

Machbarkeitsstudie für ein „Innovatives Wärmenetzsystem der Gemeinde Gräfelfing mit Wärmespeicher in ehemaliger Kiesgrube“

Kurzfassung

Version vom 14.07.2022

Bearbeitungszeitraum der Machbarkeitsstudie: 01.02.2022 bis 30.06.2022

Auftraggeber

Gemeinde Gräfelfing
Ruffiniallee 2
82154 Gräfelfing
Dr. Lydia Brooks
Tel: 089/8582-24; E-Mail: l.brooks@graefelfing-bayern.de



Auftragnehmer

Universität Stuttgart
Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik
und Energiespeicherung (IGTE)
Dr. Harald Drück, Stefanie Lott M.Sc., Dipl.-Ing. Sven Stark
Pfaffenwaldring 6, 70569 Stuttgart
Tel: 0711/685-63553; E-Mail: harald.drueck@igte.uni-stuttgart.de

Vorgang: 21HD073

1. Überblick über Inhalte der Machbarkeitsstudie

Das Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung (IGTE) der Universität Stuttgart wurde von der Gemeinde Gräfelfing beauftragt, eine Machbarkeitsstudie für ein innovatives Wärmenetz auszuarbeiten, wobei insbesondere die Nutzung einer ehemaligen Kiesgrube als **Langzeit-Wärmespeicher** sowie von **Tiefengeothermie** als primärer Wärmeerzeuger im Fokus der Untersuchung stand. Die Machbarkeitsstudie für ein innovatives Wärmenetz in der Gemeinde Gräfelfing und ggf. Teilen der Nachbargemeinde Planegg umfasste dabei die in Abbildung 1 aufgeführten Hauptarbeitspakete (AP):

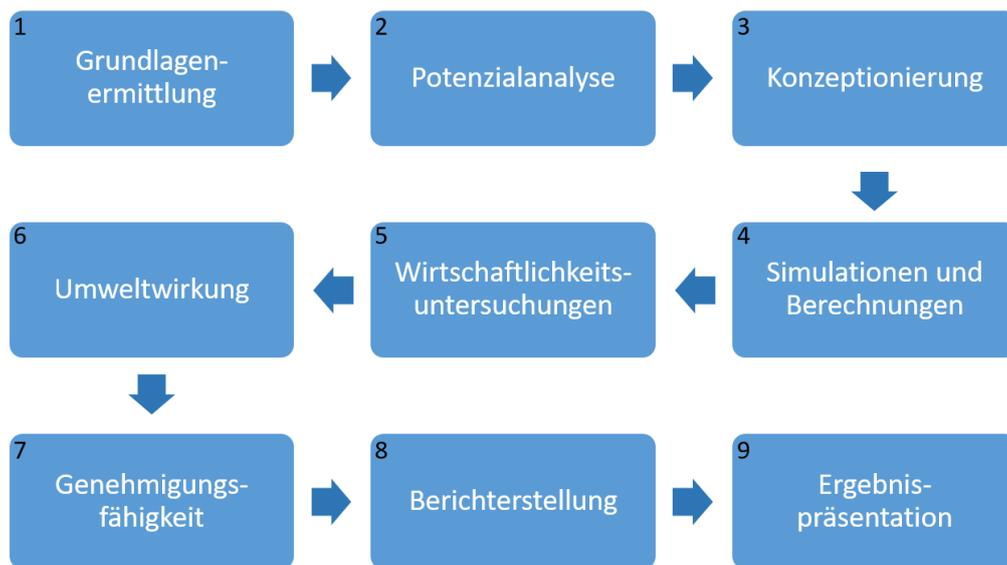


Abbildung 1: Überblick über die Hauptarbeitspakete (AP) der Machbarkeitsstudie

Ausgehend von der Analyse der vorliegenden Randbedingungen in der Grundlagenermittlung (AP 1) wurden zwei **Leitszenarien** für verschiedene Ausbaustufen des Wärmenetzes definiert und die damit verbundenen Wärmebedarfe in der Jahressumme sowie als zeitlich hochaufgelöste Lastprofile berechnet. Des Weiteren wurden in der Potenzialanalyse (AP 2) die auf dem Gemeindegebiet verfügbaren Potenziale der wichtigsten erneuerbaren Wärmeerzeuger, wie z. B. der Tiefengeothermie und der Solarthermie, sowie Wärmespeicher untersucht. Basierend auf den Wärmebedarfen und den vorhandenen Potenzialen wurden in der Konzeptionierung (AP 3) zwei verschiedene **Wärmeversorgungs-Varianten** für Leitszenario 1 und fünf verschiedene Wärmeversorgungs-Varianten für Leitszenario 2 erarbeitet.

Im Anschluss daran wurden in AP 4 **dynamische Systemsimulationen** mit der Software TRNSYS [1] für alle sieben Wärmeversorgungs-Varianten durchgeführt, um diese detaillierter, beispielsweise in Bezug auf die Ermittlung der energetischen Beiträge der einzelnen Technologien und die Dimensionierung der Hauptkomponenten, zu untersuchen. In diesem Arbeitspaket wurden auch Simulationen und Berechnungen zum strommarktdienlichen Betrieb einer Wärmepumpe und eines Elektrokessels durchgeführt. Des Weiteren wurden die Wärmeversorgungs-Varianten bezüglich ihrer Wirtschaftlichkeit (AP 5) anhand der zu erwartenden Wärmegestehungskosten bzw. **Wärmepreise** sowie bezüglich ihrer Umweltwirkungen auf Basis des Primärenergieaufwands und **CO₂-Emissionen** miteinander verglichen (AP 6).

Für die favorisierte Wärmeversorgungs-Variante wurden schließlich noch grundlegende Aspekte der **Genehmigungsfähigkeit** (AP 7) geprüft. In AP 8 wurden die hier vorliegende Kurzfassung und eine Zusammenfassung entsprechend dem BAFA-Merkblatt zum Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 Modul I [2] sowie ein **Abschlussbericht** der Machbarkeitsstudie erstellt. Bei insgesamt drei z. T. öffentlichen **Informationsveranstaltungen** in Gräfelfing wurden Zwischen- sowie die finalen Ergebnisse der Machbarkeitsstudie präsentiert.

