

Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET)

So geht's

**Wie Thüringen klimaneutral wird –
die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung**



Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET)

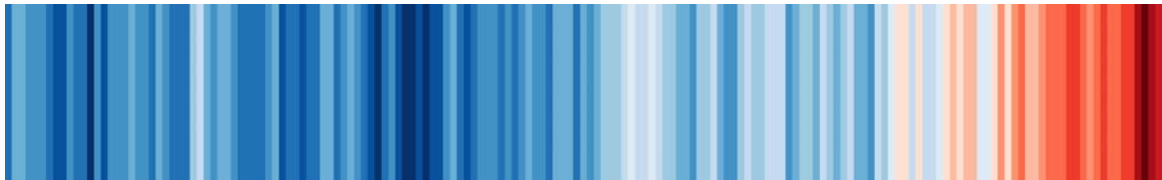
So geht's

Wie Thüringen klimaneutral wird –
die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung

November 2021

Christoph Frenkel | Laura Hofmann | Jana Liebe | Amélie Oberdorfer
Theresa Reinhardt | Christoph Schmidt | Sebastian Voswinckel
Viktor Wesselak (Projektleitung)

Titelbild



Die von Ed Hawkins (University of Reading) erstellte Grafik visualisiert die Entwicklung der globalen Jahresmitteltemperatur von 1850 bis 2018 auf der Grundlage von Daten der Weltorganisation für Meteorologie [91].

Institut für Regenerative Energietechnik
Prof. Dr.-Ing. Viktor Wesselak
Hochschule Nordhausen
Weinberghof 4, 99734 Nordhausen
viktor.wesselak@hs-nordhausen.de

ISBN 978-3-940820-18-1



Einleitung

Der Klimawandel und die Verknappung natürlicher Ressourcen fordern die menschliche Zivilisation in einer nie gekannten Weise heraus. Zunehmende Wetterextreme, abschmelzende Gletscher und der Anstieg des Meeresspiegels sind erste Anzeichen kommenden Wandels. Dass diese mit der Freisetzung von Treibhausgasen – insbesondere durch die Verbrennung fossiler Energieträger – zusammenhängen, wird wissenschaftlich schon lange nicht mehr in Zweifel gezogen. Die internationale Gemeinschaft hat darauf reagiert und mit dem 2016 in Kraft getretenen Pariser Weltklimaabkommen klare Leitlinien für unsere zukünftige Entwicklung vorgegeben: Um die Erderwärmung auf 1,5 Grad zu begrenzen, sollen die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf null zurückgefahren werden. Diese internationalen Verpflichtungen spiegeln sich auch in der deutschen Energie- und Klimapolitik wider, die eine klimaneutrale Gesellschaft bis zum Jahr 2045 zum Ziel hat. Größte Bedeutung dafür hat das Energiesystem, das derzeit mehr als dreiviertel der Treibhausgasemissionen verursacht.

Wie kann ein solches, klimaneutrales Energiesystem für eine industrialisierte Region wie Thüringen aussehen? Welche Technologien stehen uns zur Verfügung, um unseren Energiebedarf an Strom, Wärme und Mobilität zu decken? Welche Speicher werden dafür benötigt? Und schließlich: welche Schritte müssen Politik und Gesellschaft dafür gehen?

Antworten auf diese Fragen können mit Hilfe von Energiesystemmodellen abgeleitet werden. Energiesystemmodelle sind Rechenprogramme, die ermitteln, wie ein gegebener Energieverbrauch durch unterschiedliche Erzeugungs-, Speicher- und Sektorkopplungstechnologien gedeckt werden kann. Dabei liegen sowohl Energieverbräuche und Erzeugungsverläufe als auch Preise in einer stündlichen zeitlichen Auflösung vor. Das Energiesystem kann hinsichtlich eines vorgebbaren Kriteriums optimiert werden. Dies können z.B. minimale Kosten oder CO₂-Emissionen sein. Energiesystemmodelle helfen also, ein optimales Zusammenspiel unterschiedlicher Technologien zu ermitteln, mit dem der Energiebedarf an Strom, Wärme und Mobilität zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann.

Ergebnisse aus Energiesystemmodellierungen sind auf Bundesebene seit über 20 Jahren fester Bestandteil der energiepolitischen Diskussion. Auf Länderebene wird das Energiesystem bisher überwiegend mit einem bilanziellen Ansatz modelliert, d.h. es wird die Abdeckung beispielsweise des Strombedarfs nur im jährlichen Mittel betrachtet. Thüringen geht hier einen anderen Weg: In mehreren Projekten wurde ein Energiesystemmodell Thüringen entwickelt, das eine zeitlich aufgelöste Betrachtung der Versorgung Thüringens mit

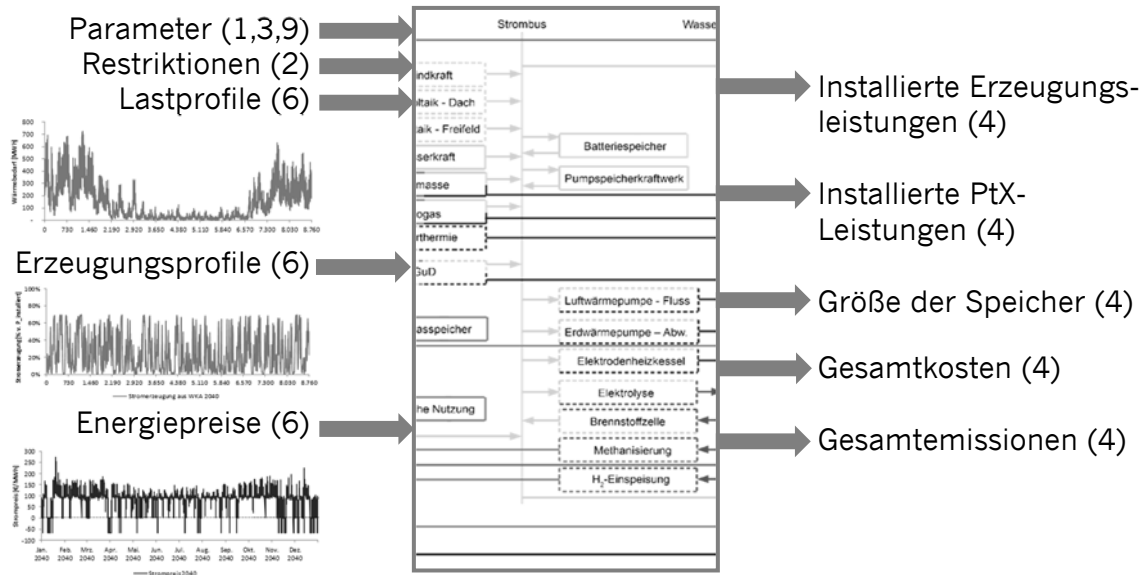
Energie erlaubt. Damit können unterschiedliche Szenarien für ein klimaneutrales Thüringen im Zieljahr durchgespielt werden. Szenarien sind Modellrechnungen unter bestimmten Randbedingungen. Während Prognosen die wahrscheinliche Zukunft zum Gegenstand haben, geben Szenarien mögliche zukünftige Entwicklungen wieder. So zeigen Energieszenarien die Auswirkungen von Handlungsalternativen auf: was passiert zum Beispiel, wenn Deutschland gleichzeitig aus der Kernenergie und der Braunkohleverstromung aussteigt? Aus ihnen lassen sich aber auch Handlungsnotwendigkeiten und Gestaltungsspielräume ableiten: welche Aufteilung zwischen Wind und Photovoltaik führt zur größtmöglichen Versorgungssicherheit oder zu den geringsten Energiepreisen?

Energieszenarien basieren auf einer Reihe von Annahmen. Dies betrifft zum Beispiel die Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung in Thüringen, das Konsumverhalten, die technische Entwicklung von Energiewandlern oder die Preisentwicklung von Rohstoffen. Zusätzlich gehen Randbedingungen ein, wie beispielweise die Thüringer Potentiale Erneuerbarer Energien oder das zur Verfügung stehende Treibhausgasbudget. Als Zieljahr wurde in diesem Bericht – entsprechend den Zielsetzungen des derzeit geltenden Thüringer Klimagesetzes – das Jahr 2050 gewählt. Eine Anpassung der Modellrechnungen auf ein Zieljahr 2045, wie dies auf Bundesebene bereits vorgenommen wurde, ist problemlos möglich.

Dieser Bericht besteht aus drei Teilen. Im Teil A werden ausgehend von den sozioökonomischen und technischen Rahmenbedingungen unterschiedliche Szenarien für die Entwicklung Thüringens bis zum Jahr 2050 entwickelt. Zusammen mit den Potentialen Erneuerbarer Energien werden anschließend Modellrechnungen durchgeführt und ihre Ergebnisse erläutert. Teil B stellt die den Modellen zugrundeliegende Methodik vor. Es richtet sich vorrangig an Entwicklerinnen und Entwickler, die das Energiesystemmodell weiterentwickeln wollen. Teil C enthält schließlich zusätzliches Material in Form von Karten für die einzelnen Planungsregionen Thüringens sowie Datensätze in Form von Tabellen.

Die nebenstehende Abbildung zeigt anhand einer schematischen Darstellung der Energiesystemmodellierung die Struktur des Berichts: Für die Parametrierung des Modells werden sektorale Energiebedarfe (Kapitel 1), Potentiale Erneuerbarer Energien in Thüringen (Kapitel 3) sowie Investitions- und Betriebskosten aller verwendeten Technologien sowie deren Wirkungsgrade benötigt (Kapitel 9). Zusätzlich müssen Last-, Erzeugungs- und Preisprofile in Zeitreihen mit der gewünschten Auflösung vorliegen (Kapitel 6). Die politischen Rahmenbedingungen werden als Restriktionen anhand von Energieszenarien formuliert (Kapitel 2). Das Energiesystem selbst sowie die Ergebnisse der Szenarienberechnungen werden in Kapitel 4 vorgestellt. Seine softwaretechnische Umsetzung ist Gegenstand von Kapitel 5, das auch auf die Grenzen der Modellierung eingeht. Die wesentlichen Ergebnisse wurden in einem Executive Summary dem Bericht vorangestellt.

Energiesystemmodell (4) und Optimierer (5)



Schematische Darstellung der Energiesystemmodellierung und Struktur des Berichts mit in Klammern angegebenen Kapitelnummern

Die vorliegenden Ergebnisse entstanden im Rahmen des Forschungsprojekts „Fallbeispiel Thüringen“, gefördert durch das Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz, als Teilprojekt im Rahmen des BMWi-Projekts "ZO.RRO -Zero Carbon Cross Energy System" (03ET4080A). Auf weitere Ergebnisse dieses Teilprojekts wird in Kapitel 3.8 eingegangen. Sie sind Resultat eines intensiven Austausches mit den Fachgebieten Elektrische Energieversorgung und Energieeinsatzplanung der TU Ilmenau, dem Institut für Angewandte Systemtechnik (AST) des Fraunhofer IOSB, dem Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk (ThEEN) e.V., dem Fraunhofer IKTS, der Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur, der Thüringer Energie AG, den Stadtwerken Erfurt und Jena, der IHK Erfurt, der 50Hertz Transmission GmbH und dem Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz. Für den Inhalt dieser Publikation sind die Autoren verantwortlich.

Der Quellcode des Energiesystemmodells Thüringen sowie alle Eingangsdaten des Basisszenarios für die Jahre 2030, 2040 und 2050 wurden in der Digitalen Bibliothek Thüringen veröffentlicht:

<https://doi.org/10.22032/dbt.50184>

Die Autorinnen und Autoren der Hochschule Nordhausen freuen sich über eine Weiterentwicklung des Energiesystemmodells Thüringen und haben den Quellcode daher unter die Creative Commons Lizenz CC BY 4.0 gestellt.

Executive Summary

Energiesystemmodellierungen helfen uns zu verstehen, wie unser zukünftiges Energiesystem aussehen kann. Realistische Lastgänge in allen Sektoren und Einspeiseprofile von Erneuerbaren Energien formulieren für jede Stunde die Versorgungsaufgabe, Ausbauziele für Erneuerbare Energien und Reduktionsziele für die Treibhausgasemissionen setzen den Rahmen. Für Thüringen wird dieser Rahmen durch das Thüringer Klimagesetz vorgegeben.

Ein klimaneutrales Thüringen ist realistisch

Die vorliegenden Untersuchungen zeigen, dass die im Thüringer Klimagesetz festgelegten energie- und klimapolitischen Ziele realistisch sind und mit den in Thüringen vorhandenen Energiepotentialen erreicht werden können.

Ein klimaneutrales Thüringen ist bezahlbar

Die Gesamtkosten für den Umbau des Energiesystems und die Versorgung Thüringens mit Energie bewegen sich mit rund 2 Mrd. € pro Jahr auf dem heutigen Niveau. In die Gesamtkosten gehen sowohl die Investitions- und Betriebskosten als auch die saldierten Kosten für den überregionalen Energieaustausch ein. Wertschöpfungseffekte durch bspw. mehr Arbeitsplätze oder höhere Steuereinnahmen sind dabei noch nicht berücksichtigt.

Ausbau- und Reduktionsziele sind ein starkes Instrument

Die derzeit absehbaren CO₂-Preise allein entfalten nicht die schnelle und durchgreifende Steuerungswirkung um die energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen. Verbindliche Ausbauziele für Erneuerbare Energien und klare Reduktionsziele für den Treibhausgasausstoß sind hier erfolgversprechender.

Energieeffizienz ist eine Voraussetzung

Die Berechnungen gehen von einem deutlich sinkenden Endenergiebedarf bis 2050 aus. Hintergrund der Berechnungen ist die vollständige Umsetzung der auf Bundesebene geplanten Energieeffizienzmaßnahmen insbesondere im Gebäudebereich.

Wind und Photovoltaik müssen schnell ausgebaut werden

Alle Szenarien zeigen, dass ein schneller Ausbau von Windkraft und Photovoltaik mit hoher Leistung erfolgen muss. Konkret bedeutet dies bis 2030 eine Verdreifachung der installierten Leistung für beide Technologien. Da die Windkraft dann das im Klimagesetz festgelegte Flächenziel bereits erreicht hat, ist ein weiterer Ausbau der Erneuerbaren nur noch über Photovoltaik möglich –

eine Konstellation, die zu einem saisonalen Ungleichgewicht in der Stromproduktion führt und damit letztlich zu höheren Gesamtkosten.

Power-to-Heat und Wärmespeicher müssen kontinuierlich ausgebaut werden

Das schrittweise Ersetzen von fossilen Energieträgern im Wärmebereich benötigt den kontinuierlichen Ausbau von Power-to-Heat Technologien in Verbindung mit einer saisonalen Wärmespeicherung.

Die Biogastechnologie steht vor einem Umbruch

Verschiedene Technologien erfahren über die Zeit eine Nutzungsänderung. Dies betrifft insbesondere das Biogas, das ausgehend von einer reinen Strom- und Wärmeproduktion in Kraft-Wärme-Kopplung, immer mehr als Biomethan fossiles Erdgas ersetzt. Davon profitieren insbesondere industrielle und gewerbliche Nutzer von Brenngas zur Bereitstellung von Prozesswärme.

Die endgültige Rolle der Wasserstoffwirtschaft ist noch offen

Die Rolle von Wasserstoff als Sekundärenergieträger in einem zukünftigen Energiesystem ist noch offen. Entscheidende Faktoren sind dabei der Wasserstoffbedarf des Mobilitätssektors sowie der Umfang des überregionalen Energieaustauschs.

Inhalt

Einleitung.....	3
Executive Summary	6
A Ergebnisse.....	10
1. Wieviel Energie braucht Thüringen im Jahr 2050?.....	11
1.1 Der Thüringer Energiebedarf heute	11
1.2 Strom oder Wasserstoff? - Trends und Entwicklungen bis 2050.....	16
1.3 Die Entwicklung des Thüringer Energiebedarfs bis 2050.....	19
2. Szenarien einer zukünftigen Entwicklung	21
2.1 Energie- und klimapolitische Ziele Thüringens	21
2.2 Energieszenarien.....	24
3. Potentiale Erneuerbarer Energien in Thüringen	27
3.1 Potential der Windkraft	27
3.2 Potential der Photovoltaik.....	29
3.3 Potential der Wasserkraft.....	31
3.4 Pumpspeicherpotential.....	31
3.5 Potential der Biomasse	32
3.6 Potential der Umweltwärme.....	36
3.7 Zusammenfassung der Energiepotentiale.....	37
3.8 Flexibilitätspotentiale in Unternehmen.....	38
4. Ergebnisse.....	45
4.1 Energiesystemmodell Thüringen.....	45
4.2 Basisszenario.....	49
4.3 CO ₂ -Preis Sensitivität	61
4.4 Windkraftsensitivität 2050k.....	71
4.5 Energieautarkes Thüringen 2050k.....	74
4.6 Speichersensitivität.....	76
4.7 Innovatives Szenario.....	80
4.8 Solarthermie-Sensitivität 2050k.....	86
4.9 Transformationspfade.....	86

B	Methodik	94
5.	Energiesystemmodellierung	95
5.1	Die Simulationsumgebung oemof	95
5.2	Optimierung	99
5.3	Das Energiesystemmodell Thüringen	101
5.4	Grenzen der Modellierung	106
6.	Lastgänge und Einspeiseprofile	108
6.1	Einspeiseprofile	108
6.2	Lastgänge	112
6.3	Preiszeitreihen	115
7.	Potentialermittlung	119
7.1	Windkraft	119
7.2	Photovoltaik	122
7.3	Wasserkraft	124
7.4	Pumpspeicher	124
7.5	Biomasse	125
7.6	Umweltwärme	128
C	Karten und Daten	130
8.	Potentialatlas	131
8.1	Strohpotential in den Planungsregionen	131
8.2	Windkraftpotential in den Planungsregionen	132
8.3	PV-Potential in den Planungsregionen	134
8.4	Reststoffe in den Planungsregionen	136
8.5	Energiepflanzen in den Planungsregionen	138
9.	Simulationsdaten	140
9.1	Eingangsparameter	140
9.2	Sektorale Entwicklung des Energiebedarfs	145
	Literaturverzeichnis	155

A Ergebnisse

1. Wieviel Energie braucht Thüringen im Jahr 2050?

Energie – genauer gesagt die Umwandlung von Energie – ist die Grundbedingung für die Existenz des Menschen und seiner Gesellschaften. Im Lauf der Geschichte hat der Mensch gelernt, sich unterschiedliche Energieträger anzueignen und durch geeignete Energietechniken nutzbar zu machen. Der Nutzen, den unsere heutige Gesellschaft aus Energie zieht, lässt sich grob in die drei Bereiche Wärme, Elektrizität und Mobilität einteilen. Wärme umfasst neben der Raum- und Trinkwassererwärmung auch die Klimatisierung von Gebäuden und insbesondere die Prozesswärme als Grundlage vieler industrieller Produktionsprozesse. Elektrizität speist vielfältige Stromanwendungen und Mobilität ermöglicht die regionalen und überregionalen Transport von Personen und Gütern.

Wie sieht nun der heutige Energiebedarf Thüringens aus? Welche Faktoren bestimmen seine weitere Entwicklung und wie wird er sich bis zum Jahr 2050 entwickeln? Diese Fragen bestimmen die Aufgabe, die ein zukünftiges klimaneutrales Energiesystem Thüringen lösen muss.

1.1 Der Thüringer Energiebedarf heute

Wenngleich sich der Energiebedarf Deutschlands in den letzten 30 Jahren nur wenig verändert hat, so trifft dies für die Energiebereitstellung in Thüringen und anderen Bundesländern Ostdeutschlands nicht zu. In nur wenigen Jahren fand hier ein dramatischer Umbau der Energie- und Industrielandschaft statt, der sich auch im Primärenergieverbrauch niedergeschlagen hat. Bild 1 illustriert diese Entwicklung: zum einen hat sich der Primärenergieverbrauch seit 1990 etwa um 30 Prozent reduziert. Zum anderen hat sich auch die Zusammensetzung nach Energieträgern deutlich verändert. 1990 wurden noch mehr als zwei Drittel des Primärenergieverbrauchs durch Braunkohle und in geringem Umfang auch durch Steinkohle bereitgestellt; seit 1998 spielt Kohle praktisch keine Rolle mehr. Bemerkenswert ist der deutliche Anstieg der erneuerbaren Energien, der Anfang der 2000er Jahre vor allem durch den Ausbau der Bioenergie erreicht werden konnte. Bereits 2007 wurde ein Anteil der erneuerbaren Energien von knapp 19 Prozent erreicht. Ende der 2000er Jahre begann in Thüringen ein verstärkter Ausbau der Photovoltaik und zunehmend auch der Windkraft. Dadurch konnte der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch auf über 25 Prozent gesteigert werden – ein Wert, der

in Deutschland derzeit nur von den beiden windstarken Bundesländern Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern übertroffen wird. Gleichzeitig sank der Anteil des Strombezugs von 70 Prozent im Jahr 2007 auf 44 Prozent in 2018.

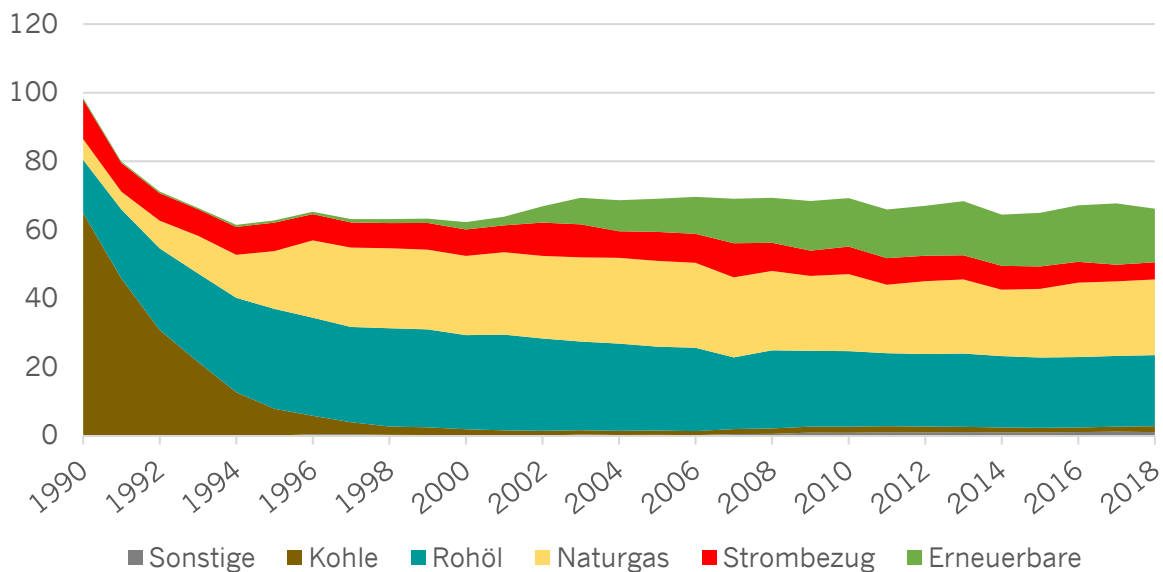


Bild 1: Primärenergieverbrauch Thüringens 1990 – 2018 in TWh nach Energieträgern [1]

Aufgrund geringer eigener Kraftwerkskapazitäten ist Thüringen auf den Bezug eines Teils seines Elektrizitätsbedarfs aus anderen Bundesländern angewiesen. Dieser Strombezug ist in der Primärenergiestatistik enthalten, ohne dass eine primärenergetische Bewertung der dahinterliegenden Kraftwerksprozesse erfolgt ist. Dadurch ergibt sich für Thüringen rechnerisch ein zu geringer Primärenergiebedarf.

Neben drei mittelgroßen gasbetriebenen Heizkraftwerken existieren eine Reihe kleinerer, z.T. biomassebetriebener Heizkraftwerke sowie eine große Anzahl von dezentralen regenerativen Energieerzeugungsanlagen. Eine Sonderrolle spielt die Elektrizitätserzeugung der in Thüringen liegenden Wasserkraftwerke, die von den großen Pumpspeicherkraftwerken Goldisthal (1.060 MW) und Hohenwarte (320 MW) dominiert wird. So wird ein guter Anteil des Strombezugs im Primärenergieverbrauch als Pumpenstrom eingesetzt und zu etwa 80 Prozent wieder als Endenergie abgegeben.

Die in Bild 1 dargestellte Primärenergie wird dazu eingesetzt um Endenergie bereitzustellen, z.B. in Form von Strom, Fernwärme oder Kraftstoffen. Im Jahr 2018 wurden so durch die Thüringer Energiewirtschaft aus 66,2 TWh Primärenergie 57,8 TWh Endenergie produziert. Die folgenden Abbildungen zeigen, wie sich dieser Endenergieverbrauch auf die unterschiedlichen Endenergieträger und Sektoren aufteilt. Bild 2 zeigt die Aufteilung des Endenergiebedarfs auf die unterschiedlichen Energieträger. Die fossilen Energieträger Erdgas, Mineralöl und Kohle decken zusammen 64 Prozent des Thüringer Endenergiebedarfs. Der Energieträger Erneuerbare wird durch die Biomasse dominiert, aber auch in Strom und Fernwärme sind Erneuerbare Energien enthalten.

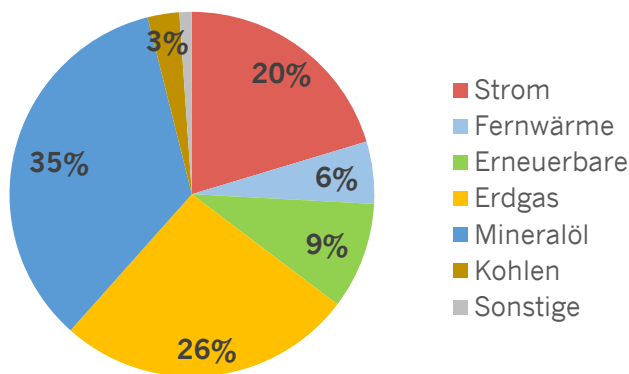


Bild 2: Aufteilung des Endenergieverbrauchs Thüringen 2018 nach Energieträgern [1]

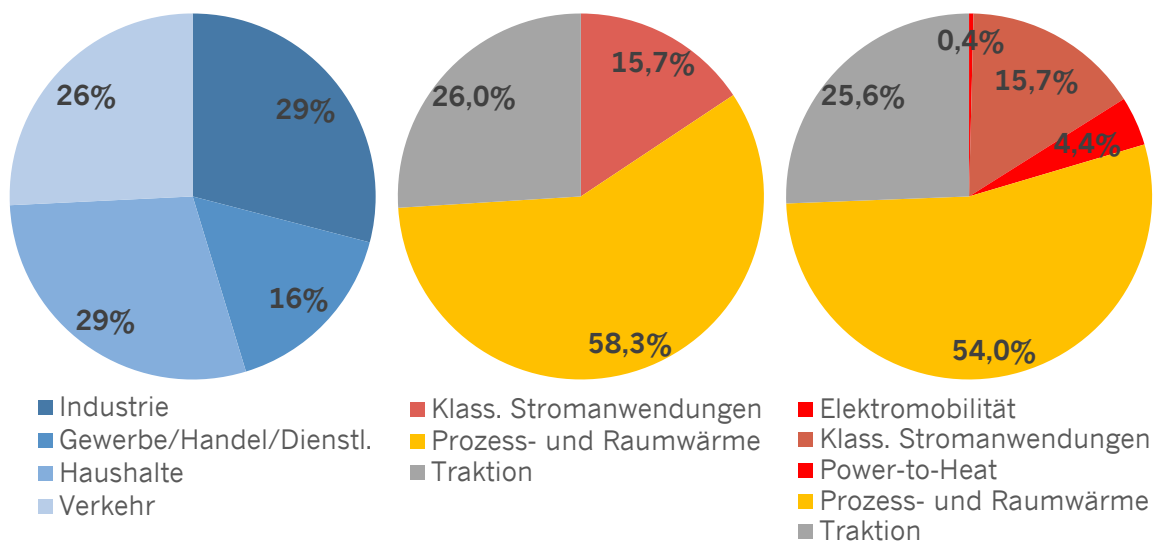


Bild 3: Aufteilung des Endenergieverbrauchs Thüringen 2018 nach Sektoren (links) und Anwendungsbereichen (mitte und rechts) [1]

Bild 3 (links) nimmt zunächst eine Aufteilung auf die vier Energiesektoren vor: den drei größeren Vierteln Industrie, private Haushalte und Verkehr steht mit dem Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen ein deutlich kleineres Viertel gegenüber. Die beiden anderen Grafiken zeigen die Nutzung der Endenergie in Thüringen. Die Raum- und Prozesswärme sowie die Klimatisierung dominieren die Anwendungsstatistik mit über 58 Prozent. Klassische Stromanwendungen machen dagegen nur knapp 16 Prozent aus, vgl. Bild 3 (mitte). Ein geringfügig anderes Bild ergibt sich, wenn man den Stromeinsatz für Mobilitätszwecke sowie die Bereitstellung von Prozess- und Raumwärme (Power-to-Heat) ausweist, Bild 3 (rechts). Zusammen ergeben sich die in Bild 2 gezeigten gut 20 Prozent Stromanteil am Endenergieeinsatz.

In den einzelnen Sektoren werden die Endenergieträger mithilfe unterschiedlicher Energiewandler in Nutzenergie umgewandelt. Im Rahmen des Energiesystems Thüringen werden dabei die folgenden fünf Nutzenergiekategorien unterschieden:

- Raumwärme und Warmwasser
- Prozesswärme
- Klima- und Prozesskälte
- Stromanwendungen
- Traktion

Die Nutzenergiebedarfe werden durch verschiedene Energiewandler gedeckt, die in jedem Sektor eine unterschiedliche Rolle spielen und einen unterschiedlichen Wirkungsgrad aufweisen. So werden beispielsweise für die Beheizung von Gebäuden Kohleöfen, Öl- oder Gaskessel, Pellet- oder Stückholzkessel, Wärmepumpen oder Fernwärmeübergabestationen eingesetzt und erzeugen dann einen entsprechenden Endenergiebedarf. Die folgenden Abbildungen zeigen den derzeitigen Nutzenergiebedarf der einzelnen Sektoren sowie die dafür eingesetzten Endenergieträger. Die Daten beruhen auf dem 2016/2018 veröffentlichten Gutachten zur Vorbereitung einer Energie- und Klimaschutzstrategie für Thüringen des Leipziger Instituts für Energie [2] und sind damit nicht ganz aktuell. Gleichwohl geben sie den heutigen Energiebedarf in guter Näherung wieder. Eine ausführliche Darstellung der Datengrundlage sowie des Berechnungsansatzes für die Nutzenergie in den einzelnen Sektoren befindet sich in Kapitel 9.2. Hier wird auch eine sektorale Aufteilung auf Endenergiewandler vorgenommen.

Im Sektor **Industrie** dominieren die Prozesswärme und die Stromanwendungen (insbesondere zur Bereitstellung von mechanischer Energie) den Nutzenergiebedarf. Damit korrespondiert ein hoher Strom- bzw. Gasanteil auf der Endenergieseite. Raumwärme/Warmwasser sowie die Klima- und Prozesskälte spielen derzeit nur eine untergeordnete Rolle. Insgesamt werden 15,6 TWh Endenergie eingesetzt, um 15,3 TWh Nutzenergie bereitzustellen. Bei dem Endenergieträger Erneuerbare handelt es sich praktisch ausschließlich um Biomasse, zwei Drittel davon werden überwiegend als Schwarzlauge im Wirtschaftszweig „Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus“ eingesetzt [1].

