich energetischer und ökonomischer Gesichtspunkte. Auf diese Weise werden zu groß dimensionierte Flächen vermieden und dennoch in der Regel ein Deckungsgrad von ca. 40 % erreicht.

Nachdem die Lastprofile erstellt und mit den Potenzialen abgeglichen wurden, konnten anhand der verschiedenen Abhängigkeiten Verhältniskennwerte entwickelt werden. Dazu wird die Beziehung der Parameter vereinfachend als linear angenommen und könnte auch in Form einer linearen Funktion beschrieben werden. Diese Arbeit beschränkte sich dabei auf die Abhängigkeiten zwischen dem Heizwärmebedarf und der Erdwärmekollektorfläche sowie dem Strombedarf und der PV-Kollektorfläche. Alle Verhältniskennwerte wurden zunächst nur für unterschiedlichen Varianten der Neigung bzw. des A/U-Verhältnisses bestimmt und mithilfe eines Diagrammes beschrieben. Die Diagramme zeigen, welche Mindestgröße eine Kollektorfläche je nach Neigung bzw. A/U-Verhältnis besitzen muss, um einen bestimmten Bedarf decken bzw. eine optimale Wirtschaftlichkeit erreichen zu können. Auf die Erarbeitung von Abhängigkeiten bezüglich einer Erdwärmesonden-Anlage wurde in dieser Arbeit verzichtet, da diese Technologie mit den in dieser Arbeit gegebenen Voraussetzungen keine Abbildung mit groben Verhältniskennwerten zulässt. Eine mögliche Lösung dieser Problematik wird im folgenden Kapitel bei den Weiterentwicklungsansätzen erörtert.

Die Abhängigkeitsdiagramme wurden abschließend in ihrer Anwendung anhand weniger Gebäude beispielhaft erläutert, sodass ein Überblick über eine mögliche Verwendung in der Praxis gewonnen werden konnte. Die Anwendung des erarbeiteten Bemessungsansatzes mit größtenteils freizugänglichen Daten ist demnach möglich und lässt eine Aussage über die Rentabilität und Vertretbarkeit des Einsatzes regenerativer Energien zu. Wie bei der Bewertung des Anwendungsbeispiels bereits dargestellt wurde, erfordert das Ziel der flächendeckenden Anwendung in der Praxis allerdings weitere Optimierungen und Weiterentwicklungen, die im folgenden Abschnitt diskutiert werden sollen.

6.2 OPTIMIERUNG & WEITERENTWICKLUNGSANSÄTZE

Um mögliche Ansätze zur Optimierung und Weiterentwicklung erarbeiten zu können, müssen zunächst verbesserungswürdige Punkte im angewendeten Verfahren und dessen Ergebnissen ermittelt werden. Aus diesen ermittelten Punkten heraus können anhand der bisherigen Probleme weitere Handlungsschritte und mögliche Lösungen entwickelt werden. Abschließend entstehen daraus Weiterentwicklungsansätze des Projektes, die einen Ausblick geben sollen, welche weiteren Ideen in das Verfahren und die bisherigen Ergebnisse integriert werden können.

Optimierung

Zur Optimierung des Verfahrens und der angewendeten Berechnungen sollen im Folgenden bestimmte im Verlauf der Arbeit zur Vereinfachung getroffene Annahmen geprüft und mögliche Verbesserungen vorgeschlagen werden. Außerdem werden einige Parameter auf ausreichende Genauigkeit untersucht und falls erforderlich weitere Schritte zur Verbesserung empfohlen.

Das angenommene Stromlastprofil stützt sich zwar auf eine große Datengrundlage und wird auch in der Praxis häufig angewendet, doch es ist nicht für jede Nutzer- bzw. Bewohnergruppe gültig, sodass sich daraus Abweichungen im Zeitprofil ergeben können. Das Problem liegt allerdings darin, dass in der frühen Planungsphase von Neubauten im Gegensatz zu Bestandsgebäuden kaum Daten zu einem Nutzerverhalten vorhanden sind. Demnach besteht bei einem abweichenden Nutzerverhalten die Gefahr, dass eine temporäre Deckung des Strombedarfs nicht gewährleistet werden kann und es zu einer erhöhten Nutzung von Netzstrom kommt, die im schlimmsten Fall eine Unwirtschaftlichkeit der PV-Anlage zur Folge haben könnte. Aus diesem Grund ist erneut darauf hinzuweisen, dass die Abhängigkeitsdiagramme nur zur ersten Orientierung geeignet sind und in einer späteren Planungsphase zwingend eine Simulation empfohlen wird. Jedoch wird der Nutzer immer ein Unsicherheitsfaktor in Planungen sein, den man nur im Bestand vollständig auflösen könnte. Denn menschliches Verhalten exakt vorauszusagen ist schon allein aufgrund so großer Unterschiede in der Tagesgestaltung kaum möglich. Um die Genauigkeit der Abhängigkeitsdiagramme dennoch zu erhöhen, könnten mehrere Nutzungsprofile zugrunde

gelegt werden, sodass die Nutzung einen variierenden Parameter darstellt. Dabei wäre zu prüfen, ob der Einfluss auf die Endergebnisse maßgeblich ist und die Erstellung separater Diagramme zwingend erforderlich macht.

Wie die Problematik der Nutzungsprofile zeigt, ist auch die angenommene Linearität zwischen der Nutzfläche und dem Strombedarf eine starke Vereinfachung. Zwar steigt der Strombedarf tatsächlich mit zunehmender Wohnungs- und Gebäudegröße, doch das setzt nicht voraus, dass sich der Strombedarf eines Vier-Personen-Haushaltes im Vergleich zu einem Zwei-Personen-Haushalt proportional erhöht. Denn in beiden Haushalten sind einige Geräte wie beispielsweise der Kühlschrank nur in einfacher Ausführung vorhanden, sodass kein erhöhter Strombedarf entsteht, nur weil mehr Personen in einem Haushalt leben oder sich die Nutzfläche vergrößert hat. Demnach ist davon auszugehen, dass der Strombedarf bei einer kleinen Nutzfläche leicht höher liegt, als mit dem linearen Graphen angenommen wurde. Bei großen Nutzflächen ist der Strombedarf im Gegensatz dazu niedriger, woraus sich eine Kurve ergibt, die sich mit steigender Nutzfläche abflacht.

Auch die lineare Abhängigkeit zwischen dem Strombedarf und der Photovoltaik-Fläche ist in der Realität nicht gegeben. Zu beweisen wäre dies anhand exakter Gebäudesimulationen in einem fortgeschrittenen Planungsstadium. Da für die Erstellung der Abhängigkeitsdiagramme allerdings stets von einem gleichen Stromlastprofil ausgegangen wird und sich die Einstrahlung am gleichen Standort mit den gleichen Eingabedaten ohnehin nicht verändert, bleibt das Verhältnis der beiden Profile gleich und es kann von einer Linearität ausgegangen werden. Ähnliche Überlegungen sind auch auf das Verhältnis zwischen dem Heizwärmebedarf und der Erdwärmekollektorfläche übertragbar. Wenn die Rahmenbedingungen wie die Form der Kollektorfläche, die Bodenart und der Rohrabstand gleichbleibend sind, kann die Kollektorfläche entsprechend des steigenden Heizwärmebedarfs größer skaliert werden. Werden allerdings unterschiedliche Bedarfsprofile zugrunde gelegt, kann nicht mehr von einer linearen Abhängigkeit ausgegangen werden.

Für alle Abhängigkeiten sollte aus diesem Grund eine Untersuchung erfolgen, die weitere Faktoren ermittelt, die eine Linearität beeinträchtigen könnten. Außerdem sollte die Linearität in der Folge exemplarisch geprüft werden, um die Abweichung zu ermitteln und ggf. die Verhältniskennwerte durch eine Funktion zu ersetzen, die die Abhängigkeit der Parameter genauer beschreibt.

Zusätzlich bedarf die Annahme des elektrischen Anteils für den Betrieb einer Wärmepumpe über einen generellen COP von 4,0 einer Konkretisierung. Denn der COP für die Trinkwarmwasserbereitung liegt in der Praxis meist bei 3,5, während für die Heizwärme ein COP von 4,5 erreicht werden kann. Für eine Optimierung der Berechnung müsste auf das Heizlastprofil ohne TWW ein COP von 4,5 und für die zusätzliche Trinkwarmwasserbereitung ein COP von 3,5 angewendet werden. Außerdem wird der Betrieb der Wärmepumpe als parallel zu der zu produzierenden Heizwärme angenommen. Da die Wärmepumpen neben einer maximalen Heizleistung allerdings auch nur eine bestimmte minimale Heizleistung erzeugen können, ist ein sogenanntes Takten erforderlich. Dabei wird in einem bestimmten Zeitraum mehr Energie als erforderlich produziert, um danach die Produktion aussetzen zu können. Mithilfe einer optimierten Steuerung des Wärmepumpenbetriebs können diese Phasen auch entsprechend der Verfügbarkeit von Photovoltaik geplant werden. Diese Art der Optimierung findet bislang in den Berechnungen wenig Beachtung und wird bewusst als nicht optimal angenommen. Zwar könnten bei einer optimalen Steuerung aufgrund der Verschiebung der Wärmeproduktion in den Tag hinein ein höherer Eigennutzungsgrad der Photovoltaik und demzufolge wesentlich höhere Einsparungen erreicht werden, doch aktuell ist nicht davon auszugehen, dass für alle Wärmepumpen eine optimale Steuerung erfolgt. Denn für eine optimale Steuerung ist immer eine Simulation in einer späteren Planungsphase erforderlich, die insbesondere in kleineren Gebäuden aktuell nicht flächendeckend durchgeführt wird. Analog zur Nutzung könnte auch die Steuerung als Parameter integriert und durch verschiedene Variationen verglichen werden. Auf diese Weise könnte bei der Nutzung der Abhängigkeitsdiagramme eine Steuerung gewählt werden, je nachdem ob eine zusätzliche Simulation im späteren Planungsverlauf vorgesehen ist.

Neben der Konkretisierung einiger getroffener Annahmen kann die Genauigkeit der Ergebnisse auch über genauere Eingabedaten bei der Anwendung der Abhängigkeitsdiagramme erhöht werden. Denn wie die Verhältniskennwerte zeigen, können schon kleine Änderungen in der Nutzfläche oder dem Heizwärmebedarf eine veränderte Kollektorfläche mit sich bringen. Da die Abhängigkeitsdiagramme allerdings einer groben Abschätzung dienen, ist in erster Linie die Plausibilität der Eingabedaten zu prüfen. Denn falsche zugrunde liegende Berechnungsverfahren für den Heizwärmebedarf oder die Nutzfläche könnten auch die aus den Abhängigkeitsdiagrammen abgeleiteten Ergebnisse verfälschen. Da allerdings nicht bekannt ist, auf welche Weise die Daten von RECUN und insbesondere der Heizwärmebedarf ermittelt wurden, kann keine Aussage über die Genauigkeit der für die Anwendung zugrunde gelegten Daten getroffen werden. In einem weiteren Schritt wäre dann das Berechnungsverfahren des Heizwärmebedarfs auf ausreichende Genauigkeit und Vergleichbarkeit zu prüfen. Die Genauigkeit der Nutzfläche könnte zudem erhöht werden, wenn diese als zusätzlicher Parameter direkt zur Verfügung stehen würde und auf den Berechnungen nach DIN 277 basiert. Insgesamt wäre es für eine weitere Bearbeitung günstiger, wenn die Berechnung der Daten dokumentiert und alle Daten frei zugänglich wären.

Auch die nutzbare Erdwärmekollektorfläche müsste in ihren Eingabedaten konkretisiert werden, um verschiedene Anwendungsfehler der Abhängigkeitsdiagramme auszuschließen. Mit dem Solarkataster Sachsens besteht für die nutzbare PV-Kollektorfläche bereits eine ausreichend konkrete Datengrundlage, die ebenso für die Erdwärmekollektoren notwendig wäre. Denn bislang wurde vereinfachend die gesamte unversiegelte Grundstücksfläche als geeignete Fläche für Erdwärmekollektoren angenommen. Wie bei der Erläuterung der Theorie zu den Erdwärmekollektoren jedoch bereits beschrieben wurde, können eine dauerhafte Verschattung, tiefwurzelnde Pflanzen und eine Nähe zu Gebäuden, die nutzbare Fläche ebenfalls einschränken. Für eine einfache Anwendung wäre es demnach wünschenswert, wenn diese Faktoren bereits berücksichtigt worden wären und nur die Flächen als geeignet ausgewiesen werden, die einen bestimmten Versiegelungsgrad nicht überschreiten und auf die alle weiteren Ausschlusskriterien nicht zutreffen.

