

Machbarkeitsstudie für die Gemeinde Nebelschütz als Modellgemeinde für eine enkeltaugliche Energieversorgung





Machbarkeitsstudie für die Gemeinde Nebelschütz als Modellgemeinde für eine enkeltaugliche Energieversorgung

Abschlussbericht zum Forschungsprojekt

März 2023

Die Machbarkeitsstudie wurde im Rahmen der Mehrwert-Initiative „Nachhaltig aus der Krise“ des Sächsischen Staatsministeriums für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft (SMEKUL) erstellt.



STAATSMINISTERIUM
FÜR ENERGIE, KLIMASCHUTZ,
UMWELT UND LANDWIRTSCHAFT



Impressum

Abschlussbericht:

Machbarkeitsstudie für die Gemeinde Nebelschütz als Modellgemeinde
für eine enkeltaugliche Energieversorgung

Onlineversion

Stand: 14.04.2023

Zittau

© 2023 Hochschule Zittau/Görlitz

Herausgeber:

Hochschule Zittau/Görlitz

Theodor-Körner-Allee 16

02763 Zittau

Autoren:

Martin Sünder, M.Eng. | Hochschule Zittau/Görlitz | Theodor-Körner-Allee 16, 02763 Zittau

Franz Thiele, M.Eng. | Hochschule Zittau/Görlitz | Theodor-Körner-Allee 16, 02763 Zittau

Dr.-Ing. Clemens Schneider | Fraunhofer IEG | Schwenninger Weg 1, 02763 Zittau

Sree Teja Paruchuri, M.Eng. | Fraunhofer IEG | Schwenninger Weg 1, 02763 Zittau

Thomas Schäfer, M.Eng. | Fraunhofer IEG | Schwenninger Weg 1, 02763 Zittau

Dr. rer. nat. Gregor Zwaschka | Fraunhofer IWU | Theodor-Körner-Allee 6, 02763 Zittau

Dipl.-Ing. Danilo Költzsch | Fraunhofer IWU | Theodor-Körner-Allee 6, 02763 Zittau

Dipl.-Bw. (BA) Marcel Bellmann | Energieagentur des Landkreises Bautzen | Preuschwitzer Straße 20, 02625 Bautzen

Dipl.-Agrar Ing. Hannes Wilhelm-Kell | Wüstenhainer Hauptstraße 7a, 03226 Vetschau

Projektleitung:

Prof.-Ing. Karel Frana, Ph.D. | Hochschule Zittau/Görlitz | Theodor-Körner-Allee 16, 02763 Zittau

Prof. Dr.-Ing. Tobias Kempe | Hochschule für Technik und Wirtschaft Dresden | Friedrich-List-Platz 1, 01069 Dresden

Titelbild:

Illustration „Enkeltaugliche Gemeinde Nebelschütz“

Bild: Constanze Robel

Editiert: Natalie Kunze, 2023

Inhaltsverzeichnis

Nomenklatur	VII
1. Einführung zur Machbarkeitsstudie	1
1.1. Gemeinde Nebelschütz - Auftrag und Ausgangssituation der Studie . . .	1
1.2. Mustergemeinden - autarke ländliche Musterkommunen	3
1.3. Bilanzkreis und rechtliche Rahmenbedingungen	5
1.4. Technologiescreening	9
2. Analyse der Erzeuger- und Verbraucherstruktur	14
2.1. Erfassung der Energieversorgungsstruktur - Datenerhebung	14
2.2. Ist-Zustand der Stromversorgung	15
2.3. Ist-Zustand der Wärmeversorgung	18
2.4. Zielstellungen und Klimaschutzziele	24
3. Regenerative Energieumwandlung aus Wind und Sonne	26
3.1. Potentialanalyse mittels georeferenzierter Daten	26
3.2. Solarpotentialanalyse	27
3.2.1. Berechnungsgrundlagen und Solarmodell	27
3.2.2. Dachflächenanalyse	28
3.2.3. Freiflächenanalyse	29
3.2.4. Solarausbau	30
3.3. Windpotentialanalyse	30
3.3.1. Untersuchung verfügbarer Windausbauflächen	30
3.3.2. Ertrag einer Windkraftanlage	33
3.3.3. Nutzung von Kleinwindkraftanlagen im Gemeindegebiet	34
3.3.4. Windpotentiale im Gemeindegebiet	35
4. Regenerative Energiebereitstellung für Wärme	37
4.1. Technologien zur regenerativen Wärmeerzeugung	37
4.1.1. Einschätzung der Eignung der Technologien	39
4.1.2. Ergebnisse der Kostenanalyse	48
4.2. Verwerten von prognostizierte Stromüberschüssen durch Wärmespeicherung	53
4.2.1. Prognostizierte Stromüberschüsse	53
4.2.2. Erhöhung des Autarkiegrades der Gemeinde durch Wärmespeicherung	55
5. Residualmengen und zukünftige Struktur der Verbraucher und Erzeuger	62
5.1. Energiestruktur des Stromsektors im Jahr 2045	62
5.1.1. Erzeuger- und Verbraucherstruktur	62
5.1.2. Stromverbrauch durch Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen	65
5.1.3. Residuallasten und Ausbauszenarios	67
5.1.4. Elektromobilität in der zukünftigen Energiestruktur	68
5.2. Technische Umsetzung und wirtschaftliche Betrachtung der regenerativen Stromerzeugung	70
5.2.1. Nutzung von Photovoltaikanlagen	70
5.2.2. Nutzung von Windkraftanlagen	72
5.2.3. Analyse der Stromkosten in den Ausbauszenarien	73

5.3. Entwicklung des Wärmesektors	74
5.3.1. Prognosen zur Wärmeerzeugung	74
5.3.2. Prognosen zu Gebäudebestand	77
6. Zukünftige Speicherkonzepte für den elektrischen Strom	81
6.1. Speichermethoden Allgemein	81
6.1.1. Wasserstoffspeicher	82
6.1.2. Batteriespeicher	84
6.2. Potentialanalyse Speichermethoden	84
6.2.1. Anlagenkonfigurationsmöglichkeiten	86
6.2.2. Szenarienvergleich der verschiedenen Anlagen	89
6.2.3. Diskussion Preisentwicklung	96
7. Handlungsvorschläge für die Gemeinde und Leitfaden zur Modellskalierung	100
7.1. Ausbau der Energiestruktur - Stromversorgung	100
7.2. Ausbau der Energiestruktur - Wärmeversorgung	101
7.3. Handlungsempfehlung für Energiespeicher	103
7.4. Checkliste zum Aufbau des regionalen Strombilanzkreises	104
7.5. Leitfaden zur Erstellung einer Potentialanalyse	106
8. Fördermöglichkeiten zur Realisierung des Konzepts	108
Literaturverzeichnis	111
A. Anhang	118
A.1. Bürgerumfrage	119
A.2. Energiewirtschaftliche Daten der SachsenNetze GmbH für Nebelschütz (Jahr 2020)	123
A.3. Windmessstation in der Gemeinde	124
A.4. Umrechnung der Großhandelspreise in Verbrauchspreise für Strom und Erdgas	126

Nomenklatur

Abkürzungen

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BEV	Battery Electric Vehicle
BHKW	Blockheizkraftwerk
DWD	Deutscher Wetterdienst
DV	Direktvermarktung
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EFH	Einfamilienhäuser
EZFH	Ein- und Zweifamilienhäuser
EVSE	Energieversorgung Schwarze Elster GmbH
EW	Einwohner
GIS	Geoinformationssystem, hier im speziellen QGIS
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
HH	Private Haushalte
KNWN	Kalte Nahwärmenetze
MFH	Mehrfamilienhäuser
PEM	Protonen-Austausch-Membran (Proton Exchange Membrane)
PV	Photovoltaik
PVFVO	Photovoltaik Freiflächenverordnung
SAENA	Sächsische Energieagentur
SEBE	Solar Energy on Building Envelopes
SMEKUL	Sächsischen Staatsministeriums für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft
THG	Treibhausgas
TRJ	Testreferenzjahre
WKA	Windkraftanlage
WE	Wohneinheiten
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.

Maßeinheiten

Einheit	Name	Beschreibung
<i>kWh; MWh</i>	Kilowattstunde; Megawattstunde	Energie
<i>kW; MW</i>	Kilowatt; Megawatt	Leistung
<i>kW_p; MW_p</i>	Kilowatt Peak; Megawatt Peak (engl. Peak für Spitze/Spitzenleistung)	Nennleistung ¹

¹Bezieht sich auf die maximale elektrische Leistung, die von einer Photovoltaikanlage unter optimalen Bedingungen (Standard-Testbedingungen) erzeugt werden kann und die eine Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Anlagen ermöglicht.

1. Einführung zur Machbarkeitsstudie

Das einführende Kapitel gibt einen Überblick zur Gemeinde Nebelschütz und die Motivation zur Machbarkeitsstudie. Über eine Vorstellung weiterer Gemeinden und deren umgesetzten Versorgungskonzepte erfolgt eine kurze Vorstellung des angestrebten regionalen Bilanzkreises und der in der Studie betrachteten Technologien.

1.1. Gemeinde Nebelschütz - Auftrag und Ausgangssituation der Studie

Die **Gemeinde Nebelschütz** liegt im Landkreis Bautzen, im Freistaat Sachsen und besteht aus den fünf Ortsteilen Dürrwickenitz, Miltitz, Nebelschütz, Piskowitz und Wendischbaselitz (vgl. Abbildung 1). In der Gemeinde Nebelschütz wohnen derzeit rund 1200 Einwohner in 530 Haushalten. Mit einer Gesamtfläche von rund 23 km² ergibt sich eine Einwohnerdichte von 52 EW/km². Die fünf Ortslagen der dünn besiedelten Gemeinde werden darüber hinaus durch weitläufige landwirtschaftlich genutzte Flächen voneinander getrennt.

Bereits seit mehr als 20 Jahren verfolgt die Gemeinde eine nachhaltige Entwicklungsstrategie. Im Jahr 2019 wurden die Visionen für eine enkeltaugliche Energieversorgung in einem ersten Gemeindeenergiekonzept für die Gemeinde Nebelschütz zusammengefasst.



Abb. 1: Kartenausschnitt mit Kennzeichnung der Gemeinde Nebelschütz [1].

Die langfristige technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit dieses Gemeindeenergiekonzeptes wird im Rahmen der Mehrwert-Initiative „Nachhaltig aus der Krise“ des Sächsischen Staatsministeriums für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft (SMEKUL) in dieser Machbarkeitsstudie untersucht. In einem ersten Arbeitsschritt erfolgt die Analyse des Ist-Zustandes der Energieversorgungsstruktur der Gemeinde Nebelschütz. Dies umfasst die Aufstellung der Energiesysteme sowie der Einspeise- und Bedarfsverläufe, wie auch der vorhandenen Strukturen für die Bereitstellung von Wärme und Strom zum aktuellen Stand. Anhand dieser Grundlagendaten erfolgt die Erhebung zukünftiger energetischer Potentiale, basierend auf einer nachhaltigen Erzeugerstruktur. In Abgleich mit der bestehenden Wärmeerzeugungsstruktur lassen sich Potentiale zur Substitution von konventionellen Wärmeerzeugern quantifizieren. Zur Erhöhung der Eigennutzung der erzeugten Energiemengen werden mögliche Konzepte auf Basis des Eigenverbrauchs, der Speicherung sowie Vermarktung von Energiemengen in einem eigenen Bilanzkreis erarbeitet. Dabei sind sektorenübergreifende Schnittstellen von Strom, Wärme und Gas, in diesem Fall Wasserstoff, berücksichtigt. Die betrachteten Konzepte werden im Anschluss einer Bewertung hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit unterzogen. Diese Bewertung resultiert schließlich in einer Empfehlung von Maßnahmen zur Umsetzung des zukünftigen Energiekonzeptes.

Mit dem im Jahre 2019 erstellten Gemeindeenergiekonzept sind aktuelle Energiesituationen und zukünftige Entwicklungen festgehalten, sowie Planungsansätze formuliert. In der Gemeinde Nebelschütz werden privatwirtschaftlich mit Windkraft-, Biogas- und Photovoltaikanlagen bereits über 230 % des bilanzierten Gemeindestromverbrauches erzeugt. Diese Studie untersucht, inwieweit das Potential dieser Überproduktion direkt in der Gemeinde genutzt werden kann. Der Anteil der erneuerbaren Wärmeversorgung innerhalb der Gemeinde beträgt bisher lediglich 13 %. Die zum Einsatz kommenden Heizsysteme basieren bezüglich ihrer bereitgestellten Wärmemenge zu 87 % auf Heizöl, Kohle und Erdgas. Diese Gegenüberstellung verdeutlicht das hohe Potential zur Kopplung der beiden Sektoren Strom und Wärme [2].

Zentrale Schwerpunkte der Studie sind die Themen Bürgerbeteiligung, optimale Eigennutzung des Stromes für Gemeindezwecke, ein ausgewogenes Verhältnis von Bürgernutzen, kommerzieller Vermarktung vor Ort und Verknüpfung mit anderen bestehenden Projekten.

1.2. Mustergemeinden - autarke ländliche Musterkommunen

Um Ansätze für die Machbarkeitsstudie zu finden und Parallelen zu ähnlichen Gemeinden herstellen zu können, dienen die folgenden Mustergemeinden. Da es sich bei der Gemeinde Nebelschütz um eine ländlich geprägte Kommune handelt, entfällt ein Großteil umgesetzter Energiekonzepte. Diese sind zumeist für dicht besiedelte, städtische Kommunen erstellt und bauen in der Regel auf eine existierende Infrastruktur wie ein Fernwärmenetz auf. Dieses eignet sich ideal, um zum Beispiel durch die Einbindung von Biomasseanlagen eine CO₂-neutrale Energieversorgung zu gestalten. Hauptkriterium der zugrundeliegenden Recherche ist aus diesem Grund, dass ein neuartiges Energiekonzept bereits erfolgreich in einer ländlichen Gemeinde einen umweltschonenden Beitrag für eine nachhaltige Gesellschaft leistet. Unter Berücksichtigung dieser Beschränkung ist jedoch mit dem aktuellen Stand der Veröffentlichung dieser Studie keine Gemeinde bekannt, in der die Energieversorgung komplett autark und CO₂-neutral erfolgt. Es existieren jedoch Gemeinden, in denen einzelne Ortsteile im Rahmen der Umsetzung von Quartierskonzepten klimaneutral mit Wärme versorgt werden. Mit **energetischen Quartierskonzepten** werden zumeist Wärmeversorgungskonzepte verstanden, in welchen die Versorgungsinfrastruktur für einen abgegrenzten Ortsteil oder Gebiet ausgelegt sind. Aus den bereits funktionierenden Energiesystemen sind ökonomische, ökologische und technische Ideen abgeleitet, welche für diese Machbarkeitsstudie als Blaupause dienen.

Im Ortsteil Feldheim der brandenburgischen Gemeinde Treuenbrietzen erfolgt die Energieversorgung über ein privates Nahwärme- und Stromnetz. Dem vergleichsweise kleinen Dorf mit rund 130 Einwohnern gelingt es sich damit energieautark zu versorgen. Die Realisierung des Systems erfolgte als Gemeinschaftsprojekt der Energiequelle GmbH, der Agrargenossenschaft Feldheim e.G., der Stadt Treuenbrietzen und den Bürgern von Feldheim. Direkt am Ort liegt ein Windpark der Energiequelle GmbH mit 55 Windkraftanlagen. Mit einem geringen Anteil des daraus erzeugten Stromes erfolgt die Versorgung des Ortsteils Feldheim. In Kombination mit dem Windpark ist ein Regelkraftwerk (Batteriespeicher) mit einer Leistung von 10 MW umgesetzt worden. Dieses stützt zusätzlich das lokale Stromnetz von Feldheim. Das errichtete Nahwärmenetz wird überwiegend über eine Biogasanlage mittels eines stromgeführten Blockheizkraftwerks versorgt. Zur Absicherung der Wärmeversorgung dient ein Holz-Hackschnitzel-Spitzenlastkessel, sowie Heizelektroden. Im *Neue Energien Forum Feldheim* besteht die Möglichkeit, sich zu dem Energieversorgungskonzept zu informieren [3].

In der Kleinstadt Schönau in Baden-Württemberg wird ein *Modellprojekt der Elektrizitätswerke Schönau (EWS)* betrieben, welches eine dezentrale und bürgernahe Energieversorgung verfolgt. Die Idee ist es, sukzessive ein virtuelles Kraftwerk

zu schaffen und Kleinanlagenbetreiber mittels eines Energiemanagements und einem gesonderten Messsystem zu verbinden. Hier wird bereits erprobt, wie Photovoltaikanlagen, Batteriesysteme, E-Mobilität und Blockheizkraftwerke ihre Energieströme intelligent austauschen und optimieren können. Das Projekt setzt dabei jedoch nicht in erster Linie auf vollständige Energieautarkie, sondern wird insbesondere mit weiteren erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen des Betreibers EWS kombiniert und ergänzt. Der genossenschaftlich organisierte Energieversorger sorgt daneben für den stetigen Ausbau von Solarparks, Windkraftprojekten und der Nahwärmeversorgung in der Region [4].

Weitere ausgewählte Gemeinden/Quartiere sind in der folgenden Tabelle 1 zusammenfassend dargestellt.

Tab. 1: *Ausgewählte Mustergemeinden mit nachhaltigen Energieversorgungssystemen, deren Einwohneranzahl, Grad der erreichten Autarkie in der Wärmeversorgung und das verwendete Versorgungssystem (Energieträger und Technik).*

Gemeinde	Ortsteil	Einwohner	Autarkiegrad	Energieträger	Technik
Treuenbrietzen	Feldheim	215	100 %	Biomethan, Biomasse	Nahwärmenetz, BHKW, Hackschnitzelkessel
Rosenow	Rosenow	944	k.A.	Biomethan	Nahwärmenetz, BHKW
Crailsheim	Hirtenwiesen 2	259 WE	50 %	Strom	Nahwärmenetz, Solarthermie, Kurz- und Langzeitwärmespeicher (Erdwärmesonden + Wärmepumpe)
Wüstenrot	Vordere Viehweide II	25 WE	k.A.	Strom	kaltes Nahwärmenetz, Agrothermie
Bad Nauheim	Bad Nauheim Süd	400 WE	100 %	Strom	kaltes Nahwärmenetz, Agrothermie

1.3. Bilanzkreis und rechtliche Rahmenbedingungen

Das Ziel der regionalen Selbstversorgung ist Bestandteil des Nebelschützer Gemeindeenergiekonzeptes aus dem Jahr 2019. Es wird als Möglichkeit und Beitrag der praktischen Umsetzung der Energiewende gesehen. Unter dem Gesichtspunkt der modernen selbstbestimmten Gestaltung kommunaler Angelegenheiten, durch Mitwirkung und Mitentscheidung der Bürger, dient dieses Konzept ebenso als Modellvorlage für den Ausbau einer zukunftsorientierten und stabilen Energieversorgung mit dezentralem Ansatz, das sogenannte **Zellulare Energiesystem**.

Der rechtliche Rahmen eröffnet sich über die Umsetzung der EU RED II-Richtlinie (Renewable Energy Directive) vom 11.12.2018. Deutschland hat im ersten Anlauf der Umsetzung dieser Richtlinie den Teil für die Bürgerbeteiligung und gleichberechtigte Teilhabe an der Erzeugung, Lieferung und Vermarktung von Energie noch nicht umgesetzt. Aufgrund der aktuellen Lage und der neuen Regierungsaufstellung wird von einer zeitnahen Umsetzung dieses Sachverhaltes ausgegangen.

Zentrales Kernthema einer regionalen Energieversorgung ist der zugrundeliegende Bilanzkreis. In diesem werden Erzeuger und Produzenten, in der gleichzeitig beidseitigen Eigenschaft auch als Prosumenten bezeichnet, zu einer Erzeuger- und Verbrauchergemeinschaft zusammengeführt und als abgeschlossene Einheit bilanziert. Es entsteht somit ein in allen Eigenschaften, Pflichten und Rechten vollwertiges, selbständiges und neues Versorgungsunternehmen mit einem abgegrenzten regionalen Bezug. Aus den Ergebnissen der Studie ist die Entscheidung abzuleiten, wie nach den gegebenen Rahmenbedingungen eine regionale Energieversorgung realisiert werden kann.

Zunächst ist für die Einrichtung eines solchen Bilanzkreises zu entscheiden, welche Erzeuger- und Verbraucherstruktur inkludiert werden soll. Es gibt dazu Modelle (z.B. Main-Taunus-Kreis) in denen nur kommunale Einrichtungen berücksichtigt werden. Auch reine Bilanzkreise ohne Steuerung der Erzeugung und Verbraucher sind etabliert (z.B. Landkreis Rostock, EWS eG). Hier werden Erzeugung und Verbrauch bilanziert abgerechnet, Überproduktionen und -verbräuche werden über die Börse bilanziell getaktet ver- oder zugekauft. Der Nebelschützer Bilanzkreis soll als physisch geregelter und bilanzierter Kreis etabliert werden, was im Detail höhere Anforderungen bedingt. Es ist demzufolge auch zu entscheiden, über welche Spannungsebenen (Niederspannung = Ortsnetz, Mittelspannung = Ortsverbindungsnetze) man den Bilanzkreis spannt.

Im nächsten Schritt ist festzulegen, wer die Rolle des Versorgers übernimmt. Das kann die Gemeinde selbst nach dem Vorbild eines Stadtwerkes mit einer eigenen Gesellschaft sein. Alternativ lässt sich das auch in Form einer Bürgergenossenschaft mit entsprechender Bürgerbeteiligung realisieren. Weiterhin kann auch ein bestehendes oder neu zu gründendes Unternehmen diese Rolle mittels vertraglicher Bindung an die

Gemeinde übernehmen. Jedenfalls übernimmt der Versorger alle gesetzlichen Aufgaben und Pflichten der Stromversorgung und bilanzierten Abrechnung, insbesondere die Pflicht zum Angebot aller gesetzlichen Tarifvarianten.

Weiterhin ist der Bilanzkreismanager festzulegen. Dieser übernimmt für die Gemeinde oder ein dafür gegründetes Unternehmen die nur schwer zu verwirklichende, lizenzpflichtige und mit hohen Auflagen verbundene Aufgabe, den Bilanzkreis anzumelden. Darüber hinaus übernimmt der Manager die Aufgaben, den Bilanzkreis zu managen, abzurechnen und die notwendigen Daten für eine Tarifgestaltung zu liefern. Hierfür gibt es am Markt kleinere und größere Unternehmen, die diesen Service leisten und zur lizenzierten Verwendung anbieten. Dieser Bilanzkreismanager kann dem Versorger zur Steuerung und Bilanzierung des Kreises sogenannten „White-Label-Lizenzen“ als Drittanbieter zur Verfügung stellen. Bei dieser Auswahl ist gleichzeitig der Admin-Software-Standard festzulegen. Dieser wird für das zugrundeliegende Messstellenbetriebskonzept und die Technologie zur Regelung und Steuerung des Bilanzkreises benötigt. Lastgangzähler für Verbraucher kosten momentan ca. 200 € pro Jahr für Betrieb und Auswertung. Einmalige Anschaffungskosten für den Verbraucher liegen bei ca. 250 €. Ein Kernthema stellt in diesem Zusammenhang auch der Datenschutz dar. In dieser Hinsicht erfüllen die deutschen rechtlichen Vorgaben für lizenzierte Produkte bereits einen sehr hohen Standard.

Die aktuellen gesetzlichen deutschen Regelungen sehen in gewissen Grenzen eine Direktvermarktung innerhalb kleiner Bilanzkreise mit Erleichterungen vor. Diese beinhalten z.B. den Verzicht auf anteilige Netzentgelte und Umlagen, bzw. bei Eigentümeridentität von Erzeuger und Verbraucher, geringen Entfernungen von 4,5 km und der Einhaltung bestimmter Leistungsgrenzen auch die Strom- und Umsatzsteuer. Der Rahmen ist im Gegensatz zur RED II allerdings noch zu eingeschränkt, um eine Gesamtversorgung der Gemeinde und Ihrer Bürger über das bestehende Stromnetzsystem effizient zu bewerkstelligen. Sollte dieser rechtliche Rahmen dauerhaft weiterbestehen, müssten Optionen, wie der Rückerwerb der kommunalen Stromnetze oder ein paralleler Netzaufbau in der Gemeinde in Betracht gezogen werden. Auch dafür gibt es Praxisbeispiele wie in Feldheim (siehe Kapitel 1.2).

Des Weiteren ist vor dem Start das Potential der Erzeuger und Verbraucher innerhalb des geplanten Bilanzkreises zu ermitteln. Für eine wirtschaftliche Darstellung sollte dieser mindestens über ein Erzeuger- und Verbrauchervolumen von 3 bis 5 GWh pro Jahr ab Beginn verfügen. Neben der Identifizierung und Gewinnung von größeren Erzeugern und Verbrauchern aus dem gewerblichen Bereich, welche die Basis des Bilanzkreises bilden, sind von Anbeginn die Bürger der Gemeinde für das Projekt zu sensibilisieren und für eine aktive Teilhabe zu gewinnen. Letztlich sind die Akzeptanz und Mitwirkung der Bürger am Projekt entscheidend für dessen Umsetzung.

Zur Verdeutlichung der Größenordnung werden hier bereits Beispielpotentiale in der Gemeinde Nebelschütz aufgezeigt, die Anhaltspunkte für die Planungen geben:

- BHKW mit 65 kW_{el} Leistung², ca. 500 MWh/a
- PV-Bauhof mit 500 kWp Leistung, ca. 500 MWh/a
- Kleinwindkraftanlage mit 5 kW Leistung, ca. 10 MWh/a
- durchschnittlicher Verbrauch eines privaten Haushaltes (HH) mit 6.000 kWh/a, für ca. 200 HH = 1.200 MWh/a

Generell können aus dem Bilanzkreis Überschüsse ausgespeist, d.h. über die Börse ausbilanziert, und Defizite in den Bilanzkreis eingespeist, also über die Börse zugekauft werden. Wie die jüngsten Erfahrungen jedoch zeigen, birgt dieser Weg erhebliche Unsicherheiten für die Preisgestaltung. Im ungünstigsten Fall müssen Defizite zu Spitzenlastzeiten extrem teuer eingekauft und Überschüsse mit negativen Preisen verkauft werden.

Für die Planung eines langfristig stabilen und ausgewogenen Bilanzkreises kommt es damit in zweiter Instanz auch auf die Struktur der Erzeuger an. Hinsichtlich der technologischen Kategorien, aber auch der wirtschaftlichen Stabilitätsfaktoren werden hier Grundsteine gelegt, die über einen langfristigen Erfolg entscheiden. Die zeitlich nicht konstanten oder in der Erzeugung schwankenden Erzeuger benötigen zur stabilen und bedarfsgerechten Versorgung nachfolgend genannte Ergänzungen. Idealerweise sind mindestens 30 % grundlastfähige Erzeuger im Startportfolio. Diese sind zudem gut steuer- und regelbar. Sie eignen sich daher auch gut zum Spitzenlastmanagement. Darunter zählen unter anderem:

- Blockheizkraftwerke (BHKW),
- Umwandlungsanlagen zur Sektorenkopplung wie z.B. Power-to-Gas,
- Wasserkraft etc.

Weitere Erzeuger, die in Ihren verbleibenden Anteilen ebenfalls ausgewogen sein sollten, ergänzen die Grundlasterzeuger. Aus ihrer anteiligen Streuung im Bilanzkreis liefern diese die wesentlichen Energievolumina im Portfolio zu überwiegend günstigen Preisen. Deren Erzeugungsprofile sind meist nur recht global und im laufenden Betrieb kurzfristig vorauszuberechnen und zu planen. In diese Kategorie zählen u.a.

- Stromspeicher,
- Photovoltaikanlagen,
- Windkraftanlagen etc.

²BHKW erzeugen thermische und elektrische Energie, wobei das Tiefgestellte _{el} die reine elektrische Leistung angibt.

Ebenfalls in diesen Planungsabschnitt gehört es, die Struktur der Verbraucher zu prüfen. Hier kommt es im Wesentlichen auf deren spezielle Lastprofile an. Im gewerblichen Sektor ist dieser Einflussfaktor auf einen von Natur aus ausgewogenen Bilanzkreis von größerer Bedeutung. Es ist zu prüfen, welche Produktionsprozesse zeitliche Verschiebungen tolerieren und welche nicht. Auch im privaten Bereich gibt es durch den Tagesablauf, Wochenrhythmus und die Jahreszeiten erhebliche Änderungen im Lastprofil. Somit wird der verstärkende Effekt durch die E-Mobilität sowohl bei gewerblichen, kommunalen Verbrauchern als auch im privaten Bereich eine zunehmende Bedeutung bei der strukturellen Gestaltung regionaler Bilanzkreise gewinnen. Das Thema sollte deswegen zumindest in die Planungen und perspektivischen Betrachtungen mit einbezogen werden. Idealerweise werden im Bilanzkreis auch steuerbare Verbraucher integriert.

In diesen Abschnitt der Betrachtungen fällt auch eine Last-/Leistungsoptimierung sogenannter Prosumenten, die sowohl Erzeugung als auch Eigenverbrauch vor dem eigenen Netzanknüpfungspunkt haben. Diese sind der Bilanzkreisgemeinschaft daher ebenfalls sehr nützlich. Die Prosumenten dezentralisieren die regionale Stromversorgung und gleichen diese bereits durch ihr Vorhandensein aus. Sie sollten ggf. individuelle Anreize zum Last- und Leistungsausgleich erhalten (z.B. Speicherzuschüsse, Elektrolysestandorte, etc.).

Alle Erzeugungsanlagen und Verbraucher müssen im Bereich der Direktvermarktung grundsätzlich in Echtzeit messbar und möglichst steuerbar sein. Im Bilanzkreis ist zu prüfen, inwieweit auch kleinere Erzeuger steuerbar sein sollten. Eine Datenschnittstelle zur Erfassung von Echtzeitdaten (Lastgangzähler mit mind. 15 Min.-Taktung, besser kürzere Taktungen) ist speziell bei allen Verbrauchern im Bilanzkreis Voraussetzung. Inwieweit bereits installierte „intelligente“ Zählertechnik dafür genutzt werden kann, ist zu prüfen, da andernfalls zusätzliche technische Einrichtungen notwendig werden.

Um aus der Bilanzierung eine physische Steuerbarkeit (Last- und Leistungsregelung) zu hinterlegen, sind neben der reinen Regelbarkeit der Erzeugungsanlagen auch weitergehende Fernsteuerungen bei den Erzeugern, aber auch bei den Verbrauchern zu installieren. Für den Bilanzkreis muss deshalb auch entschieden werden, inwieweit dieser Schritt mit umgesetzt werden soll und welche dazu notwendigen technischen Einrichtungen und Anforderungen an die Steuerungssoftware benötigt werden. In der Machbarkeitsstudie wurden die dazu notwendigen technischen Einrichtungen und die Anforderungen an die Steuerungssoftware bereits oben skizziert. In der Realisierung sei auf Möglichkeiten für Folgeförderprojekte, die der technischen Umsetzung dienen, verwiesen.

Letztendlich wäre zu untersuchen, inwieweit das Ziel der Selbstversorgung auch tatsächlich physikalisch umzusetzen ist. In der Konsequenz würde es den Auf- und Ausbau eigener Versorgungsnetze bedeuten. Als Planungsgrundlage für die Stromversorgung sind die aktuellen Netzentgelte, die in den Strompreisen enthalten sind, heranzuziehen.

1.4. Technologiescreening

Bioenergie

Der Begriff *Bioenergie* umfasst das gesamte Themenfeld von natürlich nachwachsenden Rohstoffen, bis zu deren technischen Anwendungen in kleinen Feuerstätten, Heizwerken, Biokraftstoffen etc. Entsprechend deren Herkunft, Anbau, Gewinnung und Umwandlungskette besitzt Bioenergie einen sehr heterogenen ökologischen Fußabdruck. So steht diese Ressource oft im Mittelpunkt der Diskussion einer zukünftigen nachhaltigen Energieversorgung [5].

Beinahe alle umgesetzten klimaneutralen Energiekonzepte in Deutschland nutzen Bioenergie für die Wärmeversorgung, da Biomasse besonders im ländlichen Raum eine gute Verfügbarkeit aufweist. Bei dezentralen Lösungen wie z.B. im privaten Haushalt und im gewerblich/kommunalen Bereich stellen Holzvergaserkessel, Scheitholzkessel, Hackschnitzelkessel und Pelletkessel die verbreitetsten Technologien dar. Einen umfassenden Überblick liefert hierfür die *Informationsbroschüre* der anbieterneutralen und unabhängigen Sächsischen Energieagentur - SAENA GmbH.

Für die besonders effizienten zentralen Anlagen wird neben einer Heizzentrale, in welcher die Wärme erzeugt wird, ein (*Nah-*)*Wärmenetz* benötigt, um die Wärme zu den Verbrauchern zu transportieren. Im Gebäude übernimmt eine Wärmeübergabestation die Rolle des dezentralen Heizkessels. Die Wärmeverteilung im Haus ist mittels der Heizkreise identisch zur dezentralen Wärmeversorgung.

Wärmepumpen

Eine *Wärmepumpe* ist ein System, indem Wärmeenergie von einer Quelle bei niedrigem Temperaturniveau aufgenommen wird und in einer Senke bei höherem Temperaturniveau freigesetzt wird. Die Hauptarten der Wärmepumpen für die Anwendung von Raumwärme sind elektrische Wärmepumpen, welche durch einen elektrischen Motor angetrieben werden sowie Absorptionswärmepumpen, welche mithilfe thermischer Energie betrieben werden. Für die aktuelle Studie werden nur die elektrischen Wärmepumpen betrachtet, da Absorptionswärmepumpen unter den gegebenen Randbedingungen eher ungeeignet sind (größerskalige Anwendungen).

Agrothermie

Bei **Agrothermie** wird die Wärme aus dem Erdboden in einer Tiefe von 1,5 bis 3 m durch zentrale Flächenkollektoren aufgenommen und zu den dezentralen Wärmepumpen übertragen. Hierfür ist ein sogenanntes „kaltes Nahwärmenetz“, welches bei niedrigen Temperaturen von 5 bis 20 °C betrieben wird, notwendig. Durch die Nutzung der Erdwärme reduziert sich der mittlere Temperaturhub beim Endkunden, wodurch die Effizienz von dessen Wärmepumpe steigt.

Durch ein Tiefpflugverfahren werden die Flächenkollektoren z.B. in einer Landwirtschaftsfläche oder einem Sportplatz in einer Tiefe von 2 m verlegt. Durch das Verfahren bleibt der Bodenhorizont und damit auch die Flächennutzung erhalten. Die Fläche selbst sollte jedoch nicht überbaut werden, um den oberflächlichen Wärmeeintrag durch Solarstrahlung und den Wärmetransport durch Niederschlag nicht zu verringern.

Im Ortsteil Piskowitz hat sich ein Bewohner bereit erklärt, ca. 1 ha Freifläche für eine klimaneutrale Energieversorgung der Gemeinde zur Verfügung zu stellen. Auf dieser Fläche könnte ein Pilotprojekt erfolgen, um die Eignung für die anderen Ortsteile festzustellen.

Wärmespeicher

Ein **Wärmespeicher** speichert meist überschüssige thermische Energie für die spätere Verwertung. In Bezug auf die Bereitstellung bzw. Speicherung von Raumwärme werden diese in Anlehnung an deren Speicherdauer in Kurzzeitwärmespeicher und Langzeitwärmespeicher unterteilt. In dezentralen Anwendungen spielen vor allem Kurzzeitspeicher die Hauptrolle mit einem Volumen von einigen hundert Litern bis wenigen Kubikmetern. Langzeitspeicher werden in Einzelfällen in sogenannten **Sonnenhäusern** zur Speicherung der im Sommer gewonnenen Wärme aus Solarthermie eingesetzt, wobei die Speichergröße von 25000 bis 40000 l in Abhängigkeit des Wärmebedarfs variiert.

Solarthermie

Hauptkomponente einer Solarthermieanlage stellt der mit Wärmeträgerflüssigkeit durchströmte Kollektor dar. In diesem wird die Wärmeträgerflüssigkeit mittels Sonnenenergie erwärmt. Solarthermieanlagen werden bei dezentralen Anwendungen, hauptsächlich zur Brauchwassererwärmung und in einem begrenzten Umfang zur Heizungsunterstützung verwendet. In größeren Anlagen werden diese jedoch ebenfalls in Nahwärmenetzen in Kombination mit einem saisonalen Wärmespeicher eingesetzt. Eine umfassende **Übersicht zur Solarthermienutzung** stellt die SAENA zur Verfügung.

Technische Einordnung von Energiespeichern als Kleinanlagen

Im Heimbereich finden aktuell hauptsächlich Lithium-Ionen Batteriespeicher Anwendung und werden meist in Verbindung mit einer neu errichteten Photovoltaikanlage installiert [6]. Der Ausbau von sowohl Photovoltaikanlagen als auch vom Heimbatteriespeichern steigt dabei jährlich, so hat sich der Aufbau von Anlagen innerhalb von zwei Jahren verdoppelt. Wasserstoffspeicher sind bereits am Markt erhältlich, spielen aber wegen ihrer Effizienz und Anschaffungskosten außer für Insellösungen keine entscheidende Anwendung. Im Folgenden werden Speichermethoden und Wasserstoffverbrenner kurz vorgestellt.

Wasserstoffspeicher

Durch Wasserstoffspeicher lassen sich auch für Heimanlagen autarke Lösungen realisieren. Diese werden in der Regel in Verbindung mit einer Wärmepumpe errichtet und zwingend mit einer großen Photovoltaikanlage ausgestattet. Ein markterprobtes System für Heimanlagen setzt dabei auf einen integrierten Batteriespeicher, um einen möglichst hohen Nutzen aus der Energie der Photovoltaik zu ziehen und viel Energie dem Elektrolyseur zur Verfügung zu stellen. Der Elektrolyseur erzeugt dabei den **Wasserstoff**, der in einem Flaschenspeicher für den Bedarfszeitraum langfristig gespeichert wird. Eine Brennstoffzelle verstromt die Energie zurück [7]. Die Abwärme der Wasserstoffsysteme kann zusätzlich in einen Wärmetauscher für die Warmwassergewinnung einbezogen werden. Der nötige Verdichter zur Speicherung und die Frischwasseraufbereitung sind in das System bereits integriert. Das System umfasst dabei einen 20 kWh großen Batteriespeicher und kann bis zu 6000 kWh auf lange Zeit speichern. Diese Autarkie ist allerdings mit hohen Anschaffungskosten verbunden.

Batteriespeicher

Batteriespeicher sind mittlerweile von vielen Anbietern auf dem Markt zu erhalten und werden durch §12 Abs. 3 UStG wie auch die Photovoltaikanlage von der Mehrwertsteuer befreit. Damit belaufen sich die Anschaffungskosten derzeit bei etwa 670 €/kWh [6]. Durch diese Entlastung sind Speicher auch im Heimbereich deutlich schneller rentabel. Die Verbraucherzentrale NRW empfiehlt als Auslegungsgröße den halben durchschnittlichen Tagesbedarf als Größenordnung. Das wären für 7300 kWh Jahresstromverbrauch ein 10 kWh Batteriespeicher [8].

Blockheizkraftwerke

Blockheizkraftwerke (kurz BHKW) vereinen die Wärmeerzeugung mit der Stromerzeugung und sind meist für größere Verbraucher wie Mehrfamilienhäuser oder Unternehmen geeignet. Diese Lösungen werden nun auch mit Brennstoffzellen, die sowohl mit Methan als auch mit Wasserstoff betrieben werden können, angeboten [9]. Eine gängige Lösung eines solchen Systems stellt beispielsweise ein BHKW mit

4,2 kW elektrischer Leistung und 7,5 kW Wärmeleistung dar. Durch die Nutzung der Abwärme der PEM-Brennstoffzellen wird der Gesamtwirkungsgrad der Anlage auf 92 % erhöht.

Gasthermen

Langfristig ist der aktuelle Plan durch die SachsenNetze GmbH, das Erdgasnetz in ein Wasserstoffnetz zu transformieren. Bereits 2030 soll die Umstellung laut Gastransformationsplan in Modellregionen beginnen [10]. Aktuell sind schon Thermen mit 20 % bis 30 % Wasserstoffverträglichkeit erhältlich, welche herstellerseitig das Ziel verfolgen, 100 % Wasserstoffbetrieb zu ermöglichen [11].

Klimaneutrale Brennstoffe - Power-To-Gas

Zu den klimaneutralen Brennstoffen im Wärmesektor zählen, neben den biologischen Brennstoffen, Wasserstoff und synthetische Brennstoffe. Diese Brennstoffe gelten nur dann als klimaneutral, wenn der benötigte Wasserstoff durch Elektrolyse mit regenerativ erzeugtem Strom hergestellt wird. Wasserstoff kann unter den aktuellen regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen nur bedingt in das bestehende Gasnetz eingespeist werden. Um das Anwendungsspektrum zu erweitern, besteht die Möglichkeit, den Wasserstoff durch Methanisierung in synthetisches Erdgas oder durch das Fischer-Tropsch-Verfahren in synthetisches Heizöl umzuwandeln. Damit kann synthetisches Methan bspw. problemlos in den bestehenden Gasnetzen verteilt und übertragen werden. Allerdings besitzen solche Verfahren gegenüber der direkten Nutzung des grünen Wasserstoffs eine deutlich geringere Effizienz durch zusätzliche Umwandlungsverluste, wodurch sich die Nutzung derzeit auf Versuchs- und Demonstrationsanlagen reduziert.

(Klein-)Windkraftanlagen

Die Broschüre [Basiswissen Erneuerbare Energien](#) von der Sächsischen Energieagentur (SAENA) gibt einen Überblick über die Bedeutung, Entwicklung und den Ausbaustand von Windenergie in Deutschland. Darin werden unter anderem die Themen

- Beteiligungsmodelle bei Windkraftprojekten (Bürgerenergie),
- Integration von Windenergie in das Stromnetz,
- Bedeutung von Technologien, Speicher und Finanzierung,
- Auswirkungen von Windenergie auf Mensch und Umwelt

erläutert. Außerdem wird auf politische Rahmenbedingungen und Herausforderungen bei der Umsetzung von Windenergieprojekten eingegangen.

Photovoltaikanlagen

Der [Leitfaden Photovoltaik](#), ebenfalls von der SAENA veröffentlicht, gibt einen Überblick über die Grundlagen der Photovoltaik-Technologie, den Planungs- und Installationsprozess von PV-Anlagen sowie deren Wartung und Betrieb. Der Leitfaden richtet sich sowohl an Privatpersonen als auch an Unternehmen und kommunale Einrichtungen, die eine PV-Anlage installieren möchten. Es werden auch Aspekte wie Wirtschaftlichkeit, Rechts- und Förderfragen sowie die Integration von PV-Anlagen in das Stromnetz behandelt. Der Leitfaden bietet eine verständliche Einführung in die Technologie und kann als Entscheidungshilfe für die Planung einer PV-Anlage dienen.

Ein weiterer Leitfaden zu technischen und wirtschaftlichen Daten, sowie aktuellen Zusammenhängen zur Photovoltaik, enthalten die [aktuellen Fakten zur Photovoltaik in Deutschland](#), herausgegeben vom Fraunhofer ISE.

Elektromobilität

In der Studie [Elektromobilität im ländlichen Raum](#), wird die Umgestaltung des Verkehrssektors mittels Batteriebetriebener Elektrofahrzeug, kurz BEV (Battery Electric Vehicle), untersucht. Um den Beitrag von BEVs im ländlichen Raum zu verbessern, ist eine geeignete Ladeinfrastruktur erforderlich, die in eine Gesamtenergielandschaft eingebettet ist und die Mobilitätsprofile der Fahrer berücksichtigt. Im Vergleich zu anderen Mobilitätsformen, wie dem öffentlichen Nahverkehr, Fahrrädern und Carsharing werden BEVs zukünftig in der öffentlichen Förderlandschaft keine präferierte Option mehr darstellen. Zudem sollen folgende Optionen berücksichtigt werden, um den Klimabeitrag in der Mobilität zu verbessern: Maximierung des Anteils von erneuerbaren Energien am Ladevorgang, Nutzung von BEVs als Speichertechnologie, Aufbau einer zentralen Ladeinfrastruktur mit zentralen Speichermöglichkeiten und direkter lokaler Stromerzeugung durch erneuerbare Energien [12].

2. Analyse der Erzeuger- und Verbraucherstruktur

Für die Machbarkeitsstudie ist es essentiell, die aktuellen Verbrauchs- und Erzeugungsmengen zu analysieren. Auf deren Basis kann die gegenwärtige Situation der Strom- und Wärmestruktur dargestellt und bewertet werden. Im Weiteren werden daraus die Zielstellungen für die folgenden Untersuchungen festgelegt.

2.1. Erfassung der Energieversorgungsstruktur - Datenerhebung

Für die Ermittlung der Energiestruktur in der Gemeinde und zur Gewinnung örtlich aufgelöster Daten wurden zwei Umfragen durchgeführt. Damit sollte neben der reinen Datenerhebung auch die Akzeptanz der Bürger zu regenerativer Energieerzeugung und neuen Vermarktungskonzepten ermittelt werden. Die erste Umfrage erfolgte Online mit einer vorgegebenen Eingabemaske über das Umfragetool *LimeSurvey*. Die Zugangsdaten zur Umfrage wurden weitläufig in der Gemeinde verteilt, unter anderem über die örtliche Wochenzeitung, Aushänge, etc. Nach Ablauf der gesetzten Frist wurden leider nur wenige Umfragen vollständig ausgefüllt, sodass kein repräsentatives Ergebnis im Hinblick auf eine Verwendung der Daten für die Machbarkeitsstudie erzielt werden konnte. Aus diesem Hintergrund heraus wurde die Umfrage neu bewertet und überarbeitet. Mit den Partnern der Gemeinde vor Ort wurde darüber hinaus erörtert, dass die Umfrage im Online-Format mitunter auf zu wenig Akzeptanz und fehlender Bürgernähe trifft. Aus diesen Gründen wurde eine zweite Umfrage in Form eines physischen Fragebogens mit reduziertem Umfang entwickelt (Anhang A.1). Dieser wurde direkt an die Bürger der Gemeinde und in Auslagen der Gemeindeverwaltung verteilt. Nach Ablauf der Frist für diese zweite Umfrage wurde leider ebenfalls keine ausreichende Anzahl an vollständigen Umfragebögen verzeichnet. Von Umfragen ähnlicher Art in anderen Kommunen ist bekannt, dass die Rücklaufquoten ebenfalls sehr gering und somit nicht repräsentativ ausfielen.

Um aussagekräftige Daten zu erhalten und damit die Energieinfrastruktur in der Gemeinde abbilden zu können, wird daher ein globaler Ansatz der Datenerhebung auf Basis von Energiedaten von Versorgungsunternehmen, öffentlich zugänglichen Anlagendaten, etc. angewendet. Als Basisjahr wird das Jahr 2020 ausgewählt, da hierfür bereits umfangreiche Informationen in Form eines Energiesteckbriefes zur Verfügung stehen.

Insbesondere für die Betrachtung und den Ausbau der Wärmeversorgung ist allerdings die Kenntnis der räumlich aufgelösten Daten entscheidend. Um Nah- und Fernwärme zu verwenden, können Wärmemengen nicht über eine beliebige Distanz hinweg transportiert werden. Zur Minderung von Verlusten muss die Wärme im näheren Umfeld der Wärmequelle abgenommen werden. Wesentlich für den Einsatz von

Wärmepumpen bzw. den benötigten Anlagenkonfigurationen ist der Sanierungsgrad der Häuser. Deshalb ist ein globaler Ansatz für die Wärmestruktur, besonders im Hinblick auf Wärmeversorgung mit Wärmepumpen, unzureichend. Aus diesem Grund wurde eine Datenerhebung in Form einer Vor-Ort-Begehung mit rein visueller Bewertung/Analyse des Gebäudestandards vorgenommen. Hierfür wurden die Bürger in der Gemeinde in Vorfeld über die stattfindende Begehung informiert. Unter Verwendung von Smartphones und der frei zugänglichen Software (inklusive App) **QField** konnten die erfassten Daten schließlich direkt digitalisiert und mit räumlicher Auflösung im Format von gängigen Geoinformationssystemen (GIS) zur weiteren Bearbeitung erfasst werden.

2.2. Ist-Zustand der Stromversorgung

Die globale Datenerhebung basiert auf dem Steckbrief der *SachsenNetze GmbH*. Diese stellt eine Übersicht zu energiewirtschaftlichen Daten dar, in denen die Jahresenergiemengen für den Stromverbrauch angegeben werden [13]. In der Tabelle 2 sind diese aus dem Steckbrief (Anhang A.2) zusammengefasst. Darauf aufbauend werden über die Anwendung von **Standardlastprofilen**, welche durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) entwickelt wurden, zeitaufgelöste Stromverbrauchsdaten berechnet [14]. Diese Lastgangverläufe lassen sich mit der lokalen Energieproduktion verschneiden und es ergibt sich der Verlauf der Residuallast. Diese stellt die Differenz zwischen der Verbrauchslast und der schwankenden Erzeugungslast der erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne dar. Es lassen sich somit Zeiten von Überproduktion und Bedarfe abbilden.