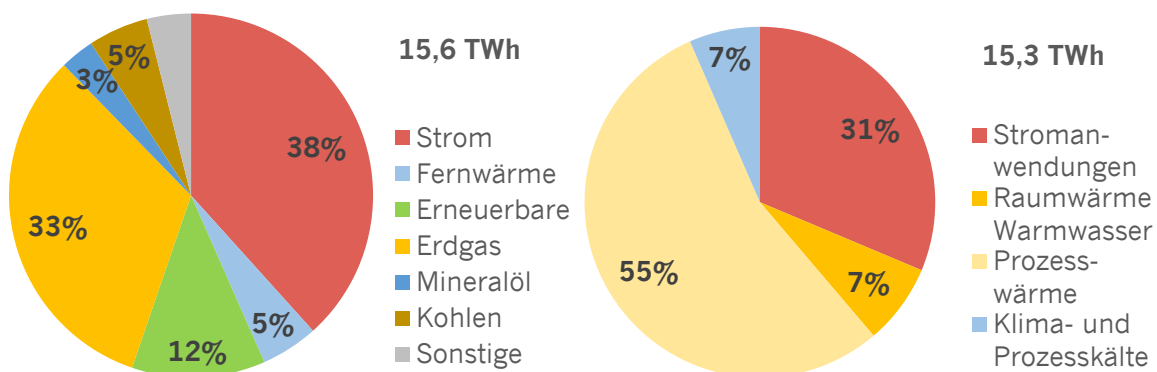


Bild 4: Endenergieverbrauch (links) und Nutzenergiebedarf (rechts) des Sektors Industrie in Thüringen 2014

Nicht in Bild 4 enthalten ist der Bedarf der Thüringer Industrie an Energieträgern für eine stoffliche Nutzung. Für das Jahr 2014 kommen hierfür 0,16 TWh Braunkohle, 1 TWh Mineralöl und 0,03 TWh Erdgas hinzu [1].

Im Sektor **Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD)** dominieren Raumwärme/Warmwasser und die Stromanwendungen den Nutzenergiebedarf, während Prozesswärme nur eine untergeordnete Rolle spielt. Die Bereitstellung der Raumwärme erfolgt heterogen durch Öl-, Gas- und Festbrennstoffkessel sowie Fernwärmeübergabestationen. Bei dem Endenergieträger „Erneuerbare“ handelt es sich überwiegend um feste biogene Stoffe. Demgegenüber spielen Erd- und Umweltwärme mit 0,3 TWh sowie Solarthermie mit 0,2 TWh nur eine untergeordnete Rolle [1]. Die stoffliche Nutzung von Energieträgern spielt in diesem Sektor keine Rolle. Insgesamt werden 9,9 TWh Endenergie eingesetzt, um 9,5 TWh Nutzenergie bereitzustellen.

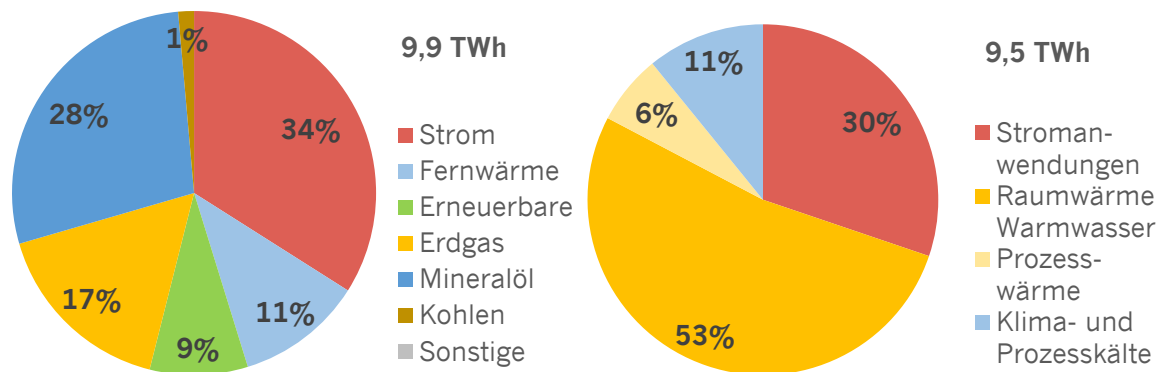


Bild 5: Endenergieverbrauch (links) und Nutzenergiebedarf (rechts) des Sektors Gewerbe/Handel/Dienstleistungen in Thüringen 2014

Wenig überraschend wird der Nutzenergiebedarf im Sektor **Haushalte** durch den Raumwärmebedarf sowie die Trinkwassererwärmung bestimmt. Ähnlich wie in dem Sektor GHD kommt dafür unterschiedliche Endenergieträger mit einer Präferenz für Erdgas zum Einsatz. Bei dem Endenergieträger „Erneuerbare“ handelt es sich überwiegend um Festbrennstoffe wie Brennholz oder Pellets.

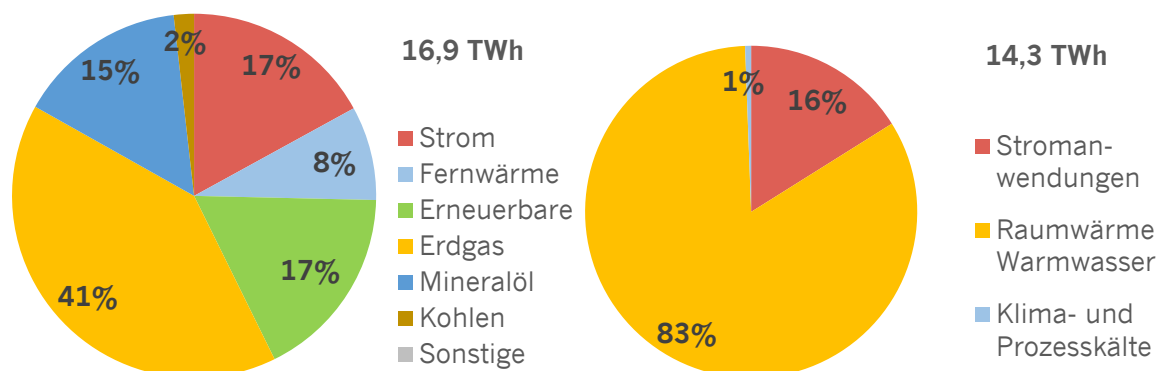


Bild 6: Endenergieverbrauch (links) und Nutzenergiebedarf (rechts) des Sektors Haushalte in Thüringen 2014

Die Struktur des Nutzenergiebedarfs im Sektor **Verkehr** weicht von den vorhergehenden Sektoren ab: hier wird zwischen der Traktionsleistung für Personen – gemessen in kWh pro Personenkilometer – und Gütern – gemessen in kWh pro Tonnenkilometer – unterschieden, jeweils differenziert nach straßen- und schienengebundenem Transport.

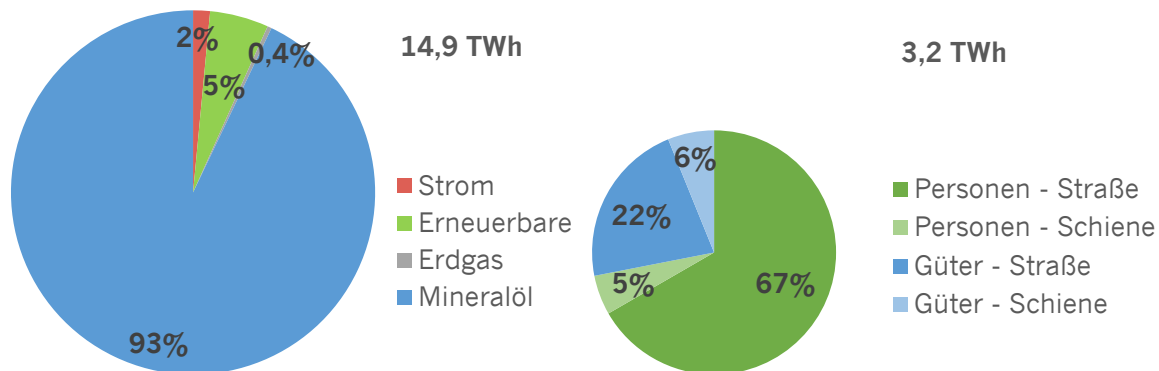


Bild 7: Endenergieverbrauch (links) und Nutzenergiebedarf (rechts) des Sektors Verkehr in Thüringen 2014

Vom Nutzenergiebedarf nimmt der Güterverkehr ein gutes Viertel ein. 11 Prozent der Traktionsleistung werden über die Schiene abgewickelt. Der Endenergieverbrauch besteht fast ausschließlich aus Mineralölprodukten wie Benzin und Diesel. Bei dem Endenergeträger Erneuerbare handelt es sich ausschließlich um biogene Kraftstoffe, die den mineralölbasierten Kraftstoffen beigemischt sind. Sie werden überwiegend importiert, lediglich 3 Prozent werden in Thüringen gewonnen [1]. Ferner sieht man, dass das Verhältnis von Endenergieeinsatz und Nutzenergie in diesem Sektor besonders ungünstig ist. Dies liegt an dem vergleichsweise schlechten Wirkungsgrad der dominierenden Verbrennungsmotoren.

1.2 Strom oder Wasserstoff? - Trends und Entwicklungen bis 2050

Das vorangegangene Kapitel hat die heutige Struktur des Thüringer Energieverbrauchs beleuchtet. Sowohl die Struktur des Endenergiebedarfs als auch die der technischen Wandler, die diese in Nutzenergie umsetzen, werden sich in den nächsten Jahren nur langsam verändern. Sie unterliegen individuellen Investitionsentscheidungen von privaten Haushalten oder Unternehmen, deren Zeithorizont sich eher im Bereich von Jahrzehnten als Jahren bemisst: die Entscheidung für ein neues Auto fällt alle 10 Jahre, die für eine neue Heizung alle 20 und die nach einer grundlegenden Modernisierung eines Wohngebäudes alle 50 Jahre. Ähnlich sieht es bei Entscheidungen für den Ausbau von

Netzinfrastruktur oder Produktionsanlagen aus. Dennoch gibt es eine Reihe von Trends, die eine Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs erlauben. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht.

Tabelle 1: Trends und ihre Auswirkungen auf den Nutz- bzw. Energiebedarf bis 2050

Trends	Nutzenergie			Endenergie	
	Strom	Wärme/Kälte	Traktion	Strom	Fossile
Demografischer Wandel	↘	↘	↘	↘	↘
Klimawandel	-	↗	-	↑	↘
Energieeffizienzrichtlinie	↘	↘	-	↘	↘
Gebäudesanierungen	-	↓	-	↗	↓
Güterverkehr	-	-	↑	↑	↗
Power-to-Heat	-	-	-	↑	↓
Elektromobilität	-	-	-	↑	↓

Der **Demografische Wandel** wird sich auch in den kommenden Jahrzehnten in Thüringen fortsetzen. Er ist einerseits geprägt durch einen Bevölkerungsrückgang und andererseits durch ein Ansteigen des Durchschnittsalters. So geht das Thüringer Landesamt für Statistik bis 2040 von einem Rückgang der Bevölkerung um ein Achtel aus bei einem gleichzeitigen Anstieg der über 65-jährigen von rund 27 auf 33 Prozent [3]. Damit verbunden ist auch ein Rückgang der Privathaushalte [4] und ceteris paribus des allgemeinen Energiebedarfs.

Durch den **Klimawandel** kommt es zu gegenläufigen Effekten: Einerseits führt die Erhöhung der Durchschnittstemperatur in der Heizperiode zu einem Rückgang des Raumwärmebedarfs. Andererseits sorgt das Auftreten von andauernden Hitzephasen auch in Deutschland für eine steigende Nachfrage nach einer Klimatisierung von Wohngebäuden. Letzterer Effekt dominiert. Daher wird von einem jährlich steigenden Strombedarf für Klimatisierung ausgegangen, der 2050 bereits zwischen 3 und 6 Prozent der gesamten Stromnachfrage der privaten Haushalte ausmachen kann [5].

In der Umsetzung der EU-**Energieeffizienzrichtlinien** hat sich die Bundesregierung mehrere Minderungsziele jeweils im Vergleich zu 2008 gesetzt:

- Senkung des Primärenergieverbrauchs um 20 Prozent bis 2020 und um 50 Prozent bis 2050
- Senkung des klassischen Stromverbrauchs um 10 Prozent bis 2020 und um 25 Prozent bis 2050

Ein zentraler Ansatzpunkt ist die Erhöhung der Energieeffizienz bei der Energienutzung u.a. durch die Begrenzung des zulässigen Energiebedarfs (Ökodesign) oder die Kennzeichnung von Produkten durch Energie-Label. Insgesamt ist daher mit einem weiter rückläufigen Stromverbrauch bei den klassischen Stromanwendungen zu rechnen. Ein weiterer Ansatzpunkt um den Primärenergieverbrauch zu senken ist die **Gebäudesanierung**. Hier besteht das Ziel für das Jahr 2050 in einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. Durch

gesetzliche Vorgaben wie z.B. dem Gebäude-Energie-Gesetz und Förderprogrammen für die energetische Gebäudesanierung soll die Sanierungsrate auf 2 Prozent pro Jahr gesteigert werden. Es ist daher mit einem deutlichen Rückgang des Raumwärmebedarfs zu rechnen, der sich auf der Endenergieseite unterschiedlich auswirkt: einerseits wird die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen wie Heizöl und Erdgas massiv abnehmen; gleichzeitig wird der Einsatz von Wärmepumpen zu einer steigenden Stromnachfrage führen.

Veränderungen in der industriellen Logistik und dem privaten Beschaffungsverhalten werden auch zukünftig zu einem steigenden **Güterverkehr** führen. Prognosen gehen bis 2050 von einem Zuwachs der Traktionsleistung pro Kopf um knapp 30 Prozent aus [6]. Solange keine Alternativen zu den hier dominierenden Dieselmotoren eingeführt sind, wird dies auch zu einem Anstieg der Nachfrage nach fossilen Kraftstoffen führen. Zumindest im Personenverkehr ist eine solche Alternative mit der **Elektromobilität** bereits in der Anwendung. Sie wird im Verkehrsbereich zu erheblichen Effizienzgewinnen führen: bei gleicher Traktionsleistung auf der Nutzenergieseite haben Elektrofahrzeuge aufgrund des um den Faktor 4 höheren Wirkungsgrades des Elektromotors gegenüber dem Verbrenner einen deutlich niedrigeren Endenergiebedarf. Berücksichtigt man die Verluste des Batteriespeichers, so ist endenergetisch von einem um den Faktor 3 niedrigeren Energiebedarf auszugehen. Drei Energieeinheiten fossile Kraftstoffe werden also durch eine Einheit elektrische Energie ersetzt. Der Einsatz von wasserstoffbasierter Elektromobilität weist einen etwas ungünstigeren Effizienzgewinn auf, wenn man die Prozesse zur Wasserstoffproduktion mit in die Rechnung einbezieht. Sie ist außerhalb des Zugverkehrs zurzeit nicht absehbar.

Ähnlich hohe Effizienzgewinne lassen sich auch durch den Einsatz von **Power-to-Heat**-Technologien wie Erd- bzw. Luftwärmepumpen erzielen. Ihr Einsatz ersetzt fossil befeuerte Heizkessel indem Erd- oder Umgebungswärme mittels elektrischer Energie auf ein für Heizzwecke geeignetes Temperaturniveau gehoben wird. Auch hier ist ein Faktor 3 möglich, d.h. drei Energieeinheiten fossile Brennstoffe werden durch eine Einheit elektrische Energie (und zwei Einheiten Umgebungswärme) ersetzt.

Die genannten Trends überlagern sich und führen in der Summe zu einem Rückgang der fossilen Energieträger und einer deutlich größeren Rolle der elektrischen Energie in einem zukünftigen Thüringer Energiesystem.

1.3 Die Entwicklung des Thüringer Energiebedarfs bis 2050

Mit Hilfe der im vorangegangenen Kapitel aufgeführten Trends wird nun eine Abschätzung des zukünftigen Nutz- und Endenergiebedarfs vorgenommen. Eine Aufteilung der Energiebedarfe auf die einzelnen Sektoren sowie Endenergieumwandler kann in Kapitel 9.2 nachgelesen werden.

Der **Nutzenergiebedarf** verändert sich auf den ersten Blick kaum: von derzeit etwas mehr als 40 TWh nimmt der Nutzenergiebedarf bis 2050 um etwa 25 Prozent ab. Treiber sind dabei der demografische Wandel sowie die vielfältigen Energieeffizienzmaßnahmen. Die Anteile von klassischen Stromanwendungen, Prozesswärme und Traktion bleiben annähernd erhalten. Allerdings geht durch erfolgte Gebäudesanierungsmaßnahmen der Anteil des Raumwärmebedarfs deutlich zurück, während gleichzeitig der Klimatisierungsbedarf ansteigt.

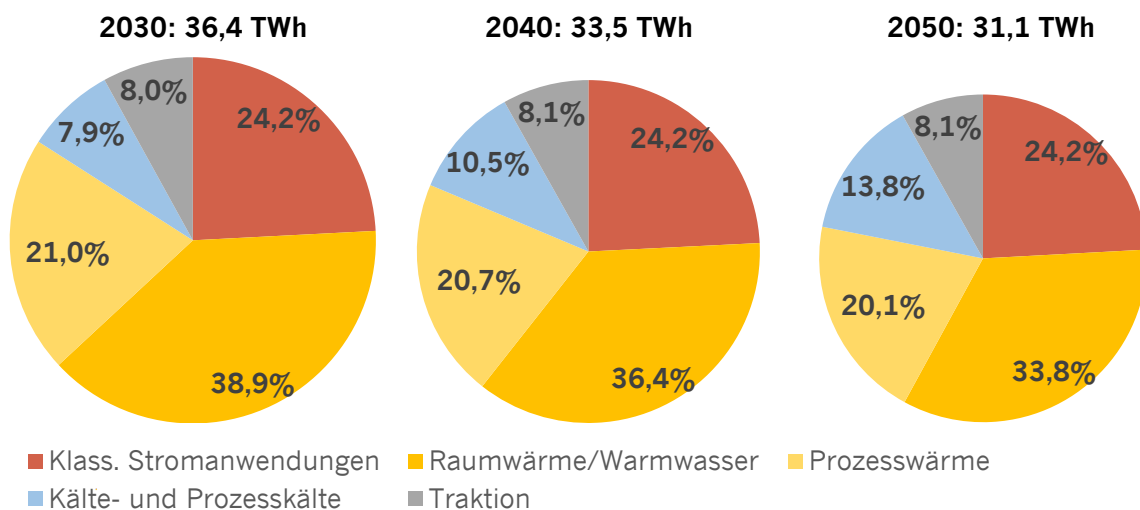


Bild 8: Aufteilung des Nutzenergiebedarfs in Thüringen 2030/2040/2050 nach Kategorien

Ein gänzlich anderes Bild zeigt sich beim **Endenergiebedarf**. Hier hat sich der Stromanteil von derzeit 20 Prozent (vgl. Bild 2) auf 43,8 Prozent mehr als verdoppelt bei leicht ansteigender absoluter Energiemenge. Entsprechend stark gehen die fossilen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas zurück. Während Erdgas auch 2050 noch in industriellen Prozessen und im geringeren Maße auch zur Gebäudeheizung eine Rolle spielt, liegt das Einsatzgebiet der Mineralöle fast ausschließlich im noch nicht elektrifizierten Anteil des Verkehrssektors. Stein- und Braunkohle spielen bereits 2040 keine Rolle mehr. Der Endenergieträger „Erneuerbare“ wird durch feste Biomasse in Form von Brennholz und Holzpellets dominiert, gefolgt von Solar- und Geothermie.

Die Tatsache, dass voraussichtlich auch 2050 noch Endenergiewandler im Einsatz sein werden, die flüssige bzw. gasförmige Kohlenwasserstoffe benötigen, bedeutet nicht, dass diese zwangsläufig fossilen Ursprungs sein müssen. Power-to-X Technologien können bereits heute klimaneutrale Kraftstoffe (Power-to-Liquid) oder Brenngase (Power-to-Gas) zur Verfügung stellen. Ob diese großtechnisch zum Einsatz kommen werden, hängt maßgeblich von politischen Randbedingungen wie der Begrenzung von Emissionsmengen bzw. der CO₂-Bepreisung ab.

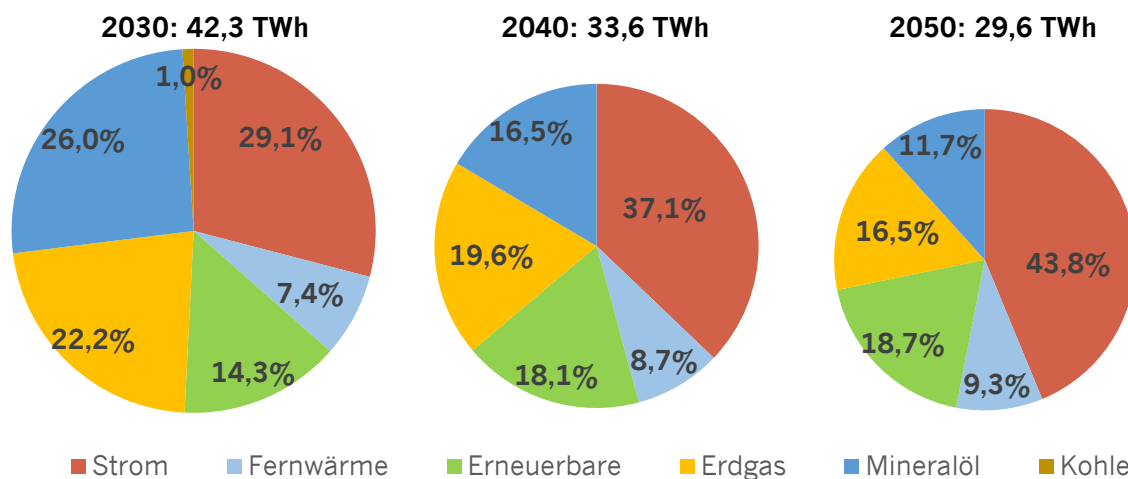


Bild 9: Aufteilung des Endenergieverbrauchs in Thüringen 2030/2040/2050 nach Energieträgern

Man erkennt auch, dass 2050 nur 29,6 TWh Endenergie eingesetzt werden müssen, um 31,1 TWh Nutzenergie bereitzustellen. Dieses an sich paradoxe Verhältnis resultiert aus der starken Einbindung von Erd- oder Umgebungswärme mittels Power-to-Heat Technologien. Erd- oder Umgebungswärme wird in der Endenergiestatistik aber nicht mitbilanziert.

Zusammenfassend lässt sich festhalten: Menschen nutzen Energie für zahlreiche private und berufliche Zwecke. Dies wird sich auch die nächsten 30 Jahre kaum ändern: der Transport- und Wärmebedarf oder die Nachfrage nach mechanischer Arbeit und thermischer Energie in industriellen Produktionsprozessen wird bestehen bleiben. Grundlegend ändern werden sich jedoch die Energieträger, durch deren Umwandlung dieser Nutzen generiert wird: weg von den fossilen Energieträgern hin zu regenerativ erzeugtem Strom und ggf. auch „grünen“ Kraftstoffen.

2. Szenarien einer zukünftigen Entwicklung

Welche Ziele verfolgt Thüringen mit seiner Energie- und Klimapolitik? Welche Rolle spielen die Rahmenbedingungen des Bundes und der Europäischen Union hinsichtlich Energiebedarf, Energieumwandlung oder Energieeffizienz in den einzelnen Sektoren? Wie lassen sich bereits etablierte Instrumente in die Zukunft fortschreiben und weiterentwickeln? In diesem Kapitel werden die wesentlichen Elemente der Energie- und Klimapolitik Thüringens vorgestellt und Szenarien entwickelt, die das Erreichen der damit verbundenen Ziele ermöglicht.

2.1 Energie- und klimapolitische Ziele Thüringens

Internationale Vereinbarungen wie das Pariser Klimaabkommen oder die Sustainable Development Goals der Vereinten Nationen spiegeln sich in der deutschen Energie- und Klimapolitik wieder. Eine wichtige Rolle spielt dabei der 2016 verabschiedete **Klimaschutzplan** der Bundesregierung [7]. Mit diesem Dokument bekennt sich Deutschland einerseits zu dem langfristigen Ziel einer klimaneutralen Gesellschaft. Andererseits kommt Deutschland damit seiner Verpflichtung aus dem Pariser Klimaabkommen nach. Es verpflichtet die Staaten Klimaaktionspläne und nationale Reduktionsziele vorzulegen, die dazu beitragen, den Klimawandel auf eine Temperaturerhöhung von 1,5 Grad zu begrenzen. Diese werden alle fünf Jahre überprüft und weiterentwickelt. Das deutsche Klimaschutzgesetz legt konkrete Reduktionsziele für die einzelnen Sektoren fest, die bis 2030 zu einer Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 65 Prozent im Vergleich zu 1990 führen sollen. Dazu werden zwei Strategien verfolgt: so sollen einerseits die Reduktion des Energiebedarfs durch die Erhöhung der Energieeffizienz erreicht und andererseits fossile Energieträger durch erneuerbare ersetzt werden.

Entsprechende Zielsetzungen sind in der **Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie** [8] hinterlegt, die in Struktur und Inhalt an die Sustainable Development Goals der Vereinten Nationen angepasst wurde. Tabelle 2 zeigt die Zielstellungen im Energiebereich. Dabei beschreibt der erste Eintrag ein Effizienzziel und die beiden letzten Ausbauziele. Die Endenergieproduktivität ist das Verhältnis von Wertschöpfung zu Energieeinsatz. Der Zielwert für 2050 ergibt sich aus einer jährlichen Steigerung um 2,1 Prozent, d.h. mit einer Einheit Endenergie kann eine um 2,1 Prozent höhere Wertschöpfung erzielt werden.

Tabelle 2: Energiebezogene Nachhaltigkeitsindikatoren und ihre Zielwerte gemäß der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung sowie der aktuelle Stand, nach [8]

Indikator	Zielwert 2050	Istwert 2019	
Endenergieproduktivität	+ 139 %	+ 15,5 %	(Basisjahr 2008)
Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch	60 %	17,7 %	
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch	100 %	42 %	

Klimaschutz und Energiewende gehören zu den Leitprojekten der Thüringer Landesregierung. 2018 wurde das **Thüringer Klimagesetz** [9] verabschiedet, das verbindliche Vorgaben und Zwischenziele für die Energie- und Klimapolitik in Thüringen festlegt. Zum einen werden konkrete Reduktionsziele für Treibhausgasemissionen festgelegt, die zu einem klimaneutralen Thüringen im Jahr 2050 führen sollen. Dabei sind gemäß Klimagesetz die höheren Werte in Bild 10 handlungsleitend. Zum anderen betrifft dies den Ausbau der erneuerbaren Energien, die bis zum Jahr 2040 den Thüringer Endenergiebedarf bilanziell und sektorübergreifend decken sollen. Bilanziell bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Bedingung im Jahresdurchschnitt erfüllt sein muss; sektorübergreifend bedeutet, dass ein Defizit in einem Sektor durch eine erhöhte Energieerzeugung in einem anderen Sektor ausgeglichen werden kann.

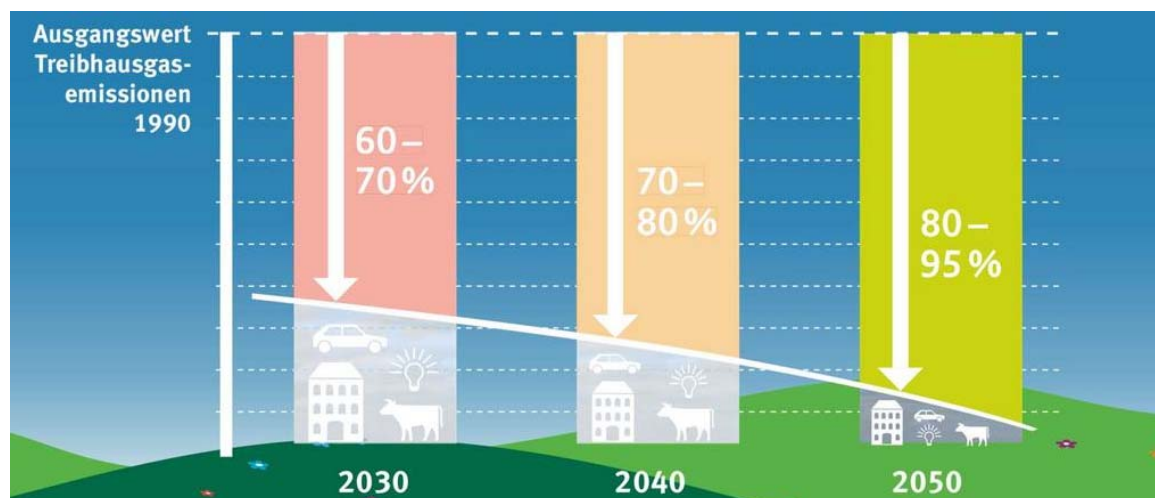


Bild 10: Reduktionsziele für Thüringen nach dem Thüringer Klimagesetz [10]

Ergänzt werden diese Zielsetzungen durch die **Thüringer Nachhaltigkeitsstrategie** [11], die seit 2018 ebenfalls in Struktur und Inhalt den Sustainable Development Goals folgt und der 2019 verabschiedeten **Integrierte Energie- und Klimaschutzstrategie** des Landes. Tabelle 3 zeigt die Zielstellungen für 2030 im Energiebereich. Analog zu den Bundeszielen wird im Mittel eine jährliche Steigerung der Endenergieproduktivität von 2,1 Prozent angestrebt. Für das Ausbauziel der Erneuerbarer Energien wird in Thüringen der Primärenergieverbrauch als Grundlage herangezogen. Dieser liegt derzeit (2018) knapp 15 Prozent über dem Endenergieverbrauch. Durch den Ausbau der Erneuerbaren

Energien ist aber mit einer schrittweisen Angleichung von Primär- und Endenergieverbrauch zu rechnen, so dass der Zielwert in guter Näherung auch für den Endenergieverbrauch herangezogen werden kann.

Tabelle 3: Energiebezogene Nachhaltigkeitsindikatoren und ihre Zielwerte gemäß der Thüringer Nachhaltigkeitsstrategie sowie der aktuelle Stand, nach [11]

Indikator	Zielwert 2030	Istwert 2017	
Endenergieproduktivität	+ 2,1 %/a	+ 3,3 %/a	(Ø 2008 - 2017)
Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch	55 %	26,3 %	
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch	80 %	40,1 %	

Da das Thüringer Klimagesetz die höheren Reduktionsziele aus Bild 10 als handlungsleitend festlegt, werden diese im Sinne eines maximal noch zur Verfügung stehenden CO₂-Budgets implementiert. Unter Anwendungen der Quellenbilanz ergeben sich für die Sektoren Energie, Industrie, Verkehr, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Haushalt Treibhausgasemissionen von 29,92 Mio. t CO₂-Äquivalente für das Jahr 1990 [2]. Dabei wurden die Emissionen aus der Landwirtschaft sowie Gutschriften aus Landnutzungsänderungen nicht berücksichtigt. Damit ergeben sich die folgenden Obergrenzen für die Emissionen:

2030: 9,0 Mio. t CO₂-Äquivalente
 2040: 6,0 Mio. t CO₂-Äquivalente
 2050: 1,5 Mio. t CO₂-Äquivalente

Tabelle 4 fasst die zentralen Zielstellungen der Thüringer Energie- und Klimapolitik für die Jahre 2030, 2040 und 2050 zusammen. Sie bilden die Grundlage für die in den folgenden Abschnitten entwickelten Szenarien.