Für die Bestimmung der Dachneigung besteht aktuell nur die Möglichkeit einer groben Abschätzung anhand von Satellitenbildern oder einer exakten Ausmessung von 3D-Stadtmodellen. Für die Anwendung der Abhängigkeitsdiagramme wäre allerdings eine Datengrundlage wünschenswert, die genauere Werte als eine Abschätzung liefert und dennoch keiner zusätzlichen Software für die Verwendung von 3D-Modellen bedarf. Da diverse Einstrahlungsermittlungen auf der Neigung von Dachflächen basieren, ist davon auszugehen, dass im Hintergrund der Berechnungen die Neigungen der einzelnen Dächer bereits ermittelt wurden. Demzufolge könnte beispielsweise im Solarkataster Sachsens zusätzlich die Neigung einer jeden Dachfläche ausgewiesen werden, sodass die Zugänglichkeit insbesondere für Bauherren erleichtert wird.

Wie das Beispiel der Dachneigung zeigt, ist die Datengrundlage insbesondere im städtebaulichen Maßstab sehr lückenhaft. In einem weiteren Schritt wäre daher zu prüfen, woher potenziell zusätzliche Daten bezogen werden können, die im optimalen Fall öffentlich zugänglich sind.

Weiterentwicklungsansätze

Da im Rahmen dieser Arbeit zunächst nur mit wenigen Datensätzen gearbeitet wurde, besteht der erste Ansatz zur Weiterentwicklung darin, einen größeren Umfang an Daten zu analysieren und für die Anwendung aufzubereiten. Im Kapitel 3.1.2 wurde bereits beispielhaft erläutert, wie auch aus einer großen Datenmenge repräsentative Gebäude ermittelt werden können. Darauf aufbauend könnten mit einem größeren Umfang an Daten auch Analysen zu einzelnen Parametern erstellt werden, die die Grundgesamtheit der Gebäude stärker repräsentieren. Dazu müsste man die Untersuchungen unter anderem auf andere Standorte ausweiten, sodass die Abhängigkeitsdiagramme auch außerhalb der Stadt Freiberg angewendet werden können. Bisher sind die Diagramme auf andere Regionen Deutschlands nur bedingt übertragbar, da sowohl das Klima als auch der Boden stark differieren können. Demnach müsste eine Lösung erarbeitet werden, um die Klimadaten zumindest entsprechend der Klimaregionen einzubeziehen. Auf diese Weise könnten auch für das Klima verschiedene Varianten erarbeitet werden und die Unterschiede in den Regionen Deutschlands verdeutlichen. Neben dem Heizwärmebedarf würde ein anderes Klima in erster Linie die Einstrahlung und damit das Photovoltaik-Potenzial beeinflussen.

Neben dem Klima existiert noch eine Vielzahl weiterer Parameter, die variiert werden können, weshalb zunächst ein Überblick über eine Priorisierung möglicher Variationen gegeben werden soll. Zuerst müssen weitere Varianten bzw. Parameter einbezogen werden, die die Energieerzeugung maßgeblich beeinflussen. Denn diese sind für eine ausreichend genaue Abschätzung der effektiven Kollektorfläche unerlässlich. Insgesamt müssen in diesem Zusammenhang so viele Annahmen wie möglich durch variierende Parameter ersetzt werden. Einzig die Systemkennwerte müssen weiterhin fixiert und als Standardwerte angenommen werden, um eine Vergleichbarkeit herzustellen und in der frühen Planungsphase eines Projektes nicht zu viele spezifische Eingangsdaten zu erfordern. Die Profile der Bedarfe können zwar durch Variationen auch weiter verändert werden, doch der Einfluss auf die Abhängigkeitsdiagramme ist als nicht so groß anzunehmen wie bei den Potenzialen. Einen größeren Einfluss, der sogar die Entstehung neuer Parameter oder Abhängigkeiten zur Folge haben kann, stellt die Nutzung dar. Denn neben den Mehrfamilienhäusern sollten auch Diagramme für Einfamilienhäuser sowie für weitere Nichtwohngebäude wie beispielsweise Gewerbe oder Bürogebäude erstellt werden. Nur mithilfe dieser Ergänzungen kann in einem späteren Schritt auch die Versorgung eines gesamten Stadtteils anhand der Abhängigkeitsdiagramme abgeschätzt werden. Bezogen auf diese Anwendungsmöglichkeit wäre es auch erforderlich weitere Bauweisen und Dachformen einzubeziehen und deren Einfluss auf die Endergebnisse zu untersuchen.

Die Genauigkeit der Ergebnisse kann mit der Variation des Photovoltaik- und Geothermie-Potenzials am stärksten gesteigert werden kann, weshalb eine ausführliche Beleuchtung erforderlich ist. Auch wenn die folgenden Variationen im Rahmen dieser Arbeit nicht in die Abhängigkeitsdiagramme eingearbeitet werden konnten, sollen deren potenziellen Auswirkungen auf die Abhängigkeiten im Folgenden diskutiert werden.

Um die Genauigkeit der Abhängigkeiten weiter zu steigern, wäre es unter anderem möglich, die Parameter des Photovoltaik-Potenzials weiter zu variieren. Neben der Neigung der Dachfläche, die bereits variiert wird und um weitere Dachformen erweitert werden könnte, kann auch die Orientierung der Dachflächen bzw. der Module variiert werden. Da die wenigsten Gebäude direkt nach Süden ausgerichtet sind, müssen auch Abstufungen in der Orientierung als Eingangsdaten berücksichtigt werden. Dadurch wäre unter anderem ein

Vergleich zwischen einer nutzbaren Dachfläche nach Süden und zwei nutzbaren Dachflächen nach Westen und Osten möglich, sodass die Ergebnisse eine Orientierung für Entwurfsentscheidungen zur Gebäudeausrichtung bieten könnten. Für weniger nach Süden ausgerichtete Flächen ist zu erwarten, dass die tägliche Einstrahlung insbesondere im Winter geringer ist, sodass der Flächenbedarf steigt. Wenn auf diese Weise allerdings beide Dachflächen eines Satteldachs genutzt werden können, ist eine Deckung des erhöhten Platzbedarfes denkbar. Da die Haupthimmelsrichtungen bei der Abbildung der Gebäudeausrichtungen kaum ausreichend sind, sollten sie um die Zwischenrichtungen ergänzt werden.

Ebenfalls ein wichtiger Faktor in der Ertragsberechnung ist der Wirkungsgrad der Photovoltaik-Anlage, der sich hauptsächlich aus dem Modulwirkungsgrad und dem Wechselrichter-Wirkungsgrad zusammensetzt. Nach (Quaschnig 2022) schwankt der Wechselrichter-Wirkungsgrad in einem Bereich zwischen 92 bis 98 %. Der Modulwirkungsgrad kann je nach verwendeter Technologie erheblich größeren Schwankungen unterliegen. Da bei unterschiedlichen Technologien das bislang angewendete Bemessungsverfahren auf Übertragbarkeit geprüft werden müsste, wird der Modul-Wirkungsgrad nur für Silizium-Solarzellen variiert. Dabei wurde die obere Grenze im Hinblick auf zukünftige Entwicklungen als der aktuell unter sehr guten Bedingungen mögliche Wirkungsgrad gewählt. Ein höherer Wirkungsgrad würde insgesamt einen höheren Ertrag bei gleicher Einstrahlung bewirken, sodass davon auszugehen wäre, dass die Eigendeckung sowie die Netzeinspeisung steigt und damit der Platzbedarf insgesamt sinkt.

Zusätzlich ist auch eine Variation der angenommenen ökonomischen Parameter denkbar. Diese Möglichkeit würde die Anwendbarkeit der Abhängigkeitsdiagramme ungeachtet zukünftiger Preisentwicklungen gewährleisten. Demzufolge müsste das Verhältnis zwischen dem Preis für den Stromverkauf und den Stromkosten variiert werden. Mithilfe dieser Variation kann eine große Preisspanne abgebildet werden. Bei einer geringen Einspeisevergütung sowie hohen Stromkosten wäre zu erwarten, dass die Eigennutzung erhöht werden muss. Andererseits sind auch weniger Einnahmen für den Ausgleich der Investitionskosten verfügbar, sodass nicht eindeutig prognostiziert werden kann, ob diese preislichen Veränderungen mit einer vergrößerten PV-Fläche einhergehen. Die Varianten wurden in einem Rahmen gewählt, der einen Großteil zukünftiger Preisentwicklungen abdecken

würde. Es wird dabei von keiner erheblichen Steigerung der Einspeisevergütung ausgegangen. Ergänzend zu diesem Parameter müsste außerdem eine Preisentwicklung der Investitionskosten abbildbar gemacht werden, sodass auch die Genauigkeit und Variabilität dieses ökonomischen Aspektes erhöht wird. In Kombination mit der Berücksichtigung von Fördermöglichkeiten sowie der Zinsentwicklung für aufzunehmende Kredite könnte daraus ein neuer Bemessungsansatz entwickelt werden. Dieser Ansatz beruht auf der Ermittlung des Einsparungspotenzials für eine bestimmte Photovoltaik-Fläche. Allerdings wäre bei dieser Menge an zu berücksichtigenden ökonomischen Parametern ein Abhängigkeitsdiagramm keine geeignete Darstellungsweise, sodass beispielsweise auf ein Webtool zurückgegriffen werden müsste.

Für eine Variation im Bereich der Geothermie können die Bodenart, das A/U-Verhältnis der Kollektorfläche sowie der Rohrabstand verwendet werden. Das A/U-Verhältnis wurde bereits bei den Basisvarianten in einem Rahmen zwischen 1 und 15 variiert. Die Bodenart wurde bei der Basisvariante auf die in Freiberg hauptsächlich vorherrschende Bodenart festgelegt, doch um die Anwendbarkeit in anderen Gebieten zu erhöhen, bedarf es einer größeren Variabilität. Aus diesem Grund sollte eine Variation entsprechend der Bodenarten-Gruppen vorgenommen werden, sodass die Verhältniskennwerte für unterschiedliche Böden ersichtlich sind. Es ist zu erwarten, dass bei Bodenarten mit einer niedrigen Entzugsleistung, wie beispielsweise Bodenarten mit Sand als maßgeblichen Kornanteil, eine größere Kollektorfläche notwendig ist (vgl. Ramming 2007).

Mithilfe des Rohrabstandes kann außerdem eine weitere Größe zur optimierten Auslegung eines Erdwärmekollektors eingearbeitet werden, sodass dem Nutzer der Abhängigkeitsdiagramme die Wahl des Rohrabstandes erleichtert wird. Da der optimale Rohrabstand in gewissem Maße auch von der Bodenart abhängig ist, wäre eine Verknüpfung beider Variationen analog zu Neigung und Ausrichtung der PV-Anlage denkbar. Die Grenzen der Variation werden beim Rohrabstand nach (Ramming, 2007) durch die Wirtschaftlichkeit sowie durch mindestens zu erreichende Entzugsleistungen bestimmt. Für Lehmschluffe ist demnach eine Variation zwischen 40 und 90 cm bei einem Rohrdurchmesser von $D_a 32$ als geeignet anzunehmen. Auch die Grenzen der Variation können je nach Bodenart leicht verschoben werden, um die optimalen Abstände aufnehmen zu können.

In Ergänzung werden noch weitere Parameter beschrieben, die zur Konkretisierung des Heizwärme- und Strombedarfs beitragen können. Dabei gilt festzuhalten, dass mithilfe der Verhältniskennwerte die Bedarfe bereits beliebig skaliert werden können. Doch da sich durch nachfolgend genannte Parameter auch das Zeitprofil der Bedarfe verändern könnte, wäre die Auswirkung auf die Abhängigkeiten zusätzlich zu untersuchen. Dazu könnte in einem weiteren Schritt ein Diagramm erstellt werden, das den Verhältniskennwert als lineare Funktion im Vergleich zu den einzeln errechneten Bedarfen in Folge der Variationen zeigt. Beispielweise könnte sich das Stromlastprofil ändern, wenn sich die Größe der Wohnungen und damit auch die Anzahl der dort lebenden Personen verändert. Um dies in ausreichenden Schritten abbilden zu können, wurden die Abstufungen entsprechend der Anzahl der Räume gewählt. Mit jeder Stufe wird demnach ein Raum mit 20 m² ergänzt.