2. Wärmebedarfe und Größe des Wärmenetzes

Gräfelfing ist eine Gemeinde im Landkreis München mit etwa 14.000 Einwohnern, die bis zum Jahr 2035 eine 100 % erneuerbare Energieversorgung mit einer Netto-Treibhausgasneutralität anstrebt. Wie der Großteil des Landkreises München ist auch der Standort Gräfelfing gut für die Nutzung von Tiefengeothermie geeignet. Das Ziel der Gemeinde ist es, das vorhandene geothermische Potenzial zur Wärmeversorgung zu nutzen und hierfür ein Fernwärmenetz aufzubauen. Gegebenenfalls kann das aufzubauende Wärmenetz auch für die Wärmeversorgung der Nachbargemeinde Planegg bzw. für Teile von Planegg verwendet werden. Planegg hat etwa 11.000 Einwohner und ist wie die Gemeinde Gräfelfing zum Großteil an das von den Stadtwerken München betriebene Erdgasnetz angeschlossen. Im besonderen Interesse steht hierbei der Planegger Ortsteil Martinsried, in dem etwa 4.000 Einwohner leben und der darüber hinaus über ein Gewerbegebiet sowie über ein Campusgelände der Ludwigs-Maximilian-Universität München und mehrerer Max-Planck-Institute verfügt. Der Großteil von Martinsried wird über ein ebenfalls von den Stadtwerken München betriebenes Fernwärmenetz versorgt, die restlichen Verbraucher in Martinsried über das bereits erwähnte Erdgasnetz.

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurden zunächst vier mögliche **Ausbaustufen** des Wärmenetzes definiert, siehe Tabelle 1. Für jede diese vier Ausbaustufen wurde der jährliche Wärmebedarf bestimmt, wobei die Berechnungen hauptsächlich auf früheren, von verschiedenen Ingenieurbüros durchgeführten Studien zu Wärmenetzen in Gräfelfing und Planegg, weiteren von den Gemeinden zur Verfügung gestellten Unterlagen und z. T. auch auf aktuellen Verbrauchsdaten basieren.

Tabelle 1: Wärmebedarfe für die vier Ausbaustufen des Wärmenetzes

Ausbaustufe	Kurzbeschreibung	Wärmebedarf ^b [MWh/a]	Leitszenarien
Ausbaustufe 1	BWG + BA1	32.000	= Leitszenario 1
Ausbaustufe 2	BWG + BA1 + BA2	43.000	
Ausbaustufe 3	BWG + BA1 + BA2 + Martinsried ^a	83.000	= Leitszenario 2
Ausbaustufe 4	Gemeinde Gräfelfing + Gemeinde Planegg	265.000	

BWG...Biowärme Gräfelfing, BA...Bauabschnitt

^aFür Martinsried werden nur die derzeit über Fernwärme versorgten Verbraucher betrachtet.

^bohne Wärmeverluste des Wärmenetzes

Zwei der Ausbaustufen wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber als **Leitszenarien** definiert, welche bzgl. des Wärmebedarfs die Basis für alle weiteren Berechnungen darstellen.

Derzeit besteht bereits ein kleines Wärmenetz der „Biówärme Gräfelfing“ (BWG) mit einer Wärmeabnahme von ca. 6.100 MWh im Jahr 2021, wobei die Wärme teilweise durch Holz-Hackschnitzel-Kessel und teilweise durch Erdgas-Heizkessel bereitgestellt wird. Die durch die Bauabschnitte BA1 und BA2 anzuschließenden Wärmeabnehmer auf dem Gebiet der Gemeinde Gräfelfing werden momentan über das Erdgasnetz versorgt. Die hier angenommene **Anschlussquote** bei einer Wärmeversorgung durch ein Wärmenetz beträgt **70 %** der Wärmeabnehmer bzw. der maximal möglichen Wärmeabnahme. Für den Planegger Ortsteil Martinsried werden nur die Wärmeabnehmer betrachtet, welche momentan bereits über das Fernwärmenetz der Stadtwerke München (SWM) mit Wärme versorgt werden. Dies entspricht einer Anschlussquote von ca. 80 % der Verbraucher in Martinsried. Ausbaustufe 4 beschreibt eine Wärmeversorgung, bei welcher 100 % der Verbraucher in Gräfelfing und Planegg an das Wärmenetz angeschlossen sind.

Abbildung 2 zeigt die Lage der durch die verschiedenen Ausbaustufen definierten Gebiete in den Gemeinden Gräfelfing und Planegg.