Tabelle 4: In die Modellierung übernommene energie- und klimapolitischen Zielsetzungen

Ziel	2030	2040	2050	
Treibhausgasemissionen [Mio. t]	< 9,0	< 6,0	< 1,5	
Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch [%]	> 55	> 100	> 100	bilanziell
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch [%]	> 80	--	--	

2.2 Energieszenarien

Szenarien sind Modellrechnungen unter bestimmten Randbedingungen. Während Prognosen die wahrscheinliche Zukunft zum Gegenstand haben, geben Szenarien mögliche zukünftige Entwicklungen wieder. Oft zeigen Energieszenarien die Auswirkungen von Handlungsalternativen auf die Energieversorgung auf: was passiert z.B., wenn Deutschland gleichzeitig aus der Kernenergie und der Braunkohleverstromung aussteigt? Aus ihnen lassen sich aber auch Handlungsnotwendigkeiten und Gestaltungsspielräume ableiten: welche Aufteilung zwischen Wind und Photovoltaik führt zur größten Versorgungssicherheit oder zu den geringsten Energiepreisen?

Szenarienbasierte Studien zur Zukunft der Energieversorgung wurden in den vergangenen Jahren sowohl von internationalen Einrichtungen, staatlichen Stellen als auch Nichtregierungsorganisationen veröffentlicht. Stellvertretend für die Bandbreite der Untersuchungen seien hier die dena-Leitstudie und die Studie Energiesystem Deutschland des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme genannt:

- Die Deutsche Energie-Agentur (dena) ist ein bundeseigener Think Tank, der sich insbesondere mit der Umsetzung der Energiewende beschäftigt. Im Jahr 2018 veröffentlichte die dena eine umfangreiche Studie zum Energiesystem in Deutschland [6]. Neben detailliert ausgearbeiteten Szenarien stellt die Leitstudie auch eine umfangreiche Datenbasis zur technischen Entwicklung und den Preisen aller relevanter Technologien zur Verfügung, auf die auch im Rahmen dieser Untersuchungen zurückgegriffen wird.
- Im Jahr 2013 stellte das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme eine Studie zur Struktur der deutschen Energieversorgung im Jahr 2050 vor [12]. Ziel war es, die Konsequenzen einer langfristigen Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen um mindestens 80 Prozent im Vergleich zu 1990 sowie des Ausstiegs aus der Kernenergie auf das Energiesystem zu untersuchen. Auch von dieser Studie wurden eine Reihe von Modellansätzen in das Energiesystemmodell Thüringer übernommen.

Beide Studien weisen einige methodische Unterschiede zu älteren Untersuchungen auf: die Berechnungen beziehen sich nicht auf einen bilanziell zu deckenden Jahresenergiebedarf – und damit das Vorhandensein einer hinreichend großen Speicherinfrastruktur – sondern realistischen Erzeuger- und Verbraucherjahreslastgänge auf Stundenbasis. Sowohl der Anteil der einzelnen Erzeugungsoptionen als auch der Umfang der Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme sind variabel und werden hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Erzeugungs- und Speicherkosten optimiert – eine Methode, die mit der vorliegenden Untersuchung erstmals auf das Energiesystem eines Bundeslandes angewendet wird.

Im Rahmen dieser Studie wurden für das Energiesystem Thüringen drei Szenarien entwickelt, die hinsichtlich der dynamischen energiepolitischen Diskussion regelmäßig überprüft und weiterentwickelt werden:

- Basisszenario
- Innovatives Szenario
- Szenario Klimaneutrales Thüringen

Bei allen drei Szenarien handelt es sich um Zielszenarien, d.h. die in Tabelle 4 zusammengefassten energie- und klimapolitischen Ziele werden erreicht. Dazu wird in allen drei Szenarien von einem schnellen und umfangreichen Ausbau der Erneuerbaren Energien in Thüringen ausgegangen. Die Ergebnisse der Szenarienberechnungen werden in Kapitel 4 vorgestellt.

Das **Basisszenario** orientiert sich an den in Tabelle 1 dargestellten gesellschaftlichen und technologischen Trends. Es ist ein technologisch eher konservatives Szenario, das davon ausgeht, dass Veränderungen zugunsten des Klimaschutzes sich nur langsam durchsetzen. Das betrifft sowohl die Sanierungsrate von Wohn- und Gewerbebauten, die Nutzung von Sektorkopplungstechnologien im Bereich der Raumwärme oder die Bereitstellung von Prozesswärme. Im Mobilitätsbereich wird die batteriebasierte Elektromobilität schrittweise ausgebaut, Wasserstoff spielt keine Rolle. Aufgrund der langsamen Substitution von Öl- und Gasbrennern sowie Verbrennungsmotoren verbleibt in diesem Szenario auch im Jahr 2050 noch ein Bedarf an kohlenstoffbasierten Brenngasen und Kraftstoffen von knapp 30 Prozent. Der dem Basisszenario zugrunde liegende Nutz- und Endenergiebedarf wurde bereits in den Bild 8 und Bild 9 vorgestellt; seine Aufteilung auf die Sektoren Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr wird ausführlich in Kapitel 9.2 behandelt.

Demgegenüber ist das **Innovative Szenario** von einer hohen Bereitschaft geprägt, innovative Technologien im Sektorkopplungs- und Umwandlungsbereich einzusetzen. Eine höhere Sanierungsrate führt zu einem geringeren Raumwärmebedarf, allerdings nimmt der Strombedarf durch Gebäudeautomation und -klimatisierung zu. Im Verkehrsbereich werden neben batterieelektrischen Fahrzeugen auch wasserstoffelektrische Antrieb sowohl im Straßen- als auch Schienenverkehr eingesetzt.

Bild 11 zeigt die dem Innovativen Szenario zugrundeliegende Aufteilung des Nutzenergiebedarfs für die Jahre 2030, 2040 und 2050. Gegenüber dem Basisszenario (Bild 8) erkennt man insbesondere eine Verschiebung vom Raumwärme- zum Klimatisierungsbedarf bei annähernd gleichbleibenden Gesamtenergiebedarf. Ein anderes Bild zeigt sich beim Endenergiebedarf in Bild 12: hier ergibt sich eine deutliche Verschiebung zum Stromverbrauch, der 2050 bereits über die Hälfte des gesamten Endenergiebedarfs ausmacht. Kohlenstoffbasierte Brenngase und Kraftstoffe spielen mit gut 16 Prozent nur noch eine nachgeordnete Rolle; Wasserstoff als neuer Endenergieträger hat 2050

einen Anteil von knapp 4 Prozent. Die Aufteilung des Nutz- und Endenergiebedarfs auf die Sektoren Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr ist ebenfalls in Kapitel 9.2 dokumentiert.

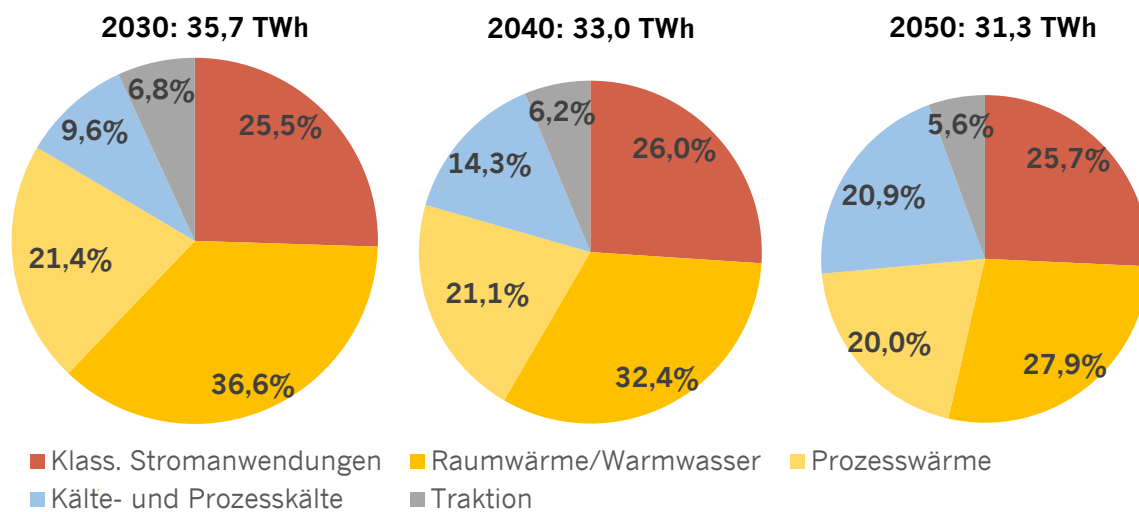


Bild 11: Aufteilung des Nutzenergiebedarfs in Thüringen 2030/2040/2050 nach Kategorien im Innovativen Szenario

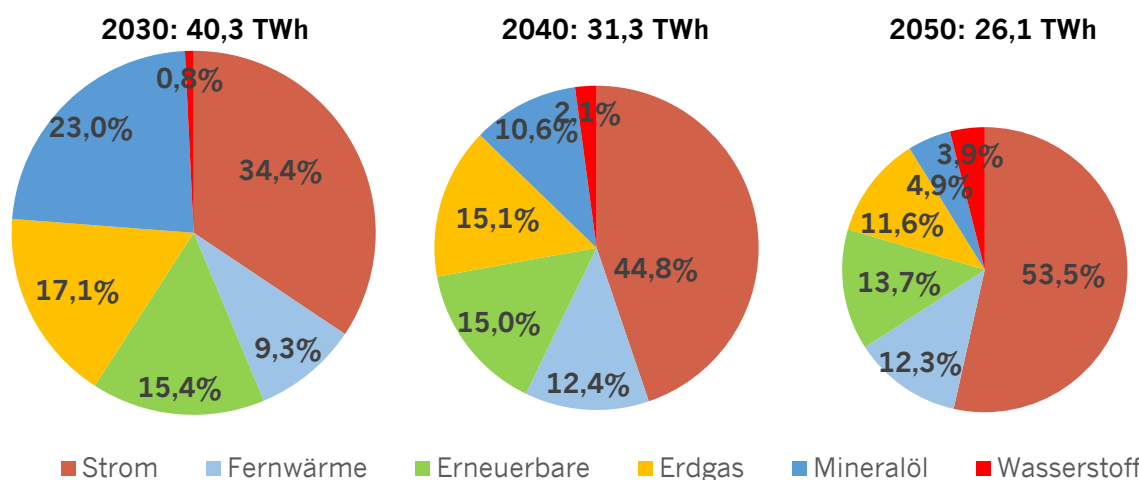


Bild 12: Aufteilung des Endenergieverbrauchs in Thüringen 2030/2040/2050 nach Energieträgern im Innovativen Szenario

Das **Szenario Klimaneutrales Thüringen** basiert hinsichtlich des End- und Nutzenergiebedarfs auf dem Basisszenario. Während das Basisszenario für das Jahr 2050 von einem noch verfügbaren Treibhausbudget von 1,5 Millionen CO₂-Äquivalenten ausgeht, wird nun kein Treibhausgasausstoß der Sektoren Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr sowie der Strom- und Fernwärmeerzeugung mehr zugelassen. Ein 2050 noch bestehender Bedarf an kohlenstoffbasierten Brenngasen und Kraftstoffen muss über synthetische Energieträger gedeckt werden. Ein Energieaustausch mit überlagerten Netzen ist nur auf Basis Grüner Energieträger möglich.

3. Potentiale Erneuerbarer Energien in Thüringen

In den beiden vorangegangenen Kapiteln wurden der Thüringer Energiebedarf beschrieben sowie mehrere Pfade zu seiner klimaverträglichen Deckung vorgestellt. Dabei werden unterschiedliche Energieträger, Speicher und Energiewandler benötigt, um jederzeit die gewünschte Form von Nutzenergie bereitstellen zu können. Es blieb jedoch die Frage offen, welchen Beitrag einzelne Energieträger wie Wind, Sonne oder Biomasse tatsächlich leisten können. Um das zu beantworten, dient die Berechnung von Energiepotentialen. In den folgenden Abschnitten sind die technischen Potentiale der Erneuerbaren Energien in Thüringen dargestellt. Wie diese ermittelt wurden, kann in Kapitel 7 nachgelesen werden.

3.1 Potential der Windkraft

Windkraft wird zusammen mit Photovoltaik die zentrale Säule unserer zukünftigen Energieerzeugung sein. Aktuelle Studien – wie die Leitstudie der Deutschen Energieagentur [6] – gehen davon aus, dass im Jahr 2050 unser Strombedarf etwa zu zwei Dritteln aus onshore-Windkraftanlagen gedeckt werden wird. Dazu wird eine auf dem Festland installierte Leistung von etwa 175 GW notwendig sein – etwa das Dreifache des derzeit Installierten. Bezieht man diese Leistung auf die Fläche der Bundesländer, so ergibt sich für Thüringen rechnerisch eine Leistung von 7,9 GW. Doch gibt es für Windkraft ausreichend Flächen in Thüringen?

Die Errichtung von Windkraftanlagen unterliegt zahlreichen Beschränkungen. Dazu gehören als harte Ausschlusskriterien insbesondere Siedlungsflächen bzw. ein hinreichender Abstand davon. Weitere Ausschlusskriterien können der Natur- und Vogelschutz, das Landschaftsbild oder die räumliche Nähe zu besonderen Kulturdenkmälern sein. Und schließlich ist natürlich das Windangebot ein entscheidender Faktor, ob eine Fläche für die Errichtung von Windkraftanlagen geeignet ist.

Im Jahr 2015 wurden im Auftrag des Thüringer Ministeriums für Infrastruktur und Landwirtschaft systematisch Standorte für die Windkraftnutzung in Thüringen untersucht [13]. Dabei wurden zunächst Gunsträume ermittelt, die hinreichend Abstand zu Siedlungsflächen aufweisen und grundsätzlich als Standorte von Windkraftanlagen geeignet sind. Sie machen etwa 11 Prozent der

Landesfläche Thüringens aus und können als technisches Potential der Windkraft in Thüringen gelten. Die Gunsträume wurden anschließend einer Detailprüfung unterzogen und besonders geeignete als Präferenzräume ausgewiesen. Diese werden hier als Potentialflächen für die Windenergie herangezogen und entsprechen etwa 1,15 Prozent der Landesfläche.¹ In Bild 13 sind die Gunst- und Präferenzräume eingezeichnet; Detailansichten der vier Planungsregionen finden sich im Kartenteil von Kapitel 8.

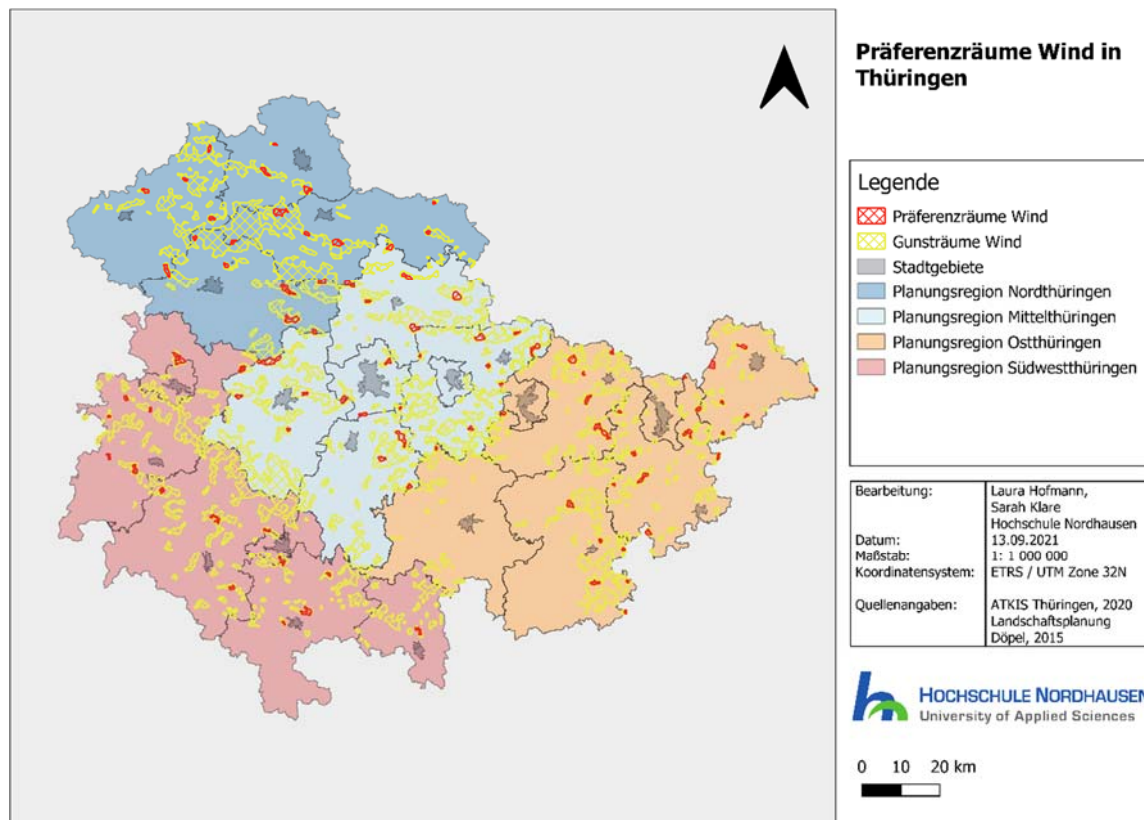


Bild 13: Gunst- und Präferenzräume für Windkraftanlagen in Thüringen

Man sieht bereits in der Karte, dass die Windkraftflächen nicht gleichmäßig über Thüringen verteilt sind. Mittelthüringen weist anteilmäßig doppelt so große Potentialflächen auf wie Südwestthüringen. In Tabelle 5 sind die Potentialflächen, ihr Anteil an der Gesamtfläche sowie die darauf installierbare Leistung aufgeführt. Im Ergebnis kann Thüringen mit diesen Flächen das durch das Klimagesetz gesetzte Ziel der Ausweisung von einem Prozent der Landesfläche für Windkraft erreichen [9]. Tatsächlich bleibt Thüringen mit 5,57 GW aber deutlich unter der eingangs erwähnten Leistung von 7,9 GW, die sich rechnerisch bei einer flächengerechten Aufteilung der von Deutschland benötigten onshore-Windkraftleistung ergäbe. Mittelfristig sollte Thüringen zwischen 1,5 und 2 Prozent seiner Landesfläche für Windkraft öffnen und damit sowohl über das Ein-Prozent-Ziel des Klimagesetzes als auch über die dargestellten Präferenzräume hinausgehen. Erste Ansätze dafür werden in der 2021 veröffentlichten Metastudie Wind skizziert [14].

¹ Die Methodik zur Ermittlung des Technischen Potentials wird in Kapitel 7.1 beschrieben.

Tabelle 5: Technisches Potential der Windkraft nach Planungsregionen

Planungsregion	Fläche [ha]	Anteil [%]	Leistung [GW]
Nordthüringen	4.034	1,10	1,21
Mittelthüringen	5.457	1,46	1,64
Ostthüringen	6.050	1,29	1,82
Südwestthüringen	3.016	0,72	0,90
Thüringen	18.557	1,15	5,57

Das zwischenzeitlich vom Thüringer Landtag beschlossene Moratorium für Windkraftanlagen im Wald konnte im Rahmen dieser Untersuchungen nicht berücksichtigt werden. Da sich die Waldflächen überwiegend in Ost- und Südthüringen befinden, wird erwarten, dass der Druck auf Gunsträume in den beiden anderen Planungsregionen steigt [14].

3.2 Potential der Photovoltaik

Das Photovoltaikpotential Thüringens setzt sich aus geeigneten Dach- und Freiflächen zusammen. Für die **Dachflächen** wurde aufgrund der guten Verfügbarkeit von Rauminformationen abweichend zu [15] keine Betrachtung von Stadtraumtypen, sondern eine gebäudescharfe Bewertung vorgenommen.² Tabelle 6 gibt einstrahlungstechnisch prinzipiell geeignete Dachflächen sowie die darauf installierbare Leistung und den Energieertrag für die vier Planungsregionen wieder.

Tabelle 6: Technisches Potential der Photovoltaik auf Dachflächen nach Planungsregionen

Planungsregion	Fläche [ha]	GW _p	GWh
Nordthüringen	924	1,12	1.011
Mittelthüringen	1.439	1,61	1.494
Ostthüringen	1.424	1,68	1.527
Südwestthüringen	1.059	1,26	1.160
Thüringen	4.846	5,67	5.192

Dabei ist zu beachten, dass das angegebene Flächenpotential für alle Solarwandler gilt, d.h. Photovoltaik und Solarthermie hier in Konkurrenz zu einander stehen. Die in Tabelle 6 angegebenen Leistungen gelten für eine alleinige Nutzung durch Photovoltaik.

Freiflächenpotentiale wurden in fünf verschiedenen Kategorien ermittelt: Begleitflächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen, Brachflächen, Halde sowie Steinbruch- und Tagebaugebiete. Landwirtschaftlich oder anderweitig gewerblich nutzbare Flächen wurden nicht berücksichtigt. Die folgende Tabelle gibt die Freiflächenpotentiale in den Planungsregionen wieder.

² Die Methodik zur Ermittlung des Technischen Potentials von Photovoltaik-Dachanlagen wird in Kapitel 7.2 beschrieben.

Tabelle 7: Technisches Potential der Photovoltaik auf Freiflächen nach Planungsregionen

Planungsregion	Schienen- wege	Bundes- autobahnen	Brach- flächen	Halden	Steinbrüche Tagebaue
Nordthüringen	3.467	2.827	343	154	325
Mittelthüringen	5.004	4.318	617	33	380
Ostthüringen	3.913	3.381	412	43	548
Südwestthüringen	2.007	2.197	204	38	252
Thüringen	14.391	12.723	1.576	268	1.505

Die Karte in Bild 14 lokalisiert die Freiflächenpotentiale. Detailansichten der vier Planungsregionen finden sich im Kartenteil von Kapitel 8. Insgesamt summiert sich das Freiflächenpotential auf gut 30.000 ha bzw. 1,9 Prozent der Landesfläche. Dabei kommt der größte Beitrag von den Begleitflächen entlang der Verkehrswege. Es ist zu beachten, dass das angegebene Flächenpotential für alle Solarwandler gilt, d.h. Photovoltaik und Solarthermie hier in Konkurrenz zu einander stehen. Die in Tabelle 8 angegebenen Leistungen gelten für die alleinige Nutzung durch Photovoltaik.

Tabelle 8: Technisches Potential der Photovoltaik auf Freiflächen nach Planungsregionen

Planungsregion	Fläche [ha]	GW _p	GWh
Nordthüringen	7.116	4,07	3.866
Mittelthüringen	10.352	5,92	5.624
Ostthüringen	8.297	4,74	4.503
Südwestthüringen	4.698	2,68	2.546
Thüringen	30.463	17,41	16.539

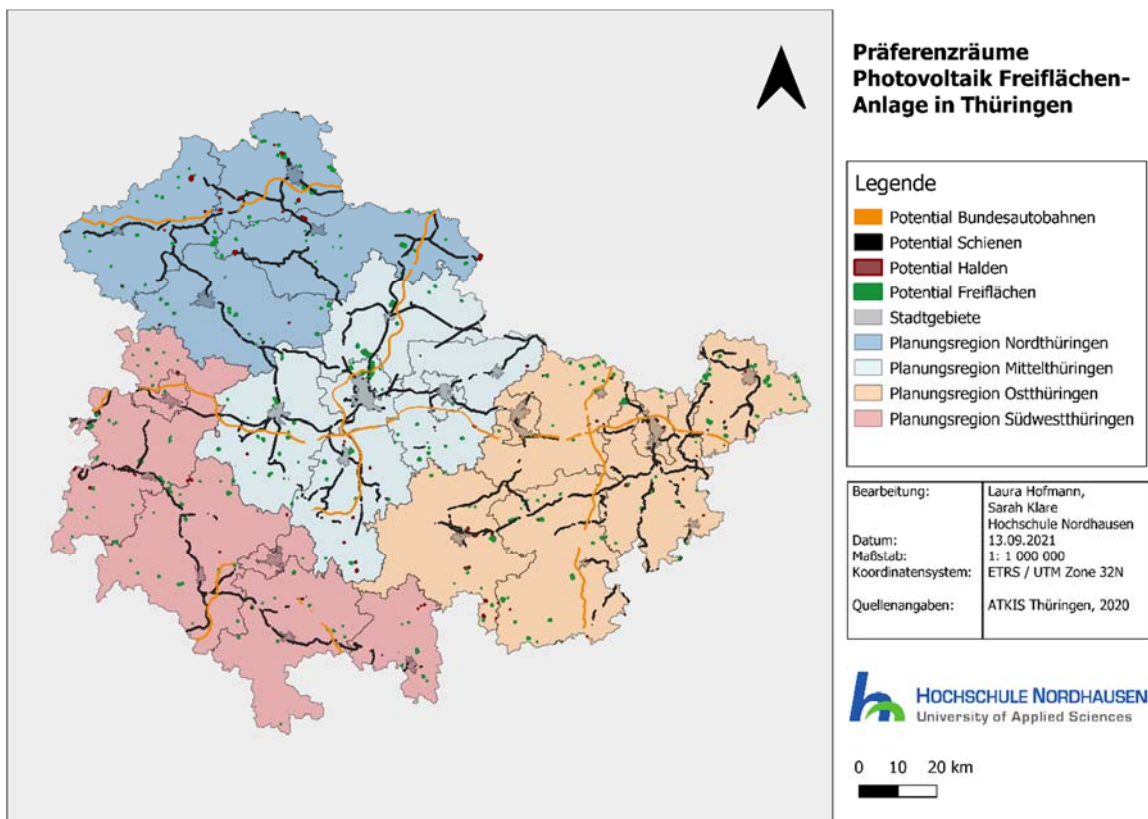


Bild 14: Potentielle Freiflächen für Photovoltaikanlagen in Thüringen

3.3 Potential der Wasserkraft

In Thüringen hat Wasserkraft eine lange Tradition und die eingesetzten Technologien in den 209 Thüringer Anlagen [16] können auf langjährige Erfahrungen zurückblicken. Aktuell sind in Thüringen ohne die Pumpspeicher Wasserkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 31 MW installiert [17], die etwa 180 GWh Strom produzieren – etwa 1,6 Prozent des Thüringer Strombedarfs.

Das Potential für die Nutzung von Wasserkraft in Thüringen ist nahezu ausgeschöpft [18]. Aus heutiger Sicht sind neue Anlagen aufgrund bestehender Restriktionen des Gewässer- und Fischschutzes kaum möglich. Nur die Modernisierung von bestehenden Anlagen kann die Leistung der Wasserkraft ggf. steigern. Im Rahmen dieser Untersuchung wird daher von einem technischen Potential der Wasserkraft von 31 MW ausgegangen.

3.4 Pumpspeicherpotential

Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen, dass in Phasen hoher Stromproduktion Wasser durch Pumpen in den höherliegenden Speicher gehoben wird, um dann bei hoher Stromnachfrage durch den Antrieb von Turbinen wieder Energie in das Stromnetz abzugeben. Es ist bereits jetzt absehbar, dass Pumpspeicherkraftwerke in einem Energiesystem mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien – und damit einer hohen Residuallast – eine wichtige Rolle spielen werden [12]. Thüringen stellt mit 1.526 MW ein knappes Viertel der deutschen Pumpspeicherleistung von gut 6.565 MW und damit einen überproportional großen Anteil.

Die Potentiale, die beim Bau neuer Anlagen, dem Ausbau von bestehenden Anlagen und der Umfunktionierung von Talsperren zu Pumpspeichern möglich sind, wurden 2011 durch das vom Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie in Auftrag gegebene Pumpspeicherkataster Thüringen [19] ermittelt. Danach können in Thüringen zehn neue Pumpspeicherkraftwerke mit einem Speicherinhalt von 38.700 MWh und einer Leistung von 4.830 MW umgesetzt werden. Vor allem im südlichen Thüringen gibt es Möglichkeiten, neue Pumpspeicherkraftwerke zu errichten. Diese sind im westlichen Thüringer Wald (Floh-Selingenthal), östlichen Thüringer Wald (Altenfeld/Großbreitenbach), im südlichen Thüringer Schiefergebirge (Blechhammer/Theuren) sowie im westlichen Thüringer Schiefergebirge (Reschwitz, Lothramühle, Lehesten, Leutenberg). In der Planungsregion Nordthüringen kann in der Nähe von Ellrich ein Pumpspeicherkraftwerk errichtet werden. Der Umbau der bestehenden Talsperren Schmalwasser, Weida und Hohenleuben zu Pumpspeicherkraftwerken birgt ein Potential von 710 MW.

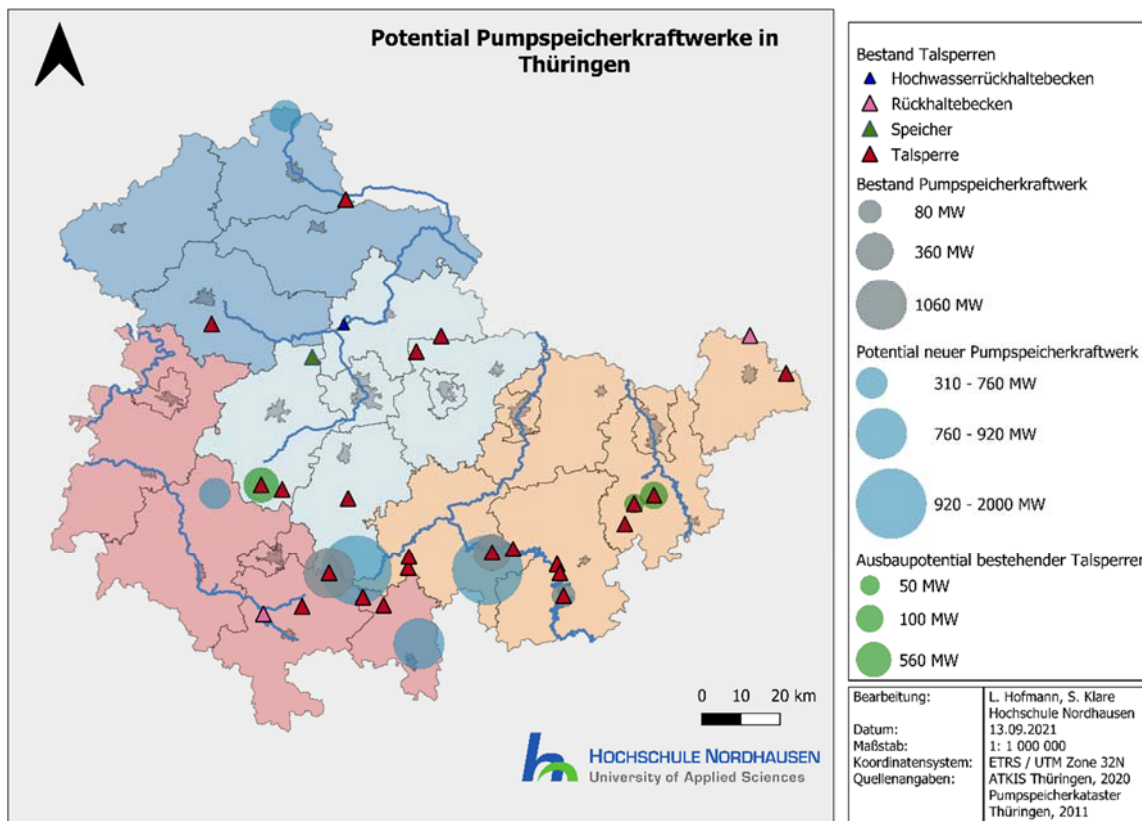


Bild 15: Bestand und Potential für Pumpspeicherkraftwerke in Thüringen, nach [19]

In Bild 15 sind der Übersichtlichkeit wegen die Potentiale der Neubauten, die in näherer Umgebung zueinander liegen, zusammengefasst dargestellt.