Der zeitliche Stromverbrauch (Verbrauchslastgang) für das Jahr 2020 wird durch die zwei Standardlastprofile *H0* für private Haushalte (HH) und *G0* für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) reproduziert. Diese Lastprofile wurden für die allgemeine Anwendung entworfen und finden daher in der Studie für die Abbildung des Stromverbrauchs der gesamten Gemeinde Verwendung. Zur Bestimmung des zeitlichen Verlaufs werden somit aus den Daten der Tabelle 2 die Haushalte im Standardlastprofil *H0* und Kunden mit Leistungsmessung im Profil *G0* zusammengefasst. Die übrigen Verbraucher sind nur sehr schwierig durch derartige Profile abbildbar. Da diese einen geringen Anteil am Gesamtstromverbrauch haben, werden diese vorerst nicht weiter betrachtet.

Tab. 2: Übersicht der energiewirtschaftlichen Daten der SachsenNetze GmbH der Gemeinde Nebelschütz für das Jahr 2020 [13].

Stromverbrauch	Energiemenge [MWh]
Haushalte	1.266
Gewerbe	315
Landwirtschaft	24
Wärmespeicher	86
Wärmepumpen	65
Straßenbeleuchtung	82
Kunden mit Leistungsmessung	2.250
Stromerzeugung	Energiemenge [MWh]
Biomasse	3.210
Solaranlagen	2.458
Wind	3.980
Kraft-Wärme-Kopplung	95

Aus der Übersicht der Gesamtjahresmengen (Tabelle 2) ergibt sich, dass in der Gemeinde weit mehr Energie produziert wird, als Bedarf besteht. Allerdings sind dies lediglich die bilanzierten Energiemengen über die Gemeindegrenzen. Im [Marktstammdatenregister](#) sind alle Energieerzeugungsanlagen registriert und die zugehörigen Daten sind öffentlich einsehbar [15, 16].

Besonders größere Photovoltaik-, Windkraft- und Biomasseanlagen befinden sich im Besitz von Firmen bzw. Energieunternehmen, welche meist direkt in das übergeordnete Mittelspannungsnetz einspeisen. Damit stehen die mit diesen Anlagen erzeugten Energiemengen nicht direkt lokal zur Verfügung. Zum einen ist bei den Anlagen mit höherer installierter Leistung nicht davon auszugehen, dass aktuell ein größeres Interesse besteht, den erzeugten Strom lokal einzuspeisen, zum anderen sind diese bereits technisch und vertraglich fest eingebunden. Der vorrangige Stromverbrauch in der Gemeinde durch Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistung wird allerdings vom Niederspannungsnetz bezogen. Falls Strom von einem Netz in ein anderes transferiert wird, sind Netzentgelte zu entrichten, welche aus ökonomischer Sicht die lokale Vermarktung unwirtschaftlich werden lässt. Somit werden jene Anlage zunächst nicht in die Kalkulation einbezogen.

Mit dieser Voruntersuchung bleiben als lokale Stromerzeuger lediglich Photovoltaikanlagen mit einer jährlichen Erzeugung von 215.300 kWh übrig [15]. Für die solare Stromerzeugung ist es entscheidend, mit dynamisch-zeitaufgelösten Erzeugungsdaten zu rechnen, da der Ertrag über einen Tag stark schwankt und einem jahreszeitlichen Einfluss unterliegt. Dies lässt sich mit einer Normierung des Solarangebotes aus den Wetterdaten bestimmen. Dabei wird die direkte und diffuse Strahlung addiert und die gesamte Einstrahlung über ein Jahr summiert.

Die stündlichen Einstrahlungswerte aus direkter und diffuser Solarstrahlung werden anschließenden mit der jährlichen Gesamteinstrahlung dividiert. Die verwendeten Strahlungswerte sind den Wetterdaten der zur Gemeinde am nächsten gelegenen Wetterstation *Dresden-Klotzsche* [17] des Deutschen Wetterdienstes (DWD) entnommen. Diese Daten wurden gewählt, um eine möglichst exakte Darstellung des Ist-Zustands zu ermöglichen. Damit ergibt sich der normierte Anteil der Strahlung pro Stunde, welcher multipliziert mit dem jährlichen Energieertrag stündliche Erzeugungsdaten liefert.

Mit der Gegenüberstellung der Erzeugungs- und Verbrauchswerte ergibt sich ein Residualverlauf, welcher in Abbildung 2 dargestellt ist. Daraus ist zu erkennen, dass deutlich mehr Energie verbraucht wird, als über die lokale Erzeugung aus Photovoltaik im Niederspannungsnetz erzeugt wird. Somit wird dauerhaft der größte Strombedarf über die Netzanbindung gedeckt. Daher ist es erforderlich, zu untersuchen, inwieweit sich weitere Anlagen zubauen bzw. erschließen lassen, um den Netzbezug deutlich zu reduzieren. Des Weiteren wird sich der Strombedarf infolge des umfangreichen Einsatzes von Wärmepumpen künftig erhöhen [18].

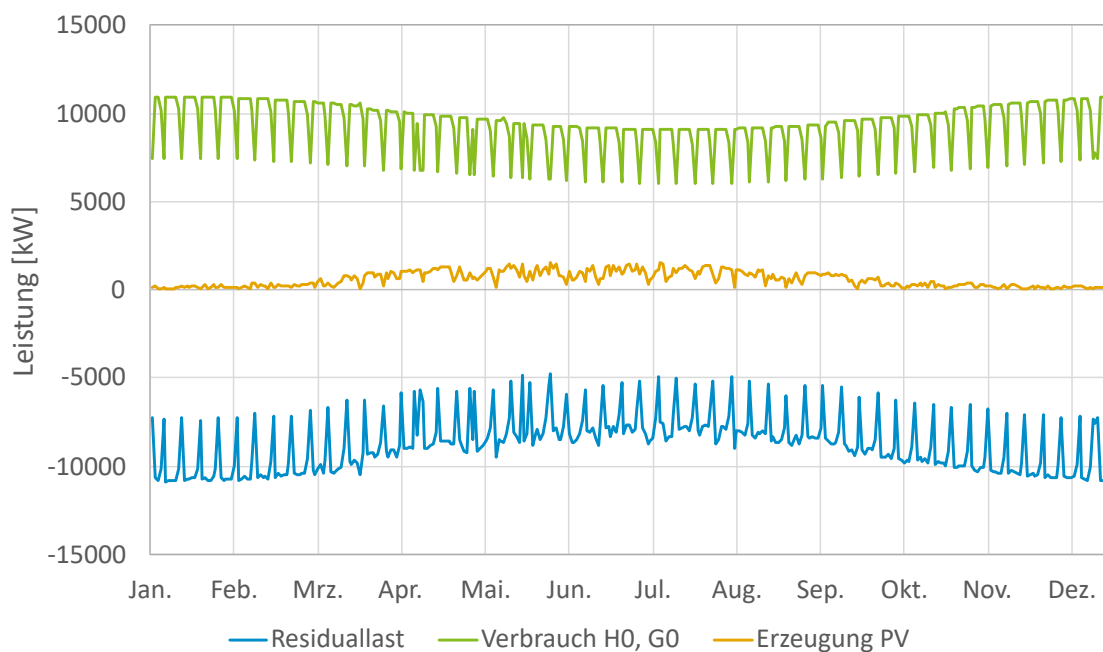


Abb. 2: Ist-Zustand des Stromverbrauches mittels der Standardlastprofile H0 (Haushalte) und G0 (Gewerbe), der Erzeugung aus PV-Anlagen und der sich ergebenden Residuallast im Jahr 2020 (tägliche Mittelwerte)

In Tabelle 3 ist eine Zusammenfassung der Energiedaten aus dem Ist-Zustand der Stromstruktur 2020 dargestellt. Darin wird ersichtlich, dass aktuell große Energiemengen im bilanzierten Raum fehlen.

Tab. 3: Auswertung Residualenergie als Ergebnis (Summenwerte) der Gegenüberstellung in der Abbildung 2.

	Residual	Verbrauch H0	Verbrauch G0	Erzeugung PV
Summe Energie	-3.287 MWh	1.258 MWh	2.245 MWh	215 MWh
Maximale Leistung	-77 kW	336 kW	531 kW	180 kW
Minimale Leistung	-718 kW	46 kW	94 kW	0 kW
Mittelwert Leistung	-375 kW	144 kW	256 kW	25 kW

2.3. Ist-Zustand der Wärmeversorgung

Als Datengrundlage für den Wärmesektor dient der vom Leipziger Institut für Energie erstellte Gemeindeenergiesteckbrief [19] für das Jahr 2018. Dieser wurde im Rahmen des Feldtestes für Energiedatenerfassung der SAENA, an dem sich die Gemeinde Nebelschütz beteiligt hat, erarbeitet. In dem Steckbrief wurden die verbrauchten und erzeugten Energiemengen hinsichtlich deren Verbraucher (Senken) und Erzeuger (Quellen) kategorisiert und veröffentlicht. Laut dem Steckbrief verbrauchte die Gemeinde mit ihren fünf Ortsteilen 10.660 MWh Wärme. Davon werden 1.411 MWh aus CO₂-neutralen Quellen erzeugt, was einem Anteil in diesem Sektor von lediglich 13,3% entspricht. Aus diesem Grund spielt die Betrachtung der Wärmeversorgung eine besondere Rolle in der Studie.

Die Wärme in der Gemeinde wird ausschließlich dezentral durch Anlagen im Privatbesitz erzeugt. Das stellt eine Herausforderung dar, da für die Wärmewende hohe Investitionen in privaten Haushalten erforderlich sind. Unter der erneuerbar erzeugten Wärme wurden 301 MWh aus Solarthermie, 194 MWh aus Umweltwärme und 916 MWh aus Biomasse erzeugt. Zur Umweltwärme zählen Wärmepumpen, welche mithilfe von Strom Wärme aus der Umgebung aufwerten. Im Vergleich zu einem bundesdurchschnittlichen Anteil von 2,2% installierten Wärmepumpen im Gebäudebestand in 2018 [20] stellt sich die Gemeinde mit 2,3% Anteil gut dar. Bei der Wärme aus nicht CO₂-neutralen Energieträgern in Höhe von 9.029 MWh ist Erdgas der am häufigsten verwendete Energieträger mit einem Anteil von 6.966 MWh. Das benötigte Erdgas wird über ein Gasnetz, betrieben durch die Energieversorgung Schwarze Elster GmbH (EVSE), geliefert. Weitere wichtige Energieträger sind Heizöl mit 1.723 MWh und Kohle mit 338 MWh. In Abbildung 3 ist die Verteilung der Wärmeenergieträger auf Basis des Energiesteckbriefes des Leipziger Instituts für Energie dargestellt.

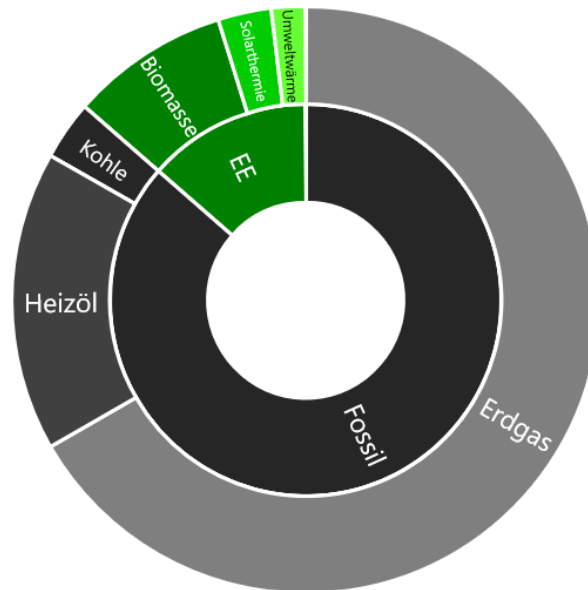


Abb. 3: Verteilung der Wärmeenergieträger in der Gemeinde Nebelschütz [19].

Des Weiteren ist eine Biogasanlage mit Blockheizkraftwerk im Besitz der Sauenzuchtanlage Nebelschütz GmbH, welche sich südlich des Ortsteils Nebelschütz befindet. Diese Anlage wird ausschließlich zur Stromeinspeisung und Deckung des eigenen Raumwärmebedarfs der Anlage genutzt. Auf Anfrage beim Betreiber konnte in Erfahrung gebracht werden, dass in den Wintermonaten kein Überschuss an Wärme entsteht. Somit entfällt diese Anlage für eine mögliche Erschließung zur (teilweisen) Versorgung der Gemeinde.

Für das im weiteren Verlauf betrachtete Jahr 2020 existieren keine spezifischen Daten über den Verbrauch von thermischer Energie. Die für die weitere Arbeit verwendeten Daten werden daher aus den Energiesummenwerten für das Jahr 2018 abgeleitet. Die in Nebelschütz verbrauchte Wärmemenge wird dabei auf die beiden Sektoren private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) in Anlehnung an die Betrachtung der Versorgung mit elektrischer Energie reduziert. Dem Sektor GHD werden dabei alle Verbräuche zugeordnet, welche sich nicht den privaten Haushalten zuordnen lassen. Für das Jahr 2018 wurde nach dem [Verfahren zur Abwicklung von Standardlastprofilen Gas](#) des BDEW [21] ein Kundenwert ermittelt. Anschließend erfolgt eine Skalierung des Kundenwertes über die Anzahl der Kunden auf das Jahr 2020. Ein Auszug aus dem so ermittelten Wärmebedarfslastgang für die Gruppe der Haushalte ist in Tabelle 4 und für die Gruppe GHD in Tabelle 5 dargestellt.

Tab. 4: Auszug aus dem Wärmebedarfslastgang der Haushalte für das Jahr 2020.

Datum	Temperatur [° C]	Wärmebedarf [kWh]
01.01.2020	2,7	44.681
02.01.2020	1,0	50.393
03.01.2020	2,2	46.383
04.01.2020	3,0	44.048
05.01.2020	1,6	48.295
06.01.2020	2,0	47.091
07.01.2020	1,7	48.185
...
25.12.2020	4,2	36.356
26.12.2020	1,6	31.213
27.12.2020	1,1	38.827
28.12.2020	1,0	44.924
29.12.2020	1,7	41.975
30.12.2020	2,0	39.325
31.12.2020	1,6	39.668

Tab. 5: Auszug aus dem Wärmebedarfslastgang des GHD für das Jahr 2020.

Datum	Temperatur [° C]	Wärmebedarf [kWh]
01.01.2020	2,7	11.006
02.01.2020	1,0	12.669
03.01.2020	2,2	11.679
04.01.2020	3,0	10.771
05.01.2020	1,6	11.785
06.01.2020	2,0	11.939
07.01.2020	1,7	12.182
...
25.12.2020	4,2	9.481
26.12.2020	1,6	8.195
27.12.2020	1,2	9.625
28.12.2020	1,0	11.058
29.12.2020	1,7	10.783
30.12.2020	2,0	10.173
31.12.2020	1,6	10.208

Auf dieser Basis kann der jährliche Wärmebedarf für die Gemeinde in Tagesauflösung ermittelt werden. Zur detaillierten Abbildung des Verbrauchs wird jedoch eine stündliche Auflösung angestrebt. Da dies mit den Allokationswerkzeugen der Gasanbieter nicht möglich ist, wird ein Zwischenschritt über ein anderes Lösungsverfahren angewendet. Dafür wird die frei verfügbare Software [Freeplan](#),

ein auf Excel basierendes Tool, welches an der TU Dresden im Rahmen des Projektes DELFIN [22, 23] entstand, verwendet. Freeplan liefert einen stündlichen Wärmebedarfslastgang. Für diese Arbeit werden die Jahressummenwerte für Nebelschütz mit den Lastprofilen für eine Einfamilienhaussiedlung bzw. einen Gewerbebetrieb kombiniert. Der somit synthetisch erzeugte Jahreslastgang ist in Abbildung 4 dargestellt.

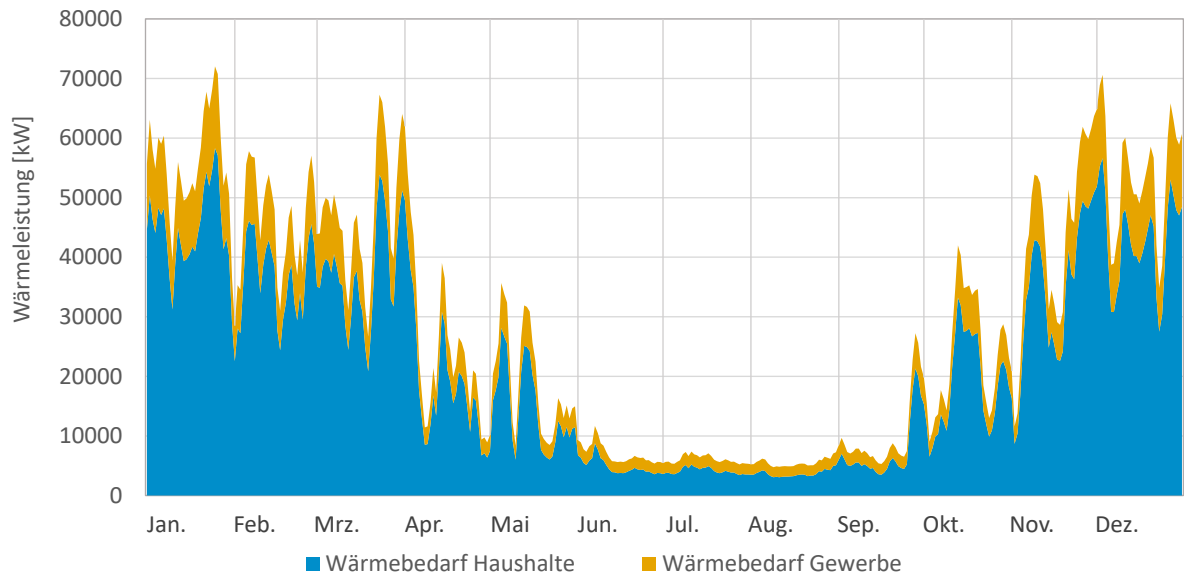


Abb. 4: Wärmeverbrauchslastgang für HH und GHD für das Jahr 2020.

Bei der in Kapitel 2.1 erwähnten Vor-Ort-Begehung wurden äußerlich erkennbare Eigenschaften, wie der Gebäudestandard, Anzahl und Ausrichtung von Solarthermie-/Photovoltaik-Anlagen und Nutzungsart der Gebäude erfasst. Hierbei wurde der Gebäudestandard entsprechend der Kriterien in Tabelle 6 in fünf unterschiedliche Kategorien erfasst.

Tab. 6: *Verwendeter Kriterienkatalog zur Bewertung des Gebäudestandards in 5 unterschiedliche Stufen.*

Standard	Niveau	Beispielhafte Ausstattung
1	Einfachst	Holzfachwerk, einfaches Ziegelmauerwerk, kein zeitgemäßer Wärmeschutz (vor 1980), keine bis geringe Dachdämmung, 1-fach-Verglasung
2	Einfach	ein-/zweischaliges Mauerwerk, kein zeitgemäßer Wärmeschutz (vor 1995), nicht zeitgemäße Dachdämmung, zweifach Verglasung
3	Basis	ein-/zweischaliges Mauerwerk, Wärme- und Dachdämmung nach 1995, 2-fach-Verglasung
4	Gehoben	Wärme- und Dachdämmung nach 2005, 3-fach-Verglasung
5	Aufwendig	Aufwendige Fassade, Passivhausstandard

Die Begehung ergab die in Tabelle 7 angegebene Verteilung der Gebäude in der Gemeinde. Auf Basis dieser Datenerhebung wird die örtliche Wärmeverbrauchervertelung in der Gemeinde ermittelt.

Tab. 7: *Zusammenfassung der Gebäude-Bestands-Struktur nach der Vor-Ort-Begehung.*

Standard	Anzahl	Anteil [%]
1	47	11,1
2	165	38,9
3	138	32,6
4	23	5,4
5	0	0
nicht Wohngebäude (Garagen usw.)	51	12,0
Summe	424	100

Aus dieser stufenweisen Bewertung lässt sich der gebäudespezifische Wärmebedarf berechnen. Basis hierfür bilden die veröffentlichten Wärmeverbrauchsdaten des **Heizspiegels** [24]. In diesem wird der spezifische Wärmeverbrauch pro m² aufgliedert nach Gebäudebaujahr und Wohnfläche veröffentlicht. Die Verbrauchsdaten werden in 4 Stufen von „niedrig“ bis „zu hoch“ eingeteilt. Für die Berechnung wird der als „mittel“ bewertete Verbrauch bei Erdgasheizsystemen herangezogen und in Tabelle 8 zusammengefasst. Begründet wird dies durch den hohen Anteil der Erdgasheizungen in der Gemeinde.

Tab. 8: Wärmeverbrauch pro Quadratmeter Wohnfläche [kWh/m^2] gegliedert nach Gebäudebaujahr, Wohnfläche, entsprechend dem Heizspiegel, und der Einstufung in die Gebäudestandards.

Standard	Baujahr (Heizspiegel)	Wohnfläche [m^2]			
		100-250	251-500	500-1.000	>1.000
1	bis 1977	170	163	155	151
2	bis 1983	162	155	148	143
3	bis 1994	147	141	134	130
4	bis 2001	117	112	107	104
5	nach 2002	90	86	82	80

Der Jahreswärmeverbrauch pro Gebäude wird nach dem Heizspiegel und bei der Begehung abgeschätzten Gebäudestandards sowie -flächen berechnet. Da sich unter den ermittelten Gebäudeflächen auch unbeheizte Gebäudeflächen (Garagen, Lager, etc.) befinden und der Gebäudestandard geschätzt werden muss, wird ein Korrekturfaktor für die Abschätzung des tatsächlichen Wärmeverbrauchs der Einzelgebäude mithilfe des tatsächlichen Wärmeverbrauches der Gemeinde ermittelt. Dieser Faktor beträgt für den Wärmeverbrauch in 2020 von 10.336 MWh ca. 0,462. Die hohe Abweichung zum durchschnittlichen spezifischen Wärmebedarf aus dem Heizspiegel für das gesamte Bundesgebiet, ist auf die überschätzte Heizfläche für Nebelschütz zurückzuführen, die auf Basis der GIS-Daten berechnet ist. Die Wärmeverteilung ist dennoch von Bedeutung für weitere Untersuchungen, wie bspw. von Wärmenetzen, und wird hier unter Einbeziehung des Gesamtwärmeverbrauchs ausreichend dargestellt. Abbildung 5 zeigt den relativen Wärmeverbrauch in der Form eines Wärmekatasters für das Jahr 2020.

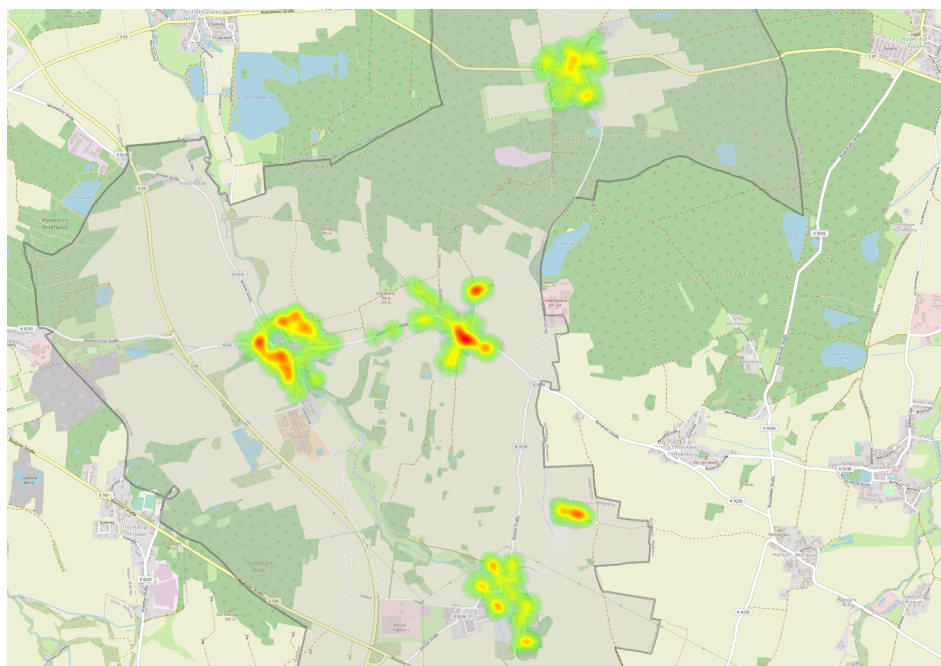


Abb. 5: Verteilung des relativen Wärmeverbrauchs in der Gemeinde Nebelschütz.

Da der Raumwärmebedarf von der Nutzungsart und dem energetischen Zustand der Gebäude abhängt, wird der Wärmeverbrauch für das Jahr 2020 wie in Tabelle 9 nach den Gebäudenutzungsarten Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH), Mehrfamilienhäuser (MFH) und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sowie dem Standard gegliedert. Für weitere Berechnungen bildet diese Wärmebedarfsverteilung die Grundlage.

Tab. 9: *Ermittelter Wärmebedarf [MWh] im Jahr 2020 aufgeschlüsselt nach Gebäudestandards und Nutzungsart.*

Standard Stufe	EZFH	MFH	GHD	Summe
1	898	17	0	916
2	3.660	418	1.630	5.748
3	2.521	139	602	3.263
4	3.590	51	0	410
5	0	0	0	0

2.4. Zielstellungen und Klimaschutzziele

Das **Klimaschutzgesetz** legt verbindliche Ziele für den Klimaschutz in Deutschland fest. Die wichtigsten Zielstellungen des im Jahr 2021 novellierten Gesetzes sind:

- Reduzierung der Treibhausgasemissionen: Das Gesetz verpflichtet Deutschland zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen, wobei bis zum Jahr 2045 die vollständige Klimaneutralität erreicht werden soll.
- Ausbau erneuerbarer Energien: Das Gesetz regelt den Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere von Solarenergie, Windenergie und Biomasse, um eine klimafreundliche Energieversorgung zu garantieren.
- Effizienzsteigerung: Das Gesetz setzt sich das Ziel, die Energieeffizienz in Wirtschaft und Haushalten zu steigern, um den Energiebedarf zu reduzieren und den CO₂-Ausstoß zu verringern.
- Umbau des Verkehrssystems: Das Gesetz fordert den Umbau des Verkehrssystems hin zu einer klimafreundlichen Mobilität, insbesondere durch den Ausbau des öffentlichen Personen- und Nahverkehrs, des Fahrradverkehrs und den Einsatz von Elektromobilität.
- Anpassung an den Klimawandel: Das Gesetz setzt sich das Ziel, Deutschland auf die Auswirkungen des Klimawandels vorzubereiten, indem es die Anpassung an den Klimawandel fördert und den Klimaschutz in allen politischen Bereichen verankert.

Diese Zielstellungen dienen als Rahmen für politische Maßnahmen zum Klimaschutz und stellen verbindliche Ziele für die Umsetzung einer klimafreundlichen Gesellschaft dar.

Die Studie **Klimapfade 2.0** des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) ist eine ganzheitliche Untersuchung zur Umsetzung der klimapolitischen Maßnahmen und einer wirtschaftlich und sozialverträglichen Transformation hin zu einer klimaneutralen Gesellschaft, nach den Vorgaben des Klimaschutzgesetz 2021. Dabei legt das Konzept besonderes Augenmerk auf den Einsatz von Technologien wie erneuerbare Energien und Energieeffizienz, um den CO₂-Ausstoß zu reduzieren.

Zunächst soll die Stromversorgung zu 100 % auf erneuerbare Energien umgestellt werden, insbesondere durch den Ausbau von Solarenergie, Windenergie und Wasserstoff. Dies soll durch den Einsatz von moderner Technologie und eine effektive Netzintegration erreicht werden. Die Wärmeversorgung soll durch den Einsatz von Wärmepumpen, Biomasse und Solarthermie verbessert werden. Hierbei sollen auch innovative Technologien wie Wärmespeicher und smarte Gebäudetechnik eingesetzt werden, um die Energieeffizienz zu erhöhen. Darüber hinaus sieht das Konzept eine umfassende Sanierung des Gebäudebestands vor, um den Energiebedarf der Gebäude zu reduzieren. Dies soll durch eine stärkere Förderung energetischer Sanierung und den Einsatz von effizienten Technologien erreicht werden.

In der BDI-Studie „Klimapfade 2.0“ sind Maßnahmen für die Umsetzung der Zielstellungen des Klimaschutzgesetzes 2021 beschrieben. Damit stellt die Studie und die zugrundeliegende Gesetzgebung die Basis für die Untersuchungen dieser Machbarkeitsstudie dar. Hierbei müssen örtliche Randbedingungen der Gemeinde Nebelschütz mit betrachtet werden, da sich das Konzept auf Bundesebene nicht unverändert auf eine kleine Gemeinde skalieren lässt [18].

3. Regenerative Energieumwandlung aus Wind und Sonne

Um regenerative Erzeugungsanlagen und deren Energieerträge zu bestimmen, ist es insbesondere entscheidend, welche Potentiale verfügbar sind. Im folgenden Kapitel werden deshalb die Solar- und Windpotentialanalysen dargestellt, welche die Grundlage für zukünftigen Ausbauszenarien abbilden.

3.1. Potentialanalyse mittels georeferenzierter Daten

Die Gemeinde Nebelschütz verteilt sich auf ein großflächiges Gebiet mit unterschiedlichen geographischen und topologischen Gegebenheiten. Deshalb werden die Untersuchungen für die Potentialanalyse mittels eines Geoinformationssystems (GIS) und unter Verwendung von offenen Geodaten durchgeführt. Dies ermöglicht Berechnungen und Analysen mit räumlicher Auflösung, welche mittels Karten aufbereitet werden können. Somit können Potentiale bei der Energieumwandlung über ein großes Gebiet untersucht werden [25, 26].

Das Solarpotential wird mittels eines Einstrahlungsmodells und Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) simuliert [27, 28]. Das Ergebnis der Simulation wird mit Hilfe des 3D-Oberflächenmodells auf die Dachflächen der Gemeinde projiziert. Das resultierende Solarkataster und aufgelöste Strahlungsgitter wird anschließend mit dem *Solarkataster der Sächsischen Energieagentur SAENA*³ [29] validiert. Anschließend können die zur Verfügung stehenden Dach- und Freiflächen ermittelt werden. Mittels der Wetterdaten ist es möglich, einen Ausbau von Photovoltaikanlagen zu modellieren und ein dynamisiertes Ertragsprofil zu errechnen. Der mögliche Zubau in Abhängigkeit vom Strombedarf kann über die zur Verfügung stehenden Flächen überprüft werden. Für die Analyse des vorhandenen Windpotentials werden ebenfalls Untersuchungen mittels GIS durchgeführt. Hierbei werden vorhandene Windanlagendaten und Flächennutzungspläne mit rechtlichen Gegebenheiten wie bspw. Abstandsregelungen zu Bebauungen zusammengebracht. Die Berechnung der Winderträge ist mittels Anlagendaten der installierten Windkraftanlagen und Wetterdaten des DWD realisiert und liefert analog zum Solarpotential ein dynamisiertes Ertragsprofil [26]. Auf Basis von Daten aus dem Liegenschaftskataster, Satellitenbildern, 3D-Oberflächenscans und weiteren verfügbaren Geodaten, können Flächen identifiziert werden, welche für die jeweilige Potentialanalyse ungeeignet sind. Somit können die Karten aus den Geoanalysen weiter verschnitten werden, um sich dem zur Verfügung stehenden Potential anzunähern [30, 31].

³Mit dem *Solarkataster der Sächsischen Energieagentur SAENA* können Hausbesitzer Informationen zum Potential und der Wirtschaftlichkeit Ihrer Dachflächen erhalten.

Für die horizontale Globalstrahlung und Windverhältnisse werden Wetterdaten des DWD in Form von Testreferenzjahren (TRJ) verwendet. Diese bilden auf Basis von realen Wetterdaten und Simulationen ein typisches meteorologisches Jahr ab, welche auf unterschiedliche Orte interpoliert werden. Um Potentiale auch für die zukünftigen Entwicklungen und Planungen einsetzen zu können, werden Datensätze der Testreferenzjahre für das Referenzjahr 2045 verwendet, welche mittlere als auch extreme Wetterdaten abbilden [28, 32].

3.2. Solarpotentialanalyse

3.2.1. Berechnungsgrundlagen und Solarmodell

Die Strahlungsanalyse wird durch das Modell *SEBE* (engl. Solar Energy on Building Envelopes) mittels GIS-Programm durchgeführt. Dieses Modell berücksichtigt neben den rein meteorologischen Daten auch die Dachflächen und Verschattungen durch umliegende Gebäude oder Bäume. Damit wird die jährliche Einstrahlung auf jedem Pixel der Karte berechnet bzw. modelliert [25, 33, 27].

Als Grundlage für die Berechnung der Gesamtstrahlung wird direkte, diffuse und reflektierte Strahlung summiert. Als Basis dienen die Werte der Globalstrahlung, bezogen auf eine horizontale Fläche aus Wetterdaten (TRJ) und eine mittlere Albedo von 0,2. Mit einem 3D-Oberflächenmodell, welches aus Luftbild-Messungen hervorgeht, werden Flächenneigungen und Verschattungen einbezogen. Für exakte Gebäudedaten wird ein digitales 3D-Modell verwendet [33, 27, 31, 28, 32].

Um die Flächen für das verfügbare Solarpotential zu erhalten und die für einen Zubau ungeeigneten Flächen herauszufiltern, werden die einzelnen Karten miteinander verschnitten. Da es eine Vielzahl an öffentlich zugänglichen Geodaten gibt, bietet es sich an, diese als Grundlage zur Verschneidung der Karte zu verwenden. Mit dem amtlichen Verzeichnis der Grundstücke und Begrenzungen, dem Liegenschaftskataster [30], ist es möglich Waldflächen, landwirtschaftliche/industrielle Nutzflächen und private Flurstücke zu identifizieren. Im Weiteren werden bestimmte Kriterien festgelegt, nach denen die Flächen selektiert werden. Dazu zählt bspw. das minimale Einstrahlungspotenzial oder der Flächenbedarf für Solarmodule.



Abb. 6: Ergebnis der Solarstrahlungsberechnung, projiziert auf die Dachflächen der Gebäude.

Als Ergebnis der Strahlungsberechnung ergibt sich eine aufgelöste Karte mit berechneten jährlichen Einstrahlungswerten im Raster von einem Meter. Werden nun ausschließlich die Dachflächen einbezogen, ergibt sich eine Darstellung wie unter Abbildung 6 dargestellt ist. Diese kann als Grundlage für ein Solarkataster und der Berechnung der gesamten Potentialfläche der Dächer verwendet werden.

3.2.2. Dachflächenanalyse

Ab einem jährlichen Einstrahlungswert von 700 W/m^2 werden die berechneten Strahlungswerte in der Flächenanalyse berücksichtigt. Unterhalb dieses Wertes ist eine hohe Verschattung oder eine ungünstige Ausrichtung sehr wahrscheinlich und damit wird die jeweilige Fläche für die Solarnutzung ungeeignet. Dachflächen mit einer Fläche kleiner 20 m^2 werden ausgeschlossen. Es können zwar Flächen unter diesem Wert genutzt werden, allerdings bedingen Solaranlagen neben der Grundfläche auch Abstände zwischen Modulen und Flächen für Befestigungen sowie Montage. Ebenfalls sind bestimmte Flächen durch ungünstige Dachkonstruktion oder Schornsteine etc. wenig geeignet, bzw. sinkt dadurch die nutzbare Fläche. Daneben ist davon auszugehen, dass nicht jede theoretische Fläche mit einer Solaranlage ausgestattet wird. Es wird mit einem konservativen Verhältnis der nutzbaren Modulfläche zur gesamten Dachfläche von 50 % gerechnet, um die genannten Effekte näherungsweise zu berücksichtigen. Bei größeren Industriebetrieben ist zunächst zu erwarten, dass diese die selbst erzeugte Energie direkt nutzen bzw. vermarkten und demnach nicht für das Nutzungsziel

einer energieautarken Gemeinde zur Verfügung stehen. Daneben sind solche Anlagen meist an das Mittelspannungsnetz angeschlossen, was für eine lokale Nutzung auf der Niederspannungsebene die Abgabe von Netzentgelten zur Folge hat, wodurch wiederum der Endenergiepreis negativ beeinflusst wird. Möglich wäre es im späteren Ausbaufeld des regionalen Energiemarkts, diese Erzeuger bzw. deren Flächen mit einzubeziehen. Zunächst werden deshalb nur die privaten Dachflächen betrachtet. Über das gesamte Gemeindegebiet ergibt sich nach den genannten Kriterien eine nutzbare Gesamtdachfläche von $A_{Dach} = 56.131 \text{ m}^2$ [27, 33].

3.2.3. Freiflächenanalyse

Bei Freiflächen ist es, im Vergleich zu den Dachflächen, komplexer eine Potentialprognose durchzuführen. Zum einen regeln bestimmte Gesetze die Freiflächennutzung, wie die Photovoltaik-Freiflächenverordnung (SächsGVBl. 2021 Nr. 34, S. 870 Fsn-Nr.: 611-6) [34] (Abk. PVFVO), das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) oder auch verschiedene naturschutzrechtliche Regelungen. Ebenfalls können Freiflächen durch Änderungen in Bebauungsplänen geändert werden. Daneben gibt es konkurrierende Interessen der Freiflächen im Hinblick auf Energiegewinnung, landwirtschaftliche Nutzung, Naturschutz, Forstwirtschaft und weitere, welche nicht ohne weiteres miteinander vereinbar sind. Zur PVFVO sind Geodaten verfügbar, welche in Abbildung 7 dargestellt sind und ausschließlich um das Gebiet des Ortes Piskowitz liegen. Zusätzlich sind landwirtschaftliche Nutzflächen, Forstflächen und Gebäude aus dem Liegenschaftskataster [30] eingetragen, welche sich mit den PVFVO-Flächen überlagern. Diese Darstellung zeigt die konkurrierende Flächennutzung und die damit verbundene schwierige Prognostizierung für künftige Freiflächennutzung [35].

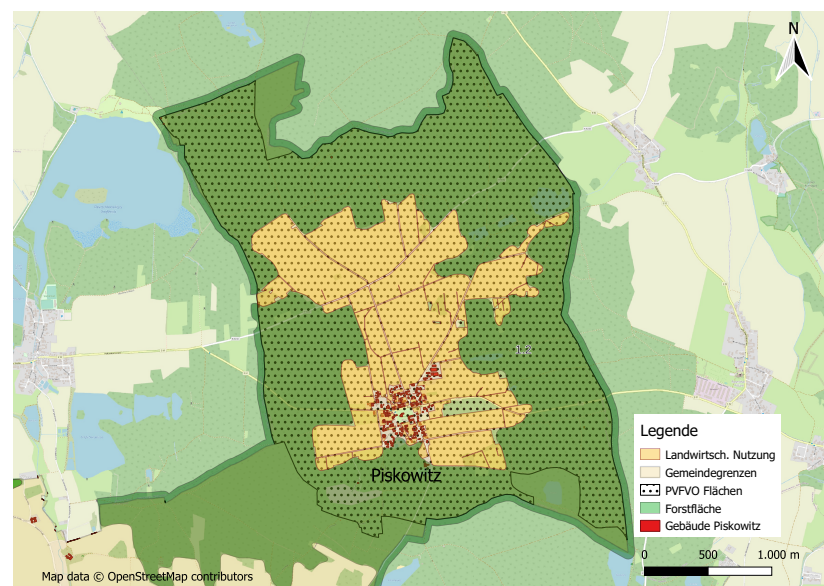


Abb. 7: Das Gebiet um den Ort Piskowitz mit landwirtschaftlichen Nutzflächen, PVFVO-Flächen, Forstflächen und Gebäuden.

3.2.4. Solarausbau

Entsprechend der Ausbauszenarien kann nun auf Grundlage des Energiebedarfs eine jährliche Energieproduktion aus Solaranlagen abgeleitet werden. Diese wird mit den normierten Solarstrahlungswerten (siehe Kapitel 2.2) multipliziert und es ergeben sich zeitaufgelöste Erzeugungsdaten. Über diese Methode kann die festgelegte jährliche Energieproduktion aus Photovoltaikanlagen in zeitaufgelösten Werten dargestellt werden.

Zur Berechnung der benötigten Fläche für die Photovoltaikanlagen und die zu installierende Leistung, werden die bereits vorhandenen Anlagen und deren Energieproduktion betrachtet [15]. Daraus wird ein spezifischer Ertrag von 980 kWh/kWp ermittelt, welcher die erzeugten Energiemengen im Verhältnis zur installierten Leistung setzt [36]. Damit sind bereits Effekte wie Wirkungsgrad, Degradation an den Modulen, Verschattungen etc. mit einbezogen. Mit der Auswahl von weit verfügbaren (monokristallinen) Solarmodulen ergibt sich eine durchschnittliche Fläche von 4,8 m² pro installierter Leistung von 1 kWp. Hieraus lässt sich der Gesamtbedarf an Dachflächen bilden und mit der zur Verfügung stehenden Fläche vergleichen. Mit dem untersuchten Solarpotential kann schließlich ein Gesamtpotential abgeleitet werden. Demnach können bis zu 11,7 MWp an Leistung installiert werden, womit ein kalkulierter jährlicher Energieertrag von 11,4 GWh/a an erzeugtem PV-Strom erzeugt werden kann.

3.3. Windpotentialanalyse

3.3.1. Untersuchung verfügbarer Windausbauflächen

Die Festlegung des Zubaus von Windkraftanlagen (WKA) geschieht in den Bundesländern durch die Landes- und Regionalplanung. Darin werden über die Abstands- und Ausschlusskriterien die Flächen festgelegt, auf denen die Entwicklung von Windparkprojekten prinzipiell möglich ist. In der Gemeinde Nebelschütz ist lediglich ein Windausbaugelände rund um den Windpark *Thonberg* ausgewiesen. Auf dem Gemeindegebiet befinden sich zwei WKA mit einer Nennleistung größer 1 MW des Betreibers *EST Special GmbH*. Weitere neun vergleichbare Anlagen des Betreibers befinden sich in unmittelbarer Nähe [37, 38].

Für den Zubau solcher WKA auf dem Gemeindegebiet wird eine Untersuchung mittels GIS durchgeführt. Darin gehen die aktuellen WKA [37], die ausgewiesenen Windgebiete aus der Regionalplanung [38] und technisch-rechtliche Rahmenbedingungen ein, um eine Ausbaufäche zu ermitteln. Im § 84 in der Sächsischen Bauordnung [39] wurde im Juni 2022 eine Abstandsregelung von 1000 m für Neuerrichtungen zu

Wohngebäuden festgelegt. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass in Bezug auf Abstandsregelungen politische Bewegung vorhanden ist und sich die Gesetzgebung in nächster Zeit ändern kann, insbesondere da ein Bebauungsziel von 2% der jeweiligen Landesfläche für Windenergieanlagen vom Bund festgelegt wurde [40]. Da es schwer ist, diese Änderungen vorausszusehen, wird für das hier ermittelte Windpotential ein Abstand von 1000 m (laut aktueller Sächsischer Bauordnung [39]) zu Wohngebäuden festgelegt.

WKA in Windparks beeinflussen sich gegenseitig, da sie dem Wind Energie entnehmen und so die nachgeführte Strömung verändern. Damit steht für nachfolgende WKA eine geringere Windleistung bereit. Daher ist es auch für WKA untereinander erforderlich, Abstände einzuplanen, welche für ein gleichmäßigeres Windangebot bei den Anlagen, bzw. weniger Beeinflussung der WKA untereinander führt. Dieser Abstand ist abhängig von der Topografie, den Anlagengrößen (Nabenhöhe und Rotordurchmesser) zueinander, den örtlichen Strömungsverhältnissen, wie auch der Hauptwindrichtung. Dies macht die Bestimmung des optimalen Abstands aufwändig, sodass dafür komplexe Windparkprogramme oder CFD-Rechnungen notwendig sind. Aus der gängigen Praxis kann allerdings ein vereinfachter Abstandswert vom 4-fachen des Rotordurchmessers, als radialer Anlagenabstand angenommen werden. Diese starke Vereinfachung ist zunächst für Windpotentialbetrachtungen ausreichend. Werden konkrete Anlagen für die Gemeinde geplant werden, sollten aufwändigere Planungs- und Analyseparameter und Methoden herangezogen werden [26].

In Abbildung 8 sind die Eingangsdaten für die Ermittlung der Fläche für neue Windkraftanlagen dargestellt.

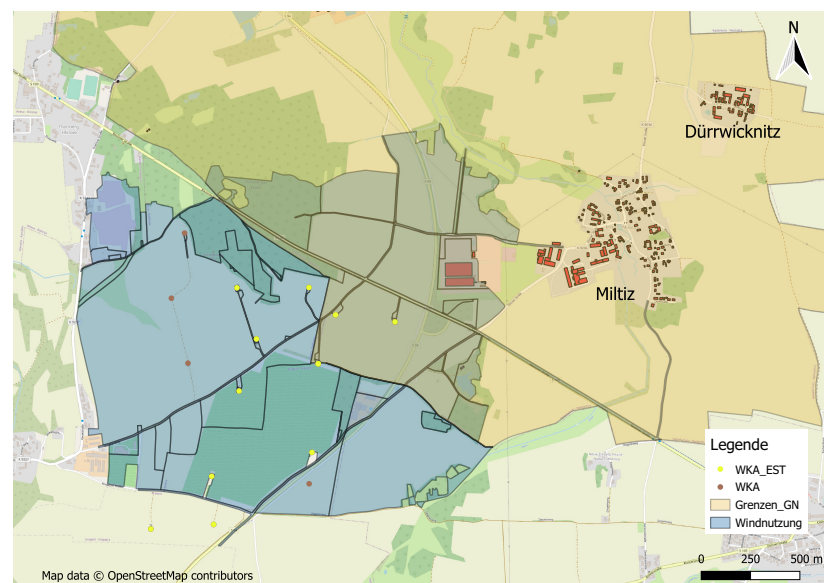


Abb. 8: Windkraftanlagen (WKA) des Windparks Thonberg und Windausbaugebiete des Planungsverbandes (Windnutzung) im Gemeindegebiet Nebelschütz (Grenzen_GN). Hervorgehoben sind die Anlagen der Firma EST Special GmbH (WKA_EST).

Für die Darstellung der Abstandsregel zu Gebäuden wird für jedes Gebäude das Zentrum ermittelt und um dieses eine radiale Pufferzone von $r = 1000$ m gebildet. Diese Pufferkreise werden verbunden und sind in Abbildung 9 als gekreuzt markierte Fläche dargestellt. Um den Abstand zwischen den WKA, nach der Methode des 4-fachen Rotordurchmessers abzubilden, wird ebenso eine radiale Pufferzone gebildet, welche schraffiert in Abbildung 10 zu erkennen ist.

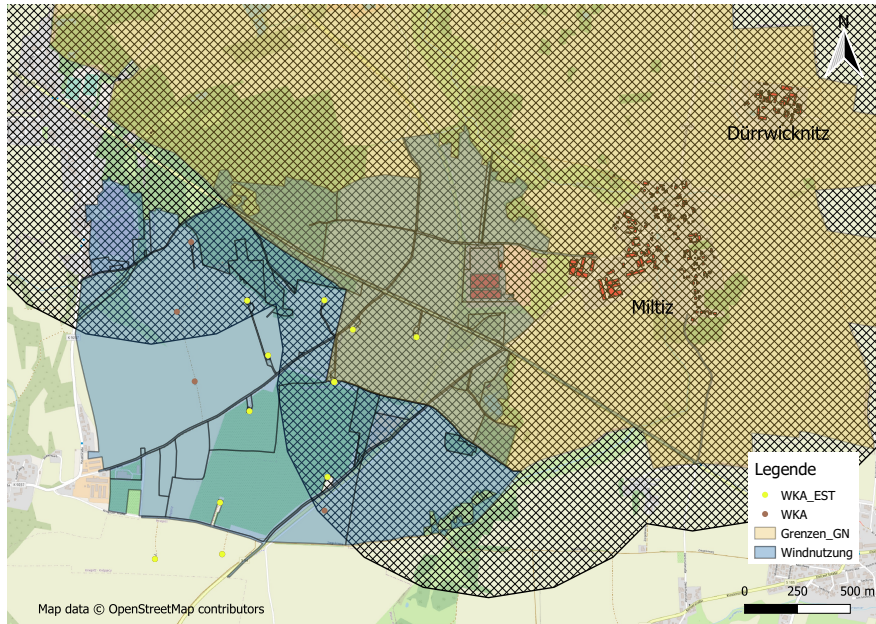


Abb. 9: Ergebnis der Sperrflächenanalyse unter Berücksichtigung der Pufferzone um jedes Gebäude mit einem Radius von 1000 m. Auf der schraffierten gekennzeichneten Fläche ist laut aktueller Verordnung keine Errichtung von WKA möglich.