Soll das Heizlastprofil verändert werden, können die Dämmstärke, der Fensterflächenanteil sowie die Speichermassen eines Gebäudes eine Rolle spielen. Beispielsweise bewirkt die Veränderung der Dämmstärke eines Bauteils in erster Linie einen abweichenden U-Wert. Dieser wiederum ist Grundlage für die Berechnung des Heizwärmebedarfs, sodass davon auszugehen ist, dass sich bei einem niedrigeren U-Wert auch ein niedrigerer Heizwärmebedarf ergibt. Ein höherer U-Wert könnte hingegen ein früheres Heizen erfordern, womit sich das Zeitprofil verschiebt, beziehungsweise die Heizperiode verlängert wird. Die Bandbreite der Dämmstärke reicht dabei von einem unsanierten Altbau mit 0 cm Dämmstärke bis zu einem gut gedämmten Neubau mit 16 cm Dämmung in den Außenbauteilen. Die Veränderung des Fensterflächenanteils bedeutet eine Veränderung der Fläche mit solarer Einstrahlung. Eine reduzierte Fensterfläche bedeutet niedrigere solare Wärmeeinträge ins Gebäude. Demzufolge steigt im Winter der Heizwärmebedarf, im Sommer würde ein potenzieller Kühlbedarf allerdings sinken. Durch die veränderten Wärmeeinträge ins Gebäude kann das Heizlastprofil beeinflusst werden, indem bei einem hohen Wärmeeintrag zu bestimmten Zeiten im Winter, erheblich weniger Heizenergie erforderlich ist. Bei der Ermittlung der Grenzen des Fensterflächenanteils wurde auf eine ausreichende Beleuchtung sowie auf eine noch mögliche Gewährleistung des sommerlichen Wärmeschutzes geachtet.

Die folgende Tabelle fasst alle beschriebenen Variationen zusammen, sodass ein Überblick über weiterführende Schritte gewonnen werden kann.

Eingangsparameter	mögliche Variationen	Einheit	Anzahl der Varianten
PHOTOVOLTAIK			
Neigung der Dachfläche	30, 35, 40, 45, 50, 55, 60	Grad	7
Ausrichtung/ Orientierung	Süd (180), Ost (90) / West (270), SW (225) / NO (45), SO (135) / NW (315)	Grad	4
Wirkungsgrad	15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22	%	8
ökonomisches Verhältnis	0,01 bis 1 (in 0,05 Schritten)		20
GEOthermie			
A/U-Verhältnis	0,5; 1 - 15 (in 1er Schritten)		16
Bodenarten	alle Bodenarten-Gruppen		11
Rohrabstand	40, 50, 60, 70, 80, 90	cm	6
GEBÄUDE			
Größe der Wohnungen	40, 60, 80, 100, 120, 140	m ²	6
Dämmstärke Bauteile	0, 4, 8, 12, 16	mm	5
Fensterflächenanteil nach Süden	30, 40, 50, 60	%	4

Tabelle 6.1 - Mögliche Variationen von Parametern
Quelle: Anne Jüttner

Nachdem die weiterführenden Varianten vieler Parameter umfassend beleuchtet wurden, können einige dieser Variationen auch in neue Abhängigkeiten bzw. Abhängigkeitsdiagramme überführt werden. Demnach könnten die bereits gebildeten Verhältniskennwerte beispielsweise hinsichtlich der Bodenart oder der Rohrabstände konkretisiert werden. Auf diese Weise wird eine höhere Genauigkeit erreicht, da die Bedingungen an einem Standort besser in den Abhängigkeiten abgebildet werden.

Zusätzlich zu diesen Anpassungen können auch völlig neue Abhängigkeiten untersucht werden. Dazu könnte man die beiden bisherigen Abhängigkeiten verbinden und auch einen Verhältniskennwert zwischen der erforderlichen PV-Kollektorfläche und der Erdwärmekollektorfläche erarbeiten. Diese Abhängigkeit würde demnach verdeutlichen, wie viel PV-Kollektorfläche notwendig ist, um sowohl die Wärmepumpe für den Erdwärmekollektor als auch das Gebäude mit Strom zu versorgen.

Da bei der Erstellung der Abhängigkeitsdiagramme zunächst auf die Einbeziehung von Erdwärmesonden verzichtet wurde, soll eine mögliche Abhängigkeit und deren erforderliche Rahmenbedingungen in diesem Abschnitt diskutiert werden. Für Erdwärmesonden ist eine flächenbezogene Bemessung schwer realisierbar, da es viele verschiedene Sondenanordnungen gibt und eine Abweichung von einer bestimmten Anordnung zu einer erheblichen Veränderung der Ergebnisse führen könnte. Um also eine Vergleichbarkeit zu schaffen, müsste beispielsweise von im Tichelmann-System angeordneten Sonden (Abbildung 2.16) mit einem festgesetzten Sondenabstand ausgegangen werden. Unter diesen Voraussetzungen könnte eine Sondenlänge, die auf mehrere Sonden gleichmäßig aufgeteilt werden kann, als Ergebnis erarbeitet werden. Die Sondenlänge könnte ebenso ins Verhältnis zum Heizwärmebedarf gesetzt werden. Ein weiteres Problem stellen allerdings die Eingangsparameter für eine Simulation dar. Schließlich sind neben dem Heizlastprofil auch Bodenkennwerte notwendig, um aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten. Eine Bemessung anhand des Oberbodens wie bei den Erdwärmekollektoren würde bei Erdwärmesonden zu großen Ungenauigkeiten führen. Für eine verlässliche Voraussage der Bodenbeschaffenheit wäre demnach immer ein TRT erforderlich. Aus diesem Grund können grobe Verhältniskennwerte nur unter Verwendung genauer Eingangsdaten zum Erdreich, die über Interpolationen und Abschätzungen nur schwer zu erhalten sind, angewendet werden. Anhand von realen Projekten könnte allerdings der Ansatz zur Verwendung des Wärmeleitfähigkeitsrasters (Kapitel 3.1.3) auf seine Anwendbarkeit untersucht und in der Folge ggf. für das Erstellen eines Abhängigkeitsdiagrammes verwendet werden. Die Ergebnisse wären im Anschluss hinsichtlich anderer Sondenanordnungen und Rahmenbedingungen auf Übertragbarkeit zu prüfen.

Ein weiterer Aspekt, der bislang nur bei der Simulation berücksichtigt wurde, ist die Regeneration des Erdreichs nach der Entzugsphase. Denn häufig ist die Sonnenenergie als maßgebliche Größe der natürlichen Regeneration nicht ausreichend, sodass eine Regeneration nur über das zusätzliche Einführen von Wärme ins Erdreich erreicht werden kann. Auf diese Weise kann das Gebäude im Sommer gekühlt und die Regeneration verbessert werden. Insbesondere bei Bürogebäuden ist aufgrund hoher Fensterflächenanteile jedoch meist der Kühlbedarf im Sommer höher als der Heizbedarf im Winter. In diesen Fällen müsste der Kühlbedarf als Bezugsgröße genommen und dessen Abhängigkeit von variierenden Parametern beleuchtet werden. Für eine kombinierte Deckung des Heiz- und Kühlbedarfs wie er insbesondere durch Erdwärmesonden erfolgen kann, wären jedoch wesentlich komplexere Abhängigkeiten für eine Dimensionierung zu beachten, weshalb die Unabdingbarkeit einer Simulation in diesen Fällen eingehend geprüft werden müsste.

Abschließend kann festgehalten werden, dass der entwickelte Ansatz unter Berücksichtigung der spezifischen Berechnungsgrundlage auch auf weitere regenerative Energieträger ausgeweitet werden sollte, sodass in der frühen Planungsphase alle Möglichkeiten der regenerativen Energieversorgung gegeneinander abgewogen werden können.

Beitrag des Bemessungsverfahrens im Planungsprozess

Die Anwendung des erarbeiteten Bemessungsverfahrens zielt in erster Linie darauf ab, Anhaltspunkte für wichtige Entscheidungen aus den Abhängigkeitsdiagrammen zu gewinnen. Schließlich werden bereits in der frühen Planungsphase von Neubau- oder Sanierungsprojekten Entscheidungen getroffen, die insbesondere die regenerativen Energiepotenziale stark beeinflussen können. Bislang erfolgt die Wahl der Energieträger erst dann, wenn einige maßgebliche Entscheidungen längst feststehen. Beispielsweise werden bei einem ersten Entwurf schon die Position und Orientierung des Gebäudes festgelegt. Auch die Dachneigung oder weitere kleine Bauten auf dem Grundstück können in der frühen Entwurfsphase wichtige, regenerative Nutzungsmöglichkeiten positiv oder negativ beeinflussen. Um all diese Entscheidungen bewusst und im Hinblick auf eine optimale regenerative Energieversorgung treffen zu können, müssen die Abhängigkeitsdiagramme früh in den Planungsprozess einbezogen werden.

Wenn die Energiewende gelingen soll, muss neben den Optimierungen bei der Neubauplanung insbesondere im Bestand der Einsatz regenerativer Energien erhöht werden. Doch gerade bei Bestandsgebäuden kann häufig durch den Bauherrn nur schwer abgeschätzt werden, ob und in welcher Form eine regenerative Energieversorgung realisierbar ist. Durch die Abhängigkeitsdiagramme besteht nun die Möglichkeit, die Potenziale für ein Bestandsgebäude unkompliziert zu ermitteln und den am einfachsten zu realisierenden oder den ertragreichsten Energieträger auszuwählen. Auf diese Weise könnte das Bemessungsverfahren in Zukunft eine zügige Entscheidungsgrundlage für Bauherrn bilden, um den Ausbau regenerativer Energien schneller voranzutreiben.

Die aus den Abhängigkeitsdiagrammen abgeleiteten Anhaltspunkte können außerdem auch in Handlungsempfehlungen für den städtebaulichen Maßstab überführt und um weitere städtebaulich relevante Themen ergänzt werden. Zum Beispiel verhindert in innerstädtischen Bereichen häufig ein hoher Verdichtungsgrad den Einsatz von Erdwärmekollektoren. Für diesen Aspekt könnten auf Basis der Abhängigkeitsdiagramme Grenzwerte erarbeitet werden, ab wann eine Versorgung durch Erdwärmekollektoren oder Geothermie im Allgemeinen nicht mehr möglich wäre. Eine grundlegende Voraussetzung für die Umsetzung der weiterführenden Ansätze wäre jedoch eine umfangreiche und leicht zugängliche Datengrundlage, auf deren Basis verlässliche Aussagen zu den Stadtgebieten getroffen werden können. Mithilfe von Abhängigkeitsdiagrammen, die über die Gebäudeebene hinaus Anwendung finden, könnten ganzheitliche Energieversorgungskonzepte erarbeitet werden.

Unabhängig ob auf der städtischen oder der Gebäudeebene sollte in einer späteren Planungsphase allerdings immer eine Simulation erfolgen, um die Ergebnisse aus dem Abhängigkeitsdiagramm zu konkretisieren und aufbauend auf den richtig getroffenen, groben Entscheidungen die Detailplanung beginnen zu können.