3.5 Potential der Biomasse

Seinen im bundesdeutschen Vergleich hohen Anteil an Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch hat Thüringen insbesondere der Biomasse zu verdanken. Auch für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Landesziele kommen den nachhaltig verfügbaren Biomasseprodukten sowie Nebenprodukten und Reststoffen eine besondere Bedeutung zu.

Biomasse wird bereits heute vielfältig eingesetzt: in Biogasanlagen zur Erzeugung von Biogas, das entweder in Blockheizkraftwerken verstromt oder nach einer Aufbereitung als Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist werden kann; als fester Brennstoff in Industrie- und Heizkraftwerken oder verarbeitet zu Alkohol oder Methylester als Beimischung zu Kraftstoffen. Aufgrund seiner Multifunktionalität wird ein zukünftiger Einsatz von Biomasse insbesondere für solche Anwendungsbereiche erwartet, die mit anderen erneuerbaren Energieoptionen nicht oder nur aufwändig versorgt werden können [12].

Unterschieden wurden bei der Betrachtung des Biomasse-Potentials die folgenden Kategorien:

- Holz
- Energiepflanzen
- Strohpotential
- Grassilage
- Reststoffe wie tierische Exkrememente, Biotonne und Grünschnitt

Bei der Ermittlung des **Holzpotentials** kann auf die Daten der letzten Bundeswaldinventur [20] und von ThüringenForst zurückgegriffen werden. Thüringen ist zu gut einem Drittel bewaldet. Der jährliche Zuwachs wird seitens ThüringenForst mit 5,8 Mio. Vorratsfestmeter angegeben [21]. Berücksichtigt man die für Thüringen typischen Anteile von Laub- und Nadelgehölz, so ergibt sich ein durchschnittlicher jährlicher Zuwachs von 11,2 Vorratsfestmetern pro Jahr und Hektar. Dieser Zuwachs kann aber nur zum Teil genutzt werden: einerseits verbleibt ein Teil des Zuwachses im Wald, andererseits weisen viele Waldflächen einen Schutzstatus auf, so dass eine Nutzung naturschutzrechtlichen Einschränkungen unterliegt. Tabelle 9 fasst die Berechnungen für die vier Planungsregionen zusammen.

Tabelle 9: Holzpotential nach Planungsregionen

Planungsregion	Nutzbare Waldfläche [ha]	Nutzbarer Zuwachs [m ³ /a]	Energiegehalt [GWh]
Nordthüringen	24.482	238.344	415
Mittelthüringen	22.211	216.229	377
Ostthüringen	76.515	744.901	1.298
Südwestthüringen	94.403	919.042	1.601
Thüringen	217.612	2.118.516	3.691

Wie man in Bild 16 unmittelbar sieht, sind Ost- und Südwestthüringen stärker bewaldet als Nord- und Mittelthüringen. Den fast zu 80 Prozent bewaldeten Mittelgebirgen im Südwesten des Freistaats steht das waldarme Thüringer Becken in Mittelthüringen gegenüber. Am im Norden beginnenden, stark bewaldeten Harz hat Thüringen nur im Landkreis Nordhausen einen kleinen Anteil.

Energiepflanzen wie Raps und Mais werden schon seit längerem auch dafür angebaut, um sie für die Strom-, Wärme- und Kraftstoffproduktion zu nutzen. Entscheidend für das Energiepotenzial sind die zur Verfügung stehenden Acker- und Grünflächen sowie die Bodenqualität. Zur Abschätzung, wie viel Energie aus den Feldfrüchte gewonnen werden kann, wurden eine Nutzung in Biogasanlagen zugrunde gelegt und die durchschnittlichen Erntemengen und Hektarerträge der Landkreise herangezogen. Für den Anbaumix wurde die durchschnittliche Anbauverteilung der letzten 20 Jahre beibehalten. Für den Energiepflanzenanbau wurde nach [22] eine pauschale Obergrenze von 26 Prozent der landwirtschaftlichen Flächen angesetzt. Daraus ergibt sich ein Gesamtpotential der Feldfrüchte für die Bereitstellung von Bioenergie in Höhe von 4.132 GWh.

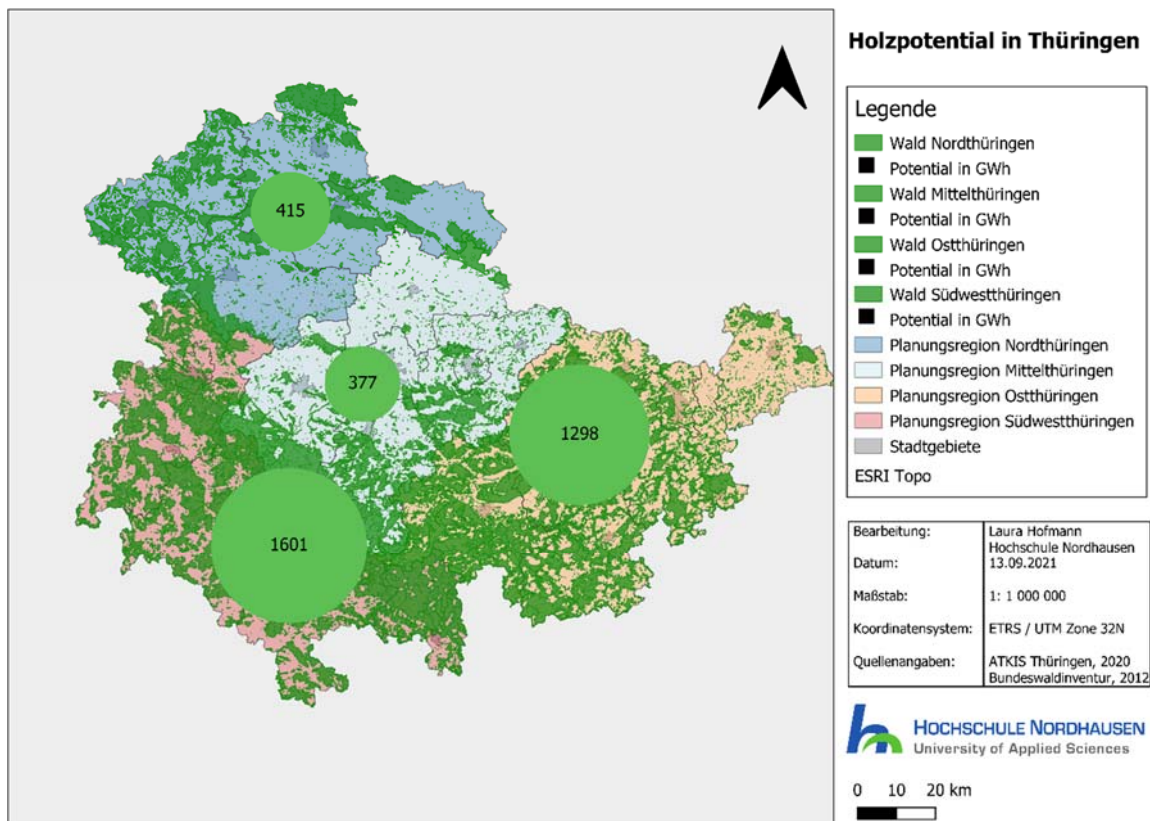


Bild 16: Waldfläche und Energiepotential von Holz in Thüringen nach Planungsregionen

Die landwirtschaftlich geprägte Mitte und der Norden Thüringens stellen mehr als 60 Prozent des Ackerlands für den Anbau von Energiepflanzen (vgl. Tabelle 10). In Abschnitt 8.4 sind detaillierte Karten vorzufinden, die die Potentiale der einzelnen Landkreise pro Planungsregion darstellen.

Tabelle 10: Potential der Energiepflanzen nach Planungsregionen

Planungsregion	Nutzbare Ackerfläche [ha]	Getreide [GWh]	Mais [GWh]	Zuckerrübe [GWh]
Nordthüringen	35.063	1.141	126	26
Mittelthüringen	33.627	1.051	151	40
Ostthüringen	28.692	834	217	23
Südwestthüringen	14.228	416	105	1.9
Thüringen	111.610	3.442	598	92

Auch der Ertrag von Grünlandflächen wurde berücksichtigt, um in Form von **Grassilage** in Biogasanlagen genutzt zu werden. Auch hier wurde der Faktor von 26 Prozent der Grünlandfläche zur energetischen Nutzung angesetzt (vgl. Tabelle 11).

In Thüringen wird auf ca. 360.000 ha Getreide angebaut. Das bei der Ernte anfallende **Stroh** wird zum Teil für den Erhalt der Bodenfruchtbarkeit auf den Äckern belassen, um die Humusbilanz auszugleichen. In Ackerbauregionen, in denen viel Stroh vorhanden aber wenig z.B. als Tierstreu genutzt wird, stellt Stroh eine bisher ungenutzte Ressource dar, deren Potential durch den Umfang der Ackerfläche und deren Bodenqualität bestimmt wird. Insgesamt

wurde für Thüringen ein energetisch nutzbares Strohpotential von 2.365 GWh ermittelt³, das zu über 70 Prozent im landwirtschaftlich geprägten Nord- und Mittelthüringen anfällt (vgl. Tabelle 12).

Tabelle 11: Potential der Grassilage nach Planungsregionen

Planungsregion	Nutzbare Grünfläche [ha]	Energiegehalt [GWh]
Nordthüringen	6.728	162
Mittelthüringen	6.737	161
Ostthüringen	12.857	349
Südwestthüringen	17.020	448
Thüringen	43.341	1.120

Tabelle 12: Potential des Strohs nach Planungsregionen

Planungsregion	Nutzbare Ackerfläche [ha]	Energiegehalt [GWh]
Nordthüringen	89.178	784
Mittelthüringen	82.167	722
Ostthüringen	65.153	573
Südwestthüringen	32.511	286
Thüringen	269.009	2.365

Unter dem Begriff **Reststoffe** werden verschiedene Biomassefraktionen verstanden. Sie fallen als Nebenprodukte an, die ursprünglich nicht auf die Bereitstellung von Energie abzielen. In dieser Potentialanalyse wird sich auf tierische Exkremate wie Rinder- und Schweinegülle bzw. Geflügelmist sowie Bio- und Grünabfälle bezogen. Reststoffe wie Klärschlamm oder Altfette wurden nicht erfasst.

Tierische Exkremate bilden unter den Reststoffen das größte Potential. Grundlage sind die Viehbestände an Rindern, Schweinen und Hühnern aus dem Jahr 2020. Nicht betrachtet wurden Gänse, Schafe, Pferde und Ziegen. Je nach Entwicklung der Viehbestände wird das Potential tierischer Exkremate beeinflusst. Aber auch Bio- und Grünabfälle können als Substrat für Biogasanlagen genutzt werden. Bioabfälle werden über die Biotonnen von den Abfallzweckverbänden erfasst; Grünabfälle sind biologisch abbaubare Abfälle, die in Gärten und Parks anfallen und an Sammelstellen abgegeben werden. Tabelle 13 fasst das Potential der biogenen Reststoffe in den Planungsregionen zusammen, das sich für Thüringen auf über 1.000 GWh pro Jahr summiert. In Kapitel 8.3 sind die Potentiale der einzelnen Landkreise kartiert.

Tabelle 13: Potential der biogenen Reststoffe in Thüringen in [GWh]

Planungsregion	Rindergülle	Schweinegülle	Geflügelmist	Biotonne	Grünschnitt
Nordthüringen	103	45	8	9	25
Mittelthüringen	110	35	2	20	29
Ostthüringen	276	47	6	18	50
Südwestthüringen	191	18	0	7	18
Thüringen	680	144	15	54	122

³ Die Methodik der Ermittlung des technischen Strohpotentials wird in Kapitel 7.5 beschrieben.

3.6 Potential der Umweltwärme

Umweltwärme stellt eine wichtige Ressource für den Wärmesektor dar. Ihre Nutzung kann dezentral über Luft-Wasser-Wärmepumpen oder zentral durch großtechnische Wärmepumpen zur Speisung eines Wärmenetzes erfolgen. Für letztere stellen die Thüringer Oberflächengewässer eine Ressource für erneuerbare thermische Energie dar. Im Rahmen dieser Untersuchung werden nur Fließgewässer betrachtet, da die Nutzbarkeit von Seen aufgrund der Distanz zu bebauten Gebieten als untergeordnet eingestuft wird.

Man sieht in Bild 17, dass vor allem in den Planungsregionen Ostthüringen und Südwestthüringen durchflussstarke Fließgewässer wie Werra (Südwestthüringen), Saale und Weiße Elster (beide Ostthüringen) vorhanden sind, die eine Wärmenutzung möglich machen. Die potentiellen Wärmeentnahmestellen weisen eine für den Einsatz von Wärmetauschern notwendige Mindestpegelhöhe von 80 cm auf [23] und sind bei für einen maximalen Wärmeentzug von 1,5 K gerechnet. Die hier vorgeschlagenen Punkte sind aufgrund der verfügbaren Datengrundlage an die Pegelstandsmesspunkte gekoppelt. Der Einbau von Wärmetauschern kann natürlich auch zwischen den Pegelpunkten erfolgen. Grundsätzlich ist dabei auf die Durchgängigkeit der Flussläufe zu achten.

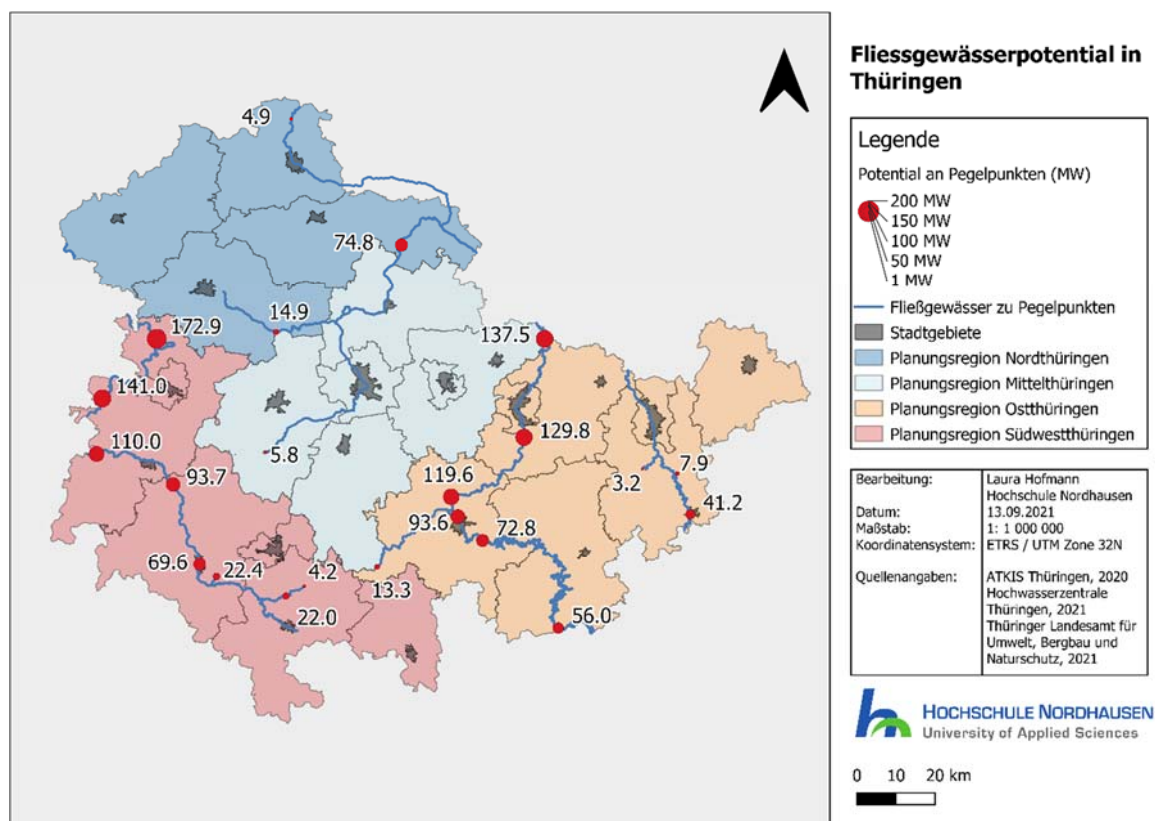


Bild 17: Fließgewässerpotential in Thüringen

3.7 Zusammenfassung der Energiepotentiale

Die folgende Tabelle fasst die in den vorangegangenen Kapiteln ermittelten Technischen Potentiale der Erneuerbaren Energien in Thüringen zusammen. Zusätzlich wurde die Potentialausschöpfung durch die derzeitige Nutzung [1] der einzelnen Energieträger angegeben. Dabei ist zu beachten, dass die Ausbaupotentiale für alle Energieträger in den einzelnen Planungsregionen deutliche Unterschiede aufweisen.

Tabelle 14: Zusammenfassung der Technischen Energiepotentiale Thüringens sowie deren Ausschöpfung in Prozent

Potential	Leistung [GW]	Erzeugte Energie [GWh]	Nutzung 2018
Windkraft	5,57	12.811	21,2 %
Photovoltaik	23,08	21.631	6,0 %
davon Dachflächen ⁵	5,67	5.192	
davon Freiflächen	17,41	16.539	
Wasserkraft	0,03	180	100 %
Biomasse		12.324	81 %
davon Holz		3.691	
davon Energiepflanzen		4.132	
davon Stroh		2.365	
davon Grassilage		1.120	
davon Reststoffe		1.016	
Umweltwärme ⁴	0,89		8,2 %
Solarthermie ⁵	48 km ²		1,2 %

⁴ Das Technische Potential der Umweltwärme wurde aus Bild 17 für die Pegelstände entnommen, die in der Nähe von Stadtgebieten liegen.

⁵ Photovoltaik- und Solarthermieranlagen stehen in einer Flächenkonkurrenz zueinander. Die angegebenen Potentiale der Solarthermie und der Photovoltaik-Dachanlagen beziehen sich jeweils auf dieselbe Fläche.

3.8 Exkurs: Flexibilitätspotentiale in Unternehmen

Die Transformation des Energiesystems zu einer CO₂-freien Energieversorgung stellt industrielle und gewerbliche Verbraucher vor eine neue Situation. Einerseits werden Energieträger wie Gas und fossile Kraftstoffe steigende Bezugskosten verzeichnen und die Nachhaltigkeit der Produktion an Bedeutung gewinnen. Andererseits stellt die Flexibilität von Eigenerzeugung oder Energiebezug der Unternehmen eine Flexibilitätsressource dar. Auf die fluktuierende Erzeugung aus Erneuerbaren Energien kann nicht nur mit einer flexibleren konventionellen Erzeugung oder Energiespeichern reagiert werden, sondern auch auf Verbraucherseite mit Anpassungen des Energiebedarfs.

Das Projekt **ZO.RRO – Zero Carbon Cross Energy System** untersucht, inwiefern Unternehmen – und hier insbesondere kleine und mittlere Unternehmen – durch die gesteuerte Anpassung des Verbraucherverhaltens einen Beitrag zur CO₂-freien Erbringung von Systemdienstleistungen leisten können [24]. Ziel ist, dass diese Unternehmen durch Lastverschiebung zur CO₂-Emissionsreduktion bei der Flexibilitätsbereitstellung beitragen und der Prozess bzgl. minimaler CO₂-Emission optimiert wird. Mit dem Projektbeginn wurden Thüringer Unternehmen für eine Energieprofilanalyse und Teilnahme an der Entwicklung individueller Energiekonzepte angesprochen. Von insgesamt ca. 220 kontaktierten Unternehmen aus allen Branchen und jedweder Unternehmensgröße haben sich 20 für eine Status-quo-Analyse entschieden und wurden zu Energieverbräuchen, Einsatzcharakteristik von Produktionsmaschinen, wie auch Gebäudetechnik, Stand der Energieeffizienz und geplanten Emissionszielen befragt.

Der Fokus der Befragung lag auf der Identifikation von Flexibilitätspotentialen in den Betrieben. D.h., welche Optionen haben Unternehmen auf eine fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zu reagieren. Wie kann der Netzbezug mittels der Nutzung von Energiespeichern, Lastverschiebung oder Sektorenkopplung angepasst werden?

Auf Basis der Analyseergebnisse werden konkrete Nutzungs- bzw. Erschließungskonzepte entwickelt, welche die Unternehmen in eine Realisierungsphase führen. Im Rahmen dieses Feldtestes werden, neben der realen Bereitstellung von Flexibilität durch Unternehmen, ein entsprechendes Steuersignal entwickelt und die Anwendung praktisch erprobt.

Das Projekt trifft dabei die **Zielstellung der Unternehmen** an einer Dekarbonisierung der Energieversorgung. Treibende Kräfte sind hierbei einerseits steigende Energiekosten durch die geltende und steigende CO₂-Bepreisung auf fossile Energieträger und andererseits steigende Kundenansprüche an nachhaltig und CO₂-arm produzierten Produkten. Der Ausweis von Nachhaltigkeitsindikatoren, insbesondere dem CO₂-Fußabdruck, wird immer öfter Ge-

genstand von Lieferverträgen. So nutzen etwa ein Viertel der untersuchten Unternehmen einen Gas- oder Stromtarif aus CO₂-freien Quellen. In gleichem Anteil nutzen Unternehmen Strom aus Eigenerzeugungsanlagen, vor allem Photovoltaiksystemen und Kraft-Wärme-Kopplung.

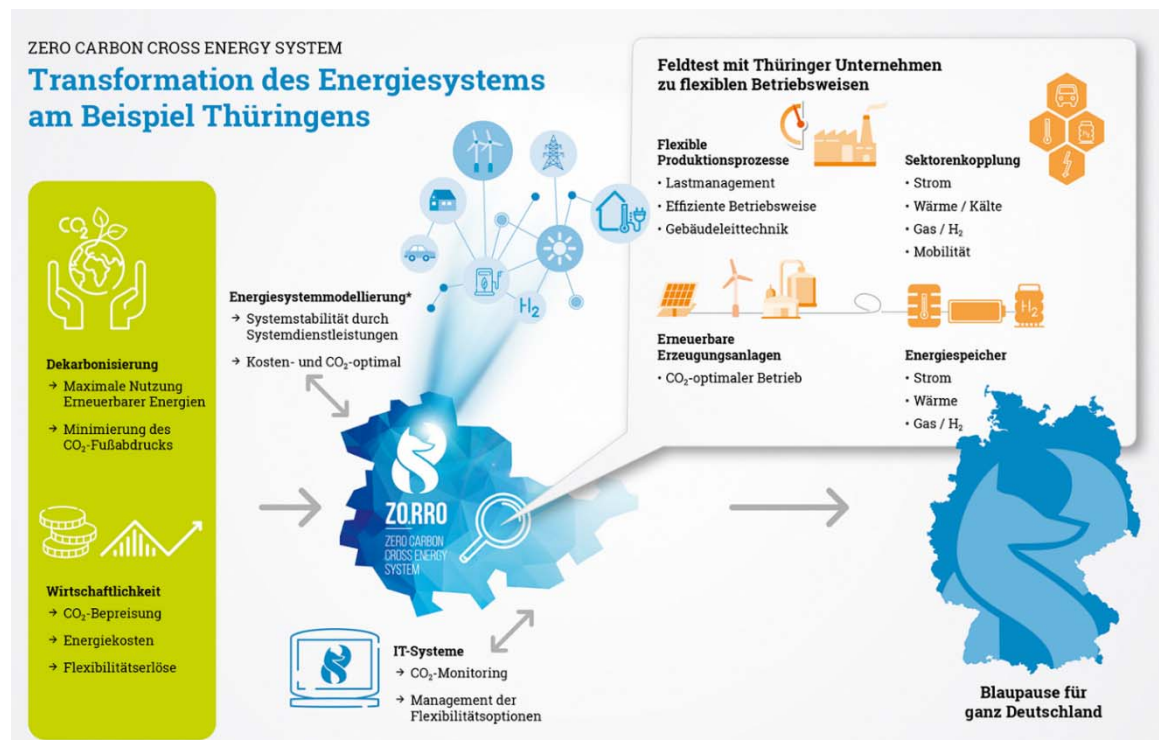


Bild 18: Projektschwerpunkte und Einbettung von Industrieunternehmen in ZORRO [Bildquelle: ThEEN e.V., 2021]

Die Untersuchungen bei **20 Thüringer Unternehmen** zum Energieprofil, der Lastcharakteristik über alle genutzten Energieträger sowie der verwendeten Produktions- und Gebäudetechnik ergaben ein vielschichtiges Bild der aktuellen Situation:

- **Energieeffizienz:** Alle Unternehmen ergriffen Maßnahmen den Energiebedarf zu senken. Die häufigsten Maßnahmen waren Gebäudedämmung, Abwärmenutzung und Beleuchtung.
- **Eigenerzeugung und Sektorenkopplung:** Einige Unternehmen investierten bereits in Eigenerzeugung (Photovoltaikanlagen) und Sektorenkopplungstechnologien (Wärmepumpen und KWK-Anlagen), was insbesondere auf günstige Förderkonditionen zurückzuführen ist. Vereinzelt war die Wirtschaftlichkeit nicht das alleinentscheidende Kriterium, sodass die Auslegungen über das wirtschaftliche Optimum hinausgingen. Seit 2020 steigen viele Unternehmen in die Elektromobilität ein und erwerben Elektrodienstfahrzeuge und die zugehörige Ladeinfrastruktur. Die private Nutzung der Ladestationen wird nicht angeboten, da die regulatorischen Rahmenbedingungen zu kompliziert bzw. zu unattraktiv sind.

- **Stromsektor:** Der Stromeinkauf nutzt alle am Markt verfügbaren Möglichkeiten, vom Einkauf an der Börse über Ausschreibungsverfahren zur mehrjährigen Versorgung bis zur Auswahl spezieller Anbieter. Unter letzteres zählen insbesondere Grünstromanbieter oder der Direktbezug von Anlagenbetreibern von Erneuerbaren Energien.
- **Wärme-/Kältesektor:** Ein Wärmebedarf besteht bei den allermeisten Unternehmen für industrielle Prozesse und Raum-/Brauchwasser. Mit nur vereinzelt Ausnahmen liegt sowohl ein hoher Bedarf vor, als auch eine nicht unerhebliche Menge an Abwärme. Bei letzterer besteht in einigen Fällen nur ein theoretisches Optimierungspotential, da Betriebsverordnungen zur BImSchV hohe Abwärmepemperaturen oder Mindestluftmengen fordern. Grundsätzlich stellen Emissionsminderungsmaßnahmen im Bereich der Wärmeversorgung eine Herausforderung dar. Dies betrifft sowohl kleine und mittlere als auch Großunternehmen. Die wesentlichen Ursachen dafür sind:
 - a. Biogas und lokale Wärmeherzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen stehen lokal nur begrenzt zur Verfügung.
 - b. Aktuell marktverfügbare Wärmepumpen erreichen noch nicht oder nur mit erheblichem Aufwand die im Prozess benötigten Temperaturniveaus.
 - c. Die in der Produktion ablaufenden Prozesse sind von der Verbrennungscharakteristik von Brennstoffen abhängig. Ein Wechsel zu Stromheizungen oder Wasserstoffbrennern hat einen wesentlichen Einfluss auf die Verfahrenstechnik.
 - d. Die Umstellung von Produktionsanlagen bei Wechsel der Energiequelle erfolgt durch den Anlagenbauer (und nicht durch das produzierende Unternehmen) und ist mit erheblichem Investitionsaufwand verbunden.
- **Unternehmensinterne Zielsetzungen:** Kleinere und mittlere Unternehmen haben i.d.R. keine ausgearbeitete Nachhaltigkeitsstrategie mit verbindlichen Zielen zur Emissionsminderung. Nichtsdestotrotz zeigen insbesondere inhabergeführte KMU ein ausgeprägtes Bewusstsein und investieren in EEG-Anlagen oder Grünstromtarife. Eine Vielzahl an Großunternehmen hingegen setzen sich CO₂-Minderungsziele oder haben diese bereits umgesetzt.
- **Staatliche Förderung:** Alle Unternehmen haben staatliche Förderprogramme genutzt, um Maßnahmen in der Energieeffizienz, EEG-Anlagen oder Energieaudits teilzufinanzieren.

Die Workshops vor Ort und anschließende Analysen wurden durch Vertreter des Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerks (ThEEN) e.V., des Ingenieurbüros für Energiewirtschaft GmbH und der Trianel GmbH durchgeführt. Bild 19 zeigt die geografische Verortung der untersuchten Unternehmen, die Zugehörigkeit zu Wirtschaftsbranchen und die Unternehmensgröße.



Bild 19: Analyzierte Unternehmen in Thüringen: Standorte, Unternehmensgröße und Branchen [Bildquelle: ThEEN e.V., 2021]

Die Unternehmensanalysen zielten insbesondere auf die **Identifikation von Flexibilitätspotentialen** ab. Darunter werden unternehmensseitige Möglichkeiten verstanden, auf die sinkende oder steigende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in das Netz zu reagieren und damit die Zuschaltung CO₂-emittierender Reservekraftwerke zu vermeiden. Das konkrete Potential wird in erster Linie durch die Leistung der Anlage bestimmt und wie lange diese variiert werden kann. Darüber hinaus gibt es weitere prozess- und produktionstechnische, organisatorische und wirtschaftliche Einflussfaktoren. Auf Basis der Analyseergebnisse wurden den Flexibilitätsoptionen vier Kategorien zugeordnet.

1. Flexible Betriebsweise

Der Netzbezug wird vermindert (erhöht) indem der Zeitpunkt des Betriebes von Maschinen in der Produktion oder Anlagen der Gebäudetechnik zeitlich verschoben wird. Hierfür geeignet sind insbesondere zeitlich entkoppelbare Produktionsschritte oder Anlagen, die genügend Lagerkapazität bzw. Spielraum im Lieferzeitraum haben (im Falle der Gebäudetechnik sind das Zielwertkorridore, wie z.B. Temperatur oder Feuchtigkeit). Die Flexibilität steht den verschiedenen genutzten Gas-, Strom- und Wärme-/Kältenetzen zur Verfügung.

2. CO₂-optimierte Produktion

Der Netzbezug wird vermindert, indem die für die Produktion benötigte Energie aus Eigenerzeugungsanlagen und Energiespeichern genutzt wird. Letztere können auch zu geeigneten Zeitpunkten aus dem Netz geladen werden und damit den Netzbezug zu späteren Zeitpunkten reduzieren. Die Größe der Flexibilität wird durch Lade-/Entladeleistung und Kapazität der Energiespeicher bestimmt. In Betracht kommen neben Strom auch Fernwärme/-kälte und Gas.

3. Sektorenkopplung

Der Bezug aus einem der Strom-, Gas- und Wärme-/Kältenetze kann durch die Nutzung eines anderen Sektorennetzes kompensiert werden, indem Technologien der Sektorenkopplung zum Einsatz kommen. Das Potential wird durch die frei verfügbare Leistung der installierten Energiewandlungsanlagen bestimmt. Hinzu kommen die Verbrauchscharakteristik, die ausgewählte Betriebsweise und -charakteristik, beziehungsweise angebundene Speicherkapazitäten. Vielversprechende Ansätze liegen bei der Nutzung von Wärmepumpen (Kopplung von Strom und Wärme/Kälte), KWK-Anlagen und Ladestationen für Elektromobilität.