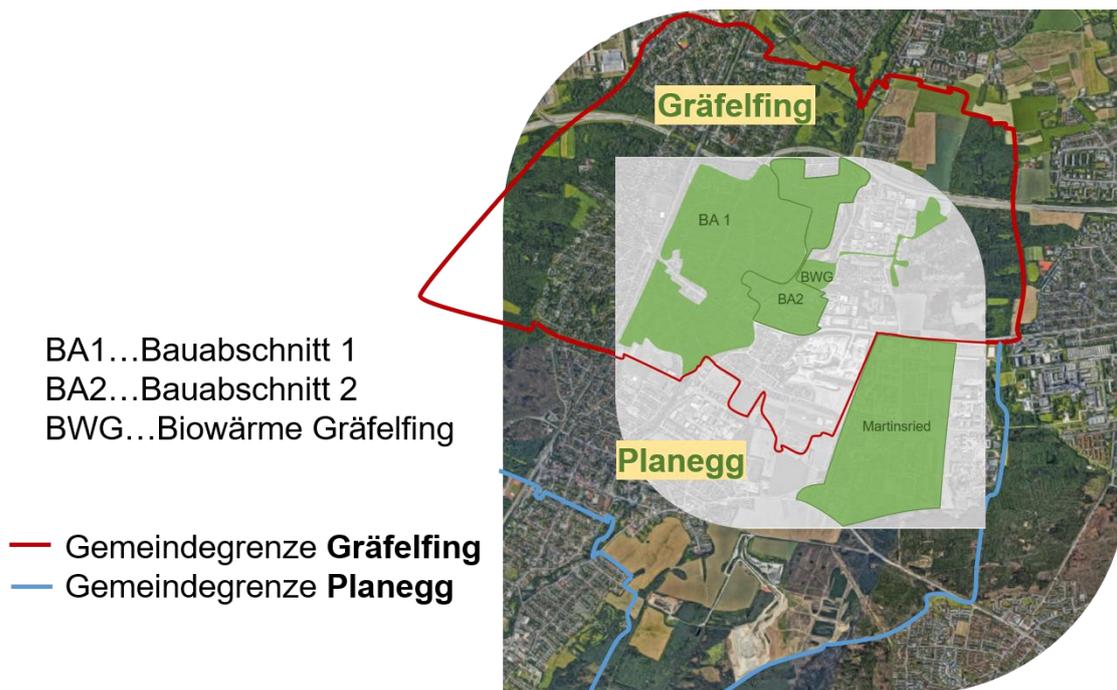


Abbildung 2: Lage der Ausbaustufen des Wärmenetzes in Gräfelfing und Planegg

Es wird davon ausgegangen, dass die in Tabelle 1 aufgeführten Wärmebedarfe in den kommenden Jahren näherungsweise konstant bleiben werden. Eine Nachverdichtung findet in begrenztem Umfang statt, gleichzeitig reduziert sich jedoch der flächenspezifische Wärmebedarf durch entsprechende Sanierungsmaßnahmen an den Gebäuden. Es wurde daher davon ausgegangen, dass sich diese beiden Effekte gegenseitig kompensieren und damit der zukünftige Wärmebedarf in etwa dem aktuellen entspricht.

Da bei einem Wärmebedarf entsprechend des Leitszenarios 1 nur etwa 42 % des verfügbaren Geothermie-Potenzials genutzt werden, wird hier das Leitszenario 2 favorisiert. Die **Trassenlänge** des Wärmenetzes beträgt im Leitszenario 2 ca. **45,5 km**. Der **Wärmebedarf** im Leitszenario 2 beträgt ohne Wärmeverluste **83.000 MWh/a**, siehe Tabelle 1, und mit Wärmeverlusten des Wärmenetzes ca. **99.000 MWh/a**.

3. Temperaturniveau im Wärmenetz

Ausgehend von den von der Gemeinde zur Verfügung gestellten Unterlagen wird von einem Temperaturniveau im Vorlauf des Wärmenetzes von **80 - 85 °C** und von einem Temperaturniveau im Rücklauf des Wärmenetzes von **55 °C** ausgegangen. Eine Reduzierung der Temperaturen im Wärmenetz ist aufgrund der noch zahlreichen Gebäude mit relativ hohem spezifischem Jahresheizwärmebedarf und der damit benötigten hohen Vorlauftemperaturen sowie unter dem Aspekt eines ausreichend hohen Temperaturniveaus zur Vermeidung von Legionellenwachstum im Warmwassernetz der Gebäude aus derzeitiger Sicht nicht möglich.

4. Erzeugerstruktur und Wärmespeicher

Für das Leitszenario 2 wurden fünf Wärmeversorgungs-Varianten sowie mehrere Untervarianten, beispielsweise mit und ohne Solarthermie-Anlage, aus energetischer, wirtschaftlicher und ökologischer Sicht untersucht und bewertet. Die hier favorisierte Wärmeversorgungs-Variante „**V2.2 (WP|G) – mitST**“ weist perspektivisch, d. h. bei weiter sinkenden spezifischen CO₂-Äquivalentemissionen von Strom im deutschen Stromnetz, die höchsten Einsparungen an CO₂-Äquivalentemissionen gegenüber dem Ist-Zustand der Wärmeversorgung auf. Des Weiteren sind bei dieser Variante die Anteile an Erneuerbaren Energien entsprechend der Definition nach dem BAFA-Merkblatt zum Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 Modul II [3] am höchsten. Der berechnete Wärmepreis unterscheidet sich nur geringfügig von den Wärmepreisen der anderen Varianten. Abbildung 3 zeigt das Schema der Wärmeerzeugung, -speicherung und -verteilung für die favorisierte Wärmeversorgungs-Variante.

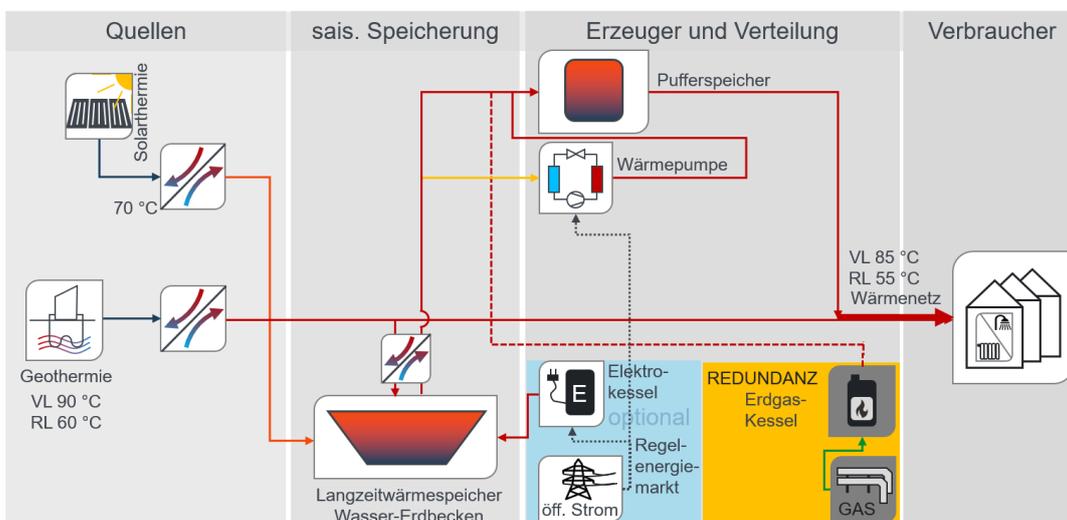


Abbildung 3: Schematische Darstellung der favorisierten Wärmeversorgungs-Variante V2.2 (WP|G) - mitST