7 LITERATURVERZEICHNIS

- AGEE-Stat, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. (2022):** Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Backhaus, Klaus; Erichson, Bernd; Gensler, Sonja; Weiber, Rolf; Weiber, Thomas. (2021):** Multivariate Analysemethoden: Eine anwendungsorientierte Einführung. Wiesbaden: Springer Fachmedien. doi:10.1007/978-3-658-32425-4.
- Bockelmann, Franziska; Fisch, Norbert; Kipry, Herdis. (2011):** Erdwärme für Bürogebäude nutzen. BINE-Fachbuch. Stuttgart: Fraunhofer-IRB-Verl.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, (BGR). (2007):** Bodenarten in Oberböden Deutschlands. Bodenatlas.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, BDEW. (2017):** Standardlastprofile Strom. Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. (abgerufen am 04.01.2023)
- Bußmann, Werner. (2012):** Geothermie: Energie aus dem Innern der Erde. Stuttgart: Fraunhofer IRB-Verl.
- Deutscher Wetterdienst, DWD; Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, BBR. (2017):** Ortsgenaue Testreferenzjahre. Offenbach.
- DIN 4710. (2003):** Statistiken meteorologischer Daten zur Berechnung des Energiebedarfs von heiz- und raumluftechnischen Anlagen in Deutschland. Berlin: Beuth Verlag GmbH
- DIN V 18599-1. (2018):** Energetische Bewertung von Gebäuden Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger. Berlin: Beuth Verlag GmbH

- DIN V 18599-2. (2018):** Energetische Bewertung von Gebäuden Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 2: Nutzenergiebedarf für Heizen und Kühlen von Gebäudezonen. Berlin: Beuth Verlag GmbH
- DIN V 18599-10. (2018):** Energetische Bewertung von Gebäuden Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten. Berlin: Beuth Verlag GmbH
- Finanzämter des Freistaates Sachsen. (2022):** Grundsteuerportal Sachsens. Online verfügbar unter: <https://www.finanzamt.sachsen.de/grundsteuerportal-sachsen-2022-11796.html>. (abgerufen am 04.01.2023)
- GEG. (2020):** Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden: Anlage 1.
- Groenendyk, Derek; Ferré, Ty; Thorp, Kelly; Rice, Amy. (2015):** Hydrologic-Process-Based Soil Texture Classifications for Improved Visualization of Landscape Function. doi:10.1371/journal.pone.0131299.
- Hartmann, Barbara. (2015):** Energetisches und wirtschaftliches Optimierungsverfahren zur Auswahl von textil- oder carbonbewehrten Fassadenelementen mit Hilfe der Gebäudesimulation. Dresden: Technische Universität Dresden.
- Haselhuhn, Ralf. (2010):** Leitfaden Photovoltaische Anlagen [Leitfaden für das Elektro- und Dachdeckerhandwerk, für Fachplaner, Architekten, Bauherren und Weiterbildungsinstitutionen]. Berlin: DGS, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie.
- Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Sachsen. (2020a):** Allgemeine Erläuterungen zum Kartenwerk der geothermischen Entzugsleistungen. Geothermie-Atlas Sachsen. Dresden.
- Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Sachsen. (2020b):** Geothermische Karte der Entzugsleistungen. Geothermie-Atlas Sachsen.

Loose, Peter. (2013): Erdwärmenutzung versorgungstechnische Planung und Berechnung. Heidelberg: C. F. Müller.

Luque, Antonio; Hegedus, Steven. (2011): Handbook of photovoltaic science and engineering. Chichester, West Sussex, U.K: Wiley.

Microsoft Support. (2016): Erstellen eines Kastengrafikdiagramms. Online verfügbar unter: <https://support.microsoft.com/de-de/office/erstellen-eines-kastengrafikdiagramms-62f4219f-db4b-4754-aca8-4743f6190f0d> (abgerufen am 04.01.2023)

Orlikowski, Jacqueline Valencienne. (2012): Vergleich der Berechnungsmethoden zur Auslegung eines geothermisch genutzten Erdwärmesondenfeldes zwischen EED (Earth-Energy-Designer) und SPRING (Simulation of Processes in Groundwater).

Paepcke, Dr Anne. (2017): NANDRAD 1.4 building simulation model.

Quaschnig, Volker. (1996): Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen. Beiträge zur Solarforschung. Berlin: Köster.

Quaschnig, Volker. (2022): Regenerative Energiesysteme Technologie, Berechnung, Klimaschutz. München: Hanser.

Ramming, Klaus. (2007): Bewertung und Optimierung oberflächennaher Erdwärmekollektoren für verschiedene Lastfälle.

Sächsische Energieagentur, SAENA. (2022): Solarkataster Sachsens. Online verfügbar unter: <https://solarkataster-sachsen.de>. (abgerufen am 04.01.2023)

Sponagel, Herbert. (2005): Bodenkundliche Kartieranleitung mit 103 Tabellen. Stuttgart: Schweizerbart [i. Komm.].

Statistisches Bundesamt. (2022a): Baugenehmigungen: Zwei Drittel der neuen Wohngebäude sollen mit Erneuerbaren Energien heizen. Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/02/PD22_N007_3111.html (abgerufen am 04.01.2023)

Statistisches Bundesamt. (2022b): Europäischer Green Deal | EU-Kommission | Europäische Klimapolitik bis 2030 - Statistisches Bundesamt. Online verfügbar unter: <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/GreenDeal/GreenDeal.html> (abgerufen am 04.01.2023)

Treeck, Christoph van; Fichter, Eric; Weck-Ponten, Sebastian; Siwiecki, Jaroslaw; Nouri, Amin. (2021): BIM für die Energiebedarfsermittlung und Gebäudesimulation. In: Borrmann, André/König, Markus/Koch, Christian/Beetz, Jakob (Hrsg.): Building Information Modeling: Technologische Grundlagen und industrielle Praxis, VDI-Buch. Wiesbaden: Springer Fachmedien, S. 427–441. doi:10.1007/978-3-658-33361-4_22.

VDI 4640-1. (2021): Thermische Nutzung des Untergrundes - Teil 1: Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte. Düsseldorf: Verein deutscher Ingenieure.

VDI 4640-2. (2019): Thermische Nutzung des Untergrundes - Teil 2: Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen. Düsseldorf: Verein deutscher Ingenieure.

VDI 6020. (2022): Anforderungen an thermisch-energetische Rechenverfahren zur Gebäude- und Anlagensimulation. Düsseldorf: Verein deutscher Ingenieure.

VDI, Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen. (2013): VDI-Wärmeatlas. Heidelberg: Springer.

Wagner, Andreas. (2019): Photovoltaik Engineering Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung. Berlin: Springer Vieweg.

Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas; Link, Thomas; Fischer, Joachim. (2013): Regenerative Energietechnik. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.

Wiedenbeck, Michael; Züll, Cornelia. (2001): Klassifikation mit Clusteranalyse: grundlegende Techniken hierarchischer und K-means-Verfahren. GESIS-How-to. Mannheim: Zentrum für Umfragen, Methoden und Analysen -ZUMA-.

Wirth, Dr Harry. (2022): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.

Wirtz, Markus Antonius; Nachtigall, Christof. (2012): Statistische Methoden für Psychologen: Band 1 Deskriptive Statistik. Weinheim: Beltz Juventa.

Zerwas, Martin; Krause, Hans-Jürgen; Zens, Michael; Frey, Tobias. (2008): Energieausweis nach DIN V 18599 und mittels Gebäudesimulation – ein Projektbericht. In: Bauphysik, Jg. 30/3, S. 174–186. doi:10.1002/bapi.200810025.

Zinßer, Bastian. (2011): Jahresenergieerträge unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien bei verschiedenen klimatischen Bedingungen. Aachen: Shaker.

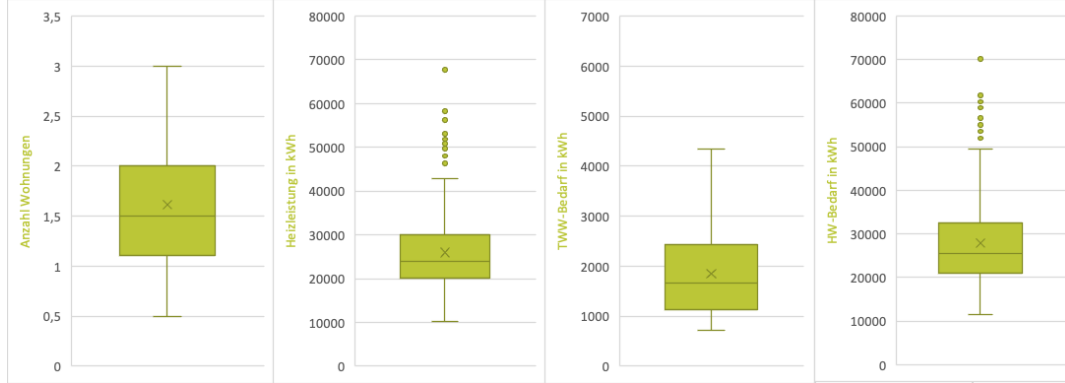
8 ANHANG

8.1 EXPLORATIVE DATENANALYSE

Volumen_ge		Fundament		Bauejhr_min		Bauejhr_max		Strombedarf		PV-Ertrag_b		PV-Ertrag		PV Leistung_b		PV Leist_1	
1. Quartil	537,7988970	1. Quartil	83,171144	1. Quartil	1948	1. Quartil	1948	1. Quartil	3718,8093	1. Quartil	6875,7764	1. Quartil	11978,656	1. Quartil	8,392721	1. Quartil	16,330523
3. Quartil	762,5026457	3. Quartil	127,69682	3. Quartil	2000	3. Quartil	2000	3. Quartil	4387,6559	3. Quartil	10351,676	3. Quartil	16552,91	3. Quartil	12,33192	3. Quartil	23,134244
Quartilsabstand	224,7027487	Quartilsabstand	44,525675	Quartilsabstand	52	Quartilsabstand	52	Quartilsabstand	668,84663	Quartilsabstand	3475,8997	Quartilsabstand	4374,2543	Quartilsabstand	3,9384708	Quartilsabstand	6,8037209
1,5IQA	337,0541231	1,5IQA	66,788512	1,5IQA	78	1,5IQA	78	1,5IQA	1003,2699	1,5IQA	5213,8495	1,5IQA	6561,3814	1,5IQA	5,9077062	1,5IQA	10,205581
Untere Grenze	200,7457739	Untere Grenze	16,382631	Untere Grenze	1870	Untere Grenze	1870	Untere Grenze	2715,5393	Untere Grenze	1661,9268	Untere Grenze	5417,2747	Untere Grenze	2,4850148	Untere Grenze	6,1249417
Oberere Grenze	1099,5567688	Oberere Grenze	194,48553	Oberere Grenze	2078	Oberere Grenze	2078	Oberere Grenze	5390,9258	Oberere Grenze	15565,526	Oberere Grenze	22914,292	Oberere Grenze	18,238898	Oberere Grenze	33,539825