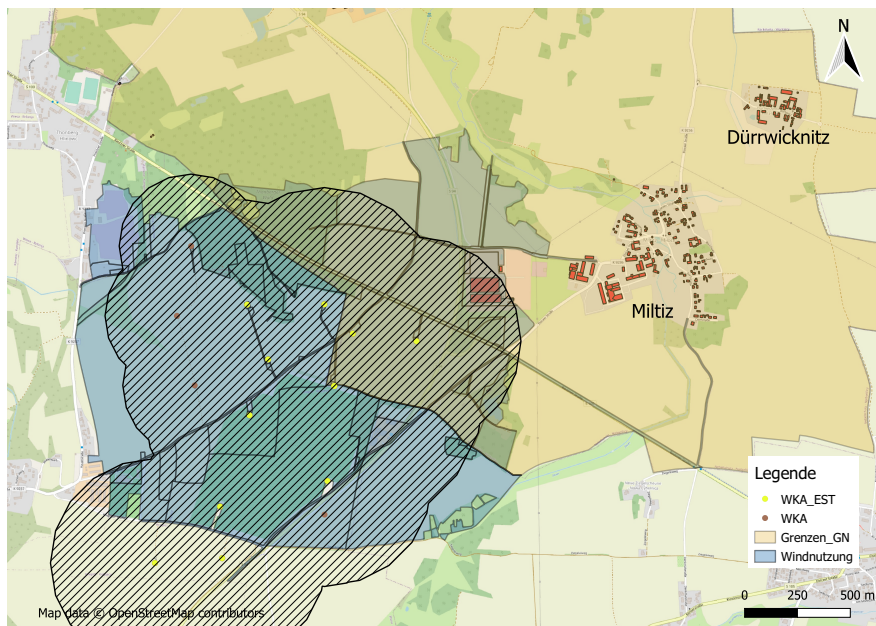


Abb. 10: Ergebnis der Abstandsbetrachtung für einen Radius der 4-fachen Nabenhöhe jeder Windkraftanlage. Die schraffierte Fläche zeigt die verbundenen Flächen.

Nach der Anwendung der zwei gewählten Abstandsmethoden bleibt auf dem Gemeindegebiet Nebelschütz keine Fläche übrig, welche sich für eine zusätzliche Windenergienutzung verwenden lässt. Lediglich ein kleiner Teil westlich des Windnutzungsgebietes bleibt frei, welcher allerdings im Einzugsgebiet von Gebäuden der angrenzenden Gemeinden liegt. Nach dieser Untersuchung kann, zumindest für den Zeitpunkt dieser Studie, angenommen werden, dass kein Neubau von größeren WKA zu erwarten ist. Die Anlagen, welche in den Pufferzonen liegen, wurden mitunter vor 20 Jahren geplant, wodurch sie anderen Bestimmungen im Vergleich zu aktuellen Regelungen unterlagen [37, 38]. Die Unterschreitung der Abstandsregelung für einen Neubau einer WKA kann allerdings durch einen Gemeinderatsbeschluss laut Flexibilisierungsklausel der Sächsischen Bauordnung [39] erfolgen.

Die Untersuchung führt dazu, dass für das größere Windpotential lediglich die WKA zur Verfügung stehen, welche aktuell noch im Betrieb sind oder durch Maßnahmen des Repowering auch weiter betrieben werden. In den Karten ist der Layer *WKA_EST* hervorgehoben, welcher die Windkraftanlagen der Firma *EST Special GmbH* zeigt. Um abzuschätzen, wie die bestehenden Anlagen für die Machbarkeitsstudie einzubeziehen sind, wurde ein Gespräch mit *EST Elektro Special GmbH* gesucht. Aus dem Gespräch ging hervor, dass aktuell kein Repowering geplant wird und die Anlagen so lange betrieben werden, bis Reparaturen nicht mehr ökonomisch oder technisch möglich sind. Des Weiteren sollen die Anlagen, wie auch die Grundstücke des Windparks, im Besitz der Firma *EST Elektro Special GmbH* bleiben. Eine mögliche direkte Nutzung der Windenergie kann allerdings durch Stromlieferverträge erreicht werden.

3.3.2. Ertrag einer Windkraftanlage

Um die Energiemengen aus einer Stromlieferung des Windparks zu erhalten, wird der Ertrag einer Windkraftanlage untersucht. Hierbei ist hervorzuheben, dass lediglich zwei der insgesamt 16 Anlagen des umliegenden Windparks direkt auf dem Gemeindegebiet liegen [38]. Dies könnte zu einer Vorrangfrage bezüglich Stromlieferungen an umliegende Gemeinden führen, falls zukünftig Anlagen außerhalb des Gemeindegebietes miteinbezogen werden sollen. Aus dem Marktstammdatenregister [16] und Herstellerangaben [41], sind die Daten der Windkraftanlage bekannt:

- Masthöhe: 85 m,
- Anlagentyp: REpower MD77 - 1500 kW (1.5 MW),
- Einschaltgeschwindigkeit: 3 m/s und Abschaltgeschwindigkeit: 85 m/s,
- Leistungsdiagramm.

Dabei wird das logarithmische Höhenprofil zur Skalierung der Referenzhöhe der Wetterdaten [28] auf die Masthöhe angewendet und mittels Leistungsdiagramm und Randparametern die jährliche Ertragsmenge von 5.159,3 MWh berechnet [42]. Von der *EST Elektro Special GmbH* ist der jährliche Ertrag der Anlagen des Windparks *Thonberg* über mehrere Jahre bekannt und liegt im Mittel bei rund 3.000 MWh. Die deutliche Überschätzung der Berechnung kann mehrere Gründe als Ursache haben. Zum einen werden Schichtungseffekte, verursacht durch Temperaturunterschiede in der Höhe, wie auch das ungleichmäßige Höhenprofil der Windströmung vernachlässigt. Zum anderen werden Verschattungseffekte (siehe Kapitel 3.2.3) sowie Wartungsintervalle nicht berücksichtigt. Um Ergebnisse zu erzielen, welche den realen Anlagen nahe kommen, wird auf Grundlage der bekannten Ertragsmengen ein Faktor zur Anpassung ermittelt. Daraufhin wird in der Berechnung die Anströmgeschwindigkeit um 70% reduziert, um einen vergleichbaren Jahresertrag in Bezug zu vorhandenen Anlagen von 2.997,9 MWh zu berechnen und gleichzeitig die Dynamik des Windangebots beizubehalten.

3.3.3. Nutzung von Kleinwindkraftanlagen im Gemeindegebiet

Die Nutzung von Windkraftanlagen im Megawattbereich wurde im vorherigen Abschnitt untersucht. Eine weitere Möglichkeit zur Umwandlung von Strom aus Windkraft stellt die Kleinwindkraft im Leistungsbereich von wenigen Kilowatt dar. Für solche Anlagen gelten in der Regel einfachere rechtliche Gegebenheiten für den Bau. Laut Sächsischer Bauordnung (§ 61 (1) 3.c) [39] gilt:

*Verfahrensfrei sind folgende Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien:
Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe, gemessen von der Geländeoberfläche
bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche, und einem
Rotordurchmesser bis 3 m, außer in reinen Wohngebieten, ...*

Es kann allerdings schwierig sein, einen tatsächlichen Zubau von mehreren Kleinwindkraftanlagen zu prognostizieren. Zum einen kann es zu Vorbehalten vor Ort kommen, da Befürchtungen zu Lärm, Verschattung oder rein ästhetische Gründe bestehen. Zum anderen ist die Flächennutzung auf Freiflächen (der Landwirtschaft) schwer abzuschätzen oder muss für eine Ausführung individuell untersucht werden. Bei privaten Grundstücken ist die Windverschattung durch Gebäude und Bäume oft sehr hoch. Hier werden sich nur Grundstücke außerhalb, bzw. am Rand der Kerngemeinde gut eignen. Außerdem sind die Windgeschwindigkeiten durch die ausgebildete Grenzschicht der Windströmung in Bodennähe deutlich geringer als im Vergleich zu Anlagen mit Masthöhen im Bereich um 100 m. Mögliche Einsatzzwecke für kleine Anlagen sind beispielsweise einzelne Haushalte, kleinere Betriebe oder Gewerbegebiete, welche den erzeugten Strom direkt selbst verbrauchen [26].

Um den Ertrag einer Kleinwindkraftanlage zu bestimmen, wird eine verfügbare Standard-Anlage mit einer Nennleistung von 6 kW, einer Masthöhe von 7 m und einem Rotordurchmesser von 4 m gewählt [43]. Damit bleibt die WKA unter 10 m Höhe und damit genehmigungsfrei. Das Leistungsdiagramm ist vom Hersteller bekannt und als Grundlage von Wetterdaten werden die TRJ [28] verwendet. Damit wird der jährliche Ertrag auf Grundlage von stündlich aufgelösten Windgeschwindigkeiten aus den Testreferenzjahren und dem Leistungsverlauf der Anlage ermittelt. Zur Umrechnung der Windgeschwindigkeit, welche auf eine Referenzhöhe von 10 m angegeben ist, wird das logarithmische Windprofil verwendet [42].

Die Berechnung für eine KWKA mit den gewählten Parametern ergibt einen Jahresertrag von rund 10.500 kWh. Dieser Wert kann als optimistisch betrachtet werden, da in der Berechnung eine optimale Anströmung angenommen wurde und Wartungszeiten sowie Verschattungen nicht miteinbezogen sind. Um diesen Ertrag ins Verhältnis zum Verbrauch zu setzen, kann eine solche Anlage durchschnittlich vier kleine Haushalte, bei einem Stromverbrauch von rund 2.500 kWh/a versorgen, sofern ausreichend dimensionierte Speicher verwendet werden. Bei einer Annahme eines Zubaus von 10 Anlagen, ergibt sich damit ein jährlicher Ertrag von rund 105.000 kWh. Verglichen mit dem gesamten Stromverbrauch (siehe Kapitel 2.2) stellen Erträge aus Kleinwindkraftanlagen damit nur einen geringen Beitrag für die zukünftige Energieversorgung der gesamten Gemeinde dar.

3.3.4. Windpotentiale im Gemeindegebiet

Aus der Untersuchung des verfügbaren Windkraftpotentials kann in die Nutzung von großen Windkraftanlagen im Megawattbereich und in Kleinwindkraftnutzung unterschieden werden. Mittels zur Verfügung stehender Geodaten wurden Windnutzungsgebiete und Standorte bestehender Anlagen ermittelt. Aufgrund aktueller rechtlicher Rahmenbedingungen, welche den Neubau von Windkraftanlagen regeln, wird kein Neubau größerer Windkraftanlagen im Gemeindegebiet Nebelschütz erwartet. Um die Nutzung der bestehenden Anlagen zu ermitteln, wurde ein Gespräch mit dem aktuellen Betreiber der Windkraftanlagen gesucht, welcher die ermittelten Rahmenbedingungen bestätigte. Ein Repowering bzw. eine betreiberseitige Veräußerung der Anlagen ist nicht geplant. Für die zukünftige Nutzung von Energielieferungen aus der Windkraft, ist ein Stromliefervertrag mit der Firma *EST Special GmbH* und dem künftigen Energieversorger anzustreben. Unter diesen Gegebenheiten wird mit der Nutzung einer Windkraftanlage (Nennleistung 1,5 MW), welche direkt auf dem Gemeindegebiet liegt, gerechnet.

Für die Nutzung von Kleinwindkraftanlagen wurden die rechtlichen Parameter für eine genehmigungsfreie Windkraftanlage untersucht und eine entsprechend verfügbare

Anlagenkonfiguration auf dem Markt gewählt. Für diese Anlage wurde der jährliche Ertrag mittels Wetterdaten berechnet. Der Zubau solcher Anlagen kann nur schwer abgeschätzt werden. Im direkten Vergleich zu einer größeren Windkraftanlage müsste, dem Jahresertrag nach, ein Zubau von rund 300 Kleinwindkraftanlagen erfolgen, was aufgrund der örtlichen Gegebenheiten, wirtschaftlichen Aspekten, wie auch der Akzeptanz als äußerst unwahrscheinlich angesehen werden kann. Somit werden Kleinwindkraftanlagen nur einen geringen Anteil an der gesamten Stromerzeugung in der Gemeinde liefern und eher für eine spezielle dezentrale Energieversorgung Anwendung finden. In der folgenden Betrachtung der Ausbauszenarien werden Kleinwindkraftanlagen daher nicht mit einbezogen.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde ein Windmessmast geplant und auf dem Gebiet des Bauhofes im Ort Nebelschütz aufgebaut. Die Messhöhe beträgt 10 m, was der Referenzhöhe von Wetterdaten der TRJ entspricht. Mit den aufgenommenen Werten ist es möglich, die verfügbaren Wetterdaten mit realen Werten zu überprüfen und der Gemeinde für zukünftige Planungen zur Verfügung zu stellen. Des Weiteren wird damit eine Grundlage für die Planung zukünftiger Windkraftanlagen in der Gemeinde geschaffen und es wird möglich, Prognosen für Windenergieerträge zu erheben. Von der Gemeinde wurde das Gelände des Bauhofes in Nebelschütz für die Messung zur Verfügung gestellt. In Anhang A.3 befinden sich die ersten Ergebnisse der Messungen und die Standortauswahl, wobei langfristige Messungen durchgeführt werden müssen, um aussagekräftige Ergebnisse bzw. Winddaten zu erzielen.

4. Regenerative Energiebereitstellung für Wärme

Um den zuvor genannten Anteil fossil erzeugter Wärme in der Gemeinde Nebelschütz durch Wärme aus CO₂ neutrale Technologien zu ersetzen, werden in diesem Kapitel geeignete Technologien ausgewählt und nach ihren Wärmegestehungskosten bewertet. Anschließend wird die Möglichkeit untersucht, den überschüssigen Strom, welcher innerhalb der Gemeinde erzeugt werden kann, in Form von Wärme zu speichern und damit den Autarkiegrad im Raumwärmesektor zu erhöhen.

4.1. Technologien zur regenerativen Wärmeerzeugung

Die Wärmeerzeugung in Nebelschütz erfolgt derzeit überwiegend fossil. Von den insgesamt 609 Anlagen werden 552 Anlagen fossil und 56 Anlagen regenerativ betrieben, davon 42 Holzanlagen und 14 Wärmepumpen (unter der Annahme, dass der Strom regenerativ erzeugt wird, was in Nebelschütz zumindest bilanziell der Fall ist). Anteilsmäßig werden im Jahr 2020 90,6 % der Anlagen fossil betrieben und 86,7 % der Wärme fossil erzeugt.

Von den genannten Technologien zur regenerativen Wärmeerzeugung in Kapitel 1.4 werden folgende von der weiteren Betrachtung ausgeschlossen:

Nahwärmenetz aufgrund:

- Die Wirtschaftlichkeitsgrenze eines Wärmenetzes in Bezug auf den Wärmebedarf wird mit rund 2.000 kWh pro Trassenmeter angegeben [44]. In Nebelschütz würde ein Nahwärmenetz ca. 10 km lang sein, sodass sich auf Basis des Wärmeverbrauchs im Jahr 2020 (10.336 MWh) ein spezifischer Wärmebedarf von 1.000 kWh pro Trassenmeter ergibt. Abbildung 11 zeigt das angenommene Nah- und Fernwärmenetz mit einem Anschlussgrad von 100 %.
- Hohe Investitionskosten bei Ausschluss von Biomasse: Im Crailsheimer Baugebiet Hirtenwiesen wurde ein Nahwärmenetz mit 50 % klimaneutraler Wärmeerzeugung gebaut, indem Wärme aus Solarthermiekollektoren im Erdreich gespeichert und über zentrale Wärmepumpen mit einer Vorlauftemperatur von 65 °C an die Gebäude geliefert wird. Die notwendigen Solarthermiekollektoren, Pufferspeicher, Erdsonden, Nahwärmenetz und Wärmepumpen kosteten die Stadtwerke Crailsheim 8 Mio. €, weitere 5,2 Mio. € kamen aus verschiedenen Förderprogrammen [45]. Im Jahr 2015 wurde mit dieser Anlage eine Wärmemenge von 2.270 MWh erzeugt [46]. Die spezifischen Investitionskosten für die Stadtwerke betragen bei einer angenommenen Lebensdauer von 30 Jahren 11,7 ct/kWh. Daher wird diese Lösung als zu kostenintensiv bewertet.

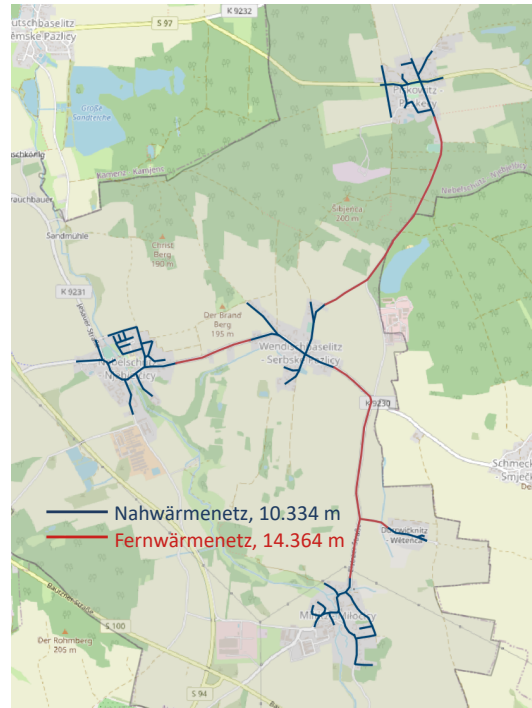


Abb. 11: Angenommenes Nahwärmenetz für Nebelschütz mit einem Anschlussgrad von 100%. Das Fernwärmenetz, das die Ortsteile miteinander verbindet, würde rund 14 km lang sein.

Bioenergie aus folgenden Gründen:

- Bioenergie im Raumwärmebereich wird in Zukunft mit der Industrie konkurrieren, da die Nachfrage nach CO₂-neutraler Wärmeerzeugung bei hohen Temperaturen (>200 °C) steigen wird.
- Der Anbau von Bioenergiepflanzen wird zu einer Verdrängung von Nahrungspflanzen und zu einer Störung der natürlichen biologischen Kreisläufe im Boden führen.
- Bioenergie wird eingeschränkt förderfähig. Im Rahmen der nationalen Klimaschutzinitiative wird die Erstellung von kommunalen Wärmeplänen gefördert. Dabei wird nur Bioenergie aus Abfällen und Reststoffen als förderfähig betrachtet [47].

Solarthermische Anlagen werden nicht betrachtet, weil:

- Diese zwar als Ergänzung zum fossil betriebene Heizkessel wirtschaftlich sind, jedoch beim Einsatz von Wärmepumpen in Konkurrenz mit der Photovoltaik stehen.
- Unter Berücksichtigung einer möglichen Deckung des Haushaltsstrombedarfs stellen Photovoltaikanlagen die kosteneffizientere Lösung dar [48].

Klimaneutrale synthetische Brennstoffe werden nicht berücksichtigt, da ihre Herstellung sehr energieintensiv ist:

- Beispielsweise benötigt synthetisches Heizöl für die gleiche Menge Nutzwärme im Vergleich zu Wärmepumpen mit einer Jahresarbeitszahl von 3,3 das 8-fache an Strom [18].
- Bei einer Umstellung der bestehenden Gaskessel auf 100 % Wasserstoffbetrieb wird für die Erzeugung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse das Fünffache des Strombedarfs von Wärmepumpen benötigt [18].
- Der Einsatz von Wasserstoff zur regelbaren Absicherung des regenerativen Stromsystems mit Wärmepumpen ist deutlich effizienter als zur dezentralen Raumwärmeerzeugung [49].

Es wird daher davon ausgegangen, dass synthetische Brennstoffe nur dann eingesetzt werden, wenn kein Einsatz von Wärmepumpen in ineffizienten Gebäuden, die hohe Vorlauftemperaturen benötigen und in absehbarer Zeit nicht saniert werden, vorgesehen ist.

Daher werden die folgenden Technologien für die weitere Untersuchung priorisiert:

- dezentrale Wärmepumpen,
- Agrothermie, d.h. ein zentrales kaltes Nahwärmenetz (KNWN) welches dezentrale Wärmepumpen versorgt.

4.1.1. Einschätzung der Eignung der Technologien

Von der Gemeinde wurde mitgeteilt, dass keine Neubaugebiete in Planung sind und ein Wachstum nicht zu erwarten ist. Dementsprechend werden Neubauten vernachlässigt und es wird davon ausgegangen, dass keine neuen Wärmeverbraucher in der Gemeinde hinzukommen. Damit beschränken sich die Technologien auf die Umstellung auf klimaneutrale Energieträger im Gebäudebestand. Die Auswahl der Technologien für die Gemeinde erfolgt auf Basis einer Kostenanalyse. Dabei werden die Wärmegestehungskosten pro kWh Wärme für den Zeitraum 2020 bis 2040 berechnet. Für die Kostenanalyse werden zwei unterschiedliche Szenarien für die Entwicklung der Strom-, Gas- und Ölpreise betrachtet. Die Energiepreise stammen aus der Studie „Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträger“ [50]. Aus dieser Studie sind die Preise aus den Szenarien „hohe Elektrifizierung“ und „moderate Elektrifizierung“ mit reduzierten Gasimporten aus Russland übernommen. Diese Szenarien bilden die mögliche Preisentwicklung von Strom und Erdgas ab. Für die Strompreise werden dazu die Szenarien mit hohem und niedrigem EE-Ausbau betrachtet, sodass maximale und minimale Preisschätzungen berücksichtigt sind. Die Umrechnung der

Großhandelspreise auf den brutto Verbrauchspreis ist in Anhang A.4 beschrieben. Tabelle 10 zeigt die prognostizierte Entwicklung der Verbraucherpreise für den Energieträger Erdgas und Tabelle 11 für den Energieträger Strom.

Tab. 10: *Prognostizierte Entwicklung der Verbraucherpreise für den Energieträger Erdgas [50], in ct/kWh.*

Jahr	Brutto Erdgaspreis in ct/kWh	
	hohe Elektrifizierung	moderate Elektrifizierung
2026	7,09	7,49
2030	6,39	7,39

Tab. 11: *Prognostizierte Entwicklung der Verbraucherpreise für den Energieträger Strom [50], in ct/kWh.*

Jahr	Brutto Strompreis in ct/kWh	
	hohe Elektrifizierung, niedriger EE Ausbau	moderate Elektrifizierung, hoher EE Ausbau
2026	31,63	27,71
2030	30,44	22,11

Für die Jahre 2020 bis 2023 werden historische und aktuelle Preise angenommen. Obwohl es 2022 sehr starke Preiserhöhungen gab, wird angenommen, dass der Preis vertraglich festgelegt wurde. Da zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie keine Prognose zur Preisentwicklung bis 2050 unter Berücksichtigung der Energiekrise infolge des Ukraine-Krieges vorlagen, wird für die Zeit nach 2030 von einem konstanten Preis ausgegangen. Dazu wurde im Szenario „Bilanzkreis“ (vgl. Kapitel 1.3) auch eine mögliche Energiepreisentwicklung durch den in Kapitel 5.1 beschriebenen Ausbau der EE-Anlagen berücksichtigt. Folgende Annahmen wurden dabei getroffen:

- Der in Nebelschütz erzeugte erneuerbare Strom wird von einer Energiegenossenschaft mit einem Durchschnittspreis von 15 ct/kWh verkauft. Dieser Wert entspricht dem Verbrauchspreis für Strom in Feldheim für die Versorgung der Bürger mit selbst erzeugtem Strom aus Windkraft und Photovoltaik [3].
- Die Windkraftanlage innerhalb der Gemeindegemarkung wird ab 2030 an die Gemeinde angeschlossen.
- Zum Ausgleich des Stromdefizits wird Netzstrom durch die Genossenschaft bezogen und an die Verbraucher weitergegeben. Der Preis für den Netzstrombezug folgt dem Verbrauchspreis im Szenario „hohe Elektrifizierung“, da davon ausgegangen wird, dass im Szenario „Bilanzkreis“ die Erreichung der

Klimaschutzziele angestrebt wird und damit die Stromnachfrage aufgrund Wärmepumpen und E-Mobilität steigt.

- Stromüberschüsse werden ins Netz eingespeist und mit 8 ct/kWh vergütet.
- Der Verbrauchspreis für die Bürger wird anhand des Anteils von Eigenstrom und Netzstrom am verbrauchten Strom und der Vergütung für den eingespeisten Strom ermittelt. Als Verbrauch wird der Strombedarf der Gemeinde einschließlich der Wärmepumpen verwendet. Dazu wird der Strombedarf gemäß der Prognose im Kapitel 5.3 für das Zielszenario ermittelt.

Daraus ergeben sich die in Abbildung 12 gezeigten Entwicklungen des Strom- und Erdgaspreises für die drei Szenarien.

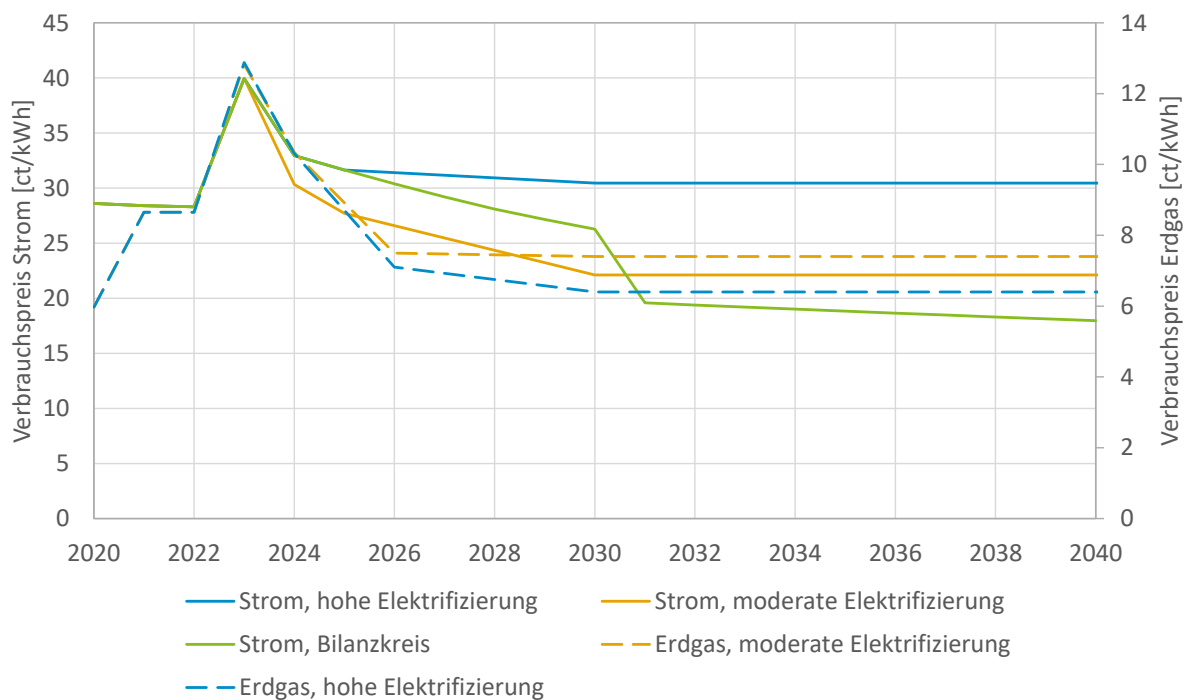


Abb. 12: Entwicklung der brutto Verbrauchspreise für Strom und Erdgas, für die drei Szenarien. Die starke Reduzierung des Strompreises im Jahr 2031 im Szenario „Bilanzkreis“ wird aufgrund des Anschlusses einer Windkraftanlage erzielt.

Die erforderlichen meteorologischen Daten für die Berechnung des Raumwärme- und des Strombedarfs der Wärmepumpen stammen aus den Testreferenzjahren für 2015 und 2045. Da für die dazwischenliegenden Jahre keine expliziten Daten vorliegen, sind die Zeiträume vor dem Jahr 2030 mit dem Testreferenzjahr 2015 und nach dem Jahr 2030 mit dem Testreferenzjahr 2045 abgebildet.

Wärmepumpen

Zu den dezentralen Lösungen für eine klimaneutrale Wärmeversorgung zählen Wärmepumpen, die mit regenerativ erzeugtem Strom betrieben werden. Aufgrund fehlender Daten über die Eignung der Gemeinden für Brunnenanlagen und der hohen Investitionskosten, die für die in der Gemeinde befindlichen Ein- und Zweifamilienhäuser nicht attraktiv sind [51], werden Wasser/Wasser-Wärmepumpen nicht betrachtet. Betrachtet werden daher Luft/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen. Sole/Wasser-Wärmepumpen werden hinsichtlich ihrer Quelle unterteilt in Flächenkollektoren, bei denen die Wärme aus dem Erdreich bis zu einer Tiefe von 2 m auf einer unbebauten Fläche durch Kollektoren gewonnen wird, und Erdwärmesonden, bei denen die Wärme aus einer Tiefe bis zu 100 m durch Sonden gewonnen wird. Mit dem kostenlosen Pre-Check-Tool *WPsource* können anhand von Gebäudedaten verschiedene Wärmequellen für Wärmepumpen technisch und wirtschaftlich verglichen werden.

Für die Kostenanalyse der Wärmepumpen wird davon ausgegangen, dass die bestehenden Heizkessel mit fossilen Energieträger durch eine Luft- oder Sole-Wärmepumpe ersetzt werden. Für die Wärmepumpen wird eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen. Die wesentlichen Kosten für den Einsatz einer Wärmepumpe sind:

- **Anschaffungskosten je nach Größe und Typ der Wärmepumpe:**

Die Kosten sind auf der Grundlage der im Abschlussbericht der Studie *future:heatpump* [51] veröffentlichten Näherungsfunktion berechnet. Diese Funktion ist auf Basis einer Marktanalyse von 60 Wärmepumpen eines führenden Herstellers für den konkreten Anwendungsfall der beiden Wärmepumpenarten angepasst. Es ergeben sich die zwei Kostenfunktionen:

$$\begin{aligned}
 & - \frac{\text{Kosten}_{LW-WP}}{P_{th}} = 2.072,1 \cdot P_{th}^{-0,238}, \text{ für Luft/Wasser Wärmepumpen und} \\
 & - \frac{\text{Kosten}_{SW-WP}}{P_{th}} = 1.858,9 \cdot P_{th}^{-0,333}, \text{ für Sole/Wasser Wärmepumpen,}
 \end{aligned}$$

wobei P_{th} der Heizleistung der Wärmepumpe entspricht. Die Wärmepumpen werden nach dem 95 %-Perzentil des höchsten Heizwärmebedarfs, der in der Gemeinde nach dem Testreferenzjahr 2015 auftritt, dimensioniert und es wird angenommen, dass die zusätzlich benötigte Heizleistung durch eine Zusatzheizung in Form eines elektrischen Heizstabes an der Wärmepumpe abgedeckt wird. Dadurch wird eine Überdimensionierung vermieden.

- **Installationskosten je nach Wärmepumpentyp:** Für die Umstellung bestehender Heizsysteme wird ein Grundpreis von 3.000 € für alle Wärmepumpentypen angenommen. Für die Installation der Wärmequelle wurden ebenfalls die vorgegebenen mittleren spezifischen Investitionskosten

aus dem Abschlussbericht *future:heatpump* übernommen. Für die Luft/Wasser-Wärmepumpe werden keine Installationskosten für die Wärmequelle benötigt. Die Abbildung 13 zeigt die angenommenen spezifischen Investitionskosten pro Meter Sonde in Abhängigkeit von der Anzahl der Sonden pro 100 m.

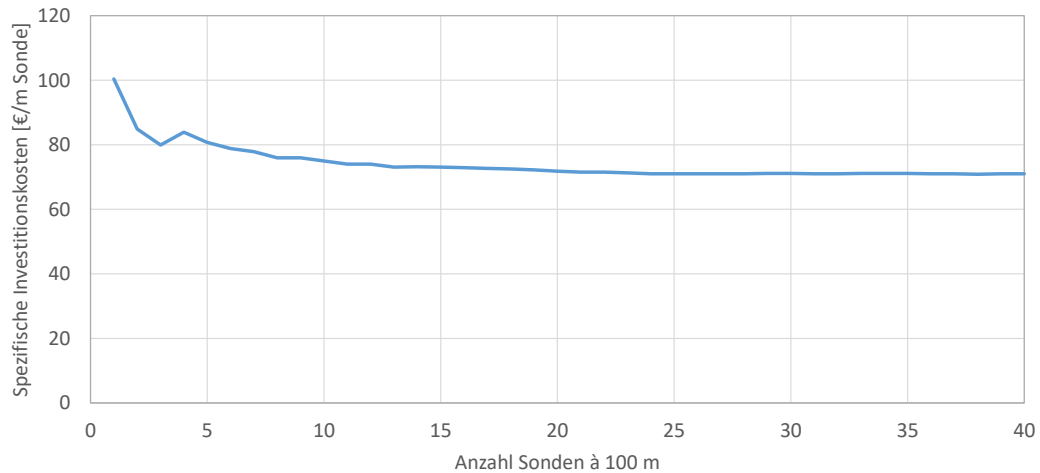


Abb. 13: Spezifische Investitionskosten für Erdwärmesonden [51].

Die Abbildung 14 zeigt die angenommenen spezifischen Investitionskosten pro Quadratmeter Kollektorfläche in Abhängigkeit von der Gesamtkollektorfläche.

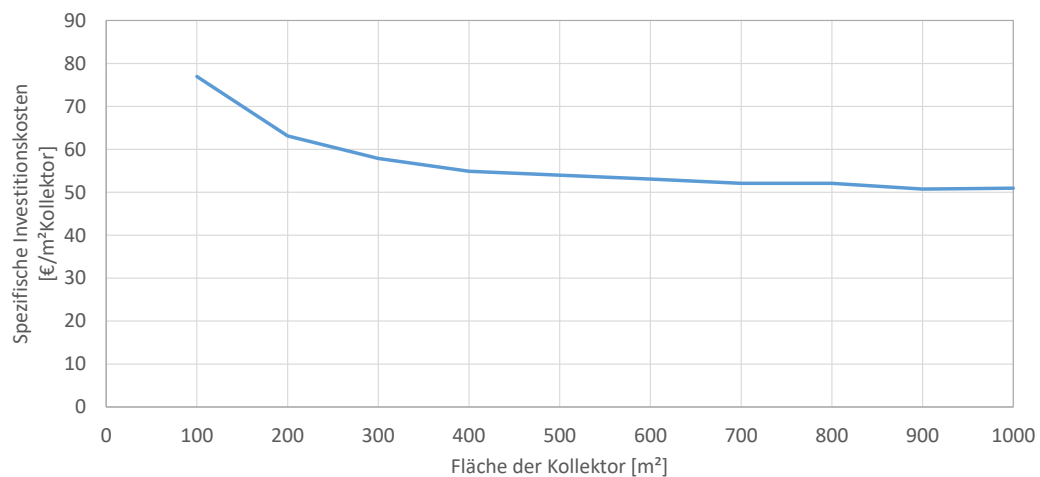


Abb. 14: Spezifische Investitionskosten für Erdwärmeflächenkollektoren [51].

Die Dimensionierung der Wärmequelle erfolgt unter der Annahme, dass bei Sonden eine spezifische Wärmeleistung von $39,5 \text{ W/m}$ für bis zu 5 Sonden und 25 W/m für mehr als 5 Sonden angenommen wird [52]. Bei Flächenkollektoren wird eine spezifische Wärmeleistung von $39,5 \text{ W/m}^2$ angenommen [52].

- **Stromkosten je nach Quellentemperatur und Wärmepumpentyp:**

Der Strombedarf der Wärmepumpe wird durch die Leistungszahl bestimmt. Die Leistungszahl einer Wärmepumpe hängt im Wesentlichen von der Temperaturerhöhung der Wärmequelle auf die erforderliche Temperatur an der Senke ab, dem sogenannten Temperaturhub. Da die Quellentemperatur bei Luft/Wasser-Wärmepumpen und Sole/Wasser-Wärmepumpen unterschiedlich ist, erfolgt die Berechnung getrennt.

- Luft/Wasser-Wärmepumpe: Der Temperaturhub einer Luft/Wasser-Wärmepumpe ist die Differenz zwischen der Außenlufttemperatur und der Vorlauftemperatur des Heizkreises. In den Datenblättern der Hersteller werden die Leistungszahlen an 3-4 Messpunkten nach EN14511 angegeben. Diese Daten werden für 35 Luftwärmepumpen von 3 Herstellern erhoben.
- Sole/Wasser-Wärmepumpe: Der Temperaturhub wird zwischen der Soletemperatur und der Vorlauftemperatur des Heizkreises gemessen. Die Soletemperatur hängt von der Bodentiefe ab. Für Erdwärme-Flächenkollektoren wurde eine mittlere Tiefe von 1 m angenommen und die mittlere Bodentemperatur in dieser Tiefe vom Deutschen Wetterdienst (DWD) für die Messstation Dresden-Klotzsche auf Basis der veröffentlichten 30-jährigen historischen Bodentemperatur berechnet. Der Temperaturverlauf ist in Abbildung 15 dargestellt.

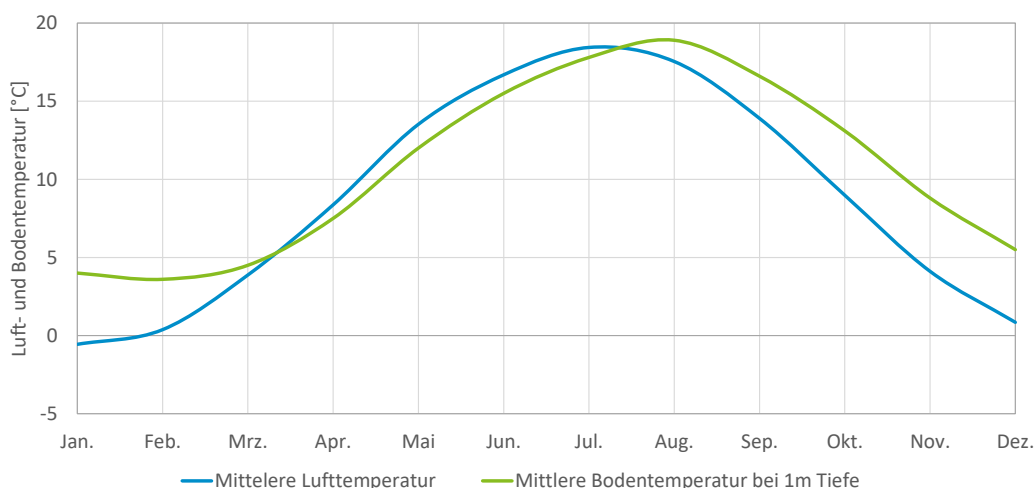


Abb. 15: Mittlere Luft- und Bodentemperatur in 1 m Tiefe für den Zeitraum 1991 bis 2021 an der DWD-Messstation Dresden-Klotzsche.

Die Temperaturabsenkung durch Wärmeentzug aus dem Boden wird nicht berücksichtigt, da hierfür aufwendige Modellrechnungen des Bodens nötig sind.

Für die Erdwärmesonden wurden die simulierten Soletemperaturen am Austritt der Erdwärmesonde aus der Dissertation „Auslegung und Bewertung von Systemen zur Einbindung regenerativer Wärmequellen in kalte Nahwärmenetze“ [52] verwendet. Der Temperaturverlauf für 20 Jahre ist in Abbildung 16 dargestellt.

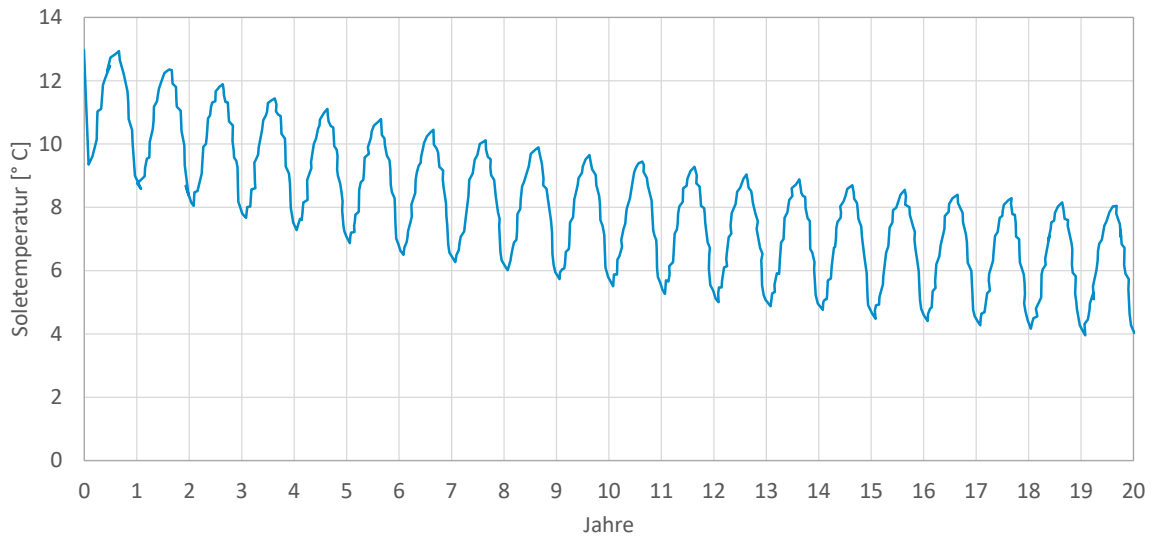


Abb. 16: *Simulierte Soletemperaturen am Austritt der Erdwärmesonde für einen Zeitraum von 20 Jahren [52].*

Für die Stromkosten-Berechnung wird der nötige Strom für die Pumpenarbeit, z.B. Sole bei Sole/Wasser Wärmepumpen, vernachlässigt.

- **Förderung je nach Wärmepumpentyp:** Im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) werden für Wärmepumpen, unabhängig vom Primärenergiefaktor Strom, die Anschaffungs- und Installationskosten wie im Kapitel 8 beschrieben, gefördert. Für Luft/Wasser-Wärmepumpen wird ein Fördersatz von 25 % angenommen, für Sole/Wasser-Wärmepumpen ein Fördersatz von 30 %. Der Heizungstauschbonus für ineffiziente Anlagen wird nicht berücksichtigt.

Agrothermie

Die Kostenanalyse erfolgte für alle Ortsteile der Gemeinde Nebelschütz zusammen, obwohl das Agrothermie-System für die Ortsteile getrennt verlegt werden würde. Dadurch werden die Kosten gleichmäßig auf die Ortsteile verteilt und kein Ortsteil benachteiligt. Die wesentlichen Bestandteile eines Agrothermie-Systems sind:

- **Erdwärmekollektorfeld:** Der Vorteil des Anschlusses einer Wärmepumpe an ein Erdwärmekollektorfeld ist die höhere Temperatur des Erdreichs in 2m Tiefe im Vergleich zur Umgebungsluft. Die Erdreichtemperatur folgt der Lufttemperatur mit einer Verzögerung von 1 bis 2 Monaten. Dadurch kann

das Kollektorfeld sowohl zum Heizen als auch zum Kühlen genutzt werden. Abbildung 17 zeigt den über 122 Jahre gemittelten Jahresgang der Luft- und Bodentemperatur in 2 m Tiefe [53].

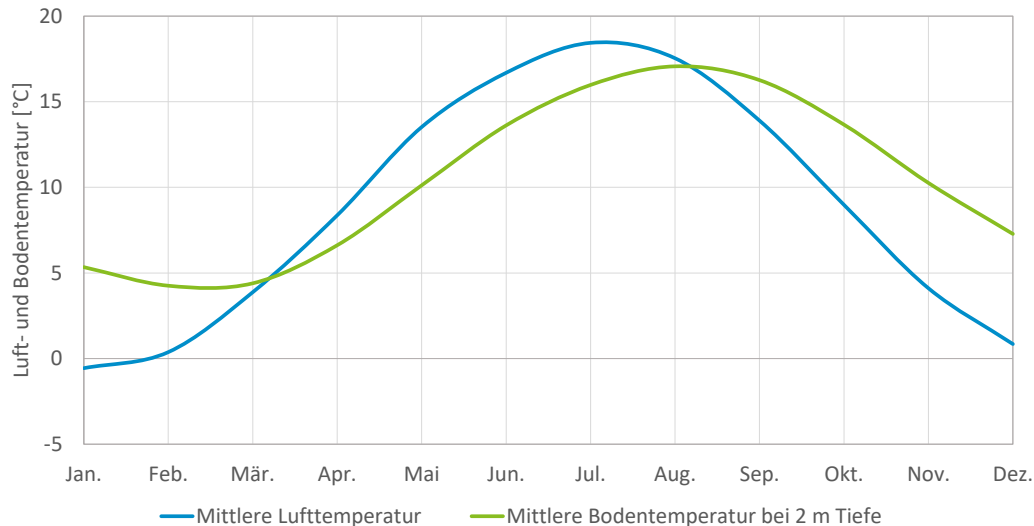


Abb. 17: Luft- und Bodentemperatur bei einer Tiefe von 2 m über den Zeitraum 1895 bis 2017 [53]

Analog zu den dezentralen Erdwärmekollektoren wird hier die Temperaturabsenkung durch Wärmeentzug aus den genannten Gründen nicht berücksichtigt.

Mit diesen Daten kann die Quelltemperatur an der Wärmepumpe bestimmt werden. Da das kalte Nahwärmenetz in einer Tiefe von 1 m verlegt werden soll, treten hier minimale Wärmeverluste auf, da die Temperaturen in 1 m Tiefe näher an der Umgebungstemperatur liegen als in 2 m Tiefe. Dieser Wärmeverlust wird jedoch vernachlässigt. Daher wird angenommen, dass die Quelltemperatur an der Wärmepumpe gleich der Erdreichtemperatur ist.

Als Datenquelle für die Kostenanalyse dienen die veröffentlichten Daten des Pilotprojektes „Plusenergiesiedlung“ in Wüstenrot [54]. In Wüstenrot wird ein Wärmeertrag von 58 kWh/m^2 erreicht [54], entsprechend ergibt sich für Nebelschütz ein Flächenbedarf von $17,96 \text{ ha}$, basierend auf dem Wärmeverbrauch im Jahr 2020. In Wüstenrot führte die Auslegung des Kollektorfeldes zu spezifischen Kosten von $54,5 \text{ €/m}^2$. Diese Kosten sind aufgrund unerwarteter Schwierigkeiten beim Transport der benötigten schweren Maschinen höher als geplant [54]. Es wird jedoch erwartet, dass die Kosten bei Folgeprojekten um 50 bis 70 % niedriger sein können [55]. Für die vorliegende Studie wurde eine konservative Kostenreduktion von 30 % angenommen. Damit

werden die spezifischen Kosten für die Auslegung des Kollektorfeldes mit 38,15 €/m² angenommen. Für das Kollektorfeld wird eine Lebensdauer von 30 Jahren angenommen. Die Fläche kann nach der Errichtung der Kollektoren als landwirtschaftliche Fläche weiter genutzt werden. Der Ertrag für den Flächeneigentümer wird nicht betrachtet. Das Flächenkollektorfeld erfordert somit eine Investition von 6,85 Mio. €.

- **Kaltes Nahwärmenetz:** Die Verlegung des kalten Nahwärmenetzes, bestehend aus ungedämmten PE-Rohren in 1 m Tiefe, verursachte in Wüstenrot spezifische Kosten von 428 € pro Trassenmeter. Da es sich bei Wüstenrot nicht um ein Neubaugebiet handelt und somit die Kosten für den Trassenaushub im Straßenbereich erhalten bleiben, sind die Kosten für die Gemeinde Nebelschütz relevant. Für die Gemeinde Nebelschütz wurde eine Netzlänge von 10.334 m veranschlagt, um einen Anschlussgrad von 100 % zu erreichen. Die Befüllung des Systems mit einer 20 % Monoethylglykollmischung wird skaliert auf Nebelschütz 2,94 Mio. € kosten. Das kalte Nahwärmenetz erfordert somit eine Investition von 7,23 Mio. €.
- **Sole/Wasser-Wärmepumpen im Gebäude:** Die Kostenanalyse für die Sole/Wasser-Wärmepumpen erfolgt analog zur dezentralen Variante, mit den Quell-Temperaturdaten für die Agrothermie.

Die Kosten für das Kollektorfeld und ein kaltes Nahwärmenetz betragen somit 14,08 Mio. €. Diese Kosten werden entsprechend der Anschlussleistung aufgeteilt und ergeben einen jährlichen Grundpreis von 7,23 €/kW netto, ohne Förderung. Hinzu kommen einmalige Anschlusskosten von 2.300 €.

Derzeit werden kalte Nahwärmenetze (KNWN) im Rahmen des Bundesförderprogramms Effiziente Wärmenetze (BEW) gefördert. Im Rahmen dieses Förderprogramms kann das KNWN einschließlich der erforderlichen Wärmepumpen beim Verbraucher mit bis zu 40 % gefördert werden, wenn die Wärmepumpen im Eigentum des Netzbetreibers stehen. Die Förderung ist jedoch auf die Wirtschaftlichkeitslücke begrenzt, die nach einem angegebenen Berechnungsverfahren ermittelt wird. Damit kann die dezentrale Wärmepumpe im KNWN höher gefördert werden als durch das BEG. Die Wärmebereitstellung erfolgt dann im Contracting-Modell, bei dem der Verbraucher keine Investitionskosten zu tragen hat. Es wurde eine Förderquote von 40 % angenommen.

Gasbrennwertkessel

Für den Kostenvergleich mit einer konventionellen Heizung wird ein Erdgas-Brennwertkessel gewählt. Analog zu Wärmepumpen und Agrothermie wird angenommen, dass ein bestehender Wärmeerzeuger ersetzt wird. Die spezifischen Anschaffungskosten wurden durch Marktrecherche ermittelt und in Tabelle 12 dargestellt.

Tab. 12: Anschaffungskosten nach Leistungsklasse für einen Gas-Brennwertkessel

Heizleistung [kW]	Durchschnittliche Kosten [€ ₂₀₂₂]	Spezifische Kosten nach Heizleistung [€ ₂₀₂₂ /kW]
14	1.880,00	137,44
20	1.704,33	87,60
24	2.111,33	87,97
28	2.104,00	75,14
35	2.349,67	65,22

Dazu werden Wartungskosten von 125 € pro Jahr und einmalige Installationskosten von 2.500 € addiert. Für die Energiekosten wird ein energetischer Wirkungsgrad von 93 % angenommen. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie gab es keine Förderprogramme für den Gas-Brennwertkessel.