Das bei einer als Duplette ausgeführten Geothermie-Bohrung verfügbare Geothermie-Potenzial beträgt unter konservativen Annahmen ca. 84.000 MWh/a. Dieses ergibt sich aus den angenommenen Förder- und Rücklauftemperaturen von 90 °C und 60 °C bei einer Nennfördermenge von 80 l/s, entsprechend einer Nennleistung von **9,6 MW**, welche theoretisch das ganze Jahr über (8.760 h) verfügbar ist. Die **Geothermie** ist bei dieser Wärmeversorgungs-Variante der **Grundlast-Wärmeerzeuger**, welcher Wärme entweder direkt an das Wärmenetz abgibt oder bei vorhandenen Wärmeüberschüssen einen als saisonalen Wärmespeicher verwendeten **Wasser-Erdbecken-Speicher** mit einem Wasservolumen von ca. **300.000 m³** belädt. Da das Geothermie-Potenzial nicht ausreicht, um den Wärmebedarf inkl. der Wärmeverluste des Wärmenetzes und der Wärmespeicher zu decken, wird als **Zusatz-Wärmeerzeuger** eine **Kompressions-Wärmepumpe** mit einer thermischen Nennleistung von **20 MW** im Betriebspunkt (B45/W90) eingesetzt. Diese entnimmt Wärme aus dem Wasser-Erdbecken-Speicher, hebt die Wärme auf das Nutz-Temperaturniveau und belädt einen **Pufferspeicher** mit einem Volumen von **2.000 m³**. Der Wasser-Erdbecken-Speicher wird neben der Geothermie auch durch eine **solarthermische Anlage** mit einer Bruttokollektorfläche von insgesamt **56.700 m²** beladen. Durch diese erhöht sich im Vergleich zu einer Variante ohne Solarthermie die aus dem Wasser-Erdbecken-Speicher direkt für das Wärmenetz entnehmbare Wärmemenge, wodurch der Stromverbrauch der Wärmepumpe reduziert wird. Als **Redundanz-Wärmeerzeuger** wird ein Erdgas-Heizkessel mit einer thermischen Nennleistung von **30 MW** eingesetzt. Dieser Redundanz-Wärmeerzeuger wird nur bei einem Ausfall der Geothermie und/oder der Wärmepumpe benötigt und ist daher im Regelfall nie in Betrieb. Des Weiteren wurde der strommarktdienliche Betrieb der Wärmepumpe sowie der eines Elektrokessels untersucht. Hierbei hat sich jedoch gezeigt, dass aufgrund der zu hohen wirtschaftlichen Risiken ein strommarktdienlicher Betrieb der Wärmepumpe und des Elektrokessels nicht empfohlen werden kann.

5. Wärme- und Energiebilanzen

Abbildung 4 zeigt die mittels TRNSYS-Simulationen berechneten monatlichen Energiebilanzen für Wärmeerzeugung und Wärmebedarf.

Die äußeren roten Säulen stellen hierbei den Wärmebedarf für Trinkwarmwasser (TWW) und die Heizung (HZ) der Gebäude sowie die Wärmeverluste des Wärmenetzes dar. Die ebenfalls als äußere Säulen aufgetragenen Wärmeverluste des Pufferspeichers und des saisonalen Wärmespeichers (LZW...Langzeit-Wärmespeicher) sind im Vergleich zum Wärmebedarf relativ gering.

Die inneren Säulen stellen dar, durch welche Wärmequellen bzw. Wärmeerzeuger der Wärmebedarf jeweils gedeckt wird. In den Monaten Mai bis September wird nahezu der gesamte Wärmebedarf direkt durch die verfügbare Wärme aus der Tiefengeothermie gedeckt. Da die verfügbare Geothermie- und Solarthermie-Wärme im Sommer deutlich größer als der Wärmebedarf ist, wird mit den Wärmeüberschüssen der saisonale Wärmespeicher beladen. In den Monaten Oktober bis Dezember kann daher ein signifikanter Anteil des Wärmebedarfs durch die im saisonalen Wärmespeicher eingespeicherte Wärme gedeckt werden (dunkelgrüne Säulen). Sinkt das Temperaturniveau im saisonalen Wärmespeicher unter das Nutztemperaturniveau, muss die Wärmepumpe als Zusatz-Wärmeerzeuger neben der Geothermie in Betrieb

genommen werden. Die Wärmepumpe entnimmt hierbei Wärme aus dem saisonalen Wärmespeicher (hellgrüne Säulen) und hebt diese mittels elektrischer Energie (schwarze Säulen) auf das benötigte Nutztemperaturniveau.