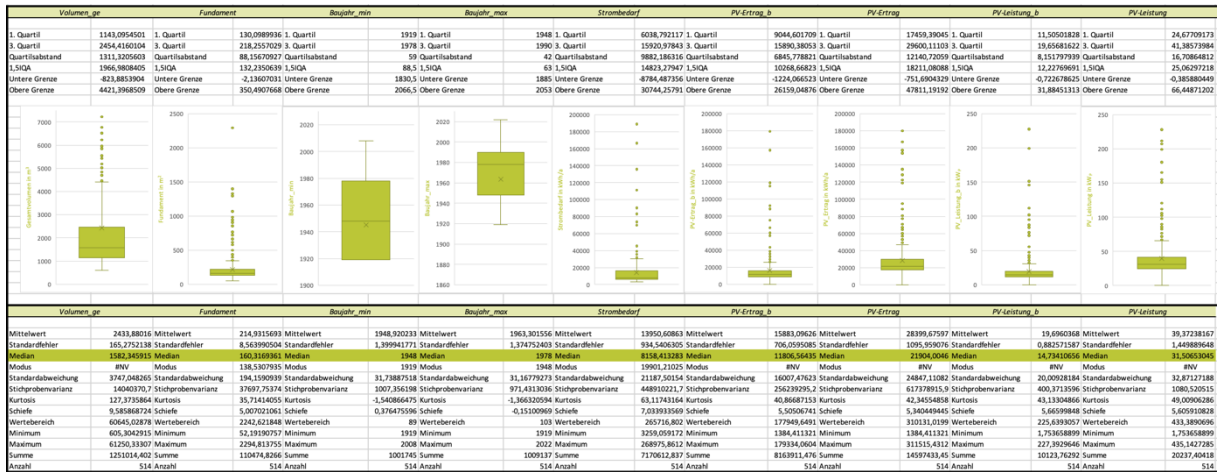
Volumen_ge		Fundament		Bauejhr_min		Bauejhr_max		Strombedarf		PV-Ertrag_b		PV-Ertrag		PV Leistung_b		PV Leist_1	
Mittelwert	651,5958676	Mittelwert	106,62146	Mittelwert	1869,7712	Mittelwert	1978,6013	Mittelwert	4047,6748	Mittelwert	8784,5114	Mittelwert	14088,382	Mittelwert	10,831229	Mittelwert	19,954203
Standardfehler	5,711232883	Standardfehler	1,1485875	Standardfehler	1,3156338	Standardfehler	1,2335031	Standardfehler	17,890634	Standardfehler	130,70805	Standardfehler	154,85787	Standardfehler	0,1655418	Standardfehler	0,2181078
Median	654,0510952	Median	102,82575	Median	1978	Median	1990	Median	4021,0792	Median	8226,0278	Median	13559,43	Median	9,9283937	Median	19,510472
Modus	#NV	Modus	98,855311	Modus	2000	Modus	2000	Modus	3570,3059	Modus	#NV	Modus	#NV	Modus	#NV	Modus	#NV
Standardabweichung	141,2903498	Standardabweichung	28,414486	Standardabweichung	32,546982	Standardabweichung	30,515181	Standardabweichung	442,58984	Standardabweichung	3233,5387	Standardabweichung	3830,9721	Standardabweichung	4,0952777	Standardabweichung	5,3556896
Stichprobenvarianz	19962,86294	Stichprobenvarianz	807,38304	Stichprobenvarianz	1059,306	Stichprobenvarianz	931,1763	Stichprobenvarianz	195885,76	Stichprobenvarianz	10455772	Stichprobenvarianz	14676347	Stichprobenvarianz	16,771299	Stichprobenvarianz	29,113466
Kurtosis	-0,80019048	Kurtosis	-0,356543	Kurtosis	-1,245393	Kurtosis	-0,5893847	Kurtosis	-0,51264	Kurtosis	0,7913926	Kurtosis	1,8188946	Kurtosis	1,0420751	Kurtosis	1,2901096
Schiefe	-0,0817865	Schiefe	0,4208993	Schiefe	-0,616772	Schiefe	-0,8714594	Schiefe	0,0308815	Schiefe	0,8888563	Schiefe	0,6558123	Schiefe	1,0482051	Schiefe	0,5885111
Wertebereich	717,7598193	Wertebereich	144,87675	Wertebereich	89	Wertebereich	103	Wertebereich	2506,265	Wertebereich	17634,271	Wertebereich	30428,279	Wertebereich	21,708928	Wertebereich	40,221089
Minimum	216,1773381	Minimum	45,587597	Minimum	1919	Minimum	1919	Minimum	2653,735	Minimum	2060,354	Minimum	3966,7795	Minimum	3,24061	Minimum	5,9419785
Maximum	933,9371574	Maximum	190,46435	Maximum	2008	Maximum	2022	Maximum	5160	Maximum	19694,625	Maximum	34395,058	Maximum	24,947538	Maximum	46,163067
Summe	398776,671	Summe	65252,331	Summe	1205500	Summe	1210904	Summe	2477177	Summe	5376121	Summe	8622090	Summe	6628,712	Summe	12211,972
Anzahl	612	Anzahl	612	Anzahl	612	Anzahl	612	Anzahl	612	Anzahl	612	Anzahl	612	Anzahl	612	Anzahl	612

Anzahl WE	Heizung kWh	TWW kWh	Waerme kWh				
1. Quartil	1,1096213	1. Quartil	20039,572	1. Quartil	1127,2661	1. Quartil	21043,525
3. Quartil	2	3. Quartil	29920,796	3. Quartil	2425,0329	3. Quartil	32458,874
Quartilsabstand	0,8903787	Quartilsabstand	9881,224	Quartilsabstand	1297,7668	Quartilsabstand	11415,35
1,5IQA	1,335568	1,5IQA	14821,836	1,5IQA	1946,6503	1,5IQA	17123,025
Untere Grenze	-0,225947	Untere Grenze	5217,7365	Untere Grenze	-819,3842	Untere Grenze	3920,5
Oberere Grenze	3,335568	Oberere Grenze	44742,632	Oberere Grenze	4371,6832	Oberere Grenze	49581,899

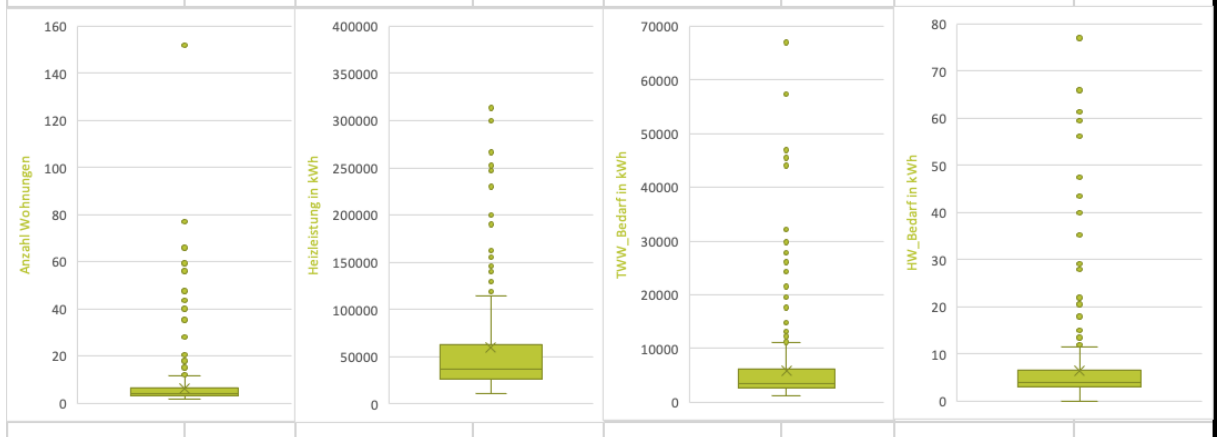


Anzahl WE	Heizung kWh	TWW kWh	Waerme kWh				
Mittelwert	1,612431	Mittelwert	26012,658	Mittelwert	1852,0916	Mittelwert	27864,749
Standardfehler	0,0194161	Standardfehler	356,48091	Standardfehler	35,109456	Standardfehler	373,67025
Median	1,5	Median	23896,931	Median	1663,9859	Median	25609,311
Modus	2	Modus	20319,336	Modus	724,18821	Modus	21043,525
Standardabweichung	0,4803284	Standardabweichung	8818,8508	Standardabweichung	868,55996	Standardabweichung	9244,0913
Stichprobenvarianz	0,2307154	Stichprobenvarianz	77772,129	Stichprobenvarianz	754396,41	Stichprobenvarianz	85453225
Kurtosis	-0,313314	Kurtosis	2,5381963	Kurtosis	-0,460277	Kurtosis	2,2987886
Schiefe	0,2767022	Schiefe	1,387066	Schiefe	0,6696152	Schiefe	1,3289252
Wertebereich	2,5	Wertebereich	57524,126	Wertebereich	3611,24	Wertebereich	58676,188
Minimum	0,5	Minimum	10206,995	Minimum	724,18821	Minimum	11468,894
Maximum	3	Maximum	67731,121	Maximum	4335,4283	Maximum	70145,082
Summe	986,80779	Summe	15919747	Summe	1133480	Summe	17053227
Anzahl	612	Anzahl	612	Anzahl	612	Anzahl	612

Tabelle 8.1 - Explorative Datenanalyse EFH
Quelle: Anne Jüttner



Anzahl_WE		Heizleistung		TWW_bedarf		HW_bedarf	
1. Quartil	3	1. Quartil	25990,24293	1. Quartil	2723,605837	1. Quartil	29033,30108
3. Quartil	6,511924682	3. Quartil	62297,83815	3. Quartil	6128,131899	3. Quartil	69788,28166
Quartilsabstand	3,511924682	Quartilsabstand	36307,59523	Quartilsabstand	3404,526061	Quartilsabstand	40754,98058
1,5IQ	5,267887023	1,5IQ	54461,39284	1,5IQ	5106,789092	1,5IQ	61132,47087
Untere Grenze	-2,267887023	Untere Grenze	-28471,14991	Untere Grenze	-2383,183255	Untere Grenze	-32099,16979
Obere Grenze	11,77981171	Obere Grenze	116759,231	Obere Grenze	11234,92099	Obere Grenze	130920,7525



Anzahl_WE		Heizleistung		TWW_bedarf		HW_bedarf	
Mittelwert	6,340772985	Mittelwert	59209,24746	Mittelwert	5941,296252	Mittelwert	65150,54371
Standardfehler	0,44269069	Standardfehler	4055,050003	Standardfehler	408,014677	Standardfehler	4439,775175
Median	4	Median	37132,28839	Median	3520,056632	Median	42575,69581
Modus	3	Modus	32477,21677	Modus	2723,605837	Modus	35200,82261
Standardabweichung	10,03649213	Standardabweichung	91934,34228	Standardabweichung	9250,332535	Standardabweichung	100656,6652
Stichprobenvarianz	100,7311743	Stichprobenvarianz	8451923291	Stichprobenvarianz	85568652,01	Stichprobenvarianz	10131764254
Kurtosis	97,9503759	Kurtosis	90,7658088	Kurtosis	81,46505772	Kurtosis	90,93953695
Schiefe	8,414637487	Schiefe	8,203627644	Schiefe	7,717747897	Schiefe	8,191579877
Wertebereich	150,5	Wertebereich	1341141,796	Wertebereich	131005,6637	Wertebereich	1470634,288
Minimum	1,5	Minimum	10793,82313	Minimum	1305,70429	Minimum	13612,69944
Maximum	152	Maximum	1351935,619	Maximum	132311,368	Maximum	1484246,987
Summe	3259,157314	Summe	30433553,2	Summe	3053826,273	Summe	33487379,47
Anzahl	514	Anzahl	514	Anzahl	514	Anzahl	514

Tabelle 8.2 - Explorative Datenanalyse MFH
Quelle: Anne Jüttner

Zur besseren Lesbarkeit wurde bei den Boxplots teilweise der Wertebereich des Diagramms eingeschränkt, weshalb einige Minima und Maxima nicht dargestellt werden.

8.2 KORRELATIONSANALYSE

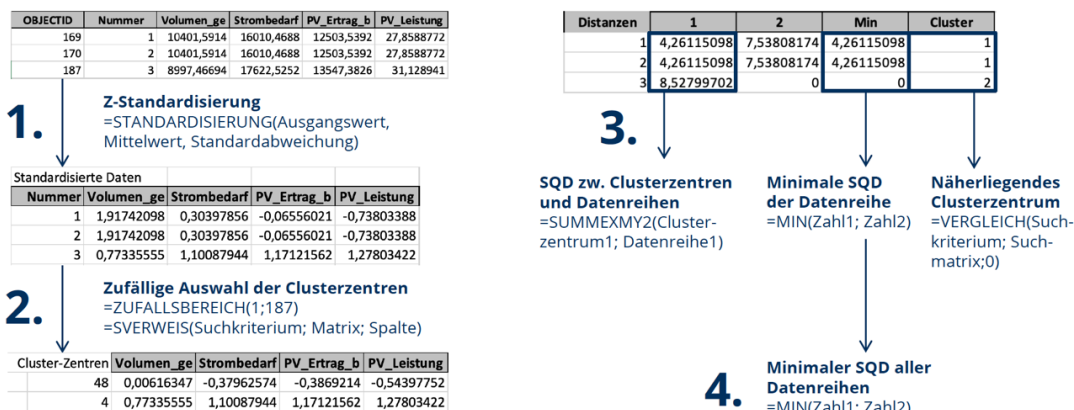
DETAILIERTE KORRELATIONSMATRIX																	
	Volumen_ge	Fundament	Baujahr_min	Baujahr_max	Strombedarf	PV-Ertrag_b	PV-Ertrag	PV-Leistung_b	PV-Leistung	Heizspez	TWWspez	Wohnfl_WE	Anzahl_WE	Heizleistung	TWW_bedarf	HW_bedarf	
Volumen_ge	1,00																
Fundament	0,75	1,00															
Baujahr_min	0,16	0,18	1,00														
Baujahr_max	0,09	0,09	0,69	1,00													
Strombedarf	0,93	0,64	0,19	0,10	1,00												
PV-Ertrag_b	0,77	0,78	0,16	0,07	0,70	1,00											
PV-Ertrag	0,74	0,95	0,15	0,08	0,63	0,78	1,00										
PV-Leistung_b	0,77	0,77	0,16	0,08	0,70	1,00	0,76	1,00									
PV-Leistung	0,71	0,94	0,14	0,07	0,60	0,75	1,00	0,73	1,00								
Heizspez	-0,04	-0,08	-0,53	-0,77	-0,02	-0,06	-0,10	-0,07	-0,09	1,00							
TWWspez	0,01	0,06	0,54	0,76	0,00	0,04	0,06	0,05	0,06	-0,96	1,00						
Wohnfl_WE	-0,05	0,03	0,15	0,28	-0,10	-0,01	0,06	0,00	0,06	-0,79	0,72	1,00					
Anzahl_WE	0,98	0,74	0,18	0,10	0,96	0,76	0,74	0,76	0,71	-0,04	0,02	-0,05	1,00				
Heizleistung	0,97	0,71	0,12	0,01	0,97	0,73	0,70	0,73	0,68	0,07	-0,08	-0,13	0,98	1,00			
TWW_bedarf	0,96	0,78	0,23	0,17	0,92	0,77	0,77	0,77	0,75	-0,15	0,12	0,05	0,98	0,94	1,00		
HW_bedarf	0,97	0,72	0,13	0,02	0,97	0,74	0,71	0,74	0,69	0,05	-0,06	-0,12	0,99	1,00	0,95	1,00	
0,5-0,7																	
schwach																	
0,7-0,9																	
moderat																	
0,9-1,0																	
stark																	