4.1.2. Ergebnisse der Kostenanalyse

Die durch den Ukraine-Krieg ausgelöste Energiekrise ist für die deutsche Wirtschaft zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie mit großen Unsicherheiten behaftet. Die Kostenanalyse berücksichtigt daher keine Annuitäten. Des Weiteren wird die Inflation nicht berücksichtigt und somit beziehen sich die angegebenen Kosten auf das Jahr 2022. Die Kostenanalyse erfolgt, wie bereits erwähnt, unter drei Szenarien für die Entwicklung der Energie- und Strompreise.

Die berechneten Wärmegestehungskosten werden nach der Quelle der Umweltwärme unterschieden. Bei Wärmepumpen sind die Kosten aufgrund der niedrigen Leistungszahl bei hohen Vorlauftemperaturen und der damit verbundenen hohen Stromkosten nach der Vorlauftemperatur zu differenzieren. Für Wärmepumpen gilt eine Vorlauftemperatur über 60 °C als unwirtschaftlich und daher für derartige Raumheizungsanwendungen kaum zu finden [56]. Zum Vergleich werden die Wärmegestehungskosten eines Erdgas-Brennwertkessels herangezogen.

Tabelle 13 zeigt die gesamten Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen nach Wärmequelle für das Szenario „moderater Elektrifizierung“ (moderater Strompreis, hoher Erdgaspreis).

Tab. 13: Berechnete mittlere Kosten pro kWh Wärme in ct.₂₀₂₂ für den Zeitraum 2020-2040 im Szenario „moderater Elektrifizierung“

Jährlicher Wärmebedarf	Wärmequelle	Vorlauftemperatur			Vergleich Erdgas-Brennwertkessel
		35 °C	45 °C	55 °C	
10.000 kWh	Luft	10,54	13,28	20,00	12,72
	Flächenkollektor	10,21	11,65	13,39	
	Erdwärmesonden	10,20	11,58	13,30	
	Agrothermie	11,92	13,33	15,07	
20.000 kWh	Luft	8,83	11,57	18,29	11,00
	Flächenkollektor	8,72	10,16	11,90	
	Erdwärmesonden	8,70	10,08	11,79	
	Agrothermie	10,03	11,45	13,18	
30.000 kWh	Luft	8,21	10,95	17,67	10,42
	Flächenkollektor	8,02	9,46	11,20	
	Erdwärmesonden	8,19	9,57	11,28	
	Agrothermie	9,40	10,82	12,55	
40.000 kWh	Luft	7,88	10,62	17,34	10,14
	Flächenkollektor	7,66	9,10	10,84	
	Erdwärmesonden	8,00	9,38	11,09	
	Agrothermie	9,09	10,50	12,24	
50.000 kWh	Luft	7,67	10,41	17,13	9,96
	Flächenkollektor	7,43	8,87	10,61	
	Erdwärmesonden	7,76	9,14	10,85	
	Agrothermie	8,90	10,31	12,05	
70.000 kWh	Luft	7,41	10,15	16,87	9,78
	Flächenkollektor	7,16	8,60	10,34	
	Erdwärmesonden	7,51	8,89	10,60	
	Agrothermie	8,68	10,10	11,83	
100.000 kWh	Luft	7,20	9,94	16,66	9,63
	Flächenkollektor	6,95	8,38	10,12	
	Erdwärmesonden	7,27	8,65	10,37	
	Agrothermie	8,52	9,94	11,67	

Die Tabelle 14 zeigt die gesamten Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen nach Wärmequelle für das Szenario „hohe Elektrifizierung“ (hoher Strompreis, moderater Erdgaspreis).

Tab. 14: Berechnete mittlere Kosten pro kWh Wärme in ct.₂₀₂₂ für den Zeitraum 2020-2040 im Szenario „hohe Elektrifizierung“

Jährlicher Wärmebedarf	Wärmequelle	Vorlauftemperatur			Vergleich Erdgas-Brennwertkessel
		35 °C	45 °C	55 °C	
10.000 kWh	Luft	11,90	15,23	23,41	11,61
	Flächenkollektor	11,37	13,14	15,29	
	Erdwärmesonden	11,32	13,02	15,13	
	Agrothermie	13,06	14,81	16,95	
20.000 kWh	Luft	10,19	13,52	21,70	9,89
	Flächenkollektor	9,88	11,65	13,80	
	Erdwärmesonden	9,82	11,52	13,63	
	Agrothermie	11,18	12,92	15,06	
30.000 kWh	Luft	9,57	12,90	21,08	9,32
	Flächenkollektor	9,17	10,95	13,09	
	Erdwärmesonden	9,31	11,01	13,12	
	Agrothermie	10,55	12,29	14,43	
40.000 kWh	Luft	9,24	12,57	20,75	9,03
	Flächenkollektor	8,82	10,59	12,74	
	Erdwärmesonden	9,12	10,82	12,93	
	Agrothermie	10,23	11,98	14,12	
50.000 kWh	Luft	9,03	12,36	20,53	8,86
	Flächenkollektor	8,59	10,36	12,51	
	Erdwärmesonden	8,88	10,58	12,69	
	Agrothermie	10,04	11,79	13,93	
70.000 kWh	Luft	8,77	12,11	20,28	8,68
	Flächenkollektor	8,32	10,09	12,23	
	Erdwärmesonden	8,63	10,33	12,44	
	Agrothermie	9,83	11,58	13,71	
100.000 kWh	Luft	8,55	11,89	20,06	8,52
	Flächenkollektor	8,10	9,87	12,02	
	Erdwärmesonden	8,39	10,09	12,20	
	Agrothermie	9,67	11,41	13,55	

Die Tabelle 15 zeigt die gesamten Wärmegestellungskosten der Wärmepumpen nach Wärmequelle für das Szenario „EE Ausbau“ (Stromversorgung durch eine Energiegenossenschaft, um Eigenerzeugte Strom in die Gemeinde zu vermarkten).

Tab. 15: Berechnete mittlere Kosten pro kWh Wärme in ct.₂₀₂₂ für den Zeitraum 2020-2040 im Szenario „Bilanzkreis“

Jährliche Wärmebedarf	Wärmequelle	Vorlauftemperatur			Vergleich Erdgas-Brennwertkessel
		35 °C	45 °C	55 °C	
10.000 kWh	Luft	10,50	13,24	19,97	11,61
	Flächenkollektor	10,14	11,56	13,27	
	Erdwärmesonden	10,14	11,50	13,19	
	Agrothermie	11,84	13,24	14,95	
20.000 kWh	Luft	8,79	11,53	18,26	9,89
	Flächenkollektor	8,65	10,07	11,78	
	Erdwärmesonden	8,63	9,99	11,69	
	Agrothermie	9,96	11,35	13,06	
30.000 kWh	Luft	8,17	10,91	17,64	9,32
	Flächenkollektor	7,95	9,36	11,08	
	Erdwärmesonden	8,12	9,48	11,18	
	Agrothermie	9,33	10,72	12,43	
40.000 kWh	Luft	7,84	10,58	17,31	9,03
	Flächenkollektor	7,59	9,01	10,72	
	Erdwärmesonden	7,93	9,29	10,99	
	Agrothermie	9,01	10,41	12,12	
50.000 kWh	Luft	7,63	10,37	17,10	8,86
	Flächenkollektor	7,36	8,77	10,49	
	Erdwärmesonden	7,70	9,06	10,75	
	Agrothermie	8,82	10,22	11,93	
70.000 kWh	Luft	7,37	10,11	16,84	8,68
	Flächenkollektor	7,09	8,50	10,22	
	Erdwärmesonden	7,44	8,80	10,50	
	Agrothermie	8,61	10,01	11,71	
100000 kWh	Luft	7,16	9,89	16,63	8,52
	Flächenkollektor	6,87	8,29	10,00	
	Erdwärmesonden	7,21	8,57	10,26	
	Agrothermie	8,45	9,84	11,55	

Die Kostenanalyse zeigt, dass Wärmepumpen bei Gebäuden mit niedrigen Vorlauftemperaturen eine wirtschaftliche Alternative zum Gas-Brennwertkessel darstellen. Gebäude, die hohe Vorlauftemperaturen benötigen, können bei optimaler Preisentwicklung im Szenario „moderate Elektrifizierung“ gut mit Wärmepumpen beheizt werden, allerdings nur mit Anschluss an eine Erdwärmequelle, was nicht bei allen Gebäuden möglich ist. Bei Gebäuden mit niedrigen Vorlauftemperaturen weisen Sole/Wasser-Wärmepumpen nur geringe Vorteile auf. Agrothermie ist im Vergleich zu dezentralen Wärmepumpen teuer, aber die Vorteile durch den Wegfall der Erdwärmequelle beim Verbraucher und die Wärmelieferung im Contracting-Modell, die den Verbraucher vom Investitionsbedarf und den damit verbundenen Risiken entkoppelt, machen die Agrothermie attraktiv. Abbildung 18 zeigt die kumulierten

Wärmegestehungskosten für ein Gebäude mit einem Jahreswärmebedarf von 30.000 kWh im Szenario „moderate Elektrifizierung“ (moderater Strompreis, hoher Erdgaspreis) für den Zeitraum 2020 bis 2040 für die verschiedenen untersuchten Technologien, getrennt nach Vorlauftemperatur.

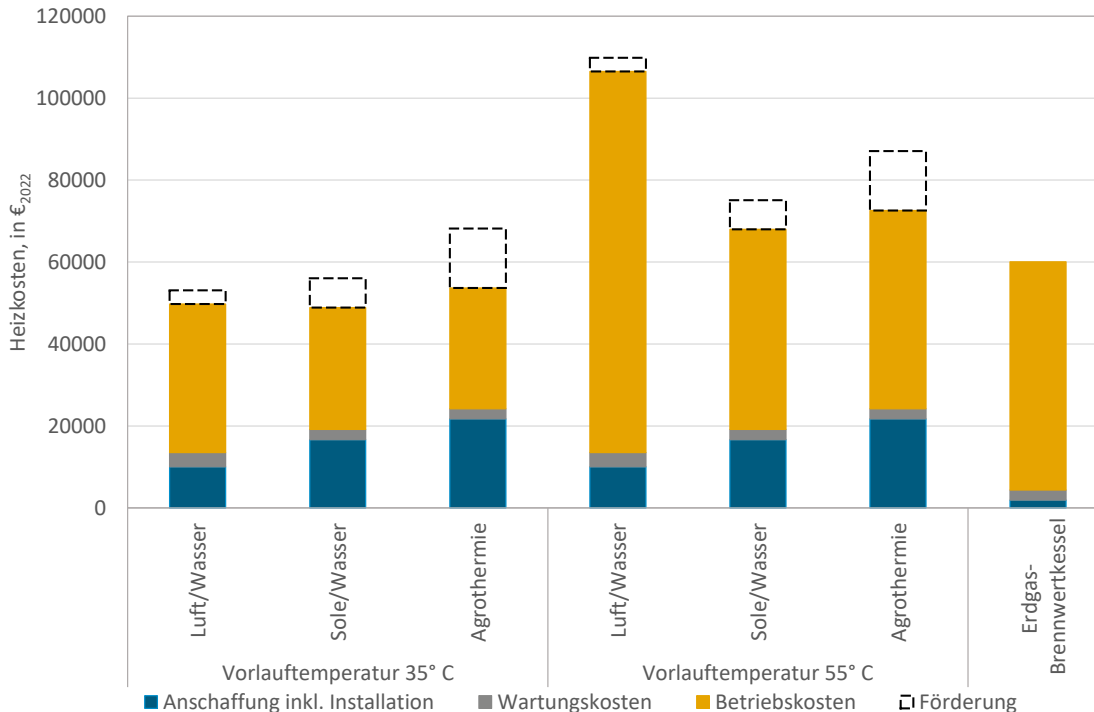


Abb. 18: Berechnete kumulierte Kosten für ein Gebäude mit einem Jahreswärmebedarf von 30.000 kWh für den Zeitraum 2020 - 2040 für die verschiedenen untersuchten Technologien unter dem Preisentwicklungsszenario „moderate Elektrifizierung“ (moderater Strompreis, hoher Erdgaspreis).

Zusammenfassend lassen sich aus den Berechnungen folgende Aussagen ableiten:

- Für Gebäude, die mit Vorlauftemperaturen unter 35 °C beheizt werden können, sind Luft/Wasser-Wärmepumpen sehr gut geeignet.
- Für Gebäude, die mit Vorlauftemperaturen unter 55 °C beheizt werden können, sind Sole/Wasser-Wärmepumpen gut geeignet. Es ist jedoch nicht möglich, alle Gebäude mit einer Erdwärmequelle auszustatten, u.a. wegen fehlender Investitionsmöglichkeit, Flächenmangel, ungeeignetem Untergrund und fehlender Bereitschaft aufgrund komplizierter Genehmigungsverfahren. Daher ist in diesem Fall die Wärmeversorgung mit Agrothermie eine gute Alternative zur privaten Investition.
- Durch einer Energiegenossenschaft und den Ausbau von regenerativen Stromerzeugungsanlagen können die Betriebskosten der Wärmepumpen durch die Nutzung von eigenerzeugten Strom gesenkt werden, und damit sind die Wärmegestehungskosten vergleichbar mit einem Erdgas-Brennwertkessel, auch bei sinkenden Erdgaspreisen.

4.2. Verwerten von prognostizierte Stromüberschüssen durch Wärmespeicherung

Durch den im Kapitel 5.1 beschriebenen Ausbau der Erneuerbaren Energien bis 2045 werden in der Gemeinde nach Deckung des Eigenstrombedarfs Stromüberschüsse entstehen. Hier gilt es zu untersuchen, ob diese Stromüberschüsse genutzt werden können, indem die im Gebäudesektor mittels Wärmepumpen erzeugte Wärme gespeichert wird. Dadurch könnte der Autarkiegrad der Gemeinde erhöht werden und die Bürger könnten von günstigem, eigenerzeugtem Strom profitieren. Wärmespeichertechnologien sind vergleichsweise kostengünstiger als Stromspeichertechnologien, da ein Speicher eine sehr einfache Konstruktion aus Behälter und Isolierung aufweist. Allerdings sind die Energieverluste bei der Speicherung höher, da die Temperatur im Speicher höher ist als die der Umgebung und somit Wärme ständig aus dem Speicher an die Umgebung abgegeben wird. Diese Verluste können jedoch vernachlässigt werden, sofern der Speicher in einem zu beheizenden Raum, wie z.B. einem Hauswirtschaftsraum, aufgestellt wird.

4.2.1. Prognostizierte Stromüberschüsse

Als Grundlage für den Wärmepumpenzubau dient die im Kapitel 5.3.1 beschriebene Entwicklung der Energieeffizienz von Gebäuden und des Wärmepumpenzubaus im Zielszenario, in dem die notwendigen Maßnahmen zur Erreichung des Ziels der Klimaneutralität bis 2045 beschrieben werden. Dabei wird der Stromüberschuss, der nach Deckung des Eigenstrombedarfs ohne Wärmepumpen durch erneuerbare Energien entsteht, berücksichtigt.

Ein Teil des Wärmebedarfs von 5.875,7 MWh, der im Zielszenario im Jahr 2045 durch Wärmepumpen erzeugt werden muss, könnte durch den Stromüberschuss von 3.713,3 MWh gedeckt werden, welcher durch den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in der Gemeinde entsteht. Dazu werden die Daten des Stromüberschusses und des Strombedarfs, der durch den Ausbau der Wärmepumpen entsteht, gegenübergestellt. Als Worst-Case-Szenario wird angenommen, dass ausschließlich Luft/Wasser-Wärmepumpen eingesetzt werden. Zum Vergleich: Nach den vom Bundesverband Wärmepumpe e.V. veröffentlichten Absatzzahlen waren im Jahr 2021 82 % der verkauften Wärmepumpen Luft/Wasser-Wärmepumpen. Hierbei wird jedoch nicht zwischen Neubau und Anlagentausch im Bestand unterschieden. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass Gebäude mit einem Standard kleiner als 3, wie in Kapitel 2.3 beschrieben, mit einer Vorlauftemperatur von 60 °C und Gebäude mit einem Standard größer oder gleich 3 mit einer Vorlauftemperatur von 40 °C beheizt werden. Der Strombedarf der Wärmepumpen wird analog zur Methodik

in Kapitel 4.1.1 berechnet. Dabei wird ein Strombedarf von 2.357,2 MWh durch Wärmepumpen ermittelt. Aufgrund der hohen Anzahl an Bestandsgebäuden ergibt sich eine durchschnittliche Jahresarbeitszahl von 2,5.

Abbildung 19 zeigt den Lastgang des Stromüberschusses und den berechneten Strombedarf der Luft/Wasser-Wärmepumpen, für das Bezugsjahr 2045.

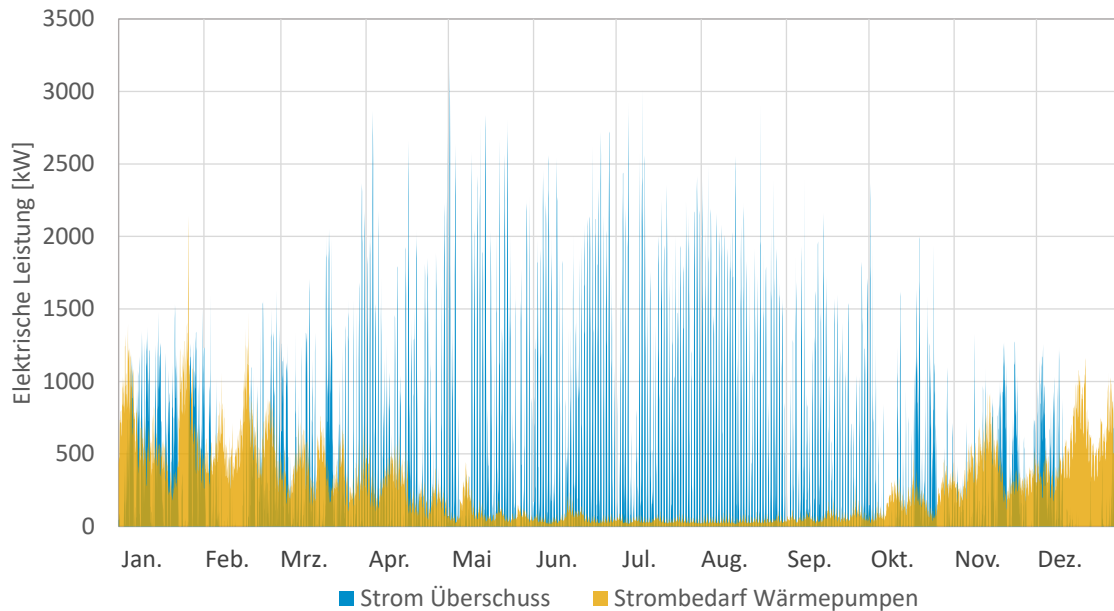


Abb. 19: Darstellung der prognostizierten Lastgänge von Stromüberschuss und Strombedarf der Wärmepumpe für das Bezugsjahr 2045.

Aus dieser Darstellung wird deutlich, dass aufgrund der unregelmäßigen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, eine Speicherung notwendig ist, um größere Anteile des überschüssigen Stroms für die Wärmebereitstellung der Gemeinde zu nutzen. Die Möglichkeit, den Autarkiegrad der Wärmeversorgung zu erhöhen und die Stromüberschüsse in der Gemeinde durch den Einsatz von Wärmespeicher zu nutzen, wird in Kapitel 4.2.2 analysiert. Bilanziell kann der zusätzliche Strombedarf von 2.357,2 MWh durch die in der Gemeinde anfallenden Stromüberschüsse gedeckt werden.

Abbildung 20 zeigt den geordneten Jahreslastgang des Stromüberschusses in der Gemeinde, den berechneten Strombedarf der Wärmepumpen und den Residualstrom, sortiert nach Residualstrom.

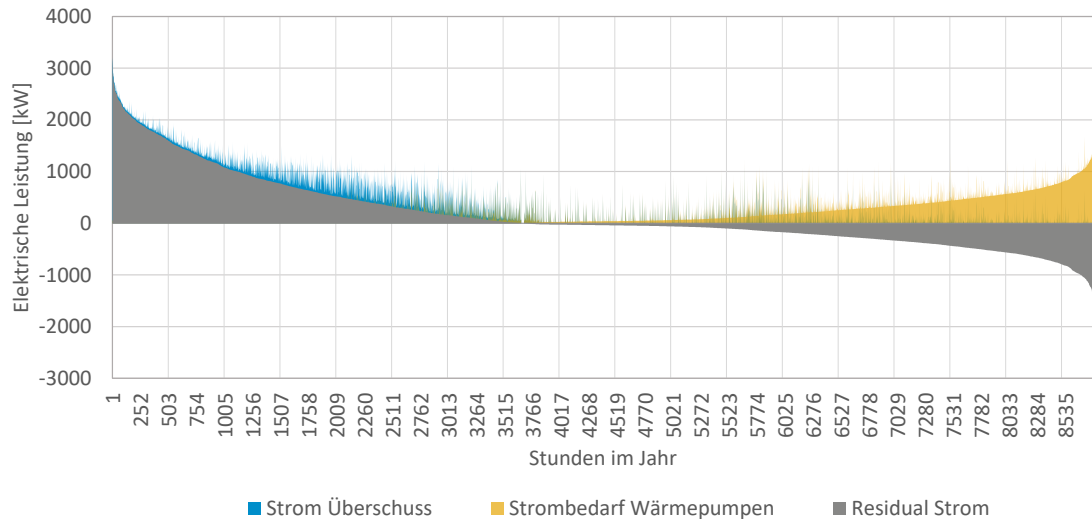


Abb. 20: Prognostizierte geordnete Jahreslastgänge von Stromüberschuss, Strombedarf der Wärmepumpen und Residualstrom im Jahr 2045, sortiert nach Residualstrom. Positive Werte für den Residualstrom sind Überschüsse, negative Werte sind Defizite, die durch Stromimporte von außerhalb der Gemeinde ausgeglichen werden müssen.

Es zeigt sich, dass der zusätzliche Strombedarf theoretisch ohne zusätzliche Speicherung für ca. 3.700 Stunden pro Jahr durch die in der Gemeinde anfallenden Stromüberschüsse gedeckt werden kann.

4.2.2. Erhöhung des Autarkiegrades der Gemeinde durch Wärmespeicherung

Wie im vorherigen Kapitel 4.2.1 erwähnt, könnte die Wärmeversorgung theoretisch durch den Einsatz von Wärmepumpen und einem idealen unendlich großen Wärmespeicher völlig autark sein. In der Praxis gibt es jedoch einige Einschränkungen wie Flächenverfügbarkeit, Wirtschaftlichkeit, Wärmeverluste etc. Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen wird eine optimale Speichergröße für das Jahr 2045 berechnet. Das Ziel dieser Optimierung ist die Erhöhung des Autarkiegrades im Raumwärmebereich, gegeben durch den Anteil des Raumwärmebedarfs, der durch den in der Gemeinde erzeugten erneuerbaren Strom gedeckt wird.

Für die Optimierung werden folgende Annahmen getroffen:

- Als Speicher werden Pufferspeicher eingesetzt. Langzeitspeicher sind in dezentralen Anwendungen aufgrund des sehr hohen erforderlichen Volumens (25.000 bis 40.000 l) nur schwer im Gebäudebestand einsetzbar, daher werden sie nicht betrachtet.

- Die durchschnittlichen Anschaffungskosten für einen Pufferspeicher wurden auf Basis einer Marktanalyse mit 3,83 € pro Liter Speichervolumen ermittelt. Für den Speicher wurde eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen.
- Da im Zielszenario eine stärkere Elektrifizierung des Wärmesektors erfolgt, kostet der Netzstrom im Jahr 2045, wie in Kapitel 4.1.1 im Szenario „hohe Elektrifizierung“ berechnet wurde, 30,44 ct/kWh. Der regenerativ erzeugte Strom in Nebelschütz wird 15 ct/kWh kosten, dieser Wert entspricht dem Verbrauchspreis für Strom in Feldheim durch die Versorgung der Bürger mit selbst erzeugtem Strom aus Windkraft und Photovoltaik [3].

Zum Vergleich wird ein Wärmepumpen-Heizsystem ohne Speicher herangezogen. Bei deren Kostenbetrachtung wird auch der günstige Eigenstrom berücksichtigt. Abbildung 21 zeigt das Schema des gesamten Heizungssystems zur Erhöhung des Autarkiegrades der Gemeinde durch den Einsatz von Pufferspeichern

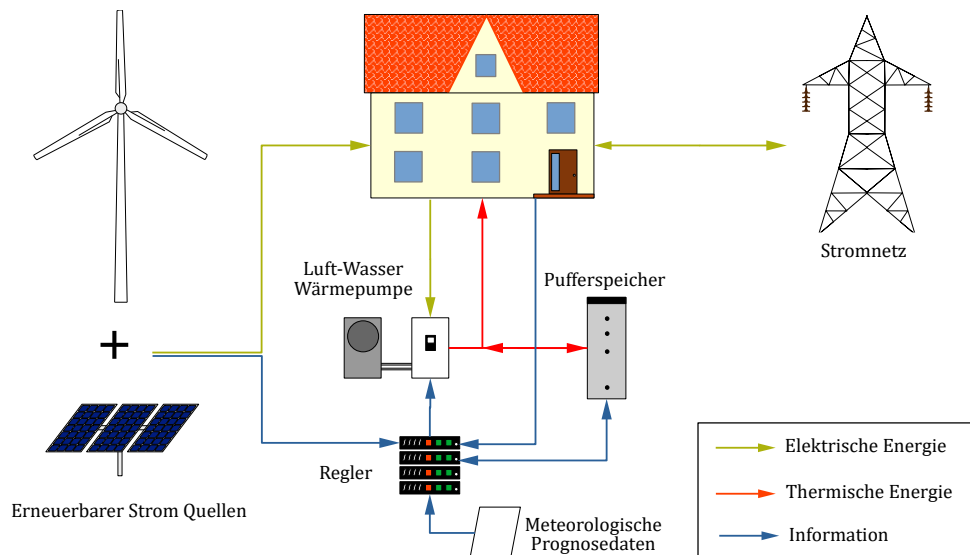


Abb. 21: Schema des Heizungssystems zur Erhöhung des Autarkiegrades der Gemeinde durch den Einsatz von Pufferspeichern

Der in der Gemeinde erzeugte Strom wird vorzugsweise an die Einwohner verkauft und der Überschuss nach Deckung des Strombedarfs einschließlich der Wärmepumpen in das Netz eingespeist. Der Speicher ist mit einer Luft/Wasser-Wärmepumpe parallel geschaltet. Ein Regler steuert die Wärmepumpen und die Be- und Entladung der Pufferspeicher mit den Eingangsinformationen des Stromüberschusses und den meteorologischen Prognosedaten. Die Steuerung des Systems erfolgt nach folgendem Schema:

- Der Pufferspeicher wird mit überschüssigem Strom geladen, wenn ein Wärmebedarf für die nächsten 24 Stunden prognostiziert wird und Leistungsreserve in der Wärmepumpen vorhanden ist.

- Die Bereithaltung des Speichers durch Aufrechterhaltung der Temperatur bei Ladezustand Null erfolgt nur bei Stromüberschuss. Es wird also kein Strom aus dem Netz für die Bereithaltung des Speichers verwendet.
- Der Wärmebedarf wird vorzugsweise durch Entladung der Wärmespeicher gedeckt.

Abbildung 22 zeigt den Zusammenhang zwischen der modellierten Speichergröße und dem erreichten Autarkiegrad, dem zusätzlichen Wärmebedarf im Verhältnis zum Raumwärmebedarf aufgrund der Speicherverluste und der Betriebskostenunterschied im Vergleich zum Heizsystem mit Wärmepumpen ohne Speicher.

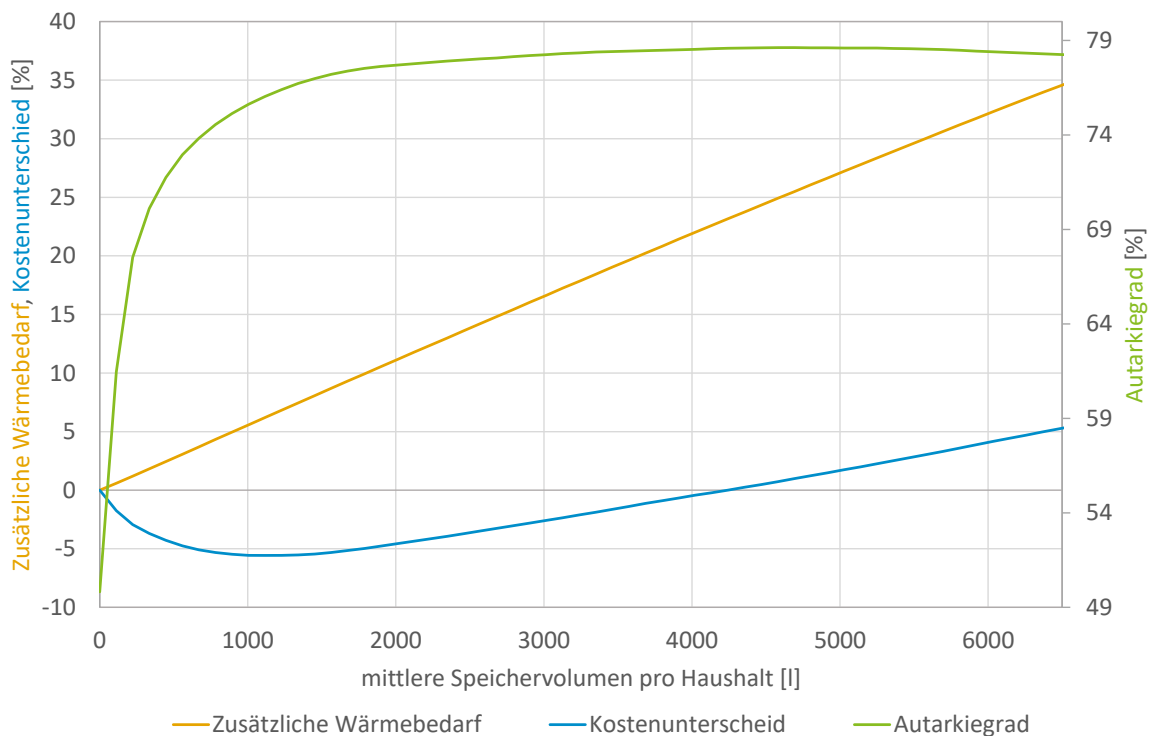


Abb. 22: Zusätzlicher Wärmebedarf bezogen auf den gesamten Raumwärmebedarf, Differenz der Kosten zu ohne Speicher und Autarkiegrad, im Verhältnis zum mittlere Speichervolumen pro Haushalt.

Die Speichergröße wird aus den folgenden 3 gewünschten Zielen ausgewählt:

- Maximale Autarkie: Der Speicher ist so dimensioniert, dass ein möglichst hoher Autarkiegrad erreicht wird.
- Räumlichen Begrenzungen: Die Speichergröße ist auf 500l Speichervolumen pro Haushalt begrenzt.
- Minimierung der Kosten: Die Dimensionierung des Speichers erfolgt unter dem Gesichtspunkt der Minimierung der Kosten durch Nutzung des selbst erzeugten Stroms.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 16 dargestellt.

Tab. 16: Größe des Speichers, je nach gewünschtem Ziel.

Ziel	Erreichte Autarkiegrad	Speichervolumen pro Haushalt	Kostenersparnisse	Zusätzliche Wärmebedarf aufgrund Wärmeverluste
Maximale Autarkie	78,62 %	5.952 l	-0,75 %	24,97 %
Räumlichen Begrenzungen	70,92 %	500 l	3,97 %	2,1 %
Minimierung der Kosten	75,95 %	1.418 l	5,57 %	6,07 %

Die Berechnung zeigt, dass mit einem Speichervolumen von 500 l pro Haushalt der Autarkiegrad der Gemeinde potentiell von 49,82 % auf 70,92 % gesteigert werden kann, mit einer Heizkostenreduktion von 3,97 %. Der maximal erreichbare Autarkiegrad beträgt 78,62 %, jedoch sind dafür erhebliche Speichermengen erforderlich, da aufgrund der niedrigen Speichertemperaturen von 40-60 °C bzw. 30-40 °C, je nach Vorlauftemperatur, größere Wasservolumina für die Speicherung benötigt werden. Dabei sind die Kosten um 0,75 % höher. Ein maximales Kostenersparnis unter Berücksichtigung der Investition in den Speicher von 5,57 % und ein Autarkiegrad von 75,95 % könnten bei einer Speichergröße von 1.418 l erreicht werden.

Im Folgenden werden die ermittelten Lastgänge aus der Speichermodellierung dargestellt und diskutiert. Abbildung 23 zeigt die Stromüberschüsse in der Gemeinde, aufgeteilt in genutzte Stromüberschüsse durch den Einsatz von Wärmepumpen und Pufferspeichern und nicht genutzte Stromüberschüsse auf Basis der Speichergröße bezogen auf das Ziel Minimierung der Heizkosten.

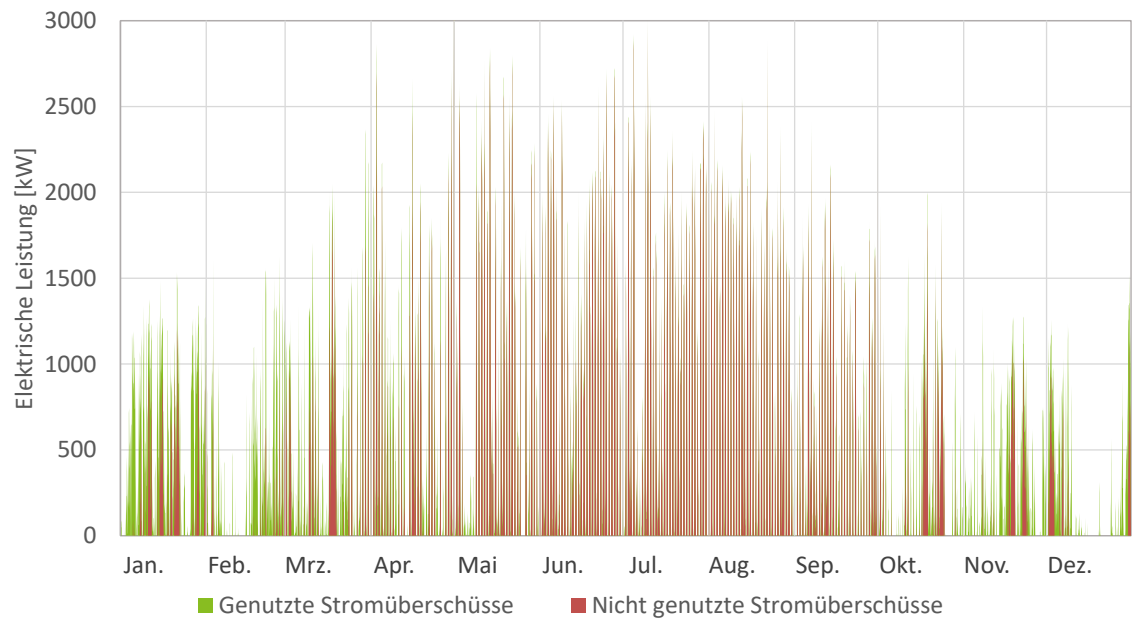


Abb. 23: Prognostizierte stündlicher Stromüberschuss in der Gemeinde im Jahr 2045, aufgeteilt in Überschüsse, die durch Wärmepumpen und Pufferspeicher genutzt werden, und die nicht genutzte Überschüsse.

Von den in der Gemeinde anfallenden 3.713,3 MWh Stromüberschüssen können durch den Einsatz von Wärmepumpen und Pufferspeichern 2.821,86 MWh in der Gemeinde genutzt werden. Damit werden 75,95 % des Wärmebedarfs durch in der Gemeinde erzeugten Strom gedeckt und ein Kostenersparnis von 5,57 % erzielt. Ohne Wärmespeicher könnte 49,82 % des Wärmebedarfs durch in der Gemeinde erzeugten Strom gedeckt werden.

Abbildung 24 zeigt den modellierten Stromverbrauch aus dem Netz und den in der Gemeinde erzeugten Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen, die Reduktion des Netzstrombedarfs im Vergleich zur reinen Beheizung mit Luft/Wasser-Wärmepumpe und den Ladezustand der Pufferspeicher für die Wintermonate Januar und Februar im Jahr 2045.

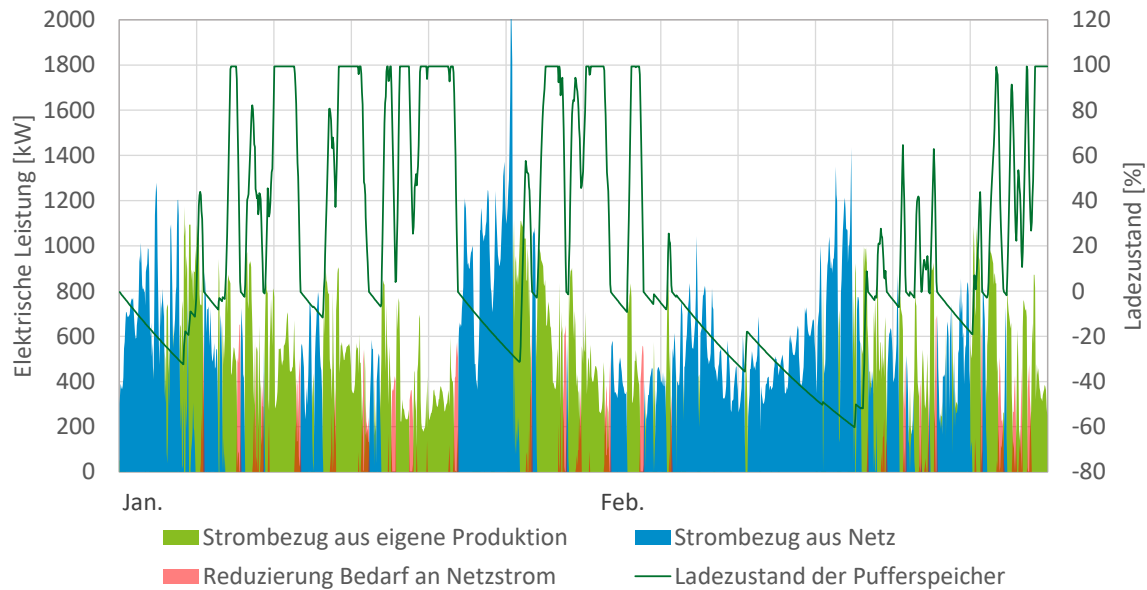


Abb. 24: Modellierter Stromverbrauch aufgeteilt in Netzbezug und Eigenerzeugung, Reduktion des Netzstrombedarfs und Ladezustand der Pufferspeicher für die Wintermonate Januar und Februar im Jahr 2045.

Die Wintermonate Januar und Februar sind durch eine sehr unregelmäßige Stromerzeugung aus Windkraft gekennzeichnet. Selbst bei Stromüberschuss ist die Beladung der Speicher durch die fehlende Reservekapazität der Wärmepumpen begrenzt. Die Speichergröße reicht nicht aus, um den Wärmebedarf während längerer Dunkelflauten zu decken. Damit erhöht sich der Autarkiegrad durch Wärmespeicherung lediglich von 47 % auf 54 %.

Abbildung 25 zeigt die modellierten Lastgänge für die Sommermonate Mai und Juni im Jahr 2045.

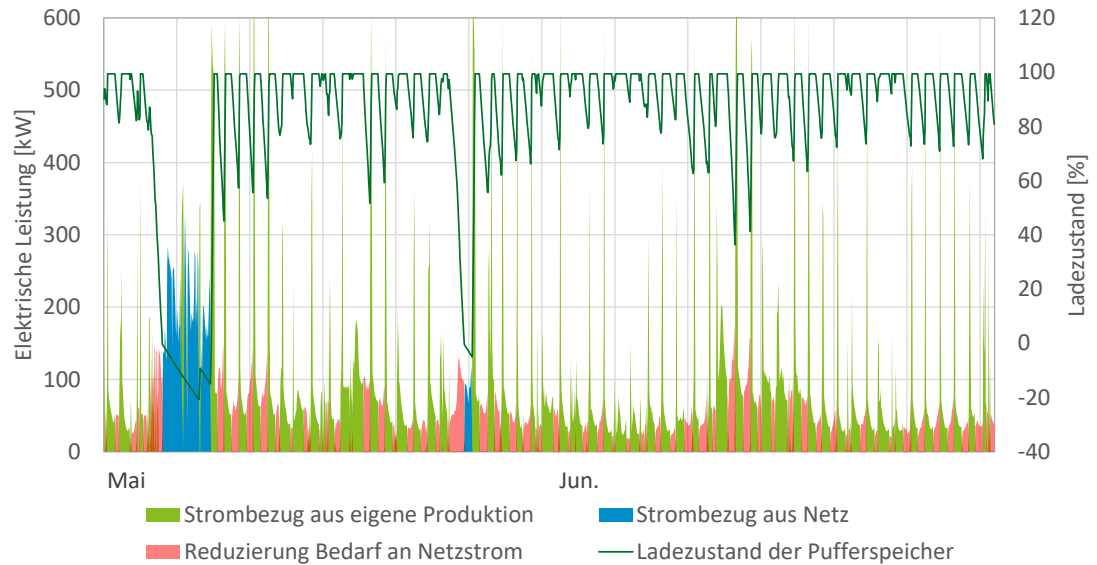


Abb. 25: Modellierter Stromverbrauch aufgeteilt in Netzbezug und Eigenerzeugung, Reduktion des Netzstrombedarfs und Ladezustand der Pufferspeicher für die Sommermonate Mai und Juni im Jahr 2045.

In den Sommermonaten ist die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien aufgrund des höheren Anteils von PV-Anlagen vergleichsweise gleichmäßig. Die tagsüber durch PV erzeugte Wärme kann nachts durch Pufferspeicher genutzt werden und reduziert so den Netzstrombedarf. Damit erhöht sich der Autarkiegrad durch Wärmespeicherung von 59 % auf 95 % und der Strombezug aus dem Netz wird massiv reduziert.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass zur Erhöhung des Autarkiegrades Pufferspeicher in den Sommermonaten gut geeignet sind, um tagsüber Wärme zu puffern und nachts zu nutzen, wodurch aufgrund der relativ gleichmäßigen Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen und des geringen Wärmebedarfs eine nahezu vollständige Autarkie im Wärmesektor erreicht werden kann. Aufgrund der geringeren regelmäßigen Stromproduktion und des hohen Wärmebedarfs in den Wintermonaten ist der Nutzen von Pufferspeichern eher gering.

5. Residualmengen und zukünftige Struktur der Verbraucher und Erzeuger

Aus den vorangegangenen Untersuchungen der vorhandenen Potentiale im Gemeindegebiet wird in diesem Kapitel die zukünftige Verbraucher- und Erzeugerstruktur für die Sektoren Strom und Wärme dargestellt. Dabei werden auch technische und wirtschaftliche Untersuchungen zu den Strukturen im Zieljahr 2045 abgebildet.

5.1. Energiestruktur des Stromsektors im Jahr 2045

5.1.1. Erzeuger- und Verbraucherstruktur

Die Grundlagen für die gewählten Ziele basieren auf dem Klimaschutzgesetzes 2021 der Bundesregierung und der BDI-Studie „Klimapfade 2.0“ welche bereits im Abschnitt 2.4 erläutert sind. Für die Gemeinde ist laut Statistischen Landesamt des Freistaates Sachsen [57] keine signifikante Veränderung der Einwohnerzahl laut Bevölkerungsvorausberechnung prognostiziert. Darüber hinaus ist laut der Gemeinde keine Änderung der Anzahl an Gebäuden, Gewerbe und anderer relevanter Strukturen zu erwarten. Es wird daher davon ausgegangen, dass die jährlichen Mengen für den Stromverbrauch konstant bleiben.

Nach der Methode der Standardlastprofile werden, wie in Kapitel 2.2 beschrieben, die stündlichen Verbrauchswerte für Haushalte (Profil H0, Abbildung 26) und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Profil G0, Abbildung 27) für das Jahr 2045 berechnet. In beiden Verläufen sind die unterschiedlichen Verbräuche an Werk-, Wochenend- und Feiertagen, sowie saisonale Einflüsse erkennbar.

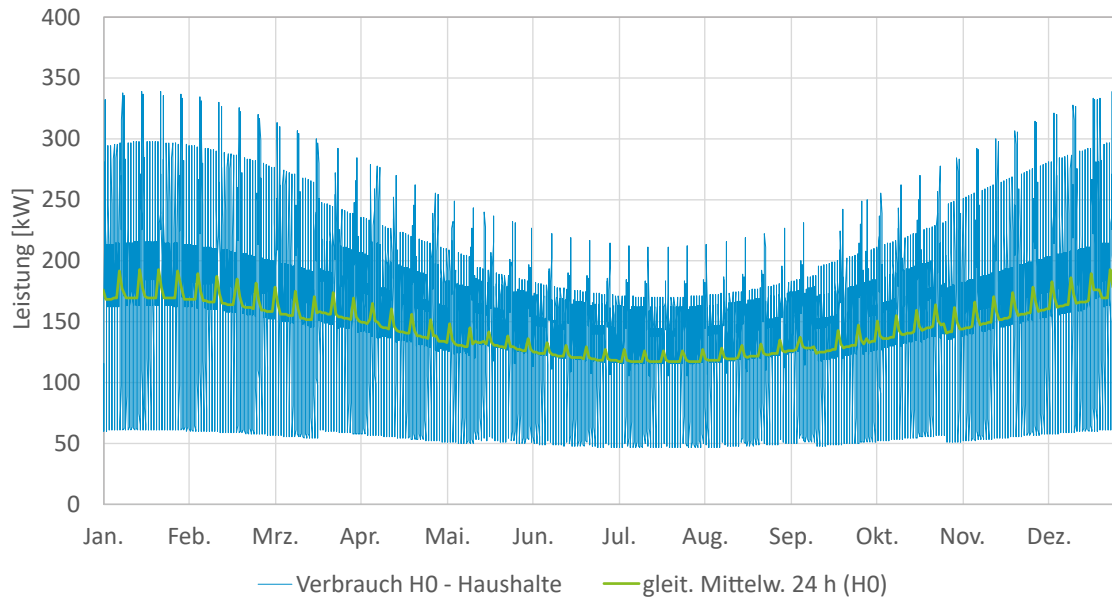


Abb. 26: Verbrauchslast der Haushalte im Jahr 2045, welches auf Basis des Standardlastprofils H0 für die Gemeinde ermittelt ist.

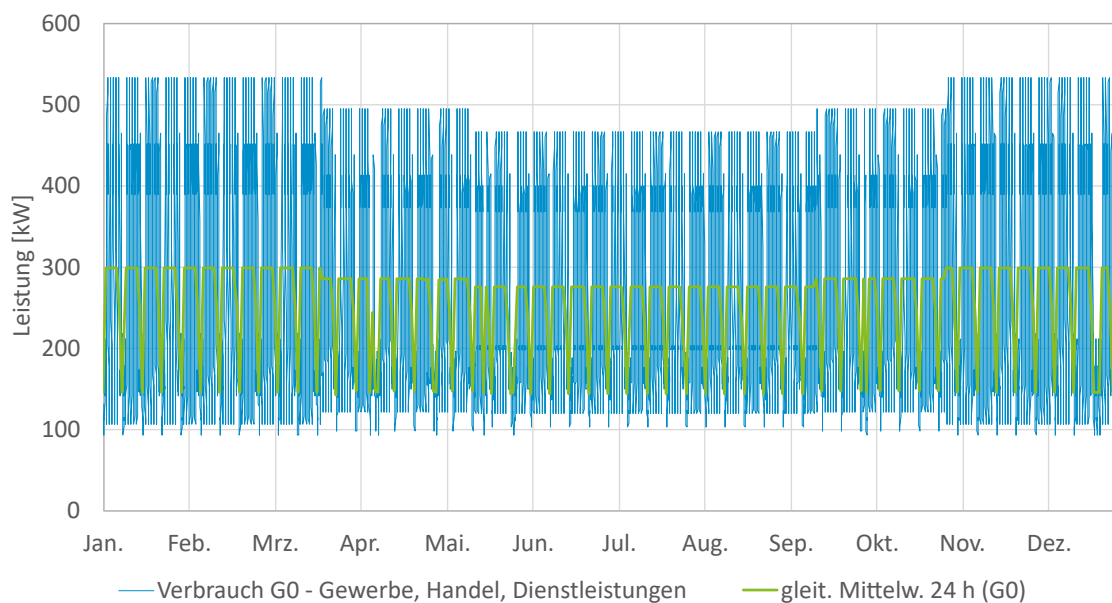


Abb. 27: Verbrauchslast der Einheit Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, welche mit dem Standardlastprofil G0 ermittelt ist.

Die Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen wird in Abbildung 28 dargestellt. Sie ist mittels Solarnormierung (in Kapitel 2.2 beschrieben) zeitaufgelöst bestimmt. Als Grundlage für die Solarstrahlung wurden die Werte aus den Testreferenzjahren für 2045 verwendet. Hierbei wird davon ausgegangen, dass eine Jahresertragsmenge von 3.415 MWh erzielt werden soll. Dies entspricht dem kumulierten Jahresverbrauch aus Haushalt und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Daneben ist die Flächennutzung auf den Dachflächen in Kapitel 3.1 untersucht und ausreichend für diese Ertragsmengen.