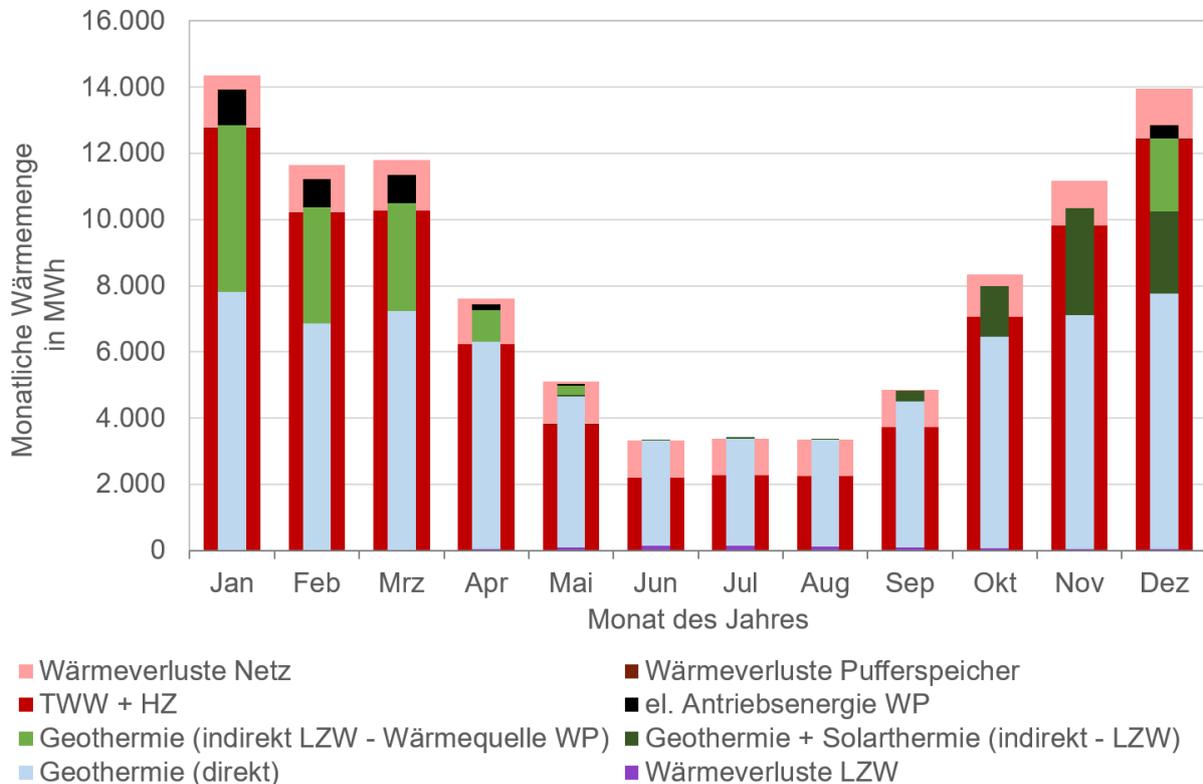


Abbildung 4: Monatliche Gegenüberstellung von Wärmeerzeugung und Wärmebedarf

TWW...Trinkwassererwärmung

HZ...Heizung

LZW...Langzeit-Wärmespeicher

WP...Wärmepumpe

Bei diesem Konzept decken Geothermie und Solarthermie mehr als 95 % des gesamten Wärmebedarfs, entweder direkt oder indirekt über den saisonalen Wärmespeicher sowie als Wärmequelle für die Wärmepumpe. Neben dem Strombedarf für die Wärmepumpe von 3.441 MWh/a ergeben sich weitere Strombedarfe für die Förderpumpe der Geothermie von 5.181 MWh/a, für die Pumpen des Wärmenetzes von 987 MWh/a sowie für die Pumpen im Solarkreis von 158 MWh/a. Damit ergibt sich ein gesamter **jährlicher Strombedarf von 9.767 MWh/a**.

Mit einer PV-Anlage von 10.000 kW_p bzw. 55.000 m² Modulfläche könnte dieser Strombedarf bilanziell über den Zeitraum eines Jahres betrachtet, gedeckt werden. Für die Realisierung einer derartigen PV-Anlage würde eine Grundfläche von rund 16 ha benötigt.

6. Wirtschaftlichkeit

Für die oben dargestellte favorisierte Wärmeversorgungs-Variante wurde eine Wirtschaftlichkeitsrechnung nach der Annuitäten-Methode entsprechend der VDI 2067 [4] für einen **Betrachtungszeitraum von 20 Jahren** durchgeführt. Für die Nutzungsdauer der einzelnen zentralen Komponenten wie Geothermiebohrung, Wärmenetz, Solarthermieanlage, Wärmespeicher und Wärmepumpe wurden hierbei typische Werte angenommen. Die Berechnung der kapital- und betriebsgebundenen Kosten erfolgte dabei größtenteils mithilfe von Daten aus dem Technikkatalog der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA-BW) [5]. Die bedarfsgebundenen Kosten ergeben sich durch den Strombezug für den Betrieb von Geothermie, Wärmepumpe, Wärmenetz und Solarkreispumpe, wobei ein durchschnittlicher Strompreis für den Betrachtungszeitraum von 205 €/MWh angesetzt wurde. Bei den berechneten Annuitäten und Wärmepreisen wurde eine **Förderung in Höhe von einem Drittel der Investitionskosten** berücksichtigt.

Die Gesamt-Investitionskosten für die favorisierte Wärmeversorgungs-Variante inkl. Berücksichtigung der Förderung werden mit ca. **94 Mio. €** beziffert. Hierbei sind der Ausbau des Wärmenetzes und die Tiefengeothermie mit 29 Mio. € bzw. 32 Mio. € die Komponenten mit dem größten Anteil an den Investitionskosten. Tabelle 2 zeigt die Annuitäten sowie die resultierenden Wärmepreise für zwei verschiedene Kalkulationszinssätze von 1 und 5 %.

Tabelle 2: Berechnete Annuitäten und Wärmepreise für zwei verschiedene Zinssätze

Annuität	Zinssatz 1 %	Zinssatz 5 %
Annuität kapitalgebundene Kosten [€/a]	3.264.000	6.256.000
Annuität bedarfsgebundene Kosten [€/a]	2.002.000	2.002.000
Annuität betriebsgebundene Kosten [€/a]	996.000	996.000
Annuität gesamte Kosten [€/a]	6.256.000	9.248.000
Wärmepreise [€/MWh]	98	145

Auch wenn ein Zinssatz von 1 % zum gegenwärtigen Zeitpunkt unrealistisch erscheint, wurden die beiden Zinssätze von 1 % und 5 % bewusst gewählt, um die Sensitivität des Kalkulationszinssatzes auf die Annuität der kapitalgebundenen Kosten und damit auf den Wärmepreis darzustellen.

Bezogen auf den Wärmebedarf von 83.000 MWh/a ergeben sich durch die in Tabelle 2 aufgeführten Annuitäten je nach Zinssatz **Wärmepreise** von **98 - 145 €/MWh**. Diese Zahlen gelten ohne Umsatzsteuer und inkl. Berücksichtigung der Förderung in Höhe von einem Drittel der Investitionskosten.