Tabelle 8.3 - Korrelationsmatrix für MFH

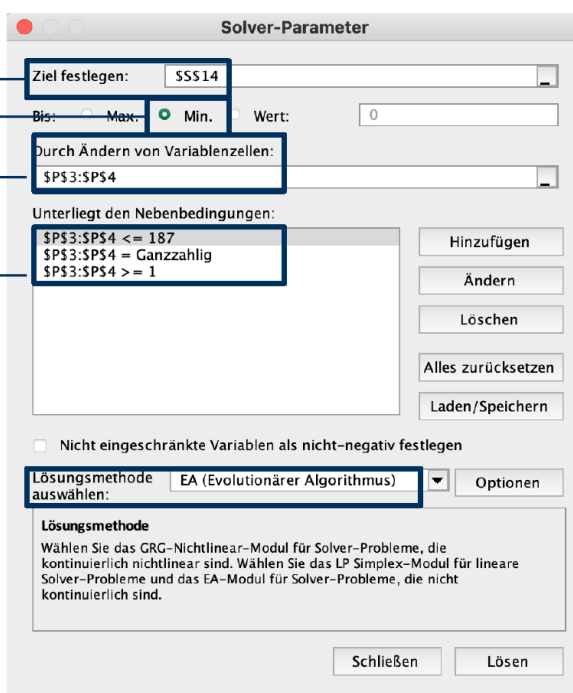
Quelle: Anne Jüttner

8.3 K-MEANS CLUSTERANALYSE

In den folgenden Darstellungen ist der Ablauf der Clusteranalyse an den konkreten Daten erläutert und zusammengefasst. Die vollständige Clusteranalyse kann ebenso wie die explorative Datenanalyse und die Korrelationsanalyse im digitalen Anhang 0 nachvollzogen werden.



← Minimaler SQD aller Datenreihen
← Ändern der Datenreihen
← Zahlen der Datenreihen (von 1 bis 187; ganzzahlig)



Solver in Excel: Daten → Analysetools

Abbildung 8.1 - Prozess der k-means Clusteranalyse
Quelle: Anne Jüttner

Cluster-Zentren	Volumen_ge	Strombedarf	PV_Ertrag_b	PV_Leistung	SQD
59	-1,188758	0,49282803	0,94691705	1,02478164	4,09399616
118	-1,4467763	-0,2860108	-1,1990739	-0,5988229	1,63449634
124	1,28093579	0,80348993	1,58984571	1,62658718	13,9169177
56	-0,0084278	-0,3930913	-0,3344386	-0,6820721	1,34348803
147	2,03592924	0,10488588	-0,171267	-0,6782109	9,47375457

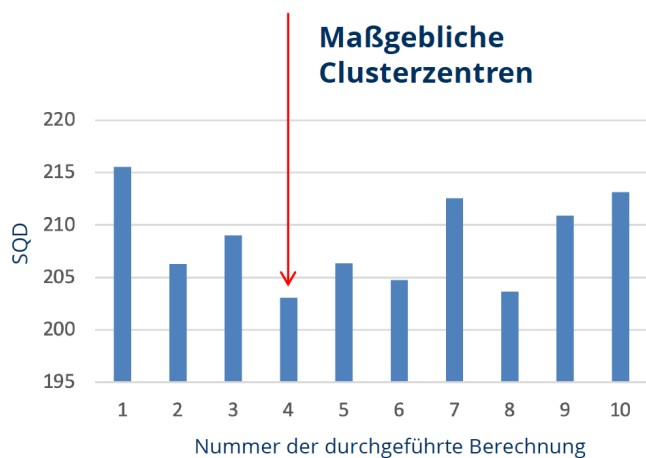


Abbildung 8.2 - Ermittlung des maßgeblichen Clusterzentrums (k-means Clusteranalyse)

Quelle: Anne Jüttner

8.4 MINIMALE GRUNDRISSSE IN GENBUIGUI

In den Abbildungen sind die minimalen Grundrisse in ihren Abmessungen dargestellt, die im Programm GenBuiGui für die Erstellung eines generischen Gebäudes verwendet werden.

Die Grundrisse wurden im Rahmen der Diplomarbeit von Barbara Hartmann erarbeitet.

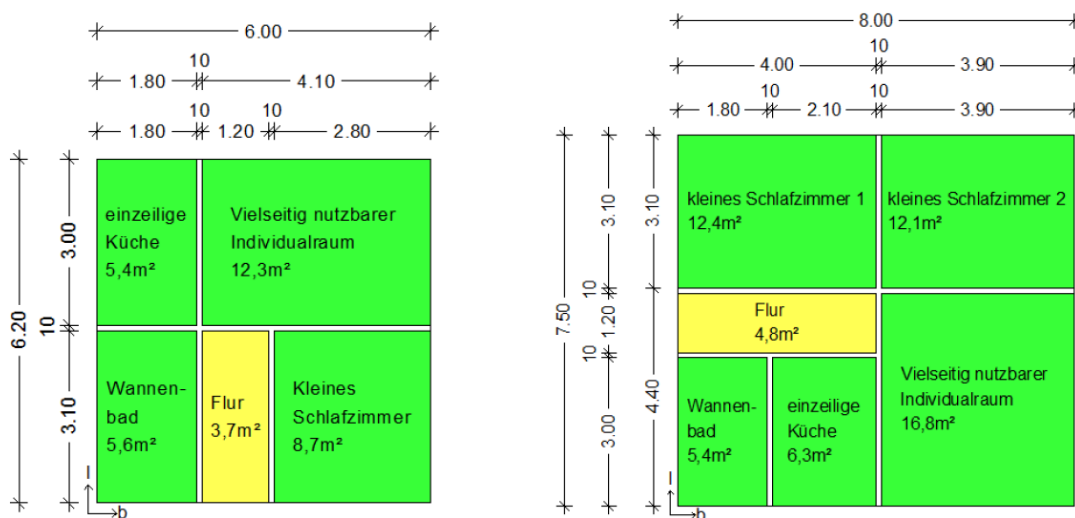


Abbildung 8.3 - Grundriss 1 (links) und Grundriss 2 (rechts)

Quelle: (Hartmann 2015)

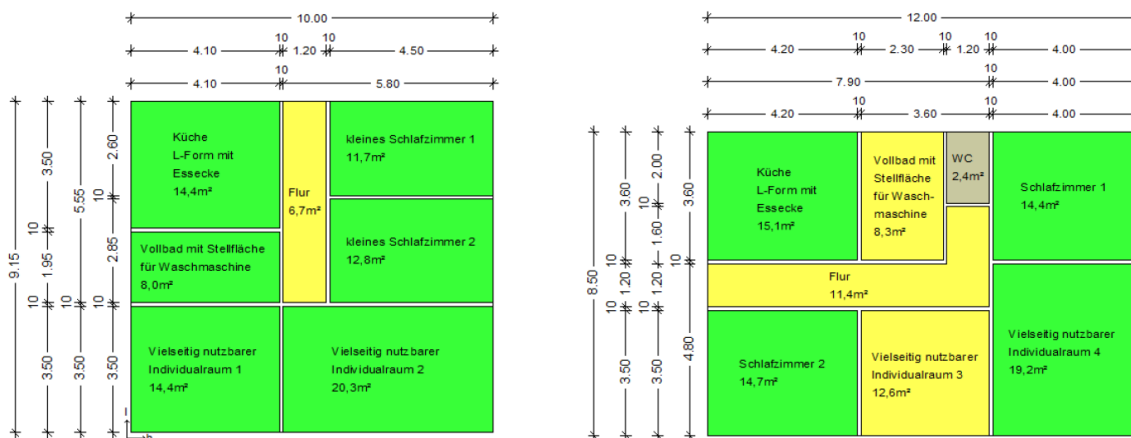


Abbildung 8.4 - Grundriss 3 (links) und Grundriss 4 (rechts)

Quelle: (ebd.)

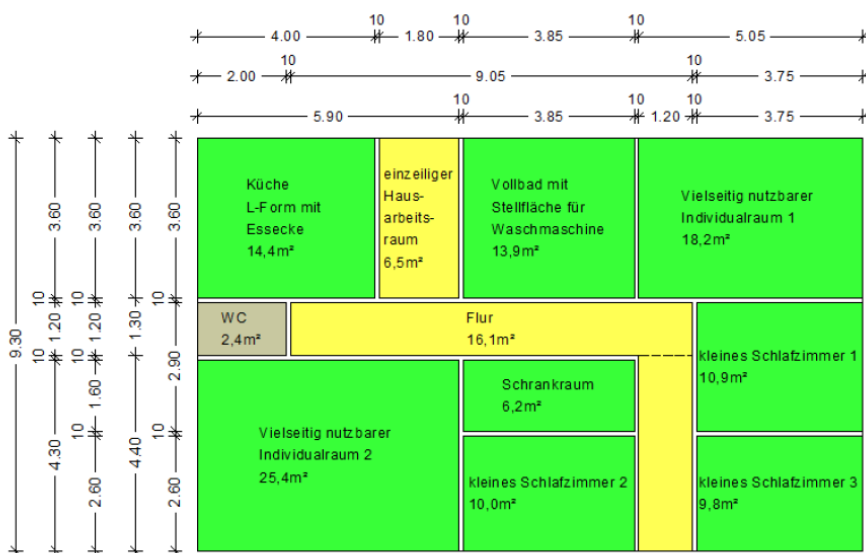


Abbildung 8.5 - Grundriss 5

Quelle: (ebd.)

8.5 KONSTRUKTIONEN DES BEISPIELGEBÄUDES

Zur Darstellung der für das Beispielgebäude verwendeten Konstruktionen wurden Screenshots aus dem Programm SIM-VICUS verwendet, die sowohl den Aufbau als auch die charakteristischen Werte des Bauteils zeigen.