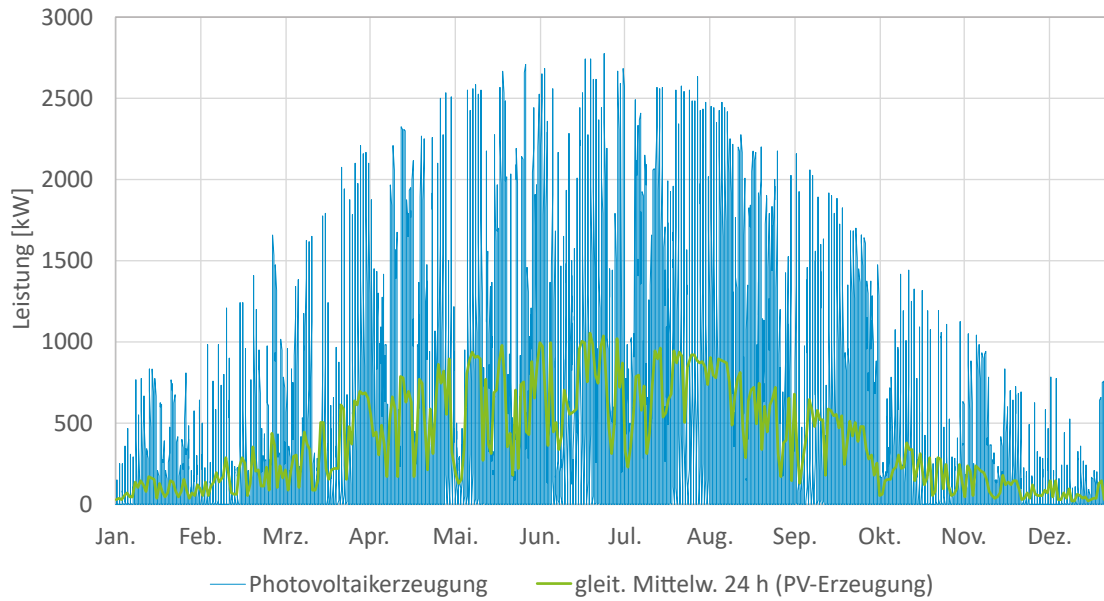


Abb. 28: Erzeugung durch Photovoltaikanlagen.

Im Gemeindegebiet gibt es zwei größere Windkraftanlagen. Die weiteren Windpotentiale wurden in Kapitel 3.2.2 untersucht und es ist aktuell mit keinem weiteren Neubau von Windkraftanlagen zu rechnen. Daneben sind die Anlagen zum Teil schon mehr als 20 Jahre im Betrieb, was ein Ausfallen von Anlagenkomponenten wahrscheinlicher werden lässt. Sollte das Repowering oder der Komponentenaustausch wirtschaftlich nicht mehr tragbar für den Anlagenbetreiber sein, fallen diese Windkraftanlagen dauerhaft aus. Aus diesem Grund wird mit dem Ertrag von nur einer Windkraftanlage mit Nennleistung 1,5 MW ausgegangen, bei welcher die Stromerzeugung in Abbildung 29 dargestellt ist.

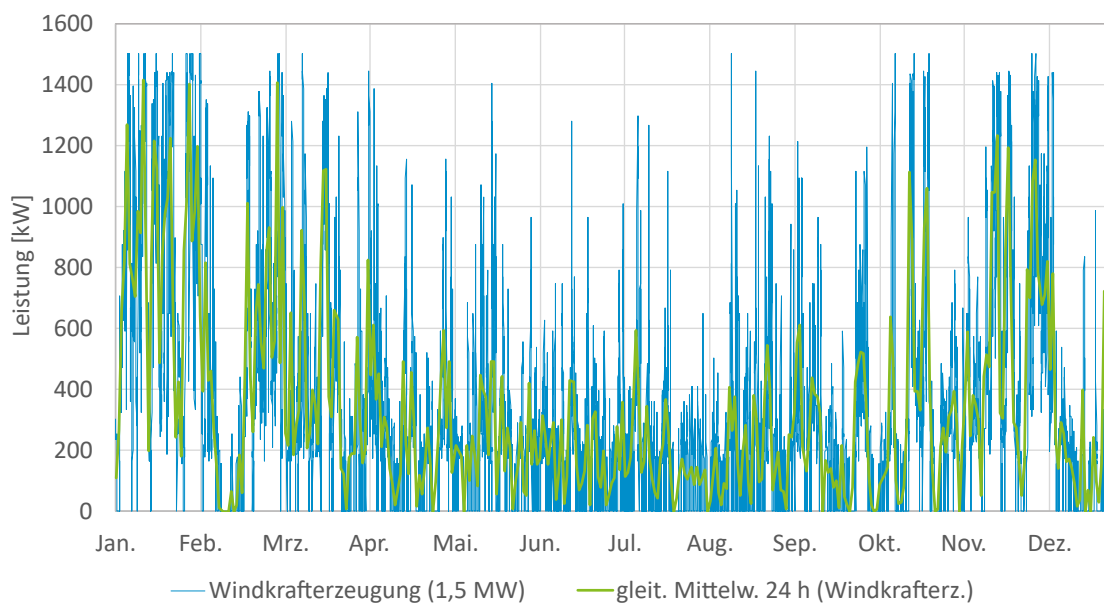


Abb. 29: Erzeugung durch eine Windkraftanlage mit 1,5 MW Nennleistung.

In Tabelle 17 sind die Energieverbräuche, die regenerative Energieerzeugung, sowie Kennzahlen der Leistungsabfrage zusammengefasst. Nach dieser Auswertung besteht eine deutliche Überproduktion durch die regenerative Stromerzeugung.

Tab. 17: *Auswertung der Energiemenge und Leistungsabfrage der Erzeuger und Verbraucher im Trendszenario 2045.*

	Verbr. H0	Verbr. G0	Erz. PV	Erz. WKA
Summe Energie	1.266 MWh	2.250 MWh	3.416 MWh	2.998 MWh
Maximale Leistung	338 kW	533 kW	2.768 kW	1.500 kW
Minimale Leistung	46 kW	94 kW	0 kW	0 kW
Mittelwert Leistung	145 kW	257 kW	390 kW	342 kW

5.1.2. Stromverbrauch durch Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen

In Kapitel 5.3 wurde die Entwicklung der Wärmeversorgung untersucht. Dabei wird bis zum Jahre 2045 ein großer Anteil der Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen abgedeckt. Auf Basis der BDI-Studie „Klimapfade 2.0“ sind hierbei zwei Szenarien vorgestellt, wie sich der Strom- bzw. Wärmebedarf entwickelt, wenn unterschiedliche Ausbau- bzw. Sanierungsmaßnahmen vorgenommen werden. Das Referenzszenario sieht eine Entwicklung vor, bei welcher die aktuelle Ausbaurrate von Wärmepumpen und Sanierungen weitergeführt werden. Dagegen wird beim Zielszenario von einem hohen Ausbau von Wärmepumpen z.B. infolge durch politische Maßnahmen, Förderungen, etc. ausgegangen. Hierbei wird ein Großteil des Wärmebedarfs durch Wärmepumpen abgedeckt. In Abbildung 30 ist der Strombedarf mit dem Referenzszenario und in Abbildung 31 der Bedarf des Zielszenarios dargestellt. Dabei wird ersichtlich, dass besonders im Winterhalbjahr ein größerer Strombedarf abgedeckt werden muss.

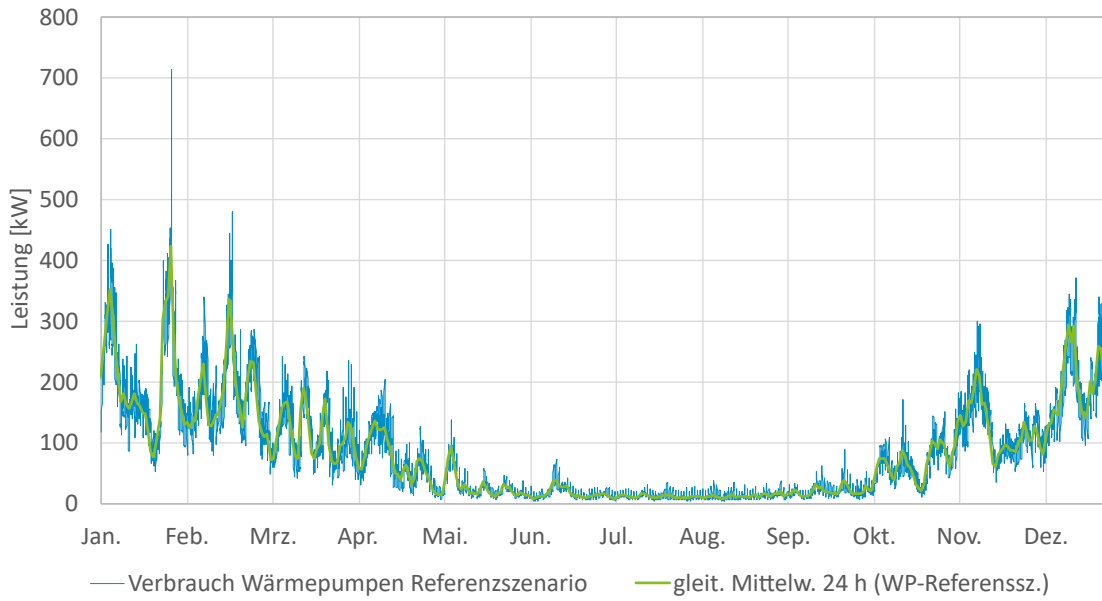


Abb. 30: Verbrauchstlast von Wärmepumpen im Referenzszenario.

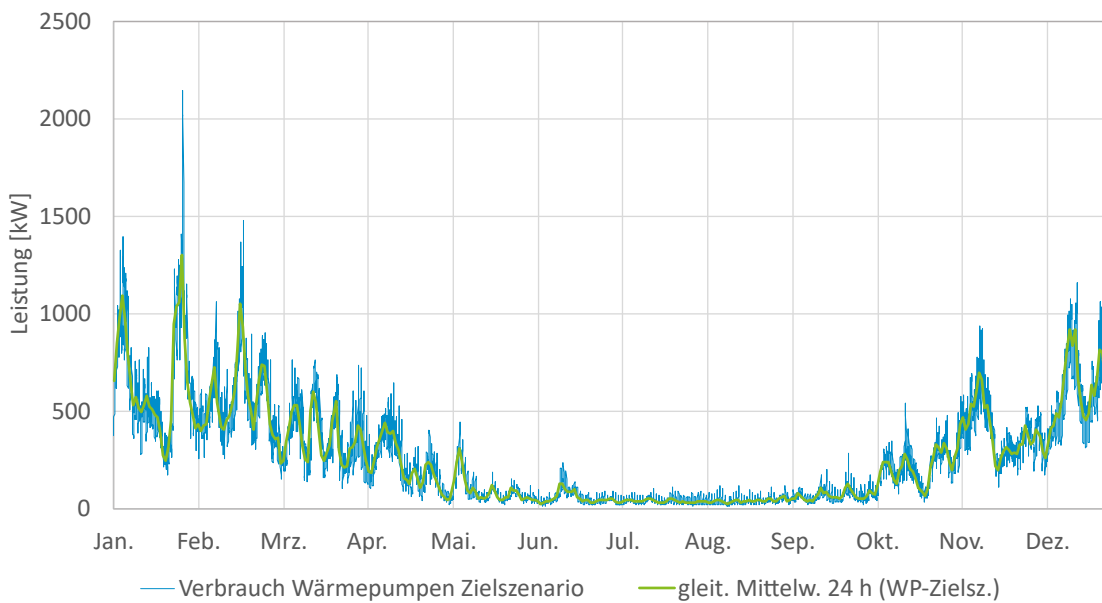


Abb. 31: Verbrauchstlast von Wärmepumpe im Zielszenario.

Die benötigten Energiemengen und die Leistungsnachfrage sind in Tabelle 18 zusammengefasst. Besonders beim Zielszenario besteht eine hohe maximale Leistungsnachfrage, welche im Winterhalbjahr abgedeckt werden muss.

Tab. 18: Auswertung der Energiemenge und Leistungsabfrage durch Einsatz von Wärmepumpen.

	Referenzszenario	Zielszenario
Summe Energie	739 MWh	2.357 MWh
Maximale Leistung	713 kW	2.142 kW
Minimale Leistung	4 kW	14 kW
Mittelwert Leistung	84 kW	269 kW

5.1.3. Residuallasten und Ausbauszenarios

Die vorangegangenen Stromverbräuche und die Erzeugung werden als Residuallasten zusammengefasst und sind für das Referenzszenario in Abbildung 32 und für das Zielszenario in Abbildung 33 dargestellt. Insgesamt wird in beiden Szenarien eine jährliche Überproduktion erreicht, welche allerdings nicht zu jeder Zeit den Bedarf decken kann. Durch den hohen Ausbau an installierter PV-Leistung wird eine hohe Stromproduktion im Sommerhalbjahr deutlich, welche im Winterhalbjahr nur wenig zur Energieversorgung beiträgt. Besonders durch den Einsatz von Wärmepumpen gibt es im Winterhalbjahr einen signifikant hohen Strombedarf, welche die volatile Erzeugung durch Windkraft nicht in jeder Zeit decken kann. In beiden modellierten Residualverläufen kommt es zu Bedarfszeiten von mehreren Tagen. Im folgenden Kapitel 6.2.1 wird eine Auswertung der Residualenergie durchgeführt und es wird untersucht, wie sich diese Bedarfszeiten durch den Einsatz von Speichertechnologien minimieren lassen.

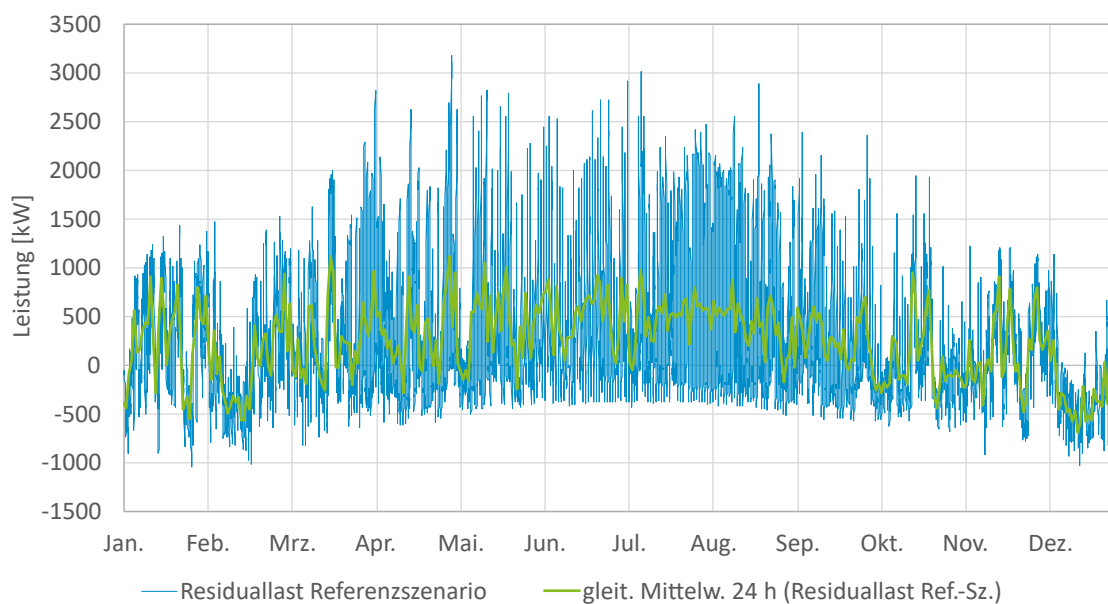


Abb. 32: Residuallastkurve des Referenzszenarios in stündlicher Auflösung.

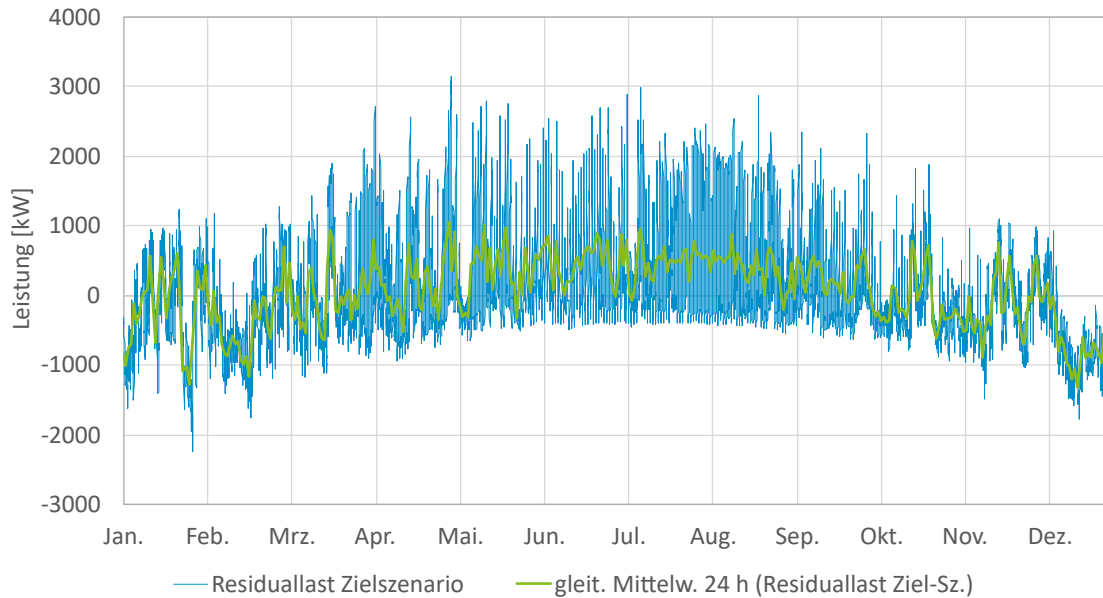


Abb. 33: Residuallastkurve des Zielszenarios in stündlicher Auflösung.

5.1.4. Elektromobilität in der zukünftigen Energiestruktur

Für den Sektor Verkehr wird bis 2045 ein großer Einsatz an Batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen, kurz BEVs (engl. Battery Electric Vehicle) in Deutschland erwartet [58]. Dabei beziehen sich der Großteil der durchgeführten Studien auf die Metropolen und Großstädte [12], wobei der ländliche Raum andere Anforderungen an die Untersuchung der Nutzung von Elektromobilität aufweist. So ist der Individualverkehr sehr stark ausgeprägt und wird auch in Zukunft neben dem öffentlichen Verkehr und anderen Transportmitteln eine große Bedeutung haben. In der Energiestruktur kann die Ladeleistung als Verbraucher mit Lastprofilen beschrieben werden. Dabei unterscheiden sich die Profile an Werktagen und Wochenenden, wie in Abbildung 34 für ein Standard-BEV exemplarisch dargestellt ist.

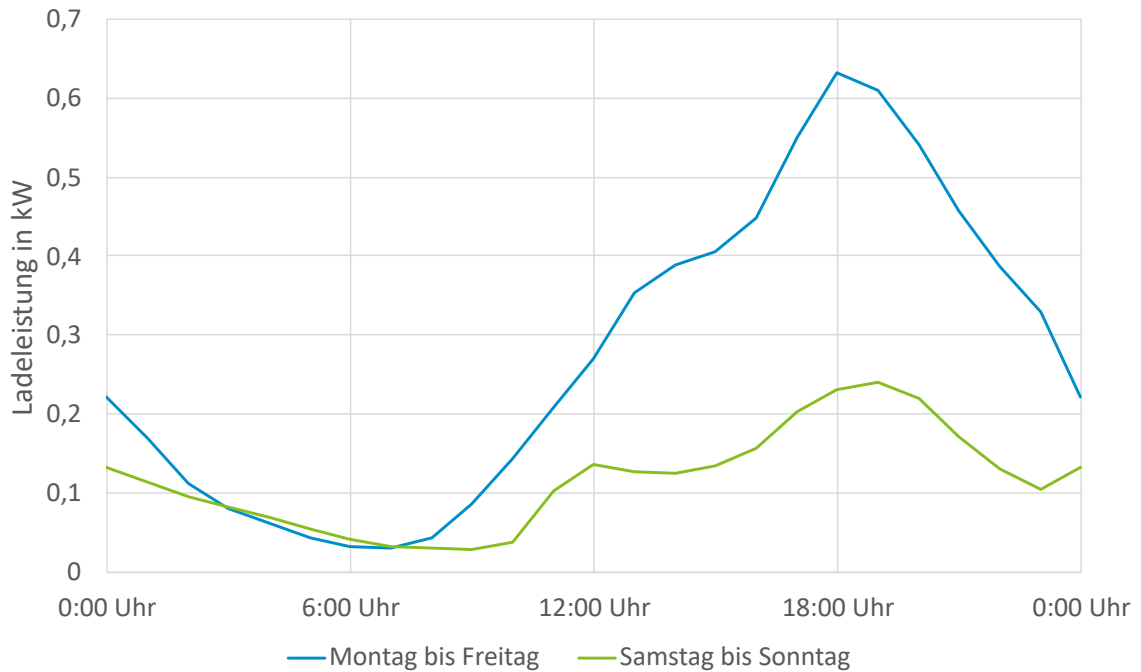


Abb. 34: Ladeleistung eines BEVs mit Profilen für Werktage und Wochenenden.

Um die zukünftig benötigte Leistung für BEVs in der Gemeinde zu ermitteln, wurden im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber [58] BEVs für verschiedene Szenarien bis 2045 betrachtet. Dabei kann ein Anteil von 90 % gegenüber der aktuell registrierten privaten Kraftfahrzeuge für die Gemeinde angenommen werden. Da die grundlegenden Kennzahlen der Gemeinde, wie Einwohnerzahl, Gebäude, etc., voraussichtlich unverändert bleiben (siehe Kapitel 5.1.1) wird davon ausgegangen, dass auch die registrierten PKW in der Gemeinde, mit aktuell 799 laut Kraftfahrtbundesamt [59], gleich bleibt. Es wird damit gerechnet, dass 70 % des Ladens am Wohnort oder am Arbeitsplatz durchgeführt wird. Der Rest des Ladens durch das Zurücklegen längerer Strecken sowie mehrtägige Fahrten. Dabei ist zu beachten, dass ein großer Teil des Ladens am Arbeitsplatz, aufgrund des geringen Bestands an Gewerbe-/Industriestruktur, eher außerhalb des Gemeindegebiets stattfinden wird. Hierfür wird vereinfacht einer Gewichtung von 50 % für das Laden außerhalb der Gemeinde angenommen. Dadurch ergibt sich schließlich ein jährlicher Gesamtbedarf von 452 MWh durch das Laden der Fahrzeuge. Im Vergleich mit den Verbräuchen für Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen liegen Anteile des Ladens am Stromverbrauch unter 13 %.

Die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs ist eine sehr individuelle Entscheidung und lässt sich daher weit weniger präzise prognostizieren als bspw. ein festgesetzter Ausbau von PV- oder Winderzeugern. Ebenfalls kann die Anzahl der substituierten konventionellen PKWs durch BEVs, durch andere Fahrzeugtechnologien wie durch wasserstoffbetriebene Fahrzeuge geringer ausfallen. Aufgrund des vergleichsweise

geringen Anteils am Gesamtstromverbrauchs und der Vielzahl an getroffenen Annahmen werden die Verbräuche durch BEVs in den weiteren Untersuchungen nicht mit einbezogen. Allerdings ist die Entwicklung der Technologien und des fortschreitenden Ausbaus weiterzuverfolgen.

5.2. Technische Umsetzung und wirtschaftliche Betrachtung der regenerativen Stromerzeugung

5.2.1. Nutzung von Photovoltaikanlagen

Aus den Vorbetrachtungen in Kapitel 3.2 wurde das zur Verfügung stehende Solarpotential untersucht und mit den Ausbauszenarien in Kapitel 5.1.1 der Anteil an Photovoltaikdachanlagen quantifiziert. Für das Modell der Ausbauszenarien wird für jede Trendkonfiguration von einer jährlichen Energieproduktion von 3.416 MWh/a durch PV-Anlagen ausgegangen. Bei einem spezifischen Ertrag von 980 kWh/kWp und Verwendung von weit standardisierten PV-Modulen und Anlagenkomponenten (Kapitel 3.2.4), muss eine PV-Leistung von 3,49 MWp installiert werden.

Für eine detaillierte Betrachtung einer Verteilung und damit auch der jeweiligen Anlagenkonfigurationen von Photovoltaikanlagen über das Gemeindegebiet, bedarf es einer individuellen Betrachtung jeder Anlage. Dies ergibt sich durch die unterschiedlichen Dachflächen und damit Ausrichtung, Konstruktion, Flächengrößen und vielen weiteren Parametern. Um eine universelle wirtschaftliche Untersuchung des Photovoltaikausbaus durchzuführen, wird jede Anlage mit identischen Parameter gewählt. Eine durchschnittliche PV-Anlage für die Gebäude der Gemeinde wird mit einer installierten Leistung von 10 kWp angenommen. Für die gesamte Betrachtung des PV-Ausbaus wurden die Ergebnisse skaliert und es ergeben sich damit 349 Photovoltaikanlagen auf den Dachflächen der Gemeinde. Im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V. wird quartalsweise ein Preismonitor der *EuPD Research Sustainable Management GmbH* herausgegeben [60], welcher durchschnittliche Systempreise für PV-Dachanlagen angibt. Darin wird für eine 10 kWp-Anlage ein mittlerer Preis von 1.467 €/kWp angegeben, welcher neben den Komponenten der PV-Anlage wie Module, elektrische Leitungen, Wechselrichter, etc. auch die Montage und Lieferung miteinbezieht. Eine Prognose zur Bestimmung der zukünftigen Preisentwicklung für PV-Anlagen hängt von einer Vielzahl an Faktoren, wie Investitionen in erneuerbare Energien, Lohn- und Technologieentwicklung oder auch den globalen Märkten ab [36]. Die Preisentwicklung des PV-Preismonitors [60] wurde über mehr als 15 Jahre untersucht, wobei der Systempreis seit 2013 nahezu stagniert und damit für den künftigen PV-Ausbau angenommen wird. Für eine

konservative wirtschaftliche Gesamtbetrachtung werden Förderungen und weitere Finanzierungsbedingungen für PV-Anlagen nicht miteinbezogen. Zur Bestimmung der Wartungskosten werden 1 % der Gesamtinvestitionskosten pro Jahr angesetzt [36]. In Tabelle 19 sind die Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung einer PV-Anlage und des skalierten Gesamtausbaus zusammengefasst. Die rein technische Umsetzung wird

Tab. 19: *Ergebnis der wirtschaftlichen Betrachtung einer PV-Anlage (linke Spalte) und skaliert für alle Anlagen (rechte Spalte) laut Trendszenario.*

Parameter	Werte	
Installierte Leistung	10 kWp	3,49 MWp
Systempreis	1.467 €/kWp	1.467 €/kWp
Benötigte Dachfläche	48,05 m ²	16.746 m ²
Anteil Wartungskosten	1 %	1 %
spez. Ertrag	980 kWh/kWp	980 kWh/kWp
Stromertrag	9.800 kWh/a	3.416 MWh/a
Investkosten	14.670 €	5,1 Mio. €
Wartungskosten	147 €/a	51.131 €/a

als machbar eingeschätzt. Zum einen ist die benötigte Dachfläche deutlich geringer als die in der Voruntersuchung aus Kapitel 3.2.2 berechnete nutzbare Dachfläche. Zum anderen wird bereits ein Jahresertrag von 2.458 MWh im Gemeindegebiet erzielt [15]. Diese Anlagen speisen allerdings größtenteils in das Mittelspannungsnetz ein. Zukünftig kann daher versucht werden diese vorhandenen Anlagen miteinzubeziehen oder neue PV-Anlagen zu errichten, um die Ertragsmengen zu erreichen.

Die Stromgestehungskosten ändern sich mit zunehmender Laufzeit der Anlagen. Zum Vergleich der Stromgestehungskosten der PV-Anlagen ist es notwendig, den Strombezug aus dem Netz miteinzubeziehen [36]. Durch die volatile Entwicklung von Strompreisen im Jahr 2022, kann auf Grundlage der Strompreisbremse der Bundesregierung ein Strompreis von 40 ct/kWh angenommen werden [61]. In Abbildung 35 sind die kalkulierten Kosten im Zeitraum von 5 bis 20 Jahren dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass die Kosten pro Kilowattstunde bei längerer Betriebsdauer sinken. Dies zeigt, dass die PV-Anlagen über einen größeren Zeitraum, bspw. bis zu 20 Jahre geplant werden sollten, um möglichst geringe Kosten für die Erzeugung des Stromes zu erhalten. Damit steigt die Wirtschaftlichkeit der Anlagen und der Preis für die Verbraucher selbst, sinkt. Die errechneten reinen Gestehungskosten fallen durchgehend geringer aus, wobei für einen realen Vermarktungspreis noch Kosten für Netzbetrieb, Lohn- und Verwaltungskosten und weitere Umlagen hinzukommen. Schließlich können die Strompreise mit PV-Anlagen, durchaus mit denen aus Netzbezug konkurrieren. Entscheidend für den weiteren PV-Ausbau durch einen künftigen Energieversorger sind Investmentgrößen, Gesamtkosten, Erträge und mögliche Vermarktung und Flächennutzung. Für die Nutzung der Anlagen

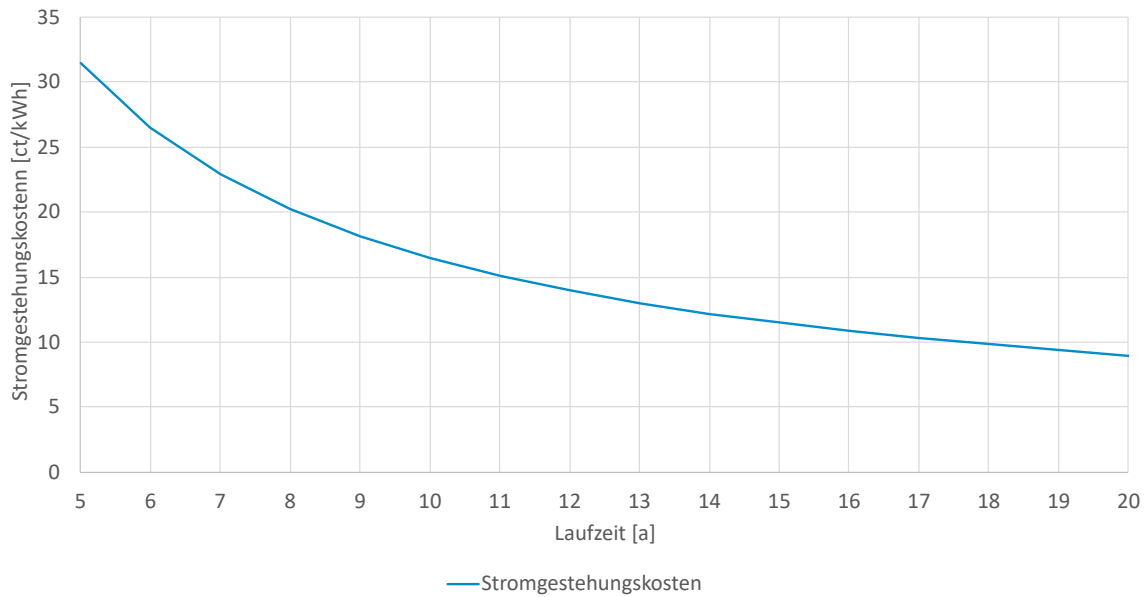


Abb. 35: Entwicklung der Stromgestehungskosten im Zeitraum von 5 bis 20 Jahren.

bzw. der Dachflächen ist es möglich, dass die Gebäudebesitzer ihre Dachflächen vermieten, bzw. direkt von günstigeren Stromlieferkonditionen profitieren. Dies muss für zukünftige Energieversorgungsmodelle und deren Vermarktung bestimmt werden. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist allerdings noch kein Betreiber, bzw. die konkrete Umsetzung für die zukünftige Energieversorgung bekannt.

5.2.2. Nutzung von Windkraftanlagen

Für die zukünftige Nutzung von Energielieferungen aus Windkraftanlagen, ist nach der Potentialanalyse aus Kapitel 3.3, ein Stromliefervertrag mit der Firma *EST Special GmbH* anzustreben. Da Windkraftanlagen im Megawattbereich auf der Mittelspannungsebene einspeisen und die Stromversorgung für Haushalte, Gewerbe, etc. in der Gemeinde über das Niederspannungsnetz erfolgt, sind zur lokalen Nutzung Netzentgelte zu entrichten. Diese Netzentgelte führen allerdings zu hohen Energiekosten, welche auf geringe Akzeptanz der Verbraucher stoßen sollten und eine schwierige Vermarktung der Energie zufolge hätte. Es ist daher für die Windkraftnutzung eine Möglichkeit zu finden, diese Entgelte zu umgehen. Dies kann damit erfolgen, dass das Stromnetz der Gemeinde, in die Zuständigkeit des künftigen Energieversorgers gebracht wird und eigene Einspeisepunkte errichtet werden. Zum jetzigen Zeitpunkt lässt sich der Aufwand, Finanzierung und die technische Umsetzbarkeit dafür ungenügend bestimmen und sollte durch zukünftige Ermittlungen näher überprüft werden. Der Kauf bzw. der Ausbau eines Stromnetzes in regionaler Zuständigkeit wurde bereits in verschiedenen Mustergemeinden, wie der Gemeinde Schönau (siehe Kapitel 1.2), umgesetzt.

Aus dem Gespräch mit dem Windparkbetreiber, der Firma *EST Special GmbH* ist bisher die Bereitschaft zu einem Stromliefervertrag für die Gemeinde Nebelschütz und den bisherigen Rahmenvereinbarungen mit dem Netzbetreiber *SachsenNetze GmbH* hervorgegangen. Die Verträge werden aktuell auf 1 Jahr befristet abgeschlossen, wobei der Strompreis mit rund 9 ct/kWh angegeben wird. Besonders mit dem Ausblick auf die Unterhaltung einer eigenen Netzstruktur muss mit einem höheren Strompreis für die Endkunden bzw. die Bürger gerechnet werden. Ebenfalls müssen verschiedene Abgaben, wie bspw. die finanzielle Beteiligung laut § 6 EEG, als Abgabe für die Gemeinde in Höhe von 0,2 ct/kWh, berücksichtigt werden.

Für Kleinwindkraftanlagen ist ein möglicher Ausbau schwierig zu prognostizieren, allerdings wird die Energieerzeugung nur zu einem sehr kleinen Teil des Gesamtbedarfs beitragen (siehe Kapitel 10). Die Investitionskosten für 1 kWp installierte Leistung betragen 3.590 € und sind damit deutlich höher als für PV-Anlagen.

5.2.3. Analyse der Stromkosten in den Ausbauszenarien

Um den Strompreis der beiden Ausbauszenarien *Referenz* und *Ziel* zu ermitteln, wurden die Energiemengen untersucht und im Preis gewichtet. Daraus resultiert ein Strompreis des Energieversorgers. Es werden die Stromgestehungskosten aus PV- und Windkraftanlagen aus den vorigen Kapiteln 5.2.1 und 5.2.2 vereinfacht mit 10 ct/kWh Stromgestehungskosten zusammengefasst, welche durch die direkte Nutzung anfallen. Dagegen wird mit einem Strompreis durch Netzbezug mit 40 ct/kWh gerechnet, wenn die Versorgung mit regenerativen Energien nicht ausreicht. Überschüsse werden ins Stromnetz eingespeist und können durchschnittlich für 5 ct/kWh an den Netzanbieter verkauft werden. Aus den Energiemengen und Residualmengen der Ausbauszenarios ist der Strompreis und die Energiemengen zusammenfassend in Tabelle 20 dargestellt.

Tab. 20: *Kostenkalkulation der Strommengen im Referenz- und Zielszenario mit resultierendem Strompreis und korrigiertem Strompreis bei Umlage der Verluste durch Netzeinspeisung.*

Stromgestehung PV/WKA	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh
korrigierte Strompreise	0,16 €/kWh	0,14 €/kWh
Einkauf/Netzbezug	0,40 €/kWh	0,40 €/kWh
Verkauf/Einspeisung	-0,05 €/kWh	-0,05 €/kWh
Szenario	Referenz	Ziel
Direktnutzung	3.053 MWh	3.599 MWh
Netzbezug	-1.202 MWh	-2.274 MWh
Netzeinspeisung	3.361 MWh	2.815 MWh
Summe Residual	2.159 MWh	541 MWh
Summe aller Energiemengen	7.616 MWh	8.688 MWh
Summe Verbrauch	4.255 MWh	5.873 MWh
res. Strompreis	0,22 €/kWh	0,24 €/kWh

Mit dem hohen Einsatz von Wärmepumpen zur Wärmeversorgung ergibt sich im Zielszenario ein höherer resultierender Strompreis als beim Referenzszenario, da besonders im Winter höhere Netzbezüge nötig sind. Beim korrigierten Strompreis werden die Verluste auf die Stromgestehungskosten umgelegt, welche durch die Netzeinspeisung auftreten. Hierbei steigt schließlich der Preis für die Stromgestehung in Bilanzkreis und es zeigt sich, dass eine Optimierung der Direktnutzung zu bevorzugen ist. Dennoch sind die Strompreise hier noch deutlich attraktiver als beim reinen Netzbezug und es zeigt sich ein hohes Potential dieses Vermarktungskonzeptes. Die Autarkierate, also das Verhältnis von direkt genutzter Energie zum Gesamtverbrauch liegt in beiden Szenarien bei ca. 55 %, was ein hohes Potential für den Einsatz von Speichern zeigt. Dabei sei zu erwähnen, dass die Strompreise beim Endverbraucher durch Netz-, Verwaltungskosten und anfallende gesetzliche Umlagen höher liegen werden.

5.3. Entwicklung des Wärmesektors

5.3.1. Prognosen zur Wärmeerzeugung

Wie in Kapitel 2.4 erwähnt, hat Deutschland sich zum Ziel gesetzt, seine Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bis 2030 um 65 % gegenüber 1990 zu senken und bis 2045 klimaneutral zu werden. Um diese Ziele zu erreichen, hat die Boston Consulting Group in ihrer Publikation „Klimapfade 2.0“ [18] folgendes festgestellt: Der Gebäudesektor muss seine THG-Emissionen bis 2030 um 57 % gegenüber 2019 reduzieren und bis 2045 klimaneutral sein. Dies soll durch Effizienzsteigerungen im Gebäudebestand und die Umstellung auf eine klimaneutrale Wärmeversorgung

erreicht werden. Die Studie zeigt die notwendige Entwicklung im Anlagenbestand auf. Dabei wird die Entwicklung des Anlagenbestands bei Fortsetzung der heutigen Klimapolitik im Referenzszenario und die Entwicklung bei technologischem Fortschritt und notwendiger Entwicklung zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045, im Zielszenario dargestellt. Wesentliche Eckpunkte der Studie sind:

- Im Referenzszenario wird bis 2045 13,6 % der Wärme durch Wärmepumpen erzeugt. Im Zielszenario muss zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 68,18 % der Wärme durch Wärmepumpen erzeugt werden.
- Im Referenzszenario steigt der Anteil der Biomasse an der Wärmeerzeugung leicht an. Im Zielszenario geht der Anteil zurück, da Biomasse vorrangig für großtechnische Anwendungen wie Prozesswärme und Fernwärme eingesetzt wird.
- Im Zielszenario werden die Gebäude möglichst mit Wärmepumpen beheizt. Die Gebäude, die nicht mit Wärmepumpen beheizt werden können, werden mit alternativen Technologien wie klimaneutralen Brennstoffen (Power to Liquid/Gas, grüner Wasserstoff) und auch Biomasse beheizt. Im Vergleich dazu spielen klimaneutrale Brennstoffe im Referenzszenario nur eine sehr geringe Rolle.

Der Transformationspfad für die Gemeinde Nebelschütz wird in Anlehnung an diese Studie erstellt, jedoch mit folgenden Änderungen, um die Studie aus Deutschland an die Gemeinde anzupassen:

- Da es in der Gemeinde kein Fernwärmenetz gibt und die Errichtung eines klassischen Wärmenetzes mit hohen Vorlauftemperaturen nicht wirtschaftlich ist, wird der durch die grüne Fernwärme zu deckende Wärmebedarf durch Wärmepumpen gedeckt
- Der Bedarf an klimaneutralen Brennstoffen für die Gebäude, die nicht mit Wärmepumpen beheizt werden, wird in die Gemeinde importiert.
- Da die Solarthermie in der Studie nicht gesondert betrachtet wird, wird angenommen, dass die Wärmepumpen nur durch Photovoltaikanlagen ergänzt werden. Damit bleiben die bestehenden Solarthermieanlagen erhalten, es werden aber keine neuen Anlagen gebaut.

Abbildung 36 zeigt den Umbau der Wärmeerzeugung im Gebäudesektor im Referenzszenario.

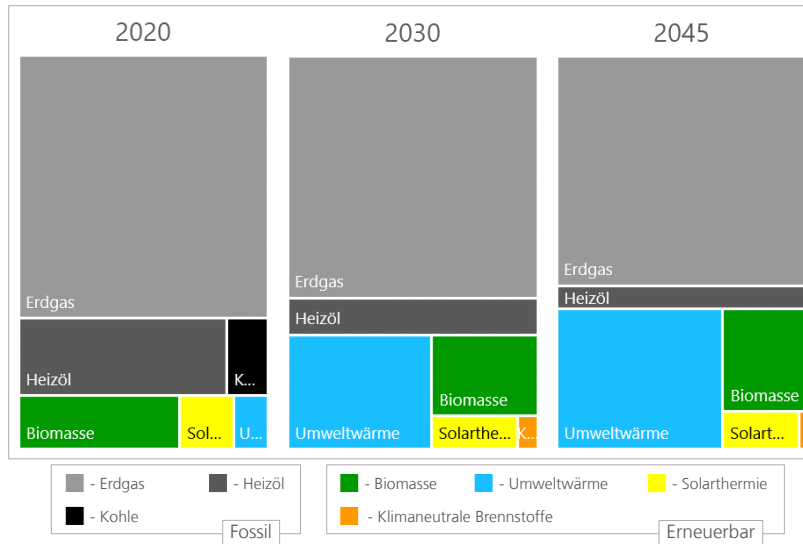


Abb. 36: Prognostizierte Anteile der Energieträger im Raumwärmebereich in Nebelschütz nach Technologien für die Jahre 2020, 2030 und 2045 gemäß Studie „Klimapfade 2.0“ [18] im Referenzszenario.

Bei Fortschreibung der aktuellen Ausbaupfade werden bis 2030 16,8% und bis 2045 23,8% des Wärmebedarfs durch Wärmepumpen gedeckt und damit der Großteil der Wärme durch fossile Energieträger erzeugt. Klimaneutrale Brennstoffe decken bis 2030 ca. 0,7% des Wärmebedarfs, danach wird der Ausbau von Wärmepumpen priorisiert und bis 2045 werden 0,3% der Wärme durch klimaneutrale Brennstoffe gedeckt. Gebäude, die nicht mit Wärmepumpen beheizt werden können, werden weiterhin mit fossilen Energieträger beheizt.

Abbildung 37 zeigt die Entwicklung der Wärmeerzeugung im Zielszenario.

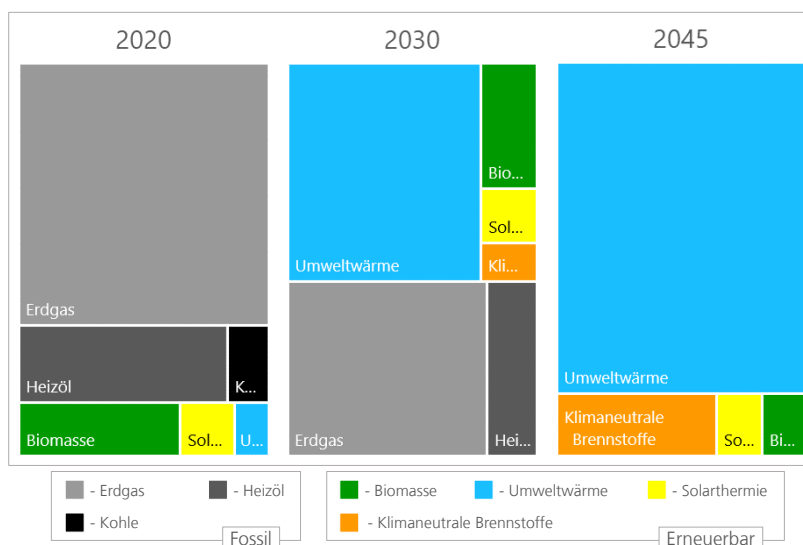


Abb. 37: Prognostizierte Anteile der Energieträger im Raumwärmebereich in Nebelschütz nach Technologien für die Jahre 2020, 2030 und 2045 gemäß Studie „Klimapfade 2.0“ [18] im Zielzenario.

Um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, muss der Ausbau der klimaneutralen Energieträger deutlich beschleunigt werden. Bis 2030 müssen 40,9 % und bis 2045 84,1 % der Wärme durch Wärmepumpen erzeugt werden. Bereits bis 2030 muss mehr Wärme aus erneuerbaren als aus fossilen Energieträger erzeugt werden. Klimaneutrale Brennstoffe spielen im Wärmesektor eine größere Rolle als im Referenzszenario, indem sie in Gebäuden eingesetzt werden, die nicht mit Wärmepumpen beheizt werden können.

5.3.2. Prognosen zu Gebäudebestand

Die Studie beschreibt in dem Zielpfad die notwendige Effizienzsteigerung im Gebäudebestand, um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen. Zusätzlich wird ein Referenzpfad angegeben, in dem die Entwicklung des Gebäudebestands unter Fortschreibung der heutigen Klimapolitik und Technologieentwicklung abgeschätzt wird.

Um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, spielt die Steigerung der Energieeffizienz durch Sanierung eine wichtige Rolle, da neben der Reduktion des Raumwärmebedarfs auch der Einsatz neuer, fossilfreier Heiztechnologien ermöglicht wird. In den Pfaden der Studie „Klimapfade 2.0“ wurde die Sanierungsrate als Anteil der Gebäude am Gebäudebestand und die Sanierungstiefe als reduzierter Wärmebedarf pro m², bezogen auf die Bundesrepublik Deutschland, vorgegeben. Da die Gemeinde Nebelschütz mit einem Anteil von ca. 92 % am Gebäudebestand überwiegend aus Ein- und Zweifamilienhäusern besteht, was vom Bundesdurchschnitt von 83 % [62] abweicht, sind die angegebenen Werte für Nebelschütz wenig aussagekräftig, da z.B. Mehrfamilienhäuser häufig im Besitz von Wohnungsunternehmen sind, werden diese häufiger saniert. Außerdem liegen für Nebelschütz keine Daten zur beheizten Gebäudefläche vor. Aus diesen Gründen wurden die nötige Effizienzsteigerung für die Gemeinde Nebelschütz neu berechnet.

Die prozentuale Reduktion des Raumwärmebedarfs bezogen auf den Raumwärmeverbrauch im Jahr 2019 nach Art der Gebäudenutzung wurde in den beiden Szenarien wie folgt in Tabelle 21 angegeben.

Tab. 21: *Raumwärmebedarf Reduktion gegenüber 2019 nach Gebäudenutzung im Referenz- und Zielpfad.*

Jahr	Referenzpfad			Zielpfad		
	EZFH	MFH	GHD	EZFH	MFH	GHD
2030	6,69%	11,94%	11,48%	18,38%	17,91%	18,58%
2045	16,71%	21,39%	24,59%	51,81%	43,28%	48,68%

Diese Werte dienen als Grundlage für die Berechnung der Sanierungsraten und -tiefen. Da die Sanierungstiefe von den bereits vorhandenen Wärmeschutzmaßnahmen abhängt, wird die Sanierungstiefe als prozentuale Reduzierung des Raumwärmebedarfs nach dem in Kapitel 2.3 genannten Gebäudestandard in Stufen unterteilt. Die Einsparungen durch die einzelnen Sanierungsmaßnahmen werden anhand eines Artikels der *Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.* [63] abgeschätzt und in Tabelle 22 dargestellt.

Tab. 22: Anteiliger Wärmeverbrauch, angenommene Sanierungsmaßnahmen und entsprechende Sanierungstiefe nach Gebäudestandard.

Standard Stufe und Anteil	Anteil des Wärmeverbrauchs in 2020	Kurzbeschreibung der Gebäudestandards	Wesentliche Sanierungsmaßnahmen und deren Energieersparnis	Energieersparnis durch Sanierung
1 (23,3 %)	8,82 %	Wärmedämmung vor 1980, keine bis geringe Dachdämmung, einfach Verglasung	Fassade: 25 % Dach: 15 % Fenster: 15 %	55 %
2 (45,7 %)	55,63 %	Wärmedämmung vor 1995, nicht zeitgemäße Dachdämmung, zweifach Verglasung	Fassade: 20 % Dach: 15 % Fenster: 7 %	42 %
3 (39,2 %)	31,61 %	Wärme und Dachdämmung nach 1995, zweifach Verglasung	Fassade: 15 % Dach: 10 % Fenster: 7 %	32 %
4 (6,4 %)	3,94 %	Wärme und Dachdämmung nach 2005, dreifach Verglasung	Fassade: 10 % Dach: 5 %	15 %
5 (0 %)	0 %	Aufwendige Wärmedämmung, Passivhausstandard	-	0 %

Aufgrund der geringen Anzahl an Daten für Mehrfamilienhäuser (17) und Gewerbegebäude (10) werden die Berechnungsergebnisse für alle Bereiche zusammengefasst. Abbildung 38 zeigt die Entwicklung des Gebäudebestands in Nebelschütz nach Gebäudestandard für den Zeitraum 2030 bis 2045.