7. Einsparungen an Primärenergie und CO₂-Emissionen

In Abbildung 5 und Abbildung 6 sind die jährlichen CO₂-Äquivalentemissionen und der jährliche nicht-erneuerbare Primärenergieaufwand für den Ist-Zustand der Wärmeversorgung und für die favorisierte Wärmeversorgungs-Variante dargestellt. Hierbei werden nur die in der Betriebsphase entstehenden Emissionen und Primärenergie betrachtet. Den Berechnungen liegen folgende spezifische CO₂-Äquivalentemissionen und Primärenergiefaktoren [6-8] zugrunde.

Tabelle 3: Verwendete spezifische CO₂-Äquivalentemissionen und Primärenergiefaktoren

Energieträger*	Spezifische CO ₂ -Äquivalentemissionen [t/MWh]	Primärenergiefaktor (nicht-erneuerbar) [MWh/a]
Strombezug	0,427	1,80
Biomasse Holz	0,027	0,20
Erdgas	0,201	1,10
Fernwärme SWM	0,066	0,39
Geothermie	0,000	0,00
Solarthermie	0,000	0,00

*Bezugsgröße für Endenergie: Heizwert

SWM...Stadtwerke München

Für die Geothermie und Solarthermie betragen die spezifischen CO₂-Äquivalentemissionen und der Primärenergiefaktor jeweils 0. Jedoch werden die Strombedarfe für die Geothermie-Förderpumpe und für die Solarkreispumpe berücksichtigt und mit den in Tabelle 3 aufgeführten Faktoren für Strom multipliziert. Ebenso wird der Strombedarf für die Pumpen im Wärmenetz mitberücksichtigt.

Wie aus Abbildung 5 erkennbar ist, basiert der Großteil der im Ist-Zustand der Wärmeversorgung entstehenden CO₂-Äquivalentemissionen auf dem Einsatz von Erdgas. Durch die hier favorisierte Wärmeversorgungs-Variante werden die Emissionen um ca. **8.000 t/a** reduziert. Aus Abbildung 6 ist erkennbar, dass durch die favorisierte Wärmeversorgungs-Variante der Primärenergieaufwand im Vergleich zum Ist-Zustand der Wärmeversorgung ebenfalls signifikant um etwa **50.000 MWh/a** reduziert wird.

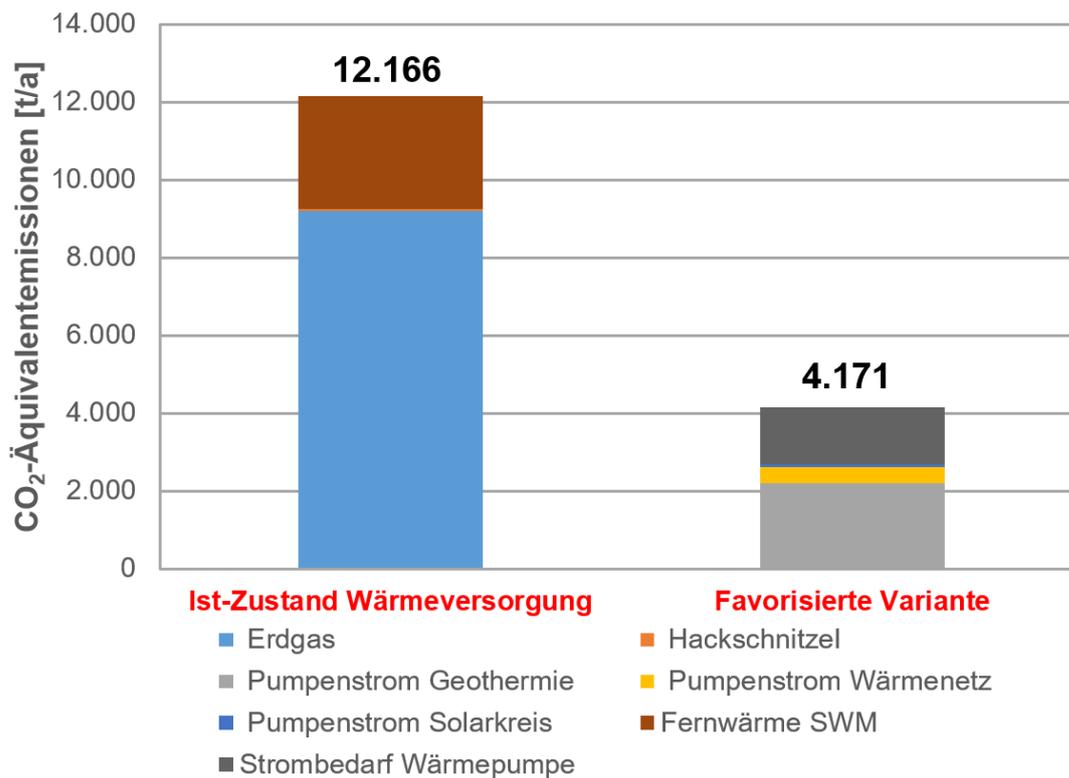


Abbildung 5: Jährliche CO₂-Äquivalentemissionen für den Ist-Zustand der Wärmeversorgung und die favorisierte Wärmeversorgungs-Variante