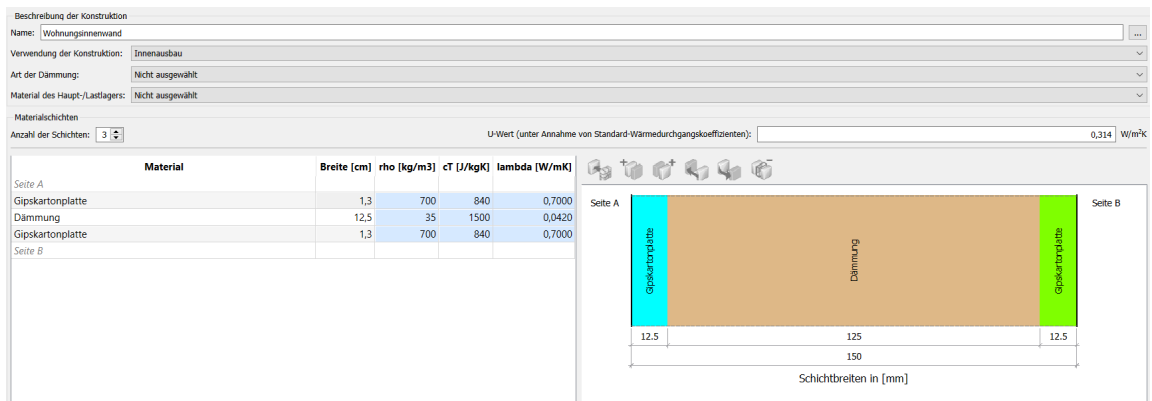


Abbildung 8.6 - Konstruktion der Wohnungsinnenwände
 Quelle: Anne Jüttner

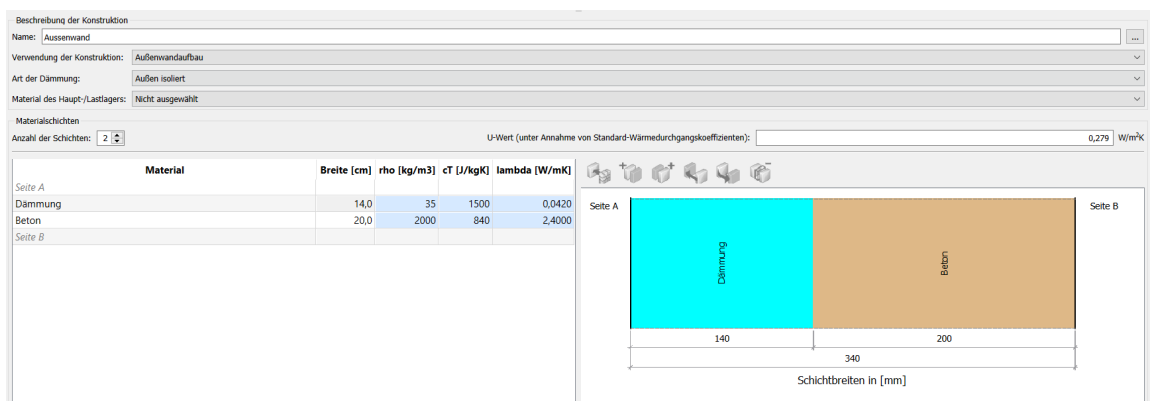


Abbildung 8.7 - Konstruktion der Außenwände
 Quelle: Anne Jüttner

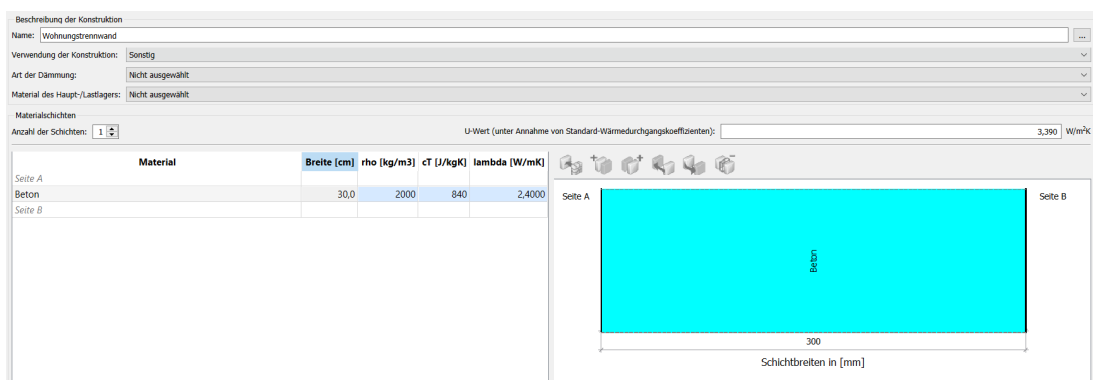


Abbildung 8.8 - Konstruktion der Wohnungstrennwände
 Quelle: Anne Jüttner

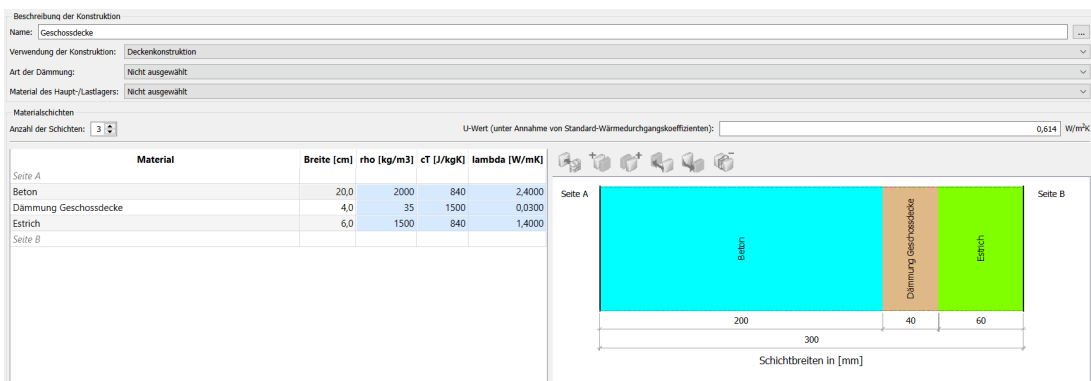


Abbildung 8.9 - Konstruktion der Geschossdecken

Quelle: Anne Jüttner

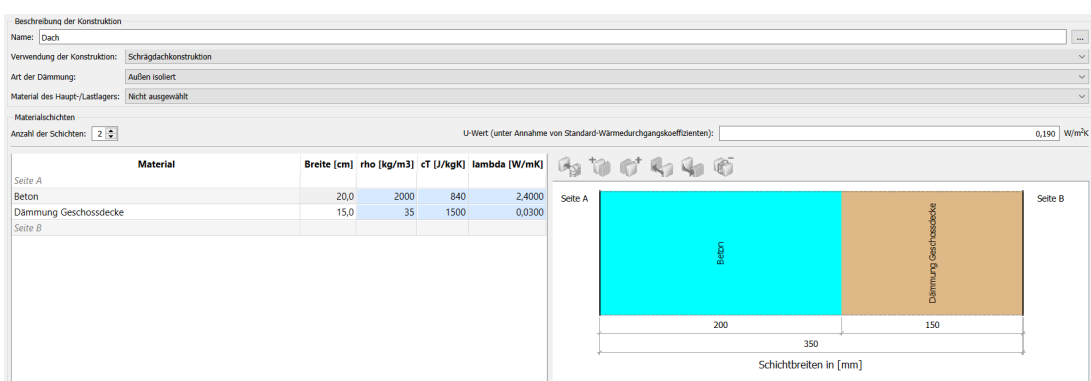


Abbildung 8.10 - Konstruktion des Daches

Quelle: Anne Jüttner

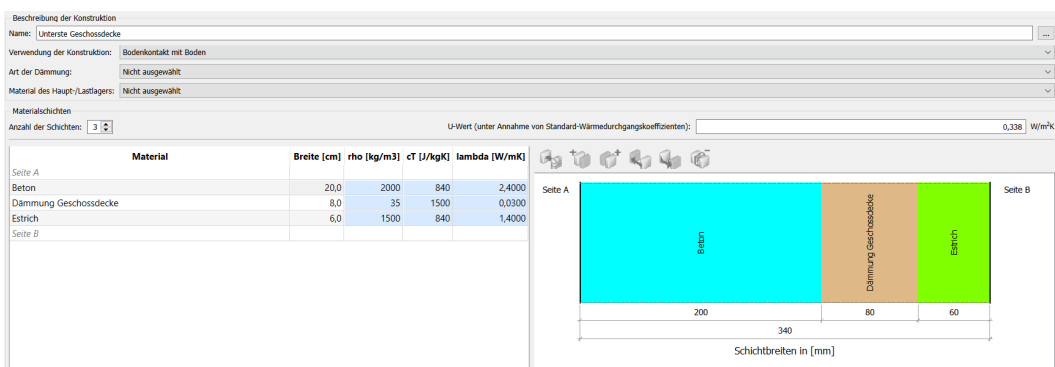


Abbildung 8.11 - Konstruktion der unteren Geschossdecke (Bodenplatte)

Quelle: Anne Jüttner

8.6 ANNAHMEN ZU NUTZUNGSPROFILIEN DES BEISPIELGEBÄUDES

Zusammenfassend sind alle getroffenen Annahmen zu den Nutzungsprofilen im Programm SIM-VICUS in Tabelle 8.4 aufgelistet. Welche Quellen bei dem Aufstellen welcher Annahmen berücksichtigt wurden, kann ebenfalls in der folgenden Tabelle nachvollzogen werden.

Eingangsparameter für Nutzungsprofile	Quellen
Heizung: maximale Heizgrenze 70 W/m ²	
Heizsollwerte Wohnen: 23 - 6 Uhr - 17 °C; 6 - 23 Uhr - 21 °C	Betriebszeit der Heizung: DIN V 18599
Heizsollwerte Bad: 23 - 6 Uhr - 20 °C; 6 - 23 Uhr - 24 °C	
Sollwerte Thermostat: Toleranz 0,1 K, Controller-Typ: analog	
Leistung der elektrischen Geräte: 3,75 W/m ² mit Zeitprofil Konvektiver Faktor: 0,8 - Latenter und Verlustfaktor: 0	Höhe der inneren Lasten für MFH: DIN V 18599
Gebäudeinfiltration: Luftwechselrate n = 0,1 h ⁻¹	DIN V 18599-2
Ventilation: Luftwechselrate n = 0,55 h ⁻¹	GEG Anlage 1

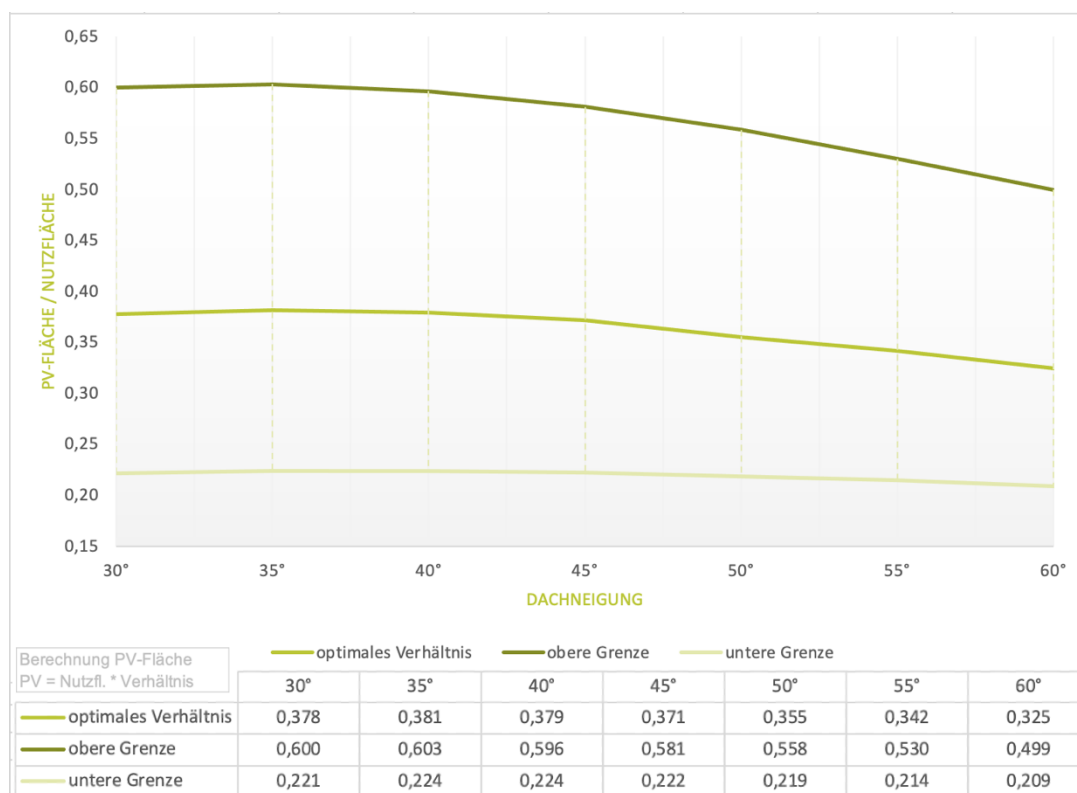
Tabelle 8.4 - Annahmen und Eingangswerte zu den Nutzungsprofilen für die Simulation
Quelle: Anne Jüttner

8.7 ABHÄNGIGKEITSDIAGRAMME UND ANNAHMEN

Die folgenden Darstellungen umfassen die Abhängigkeitsdiagramme mit allen Annahmen, die im Rahmen der Simulation und zur Erstellung der Diagramme getroffen wurden. Für eine praxisnahe Anwendung sind alle getroffenen Annahmen zu berücksichtigen, damit eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse hergestellt und bewertet werden kann.