4. Unternehmensübergreifende Optionen

Der Energiebezug aus vorgelagerten Netzen kann durch die Optimierung der Standortnetze beeinflusst werden. Flexibilitätspotentiale ergeben sich aus der Nutzung von vor Ort bestehenden Speicherkapazitäten sowie ggf. betriebener Erzeugungsanlagen und Sektorenkopplungstechnologien. Eine Erschließung benötigt eine unternehmensübergreifende Kommunikation, Steuerung bzw. Regelung der einzelnen Elemente im Cluster.

Kategorien der Flexibilität



Bild 20: Vier Kategorien der Flexibilität mit Flexibilitätsoptionen und Wirkungsweise [Bildquelle: ThEEN e.V., 2021]

Für eine Auswahl an neun untersuchten Unternehmen wurden energetische Weiterentwicklungskonzepte erarbeitet, die einerseits weitere Emissionsminderungen ermöglichen und zum anderen Flexibilität im Energiebezug aus dem Netz bieten. Tabelle 15 gibt einen Überblick über identifizierte Potentiale und entwickelte Konzepte.

Tabelle 15: Flexibilitätsoptionen der detailliert untersuchten Unternehmen

Unternehmen	Mitarbeiter	Flexibilitätsoptionen
1 Elektronikunternehmen	100	Flexibler Betrieb Produktion und Gebäudetechnik, PV und Stromspeicher, Elektromobilität, ggf. Wärmepumpenbetrieb
2 Elektronikunternehmen und Metallverarbeitung	60	PV und Stromspeicher, Wärmepumpen, Elektromobilität
3 Elektronikunternehmen	100	PV und Stromspeicher, Elektromobilität, ggf. flexibler Betrieb Gebäudetechnik
4 Unternehmen der Metallverarbeitung	140	Flexibler Betrieb (Elektronenstrahlofen), PV und Stromspeicher, Abwärmenutzung/Wärmepumpe, ggf. Wasserstoffsystem
5 Unternehmen der Metallverarbeitung	560	Flexibler Betrieb, PV und Stromspeicher, Wasserstoffsystem, Elektromobilität
6 Unternehmen aus dem Maschinenbau	160	Stromspeicher und PV, Wärmepumpe, Optimierung und Ausbau Elektromobilität
7 Kunststoffunternehmen	17	Flexibler Betrieb (Spritzgießmaschinen), PV und Stromspeicher, Elektromobilität, ggf. Wasserstoffsystem
8 Kunststoffunternehmen	160	PV und Stromspeicher, Kraft-Wärmekopplung, ggf. flexibler Betrieb Produktion, Elektromobilität
9 Keramikunternehmen	220	Flexibler Betrieb Produktion, PV und Stromspeicher, Optimierung Kraftwärmekopplung, Elektromobilität

Für die Umsetzung der unternehmensspezifischen Konzepte wurden eine Reihe **offener Herausforderungen** identifiziert:

- Die in Industrieunternehmen bestehenden **Managementsysteme** sind grundsätzlich nicht auf eine breite Steuerung verschiedener Anlagen ausgelegt. Bei der Erschließung von Flexibilitätsoptionen kann eine Verknüpfung von Produktionsanlagen, Gebäudetechnik, zusätzlichen Anlagen wie Photovoltaikanlagen, Energiespeichern und Elektroladestationen erforderlich werden, um zielgerichtet den Netzbezug zu reduzieren bzw. zu erhöhen und den erfolgreichen Produktionsablauf ohne Qualitätsverluste zu gewährleisten. Ob ein neues übergeordnetes Management erforderlich wird oder existierende Systeme modifiziert werden können, gilt es im Einzelfall zu prüfen.
- Die **Wirtschaftlichkeit** der einzelnen Maßnahmen ist von Betrieb zu Betrieb unterschiedlich und hängt stark von den Gegebenheiten vor Ort ab. Bundes- und Landesförderprogramme verbessern signifikant die finanzielle Amortisation der einzelnen Maßnahmen. Die gegenwärtigen Preisverhältnisse von z.B. Strom zu Gas und grünerzeugter Energie gegenüber fossilen Quellen sind ungünstig, sodass ein Energieträgerwechsel und auch Sektorkopplungstechnologien häufig mit steigenden Betriebskosten verbunden sind. Hier ist auch zu berücksichtigen, dass die Unternehmen im internationalen Wettbewerb steigende Kosten nicht mit Fortschritten in einer nachhaltigen Produktion kompensieren können.
- Die **regulatorischen Rahmenbedingungen** sind umfangreich und komplex, da verschiedenste Gesetze und Verordnungen aus Energiewirtschaft und

Betriebsführung einzuhalten sind. Hinzu kommt, dass die Genehmigung zu einigen Regelungen in der Novelle des Erneuerbaren Energien Gesetzes seitens der EU noch ausstehen und dadurch die Unternehmen mit Unwägbarkeiten konfrontiert sind. Welche Rahmenbedingungen durch die Dreiecks-Konstellation – Flexibilitätsvermarkter, Energieversorger und Unternehmen – entstehen, ist noch ungeklärt.

Im Rahmen dieser Untersuchungen konnte gezeigt werden, dass auch kleine und mittlere Unternehmen einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten können. In allen analysierten Unternehmen konnten **Flexibilitätspotentiale** festgestellt werden. Flexible Produktionsweisen können zum Erhalt der Netzstabilität bei gleichzeitiger Emissionsminderung beitragen. Die konkrete Umsetzung der Konzepte hängt stark von technischen, organisatorischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Fragestellungen ab.

Eine grundlegende **Investitionsbereitschaft** Thüringer Unternehmen in den Klimaschutz ist vorhanden. Förderprogramme begünstigen zudem die Projektinitiierung. Wünschenswert ist eine durch Anpassung regulatorischer Rahmenbedingungen erreichbare Verbesserung der Wirtschaftlichkeit solcher Maßnahmen. Die Preisdifferenz zwischen Strom, Gas und Wasserstoff spielt derzeit eine zentrale Rolle bei unternehmerischen Entscheidungen. Investitionsentscheidungen werden zusätzlich erschwert durch lange Planungs- und Amortisationszeiten bei gleichzeitig bestehender Planungsunsicherheit. Anlagenbauern kommt eine zentrale Rolle dabei zu, Maschinen verstärkt auf Flexibilität und alternative Energieträger auszulegen. Zudem müssen das Energiemanagement sowie Produktionsleitsysteme hinsichtlich einer CO₂-optimierten Fahrweise konfiguriert werden.

Dieses Kapitel soll einen Eindruck vermitteln, welche Flexibilitätspotentiale auch in den für die Thüringer Industrielandschaft typischen kleinen und mittleren Unternehmen vorhanden sind und welche Hemmnisse einer flächendeckenden Erschließung entgegenstehen. Auf den Versuch einer Quantifizierung wurde verzichtet; auch wurden Flexibilitäten bisher nicht im Energiesystemmodell Thüringen berücksichtigt.

4. Ergebnisse

In diesem Kapitel wird ein Energiesystemmodell für das Land Thüringen vorgestellt, das auf Basis von stündlichen Last-, Erzeugungs- und Preisprofilen die in Kapitel 2 vorgestellten Szenarien berechnen kann. Anhand dieser Szenarien wird anschließend gezeigt, wie die klimapolitischen Ziele des Landes Thüringen erreicht werden können und welche Transformationspfade entlang der Zeitachsen 2030 – 2040 – 2050 möglich sind. Dabei werden sowohl die Entwicklung der Energienachfrage aus Kapitel 1 als auch die lokalen Energiepotentiale aus Kapitel 3 berücksichtigt. Welche erneuerbaren Energien je nach Zeitschnitt und Szenario mit welcher Leistung benötigt werden und welches Set an Sektorkopplungstechnologien sowie Speichern eingesetzt werden, ist unter Berücksichtigung der vorgegebenen Restriktionen Gegenstand einer Optimierung hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten. Anhand der Ergebnisse zu den jeweiligen Zeitschnitten lassen sich Ausbaupfade für die einzelnen Technologien ableiten.

4.1 Energiesystemmodell Thüringen

Ein Energiesystemmodell bildet ein reales Energiesystem schematisch ab. Dazu werden bestimmte Erzeuger und Verbraucher in Gruppen zusammengefasst und als ein Block modelliert. Wenn also im weiteren Text von einer Technologie die Rede ist, ist die aufsummierte Leistung bzw. Kapazität aller einzelnen Anlagen darunter zu verstehen. Eine zentrale Rolle spielen die unterschiedlichen Endenergieträger. Sie sind als Busleitungen bzw. Sammelschienen abgebildet, auf die die jeweiligen Erzeugeranlagen einspeisen und von denen Verbraucher ihre Energie beziehen. Zusätzlich werden Sektorkopplungstechnologien und Speicher abgebildet, die Energie von einer Form in eine andere umwandeln bzw. diese ein- und ausspeichern können. Zu jedem Zeitschritt – hier wurde mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde gerechnet – müssen die Energieflüsse auf jeder Busleitung ausgeglichen sein.

Das in Bild 21 dargestellte Energiesystemmodell kann wie folgt gelesen werden: auf der rechten Seite wird der Endenergiebedarf in Form von

- Nah- und Fernwärme
- Biomasse
- Wasserstoff
- Elektrizität
- Erdgas
- Mineralölerzeugnisse und Kraftstoffe

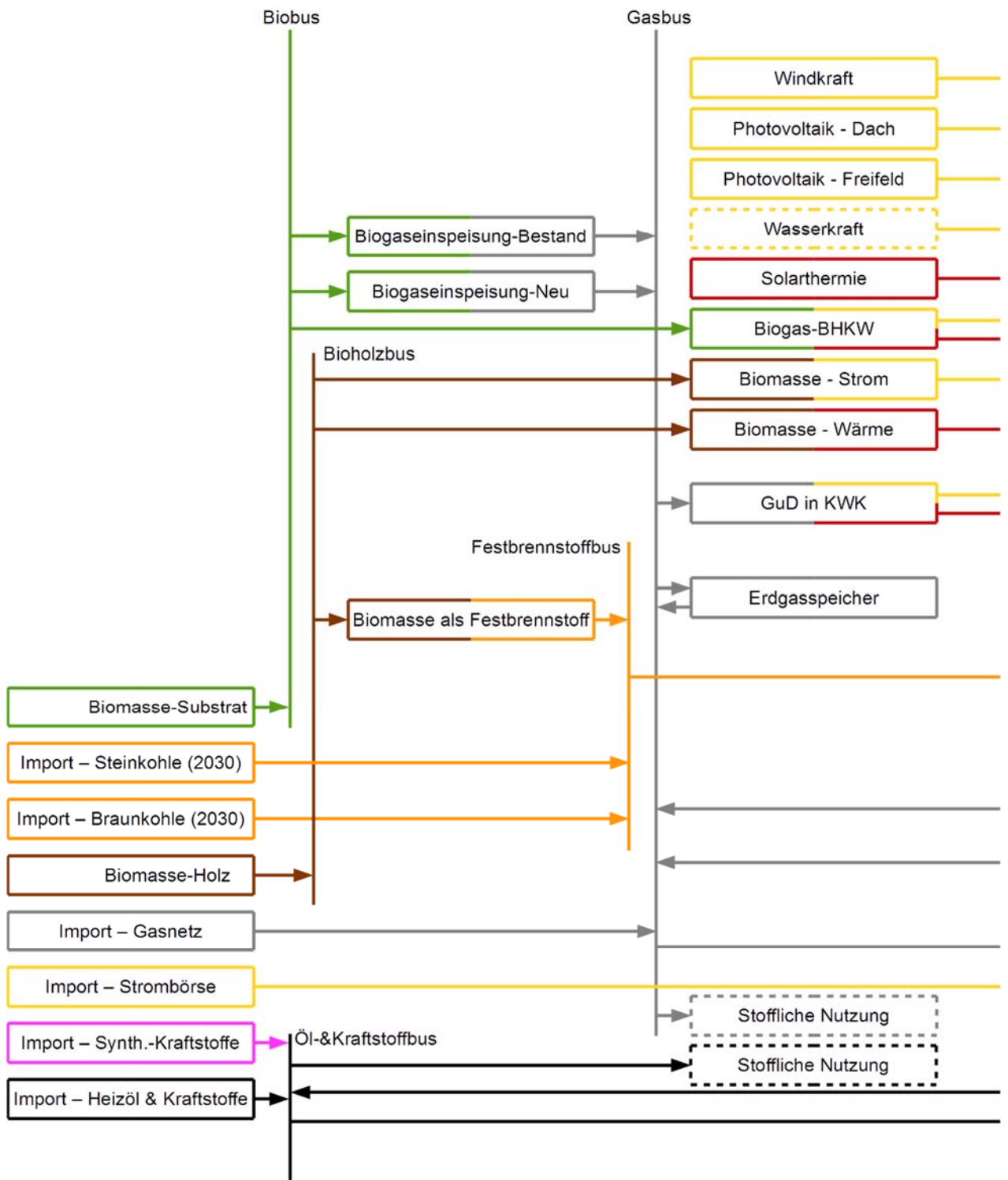
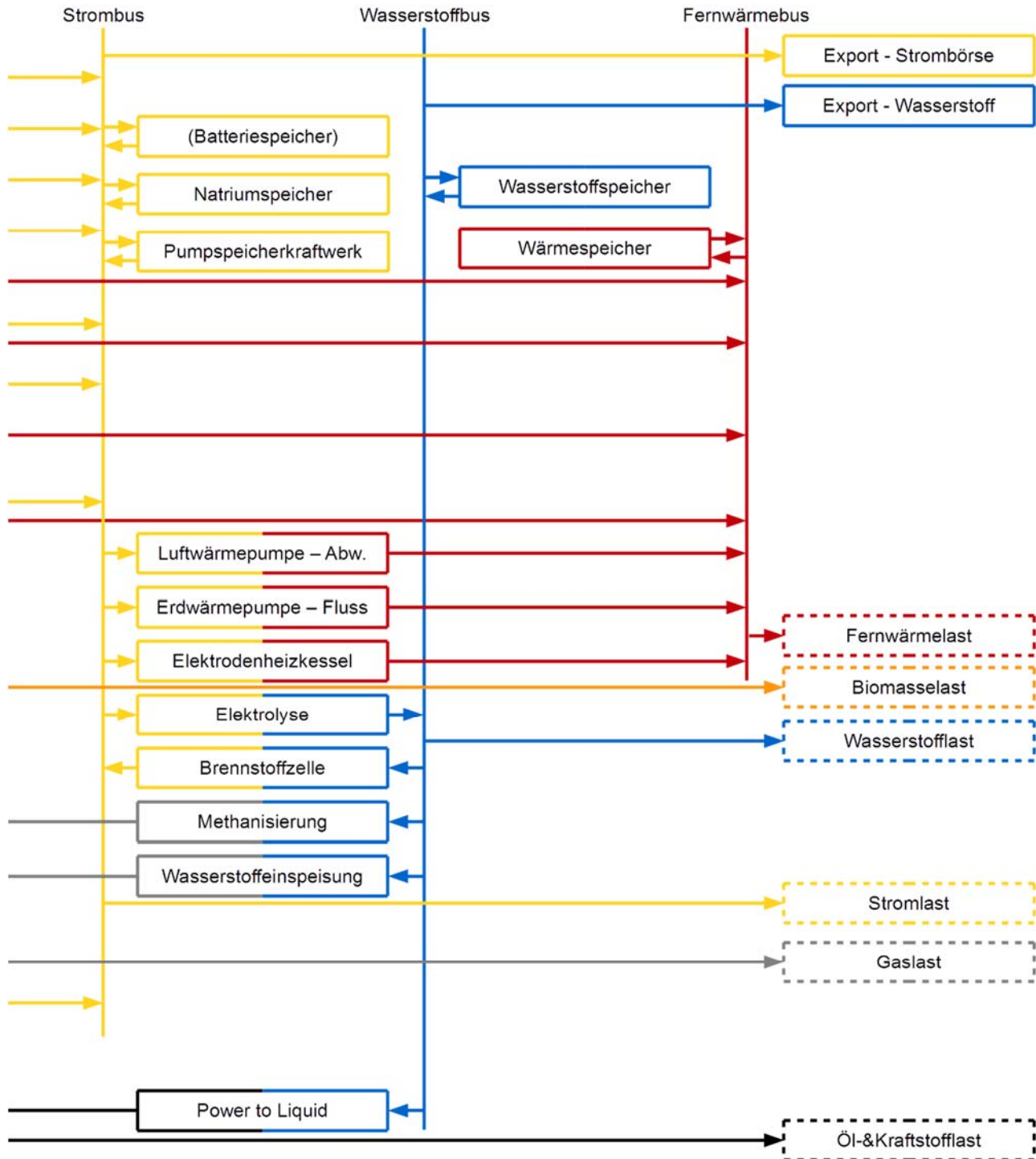


Bild 21: Energiesystemmodell Thüringen

bezogen. Dieser liegt in Form von Zeitreihen an, die vorab aus den entsprechenden, zeitlich aufgelösten Endenergiebedarfen der vier Verbrauchssektoren errechnet wurden. Um diese Energiebedarfe in jedem Zeitschritt zu decken, stehen regenerative bzw. konventionelle Erzeugeranlagen, Energiespeicher, Sektorkopplungstechnologien sowie – ganz links in der Grafik – Importe zur Verfügung.



Das Energiesystemmodell Thüringen weist acht Busleitungen auf: Während **Gas-** und **Strombus** die vorhandenen, überregionalen Netze abbilden, fasst der **Fernwärmebus** die dezentralen Nah- und Fernwärmenetze in den Thüringer Kommunen zusammen. **Öl- & Kraftstoff-** sowie **Festbrennstoffbus** repräsentieren die Verteilinfrastruktur für Kraft- und Brennstoffe. Der **Wasserstoffbus** beschreibt eine noch aufzubauende Verteilinfrastruktur für Wasserstoff. Bei der Biomasse wird zwischen Holz (**Bioholzbus**) und Substrat für Biogasanlagen (**Biobus**) unterschieden.

Das Energiesystemmodell Thüringen stellt folgende **Erneuerbare Energiequellen** zur Verfügung: Für die Biomasse wurde getrennt nach Holz und Substrat gemäß Abschnitt 3.7 ein maximales Potential festgelegt. Dieses stellt die Obergrenze dessen dar, was dem Energiesystem an Biomasse zugeführt werden kann. Für Windkraft, Photovoltaik Dachanlagen, Photovoltaik Freiflächenanlagen, Wasserkraft und Solarthermie werden für Thüringen typische Einspeisepprofile verwendet und ebenfalls die in Kapitel 3 ermittelten Potentialgrenzen hinterlegt. Dabei ist zu beachten, dass für die vier Planungsregionen unterschiedliche Einspeisepprofile für Wind- und Photovoltaikanlagen hinterlegt sind.

Das Energiesystemmodell erlaubt einen Austausch (**Import/Export**) mit dem überlagerten Verteilnetz für Strom. Ferner können fossile Kraft- und Brennstoffe importiert und Wasserstoff exportiert werden. Schließlich ist der Import von synthetischen Kraftstoffen möglich.

Dem Energiesystemmodell stehen unterschiedliche **Speichertechnologien** zur Verfügung: Elektrische Energie kann in elektrochemischen Energiespeicher und Pumpspeicherkraftwerken gespeichert werden. Für Erdgas und Wasserstoff bieten sich in Thüringen unterirdische Kavernen als Speicher an. Der modellierte Wärmespeicher fasst dezentrale sensible Wärmespeicher in den einzelnen Nah- und Fernwärmenetzen zusammen.

Schließlich stehen für das Energiesystem Thüringen unterschiedliche **Energiewandler** Verfügung. Mit ihrer Hilfe kann Energie von einer Form in eine andere umgewandelt werden. Im Modell bedeutet das, dass ein Wandler das Bindeglied zwischen zwei Bussen ist. So kann beispielsweise im Elektrodenheizkessel die elektrische Energie des Strombusses in thermische Energie für den Fernwärmebus umgewandelt und damit der Elektrizitätssektor mit dem Wärmesektor gekoppelt werden. Wandler wie Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) oder Blockheizkraftwerke (BHKW) produzieren über Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gleichzeitig Strom und Wärme. Die folgende Übersicht fasst die dem Energiesystemmodell zur Verfügung stehenden Wandler- bzw. Sektorkopplungstechnologien zusammen:

- Brennstoffzelle
- Biomasse Kraftwerk (Stromerzeugung)
- Biomasse Heizwerk (Wärmeerzeugung)
- Biogas BHKW in KWK
- Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz (aus Bestands- oder Neuanlagen)
- Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz
- GuD-Kraftwerk in KWK
- Power-to-Heat (Elektrodenheizkessel)
- Power-to-Heat (Luftwärmepumpe)
- Power-to-Heat (Erdwärmepumpe)
- Power-to-Gas (Elektrolyseur)
- Power-to-Gas (Methanisierung)
- Power-to-Liquid (Erzeugung Synthetischer Kraftstoffe)

Alle Elemente des Energiesystemmodells Thüringen, die einen geschlossenen Rahmen aufweisen, unterliegen der Optimierung, d.h. ihre Leistungen bzw. Kapazitäten werden im Rahmen der Potentialgrenzen im Sinne eines Kostenoptimums bestimmt. Elemente mit einem unterbrochenen Rahmen sind dem Modell fest vorgegeben.

4.2 Basisszenario

In diesem und den anschließenden Kapiteln werden die Ergebnisse der Modellrechnungen detailliert vorgestellt, darunter die in Kapitel 2.2 beschriebenen Szenarien. Hinzu kommen Sensitivitätsanalysen zu folgenden Fragen: Welchen Einfluss hat der CO₂-Preis? Welche Auswirkungen hat die Begrenzung der Fläche für Windkraftanlagen? Wie wirken sich die Eigenschaften unterschiedlicher Speichertechnologien aus? Welche Rolle spielen Energieautarkie und Solarthermiepreis?

Die grafische Aufbereitung der Ergebnisse ist für alle Berechnungen gleich aufgebaut. Für jede Berechnung sind die folgenden sechs Abbildungen zu sehen:

- Energiebilanz
- Kosten
- CO₂-Emissionen
- Erneuerbare Energien
- Speicherkapazitäten
- PtX-Technologien

In der Abbildung **Energiebilanz** ist die aus Erneuerbaren Energien bereitgestellte Endenergie sowie der Import von Endenergieträgern dem Endenergiebedarf sowie dem Export gegenübergestellt. Die Bilanz ist nicht ausgeglichen, da die Wirkungsgrade von Sektorkopplungstechnologien dazwischenliegen. Bei der Endenergiebereitstellung aus Biomasse wird zwischen der Verbrennung (Biogenen Brennstoffen) und dem Einsatz von Biomasse-Substrat (Biomasse) in Biogasanlagen unterschieden. Unter der Bezeichnung „Last“ sind der Endenergiebedarf sowie der Bedarf zur stofflichen Nutzung des Energieträgers zusammengefasst. Anhand dieser Abbildung kann die bilanzielle Deckung des Energiebedarfs aus Erneuerbaren Energien überprüft werden: Die Energieerzeugung aus PV Freifeld- und Aufdachanlagen, Windkraft, Wasserkraft, Solarthermie, sowie der Biomasse werden mit dem Endenergieverbrauch, bestehend aus Strom, Fernwärme, Gas, Mineralölprodukten sowie Wasserstoff ins Verhältnis gesetzt.

In der Abbildung **Kosten** sind zunächst die Investitions- bzw. Reinvestitionskosten in Form der Annuität sowie die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten (OPEX) aller genutzten Technologien dargestellt. Die Ausgaben für den

Import von Energieträgern wie Strom, Erdgas oder Mineralölprodukten werden mit den Einnahmen aus dem Export von Strom und Wasserstoff verrechnet. Ist der Wert negativ, sind die Erlöse aus dem Export größer als die Ausgaben für den Import. In der Säule „Netz“ ist der Jahresleistungspreis der Netznutzungsentgelte mit der Spitzenlast des Strombezugs verrechnet aufgetragen. Dieser Wert fließt nicht in die Optimierungsrechnung mit ein. In die Gesamtkosten, welche sich aus der Summe der bisher genannten Kosten ergeben, fließt er aber mit ein.

Die Abbildung **CO₂-Emissionen** bilanziert die CO₂-Äquivalente der importierten fossilen Energieträger sowie des Stromimports. Für letzteren wird der bundesdeutsche Strommix nach [25] angenommen. Die für die Verstromung genutzten Emissionsfaktoren sind in Tabelle 16 angegeben.

Tabelle 16: Emissionsfaktoren bei der Verstromung und Verbrennung in kg/MWh [25]

Emissionsfaktor	Verstromung	Verbrennung
Erdgas	399	201
Braunkohle	1.137	407
Steinkohle	835	336
Mineralöl	665	266

Die folgenden drei Abbildungen zeigen die Leistungen der genutzten **Erneuerbaren Energien**, die gebauten **Speicherkapazitäten**, sowie die Leistungen der im Modell genutzten **PtX-Technologien**. Mit Ausnahme der Speicherkapazitäten sind nur die im Modell tatsächlich genutzten Optionen abgebildet.

Das **Basisszenario** wurde in Kapitel 2.2 vorgestellt. Es ist technologisch eher konservativ, geht aber von einer Umsetzung der Effizienzziele im Gebäude- und Technologiebereich aus. Es profitiert von einem sinkenden Endenergiebedarf und einem hohen Ausbau der Erneuerbaren Energien. Power-to-X Technologien spielen in diesem Szenario nur eine untergeordnete Rolle. Der CO₂-Preis beträgt im Jahr 2030 rund 80 €/tCO₂, und steigt bis 2040 moderat auf gut 110 €/t CO₂ und im Jahr 2050 etwa 120 €/t CO₂ [25].

Zunächst zu den Ergebnissen für das **Basisszenario 2030**: In der Energiebilanz von Bild 26 kann man ablesen, dass die landespolitischen Ausbauziele eines Anteils der Erneuerbaren Energien von mindestens 55 Prozent des Endenergiebedarfs und 80 Prozent des Strombedarfs erfüllt wurden. Alle Zahlenwerte dieser und der folgenden Grafiken können auch Tabelle 17 entnommen werden.

Die Gesamtkosten betragen knapp 2,3 Mrd. Euro (Bild 27). Man erkennt, dass die Kosten für den Import höher sind als die Erlöse aus dem Export. Die CO₂-Emissionen (Bild 28) werden durch den Import fossiler Kraft- und Brennstoffe dominiert. Insgesamt wird das zur Verfügung stehende Emissionsbudget von 9 Mio. t CO₂-Äquivalenten mit Gesamtemissionen von 6,6 Mio. t nicht annähernd ausgeschöpft. Der Import von Steinkohle wird in Ergänzung zur Biomasse zur Deckung des Raum- und Prozesswärmebedarfs in Festbrennstoffkesseln genutzt.

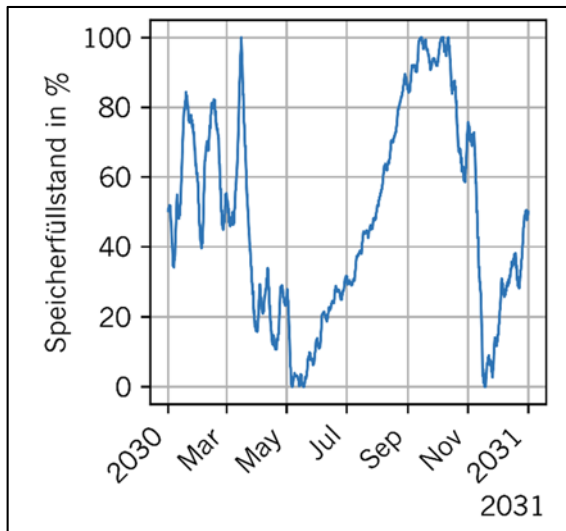


Bild 22: Füllstand Wärmespeicher 2030

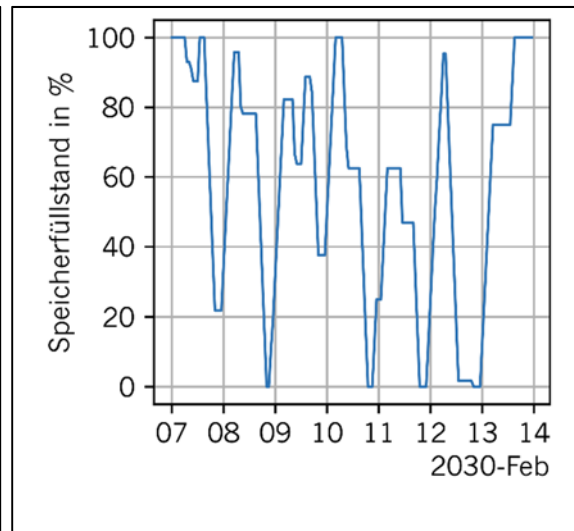


Bild 23: Füllstand Pumpspeicher (KW 6)

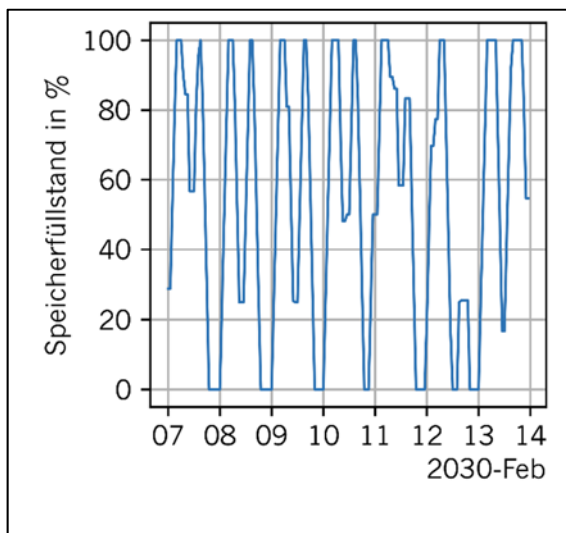


Bild 24: Füllstand Natriumspeicher (KW 6)

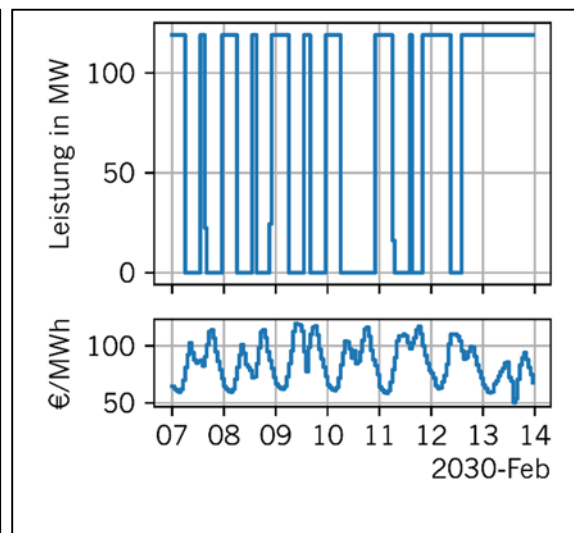


Bild 25: Elektrolyseeinsatz (oben) vs. Strompreis (unten) für die KW 6

In Bild 29 sind die zugebauten Leistungen **Erneuerbarer Energien** zu sehen. Man erkennt eine starke Nutzung von Windkraft und Freifeld-Photovoltaik. Dabei wird das gesamte Windkraftpotential von 5,5 GW ausgeschöpft. Bei der Photovoltaik haben Freiflächenanlagen einen etwas höheren Ertrag als Dachanlagen (vgl. Kapitel 3.2), weswegen der Optimierer zunächst auf das Freiflächenpotential zurückgreift. Tatsächlich ist zu erwarten, dass beide Potentiale gleichmäßig entwickelt werden. Die Nutzung der Wasserkraft ist mit dem Bestand von 31 MW festgelegt und ist außerhalb der Optimierung in jedem Simulationsergebnis zu finden. Biomasse-Substrat wird ausschließlich in Biogas-BHKW verarbeitet; in Bild 29 ist nur die elektrische Leistung des BHKW unter dem Eintrag Biogas el. abgebildet. Das Potential an fester Biomasse wird

vollständig in dezentralen Festbrennstoffkesseln für Raum- und Prozesswärme genutzt; eine großtechnische Nutzung zur Speisung von Nah- oder Fernwärmenetzen findet nicht statt.