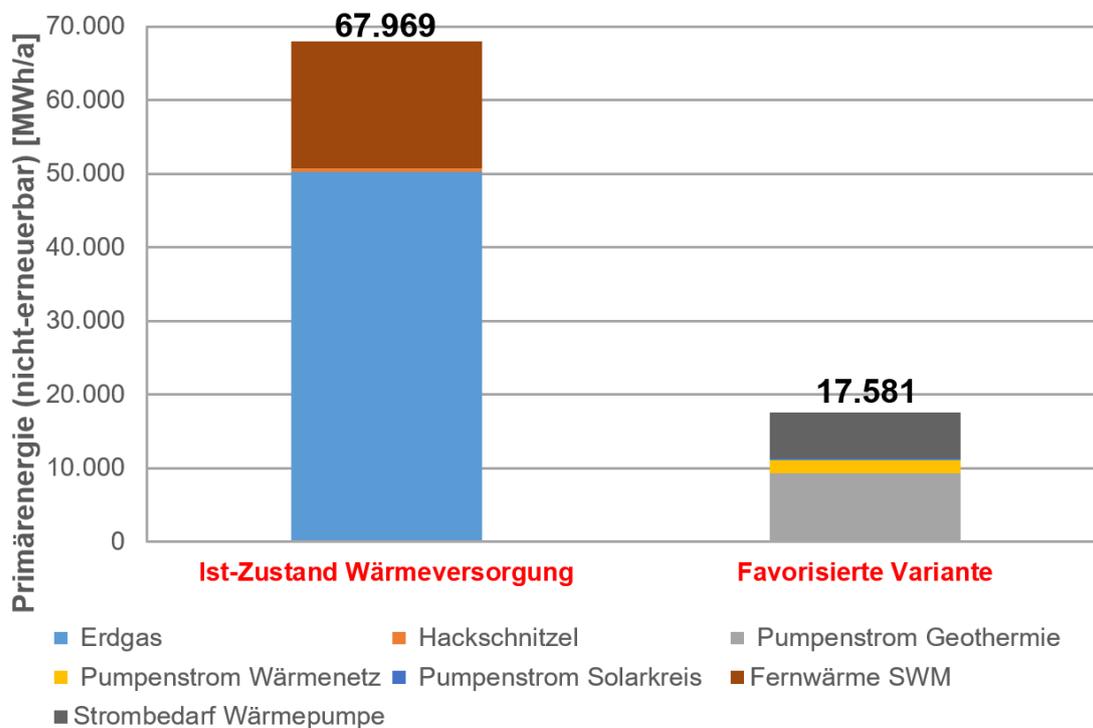


Abbildung 6: Jährlicher Primärenergieaufwand (nicht-erneuerbar) für den Ist-Zustand der Wärmeversorgung und die favorisierte Wärmeversorgungs-Variante

8. Sektorkopplung und Strommarktdienlichkeit

In der Machbarkeitsstudie wurden folgende Optionen untersucht:

- strommarktdienlicher Einsatz der **Wärmepumpe** mit der thermischen Nennleistung von **20 MW_{th}** durch Teilnahme am Sekundär-Regelleistungsmarkt [9]
- strommarktdienlicher Einsatz eines **Elektrokessels** (elektrischer Widerstandserhitzer) mit einer elektrischen Nennleistung von **10 MW_e** durch Teilnahme am Sekundär-Regelleistungsmarkt

Da die **Wärmepumpe** in der hier favorisierten Wärmeversorgungs-Variante als Zusatz-Wärmeerzeuger bereits vorhanden ist, entstehen für den strommarktdienlichen Einsatz im Wesentlichen keine weiteren kapital- und betriebsgebundenen Kosten. Allerdings sind die jährlich am genannten Strommarkt erzielbaren Erträge nach Abzug von Steuern, Abgaben und Umlagen selbst unter optimistischen Randbedingungen sehr gering. Zudem wird die Wärmepumpe als Zusatz-Wärmeerzeuger benötigt und steht damit nur bedingt für die Teilnahme am Strommarkt zur Verfügung. Ein strommarktdienlicher Betrieb der Wärmepumpe ist daher ökonomisch nicht zu empfehlen.

Ein zusätzlich installierter **Elektrokessel**, siehe Anlagenschema in Abbildung 3, verursacht zwar zusätzliche Investitionskosten bzw. kapitalgebundene Kosten sowie jährliche betriebsgebundene Kosten, unter anderem für die Bereitstellung der elektrischen Anschlussleistung, führt jedoch zu höheren Erträgen am Strommarkt im Vergleich zur Wärmepumpe. Dabei werden diese höheren Erträge am Strommarkt erzielt, indem der Elektrokessel im Vergleich zur Wärmepumpe nicht als Zusatz-Wärmeerzeuger benötigt wird und damit zu jedem Zeitpunkt für die Teilnahme am Strommarkt zur Verfügung steht. Außerdem erfolgt die Wärmeabgabe des Elektrokessels in den saisonalen Wärmespeicher, welcher über eine signifikant höhere Speicherkapazität gegenüber dem Pufferspeicher verfügt, an welchen die Wärmeabgabe der Wärmepumpe erfolgt.

Die jährlichen Erträge am Strommarkt können in Abhängigkeit der zu zahlenden Strombezugskosten in der Größenordnung der jährlichen kapital- und betriebsgebundenen Kosten des Elektrokessels liegen. Weiterhin kann aber durch den Einsatz des Elektrokessels die Betriebszeit und damit der Strombedarf der Wärmepumpe reduziert werden, wodurch sich weitere Einsparungen ergeben. Die Einsparungen durch den reduzierten Strombedarf der Wärmepumpe können ebenfalls in Abhängigkeit der zu zahlenden Strombezugskosten mit 345.000 €/a bis 475.000 €/a beziffert werden. Als Fazit der Untersuchung ergab sich, dass der strommarktdienliche Betrieb eines Elektrokessels ökonomisch ggf. sinnvoll ist.

Eine Umsetzung der genannten Optionen zur Sektorkopplung (Power-to-Heat) und Strommarktdienlichkeit in der Realisierung der Wärmeversorgungs-Variante wird nicht empfohlen. Dies resultiert primär aus den zu hohen Unsicherheiten bzgl. der Randbedingungen in den kommenden Jahren, d. h. insbesondere der Entwicklung der Strommarktpreise und der zu entrichtenden Steuern, Abgaben und Umlagen.