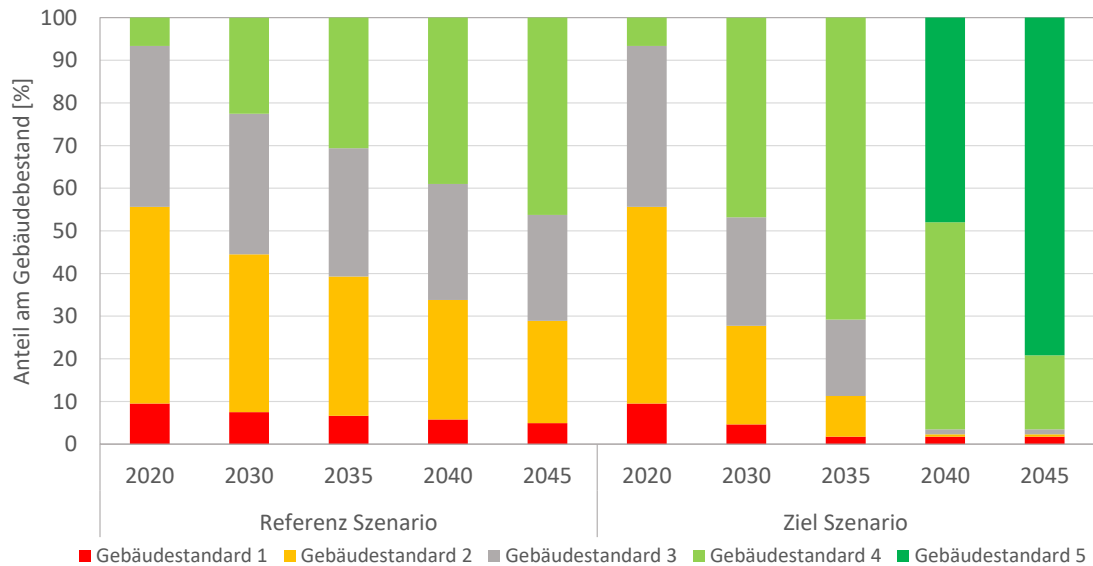


Abb. 38: Entwicklung der Gebäude nach Gebäudestandard als Anteil des Gebäudebestands, nach Jahr und Szenario.

Im Referenzszenario werden bis 2030 15,9% und bis 2045 39,6% der Gebäude, die heute einen niedrigen Effizienzstandard aufweisen, durch energetische Sanierungen auf einen hohen Effizienzstandard gebracht. Um das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, müssen jedoch bis 2030 64,18% und bis 2045 mit 89,9% fast alle Gebäude durch Unterstützung der Gebäudeeigentümer auf ein sehr hohes Effizienzniveau saniert werden.

Abbildung 39 zeigt die berechnete Entwicklung des Wärmebedarfs für Ein- und Zweifamilienhäuser von 2020 bis 2045, bezogen auf den Wärmeverbrauch im Jahr 2020.

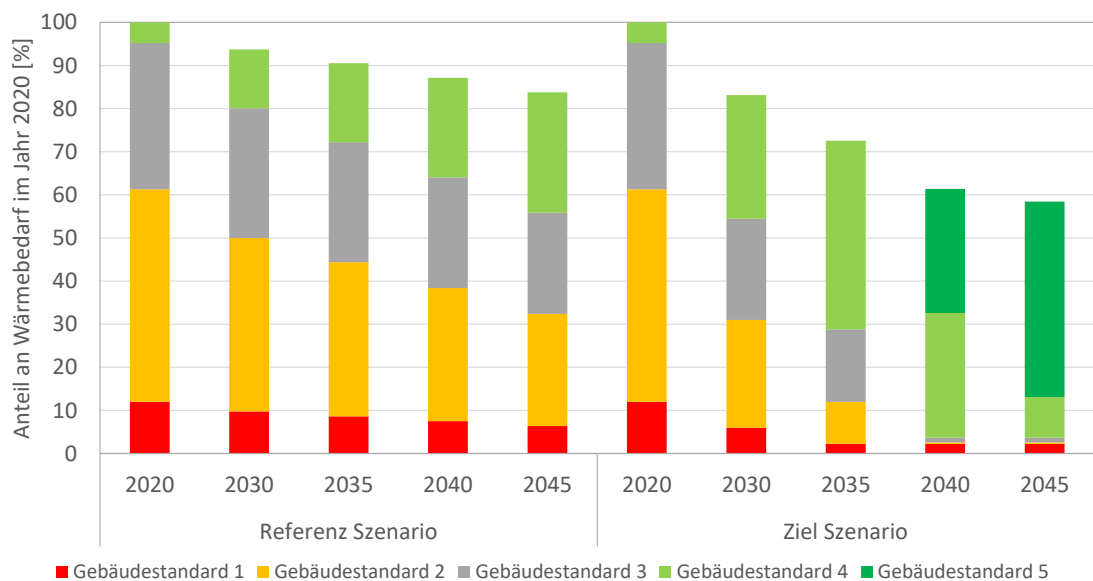


Abb. 39: Entwicklung des Wärmebedarfs in der Gemeinde als Anteil am Wärmeverbrauch im Jahr 2020 nach Jahr, Gebäudestandard und Szenario.

Im Referenzszenario wird der Wärmebedarf bis 2030 um 6,3% und bis 2045 um 16,2% gegenüber der Wärmebedarf im Jahr 2020 reduziert. Im Zielszenario wird durch umfangreiche Sanierungen eine Wärmebedarfsreduktion von 16,9% bis 2030 und 41,6% bis 2045 erreicht. Damit wird das im Zielszenario angegebene Ziel von 47,9% Wärmebedarfsreduzierung über alle Sektoren nicht erreicht, da in den Berechnungen davon ausgegangen wurde, dass es keine Neubauten geben wird und eine Sanierung im Bestand nicht die energetischen Eigenschaften eines Neubaus erreichen kann.

6. Zukünftige Speicherkonzepte für den elektrischen Strom

Um die Autarkie der Gemeinde zu stärken, werden in diesem Kapitel Energiespeicher betrachtet. Diese ermöglichen generell eine bessere Ausnutzung des im Bilanzkreis generierten Stroms. Neben der Möglichkeit, Wasserstoff als Energiespeicher zu nutzen, werden auch Batteriespeicher zum Vergleich dargestellt. Vorausgehend werden die Systeme technisch kurz erläutert.

6.1. Speichermethoden Allgemein

Eine Umstellung auf ein rein regeneratives Energiesystem, oder eines mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien, gelingt nur mit adäquaten Energiespeicherlösungen. Selbst bei einem ideal austarierten Mix von Erzeugern erneuerbarer Energien können an sonnen- und windlosen Tagen die Bedarfe an Strom und Wärme nicht bedient werden. Gleichsam wird an sonnen- und windreichen Tagen weitaus mehr Energie produziert (bzw. könnte produziert werden), als benötigt wird. Die Hauptaufgabe der Energiespeicher besteht darin, an diesen Tagen der Überproduktion für Tage der Flaute vorzusorgen. Weitere Einsatzgebiete sind Netzstabilisation, sowie Effizienz- und Betriebsoptimierung von Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien.

Anforderungen an den Energiespeicher ergeben sich aus den Formen (Strom, Wärme), Mengen (Wh) und Raten (W) an benötigter Energie, sowie durch ökonomische Faktoren (Anschaffungs- und Betriebskosten inkl. Service und Wartung). Eine Übersicht über gängige Energiespeichertypen nebst Speicherkapazitäten und deren Ein- und Ausspeisedauern ist in Abbildung 40 gegeben.

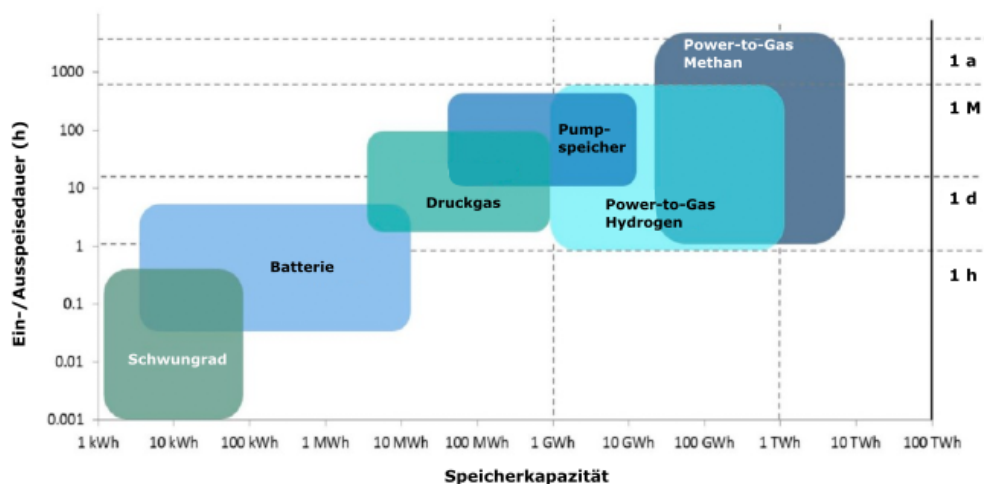


Abb. 40: Energiespeicherlösungen mit zugehörigen Speicherkapazitäten, sowie Ein- und Ausspeisedauern. Modifiziert nach [64].

Wie sich der Grafik entnehmen lässt, sind beispielsweise Batterien keine geeignete Speicherlösung um Energie über Tage hinweg bereitzustellen. Das ist zum einen den geringen erreichbaren Kapazitäten geschuldet und zum anderen der unvorteilhaften Skalierung von Anschaffungskosten mit der Kapazität (jede zusätzliche Wh hat nahezu denselben Preis; der Grafik nicht zu entnehmen). Speicherlösungen weiter rechts auf der x-Achse zeichnen sich durch weitaus höhere erreichbare Kapazitäten und eine bessere Skalierung von Preis mit Kapazität aus. Druckgasspeicherung in Kavernen und Pumpspeicherkraftwerke sind allerdings an geografische Voraussetzungen gebunden, weshalb für die längerfristige Speicherung großer Energiemengen ausschließlich Power-to-Gas-Technologien in Frage kommen. Die Produktion von Wasserstoff ist die Grundlage der Erzeugung synthetischen Methans (und aller anderen synthetischen Kraftstoffe) und somit zwangsläufig billiger in Beschaffung und Betrieb, weshalb im Folgenden ausschließlich Wasserstoffspeicher diskutiert werden.

Hinter dem Begriff *Wasserstoffspeicher* verbirgt sich eine Vielzahl an technischen Umsetzungsmöglichkeiten für die Erzeugung, Speicherung und Nutzung von Wasserstoff. Diese im Detail zu diskutieren, würde im Rahmen dieses Berichts zu weit führen - der interessierte Leser sei auf [65] verwiesen. Im Folgenden werden Technologien ausgeführt, die für eine Speicherung von Wasserstoff auf Gemeindeebene in Frage kommen.

6.1.1. Wasserstoffspeicher

Die Auswahlkriterien für die Komponenten des Wasserstoffspeichers sind deren technische Eignung und ihr Preis. Konkret fiel die Auswahl auf einen Polymer Electrolyte Membrane (PEM)-Elektrolyseur, einen Kolbenverdichter, Druckgasspeicherung und eine PEM-Brennstoffzelle. Ausschlaggebend für die Entscheidung hin zu einem PEM-Elektrolyseur waren Teillastverhalten und Dynamik, welche eine bedenkenlose Kopplung mit Windkraft und Photovoltaik ermöglichen. Kolbenverdichtung ist unter technisch gleichwertigen Lösungen die preiswerteste und wartungsärmste Variante. Druckgasspeicherung ist für die stationäre Speicherung von Wasserstoff sowohl technisch am besten geeignet, als auch aus finanzieller Sicht am günstigsten. Für die erneute Umwandlung in Strom wird eine PEM-Brennstoffzelle gewählt, da diese unter den existierenden Brennstoffzellentechnologien am besten mit den Fluktuationen im Strombedarf der Gemeinde zurechtkommt.

Elektrolyse und Verdichtung Die Erzeugung von Wasserstoff in einem Elektrolyseur ist am effizientesten bei niedrigen Leistungen und am ineffizientesten bei maximaler Auslastung des Geräts. Mechanische Kompressoren hingegen werden für einen gewissen Massenstrom des zu verdichtenden Gases ausgelegt und verfügen nur über eine endliche

Flexibilität bei diesem. Das hat zur Folge, dass ihre Effizienz hin zu niedrigen Massenströmen stark abnimmt. Die Einheit Elektrolyseur plus Verdichter (225 bar) hat folglich die in Abbildung 41 dargestellte Systemeffizienz.

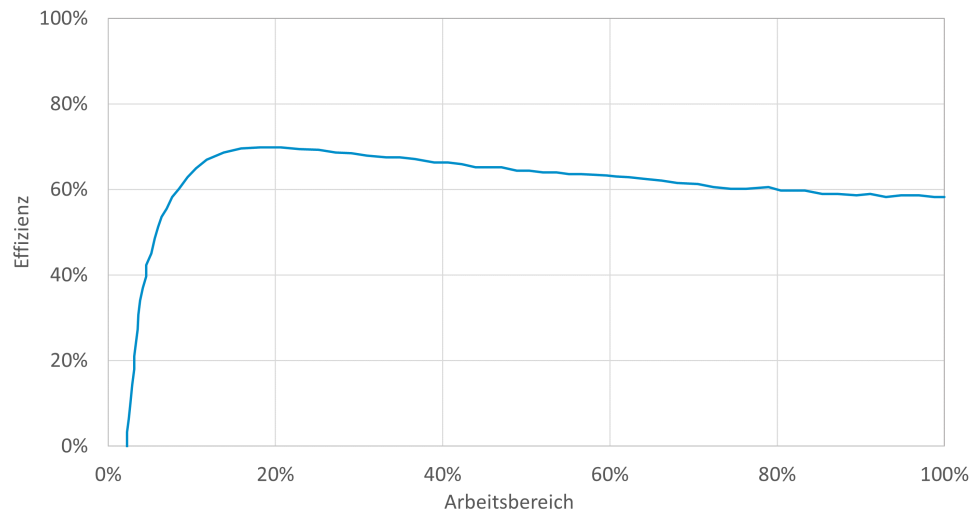


Abb. 41: Effizienz der Einheit Elektrolyseur plus Kolbenverdichter bei einem Enddruck von 225 bar.

Von einem Maximum der Systemeffizienz von ca. 70 % knapp unterhalb von 20 % der Leistung fällt die Effizienz signifikant hin zu geringeren Leistungen und nur wenig hin zu höheren Leistungen ab.

Druckgasspeicherung Wasserstoff zeigt deutlich das Verhalten eines realen Gases, was bedeutet, dass die zu leistende Kompressionsarbeit mit zunehmendem Druck disproportional zunimmt. Eine Speicherung bei niedrigen Drücken wäre aus energetischer Sicht also wünschenswert. Das hätte allerdings entsprechend große Speicher und damit verbundene Investitionskosten zur Folge. Ein oft gewählter Kompromiss ist die Speicherung bei Drücken, die die Verwendung von Stahlbehältern gerade noch erlauben (bis zu ca. 250 bar). Somit ist eine kosten- und platzsparende Speicherung gewährleistet.

Brennstoffzelle Die Beziehung von Effizienz und Leistung der PEM-Brennstoffzelle gleicht derjenigen des PEM-Elektrolyseurs, sie zeigt den in Abbildung 42 dargestellten, reziproken Verlauf. Die Brennstoffzelle erzeugt somit aus einem kg Wasserstoff den meisten Strom bei niedrigster Leistung.

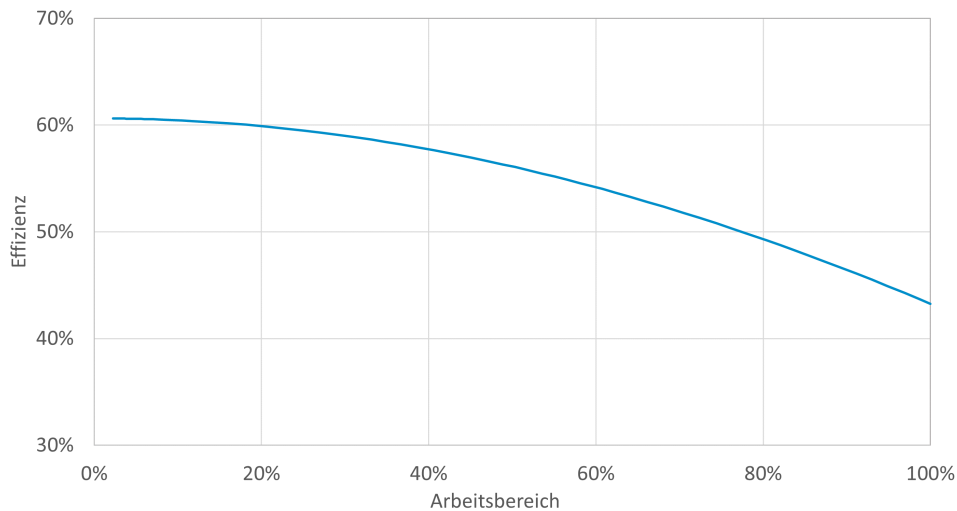


Abb. 42: *Effizienz der PEM-Brennstoffzelle in Abhängigkeit der Leistung.*

6.1.2. Batteriespeicher

Durch die technische Entwicklung in der Automobilindustrie haben sich insbesondere Lithium-Ionen-Akkus in den letzten Jahren technisch und wirtschaftlich stark weiter entwickelt. Ihr hoher Wirkungsgrad bleibt auch im Dauerbetrieb bestehen und somit hat sich diese Technologie in allen Bereichen derzeit durchgesetzt [8]. So wird etwa ein 53 MWh-Batteriespeicher auf Basis von Lithium-Ionen-Akkus durch die LEAG am Standort Schwarze Pumpe aufgebaut [66]. Diese Systeme arbeiten immer mit Gleichspannung und benötigen damit Wechselrichter und Transformatoren, um einen Netzanschluss an das Wechselspannungsnetz zu ermöglichen. Hinzu kommt ein Laderegler, also ein Batteriemanagementsystem. Heimspeichersysteme werden zumeist so ausgelegt, dass die Synergie mit der installierten Photovoltaikanlage maximal ist. Oft bedeutet das, dass die Speicherkapazität dem halben Tagesbedarf des Haushalts entspricht [8].

6.2. Potentialanalyse Speichermethoden

Aufbauend auf den bisherigen Analysen und erhobenen Daten soll im Folgenden die Möglichkeit erörtert werden, Energie zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder zur Verfügung zu stellen. Die Möglichkeiten für Energiespeicher sind vielfältig und werden ebenfalls intensiv erforscht. Für die Analyse wird Wasserstoff als Speichermedium betrachtet und Batterien als Referenz. Darüber hinaus sind auch Kombinationen aus beiden Systemen betrachtet worden. Die daraus abgeleitete Wirtschaftlichkeitsbetrachtung basiert auf den Anschaffungskosten für die Hauptbestandteile der Anlage sowie deren abgeschätzte Wartungskosten. Die Kosten für den Wasserbedarf, Leittechnik, Netzanschlüsse, Anlagenplanung und

Anlagenaufbau sind dabei nicht eingepreist. Gleichfalls sind auch Förderprogramme bei diesen Zahlen nicht mit eingerechnet. Diverse Förderprogramme im Wasserstoffbereich subventionieren erheblich die Anlagenkosten, sind aber für jeden konkreten Einzelfall auf Verfügbarkeit beziehungsweise Anwendbarkeit zu prüfen [67, 68]. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse gibt aber bereits einen guten Einblick in die Möglichkeiten und zeigt auf, welche Fördermöglichkeiten notwendig sind. Zusätzlich sollte berücksichtigt werden, dass die zugrunde liegenden Preise Momentaufnahmen sind, die durch die Corona-Krise und den Ukrainekrieg stark erhöht sind. Zusätzlich kommt insbesondere für Elektrolyse- und Brennstoffzellensysteme die zunehmend industrielle Fertigung noch nicht zum Tragen. So sind beispielsweise durch Hochskalierung und Automatisierung der Produktion die Kosten für Komponenten von Photovoltaikanlagen in den Jahren 2010 bis 2020 um 90 % gesunken. Eine deutliche Reduktion der Preise für Wasserstoffsysteme ist ebenfalls anzunehmen [69], Preise für grünen Wasserstoff von 3 €/kg in Europa sind bis 2030 realistisch. Das entspricht etwa einer Preisreduktion von 75 % der Anlagenkosten, die hier angenommen werden.

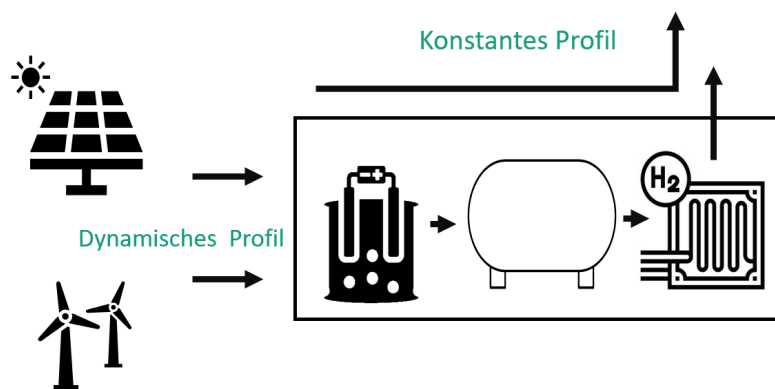
Für diese Studie wird kein autarkes System betrachtet. Ein autarkes System müsste den Gesamtjahresbedarf der Gemeinde decken und die Bedarfsspitzen zu jedem Zeitpunkt abdecken. Ansonsten wären gezielte Drosselungen oder Abschaltungen von Verbrauchern im Netz notwendig. Ausgangspunkt für alle weiteren Betrachtungen sind die zwei zuvor definierten Szenarien (siehe Kapitel 5.1.3), die sich durch die beiden möglichen Ausbauziele der Wärmepumpen unterscheiden. Kurzgefasst erfüllt das Referenzszenario, welches sich an der aktuellen jährlichen Steigerung im Ausbau von Wärmepumpen skaliert, einen geringeren Ausbauanteil von Wärmepumpen als das durch die Bundesregierung definierte Ziel-(Ausbau)-Szenario. Damit ist insbesondere im Winter der Strombedarf des Zielszenarios deutlich größer. In beiden Szenarien ergeben sich insbesondere in den Wintermonaten Zeiträume, die einen enormen Energiespeicher benötigen, um diese Anforderungen zu erfüllen. Für das Referenzszenario errechnen sich bereits 95 MWh Speicherbedarf und für das Zielszenario sogar 383 MWh (siehe Tabelle 23). Es wird ein vergleichsweise kurzer Zeitraum (ein Jahr) betrachtet, das bedeutet, es wird nicht berücksichtigt, ob die Speicher vor dieser Bedarfsperiode ausreichend gefüllt werden konnten. Trotzdem kann bereits eine gute Auslegung eines eventuellen autarken Energiespeichers abgeleitet werden. Dieser hätte aufgrund der Größe in jedem Fall eine schlechte Auslastung und enorme Anschaffungs- und Betriebskosten. Deshalb werden kleinere Speicher betrachtet, um Produktionsspitzen zu reduzieren und Bedarfszeiträume zu verkürzen, beziehungsweise um den Gesamtjahresbedarf zu mindern.

Tab. 23: Auswertung Residualenergie.

	Referenzszenario	Zielszenario
Summe Energie	2.160 MWh	540 MWh
Maximale Leistung	3.180 kW	3.140 kW
Minimale Leistung	-1.040 kW	-2.250 kW
Mittelwert Leistung	245 kW	62 kW
Gesamtenergie aus Bilanzkreis	3.055 MWh	3.600 MWh
Gesamtenergie Netzeinspeisung	3.360 MWh	2.815 MWh
Gesamtenergie Netzbezug	-1.200 MWh	-2.275 MWh
Maximaler Energiespeicherbedarf	95 MWh	383 MWh
Längste Zeit Produktion	81 h	54 h
Längste Zeit Bedarf	199 h	440 h

6.2.1. Anlagenkonfigurationsmöglichkeiten

Grundlegend werden drei verschiedene Varianten betrachtet. Dabei handelt es sich in der ersten Variante um einen Elektrolyseur mit Verdichtereinheit, einem Speicher, sowie eine Brennstoffzelle zur Rückverstromung (siehe Abbildung 43). In Variante zwei wird zusätzlich ein kleiner Batteriespeicher nachgeschaltet, um weitere Stromspitzen zwischenzuspeichern und bei Bedarf zusätzlich in das System zurückzuspeisen (siehe Abbildung 44). Zum Vergleich wird in Variante drei ein großer Batteriespeicher allein berechnet (siehe Abbildung 45).

**Abb. 43:** Anlagenkonfiguration Wasserstoff.

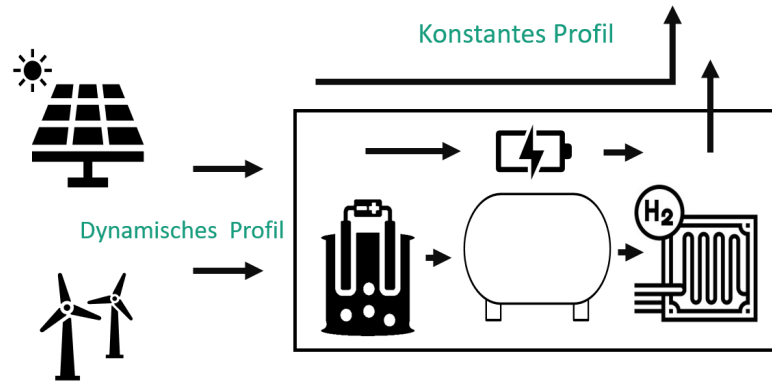


Abb. 44: Anlagenkonfiguration kombiniert Wasserstoff und Batterie.

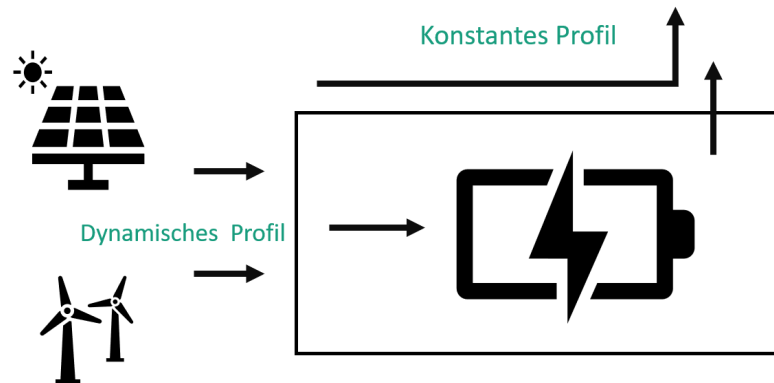


Abb. 45: Anlagenkonfiguration Batterie.

Um das Potential von Wasserstoff besser zu bewerten, werden zusätzlich zwei weitere Szenarien betrachtet. Bisher wird nur eine der zwei auf dem Gemeindegelände befindlichen Windkraftanlagen berücksichtigt (siehe Kapitel 3.1). Für eine bessere Abdeckung im Winter und Erhöhung der Residualenergie wird in diesen neuen Szenarien auch die zweite Windkraftanlage, die sich in der Gemeinde Nebelschütz befindet, in den Bilanzkreis hinzugerechnet (siehe Tabelle 24). Die Residualenergie ist dabei die Menge an Energie, die bei Aufsummieren aller Verbraucher und Erzeuger im Bilanzkreis übrig ist. Residualmengen unter null müssen entsprechend aus dem Stromnetz in den Bilanzkreis eingespeist werden, um den Bedarf zu decken. Energiemengen über null sollten dagegen aus dem Bilanzkreis in das Netz eingespeist werden, um eine Drosselung beziehungsweise Abschaltung von Erzeugern im Bilanzkreis zu vermeiden. Dadurch wird insbesondere in den Wintermonaten eher die Möglichkeit geschaffen, den intensiven Bedarf der Wärmepumpen zu kompensieren (siehe auch Abbildungen 46 und 47). Dieses neue Szenario bietet das Potential, Wasserstoff zusätzlich extern bereitzustellen. Der potentielle Bedarf

ist einerseits für Kraftfahrzeuge, aber auch für Prozessenergie für Industriebetriebe (siehe Abbildung 48). Durch die Lage von Nebelschütz in der Nähe der Autobahn könnte der Wasserstoff etwa an einer Tankstelle verkauft werden. Der Einfluss der unterschiedlich konfigurierten Speichersysteme auf das Gesamtenergiekonzept wird anhand der Residualleistung graphisch dargestellt.

Tab. 24: *Auswertung Residualenergie für zwei Windkraftanlagen.*

	Referenzszenario	Zielszenario
Summe Energie	5.155 MWh	3.540 MWh
Maximale Leistung	4.330 kW	4.310 kW
Minimale Leistung	-1.040 kW	-1.980 kW
Mittelwert Leistung	587 kW	403 kW
Gesamtenergie aus Bilanzkreis	3.380 MWh	4.245 MWh
Gesamtenergie Netzeinspeisung	6.030 MWh	5.165 MWh
Gesamtenergie Netzbezug	-875 MWh	-1.625 MWh
Maximaler Energiespeicherbedarf	49 MWh	157 MWh
Längste Zeit Produktion	92 h	115 h
Längste Zeit Bedarf	168 h	172 h

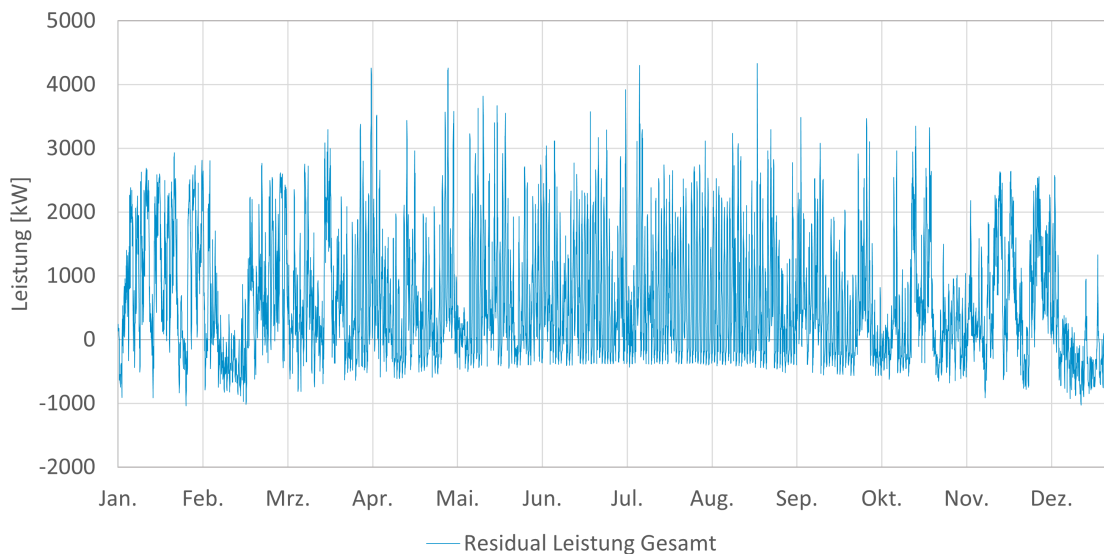


Abb. 46: *Jahresresidualkurve Referenzszenario in der Gemeinde Nebelschütz mit zwei Windkraftanlagen.*

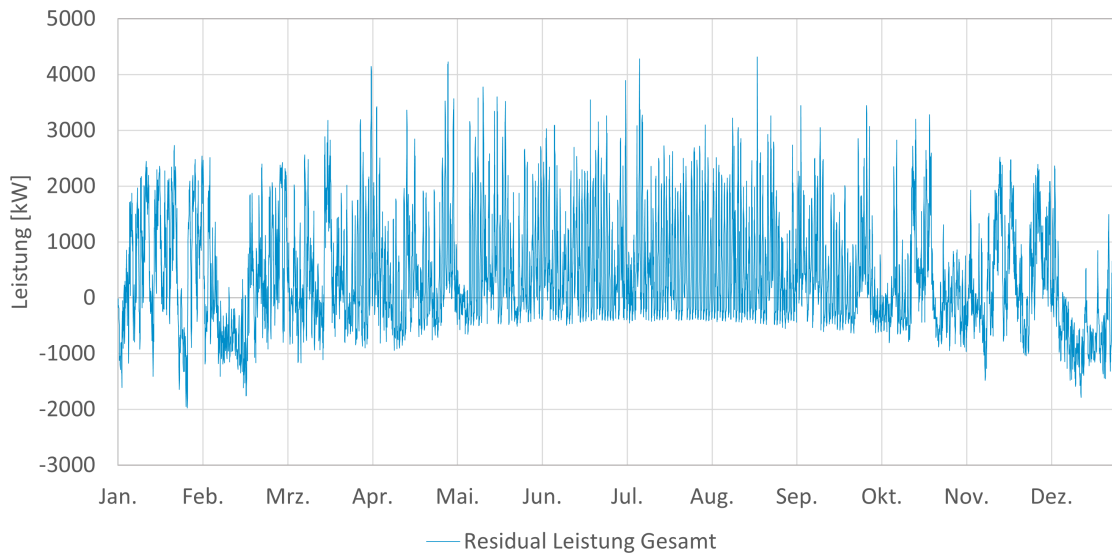


Abb. 47: Jahresresidualkurve Zielszenario in der Gemeinde Nebelschütz mit zwei Windkraftanlagen.

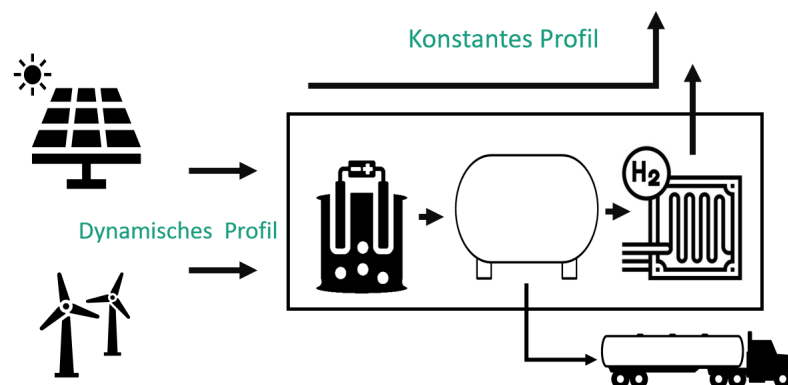


Abb. 48: Anlagenkonfiguration kombiniert Wasserstoff mit Wasserstofflieferung.

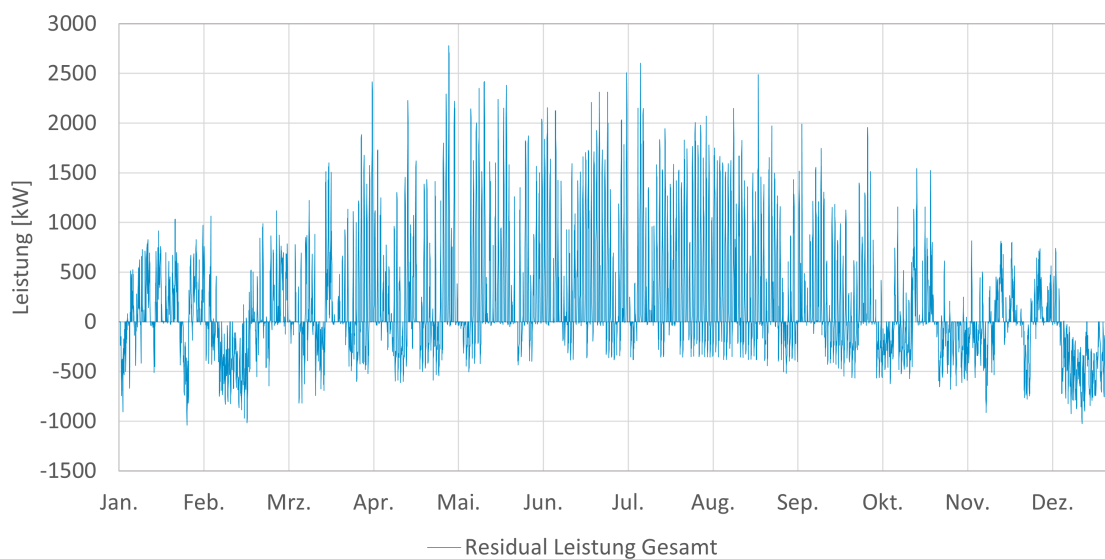
6.2.2. Szenarienvergleich der verschiedenen Anlagen

Um alle Anlagenvarianten zu bewerten und miteinander zu vergleichen, werden Modelle mit den entsprechend notwendigen Komponenten abgebildet und miteinander verschaltet. Die Berechnung erfolgte auf Basis der stündlichen Werte der Residualenergien. Darauf basierend wird jede Anlage dimensioniert, um einen möglichst hohen Auslastungsgrad zu erreichen. Grundsätzlich wird dabei nur die Energie genutzt, die ansonsten in das überregionale Netz eingespeist, beziehungsweise aus diesem entnommen wird. So wird Energie direkt verwertet und die Speicherverluste, die durch die jeweiligen Anlagen bedingt sind, fallen nicht zu stark ins Gewicht.

Tab. 25: Auswertung Szenarien Wirtschaftlichkeit - Referenzszenario.

	Wasserstoff	Kombiniert	Batterie
Anlagenkosten	1,9 Mio.€	1,88 Mio.€	1,94 Mio.€
Energiesumme	1.120 MWh	1.190 MWh	2.040 MWh
Maximale Leistung	2.780 kW	2.780 kW	3.180 kW
Minimale Leistung	-1.040 kW	-1.040 kW	-1.040 kW
Mittelwert Leistung	128 kW	135 kW	230 kW
Rückgespeiste Energie	370 MWh	H ₂ 345 MWh	547 MWh
Rückgespeiste Energie		Bat. 6 MWh	
Gesamtenergie aus Bilanzkreis	3.055 MWh	3.055 MWh	3.055 MWh
Gesamtenergie Netzeinspeisung	1.950 MWh	2040 MWh	2.690 MWh
Gesamtenergie Netzbezug	-830 MWh	-855 MWh	-655 MWh
Preis auf 10 Jahre	0,60 €/kWh	H ₂ 0,69 €/kWh	0,43 €/kWh
Preis auf 10 Jahre		Bat. 0,66 €/kWh	
Effizienz	26 %	H ₂ 26 %	82 %
Effizienz		Bat. 81 %	
Preis für 0,10 €/kWh	0,98 €/kWh	H ₂ 1,08 €/kWh	0,55 €/kWh
Preis für 0,10 €/kWh		Bat. 0,81 €/kWh	

Im direkten Vergleich erscheint ein Batteriespeicher für das Referenzszenario am wirtschaftlichsten, durch seine hohe Effizienz kann dieser auch die größte Menge Energie zurück in das Netz einspeisen (siehe Abbildungen 25 und 50). Die Kombination aus Wasserstoffspeicher und Batteriespeicher schneidet durch die geringere Energierückspeisemenge im Vergleich zu der reinen Wasserstoffvariante (siehe Abbildung 49) am schlechtesten ab.

**Abb. 49:** Residualleistung - Wasserstoffanlage - Referenzszenario.

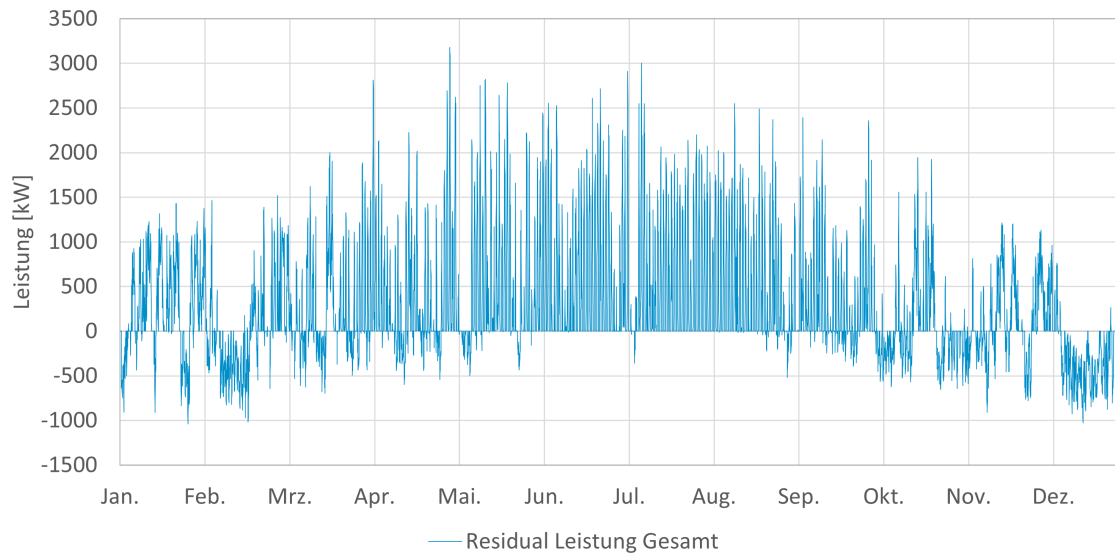


Abb. 50: Residualleistung - Batteriespeicher - Referenzszenario.

Da die kombinierte Variante alle vier untersuchten Komponenten vereint, werden im Folgenden die Verläufe für das Referenzszenario dargestellt (siehe Abbildungen 51, 52, 54, 53 und 55).

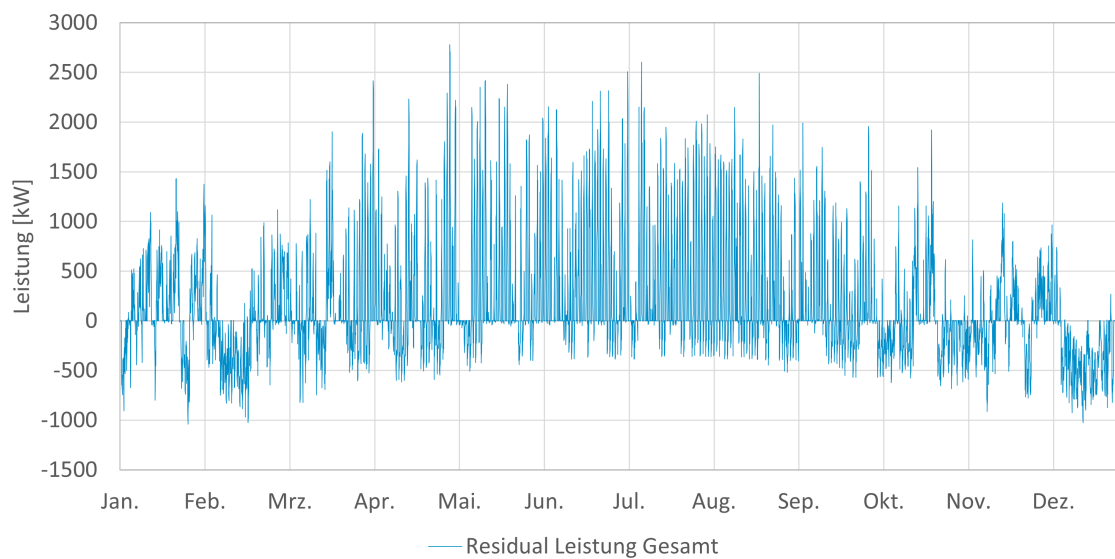


Abb. 51: Residualleistung - kombinierte Anlage - Referenzszenario.

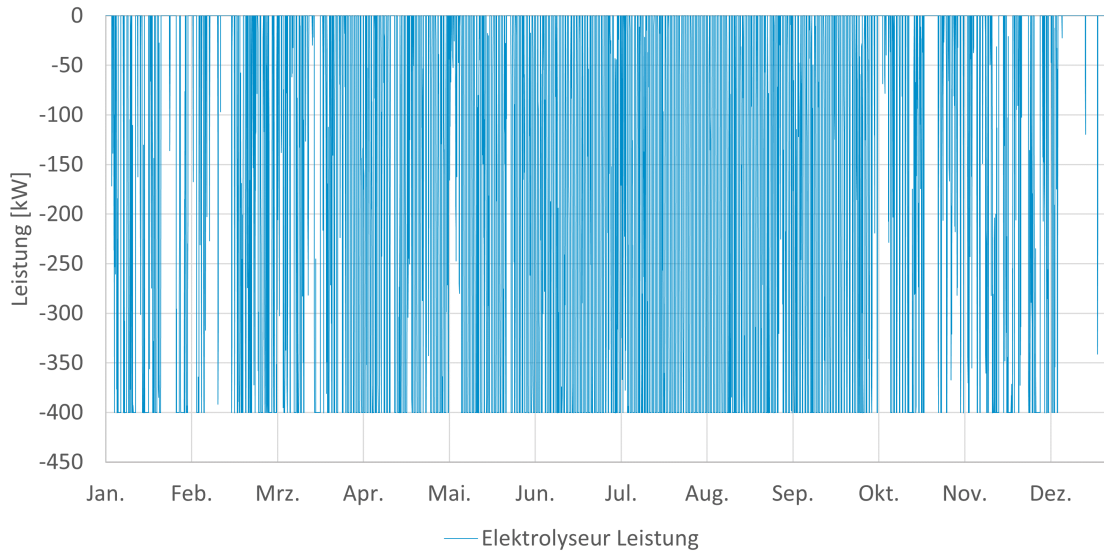


Abb. 52: Leistungskurve Elektrolyseur - kombinierte Anlage - Referenzszenario.

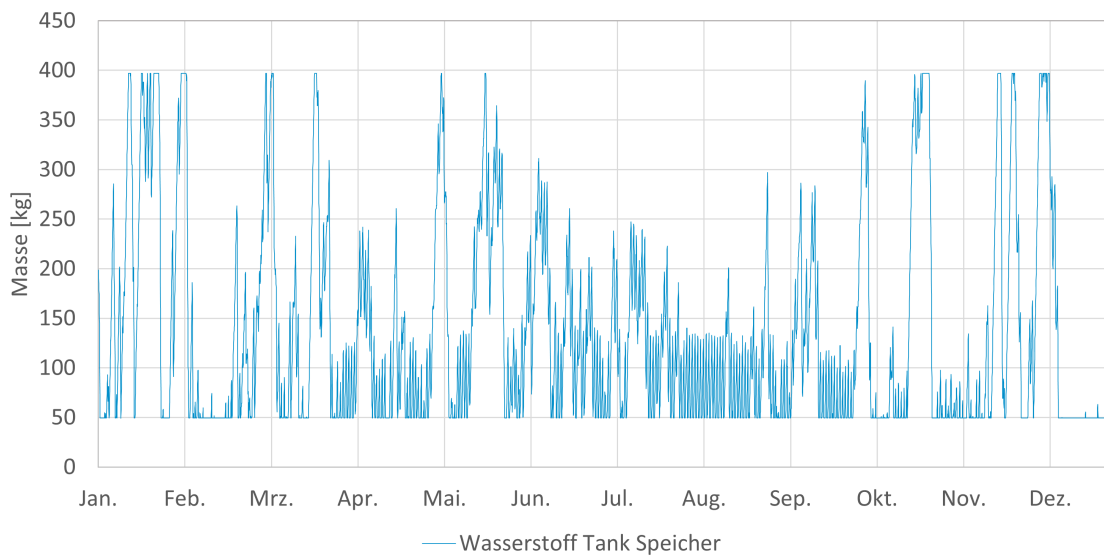


Abb. 53: Speicherstand Wasserstofftank - kombinierte Anlage - Referenzszenario.

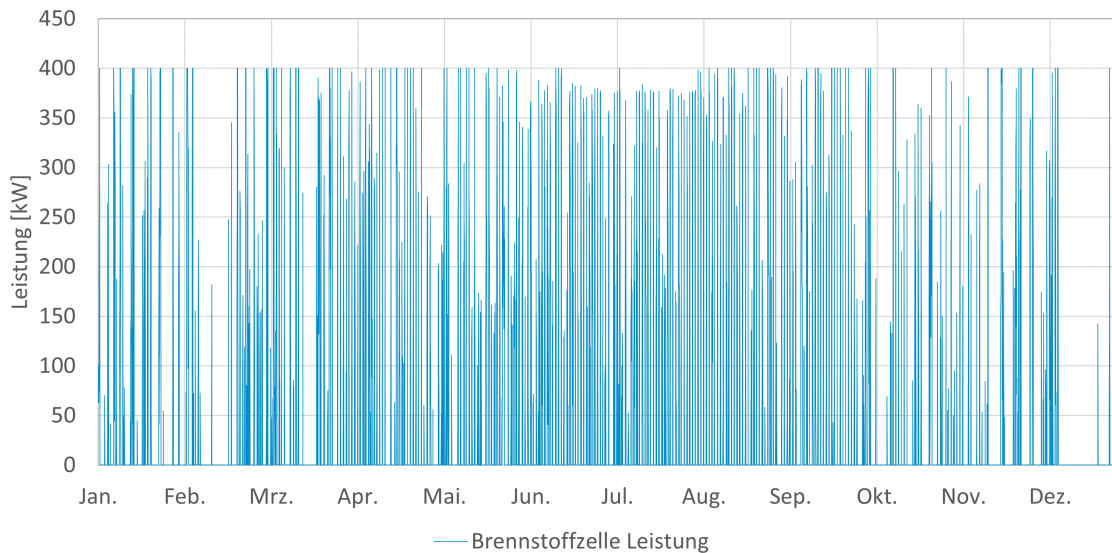


Abb. 54: Leistungskurve Brennstoffzelle - kombinierte Anlage - Referenzszenario.