An **Speichertechnologien** optimiert das Modell, wie in Bild 30 erkennbar, einen großen Wärmespeicher und kleinere Kapazitäten an Natrium- und Pumpspeichern. Dabei werden Pumpspeicherkraftwerke nur entlang ihrer minimalen, d.h. dem derzeitigen Bestand entsprechenden Kapazität genutzt. Erdgas- und Wasserstoffspeicher werden nicht benötigt. Die Nutzung der Energiespeicher innerhalb des Energiesystems soll anhand des zeitlichen Verlaufs ihres Füllstandes verdeutlicht werden: In Bild 22 ist der Füllstand des Wärmespeichers über den Zeitraum eines Jahres dargestellt. Er weist eine überwiegend saisonale Nutzung auf, d.h. Wärmeenergie wird aus dem Sommerhalbjahr in das Winterhalbjahr verschoben. Demgegenüber weisen die Stromspeicher eine deutlich höhere Zyklendichte auf: Pumpspeicher (Bild 23) und Natriumspeicher (Bild 24) sind hier für eine Kalenderwoche im Februar dargestellt. Während Pumpspeicherkraftwerke annähernd einen Tageszyklus aufweisen, liegt dieser bei dem Batteriespeicher eher bei einem 12-Stunden Zyklus.

Bild 31 zeigt die genutzten **PtX-Technologien**: Neben dem als Heizstab bezeichnete Elektrodenheizkessel finden sich hier die Elektrolyse sowie Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) in Kraft-Wärme-Kopplung, wobei nur die elektrische Leistung abgebildet ist. Mittels Elektrolyse wird Wasserstoff produziert und ausschließlich exportiert, denn im Basisszenario 2030 existiert noch keine Thüringer Wasserstofflast. Der Wasserstoffexport erreicht dabei seine Leistungsgrenze von 308 MW (vgl. Kapitel 6.3). Eine Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz findet nicht statt. Wie Bild 25 zeigt, folgt der Einsatz der Elektrolyse dabei dem Strompreis: wenn der Strompreis niedrig ist, wird Strom importiert bzw. eine Thüringer Überproduktion nicht exportiert und daraus über Elektrolyse Wasserstoff hergestellt. Dieser wird anschließend zu einem Wasserstoffpreis von 121 €/MWh exportiert. Zur Deckung des Wärmebedarfs werden zudem großtechnische Luft-Wärmepumpen (LuftWP) herangezogen, die in Nah- bzw. Fernwärmenetze einspeisen.⁶ Luftwärmepumpen werden trotz schlechteren COPs aufgrund der geringeren Kosten den Erdwärmepumpen vorgezogen.

⁶ Die großtechnischen Wärmepumpen sind nicht mit den Wärmepumpen zur dezentralen Wärmebereitstellung in den Haushalten gleichzusetzen. Während erstere in den Fernwärmebus einspeisen, tauchen letztere im Energiesystemmodell Thüringen nur als Strombedarf auf.

Basisszenario 2030

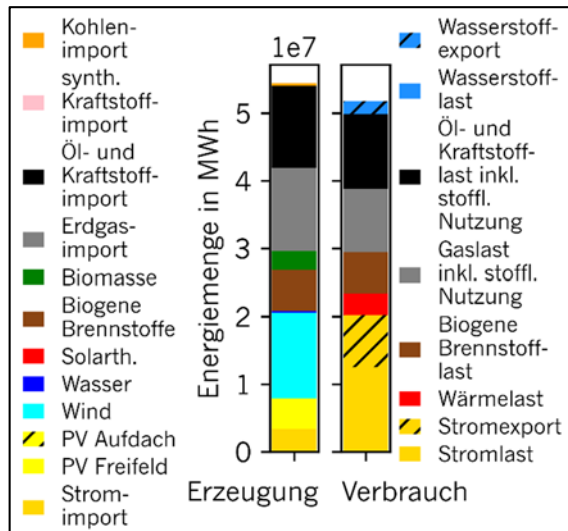


Bild 26: Energiebilanz

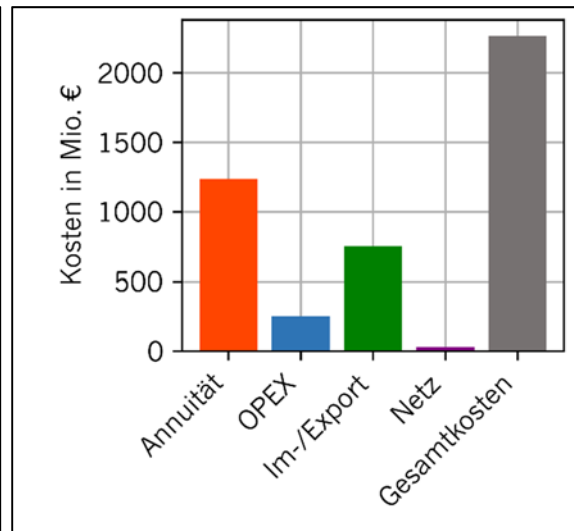


Bild 27: Kosten

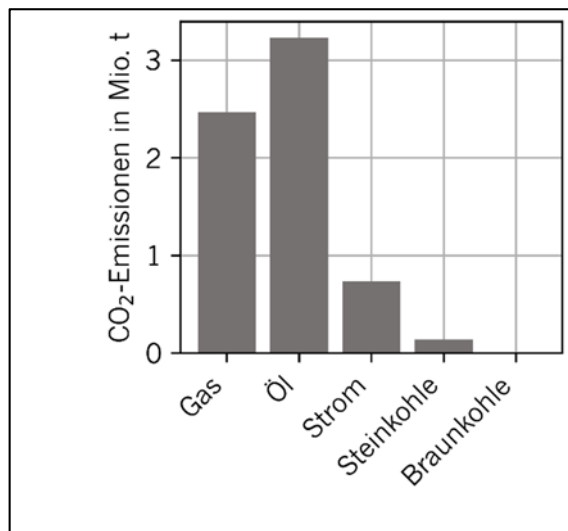


Bild 28: CO₂-Emissionen

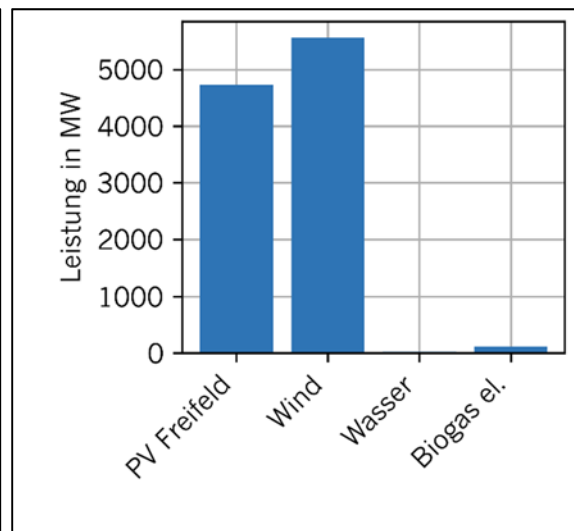


Bild 29: Erneuerbare Energien

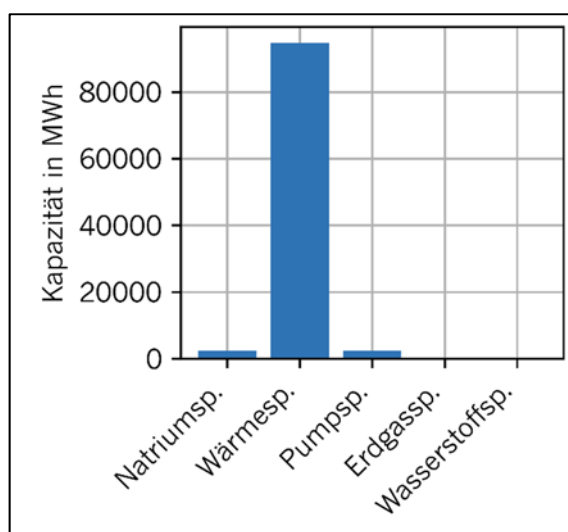


Bild 30: Speicherkapazitäten

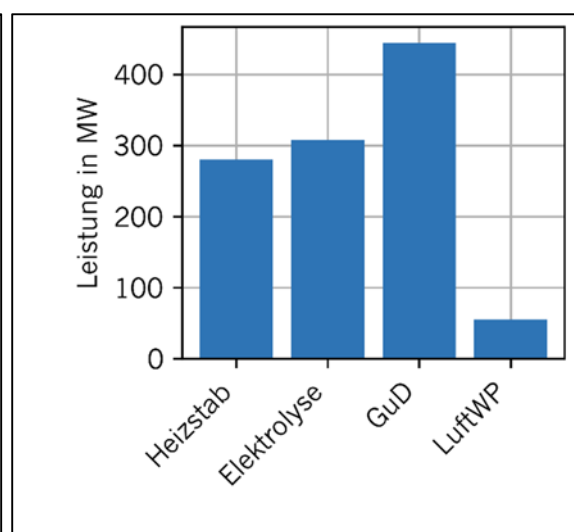


Bild 31: PtX-Technologien

Dem **Basisszenario 2040** steht im Vergleich zu 2030 ein geringeres CO₂-Budget bei einem höheren CO₂-Preis zur Verfügung. Ferner steht es unter der Restriktion „bilanziell erneuerbar“, d.h. dem Endenergiebedarf muss mindestens eine ebenso große Erzeugung aus Erneuerbaren Energien gegenüberstehen. Die Umsetzung dieser Restriktion durch einen Mix aus Erneuerbaren Energien zeigt die Energiebilanz in Bild 32. Die **Gesamtkosten** (Bild 33) sind einerseits durch den gesunkenen Endenergiebedarf und andererseits durch einen Exportüberschuss beim Energieaustausch über die Landesgrenze etwas geringer als 2030. Letzterer ist vor allem auf den gestiegenen Stromexport zurückzuführen. Auch die **Emissionen** (Bild 34) sind gegenüber 2030 gesunken. Dies ist auf den gesunkenen fossilen Anteil der Produktion des deutschen Strommixes und eine niedrigere Öl- und Gasnachfrage zurückzuführen. Aufgrund des bis 2040 erfolgten Kohleausstiegs steht die Option Kohleimport nicht mehr zur Verfügung. Insgesamt bleiben die Emissionen unter dem für 2040 gesteckten Ziel von 6 Mio. t CO₂-Äquivalenten. Die Entwicklung von Kosten und Emissionen in Abhängigkeit der Zeitschnitte wird in Abschnitt 4.9 behandelt, hier stehen Art und Umfang der verwendeten Technologien im Vordergrund.

An **Erneuerbaren Energien** (Bild 35) wird weiterhin das gesamte Windkraftpotential ausgeschöpft. Da auch die anderen Erneuerbaren Energien wie Wasserkraft oder Bioenergie an ihrer Potentialgrenze genutzt werden, kann ein zusätzlicher Beitrag nur von der Photovoltaik kommen. Diese wird mit knapp 14 GW stark ausgebaut und verdreifacht sich annähernd gegenüber 2030.

Auch die Speichertechnologien werden gegenüber 2030 stärker ausgebaut (Bild 36). So wird ein größerer **Wärmespeicher** genutzt und das Batteriespeicherpotential von 5000 MWh vollständig ausgeschöpft. Demgegenüber erfolgt kein weiterer Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten; diese verbleiben bei der Bestandskapazität.

Bei den **Sektorkopplungstechnologien** wird neben Gas- und Dampfkraftwerken in Kraft-Wärme-Kopplung nur der Elektrodenheizkessel (Heizstab) eingesetzt (Bild 37). Elektrolyse als PtX-Technologie wird nicht mehr genutzt und infolgedessen auch kein Wasserstoff mehr exportiert. Dies ist eine Folge der im Vergleich zu 2030 ungünstigeren Relation von Strom- und Wasserstoffpreis: 2030 stand der Wasserstoffpreis mit 121 €/MWh einem mittleren Strompreis von 77 €/MWh gegenüber. Für das Jahr 2040 wird mit 95 €/MWh ein gesunkener Wasserstoffpreis angenommen bei einem gleichzeitig auf 86 €/MWh gestiegenen mittleren Strompreis. Diese Entwicklung setzt sich auch für das Jahr 2050 mit einem Wasserstoffpreis von 74 €/MWh fort [6].

Basisszenario 2040

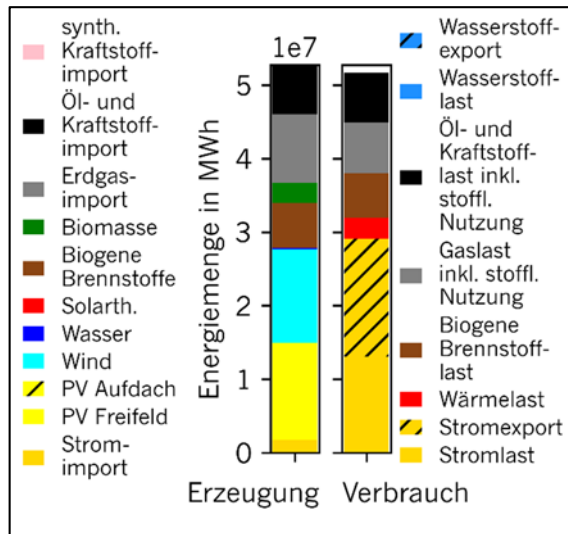


Bild 32: Energiebilanz

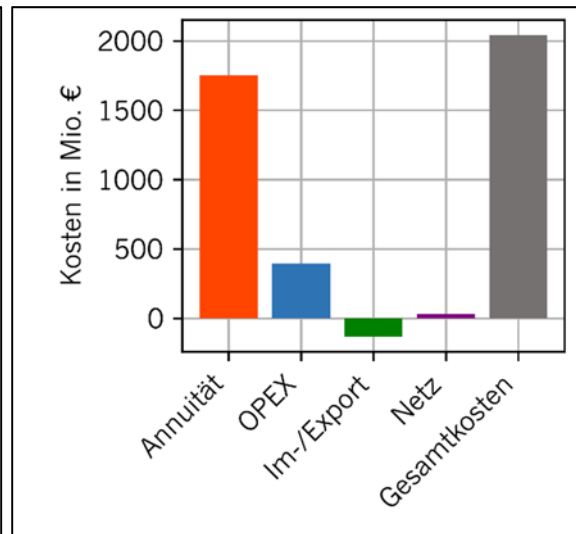


Bild 33: Kosten

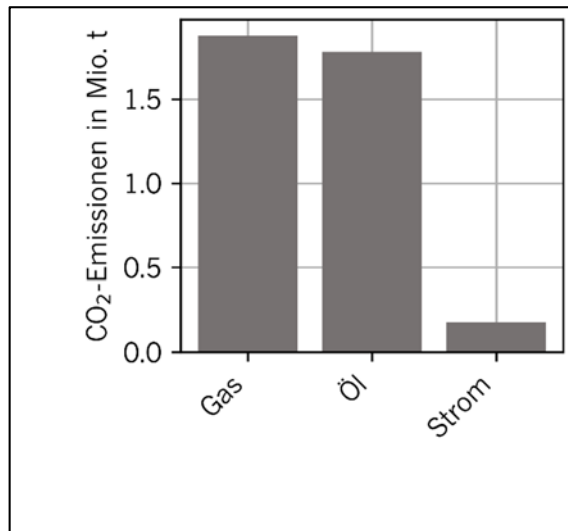


Bild 34: CO2-Emissionen

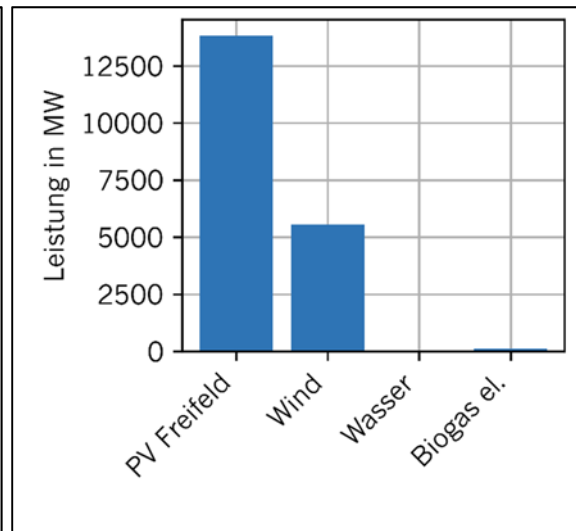


Bild 35: Erneuerbare Energien

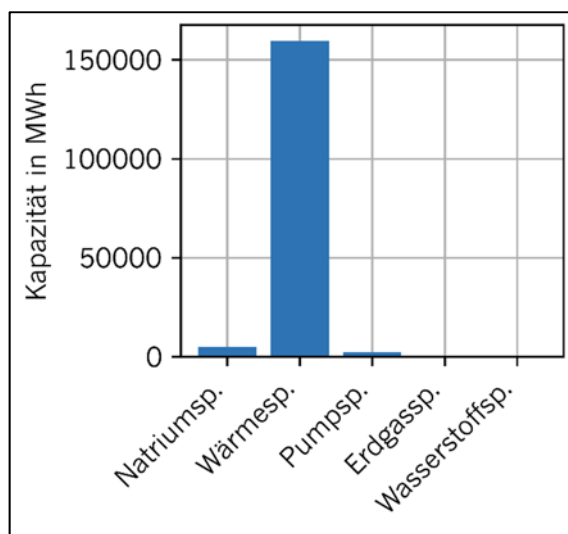


Bild 36: Speicherkapazitäten

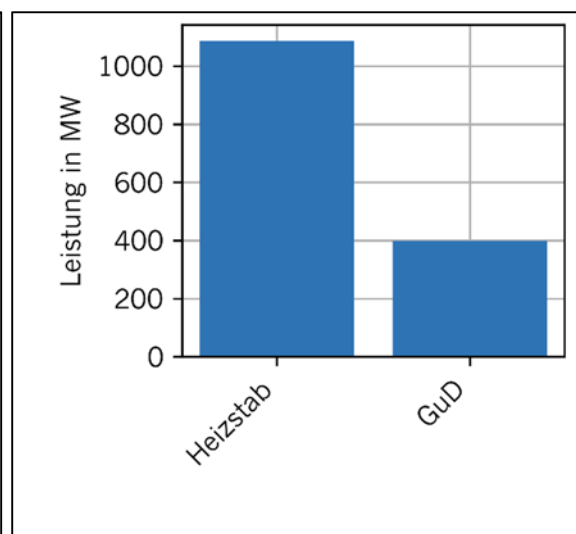


Bild 37: PtX-Technologien

Für das Jahr **2050** steht nur noch ein CO₂-Budget von 5 Prozent des Wertes von 1990 zur Verfügung, bei weiter gestiegenem CO₂-Preis. Aus der Energiebilanz (Bild 38) kann abgelesen werden, dass die Bedingung „bilanziell erneuerbar“ erfüllt wird. Die **Gesamtkosten** sinken, wenngleich die Exporterlöse durch einen rückläufigen Stromexport zurückgegangen sind und die Kosten für den Import die Erlöse des Exports übersteigen (Bild 39). Auch die Emissionen sind weiter abgesunken, allerdings wird das Emissionsbudget von 1,5 Mio. t CO₂-Äquivalenten voll ausgeschöpft (Bild 40). Der Rückgang der Emissionen wird durch einen markanten Rückgang des Gasimports erreicht, dass leichter als die Mineralölprodukte zu substituieren ist. CO₂-Emissionen aus dem Stromimport fallen 2050 nicht mehr an, da der bundesdeutsche Strommix als CO₂-frei angenommen wird.

An **Erneuerbaren Energien** (Bild 41) wird nach wie vor das gesamte zu Verfügung stehende Windkraftpotential benötigt. Die installierte Photovoltaikleistung geht aufgrund des gesunkenen Endenergiebedarfs gegenüber 2040 etwas zurück. Nicht mehr verwendet werden Biogas BHKW. Biogas erfährt eine Nutzungsänderung, die sich in den **PtX-Technologien** (Bild 43) wiederfindet: anstatt Biogas zur Strom- und Wärmeproduktion zu nutzen, wird es zu Biomethan in Erdgasqualität aufbereitet. Sowohl Biogas-Bestandsanlagen (B2G-Bestand), als auch Neuanlagen (B2G-Neu) speisen nun „grünes Gas“ in das Erdgasnetz ein. Ferner hat die Leistung der Elektrodenheizkessel im Zusammenspiel mit einem etwas größeren Wärmespeicher einen weiteren Ausbau erfahren.

Die Umnutzung des Biogases erklärt sich durch die Emissionsbeschränkung und die damit einhergehende Notwendigkeit, den Gasbedarf durch grünes Gas zu decken. Da Biogas in Biogasanlagen kontinuierlich anfällt, der Gasbedarf aber eine saisonale Charakteristik hat, bedarf es zusätzlich eines **Speichers** (Bild 42). Darin werden sowohl Erdgas, als auch das auf Erdgasqualität aufbereitete Biomethan eingespeichert und bei Bedarf wieder ausgespeichert. Zu Beginn des Simulationszeitraums (1. Januar) wird der Speicher als halb voll angenommen. Dabei wird nicht spezifiziert, ob es sich um klimaneutrales Biomethan handelt oder um Erdgas. Dem Anfangsfüllstand werden keine Emissionen zugerechnet, da der Speicher am Ende des Jahres (31. Dezember) auch wieder halb voll sein muss.

Basisszenario 2050

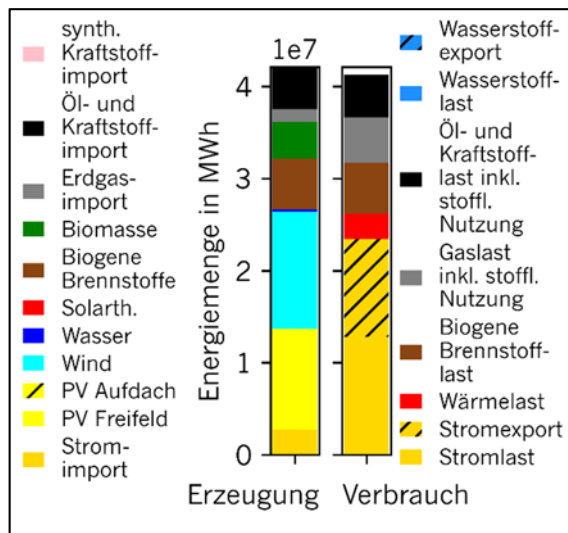


Bild 38: Energiebilanz

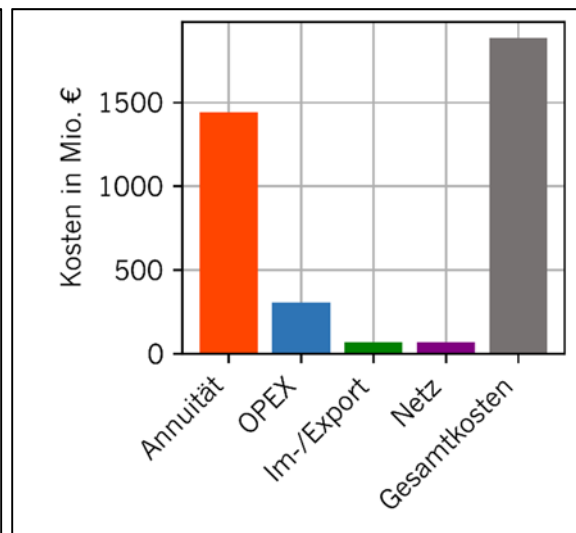


Bild 39: Kosten

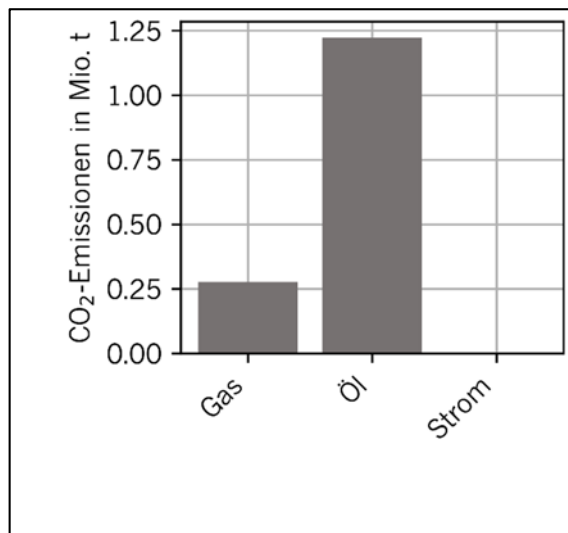


Bild 40: CO₂-Emissionen

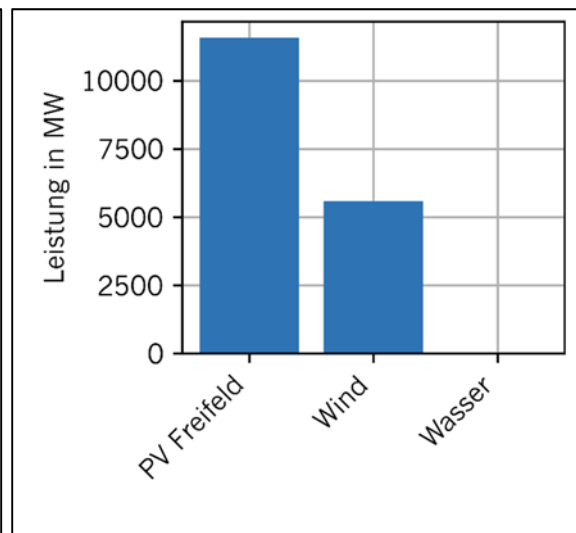


Bild 41: Erneuerbare Energien

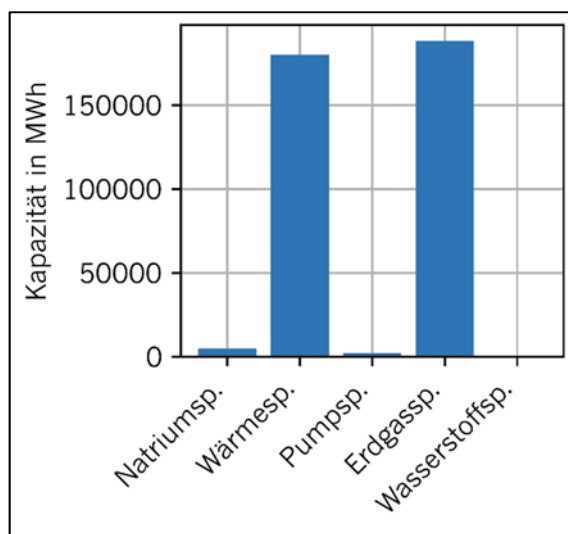


Bild 42: Speicherkapazitäten

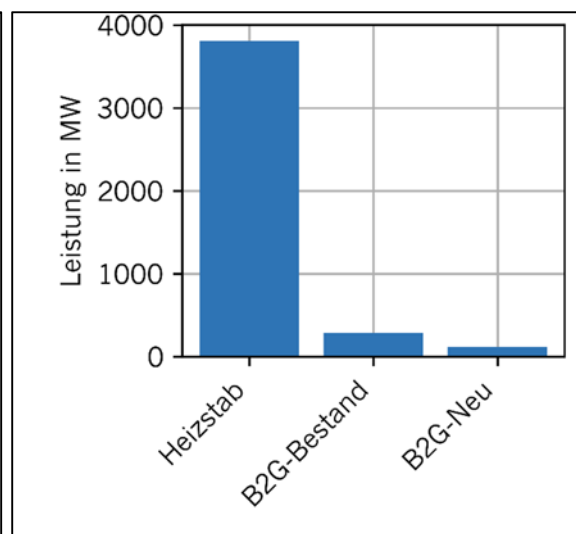


Bild 43: PtX-Technologien

Die Frage inwieweit ein im Jahr **2050** noch erlaubtes CO₂-Budget dem Energiebereich zugerechnet werden darf, wird durchaus kritisch gesehen, da sich bestimmte Emissionen aus der Landwirtschaft nicht umgehen lassen werden. Im folgenden **klimaneutralen Szenario** wurde daher für das Jahr 2050 mit einem CO₂-Budget von 0 t gerechnet. Da das Modell keine CO₂-Gutschriften vorsieht, ist dies gleichbedeutend mit dem Wegfall des Imports von fossilen Energieträgern. Sowohl Erdgas als auch Mineralölprodukte müssen nun substituiert werden, z.B. durch den Import synthetischer Kraftstoffe, der erstmals in der Energiebilanz (Bild 46) erscheint. Dieser ist auch für den Anstieg der **Gesamtkosten** (Bild 47) um etwa 15 Prozent mitverantwortlich. Der Ausbau **Erneuerbarer Energien** ist unverändert (Bild 49).

Eine deutliche Veränderung im klimaneutralen Szenario gibt es durch die Substitution von Erdgas durch Biomethan: Ein Neubau von Biomethananlagen schöpft das Biomassepotential weitgehend aus und ist in der Lage zusammen mit einem großen **Speicher** die Gaslast abzudecken. Insofern ist die in Bild 50 angegebene Bezeichnung Erdgasspeicher nicht ganz korrekt, da ausschließlich Biomethan eingespeichert wird. Bild 44 verdeutlicht die rein saisonale Nutzung des Gasspeicher.

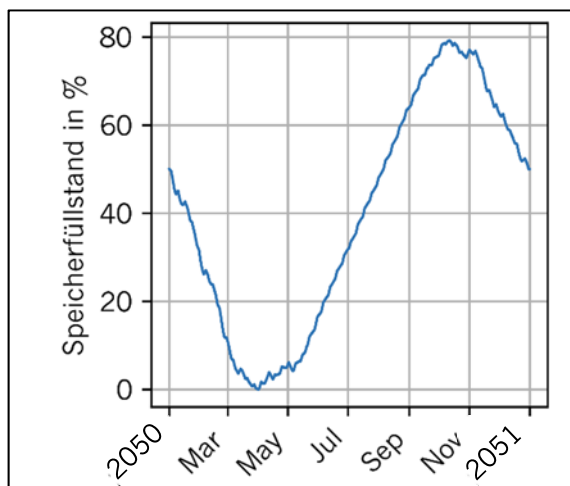


Bild 44: Füllstand Gasspeicher 2050

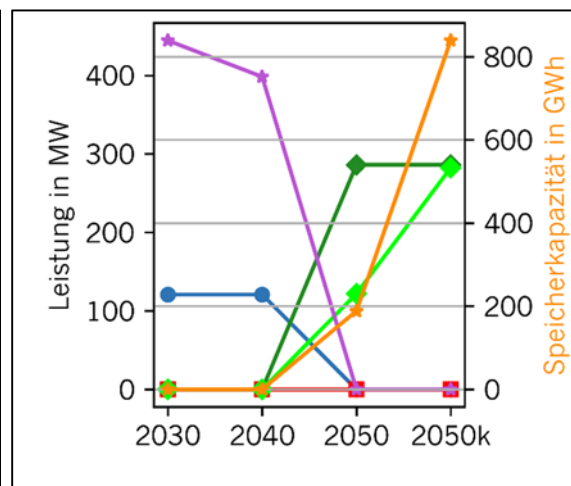


Bild 45: Nutzungsänderung im Gasbereich: GuD (lila), Biogas BHKW (blau), Biogaseinspeisung Bestand (dunkelgrün) und Neuanlagen (hellgrün) in [MW]; Gasspeicherkapazität (orange) in [GWh].