9. Innovation

Laut dem BAFA-Merkblatt zum Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 Modul II [3] gilt ein Wärmenetz im Sinne der Förderbekanntmachung Wärmenetzsysteme 4.0 als innovativ, wenn mindestens 50 % der eingespeisten Wärmemenge oder mindestens 1,5 GWh/a durch geothermische und solarthermische Anlagen sowie Wärmepumpen als Wärmeerzeuger gedeckt werden. Dies trifft auf das hier vorgestellte Wärmeversorgungskonzept zu, da hier sogar der gesamte Wärmebedarf von knapp 100 GWh/a durch die genannten Wärmeerzeugungsanlagen gedeckt wird und hiervon der ganz überwiegende Teil durch Solar- und Geothermie. Darüber hinaus weist das vorgestellte Wärmeversorgungskonzept durch die Entkopplung von Wärmeverbrauch und –erzeugung mittels saisonalem Wärmespeicher auch eines der in Modul II genannten Innovationsindizien „Flexibilisierung von Wärmenetzen“ auf.

10. Einzelkomponenten der industriellen Forschung

Als mögliche Einzelkomponente für eine industrielle Forschung ist bei der hier vorgeschlagenen Wärmeversorgungs-Variante der Wasser-Erdbecken-Speicher angedacht. Zum einen besteht eine hohe Innovation in der Konversion einer ehemaligen Kiesgrube in einen saisonalen Wärmespeicher, zudem mit einem im Vergleich zu bisher realisierten saisonalen Wärmespeichern sehr großen Wasservolumen von ca. 300.000 m³. Zum anderen ist nach Kenntnisstand der Autor:innen bisher kein Projekt bekannt, bei dem eine synergetische Nutzung des saisonalen Wärmespeichers in der hier vorgeschlagenen Form erfolgt, d. h. die Aufnahme von sowohl tiefengeothermischer als auch solarthermischer Wärme in Kombination mit der Nutzung als Wärmequelle für eine Großwärmepumpe.

Im Zusammenhang mit dem saisonalen Wärmespeicher können auch der Aufbau bzw. die Materialien des Speichers Teil der industriellen Forschung sein. Eine Möglichkeit hierbei ist der Einsatz eines Gesteins-Wasser-Speichers anstatt eines Wasser-Erdbecken-Speichers, wobei als „Gestein“ primär das vorhandene Verfüllmaterial (Bauschutt) genutzt wird.

Des Weiteren kann bei der Realisierung des hier vorgestellten innovativen Gesamtsystems eine auf prädiktiven und adaptiven Regelalgorithmen basierende Systemregelung Teil einer industriellen Forschung sein. Durch eine derartige Regelung lässt sich der Anlagenbetrieb im Hinblick auf den Energieeinsatz und die damit einhergehenden bedarfsgebundenen Kosten sowie die CO₂-Emissionen flexibilisieren und optimieren.

11. Zusammenfassende Empfehlung

Die hier favorisierte Wärmeversorgungs-Variante „**V2.2 (WP|G) – mitST**“ stellt insbesondere durch den kombinierten Einsatz von Tiefengeothermie, Solarthermie und einer Großwärmepumpe in Verbindung mit einem durch Konversion aus einer ehemaligen Kiesgrube zu errichtenden saisonalen Wärmespeicher ein hochinnovatives Gesamtkonzept für eine erneuerbare Wärmeversorgung in Gräfelfing dar. Hierdurch wird der für das Leitszenario 2 berechnete Wärmebedarf zu mehr als 95 % direkt oder indirekt durch Wärme aus Geothermie und Solarthermie gedeckt, wodurch sich Einsparungen an CO₂-Äquivalentemissionen von ca. 8.000 t/a ergeben. Unter Berücksichtigung einer zu erwartenden finanziellen Förderung ergeben sich bei

dieser Variante sehr attraktive Wärmepreise. Aber selbst ohne Förderung lässt sich das vorgeschlagene Vorhaben mit akzeptablen Wärmepreisen realisieren. Aus diesem Grund wird die Umsetzung der favorisierten Wärmeversorgungs-Variante empfohlen.

Hinweis: Die hier favorisierte Wärmeversorgungs-Variante und dargelegte Auslegung der einzelnen Komponenten gilt für die in der Machbarkeitsstudie zugrunde gelegten und oben genannten Randbedingungen bzgl. des berechneten Wärmebedarfs für das Leitszenario 2 und des angenommenen Potenzials der Tiefengeothermie. Bei Betrachtung von anderen Wärmeabnehmern oder bei sich nach der erfolgten Geothermie-Bohrung ergebenden veränderten Potenzialen bzgl. der entnehmbaren Wärmeleistung und / oder des Temperaturniveaus müssen erneute Untersuchungen zur Auswahl einer geeigneten Wärmeversorgungs-Variante durchgeführt werden.

12. Literaturverzeichnis

- [1] TRNSYS (Transient System Simulation) Software,
<http://www.trnsys.com>
Aufgerufen am 30.06.2022
- [2] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): Modellvorhaben
Wärmenetzsysteme 4.0. Modul I, Dezember 2019
- [3] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): Modellvorhaben
Wärmenetzsysteme 4.0. Modul II, Dezember 2019
- [4] VDI 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, September 2012
- [5] KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA-BW): Technikkatalog
zur kommunalen Wärmeplanung, Version 1.0
<https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/technikkatalog>
Aufgerufen am 07.04.2022
- [6] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): Modul 4 – Energiebezogene
Optimierung von Anlagen und Prozessen. Bundesförderung für Energieeffizienz in der
Wirtschaft – Zuschuss. V1.4, 01.12.2020
- [7] DIN V 18599-1: Energetische Bewertung von Gebäuden – Rechnung des Nutz-, End-
und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und
Beleuchtung – Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und
Bewertung der Energieträger, September 2018
- [8] Stadtwerke München (SWM): Veröffentlichung der Primärenergiefaktoren und
Treibhausgasemissionen für das Fernwärmenetz,
<https://www.swm.de/geschaeftskunden/fernwaerme>
Aufgerufen am 28.04.2022
- [9] Strommarktdaten der Bundesnetzagentur für das Jahr 2021, verfügbar unter
<https://www.smard.de/home>
Aufgerufen am 24.03.2022