Abhängigkeitsdiagramm (ohne Wärmepumpe)

Verhältnis von Nutzfläche zu effektiver PV-Fläche (nach Neigung der Dachfläche)



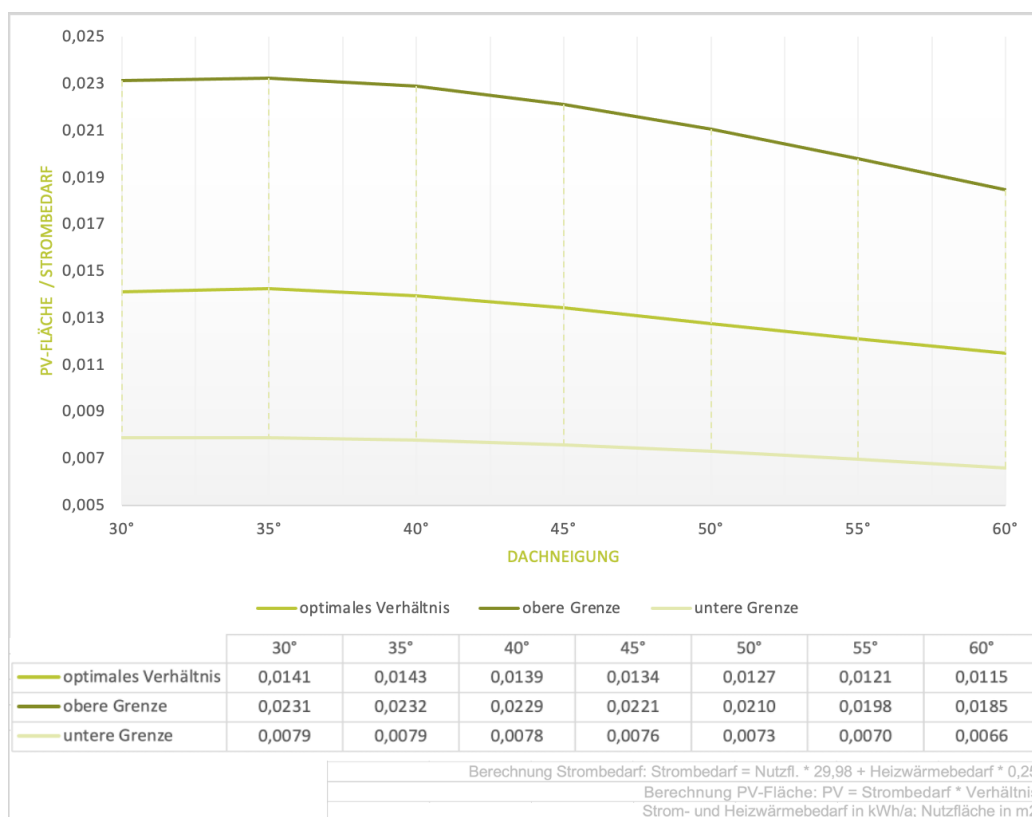
Kubatur des simulierten Gebäudes: 19,32 m (L) x 8,78 m (B)	Quellen
Geschosshöhe (lichte Höhe): 2,50 m; Anzahl der Geschosse: 3	
Größe der Wohnung: 3-Raum-Wohnung; Fensterflächenanteil: 30 %	
Wetterdaten: TRY2015 f. Freiberg; Orientierung Dachfläche: Süd (180°)	DWD
Wirkungsgrad PV-Anlage: 20 %; Investitionskosten PV: 1700 € / kW _P	
Einspeisevergütung: 0,06 € / kWh; Stromkosten: 0,40 € / kWh	
Preissteigerung: 3 %; Berechnungszeitraum Wirtschaftlichkeit: 20 a	
Heizung: maximale Heizgrenze 70 W/m ² ; TWW-Bedarf 12,8 kWh/m ² a	nach DIN V 18599-10
Heizsollwerte Wohnen: 23 - 6 Uhr - 17 °C; 6 - 23 Uhr - 21 °C	Betriebszeit der Heizung: DIN V 18599
Heizsollwerte Bad: 23 - 6 Uhr - 20 °C; 6 - 23 Uhr - 24 °C	
Sollwerte Thermostat: Toleranz 0,1 K, Controller-Typ: analog	
Leistung der elektrischen Geräte: 3,75 W/m ² mit Zeitprofil	Höhe der inneren Lasten
Gebäudeinfiltration: Luftwechselrate n = 0,1 h ⁻¹	
Ventilation: Luftwechselrate n = 0,55 h ⁻¹	DIN V 18599-2

Tabelle 8.5 - Abhängigkeitsdiagramm Nutzfläche zu PV-Fläche (nach Neigung)

Quelle: Anne Jüttner

Abhängigkeitsdiagramm (inkl. Wärmepumpe)

Verhältnis von Strombedarf zu effektiver PV-Fläche (nach Neigung der Dachfläche)



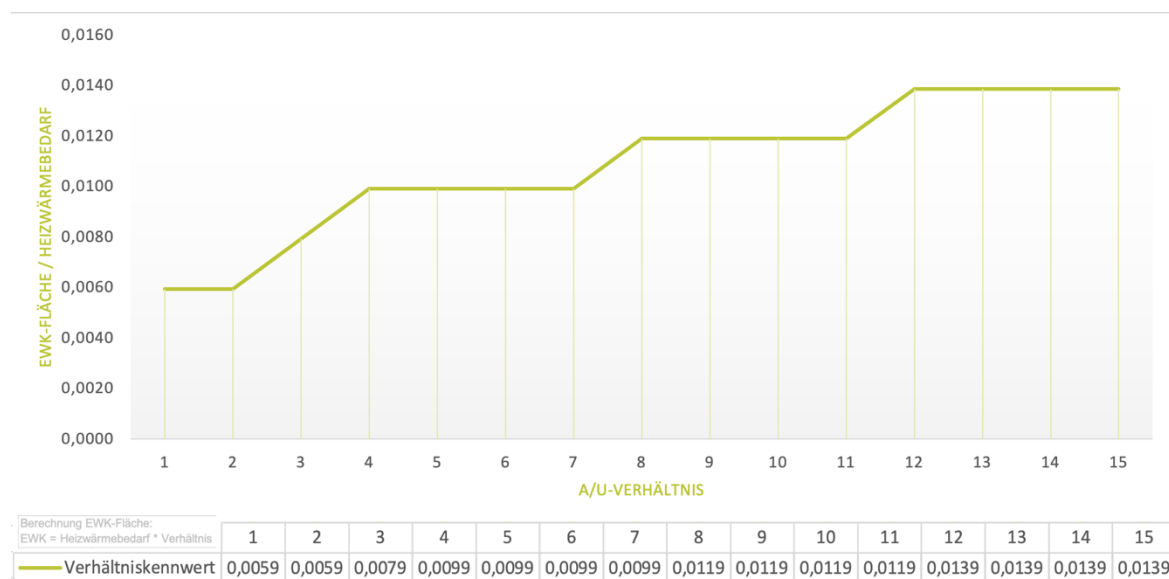
Kubatur des simulierten Gebäudes: 19,32 m (L) x 8,78 m (B)	Quellen
Geschosshöhe (lichte Höhe): 2,50 m; Anzahl der Geschosse: 3	
Größe der Wohnung: 3-Raum-Wohnung; Fensterflächenanteil: 30 %	
Wetterdaten: TRY2015 f. Freiberg; Orientierung Dachfläche: Süd	DWD
Wirkungsgrad PV-Anlage: 20 %; Investitionskosten PV: 1700 € / kW _P	
Einspeisevergütung: 0,06 € / kWh; Stromkosten: 0,40 € / kWh	
Preissteigerung: 3 %; Berechnungszeitraum Wirtschaftlichkeit: 20 a	
Investitionskosten EWK: 25 € / m ² ; Wärmepumpe 30kW: 21000 €	
Heizung: maximale Heizgrenze 70 W/m ² ; TWW-Bedarf 12,8	nach DIN V 18599-10
Heizsollwerte Wohnen: 23 - 6 Uhr - 17 °C; 6 - 23 Uhr - 21 °C	Betriebszeit der Heizung: DIN V 18599
Heizsollwerte Bad: 23 - 6 Uhr - 20 °C; 6 - 23 Uhr - 24 °C	
Sollwerte Thermostat: Toleranz 0,1 K, Controller-Typ: analog	
Leistung der elektrischen Geräte: 3,75 W/m ² mit Zeitprofil	Höhe der inneren Lasten
Gebäudeinfiltration: n = 0,1 h ⁻¹ ; Ventilation: n = 0,55 h ⁻¹	DIN V 18599-2

Tabelle 8.6 - Abhängigkeitsdiagramm PV-Fläche zu Strombedarf (nach Neigung)

Quelle: Anne Jüttner

Abhängigkeitsdiagramm

Verhältnis von Heizwärmebedarf zu effektiver EWK-Fläche (nach A/U-Verhältnis)



Kubatur des simulierten Gebäudes: 19,32 m (L) x 8,78 m (B)	Quellen
Geschosshöhe (lichte Höhe): 2,50 m; Anzahl der Geschosse: 3	
Größe der Wohnung: 3-Raum-Wohnung; Fensterflächenanteil: 30 %	
Wetterdaten: TRY2015 f. Freiberg	DWD
Bodenart: sandig-lehmiger Schluff (Gruppe: Lehmschluffe)	BGR
Rohrabstand: 50 cm bei Rohrdurchmesser Da 28	Ramming, 2007
Tiefe der Kollektorebene: 130 cm; COP Wärmepumpe: 4	Ramming, 2007
Rohrwanddicke: 2,3 mm; Rohrlänge eines Kollektors: 100 m	
Fluid: Dichte 1035 kg/m ³ ; Wärmeleitung 0,47 W/mK	
Fluid: Wärmekapazität 3850 J/kg; kin. Viskosität 4,50	
Heizung: maximale Heizgrenze 70 W/m ² ; TWW-Bedarf 12,8	nach DIN V 18599-10
Heiz Sollwerte Wohnen: 23 - 6 Uhr - 17 °C; 6 - 23 Uhr - 21 °C	Betriebszeit der Heizung: DIN V 18599
Heiz Sollwerte Bad: 23 - 6 Uhr - 20 °C; 6 - 23 Uhr - 24 °C	
Sollwerte Thermostat: Toleranz 0,1 K, Controller-Typ: analog	
Leistung der elektrischen Geräte: 3,75 W/m ² mit Zeitprofil	Höhe der inneren Lasten
Gebäudeinfiltration: n = 0,1 h ⁻¹ ; Ventilation: n = 0,55 h ⁻¹	DIN V 18599-2

Tabelle 8.7 - Abhängigkeitsdiagramm Heizwärmebedarf zu EWK-Fläche (nach A/U-Verhältnis)
Quelle: Anne Jüttner

8.8 DIGITALER ANHANG

Der digitale Anhang umfasst alle Dateien, die im Rahmen der Erstellung dieser Arbeit angefertigt wurden. Außerdem umfasst der digitale Anhang alle Ausgangsdaten sowie alle Endergebnisse der Simulation. Insgesamt befinden sich im digitalen Anhang folgende Dateien:

Dokumente: JuettnerAnne_Abhaengigkeitsdiagramm_Geothermie.xlsx

JuettnerAnne_Abhaengigkeitsdiagramm_StromWP-Neigung.xlsx

JuettnerAnne_Abhaengigkeitsdiagramm_StromoWP-Neigung.xlsx

JuettnerAnne_Abhaengigkeitsdiagramme_Anwendung.xlsx

JuettnerAnne_Auswertung-Simulation.p2

JuettnerAnne_Beispielgebaeude-Simulation.nandrad

JuettnerAnne_Beispielgebaeude.vicus

JuettnerAnne_Beispielgebaeude.idf

JuettnerAnne_Daten-RECUN.xlsx

JuettnerAnne_Datenanalyse-Endergebnis.xlsx

JuettnerAnne_Erarbeitung-Stromprofil.xlsx

JuettnerAnne_Simulation-EWK.gcf

JuettnerAnne_Simulation-mappingTable.txt

Ordner: JuettnerAnne_Profile

JuettnerAnne_Simulation-Klimadaten

JuettnerAnne_Simulationsergebnisse-Gebäude-PV

JuettnerAnne_Simulationsergebnisse-Geothermie