In einem Vorgriff auf die Transformationspfade in Kapitel 4.9 soll anhand von Bild 45 kurz auf die **Nutzungsänderung im Gasbereich** eingegangen werden. Dargestellt sind über die Zeitschnitte 2030 – 2040 – 2050 die durch das Modell optimierten Leistung bzw. Kapazitäten, ergänzt um einen letzten Abszissenwert 2050k für ein klimaneutrales Energiesystem. Eine Gasnutzung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (GuD oder Biogas-BHKW) findet nur statt, solange fossiles Erdgas zur Verfügung steht. Um den Bedarf an Brenngas 2050 zu decken, wird das Biomassepotential ausschließlich in Biomethan umgesetzt, da für die Strom- und Wärmebereitstellung andere Optionen zur Verfügung stehen.

Basisszenario 2050k (klimaneutral)

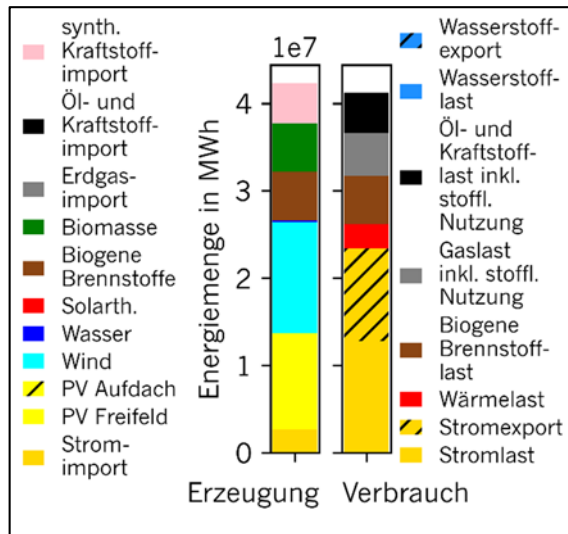


Bild 46: Energiebilanz

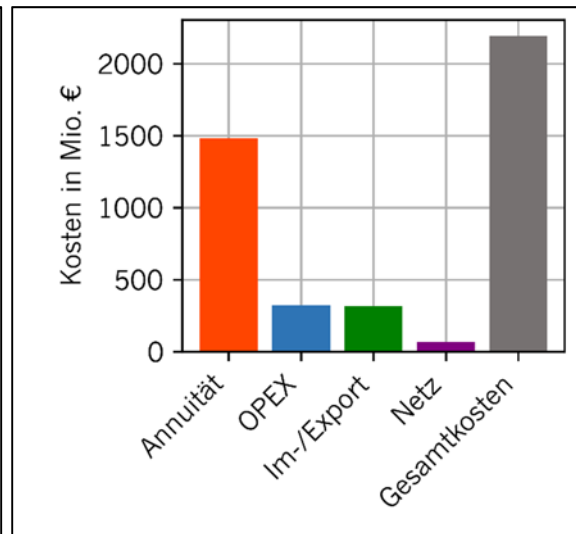


Bild 47: Kosten

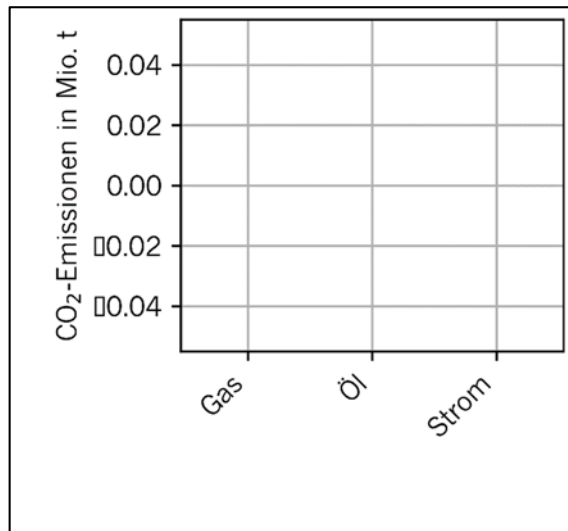


Bild 48: CO2-Emissionen

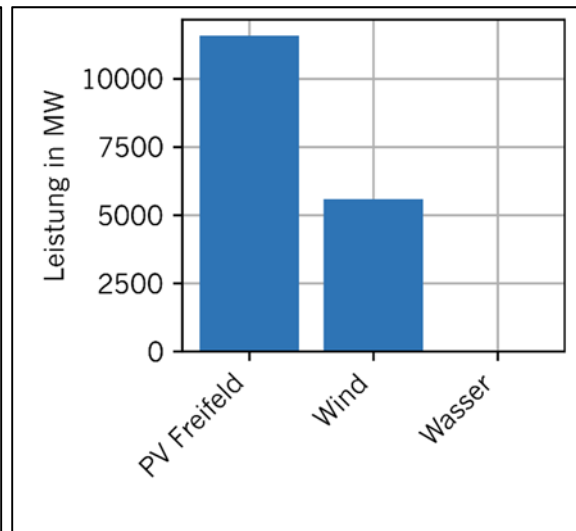


Bild 49: Erneuerbare Energien

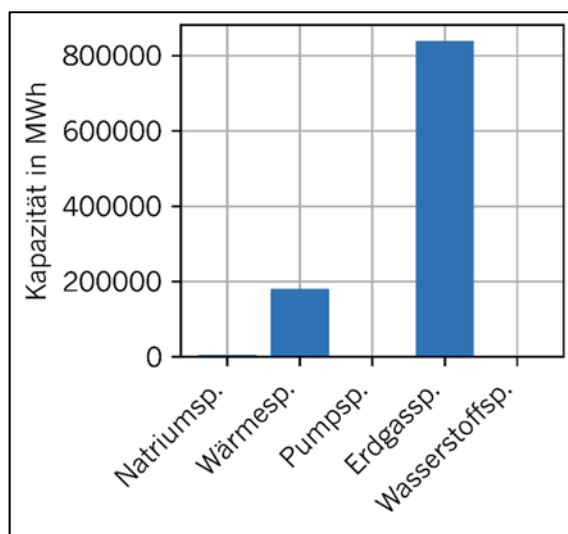


Bild 50: Speicherkapazitäten

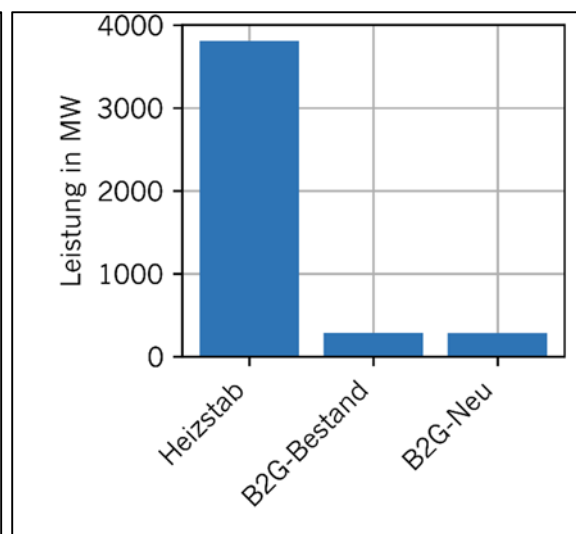


Bild 51: PtX-Technologien

Tabelle 17: Ergebnisse Basisszenario (inkl. klimaneutrales Szenario 2050k)

Basisszenario				
Jahr	2030	2040	2050	2050k
Leistungen [MW]				
Photovoltaik Dachanlagen	0	0	0	0
Photovoltaik Freifeldanlagen	4.729	13.833	11.582	11.582
Windkraft	5.570	5.570	5.570	5.570
Solarthermie	0	0	0	0
Wasser	31	31	31	31
Biogas el.	121	121	0	0
Biomasse_Stromerzeugung	0	0	0	0
Biomasse_Wärmeerzeugung	0	0	0	0
Elektrodenheizkessel	280	1.087	3.812	3.812
Elektrolyse	308	0	0	0
Brennstoffzelle	0	0	0	0
Wasserstoffeinspeisung	0	0	0	0
Biogaseinspeisung Bestandsanlagen	0	0	286	286
Biogaseinspeisung Neuanlagen	0	0	122	282
GuD in KWK	445	398	0	0
Methanisierung	0	0	0	0
Erdwärmepumpe	0	0	0	0
Luftwärmepumpe	55	0	0	0
PtL	0	0	0	0
Speicherkapazitäten [MWh]				
Natriumspeicher	2.294	5.000	5.000	5.000
Wärmespeicher	94.743	159.611	180.123	180.123
Pumpspeicher	2.304	2.304	2.304	2.304
Erdgasspeicher	0	0	188.450	839.051
Wasserstoffspeicher	0	0	0	0
Emissionen [t CO₂-Äquivalente]				
Gasemissionen	2.467.334	1.878.431	276.671	0
Ölemissionen	3.231.696	1.781.236	1.223.329	0
Stromemissionen	732.830	176.467	0	0
Steinkohleemissionen	139.555	\	\	\
Braunkohleemissionen	0	\	\	\
Summe aller Emissionen	6.571.415	3.836.135	1.500.000	0
Kosten [Mio. €]				
Annuität	1.235	1.752	1.442	1.483
OPEX	254	394	306	324
Im-/Export	751	-133	69	319
Netz	27	29	68	68
Gesamtkosten	2.268	2.041	1.885	2.194

4.3 CO₂-Preis Sensitivität

Um den Einfluss des CO₂-Preises auf das Energiesystem zu untersuchen, wurden Szenarien für die Jahre 2030, 2040 und 2050 mit dem halben und doppelten CO₂-Preis gerechnet, ebenso für das Jahr 2050 mit dem Ziel der Klimaneutralität. Tabelle 18 nennt die verwendeten CO₂-Preise.

Tabelle 18: Übersicht CO₂-Preise [€/t CO₂]

Szenario	2030	2040	2050
einfach (Basisszenario)	78,98	111,01	121,75
halbiert	39,49	55,51	60,88
verdoppelt	157,96	222,02	243,50

Zunächst erfolgt eine Rechnung mit **halbem CO₂-Preis**. Der niedrigere CO₂-Preis wirkt sich auf alle fossilen Energieimporte aus. Im Jahr **2030** ist verglichen mit den Folgejahren der fossile Anteil des importierten Stroms am größten, entsprechend groß ist die Auswirkung auf den Strompreis. Besonders auffällig ist in der Energiebilanz von Bild 52 der Kohleimport, welcher im Vergleich zum Basisszenario um das 15-fache angestiegen ist. Die Steinkohle verdrängt die biogenen Festbrennstoffe in den Festbrennstoffkesseln von privaten Haushalten oder Gewerbe vollständig. Während die **Gesamtkosten** (Bild 53) aufgrund günstigerer Importe geringer als beim Basisszenario sind, steigen die **Emissionen** mit insgesamt 8,8 Mio. t CO₂ knapp unter die Obergrenze von 9 Mio. t CO₂. Bei der Zusammensetzung der übrigen Technologien (Bild 55 ff) gibt es keine wesentlichen Unterschiede zum Basisszenario.

Im Jahr **2040** ist durch den nicht mehr zulässigen Kohleimport wieder die Nutzung von biogenen Festbrennstoffen gegeben (Bild 58). Aufgrund günstigerer Importe liegen die **Gesamtkosten** unter denen des Basisszenarios (Bild 59). Allerdings führt der gestiegene Gasimport zu mehr **Emissionen** (Bild 60). Da die spezifischen Emissionen des Erdgasimports höher sind als die des Stromimports, wirkt sich ein geringer CO₂-Preis deutlicher auf den Gaspreis als auf den Strompreis aus. Daher wird mehr Wärme aus dem gasbetriebenen GuD erzeugt, und weniger aus dem strombetriebenen Elektrodenheizkessel (Bild 63). Die übrigen Technologien (Bild 61f) bleiben nahezu unverändert.

Im Jahr **2050** wird das verbleibende Budget an CO₂-Emissionen wie auch im Basisszenario ausgeschöpft. Technologische Unterschiede im Vergleich zum Basisszenario sind nicht gegeben. Aufgrund der geringeren Importpreise sinken allerdings die Kosten für den Import der fossilen Energieträger, was schlussendlich zu etwas geringeren **Gesamtkosten** führt (Bild 65). Im klimaneutralen Szenario **2050k** können keine fossilen Energieträger mehr importiert werden. Der Stromimport wird als CO₂-frei angenommen, so dass kein Parameter verbleibt, auf denen der CO₂-Preis Auswirkungen hätte. Die Ergebnisse unterschieden sich daher nicht von den Ergebnissen des Basisszenarios, weshalb eine Darstellung hier unterbleibt.

Halber CO₂-Preis 2030

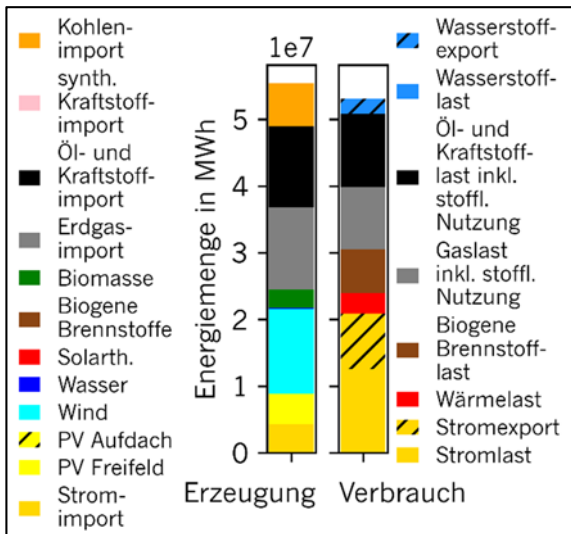


Bild 52: Energiebilanz

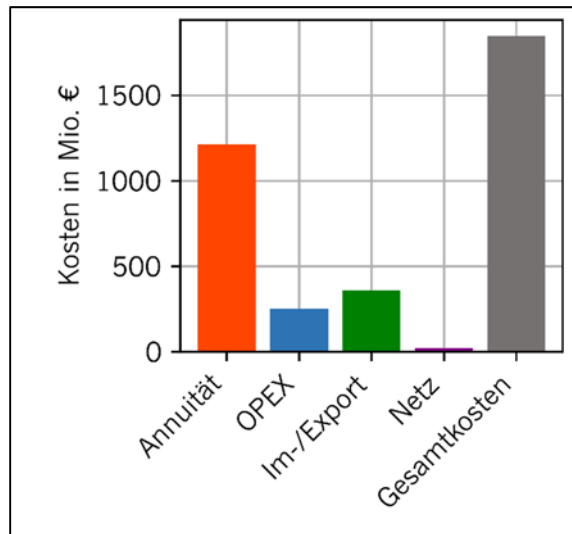


Bild 53: Kosten

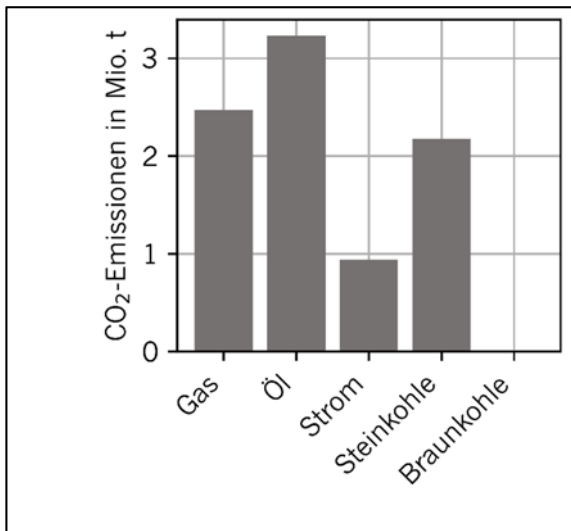


Bild 54: CO₂-Emissionen

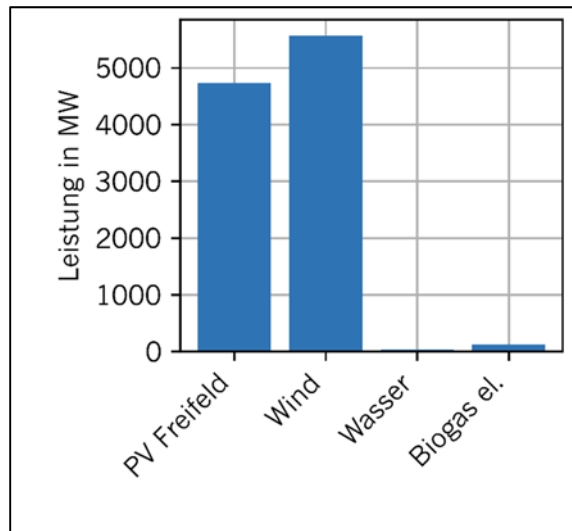


Bild 55: Erneuerbare Energien

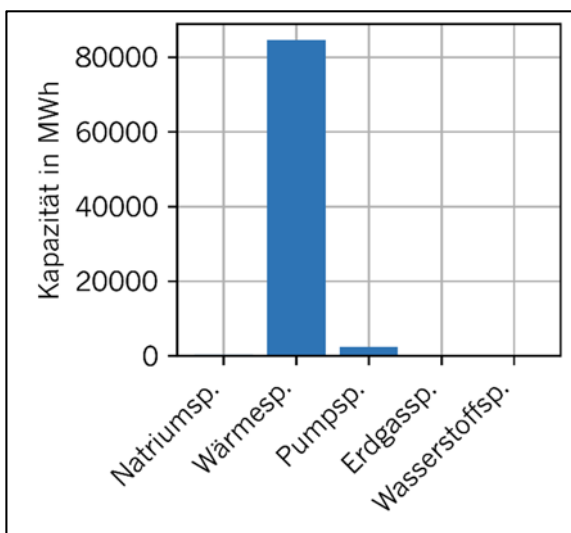


Bild 56: Speicherkapazitäten

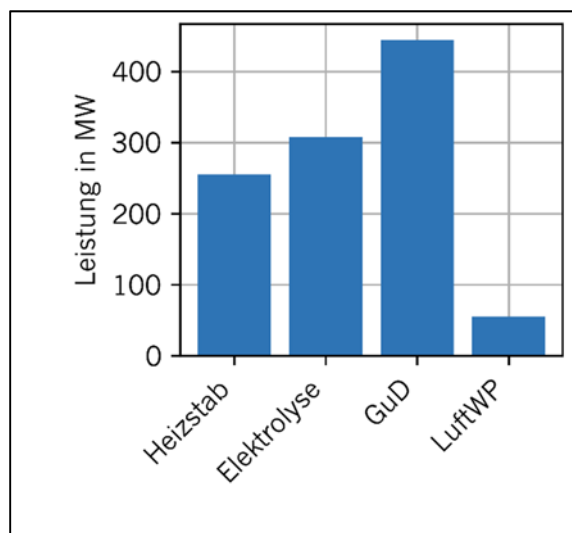


Bild 57: PtX-Technologien

Halber CO₂-Preis 2040

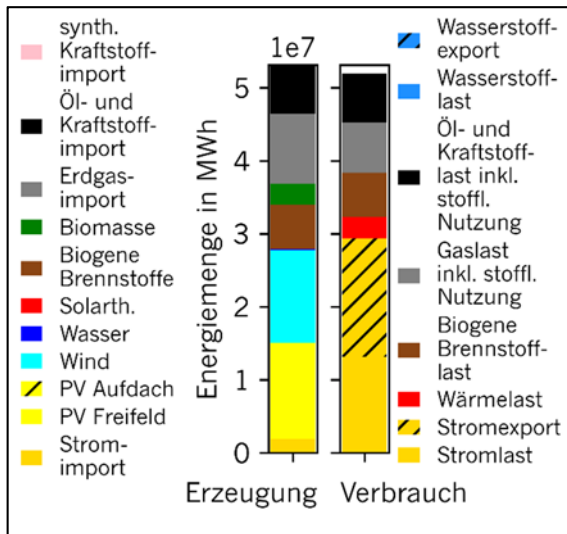


Bild 58: Energiebilanz

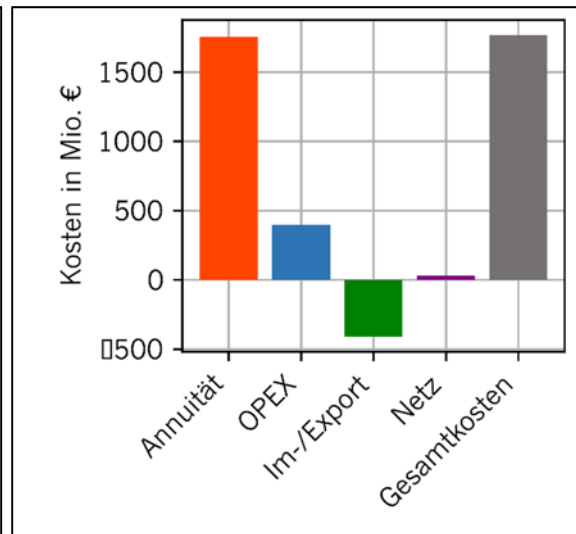


Bild 59: Kosten

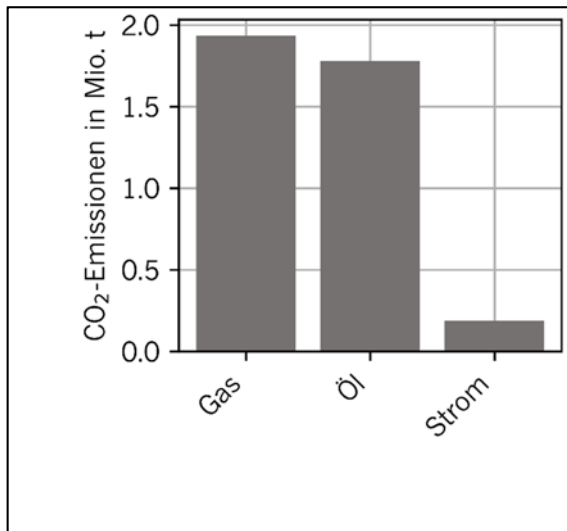


Bild 60: CO₂-Emissionen

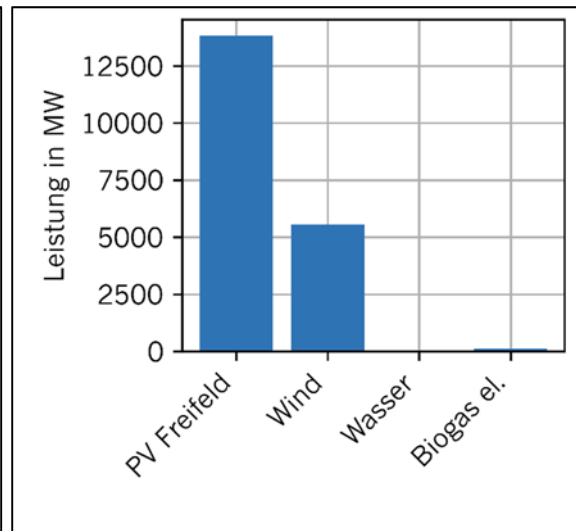


Bild 61: Erneuerbare Energien

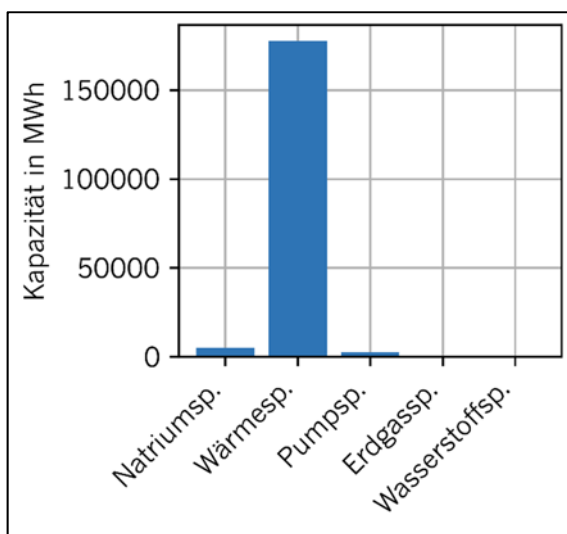


Bild 62: Speicherkapazitäten

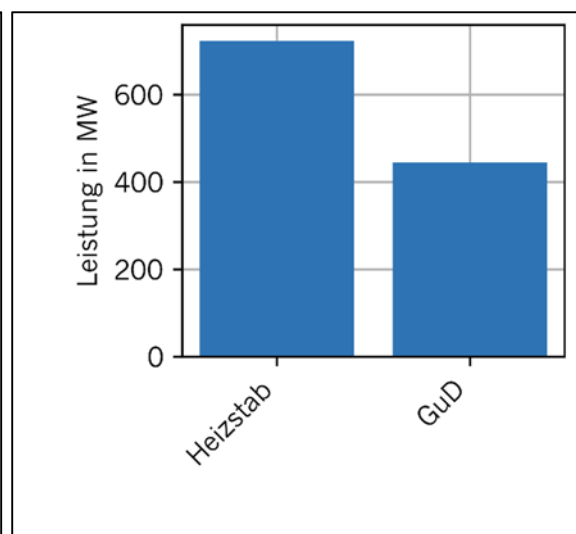


Bild 63: PtX-Technologien

Halber CO₂-Preis 2050

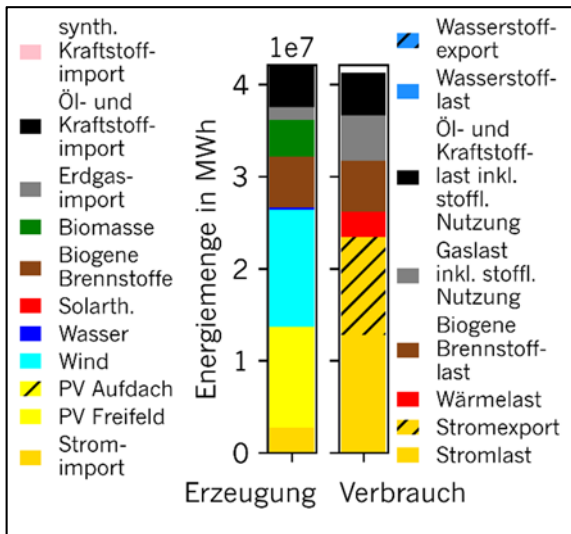


Bild 64: Energiebilanz

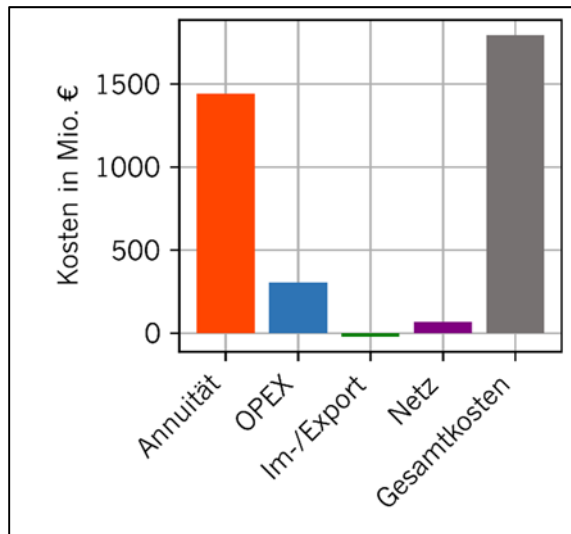


Bild 65: Kosten

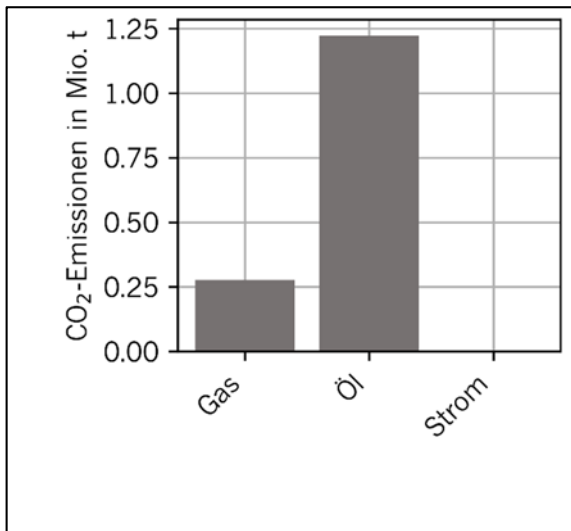


Bild 66: CO₂-Emissionen

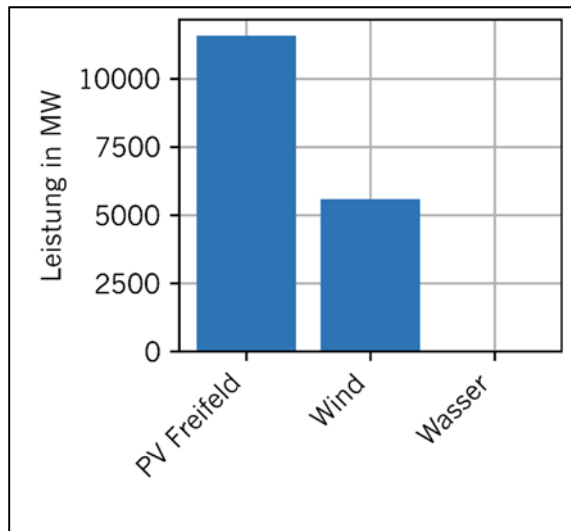


Bild 67: Erneuerbare Energien

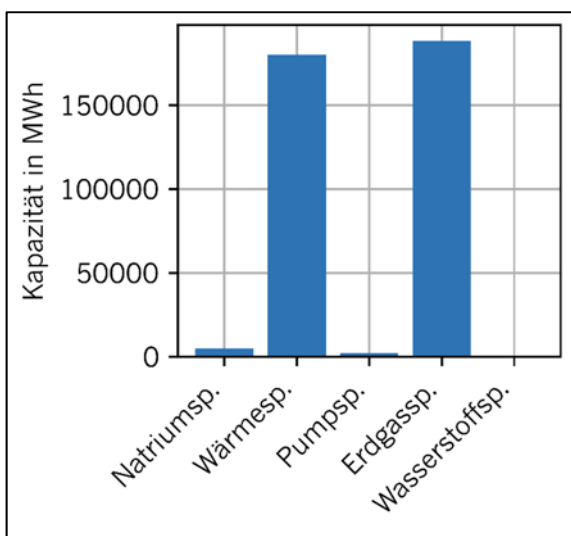


Bild 68: Speicherkapazitäten

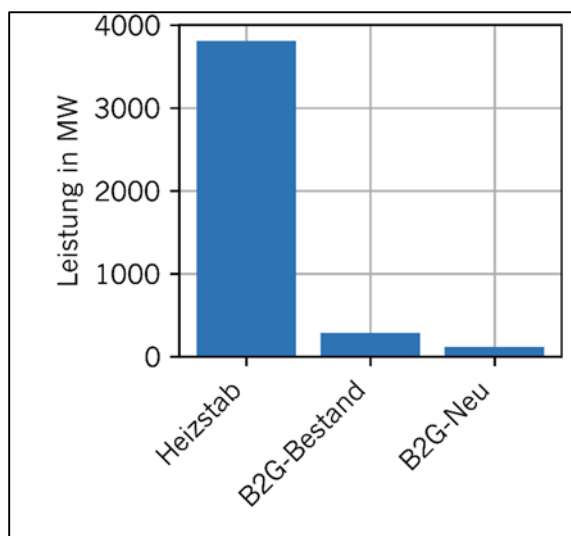


Bild 69: PtX-Technologien

Tabelle 19: Ergebnisse bei halbem CO₂-Preis

Szenario halber CO₂-Preis			
Jahr	2030	2040	2050
Leistungen [MW]			
Photovoltaik Dachanlagen	0	0	0
Photovoltaik Freifieldanlagen	4.729	13.833	11.582
Windkraft	5.570	5.570	5.570
Solarthermie	0	0	0
Wasser	31	31	31
Biogas el.	121	121	0
Biomasse_Stromerzeugung	0	0	0
Biomasse_Wärmeerzeugung	0	0	0
Elektrodenheizkessel	255	723	3.812
Elektrolyse	308	0	0
Brennstoffzelle	0	0	0
Wasserstoffeinspeisung	0	0	0
Biogaseinspeisung Bestandsanlagen	0	0	286
Biogaseinspeisung Neuanlagen	0	0	122
GuD in KWK	445	445	0
Methanisierung	0	0	0
Erdwärmepumpe	0	0	0
Luftwärmepumpe	55	0	0
PtL	0	0	0
Speicherkapazitäten [MWh]			
Natriumspeicher	395	5.000	5.000
Wärmespeicher	84.621	177.729	180.123
Pumpspeicher	2.304	2.304	2.304
Erdgasspeicher	0	0	188.450
Wasserstoffspeicher	0	0	0
Emissionen [t CO₂-Äquivalente]			
Gasemissionen	2.467.849	1.935.795	276.671
Ölemissionen	3.231.696	1.781.236	1.223.329
Stromemissionen	935.423	186.334	0
Steinkohleemissionen	2.174.463	\	\
Braunkohleemissionen	0	\	\
Summe aller Emissionen	8.809.431	3.903.365	1.500.000
Kosten [Mio. €]			
Annuität	1.212	1.755	1.442
OPEX	254	395	306
Im-/Export	359	-411	-22
Netz	24	29	68
Gesamtkosten	1.848	1.767	1.794

Der **doppelte CO₂-Preis** hat entgegengesetzte Auswirkungen auf das Energiesystem wie der halbe – außer natürlich in dem Szenario 2050 klimaneutral, auf das auch ein verdoppelter CO₂-Preis keinen Einfluss hat. Mit einem doppelten CO₂-Preis wird es wirtschaftlich unattraktiver, fossile Energieträger zu beziehen. So sind im Jahr **2030** Gas- und Stromimporte (Bild 70) inklusive ihrer Emissionen (Bild 72) rückläufig, während die Kosten im Vergleich zum Basisszenario deutlich ansteigen (Bild 71). Während die installierte Leistung der Erneuerbaren Energien nahezu unverändert bleibt (Bild 73), werden bereits im Jahr 2030 Elektrodenheizkessel in der Größenordnung benötigt, wie im Basisszenario erst im Jahr 2040. Die größere Elektrodenheizkesselleistung verdrängt die Luft-Wärmepumpen und kommt mit einem etwas kleiner dimensionierten Wärmespeicher aus (Bild 74). Stattdessen wird zur direkten Stromspeicherung die Kapazitätsgrenze des Natriumspeichers vollständig ausgeschöpft.