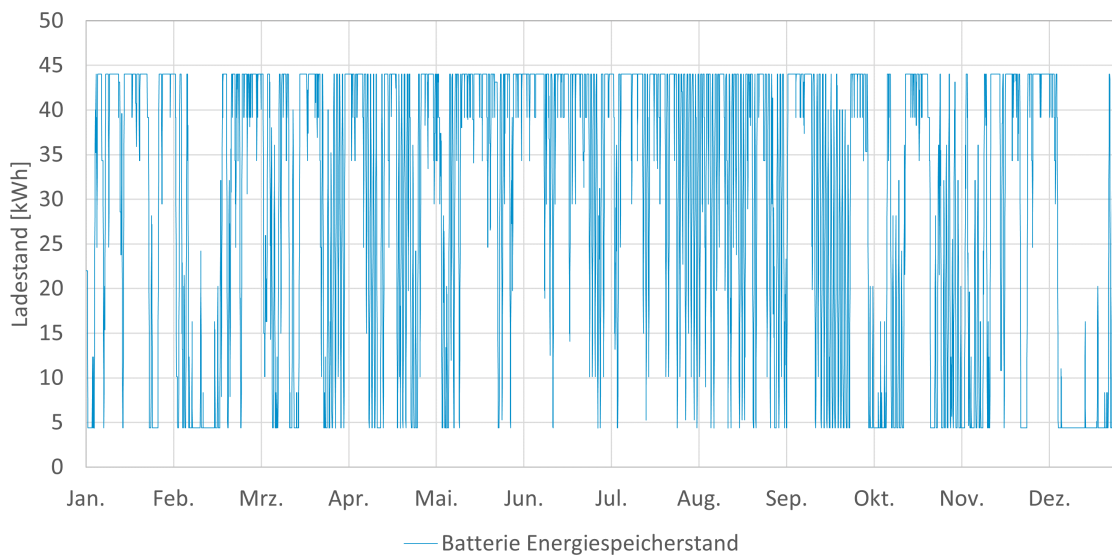


Abb. 55: Speicherstand Batteriespeicher - kombinierte Anlage - Referenzszenario.

Im Zielszenario ist durch den deutlich geringeren Mittelwert der Residualenergie bereits ein sehr ausgeglichenes Verhältnis von erzeugter zu verbrauchter Energie vorhanden. Die Bedarfszeiträume im Winter sind noch einmal deutlich größer und in ihrem Leistungsspitzen stärker ausgeprägt. In Folge müssen Komponenten größer ausgelegt werden, um diesen Fakt zu berücksichtigen. Grundsätzlich sind die Tendenzen aber ähnlich wie im Referenzszenario, allgemein kann eine bessere Auslastung erreicht werden, was zu einer besseren Wirtschaftlichkeit führt (siehe Tabelle 26).

Tab. 26: Auswertung Szenarien Wirtschaftlichkeit - Zielszenario.

	Wasserstoff	Kombiniert	Batterie
Anlagenkosten	2,6 Mio.€	2,50 Mio.€	0,97 Mio.€
Energiesumme	-280 MWh	-290 MWh	465 MWh
Maximale Leistung	2.740 kW	2.740 kW	3.140 kW
Minimale Leistung	-2.250 kW	-2.250 kW	-2.250 kW
Mittelwert Leistung	-32 kW	-32 kW	51 kW
Rückgespeiste Energie	330 MWh	H ₂ 330 MWh	340 MWh
Rückgespeiste Energie		Bat. 6,5 MWh	
Gesamtenergie aus Bilanzkreis	3.600 MWh	3.600 MWh	3.600 MWh
Gesamtenergie Netzeinspeisung	1.655 MWh	1.650 MWh	2.400 MWh
Gesamtenergie Netzbezug	-1.940 MWh	-1.940 MWh	-1.930 MWh
Preis auf 10 Jahre	0,90 €/kWh	H ₂ 0,95 €/kWh	0,34 €/kWh
Preis auf 10 Jahre		Bat. 0,60 €/kWh	
Effizienz	28 %	H ₂ 28 %	82 %
Effizienz		Bat. 81 %	
Preis für 0,10 €/kWh	1,26 €/kWh	H ₂ 1,30 €/kWh	0,46 €/kWh
Preis für 0,10 €/kWh		Bat. 0,72 €/kWh	

Im Gegensatz zu Photovoltaikanlagen haben Windkraftanlagen längere Produktions- und Flautezeiten, die über die täglich zyklischen Kurven von Photovoltaikanlagen hinausgehen. Dadurch sind größere Energiespeicher notwendig, um Flautezeiten zu überbrücken. Wo Batteriespeicher die kurze Nachtzeit der Photovoltaik gut abdecken können, sind wochenweise Flautezeiten besser durch eine Wasserstoffanlage kompensierbar. Das kommt durch die leichte und günstige Skalierbarkeit des eigentlichen Speichers, des Wasserstofftanks. Um diese Synergie besser zu betrachten, wird zusätzlich eine zweite Windkraftanlage in die Szenarien mit eingebunden und speziell mit der Variante 1 betrachtet (siehe Tabellen 27 und 28). Dieses angepasste Szenario hat noch einmal eine höhere mittlere Leistung als die ursprünglichen Szenarien. Damit kann kontinuierlich Wasserstoff produziert und in Tanks gespeichert werden. Die zurückgespeiste Energiemenge wird dadurch noch einmal erhöht und die Anlage erreicht ihre höchste Effizienz in allen Szenarien. Außerdem kann nun auch eine Wasserstoffbereitstellung untersucht werden. Insgesamt handelt es sich um eine sehr kleine Anlage, die nicht die nötige Kapazität hat, um eine Wasserstofftankstelle zu versorgen. Trotzdem könnte eine Jahresmenge von 27,5 t Wasserstoff im Referenzszenario bereitgestellt werden. Um diese Menge einzuordnen: ein Wasserstoffbus fasst etwa 38,5 kg und ein Wasserstoffauto etwa 5 kg. Der mögliche Preis an der Tankstelle ist aktuell mit 9,5 €/kg vergleichbar hoch zum Referenzszenario. Wird dieser wie in diesem Beispiel rein aus erneuerbaren Energien hergestellt, können damit erworbene CO₂-Zertifikate weiterverkauft werden. Damit lässt sich der Preis für die rückverstromte Kilowattstunde quersubventionieren und zusammen mit einer entsprechenden Förderung ein wirtschaftliches Modell etablieren.

Tab. 27: Auswertung Szenarien Wirtschaftlichkeit - Referenzszenario mit zwei Windkraftanlagen.

	Wasserstoff	Wasserstoff und Verkauf
Anlagenkosten	2, 8 Mio.€	1, 30 Mio.€
Energiesumme	3.611 MWh	3280 MWh
Maximale Leistung	4.300 kW	3.930 kW
Minimale Leistung	-1.030 kW	-1.030 kW
Mittelwert Leistung	411 kW	373 kW
Rückgespeiste Energie	580 MWh	100 MWh
Eingespeiste H ₂ Menge		27, 5 t
Gesamtenergie aus Bilanzkreis	3.380 MWh	3.380 MWh
Gesamtenergie Netzeinspeisung	3.900 MWh	4.045 MWh
Gesamtenergie Netzbezug	-290 MWh	-770 MWh
Preis auf 10 Jahre	0, 60 €/kWh	0, 63 €/kWh
H ₂ Preis auf 10 Jahre		3, 96 €/kg
Effizienz	27 %	25 %
H ₂ Prod.-Effizienz		57, 71 kWh/kg
Preis für 0, 10 €/kWh	0, 97 €/kWh	1, 03 €/kWh
H ₂ Preis für 0, 10 €/kWh		9, 73 €/kg

Tab. 28: Auswertung Szenarien Wirtschaftlichkeit - Zielszenario mit zwei Windkraftanlagen.

	Wasserstoff	Wasserstoff und Verkauf
Anlagenkosten	2, 6 Mio.€	1, 90 Mio.€
Energiesumme	2.340 MWh	2.080 MWh
Maximale Leistung	3.910 kW	3.910 kW
Minimale Leistung	-1.980 kW	-1.980 kW
Mittelwert Leistung	266 kW	236 kW
Rückgespeiste Energie	500 MWh	240 MWh
Eingespeiste H ₂ Menge		12, 3 t
Gesamtenergie aus Bilanzkreis	4.245 MWh	4.245 MWh
Gesamtenergie Netzeinspeisung	3.455 MWh	3.455 MWh
Gesamtenergie Netzbezug	-1.120 MWh	-1.380 MWh
Preis auf 10 Jahre	0, 59 €/kWh	0, 76 €/kWh
Preis auf 10 Jahre		4, 82 €/kg
Effizienz	29 %	25 %
H ₂ Prod.-Effizienz		60, 43 kWh/kg
Preis für 0, 10 €/kWh	0, 93 €/kWh	1, 16 €/kWh
H ₂ Preis für 0, 10 €/kWh		10, 86 €/kg

6.2.3. Diskussion Preisentwicklung

Der sinnvolle Einsatz von Wasserstoff ist möglich, wirtschaftlich ist er aber aktuell nur mit Förderung. Wird eine Anlage insbesondere zum Zweck der Wasserstoffabgabe an etwa Tankstellen konzipiert, ist zusätzlich durch den Handel mit CO₂-Zertifikaten die Wirtschaftlichkeit bereits gegeben, weil dadurch die Rückverstromung des Wasserstoffs bilanziell subventioniert wird. Werden in den nächsten 7 Jahren Komponenten von Wasserstoffanlagen um 75 % preiswerter (wie oben diskutiert), dann sind auch in der Gemeinde Nebelschütz Preise von 0,15 €/kWh zuzüglich der Stromkosten und der unter Kapitel 6.2 ausgeklammerten Kosten möglich. Außerdem werden Steuern und Netzentgelte nicht berücksichtigt. Der Einsatz eines Batteriespeichers wäre auch ohne Förderung bereits für 0,34 €/kWh möglich und kurzfristig wahrscheinlich am einfachsten umzusetzen. Diese Technologie hat bereits ihren Weg in den Massenmarkt gefunden, es kann aber davon ausgegangen werden, dass auch hier ein Preisrückgang noch möglich ist. Gleichzeitig zeigt der enorme Speicherbedarf für die Winterzeit das Potential für Wasserstoffspeicher auf, da hier die Speicherkosten am geringsten sind. Die hohen Investkosten für Elektrolyseure und Brennstoffzellen bringen den größten Anteil am Strompreis ein. Durch den verhältnismäßig geringen Anteil des rückgespeisten Stroms gegenüber dem Strom, der direkt aus dem Bilanzkreis und dem Netz bezogen wird, sind trotzdem geringe Strompreise möglich. Durch den verringerten Anteil an aus dem Netz bezogenen Strom sind insbesondere Preise für den Batteriespeicher sehr attraktiv. Verändern sich die Preise für den Strombezug aus dem Netz, rentieren sich Batteriespeicher bereits ab Netzpreisen von 0,50 €/kWh (siehe Abbildungen 56). Die Reduktion des Strompreises durch den kostendeckenden Verkauf von Wasserstoff, etwa im Rahmen eines Verkaufs von Wasserstoff an einer Tankstelle, ist in Abbildung 57 dargestellt. Dieser Preis könnte darüber hinaus durch den Verkauf von CO₂-Zertifikaten und oder den gewinnbringenden Verkauf von Wasserstoff zusätzlich entlastet werden. Beispielhaft werden im Folgenden die Gesamtstrompreise errechnet. Dafür wird angenommen, dass Strom aus dem Netz für 0,40 €/kWh eingekauft wird und für 0,05 €/kWh in das Netz verkauft wird. Die Preise werden durch ihre Energiemengen gewichtet summiert und anschließend durch die gesamte genutzte Energie im Bilanzkreis geteilt. Eine Abgabe des erzeugten Stroms unter 0,10 €/kWh in das Netz bedeutet, dass die Einspeisung nicht kostendeckend für die Photovoltaik- und Windkraftanlagen erfolgt und somit der Verlust ausgleichend auf den restlichen Strompreis umgelegt werden muss. Das preislich effektivste Szenario ergibt hier wieder der Batteriespeicher mit 0,24 €/kWh für beide Szenarien (siehe Tabellen 29 und 30). Für das Beispiel mit zwei Windkraftanlagen könnte, auch durch die verhältnismäßige Preissenkung der Anlagenkosten, Wasserstoff kompetitiv als Speicher genutzt werden. Dabei sind auch hier Preise von insgesamt 0,24 €/kWh (siehe Tabelle 32) mit Wasserstoffverkauf möglich, was allerdings vor allem an

der geringen rückverstromten Menge liegt und damit einem geringen Preisanteil am Gesamtstrompreis. Für ein doppelt so hohen Stromanteil im gleichen Szenario sind ohne Wasserstoffverkauf 0,26 €/kWh möglich. Der höhere Grundpreis liegt an den teureren Anschaffungskosten für die größere Brennstoffzelle. Generell ist bei allen Beispielen der Strompreis ohne Speicher günstiger. Wird der Strompreis aus dem Netz als variabel angenommen, zeigt sich, dass der Preis (des Stroms aus dem Gesamtenergiekonzepts) des Szenarios ausschließlich mit Batteriespeicher ab 0,50 €/kWh Netzpreis günstiger wird, als in einem Szenario ohne Energiespeicher, siehe Abbildung 56. Das kostengünstigste Szenario mit einem Wasserstoffspeicher, das mit zwei Windrädern und ohne Wasserstoffverkauf modelliert wird, erzielt Kostengleichheit mit dem Szenario ohne Speicher bei ca. 0,77 €/kWh, siehe Abbildung 57. Damit macht sich hier der gesteigerte Autarkiegrad gegenüber den Rechnungen ohne Speicher bemerkbar. Zu beachten ist dabei, dass die angenommenen Preise übliche mittlere Preise sind. Das bedeutet, dass der Verkauf von Strom bei Überschuss vermutlich niedrigere Preise erzielt und der Einkauf in Flautezeiten vermutlich zu höheren Preisen erfolgen würde. Im September 2022 wurden etwa die langfristigen Basislast-Kontrakte für den Januar 2023 mit 750 €/MWh (also 0,75 €/kWh) und Spitzenlast-Kontrakte für 1.008 €/MWh (also 1,01 €/kWh) gehandelt (siehe [70]). Werden die kurzfristigen Großhandelspreise am sogenannten Spotmarkt in Deutschland betrachtet, lagen die Preise am 13. März 2023 sogar kurzzeitig sogar unter 0 €/MWh und dagegen am 28. September 2022 bei 640 €/MWh, was die Dynamik am Strommarkt deutlich zeigt (siehe [71]). Großhandelspreise für Strom sind dabei die Preise, die für die Beschaffung von Strom zum Beispiel durch Stromanbieter an der Börse, also der European Energy Exchange AG in Leipzig und außerhalb der Börse gehandelt werden. Diese Beispiele zeigen, dass ein Energiespeicher somit durch die gewonnene höhere Autarkie kostenstabilisierend und auch kostenmindernd wirkt.

Tab. 29: Auswertung Szenarien Preisgestaltung - Referenzszenario.

Energie bzw. Preis	kein Speicher	Wasserstoff	Kombiniert	Batterie
Autarkiegrad	71 %	81 %	80 %	85 %
Preis aus Bilanzkreis	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh
Preis aus Speicher 1		0,98 €/kWh	1,08 €/kWh	0,55 €/kWh
Preis aus Speicher 2			0,81 €/kWh	
Preis aus dem Netz	0,40 €/kWh	0,40 €/kWh	0,40 €/kWh	0,40 €/kWh
Preis in das Netz	0,05 €/kWh	0,05 €/kWh	0,05 €/kWh	0,05 €/kWh
Energie aus Bilanzkreis	3.055 MWh	3.055 MWh	3.055 MWh	3.055 MWh
Rückgespeiste Energie 1		370 MWh	345 MWh	548 MWh
Rückgespeiste Energie 2			6 MWh	
Energie Netzbezug	-1.200 MWh	-830 MWh	-855 MWh	-666 MWh
Energie Netzeinspeisung	3.360 MWh	1.950 MWh	2.040 MWh	2.690 MWh
Strompreis Insgesamt	0,22 €/kWh	0,26 €/kWh	0,26 €/kWh	0,24 €/kWh

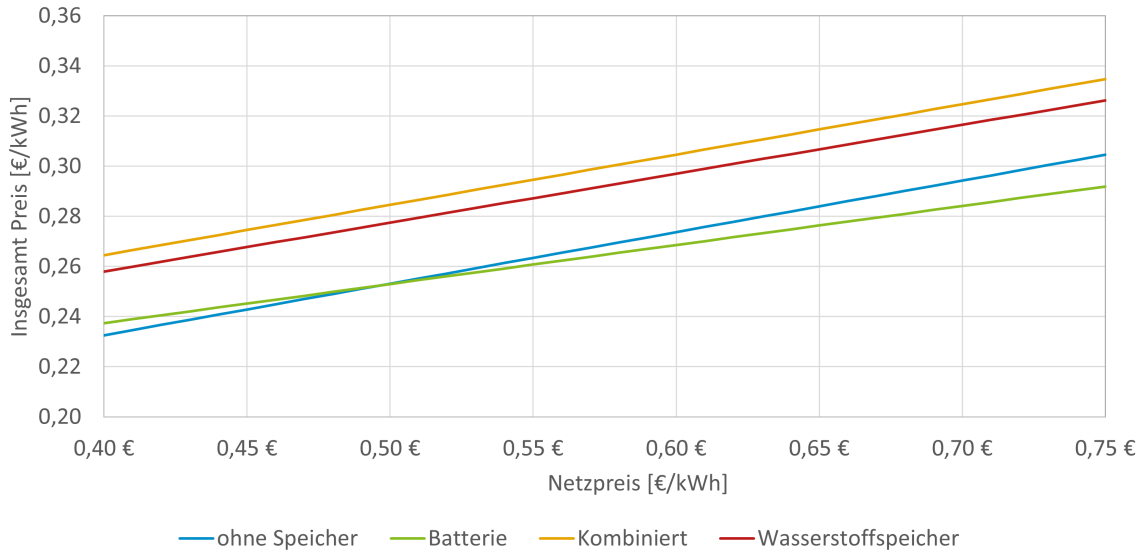


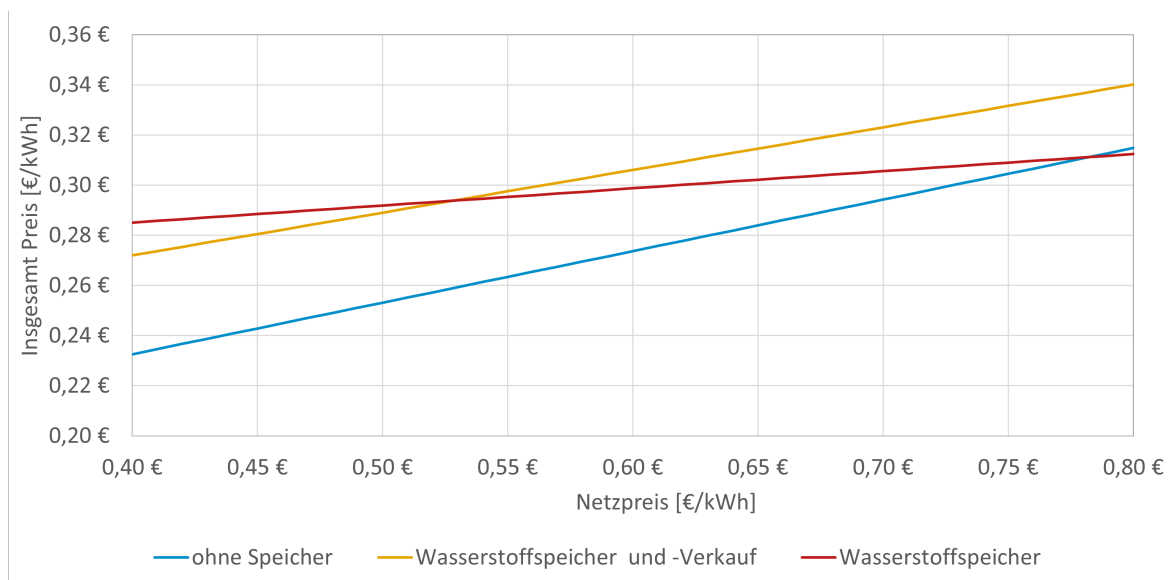
Abb. 56: Strompreisentwicklung abhängig vom Netzstrompreis - eine Windkraftanlage - Referenzszenario.

Tab. 30: Auswertung Szenarien Preisgestaltung - Zielszenario.

Energie bzw. Preis	kein Speicher	Wasserstoff	Kombiniert	Batterie
Autarkiegrad	61 %	67 %	67 %	67 %
Preis aus Bilanzkreis	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh
Preis aus Speicher 1	1,26 €/kWh	1,30 €/kWh	0,46 €/kWh	
Preis aus Speicher 2		0,72 €/kWh		
Preis aus dem Netz	0,40 €/kWh	0,40 €/kWh	0,40 €/kWh	0,40 €/kWh
Preis in das Netz	0,05 €/kWh	0,05 €/kWh	0,05 €/kWh	0,05 €/kWh
Energie aus Bilanzkreis	3.600 MWh	3.600 MWh	3.600 MWh	3.600 MWh
Rückgespeiste Energie 1		330 MWh	330 MWh	340 MWh
Rückgespeiste Energie 2			6,5 MWh	
Energie Netzbezug	-2.275 MWh	-1.940 MWh	-1.940 MWh	-1.930 MWh
Energie Netzeinspeisung	2.815 MWh	1.655 MWh	1.650 MWh	2.400 MWh
Strompreis Insgesamt	0,24 €/kWh	0,26 €/kWh	0,28 €/kWh	0,24 €/kWh

Tab. 31: Auswertung Szenarien Preisgestaltung - zwei Windkraftanlagen - Referenzszenario.

Energie bzw. Preis	kein Speicher	Wasserstoff	Wasserstoff mit Verkauf
Autarkiegrad	79 %	93 %	82 %
Preis aus Bilanzkreis	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh
Preis aus Speicher 1		0,97 €/kWh	0,74 €/kWh
Preis aus dem Netz	0,40 €/kWh	0,40 €/kWh	0,40 €/kWh
Preis in das Netz	0,05 €/kWh	0,05 €/kWh	0,05 €/kWh
Energie aus Bilanzkreis	3.380 MWh	3.380 MWh	3.380 MWh
Rückgespeiste Energie 1		580 MWh	370 MWh
Energie Netzbezug	-875 MWh	-290 MWh	-770 MWh
Energie Netzeinspeisung	6.030 MWh	3.900 MWh	4.045 MWh
Strompreis Insgesamt	0,23 €/kWh	0,29 €/kWh	0,27 €/kWh

**Abb. 57:** Strompreisentwicklung abhängig vom Netzstrompreis - zwei Windkraftanlagen - Referenzszenario.**Tab. 32:** Auswertung Szenarien Preisgestaltung - zwei Windkraftanlagen - Zielszenario.

Energie bzw. Preis	kein Speicher	Wasserstoff	Wasserstoff mit Verkauf
Autarkiegrad	72 %	81 %	76 %
Preis aus Bilanzkreis	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh
Preis aus Speicher 1		0,93 €/kWh	0,74 €/kWh
Preis aus dem Netz	0,40 €/kWh	0,40 €/kWh	0,40 €/kWh
Preis in das Netz	0,05 €/kWh	0,05 €/kWh	0,05 €/kWh
Rückgespeiste Energie 1		500 MWh	240 MWh
Energie aus Bilanzkreis	4.245 MWh	4.245 MWh	4.245 MWh
Energie Netzbezug	-1.625 MWh	-1.120 MWh	-1.380 MWh
Energie Netzeinspeisung	5.165 MWh	3.455 MWh	3.455 MWh
Strompreis Insgesamt	0,23 €/kWh	0,26 €/kWh	0,24 €/kWh

7. Handlungsvorschläge für die Gemeinde und Leitfaden zur Modellskalierung

Aus der zukünftigen Energiestruktur, welche für verschiedene Ausbauszenarien dargestellt und mittels technischer und wirtschaftlicher Bewertung erfolgte, werden in diesem Kapitel konkrete Handlungsvorschläge beschrieben, welche die aktive Umsetzung der Ziele in der Gemeinde verfolgen.

7.1. Ausbau der Energiestruktur - Stromversorgung

Aus dieser Machbarkeitsstudie geht hervor, dass die zukünftige Energiestruktur, mit dem Ziel einer enkeltauglichen Versorgung, einen großen Ausbau und Umstrukturierung bedarf. Der Ausbau von Photovoltaikanlagen ist durch die Potentialanalyse untersucht und wird als technisch umsetzbar angesehen. Der sich ergebende Stromgestehungspreis für PV-Strom kann ebenfalls mit Netzpreisen konkurrieren. Für die regenerative Stromnutzung ist es erforderlich, die Windkraft miteinzubeziehen, um die stark saisonale und tägliche volatile Erzeugung der beiden Technologien teilweise auszugleichen. Dafür sind künftig Stromlieferverträge mit dem Windparkbetreiber der Firma *EST Elektro Special GmbH* und dem zukünftigen Betreiber der Energieversorgung der Gemeinde anzustreben. Dabei ist die technische Umsetzung der Stromlieferung zu untersuchen, da der Einspeisepunkt des Windparks außerhalb der Gemeinde liegt und in das Mittelspannungsnetz speist. Möglich wäre in einem ersten Schritt ein rein bilanzieller Stromliefervertrag (engl. Power Purchase Agreement, kurz PPA). Ein weiterer Ausbau von großen Windkraftanlagen ist zum Stand der Studie nicht zu erwarten.

Infolge einer klimaneutralen Wärmeversorgung, durch Substitution von konventionellen Energieträgern, ist mit einem großflächigen Einsatz von Wärmepumpen zu rechnen, da es wenige nutzbare Wärmequellen gibt. Dies sorgt schließlich für einen höheren Gesamtstrombedarf. Aus der Untersuchung der Residuallast von Erzeugern und Verbrauchern in den zukünftigen Ausbauszenarien geht hervor, dass der Strombedarf besonders im Winterhalbjahr nicht deckend bedient werden kann. Daraufhin wurden mögliche Speicherkonzepte geprüft und wirtschaftlich bewertet. So können in Zukunft Wasserstoff- oder Batteriespeicher eingesetzt werden, um die volatile Erzeugung aus Sonne und Wind besser an den Verbrauch anzupassen. Mittels Förderung und Optimierung der Speicher können auch wirtschaftlich attraktive Strompreise geschaffen werden. Ein komplett autarkes Energiekonzept ist aufgrund von sehr hohen Kosten für Speichersysteme und zu installierender Anlagenleistung wirtschaftlich und technisch nicht sinnvoll. Dies würde außerdem zu einer schlechten Auslastung der Speicher führen und könnte die Abschaltung von Erzeugern oder Verbrauchern in ungünstigen

Lastsituationen bedeuten. Eine Kombination aus hohem Eigenverbrauch, Vermarktung von Überschüssen und stete Weiterentwicklung des Energiekonzeptes ist anzustreben.

Aus Tabelle 2 in Kapitel 2 ergibt sich, dass die Stromverbraucher pro Jahr ca. 1,15 Mio. € der Kaufkraft für Strombezug ausgeben. Setzt man hier die aktuellen Preise und die Einsparpotentiale dagegen (40 ct/kWh Privat und Gewerbe, 25 ct/kWh Leistungsgemessene) ergibt sich ein Kaufkraft- und Gewerbeertragspotential von o.g. Summe.

Demgegenüber steht laut Kapitel 3.2.4 und 5.2.1 ein Ausbauinvestitionspotential von Photovoltaik in Höhe von 11,7 MWp geeigneter Dachflächen zur Verfügung, von dem maximal 30 %, für 3,42 MWp benötigt werden. Daraus ergibt sich ein optimales Investitionsvolumen von ca. 4,6 Mio. € inkl. Kleinspeichertechnik. Unter Einbeziehung weiterer Kosten und Rahmenbedingungen lässt sich eine Amortisationszeit aller Selbstversorgungsmaßnahmen im Energiesektor unter diesen Bedingungen von deutlich unter 10 Jahren auf Gesamtgemeindeebene und privat bilanziert für jeden Bürger und Gewerbetreibenden abschätzen.

Im Hinblick auf die konkrete Umsetzung sollte sich im ersten Schritt ein Energieversorger bzw. eine Betreibergemeinschaft (Gemeindewerk, analog zum üblichen Stadtwerk) finden. Erst damit kann das ökonomische Konzept klar definiert werden und die wirtschaftliche Betrachtung von Teilkonzepten detailliert bewertet werden. Es ist insbesondere eine eigene Strom- bzw. Netzstruktur und deren Bilanzkreis aufzubauen. Die rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen sind ebenso zu prüfen, wie auch die individuelle Beteiligung an der regionalen Versorgung in der Gemeinde. Ein Startportfolio für den Bilanzkreis von 2 GWh Erzeugung und Verbrauch ist aus wirtschaftlichen Gründen zu empfehlen.

7.2. Ausbau der Energiestruktur - Wärmeversorgung

In Deutschland verfehlte der Gebäudesektor die im Klimaschutzgesetz festgelegten Ziele für 2020 und 2021 [72]. Dies zeigt, dass dem Gebäudesektor besondere Aufmerksamkeit geschenkt werden muss, um die Ziele der Klimaneutralität zu erreichen. Die Wärmeversorgung im Gebäudesektor in Nebelschütz erfolgt, wie im Kapitel 2.3 erwähnt, überwiegend mit fossilen Energieträgern. Aufgrund des dezentralen Charakters der Wärmeversorgung in der Gemeinde sind im Gegensatz zum Stromsektor die einzelnen Gebäudeeigentümer die Träger der notwendigen Investitionen und Maßnahmen, sodass eine Struktur bzw. ein möglicher Pfad für die Transformation zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung schwer erkennbar ist, da die notwendigen Informationen wie z.B. energetische Eigenschaften der Gebäude, aktueller Anlagenzustand, Investitionsbereitschaft der Eigentümer u.a. nicht bekannt sind. Diese

Lücke könnte durch kostenlose Wärmechecks für die Bürger geschlossen werden, indem die Gebäude durch einen Energieberater untersucht werden und die notwendigen Maßnahmen für eine gebäudeindividuelle Wärmewende vorgeschlagen werden. Diese Wärmechecks könnten im Rahmen eines kommunalen Wärmeplans durchgeführt werden, da die Wärmechecks eine sehr genaue und detaillierte Datengrundlage für die Erstellung eines kommunalen Wärmeplans liefern können. Aktuell wird die Erstellung eines kommunalen Wärmeplans bei Antragstellung bis 31.12.2023 mit 100 % gefördert. Detaillierte Fördermöglichkeiten werden im Kapitel 8 diskutiert.

In Kapitel 4.1.1 wurde die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen untersucht und gezeigt, dass die Kosten einer Wärmeversorgung mit Wärmepumpen auch bei der in Kapitel 4.1.1 genannten ungünstigen Entwicklung der Strom- und Erdgaspreise im Szenario „hohe Elektrifizierung“ bei einem Strompreis von 30,44 ct/kWh und einem Erdgaspreis von 6,4 ct/kWh im Jahr 2040 mit denen eines Erdgas-Brennwertkessels vergleichbar sind. Dies setzt jedoch voraus, dass die *Vorlauftemperaturen* des Heizsystems unter 45 °C gehalten werden. Bei einer optimalen Entwicklung der Energiepreise im Szenario „moderate Elektrifizierung“ bei einem Strompreis von 22,11 ct/kWh und einem Erdgaspreis von 7,39 ct/kWh im Jahr 2040 könnte die Beheizung mit Wärmepumpen bereits ab 55 °C wirtschaftlich sein. Durch in Kapitel 5.1 beschriebene Ausbau von PV-Anlagen und die Nutzung von selbst erzeugtem Strom in der Gemeinde über eine Bilanzkreis (vgl. Kapitel 1.3) können die Betriebskosten einer Wärmepumpe so gesenkt werden, dass die Wärmegestellungskosten auch bei sinkenden Erdgaspreisen und steigenden Strompreisen mit denen eines Erdgas-Brennwertkessels vergleichbar sind (vgl. Kapitel 4.1.2). Gebäudeeigentümer können durch die Einstellung vorhandener Heizkessel auf niedrige Vorlauftemperaturen und einen hydraulischen Abgleich feststellen, ob das vorhandene Heizsystem bereits mit den für Wärmepumpen erforderlichen niedrigen Vorlauftemperaturen ausreichend heizen kann. Ist dies nicht der Fall, sind entsprechende Sanierungsmaßnahmen durchzuführen und deren Wirtschaftlichkeit im Einzelfall zu prüfen, was durch den oben genannten kostenlosen Wärmecheck erfolgen könnte.

Die Ergebnisse der Kostenanalyse in Kapitel 4.1.2 hat gezeigt, dass effiziente Gebäude mit einer erforderlichen Vorlauftemperatur von 35 °C in Verbindung mit Luft/Wasser-Wärmepumpen günstiger beheizt werden können als mit einem Gas-Brennwertkessel. Bei Gebäuden, die eine Vorlauftemperatur von mehr als 55 °C benötigen, verursachen Luft/Wasser-Wärmepumpen hohe Betriebskosten. In diesen Fällen kann Umweltwärme aus dem Erdreich entweder über dezentrale Erdwärme-Flächenkollektoren und Erdwärmesonden oder über ein zentrales System wie z.B. Agrothermie angeschlossen werden. Durch die höhere Quelltemperatur im Vergleich zur Außenluft wird die Leistungszahl der Wärmepumpen erhöht und damit die Stromkosten gesenkt. In der Praxis kann es jedoch vorkommen, dass der Anschluss

einer dezentralen Erdwärmequelle aus Gründen wie Flächenverfügbarkeit, schlechter Eignung des Untergrundes oder fehlender Investitionsbereitschaft nicht möglich ist. In diesen Fällen kann Agrothermie vorteilhaft sein, indem die dezentralen Wärmepumpen über ein kaltes Nahwärmenetz mit einem zentralen Erdwärme-Flächenkollektor verbunden werden. Bei diesem System werden die notwendigen Systeme wie Kollektorfeld, kalte Nahwärmenetz und auch Wärmepumpen von einem Betreiber bereitgestellt und die Wärme im Contracting-Modell geliefert. Obwohl ein solches System um ca. 10% teurer als dezentrale Erdwärmequellen sind, kann der Wegfall der Investitionskosten für Gebäudeeigentümer attraktiv sein.

Als konkreter nächster Schritt wird empfohlen, die Erstellung eines kommunalen Wärmeplans zu initiieren. Dabei sollen aufgrund der dezentralen Struktur der Wärmeversorgung in Nebelschütz die einzelnen Gebäude näher betrachtet werden. Aufgrund des ländlichen Charakters der Gemeinde und der damit vorhandenen Freiflächen könnte ein Agrothermie-System interessant sein und sollte ebenfalls im Wärmeplan näher untersucht werden.

7.3. Handlungsempfehlung für Energiespeicher

Energiespeicher bieten die Möglichkeit der Steigerung der Autarkie, auch wenn ein völlig unabhängiger Betrieb ohne Netzbezug nicht wirtschaftlich ist. Grundsätzlich ist aber die Speicherung von überschüssigem Strom sowie die Rückverstromung lohnenswert. Jede Lösung muss im Einzelfall trotzdem betrachtet werden. Im Folgenden werden zwei mögliche rentable Szenarien dargestellt. Die wahrscheinlichste Umsetzung wäre eine Erweiterung einer großen Photovoltaikanlage um einen passend skalierten Batteriespeicher. Dabei sind die Kosten abhängig von der Größe der Photovoltaikanlage zu der der Speicher aufgebaut wird. Eine solche Anlage lässt sich sowohl durch ein Unternehmen als auch durch eine Energiegenossenschaft umsetzen und bilanziell auf seine Kunden beziehungsweise Genossenschaftsmitglieder umlegen. Eine vollständige Abdeckung des Bedarfs ist damit nicht möglich. Strom, der aus dem Netz hinzuerworben wird, wird hierbei ebenso auf den Kunden umgelegt, wie der mögliche Verkauf von überschüssigem Strom in das Netz. Die Ergebnisse der Studie unter Kapitel 6.2.2 können insbesondere für den Batteriespeicher übertragen werden. Das bedeutet, Preise von 0,46 €/kWh für das Szenario sind hier ausschließlich mit Batteriespeicher möglich (siehe Tabelle 27). In einer gemischten bilanziellen Betrachtung sind dann Preise von 0,24 €/kWh durch die geringeren Kosten für den direkt bereitgestellten Strom durch die Photovoltaikanlage möglich (siehe Abbildung 35). Dies beruht auf der Annahme, dass der Strom aus dem Netz für 0,40 €/kWh bezogen wird und für 0,05 €/kWh in das Netz abgegeben wird. Dabei werden Steuern und Netzentgelte nicht berücksichtigt. Die Preise werden anteilig an

den Energiemengen gewichtet. Der größte Vorteil einer solchen Anlage ist jedoch ihre Skalierbarkeit. Batteriespeicher sind von Kleinstanlagen mit wenigen Kilowattstunden bis hin zu großen modularen Containerlösungen im Megawattstunden-Bereich möglich. Weiterhin wäre auch ein Energiespeicher mit Wasserstoff möglich, insbesondere wenn die Anlagenkosten hier in den nächsten Jahren deutlich fallen sollten. Dabei ist besonders ein Modell mit Abgabe der gewinnbringenden Abgabe von Wasserstoff denkbar. Der Preis für den verkauften Wasserstoff und die rückgespeiste Kilowattstunde kann dabei durch den zusätzlichen Handel mit CO₂-Zertifikaten bilanziell reduziert werden. Ohne die Preisreduktion durch den Zertifikatehandel wären ohne Förderung bei gleicher Annahme wie für den Batteriespeicher 0,24 €/kWh möglich (siehe Tabelle 32). Zu berücksichtigen ist jedoch der höhere notwendige Überschuss von Energie aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen, sowie die auch insgesamt großen Investitionskosten. Für kleinere Anlagen wäre eine Überprüfung nötig, ob eine Wasserstoffanlage bilanziell wirtschaftlich betreibbar wäre. Der Einfluss der Preisentwicklung und der volatile Strommarkt wird unter Kapitel 6.2.3 ausführlicher diskutiert. Ein weiteres wichtiges Argument für einen Energiespeicher ist die höhere Autarkie und die damit verbundene Preisstabilität unabhängig von äußeren Einflüssen.

7.4. Checkliste zum Aufbau des regionalen Strombilanzkreises

Aus den in Abschnitt 1.3 beschriebenen Zielen und Notwendigkeiten ergibt sich folgende Reihenfolge in der Planung und Umsetzung des ersten Abschnittes für den Bilanzkreis der Stromversorgung:

- Festlegung Name (Vorschlag: *Nebelschützer Energie eG/GmbH/KG* o.Ä.), Modell (Regionalprodukt) und Versorgerdefinition (Versorgungsunternehmen kann neu gegründet, oder bestehendes Unternehmen beauftragt werden), Sichern der URL etc.,
- Festlegung erster und maximaler geographischer Wirkungskreis (Gemeinde gesamt, Ortsteile etc.),
- Vertragliche Festlegung der Ansprechpartner für Gründung und Betreiben des Bilanzkreises (Gemeinde, LNE eG),
- Vorauswahl des lizenzierten Bilanzkreismanagers (Ermittlung potentieller Firmen) als „White label Lizenzgeber“ und Festlegung der Adminstandards für den Messstellentrieb.,
- Anmeldung des Bilanzkreises bei den zuständigen Behörden und beteiligten Gremien der Netzversorgung,

-
- Recherche, Auswahl und Interesse potentieller Erzeuger, Verbraucher sowie der Erzeugungsmengen und Verbräuche am Bilanzkreis,
 - Startportfolio grob festlegen (Richtmaß: mind. 8 größere Anlagen, 3-5 GWh für Verbrauch und Erzeugung in Summe),
 - Berücksichtigung bestehender Direktvermarktungsverträge (DV) und Kündigungsfristen bei den potentiellen Anlagen des Startportfolios (bedeutend für Zeitplanung der Einrichtung des Bilanzkreises),
 - Ausfüllen der Datenerfassungsbögen (Erzeuger) zum Erfassen aller für die Konfiguration des Bilanzkreises notwendigen Daten,
 - Check Aufwand und Kosten für die Anbindung der Produzentenanlagen, wenn bisher keine DV-Schnittstelle vorhanden ist (gilt auch für die Einbeziehung der Kleinerzeugungsanlagen (je nach den gesetzlich geregelten Anforderungen ist zu prüfen, ab welcher Anlagengröße entsprechend technische Maßnahmen definiert sind),
 - Check von Aufwand und Kosten der Anbindung von Verbrauchereinheiten, ggf. Messzähler an steuerbaren Anlagen einplanen (z.B. Impulsgeber Speicheröfen oder Produktionsanlagen),
 - Entscheidung zur Eignung der aufgenommenen Anlagen für das Startportfolio, ggf. zeitliche Staffelung der Einbeziehung,
 - Direktvermarktungsvertragsschluss, Anmeldung und Anschluss der Anlagen, Ausfüllen der Steuerungstabelle Direktvermarktung (DV),
 - Im künftigen Ortsbilanzkreis/-netz sind Schnittpunkte für die Sektorenkopplung zu identifizieren, um ein Höchstmaß an Ausnutzung der vorhandenen Erzeugung und der Verbräuche zu erreichen (Grundsatz Produktion vor Abregelung der Anlage),
 - Ggf. Beauftragung Entwicklung Logo, Design und Kampagne mit Kommunikationsmitteln (Broschüre, Flyer etc. für Stromendkunden privat und gewerblich),
 - Erstellen und Sammeln von Bildern für die Webseite (Headerbilder, Anlagenbilder) - Richtmaß: 10 Headerbilder, (mind. 5 Bilder je Erzeugungsanlage),
 - Erstellen von Webseite und Menüstruktur auf Testserver.
 - Vergabe von Berechtigungen, Zuordnung von Rollen und Schulung CMS (Customer Management System).

- Anpassen der Inhalte auf der Webseite bei Einrichtung verschiedener Tools zur Visualisierung, Auswertung und steten Aktualisierung,
- Festlegung der Ansprechpartner, deren Kommunikationswege und Erstellung der Mitarbeiterfotos,
- Festlegung des aktuellen Tarifgebietes, der Tarifarten und zugehörigen Tarifpreise,
- Integration der Tarife in das Backend des Versorgers,
- Abstimmung der Inhalte in den Kommunikationsmitteln (Broschüren, Flyer, etc.),
- Testen der Tarifrechner online, organisieren und testen der Abschlusstrecke und Kundenkontaktmöglichkeiten,
- Aufsetzen der Kundenkommunikation, Integration und Testen der Kundenkommunikation (inkl. aller Vorlagen),
- Start Marketing für den Ausbau des Bilanzkreises und der Gewinnung weiterer Erzeuger, Verbraucher oder Prosumenten,
- Integration des Login-Bereiches für Kunden (Erzeuger und Verbraucher),
- Integration des Datenaustausches für die Buchhaltung,
- Archivierung und Übergabeprozess von Kundendaten im System und in die Buchhaltung,
- Einrichtung Hotline zwischen Versorger und Bilanzkreismanager,
- Einrichten des Cockpitzugangs und Schulung der Mitarbeiter,
- Das Projekt geht offiziell in den Betrieb.

Aus diesem Praxis-Leitfaden zur Gründung eines regionalen Versorgers mit eigenem Bilanzkreis sind optimalerweise Schritt für Schritt Vorlagen für Gemeinderatsbeschlüsse zu erarbeiten, die klare Empfehlungen und fundierte Begründungen für die gemeindebezogenen Angelegenheiten liefern. Auch Risiken und Perspektiven sollten beleuchtet werden.

7.5. Leitfaden zur Erstellung einer Potentialanalyse

Der Arbeitsablauf zur Erstellung dieser Studie soll in verkürzter Form dazu dienen, einen allgemeinen Leitfaden für die Erstellung ähnlicher Potentialanalysen zu erarbeiten. Einige ausgeführte Schritte werden bewusst verkürzt, um möglichst schnell ein solides Ergebnis mit geringerem Umfang zu gewährleisten. Details sind in den jeweiligen Kapiteln einzusehen und entsprechend referenziert.

-
- Die Datenerhebung der Strom- und Wärmeverbräuche der Gemeinde werden überwiegend über die Energiesteckbriefe von Energieversorgern oder anderen öffentlich zugänglichen Quellen erzielt (s. Kapitel 2.1). Anhand dieser Daten werden Standardlastprofile skaliert und als Datenbasis genutzt (siehe Kapitel 2.2 und 2.3). Zusätzlich ermittelte Daten aus Umfragen und Ortsbegehungen zur Ermittlung des Gebäudebestandes fließen ebenfalls ein.
 - Die Daten der Stromerzeuger werden anhand von Spezifikation von Betreibern sowie öffentlichen Wetterdaten erzeugt. Direkt stündliche Anlagendaten sind nicht genutzt (s. Kapitel 2.2).
 - Die Potentialanalyse zur Energierzeugung aus Solarenergie wird mit einem Solarkataster, den verfügbaren Wetterdaten und einer Analyse auf Basis von 3D-Oberflächendaten ermittelt (s. Kapitel 3.1). Daraus können mittels Open-Source-Tools Lastprofile ermittelt werden (s. Kapitel 3.2).
 - Die Potentialanalyse zur Energierzeugung aus Windkraftanlagen wird aus Anlagendaten des lokalen Energieerzeugeres und Analyse der Freiflächen unter Berücksichtigung von Abstandsregeln untersucht (s. Kapitel 3.3.2). Aufbauend darauf können aus Wetterdaten und der Anlagenspezifikation Lastprofile ermittelt werden (s. Kapitel 3.3.4).
 - Die Analyse der Wärmeerzeugung erfolgt unter Berücksichtigung der Entwicklung des Wärmepumpenzubaus und der Entwicklung der Energieeffizienz von Gebäuden (s. Kapitel 4.2.1). Dazu werden Wärmepumpen modelliert und ihr Energiebedarf mittels Wetterdaten ermittelt (s. Kapitel 4.1.1 und 4.2.1).
 - Die Skalierung der zukünftigen Modelle wird anhand von öffentlich ausgeschriebenen Entwicklungszielen definiert (s. Kapitel 5.3).
 - Die Residualmengen werden auf Basis aller oben genannten Lastprofile ermittelt und aufsummiert (s. Kapitel 5.1.1).
 - Ausgehend von den Residualmengen kann der Strombezug aus dem Netz ermittelt werden (s. Kapitel 6.2.2). Die Speichergröße kann vereinfacht durch den gemittelten täglichen Bedarf aus dem Stromnetz errechnet werden. Damit wird zwar keine Autarkie des Bilanzkreises erreicht, jedoch eine gute wirtschaftliche Ausnutzung (s. Kapitel 6.2).
 - Die Abschätzung der Anlagenkosten wird jeweils durch ein skalierbares Referenzangebot berechnet. Diese wird auf die ermittelten Anlagengrößen umgelegt.
 - Die Errechnung des gemittelten Strompreises beziehungsweise des Wärmepreises erfolgt unter Berücksichtigung aller Kosten und der bereitgestellten Energiemengen (s. Kapitel 4.1.2 und 6.2.3).

8. Fördermöglichkeiten zur Realisierung des Konzepts

Es gibt derzeit eine große Anzahl an Förderprogrammen, welche die Maßnahmen zur Erreichung der klimapolitischen Zielstellungen Deutschlands unterstützen. Einige dieser Programme sind in diesem Kapitel näher erläutert, weitere Programme sind mit entsprechenden Links hinterlegt. Bei allen Förderprogrammen gilt, dass immer vor Beginn des Vorhabens der Förderantrag gestellt werden muss, da ansonsten der Status der Förderfähigkeit entfällt.

Die Kommunalrichtlinie des Bundes bietet ein großes Spektrum an Fördermöglichkeiten, die für Kommunen, kommunale Einrichtungen und kommunale Unternehmen zugänglich sind. Im Nachgang zu dieser Studie bietet sich für eine detailliertere Betrachtung der Wärmeversorgung der Gemeinde die *Förderung der kommunalen Wärmeplanung* an. Für diesen Förderschwerpunkt sind nur Kommunen antragsberechtigt. Die Förderquote beträgt bei Antragstellung bis zum 31.12.2023 für Kommunen in den Strukturwandelregionen 100 %. Hauptziel der kommunalen Wärmeplanung ist, die wärmetechnische Untersuchung einer ganzen Kommune und das Aufzeigen von Möglichkeiten, wie eine Wärmeversorgung im Jahr 2045 klimaneutral möglich sein kann. Dabei können zentrale als auch dezentrale Wärmeversorgungskonzepte Gegenstand der Planung sein. Besonders interessant ist, dass für 2 bis 3 Fokusgebiete eine detaillierte Umsetzungsplanung erfolgen kann.

Für die Investition in ein Wärmenetz kann die *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)* in Frage kommen. Antragsberechtigt sind hier neben Kommunen u.a. auch kommunale Unternehmen und Energiegenossenschaften. Die Förderung besteht aus 4 Modulen (nachfolgende Aufzählung entnommen aus Bundesförderung für effiziente Wärmenetze, technische Anforderungen der Module 1 bis 4):

1. die Förderung von Transformationsplänen oder Machbarkeitsstudien,
2. die systemische Förderung eines Wärmenetzes (Investitionsförderung),
3. die Förderung von Einzelmaßnahmen an einem Wärmenetz,
4. die Betriebskostenförderungen für Solarthermieanlagen und Wärmepumpen.

Grundlage der Förderung einer Investition (Modul 2) ist ein Transformationsplan für ein bestehendes bzw. eine Machbarkeitsstudie für ein neues Wärmenetz. Da es in der Gemeinde Nebelschütz bisher noch kein Wärmenetz gibt, müsste eine Machbarkeitsstudie erstellt werden. Hierfür kann entweder die Förderung nach Modul der BEW oder die Förderung über die Kommunalrichtlinie (kommunale Wärmeplanung) genutzt werden. Da die Studie über BEW nur zu 50 % gefördert wird, wäre die Nutzung der Förderung über die Kommunalrichtlinie sinnvoller. Dabei müssen die zu beachtenden Kriterien der *BEW-Förderung* (Seiten 13 bis 15) an

eine Machbarkeitsstudie berücksichtigt werden, denn nur dann wird diese als solche anerkannt und die nachfolgenden Module sind förderfähig. Da für die Förderung der Umsetzung Planungsleistungen der Phasen 2 bis 4 vorliegen müssen, sollten auch diese Anforderungen berücksichtigt werden (Seiten 18 und 19 im Merkblatt Technik). Nach Fertigstellung der Studie kann die systemische Förderung nach Modul 2 beantragt werden. Diese Investition wird derzeit mit 40 % gefördert. Zu den förderfähigen Maßnahmen zählen hier u.a. die Wärmeerzeuger, Rohrleitungen, Tiefbauarbeiten, MSR-Technik, etc. Bei Umsetzung der Maßnahmen muss das *Merkblatt für Modul 2* beachtet werden. Auf die Module 3 und 4 wird in dieser Studie nicht näher eingegangen, da diese für die Gemeinde Nebelschütz bzw. für ein kaltes Nahwärmenetz nicht zutreffend sind.

In Bezug auf das kalte Nahwärmenetz im Ortsteil Piskowitz ist für die privaten Hausbesitzer die *Bundesförderung für effiziente Gebäude* von Interesse. Im Rahmen der Etablierung des Wärmenetzes kann es notwendig sein, dass die Haushalte eine Wärmepumpe in ihrem Haus installieren müssen, wofür diese Förderung in Anspruch genommen werden könnte. Alternativ wäre die Installation durch den Wärmenetzbetreiber unter Inanspruchnahme der BEW-Förderung möglich, was die Autoren der Studie für sinnvoller erachten. Sollte das nicht das gewählte Modell sein, kommt das eingangs dieses Absatzes beschriebene Programm in Frage. Für neue Wärmepumpen und damit verbundenen Investitionen erhalten private Haushalte einen Zuschuss von 30 % der förderfähigen Kosten. Die Wärmepumpe muss in der *Liste der Wärmepumpen mit Prüf-/Effizienznachweis* des Fördergebers aufgeführt sein. Bei Austausch einer alten Heizung auf Basis fossiler Brennstoffe (Öl, Gas, Kohle, Nachtspeicherheizung), erhält man einen extra Zuschuss in Höhe von 10 %. Förderfähig sind im Rahmen des Einbaus der Wärmepumpe u. a. folgende Maßnahmen: notwendige Umgestaltung des Heiz- bzw. Technikraumes, Hydraulischer Abgleich des Heizsystems, Ausbau alter Wärmeerzeuger, einschließlich Entsorgung, Verlegung von Fußboden- bzw. Flächenheizung, etc. Weitere Maßnahmen sind im „Infoblatt zu den förderfähigen Kosten“ aufgeführt, das ebenfalls auf der Webseite des BAFA heruntergeladen werden kann. Die förderfähigen Kosten sind pro Wohneinheit auf max. 60.000 € gedeckelt. Vor der Antragstellung sollte man sich Angebote für die neue Wärmepumpe, die Entsorgung der alten Heizung, den eventuellen Umbau des Heiz- und Technikraumes, die Verlegung der Fußbodenheizung und weitere Maßnahmen einholen. Der Förderantrag ist online über die Webseite des BAFA zu stellen. Dies kann auch durch eine bevollmächtigte Person erfolgen. Für die Ausführung ist es wichtig, dass die technischen Mindestanforderungen durch die Installationsbetriebe beachtet werden. Auch diese sind über die Webseite des BAFA herunterladbar. Weitere Informationen zum Förderprogramm für Wärmepumpen findet man unter folgendem Link.

Des Weiteren ist die Förderung des Anschlusses an ein Wärme- bzw. Gebäudenetz

über das Förderprogramm Bundesförderung für effiziente Gebäude - Einzelmaßnahmen möglich, wenn nicht bereits eine andere Förderung, z. B. Bundesförderung für effiziente Wärmenetze, genutzt wurde, was die Autoren der Studie empfehlen würden. Sollte also der Wärmenetzbetreiber nicht selbst in die Infrastruktur investieren, kommt für den Anschluss an das Wärmenetz diese Förderung in Frage. Der Unterschied zwischen der Eingruppierung von Wärme- und Gebäudenetz besteht darin, dass bei einem Wärmenetz mindestens 16 Gebäude bzw. 100 Wohneinheiten und bei einem Gebäudenetz maximal 16 Gebäude bzw. 100 Wohneinheiten an einem leitungsgebundenen Wärmenetz hängen. Bei Einstufung als Wärmenetz kann man für die nachfolgend aufgeführten förderfähigen Maßnahmen 30% Förderung erhalten. Bei Gebäudenetzen sinkt die Förderquote auf 25%. Den oben erwähnten Heizungstauschbonus in Höhe von 10% bei Austausch einer alten, auf fossilen Brennstoffen basierenden Heizung, kann man hier ebenfalls in Anspruch nehmen. Förderfähige Maßnahmen sind u. a. die Wärmeverteilung auf dem Grundstück des angeschlossenen Gebäudes, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Wärmeübergabestationen und Umfeldmaßnahmen, wie der Umbau des Technikraumes oder die Entsorgung der alten Heizung. Weitere Informationen zu diesem Förderprogramm können dem *Merkblatt zum Förderprogramm* entnommen werden,

Bei Installation einer Wärmepumpe bietet es sich gegebenenfalls an, eine Photovoltaikanlage mit Stromspeicher zu installieren. Für das Material, die Installation und die Inbetriebnahme von beiden Anlagen wurde die gesetzliche Umsatzsteuer vom 01.01.2023 an auf 0% gesenkt. Zudem wurde die Einspeisevergütung leicht auf 8,2 ct/kWh für Anlagen mit einer Leistung bis zu 10 kWp bzw. 7,1 ct/kWh für Anlagen ab einer Leistung von 10 kWp erhöht. Sollte sich das Dach nicht für eine Photovoltaikanlage eignen, kann zukünftig die Anlage bis zu einer Leistung von 20 kWp auch im Garten errichtet werden. Hierfür ist ein entsprechender Nachweis erforderlich. Weitere ausführliche Informationen gibt es bei der *Verbraucherzentrale* und im *Leitfaden Photovoltaik der SAENA*.

Zum 01.01.2023 ist das *Förderprogramm Bürgerenergiegesellschaften* gestartet. Einen Förderantrag können ebensolche Gesellschaften nach *§3 EEG* stellen und können bis zu 70% der Kosten für die Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen erhalten. Die maximale Förderhöhe beträgt 200.000 € bei maximal 25 MW installierte Leistung pro Antragsteller.

Für Gebäudesanierungen oder Neubauten liefert die Sächsische Energieagentur SAENA mit einer *Informationsbroschüre* eine Zusammenfassung zu aktuellen Fördermaßnahmen. Zudem steht die Energieagentur des Landkreises Bautzen bei Fragen als Ansprechpartner zur Verfügung.

Literaturverzeichnis

- [1] GeoSN. Geoprotal Sachsen. Erreichbar unter: <https://geoportal.sachsen.de/cps/karte.html?showmap=true>[10.01.2023], 2022.
- [2] SachsenNetze GmbH. Energiewirtschaftliche Daten der Gemeinde Nebelschütz - Basisjahr 2020. , 2020.
- [3] Neue Energien Forum Feldheim. Daten zum energieautarken Dorf Feldheim. <https://nef-feldheim.info/energieautarkes-dorf/>, 2022.
- [4] EWS Elektrizitätswerke Schönau eG. Modellprojekt Schönau. <https://ews-schoenau.de/ews/energiesdienstleistungen/modellprojekt/>, 2022.
- [5] Umweltbundesamt. Bioenergie. Erreichbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie>[03.02.2023], 2022.
- [6] EuPD Research Sustainable Management GmbH. PV Heimspeichermarkt in 2020 auf Rekordkurs. <https://enso.de/wps/portal/enso/cms>, 2022.
- [7] Home Power Solutions AG. Das erste Solar-Wasserstoff-System für Ihr Zuhause. <https://www.homepowersolutions.de/produkt/>, 2023.
- [8] Verbraucherzentrale NRW e.V. Lohnen sich Batteriespeicher für Photovoltaikanlagen? <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/lohn-sich-batteriespeicher-fuer-photovoltaikanlagen-24589>, 2022.
- [9] DiLiCo engineering GmbH. Brennstoffzellenheizung inhouse 5000+. <https://www.dilico.de/de/inhouse5000.php>, 2023.
- [10] J. Dickert. Integration von Wasserstoff in das Gasnetz. https://www.energieagentur-bautzen.de/wp-content/uploads/2023/02/8_Integration-H2-Gasnetz_Dickert.pdf, 2023.
- [11] Viessmann Climate Solutions SE. 100 Prozent Wasserstoffbetrieb ab 2025 vorgesehen. <https://www.viessmann.family/de/was-wir-tun/klimaloesungen/wasserstoff/100-prozent-wasserstoffbetrieb-ab-2025-vorgesehen>, 2023.
- [12] R. Keller, A. Stohr, M. Weibelzahl, L. Wolf. Elektromobilität im ländlichen Raum – Handlungsempfehlungen für die Gestaltung der Mobilität von Morgen. Institutsteil Wirtschaftsinformatik, Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik FIT, Augsburg und Bayreuth. Erreichbar unter: https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/verkehr/auto/220504_studie_elektromobilit__t_auf_dem_land_fit_nabu.pdf[10.01.2023], 2022.
- [13] SachsenNetze GmbH. Übersicht Energiewirtschaftlicher Daten - Gemeinde Nebelschütz 2020. <https://cdc.dwd.de/portal/202209231028/index.html>, 2022.
- [14] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam, B. Schiederdecker - (BTU Cottbus). Repräsentative VDEW-Lastprofile. https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf, 1999.
- [15] Bundesnetzagentur: Marktstammdatenregister. Stromerzeugungseinheiten der Photovoltaikanlagen im Gemeindegebiet. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheiteneubersicht>, 2022.

- [16] Bundesnetzagentur: Marktstammdatenregister. Stromerzeugungseinheit: Thonberg WEA 3.1. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Detail/IndexOeffentlich/2878486#technischdaten>, 2022.
- [17] Deutscher Wetterdienst. Climate Data Center - Datenportal des DWD (Klimastation 1048 - Dresden Klotzsche). , 2021.
- [18] Boston Consulting Group (BCG), Gutachten für den Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI). Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Erreichbar unter: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/> [24.11.2022], 2021.
- [19] Leipziger Institut für Energie. Energiesteckbrief Nebelschütz, Basisjahr: 2018. , 2022.
- [20] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Die Energieversorgung 2021 – aktualisierter Jahresbericht. <https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/die-energieversorgung-2021/>, 2021.
- [21] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Standardlastprofile Gas. <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-gas/>, 2018.
- [22] Professur für Gebäudeenergie-technik und Wärmeversorgung. PROJEKT DELFIN. <https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv/forschung/forschungsprojekte/delfin>, 2020.
- [23] Professur für Gebäudeenergie-technik und Wärmeversorgung. Prognose der Auswirkung dezentraler Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Energien und anderen Wärmeerzeugern in Fernwärme Decentralized Feed-In [DELFIN]. <https://www.agfw.de/delfin/>, 2020.
- [24] co2online gemeinnützige Beratungsgesellschaft mbH. Heizspiegel nach Gebäudebaujahr. <https://www.heizspiegel.de/heizkosten-pruefen/archiv-heizspiegel-nach-gebaeudebaujahr/>, 2020.
- [25] F. Lindberg, C.S.B. Grimmond, A. Gabey, B. Huang, C.W. Kent, T. Sun, N. Theeuwes, L. Järvi, H. Ward, T.I. Capel, Y.Y. Chang, P. Jonsson, N. Krave, D. Liu, D. Meyer, F. Olofson, J.G. Tan, D. Wästberg, L. Xue, and Z. Zhang. Urban multi-scale environmental predictor (umep) - an integrated tool for city-based climate services. *Environmental Modelling and Software*, 99:70–87, 2018.
- [26] I. Lütkehus and H. Slaecker and K. Adlunger. Potential der Windenergie an Land, Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotentials der Windenergienutzung an Land. Umweltbundesamt, 2013.
- [27] F. Lindberg, P. Jonsson, T. Honjo, and D. Wästberg. Solar energy on building envelopes – 3D modelling in a 2D environment. *Solar Energy*, 115:369–378, 2015.
- [28] Deutscher Wetterdienst. Testreferenzjahre - Hauptseite. <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html>, 2022.
- [29] Sächsische Energieagentur - SAENA GmbH. Solarpotenzialkataster der Sächsische Energieagentur. <https://solarkataster-sachsen.de>, 2022.

-
- [30] Staatsbetrieb Geobasisinformation und Vermessung Sachsen (GeoSN). Liegenschaftskataster. <https://www.geodaten.sachsen.de/liegenschaftskataster-3990.html> , 2022.
- [31] Staatsbetrieb Geobasisinformation und Vermessung Sachsen (GeoSN). Digitale Höhenmodelle: Sachsen. <https://www.geodaten.sachsen.de/digitale-hoehenmodelle-3994.html>, 2022.
- [32] Deutscher Wetterdienst. Handbuch: Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse. Ein Gemeinsames Projekt im Auftrag des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung (BBR) in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Wetterdienst (DWD), 2017.
- [33] F. Lindberg, C.S.B. Grimmond, A. Gabey, L. Jarvi, C.W. Kent, N. Krave, T. Sun, N. Wallenberg, and H.C. Ward. Urban Multi-scale Environmental Predictor (UMEP) Manual, University of Reading UK, University of Gothenburg Sweden, SIMS China. <https://umep-docs.readthedocs.io/>, 2019.
- [34] Freistaat Sachsen. Sächsisches Gesetz zur Ausführung des Sozialgesetzbuches, 2021 Nr. 34, S. 870 Fsn-Nr.: 611-6. , 2. September 2022.
- [35] Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie. Daten zur Sächsischen Photovoltaik-Freiflächenverordnung (PVFVO). <https://luis.sachsen.de/arcgis/services/energie/photovoltaikfreiflaechen/MapServer/WMServer?request=GetCapabilities&service=WMS>, 2022.
- [36] H. Wirth, Fraunhofer ISE. Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. www.pv-fakten.de, Fassung vom 18.12.2022.
- [37] Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG). Windkraftanlagen im Freistaat Sachsen. <https://www.luft.sachsen.de/windkraftanlagen-15643.html>, 2022.
- [38] Regionaler Planungsverband Oberlausitz-Niederschlesien. Steckbriefe der VRG/EG Windenergienutzung: Vorangebiet EW21 Thonberg. , 2022.
- [39] Freistaat Sachsen. Sächsische Bauordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 11. Mai 2016 (SächsGVBl. S. 186), die zuletzt durch das Gesetz vom 1. Juni 2022 (SächsGVBl. S. 366) geändert worden ist. , 1. Juni 2022.
- [40] Bundestag. Gesetz zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2022 Teil I Nr. 28, 20. Juli 2022.
- [41] REpower. Windkraftanlage REpower MD77 1500 kW - 85m. <https://reselite.de/windkraftanlage/gebraucht/zu-verkaufen/repower-md77-1500kw-1.5mw-1>, 2022.
- [42] E. Hau. *Windkraftanlagen - Grundlagen. Technik. Einsatz. Wirtschaftlichkeit*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York, 2017.
- [43] BRAUN Windturbinen GmbH. Technische Daten ANTARIS 5.5 kW. <https://www.braun-windturbinen.com/produkte/antaris-kleinwindanlagen/antaris-5-5-kw/>, 2022.
- [44] D. Wolff, K. Jagnow. Untersuchung von Nah- und Fernwärmenetzen. <https://www.shk-thueringen.de/de/fachbetriebe-finden/download/14093/Studie%20-%20Nah-%20und%20Fernw%C3%A4rmenetze%20IWO%202011.pdf>, 2011.

- [45] greenUP Architektur und Bauberatung. Baugebiet “Hirtenwiesen II” mit solarer Nahwärme in Crailsheim. <https://sdg21.eu/db/solare-nahwaerme-in-crailsheim>, 2020.
- [46] LUBW Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg. Projektbeschreibungen Wärmenetz Crailsheim Hirtenwiesen. <https://www.energieatlas-bw.de/-/warmentz-crailsheim-hirtenwiesen>, 2020.
- [47] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Technischer Annex der Kommunalrichtlinie: inhaltliche und technische Mindestanforderungen. <https://enso.de/wps/portal/enso/cms>, 2023.
- [48] T. Tjaden. Techno-ökonomischer vergleich von solarthermieranlagen mit photovoltaik-wärmepumpen-systemen mittels dynamischer simulation. Master’s thesis, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 2013.
- [49] Prognos AG Berlin. Dezentrale Wärmeversorgung in einem klimaneutralen Deutschland. <https://www.prognos.com/de/projekt/dezentrale-waermeversorgung-klimaneutrales-deutschland>, 2022.
- [50] Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln. Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/esys/>, 2022.
- [51] F. Bockelmann, M. Peter, M. Schlosser. Energetische und wirtschaftliche Bewertung von Wärmequellen für Wärmepumpen. <https://www.tu-braunschweig.de/ibea/forschung/futureheatpump/veroeffentlichungen>, 2022.
- [52] L. Altieri. *Auslegung und Bewertung von Systemen zur Einbindung regenerativer Wärmequellen in kalte Nahwärmenetze*. PhD thesis, Ruhr-Universität Bochum, 2021.
- [53] Doppelacker GmbH. Hausanschluss für Erdwärme, Agrothermie und Kaltwärmenetz (KWN). <http://doppelacker.com/>, 2021.
- [54] M. Brennenstuhl, R. Zeh, R. Otto, R. Pesch, V. Stockinger, and D. Pietruschka. Report on a plus-energy district with low- temperature dhc network, novel agrothermal heat source, and applied demand response. *Applied Sciences*, 9, 11 2019.
- [55] A. Hussein, M. Cozzini, and F. Bava. Report on Early Adopters case studies - Fifth generation, low temperature, high exergy district heating and cooling networks, 12 2018.
- [56] Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen GmbH. Interview mit Dr. Marek Miara zum Thema Wärmepumpen im Bestand. <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/aktuelles/index/Interview-mit-Dr.-Marek-Miara-zum-Thema-Waermepumpen-im-Bestand-2052?pid=1083>, 2021.
- [57] Statistisches Landesamt des Freistaates Sachsen. Regionalisierte Bevölkerungsvorausberechnung für den Freistaat Sachsen 2019 bis 2035 - Datenblatt Gemeinde Nebelschütz. https://www.bevoelkerungsmonitor.sachsen.de/download/RBV%20Gemeinden/rbv_gemeinde_nebelschuetz.pdf, 2023.

-
- [58] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf, 2022.
- [59] Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Gemeinden. https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke_node.html, 2022.
- [60] EuPD Research Sustainable Management GmbH. Photovoltaik Preismonitor Deutschland © 2022 Ergebnisse 1. Quartal. , 2022.
- [61] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-strompreisbremse.pdf?__blob=publicationFile&v=4, 15.12.2022.
- [62] Statistisches Bundesamt (Destatis). Pressemitteilung Nr. N 015 vom 25. Februar 2021. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/02/PD21_N015_44.html, 2023.
- [63] Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. SANIEREN + BAUEN Energetisches Sanieren leicht gemacht. <https://verbraucherzentrale-energieberatung.de/sanieren-bauen/>, 2021.
- [64] California Business Council: Los Angeles. Power to Gas: The Case for Hydrogen White Paper. <https://www.californiahydrogen.org/wp-content/uploads/2018/01/CHBC-Hydrogen-Energy-Storage-White-Paper-FINAL.pdf>, 2015.
- [65] R. Neugebauer. Der Stoff, aus dem die Zukunft ist. In *Wasserstofftechnologien*. Springer, 2022.
- [66] Lausitz Energie Bergbau AG. Big Battery Lausitz. <https://www.leag.de/de/gigawattfactory/bigbattery/>, 2022.
- [67] Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, BMVI, BMBF, BMUB. Regierungsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie 2016-2026 – von der Marktvorbereitung zu wettbewerbsfähigen Produkten. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/06/2016-2026_regierungsprogramm_fortsetzung_nip.pdf, 2016.
- [68] Bundesministerium für Digitales und Verkehr. Bekanntmachung der Neufassung der Förderrichtlinie für Maßnahmen der Marktaktivierung im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase 2 (Schwerpunkt Nachhaltige Mobilität) als Teil des Regierungsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie 2016 bis 2026 – von der Marktvorbereitung zu wettbewerbsfähigen Produkten. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/04/bmvi_nip_foerderrichtlinie_ma_20210727.pdf, 2022.
- [69] Aurora Energy Research. Shades of green (hydrogen) – part 2: in pursuit of 2 EUR/kg. https://auroraer.com/wp-content/uploads/2022/02/Aurora_Jan22_EU_hydrogen_ShadesOfGreen-part2_publicReport.pdf, 2022.
- [70] O. Zinke, agrarheute. Strompreise fallen an der Strombörse um 50 % – nicht für Stromkunden. <https://www.agrarheute.com/markt/diesel/strompreise-spotmarkt-halbiert-fuer-stromkunden-598120>, 2022.

- [71] Bundesnetzagentur 2023. Smard Marktstromdaten- Datenübersicht. <https://www.smard.de>, 2023.
- [72] Umwelt Bundesamt. Treibhausgasemissionen stiegen 2021 um 4,5 Prozent. <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-stiegen-2021-um-45-prozent>, 2021.
- [73] SachsenEnergie AG. Hauptseite. <https://enso.de/wps/portal/enso/cms>, 2023.

Hinweis zu den Gesetzestexten: Das Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz stellt in einem gemeinsamen Projekt mit der juris GmbH für interessierte Bürgerinnen und Bürger nahezu das gesamte aktuelle Bundesrecht kostenlos im Internet bereit. Die Gesetze und Rechtsverordnungen können in ihrer jeweils geltenden Fassung abgerufen werden. Sie werden durch die Dokumentationsstelle im Bundesamt für Justiz fortlaufend konsolidiert.

Die in diesem Dokument verwendeten Gesetzestexte können unter <https://www.gesetze-im-internet.de/index.html> mit dem jeweils aktuellen Stand abgerufen werden.

Haftungsausschluss/Disclaimer

Die Studie wurde von der Hochschule Zittau/Görlitz als Lead Partner und den beteiligten Projektpartnern Fraunhofer IEG, Fraunhofer IWU, Energieagentur des Landkreises Bautzen (betrieben durch die Technologie- und Gründerzentrum Bautzen GmbH) und dem freien Energieberater Hannes Wilhelm-Kell, nach bestem Wissen und unter Einhaltung der nötigen Sorgfalt erstellt. Die Projektpartner, ihre gesetzlichen Vertreter und/oder Erfüllungsgehilfen übernehmen keinerlei Garantie dafür, dass die Inhalte dieser Studie gesichert, vollständig für bestimmte Zwecke brauchbar oder in sonstiger Weise frei von Fehlern sind. Die Nutzung dieser Studie geschieht ausschließlich auf eigene Verantwortung. In keinem Fall haften die genannten Projektpartner, ihre gesetzlichen Vertreter und/oder Erfüllungsgehilfen für jegliche Schäden, seien sie mittelbar oder unmittelbar, die aus der Nutzung dieser Studie resultieren.

A. Anhang

A.1. Bürgerumfrage



Gemeinde
Nebelschütz-
Gmejna
Njebjelčicy



Hochschule
Zittau/Görlitz
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Fraunhofer
IEG
Fraunhofer
IWU



ENERGIE
AGENTUR
DES LANDKREISES BAUTZEN

Diese Maßnahme wird
mitfinanziert mit Steuermitteln
auf Grundlage des vom
Sächsischen Landtag
beschlossenen Haushalts

Bürgerumfrage zur Machbarkeitsstudie für die Gemeinde Nebelschütz als Modellgemeinde für eine enkeltaugliche Energieversorgung

Hintergrund der Umfrage

Seit dem 1. Januar 2022 erstellt ein Projektkonsortium aus Hochschule Zittau/Görlitz, der Gemeinde Nebelschütz, dem privaten Energieberater Hannes Wilhelm-Kell und der Energieagentur des Landkreises Bautzen eine Machbarkeitsstudie für eine „enkeltaugliche“ Energieversorgung in Ihrer Gemeinde Nebelschütz. Des Weiteren unterstützen der Zittauer Standort des Fraunhofer-Instituts für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik IWU sowie die Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG das Vorhaben. Ziel ist eine gemeinschaftliche Selbstversorgung der Gemeinde mit Strom und Wärme durch die Bürger und Bürgerinnen vor Ort.

Notwendigkeit Ihrer Beteiligung

Für die Umsetzung dieses Projektes ist die Beteiligung möglichst vieler Akteure aus der Gemeinde essenziell. Insbesondere ist für die Entwicklung eines Konzeptes zur Versorgung der Gemeinde mit nachhaltiger elektrischer Energie und Wärme eine fundierte Datenbasis notwendig. Aus diesem Grund bitten wir Sie, an dieser Umfrage teilzunehmen. Sie beteiligen sich mit dieser Umfrage aktiv am Erfolg der Studie, sowie der enkeltauglichen Entwicklung Ihrer Gemeinde.

Wir behandeln Ihre Daten mit größter Diskretion!

Bezüglich Ihrer angegebenen Daten können wir Ihnen versichern, dass diese nur für die Erhebung anonymisierter, statistischer Daten im Rahmen der Erstellung der Machbarkeitsstudie verwendet werden. Eine Weitergabe der personenbezogenen Rohdaten ist dem Projektteam nicht gestattet. Eine Publikation der verarbeiteten Daten erfolgt ausschließlich anonymisiert, sodass der Schutz Ihrer Daten gewährleistet ist.

Umfang, Dauer und Ziele der Umfrage

In der Umfrage werden Fragen zu Ihrem Haushalt, Ihrem Energieverbrauch, Ihren bestehenden Anlagen und Ihrer Meinungen zu regenerativen Energien sowie Ihrer Beteiligung gestellt. Die Daten aus den Fragen bieten uns eine Grundlage für Modelle und Berechnungen für die Machbarkeitsstudie. Für einige Bestandteile der Umfrage ist es erforderlich, dass Sie ausgewählte Daten bereits zur Hand haben. Dazu zählen Leistungsdaten Ihrer Anlagen sowie Daten zu Ihrem Strom- und Wärmeverbrauch. Bei den Fragen kreuzen Sie entsprechend zutreffendes an. Falls mehrere Antwortmöglichkeiten zutreffen ist eine mehrfache Auswahl möglich. In den Textfeldern geben Sie die entsprechenden Daten an, bzw. geben Sie gern Ihre Hinweise/Meinungen an.

Sollten Sie beim Ausfüllen Fragen haben oder benötigen Sie generell Hilfe, können Sie sich gern an die unten angegebenen Kontakte wenden.

Die Dauer der Umfrage beträgt ca. 10 Minuten. Wir möchten Sie bitten, diese Umfrage bis zum 03.06.2022 bei der Gemeinde Nebelschütz (Hauptstraße 9, 01920 Nebelschütz) abzugeben bzw. in den Briefkasten zu werfen.

Vielen Dank für Ihren Beitrag zum Gelingen der Studie. Sollten Sie die Umfrage bereits online ausgefüllt haben, ignorieren Sie diesen analogen Fragebogen bitte.

Kontakt

- Lausitzer NaturEnergie e.G., Frau Elke Altmann, E-Mail: info@lausitzer-naturenergie.de, 03578 358 5064,
- Energieagentur des Landkreises Bautzen, Marcel Bellmann, E-Mail: bellmann@tgz-bautzen.de, 03591 380 2100 oder
- Hochschule Zittau/Görlitz, Martin Sünder, E-Mail: martin.suender@hszg.de, 03583 612 4384

3 – Anlagentechnik

Für die Einordnung von Ausbaup Optionen benötigen wir einige Angaben zu Ihrer vorhandenen Anlagentechnik.

Geben Sie Daten zu Ihrer Heizungsanlage an.

Leistung _____ kW
 Baujahr _____
 Typ _____
 Weitere Anlagendaten: _____

Wie ist Ihr Heizkreis aufgebaut?

Heizkörper
 Fußbodenheizung
 Wandflächenheizung

Falls Sie eine Wärmepumpe besitzen, geben Sie bitte die Daten zur Anlage an.

Kreuzen Sie den Typ an:
 Luft/Wasser (Luftwärme)
 Sole/Wasser (Erdwärme)
 Wasser/Wasser (Gewässer)
 Baujahr _____
 Typ/Gerätebezeichnung _____
 Weitere Anlagendaten: _____

Falls Sie eine Solaranlage besitzen, geben Sie bitte die Daten zur Anlage an.

Photovoltaikanlage
 Leistung _____ kW
 Baujahr _____
Solarthermie
 Leistung _____ kW
 Baujahr _____
 Weitere Angaben zur Solaranlage (z.B. Typ, Neigung, Ausrichtung)

1 – Haushalt

Zuerst möchten wir einige Fragen zu Ihrem Haushalt stellen.

Geben Sie bitte die Personenanzahl im Haushalt an.

Wählen Sie bitte die für Sie am besten zutreffende zeitliche Nutzung Ihres Haushalts aus.

Ganztags (z.B. Home Office)
 Früh/Abends
 Unregelmäßig (z.B. bei Spätschicht)

Was ist Ihre Haushaltsform?

Eigenheim
 Wohnung

Geben Sie bitte Ihre Wohnfläche an.

_____ m²

Planen Sie eine Modernisierung?

Ja | Nein

Falls ja, welche Maßnahme ist geplant:

Kesseltausch
 Wärmedämmung
 Andere Maßnahmen (z.B. Beleuchtung): _____

In welchem Ortsteil wohnen Sie?

Dürwicknitz
 Miltitz
 Nebelschütz
 Piskowitz
 Wendischbaselitz

2 – Verbrauch

Geben Sie uns eine kurze Übersicht zu Ihrem Energieverbrauch. Die Daten können Sie in der Jahresabrechnung Ihres Strom- bzw. Wärmeversorgers oder über Rechnungen entnehmen. Verwenden Sie die aktuellsten Daten.

Geben Sie bitte Ihren Stromverbrauch an.

kWh/Jahr _____
 Abrechnungszeitraum _____

Weitere Angaben zum Stromverbrauch (z.B. nähere Informationen zum Abrechnungszeitraum)

Bitte wählen Sie Ihren Heizenergieträger aus.

Heizöl
 Erdgas
 Kohle-Briketts
 Stückholz
 Holzpellets, Holzhoackschnitzel
 Strom

Geben Sie bitte Ihren Wärmeverbrauch an.

Abrechnungszeitraum _____
 Menge pro Jahr _____
 (Einheit bitte unten ankreuzen)
 Liter m³ Tonnen

Raummeter kWh

Weitere Angaben zum Wärmeverbrauch (z.B. bei mehreren Heizarten)

Besitzen Sie ein Elektrofahrzeug oder planen Sie die Anschaffung?

Vorhanden
 In Planung
 Kein Interesse

5 – Beteiligung an der lokalen Energieversorgung

Für den Ausbau und die Planung von erneuerbaren Energien in der Gemeinde Nebelschütz, möchten wir gern abfragen, wie Ihr Beitrag für eine erneuerbare Energieversorgung in der Gemeinde aussehen könnte.

Wie können Sie sich vorstellen an einer der folgenden Stromversorgungstechnologien teilzuhaben?

	Besitz ¹⁾	Beteiligung ²⁾	Bereitstellung ³⁾	Keine Option
Photovoltaik-Anlage	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kleinwindkraftanlage	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Speichertechnologie (Batterie, Wasserstoff)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

1) Besitz: Die Anlage gehört Ihnen und wird auch durch Sie betrieben.

2) Beteiligung: Sie beteiligen sich an einer gemeinsam geführten Anlage und beziehen daraus Strom.

3) Bereitstellung: Sie stellen Flächen oder Grundstücke für Anlagen bereit.

Welche Zwecke sollte eine Photovoltaikanlage für Sie erfüllen?

- Eigenverbrauch des erzeugten Stroms
- Eigenverbrauch für E-Mobilität – Elektroauto
- Vergütung bei der Netzeinspeisung

Andere Zwecke:

Wie können Sie sich vorstellen an einer der folgenden Wärmeversorgungstechnologien teilzuhaben?

	Besitz ¹⁾	Beteiligung ²⁾	Bereitstellung ³⁾	Keine Option
Solarthermie-Anlage	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Wärmepumpe	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Mini-Blockheizkraftwerk	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Geothermie mit Wärmenetz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Speichertechnologie (Puffer)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

1) Besitz: Die Anlage gehört Ihnen und wird auch durch Sie betrieben.

2) Beteiligung: Sie beteiligen sich an einer gemeinsam geführten Anlage und beziehen daraus Wärme.

3) Bereitstellung: Sie stellen Flächen oder Grundstücke für Anlagen bereit.

4 – Regenerative Energien - Akzeptanz

Hier ist Ihre Meinung zu verschiedenen Technologien zur Gewinnung von regenerativen Energien gefragt.

Wie ist Ihre Meinung zu regenerativen Energien im Allgemeinen?

- Sind wichtig
 - Keinen Bezug
 - Nicht wichtig
- Eigener Kommentar

Wie stehen Sie zum Ausbau der folgenden Energieerzeugungsanlagen und Technologien in Ihrer unmittelbaren Umgebung?

	Keine Bedenken	Neutral	Bedenken
Windkraftanlagen (größer 50 Meter)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Windkraftanlagen (10 bis 50 Meter)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Photovoltaik-Dachanlagen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Solarthermie-Dachanlagen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Photovoltaik-Freiflächenanlagen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Heizkraftwerke (Strom und Wärme)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Biomasse-Anlagen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Wasserstofftechnologien	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Batteriespeicher	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Dezentrale Wärmepumpen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Großwärmepumpen mit Wärmenetz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Oberflächennahe Geothermie (Wärme)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Tiefe Geothermie (Wärme und Strom)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Eigene Anmerkungen zu regenerativen Energietechnologien im Allgemeinen oder konkrete Bedenken zu Technologien:

Können Sie sich vorstellen, sich an einer genossenschaftlich/gemeinschaftlich organisierten Versorgung für Strom und Wärme zu beteiligen?

Beispiel:

In der Gemeinde Nebelschütz gibt es bereits die Genossenschaft Lausitzer NaturEnergie e. G., welche die Planung und den Aufbau von regionalen erneuerbaren Energieanlagen zum Ziel hat.

- Ja, ich kann mir vorstellen als Erzeuger aktiv teilzunehmen.
- Ja, ich kann mir vorstellen teilzunehmen, allerdings nur passiv. (Beispielsweise als Teilhaber)
- Ja, als Kunde der Dorfgemeinschaft. (Sie beziehen lediglich die Energie)
- Nein, ich kann mir keine Teilnahme vorstellen, bzw. möchte Strom/Wärme klassisch beziehen.

Anmerkungen zur gemeinschaftlichen Energieversorgung:

Können Sie sich vorstellen einen höheren Preis für Strom und Wärme zu zahlen, wenn man dadurch unabhängiger vom Netz und fossilen Rohstoffen wird?

Hinweis:

Diese Frage zielt auf die saisonale Energiespeicherung in Form von Wasserstoff ab. Es müsste in sommer- und winterlichen Zeiten mehr Energie aus erneuerbaren Energien gewonnen werden, um diese z.B. für den Winter zu speichern.

- Ja, ich kann mir vorstellen teilzunehmen, allerdings nur passiv.
- Nein, ich kann mir keine Teilnahme vorstellen, bzw. möchte Strom/Wärme klassisch beziehen.
- In begrenztem Maße (5-10% Preisanstieg).

Anderes:

In den folgenden Zeilen können Sie Ihre eigenen Anmerkungen und Gedanken zur Umfrage, der Machbarkeitsstudie, nachhaltigen Energien und weiteres frei formulieren.

Vielen Dank für Ihre Teilnahme an der Umfrage.

Für den Erfolg der Machbarkeitsstudie und die Weiterentwicklung einer nachhaltigen Energieversorgung in der Gemeinde Nebelschütz, haben Sie mit dieser Umfrage aktiv teilgenommen.

A.2. Energiewirtschaftliche Daten der SachsenNetze GmbH für Nebelschütz (Jahr 2020)



Übersicht Energiewirtschaftlicher Daten

Nebelschütz
2020

Strom Absatz	Menge [kWh]	Anzahl Anlagen
GESAMT	4.086.415	553
Kunden ohne Leistungsmessung	1.836.057	543
- Haushalt	1.265.750	445
- Gewerbe	314.503	58
- Landwirtschaft	23.529	3
- Wärmespeicher/unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen	85.803	17
- Wärmepumpen	64.696	14
- Straßenbeleuchtung	81.776	6
Kunden mit Leistungsmessung	2.250.358	10

Dezentrale Einspeisung Leistung	Leistung [kW]	Anzahl Anlagen
GESAMT	5.746	49
Erneuerbare Energien	5.695	45
- Biomasse	450	1
- Deponie-/Klärgas	0	0
- Solar	2.945	42
- Wasser	0	0
- Wind	2.300	2
Kraft-Wärme-Kopplung	52	4
Sonstige	0	0

Dezentrale Einspeisung Energiemengen	Einspeisung [kWh]	Anteil am gesamten Stromabsatz
GESAMT	9.741.921	238%
Erneuerbare Energien	9.647.390	236%
- Biomasse	3.209.549	79%
- Deponie-/Klärgas	0	0%
- Solar	2.458.323	60%
- Wasser	0	0%
- Wind	3.979.518	97%
Kraft-Wärme-Kopplung	94.531	2%
Sonstige	0	0%

Gas Absatz	Menge [kWh]	Anzahl Anlagen
GESAMT	0	0
Kunden mit Leistungsmessung	0	0
Kunden ohne Leistungsmessung	0	0

A.3. Windmessstation in der Gemeinde

Um eine Messung mit geringer Windverschattung und möglichst freier Anströmung zur Hauptwindrichtung zu gewährleisten, wurde der Messstandort im Vorfeld untersucht. Dazu wurde mit den bereits zur Verfügung stehenden Wetterdaten eine Windrose erstellt. Eine Windrose ist eine graphische Darstellung der Richtungsverteilung und Häufigkeit der Windgeschwindigkeit als kreisförmiges Balkendiagramm. In Abbildung 58 ist die Windrose auf einem Kartenausschnitt am Bauhof in Nebelschütz dargestellt, woraufhin die Hauptwindrichtung aus westlicher bzw. südwestlicher Richtung ersichtlich wird.

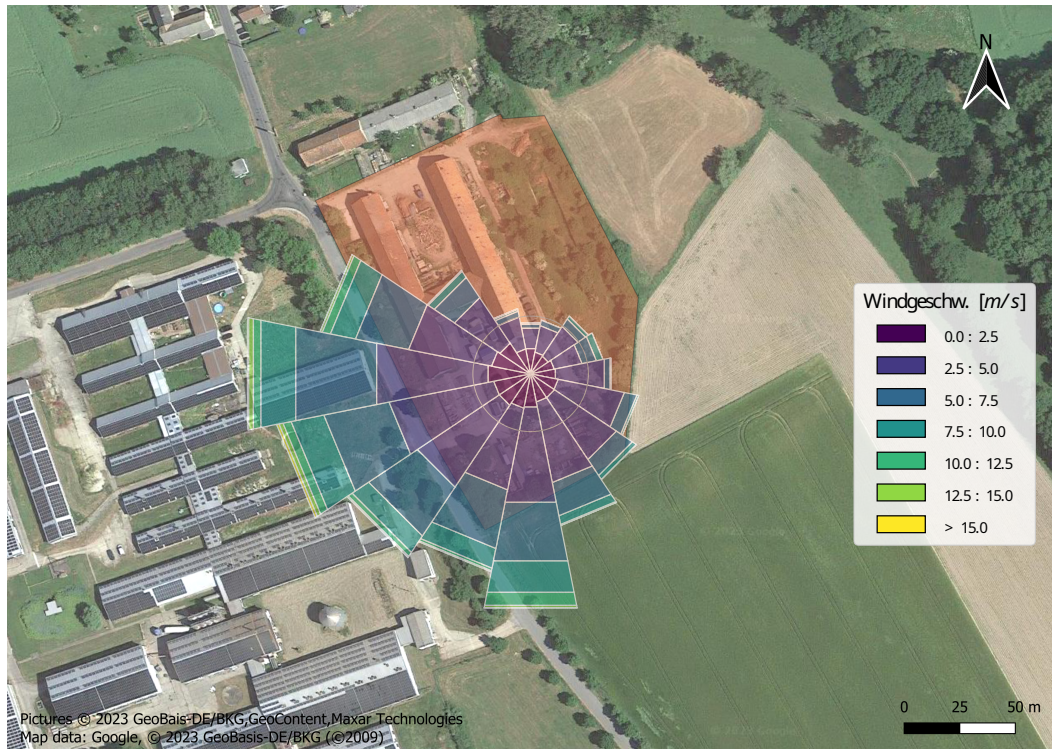


Abb. 58: Bauhof in Nebelschütz (rot markierte Fläche) mit eingezeichneter Windrose zur Bestimmung der Hauptwindrichtung.

Der Standort für die Messstation ist der Mittelpunkt dieser Windrose. Der rot markierte Bereich stellt das Gelände bzw. Flurstück des Bauhofes dar. Im nördlichen Teil des Geländes ist das Hauptgebäude des Bauhofes und östlich befindet sich eine bewachsene Brachfläche. Im südlichen Teil befindet sich eine Lagerstätte für Baumaterialien, welche zum größten Teil vom Bäumen umgeben ist. Für den Standort wurde besonders die freie Anströmung zur Hauptrichtung und ausreichend Abstand zu Bebauungen und Bäumen berücksichtigt. Da das zur Verfügung stehende Gelände aktiv genutzt wird und viele Flächen bereits belegt sind, wurde der Standort südlich des Hauptgebäudes gewählt.

Die Messung wurde ab Oktober 2022 durchgeführt. Es werden die Windgeschwindigkeit und die Windrichtung in stündlicher Auflösung gemessen. In Abbildung 59 sind die gemessenen Daten (linkes Diagramm) und die Wetterdaten der TRJ (rechtes Diagramm) als Windrosen für Oktober dargestellt. Dabei wird ersichtlich, dass die Hauptwindrichtung bei beiden Datenreihen gut übereinstimmt. Dagegen sind die Windgeschwindigkeiten bei der Messung geringer.

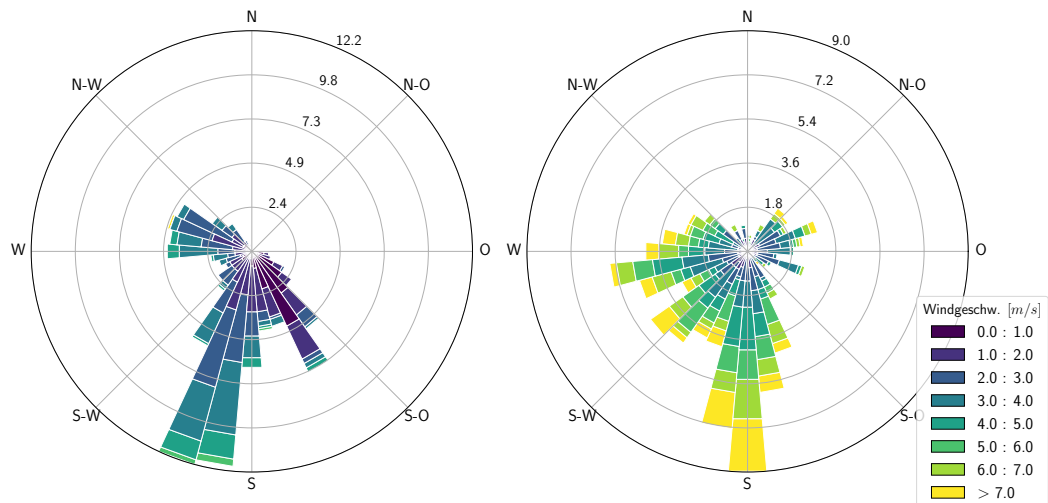


Abb. 59: Vergleich der Windrosendiagramme für den Standort Nebelschütz im Monat Oktober. Links sind die Daten der Windmessung und rechts die Wetterdaten der TRJ hinterlegt.

Der Vergleich mit den TRJ ist für erste Beobachtungen und die Validierung des Messsystems ausreichend. Des Weiteren sollte eine Messung über einen längeren Zeitraum von mehreren Jahren erfolgen, um Einflüsse von extremen Windverhältnissen in der Messreihe mit abzubilden. In den Modellen der TRJ sind solche Extremwerte bereits über einen längeren Zeitraum mit berücksichtigt [28, 32, 42]. Dennoch zeigen die Messwerte bereits eine Tendenz zu niedrigeren Windgeschwindigkeiten als mit den TRJ. Dies bedeutet für die Auslegung von Windkraftanlagen (insbesondere bei Kleinwindkraftanlagen), dass die realen Erträge geringer ausfallen werden, als mit den TRJ bestimmt.

A.4. Umrechnung der Großhandelspreise in Verbrauchspreise für Strom und Erdgas

Die für die Kostenanalyse in Kapitel 4.1.1 benötigten Strom- und Erdgaspreise sind in der Prognose der Studie „Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern“ [50] als Großhandelspreise angegeben. Die Umrechnung der Großhandelspreise auf Verbrauchspreise erfolgt wie in den Tabellen 33 und 34 dargestellt. Für das Jahr 2022 für Erdgas wurde der Preis als gleich 2021 angenommen, da zwar eine Preiserhöhung aufgrund des Krieges in der Ukraine stattgefunden hat, aber davon ausgegangen wird, dass der Preis zu Beginn des Jahres 2022 vertraglich festgelegt wurde. Der Verbrauchspreis für das Jahr 2023 wurde zum Zeitpunkt der Studie vom Netzbetreiber nicht aktualisiert, daher wird der Verbrauchspreis mit einem angenommenen Großhandelspreis von 8,764 ct/kWh berechnet. Für den Verbrauchspreis Strom der Jahre 2022 und 2023 wurden Preise aus dem Grundversorgungstarif der Sachsenenergie [73] verwendet. Die Großhandelspreise für 2020 und 2021 wurden aus den jeweiligen durchschnittlichen Börsenpreisen genommen. Da zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie keine Prognose zur Preisentwicklung bis 2050 unter Berücksichtigung der Energiekrise infolge des Ukraine-Krieges vorlagen, wird für die Zeit nach 2030 von einem konstanten Preis ausgegangen.

Tab. 33: Umrechnung der Großhandelspreise für Erdgas aus dem Szenario „hohe Elektrifizierung“ in Verbrauchspreise.

Jahr	Großhandelspreis [ct/kWh]	Erdgassteuer [ct/kWh]	Konzessionsabgabe [ct/kWh]	Netzentgelt [ct/kWh]	CO ₂ -Preis [ct/kWh]	MwSt. [%]	Verbrauchspreis [ct/kWh]
2020	0,94	0,55	0,51	1,265	0	19	5,97
2021	4,68	0,55	0,51	1,265	0,455	19	8,65
2022							8,65
2023	8,764	0,55	0,51	1,348	0,637	7	12,88
2024	6,011	0,55	0,51	1,348	0,819	7	10,31
2026	2,5	0,55	0,51	1,348	1,001	19	7,10
2030	1,8	0,55	0,51	1,348	1,001	19	6,40
2050	1,8	0,55	0,51	1,348	1,001	19	6,40

Tab. 34: Umrechnung der Großhandelspreise für Strom aus dem Szenario „hohe Elektrifizierung“ in Verbrauchspreise. Die Stromsteuer von 2,05 ct/kWh und die Mehrwertsteuer von 19 % sind im Verbrauchspreis enthalten.

Jahr	Großhandelspreis [ct/kWh]	EEG Umlage [ct/kWh]	Konzessionsabgabe [ct/kWh]	KWKG-Umlage [ct/kWh]	StromNEV Umlage [ct/kWh]	Offshore-Netzumlage [ct/kWh]	Netzentgelt [ct/kWh]	Verbrauchspreis [ct/kWh]
2020	5,8	6,756	1,38	0,226	0,358	0,416	7,05	28,60
2021	5,8	6,5	1,38	0,254	0,437	0,395	7,05	28,40
2022								28,30
2023								39,95
2024	14,4	0	1,38	0,304	0,412	0,437	8,7	32,94
2025	13,3	0	1,38	0,304	0,412	0,437	8,7	31,63
2030	12,3	0	1,38	0,304	0,412	0,437	8,7	30,44
2050	12,3	0	1,38	0,304	0,412	0,437	8,7	30,44