Auch im Jahr **2040** reduziert der höhere CO₂-Preis den Gas- und Stromimport (Bild 76) und damit die Emissionen (Bild 78). Die im Vergleich zum Basisszenario gestiegenen Importkosten schlagen aber auf die Gesamtkosten durch (Bild 77). Im Bereich der Erneuerbaren Energien wird stärker auf Photovoltaik gesetzt, während die Nutzung von Biogas BHKWs zurückgeht (Bild 79). Die Nutzungsänderung des Biogases zeichnet sich in diesem Szenario bereits einen Zeitschnitt früher ab: Biogas wird als Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz genutzt (Bild 81) und in Gasspeichern saisonal gespeichert. Die PtX-Landschaft, bestehend aus kleiner dimensioniertem GuD und fast verdreifachter Elektrodenheizkesselleistung, wird infolge der erhöhten Photovoltaikerzeugung durch Luftwärmepumpen ergänzt. Dafür werden neben dem bereits ausgeschöpften Potential des Batteriespeichers, Pumpspeicherkraftwerke stärker genutzt.

Im Jahr **2050** wird das verbleibende Budget an CO₂-Emissionen wie auch im Basisszenario vollständig ausgenutzt. Technologische Auswirkung des höheren CO₂-Preises können nicht festgestellt werden. Aufgrund der höheren Importpreise steigen allerdings die Kosten für den Import der fossilen Energieträger, was schlussendlich zu höheren Gesamtkosten führt.

Insgesamt lässt sich eine **Steuerungswirkung** des CO₂-Preises in beiden Richtungen erkennen; allerdings führt auch ein CO₂-Preis von gut 240 €/t noch nicht zu einer marktgetriebenen Substitution von Erdgas oder Mineralölprodukten durch PtX-Produkte. Die stärkeren Impulse für einen Umbau des Energiesystems gehen hier von der Begrenzung der Emissionen und den Ausbauzielen für Erneuerbare Energien aus.

Doppelter CO₂-Preis 2030

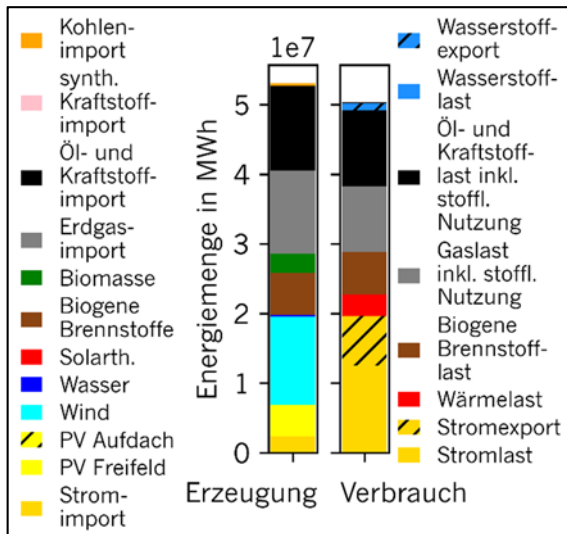


Bild 70: Energiebilanz

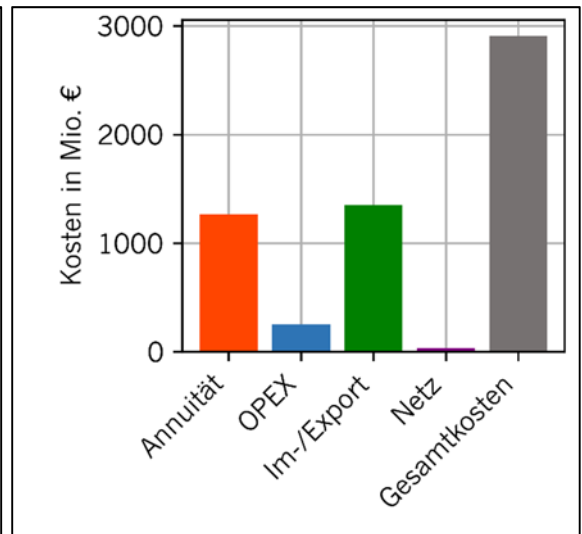


Bild 71: Kosten

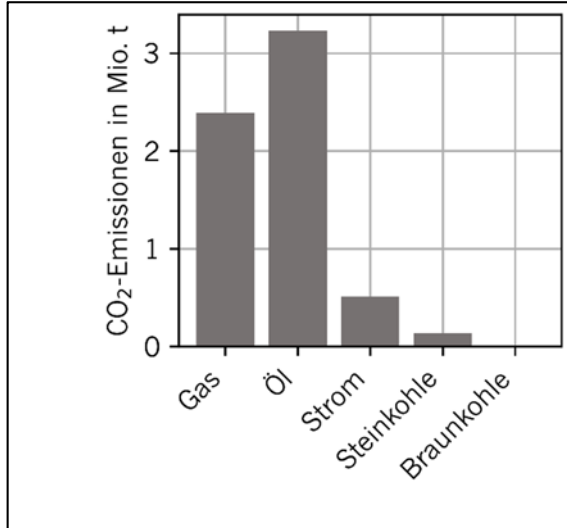


Bild 72: CO₂-Emissionen

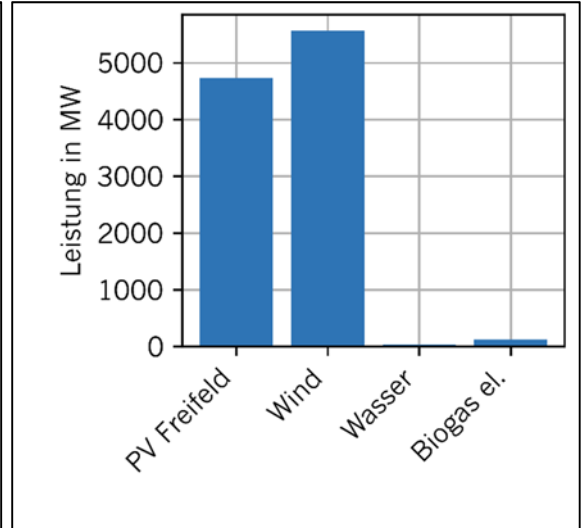


Bild 73: Erneuerbare Energien

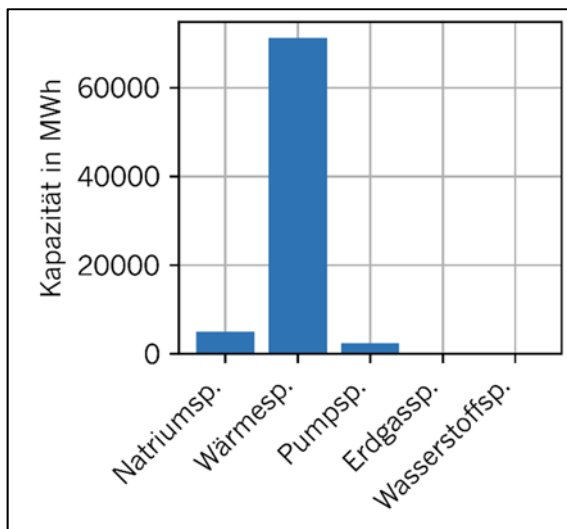


Bild 74: Speicherkapazitäten

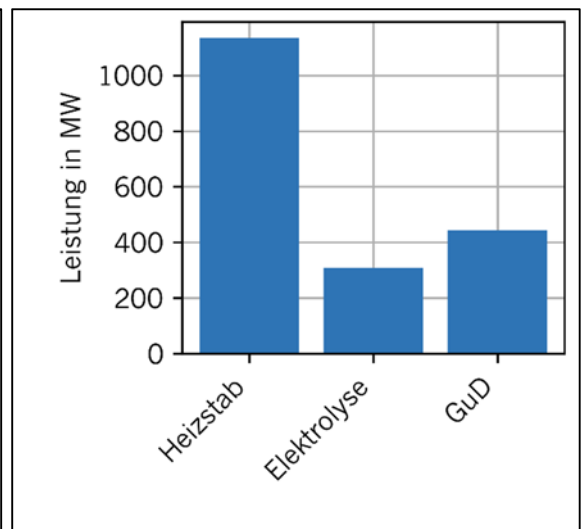


Bild 75: PtX-Technologien

Doppelter CO₂-Preis 2040

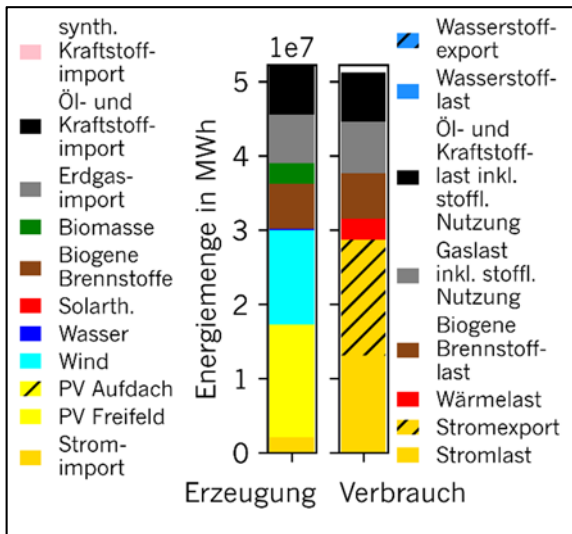


Bild 76: Energiebilanz

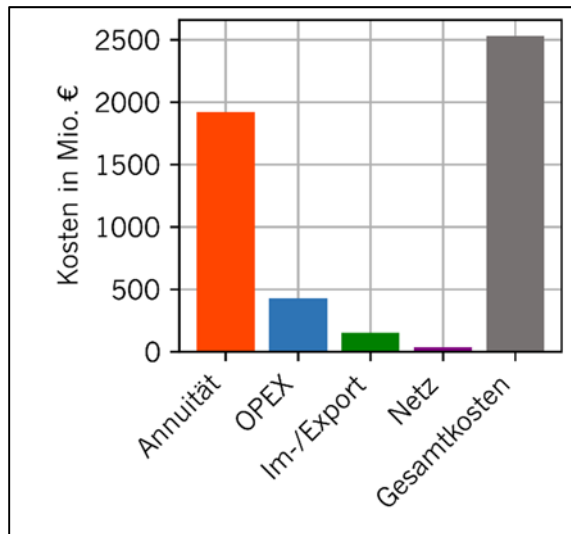


Bild 77: Kosten

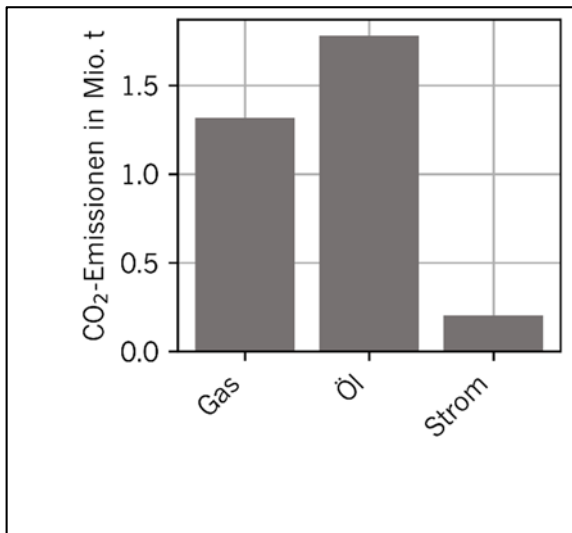


Bild 78: CO₂-Emissionen

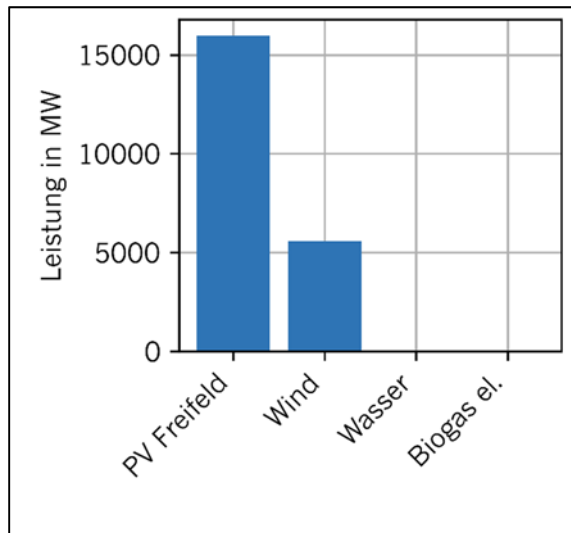


Bild 79: Erneuerbare Energien

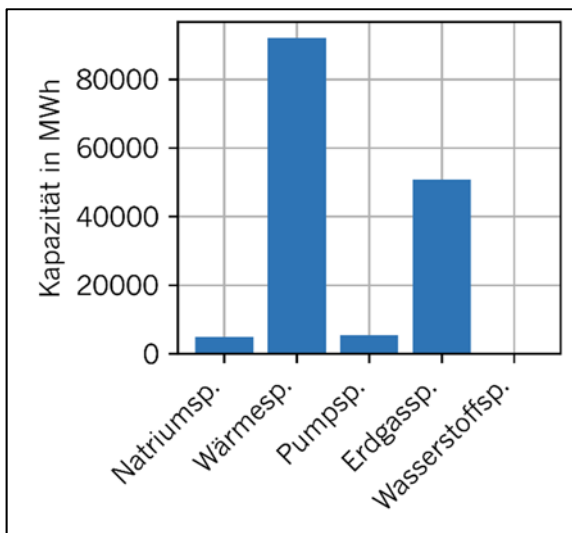


Bild 80: Speicherkapazitäten

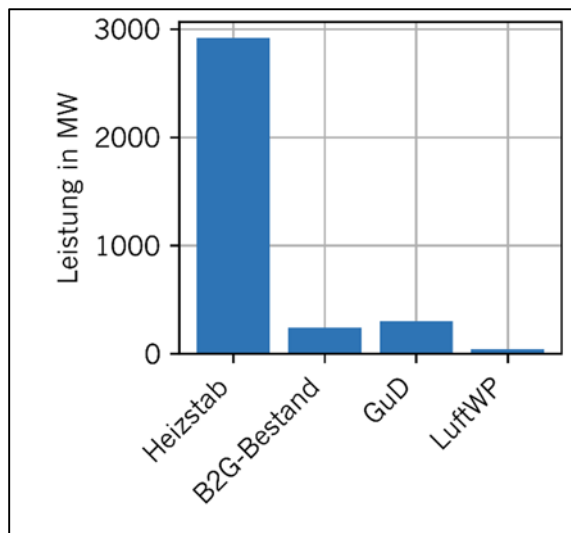


Bild 81: PtX-Technologien

Doppelter CO₂-Preis 2050

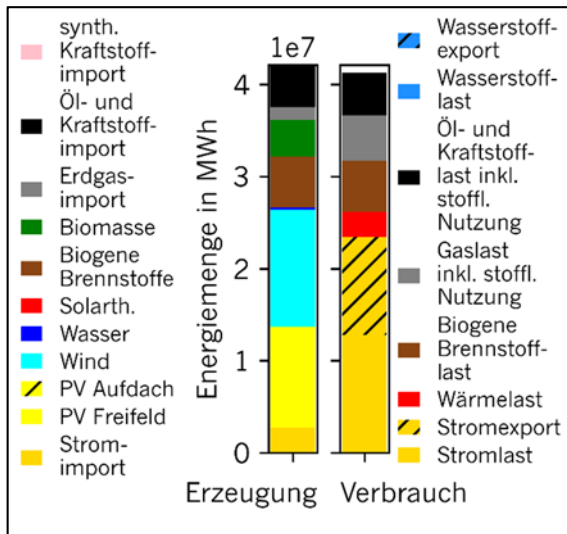


Bild 82: Energiebilanz

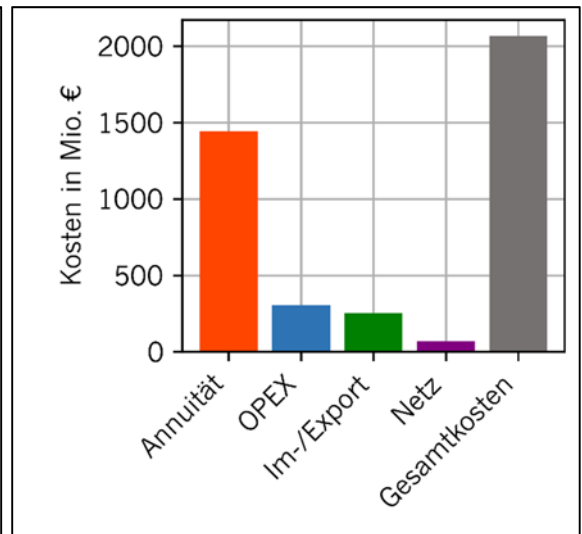


Bild 83: Kosten

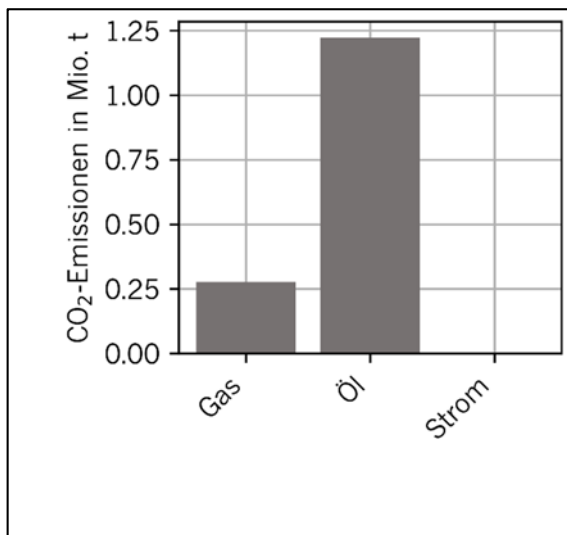


Bild 84: CO₂-Emissionen

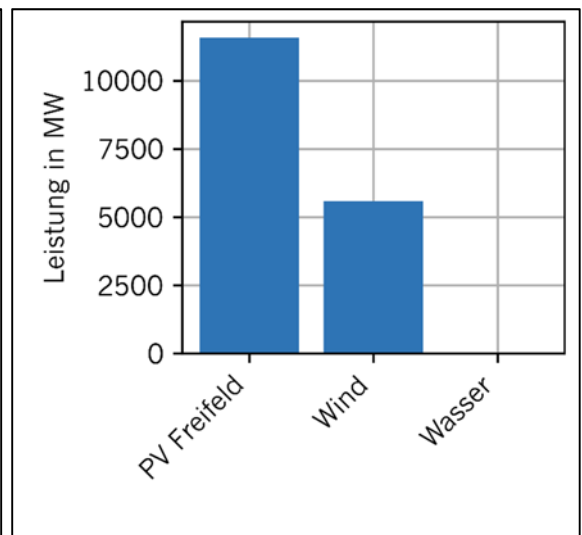


Bild 85: Erneuerbare Energien

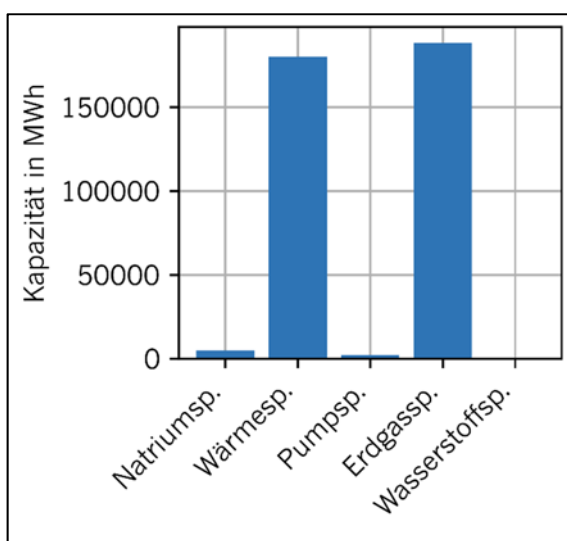


Bild 86: Speicherkapazitäten

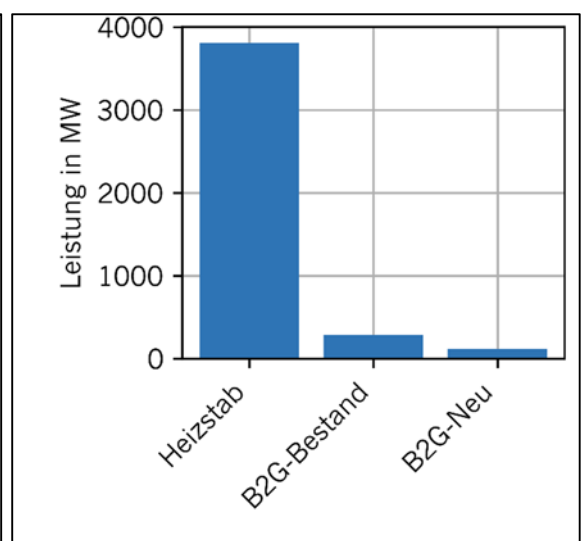


Bild 87: PtX-Technologien

Tabelle 20: Ergebnisse bei doppeltem CO₂-Preis

Szenario doppelter CO ₂ -Preis			
Jahr	2030	2040	2050
Leistungen [MW]			
Photovoltaik Dachanlagen	0	0	0
Photovoltaik Freifeldanlagen	4.729	15.983	11.582
Windkraft	5.570	5.570	5.570
Solarthermie	0	0	0
Wasser	31	31	31
Biogas el.	121	19	0
Biomasse_Stromerzeugung	0	0	0
Biomasse_Wärmeerzeugung	0	0	0
Elektrodenheizkessel	1.135	2.920	3.812
Elektrolyse	308	0	0
Brennstoffzelle	0	0	0
Wasserstoffeinspeisung	0	0	0
Biogaseinspeisung Bestandsanlagen	0	241	286
Biogaseinspeisung Neuanlagen	0	0	122
GuD in KWK	445	299	0
Methanisierung	0	0	0
Erdwärmepumpe	0	0	0
Luftwärmepumpe	0	41	0
PtL	0	0	0
Speicherkapazitäten [MWh]			
Natriumspeicher	5.000	5.000	5.000
Wärmespeicher	71.235	92.093	180.123
Pumpspeicher	2.304	5.302	2.304
Erdgasspeicher	0	50.733	188.450
Wasserstoffspeicher	0	0	0
Emissionen [t CO₂-Äquivalente]			
Gasemissionen	2.391.469	1.314.961	276.671
Ölemissionen	3.231.696	1.781.236	1.223.329
Stromemissionen	509.204	203.211	0
Steinkohleemissionen	139.555		
Braunkohleemissionen	0		
Summe aller Emissionen	6.271.924	3.299.409	1.500.000
Kosten [Mio. €]			
Annuität	1.268	1.919	1.442
OPEX	254	427	306
Im-/Export	1.351	152	252
Netz	37	34	68
Gesamtkosten	2.910	2.532	2.068

4.4 Windkraftsensitivität 2050k

In allen vorangegangenen Berechnungen wurde das Windkraftpotential immer vollständig ausgeschöpft. Es beläuft sich insgesamt auf 5.570 MW und stellt einen Ausbau auf 1 Prozent der Landesfläche Thüringens dar. Dieser Wert ist eine landespolitische Restriktion, die im Thüringer Klimagesetz [9] verankert ist. Bereits in dem Gutachten des Leipziger Instituts für Energie [2] wurde deutlich, dass das Ausbauziel einer bilanziellen Deckung des Endenergieverbrauchs Thüringens mittels Erneuerbarer Energien in Verbindung mit der Beschränkung der Windkraft auf 1 Prozent der Landesfläche zu einem sehr starken Ausbau der Photovoltaik führen wird. Diese These wurde durch die vorliegenden Berechnungen bestätigt. Die im Kapitel 4.2 postulierte Photovoltaikleistung wird insbesondere in den Sommermonaten zu hohen Erzeugungsspitzen führen, die den Strombedarf Thüringens um ein Vielfaches übersteigen.

Ein Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten sollte in einem ausgewogenen Verhältnis von Photovoltaik und Windkraft erfolgen, um von der saisonalen Komplementarität der beiden Energieträger maximal zu profitieren. Die Fraunhofer-Studie „Energiesystem Deutschland 2050“ [12] benennt als Anhaltspunkt dafür ein annähernd ausgeglichenes Verhältnis zwischen der installierten Photovoltaik- und Windkraftleistung. Ein Verhältnis von etwa 1:1 in Bezug auf die Nennleistung führt bei den für Thüringen typischen Erträgen auf ein Verhältnis von 1:2,5 bei der erzeugten Energie zugunsten der Windkraft.

Im Rahmen dieses Abschnitts soll der Frage nachgegangen werden, welche Auswirkungen es auf das Energiesystem hätte, stünde der Windkraft mehr Fläche zur Verfügung. Daher soll in einer Modellrechnung das Potential der Windkraft auf **1,5 Prozent der Landesfläche** Thüringens erhöht werden. Die Ergebnisse dieser Potentialerhöhung wurden ausschließlich für ein klimaneutrales Energiesystem 2050k berechnet.

Im Ergebnis zeigt sich, dass mit 8.355 MW auch das anderthalbfache Windkraftpotential vollständig ausgenutzt wird, während sich die installierte Photovoltaikleistung mehr als halbiert (Bild 91). Alle weiteren Erzeugungs- und Speichertechnologien erfahren keine wesentliche Änderung. Allerdings zeigt sich, dass die Gesamtkosten sensitiv auf das Windkraft/Photovoltaikverhältnis reagieren: Im Vergleich zu dem klimaneutralen Basisszenario 2050k reduzieren sich die **Gesamtkosten** um etwa 3 Prozent (Bild 89).

Alle Zahlenwerte können Tabelle 21 entnommen werden, die auch bereits die Werte für Kapitel 4.5 enthält.

Windkraftsensitivität 2050k

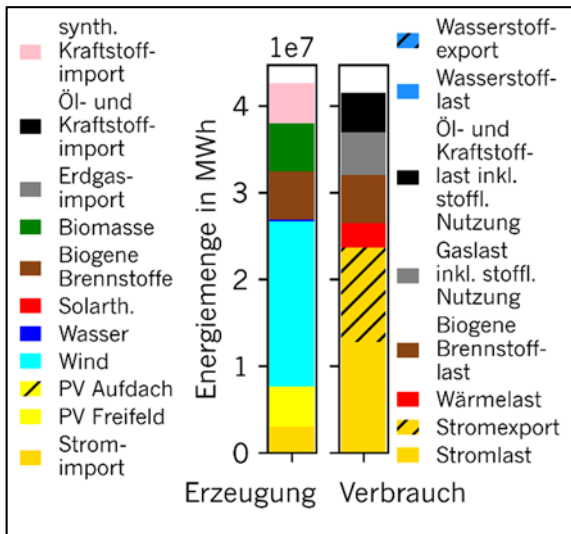


Bild 88: Energiebilanz

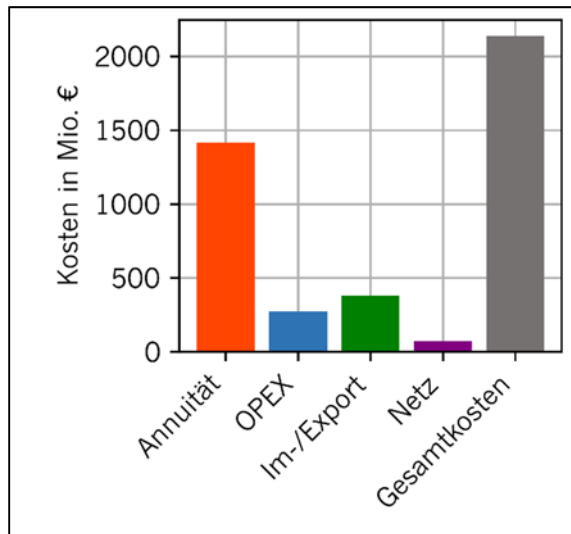


Bild 89: Kosten

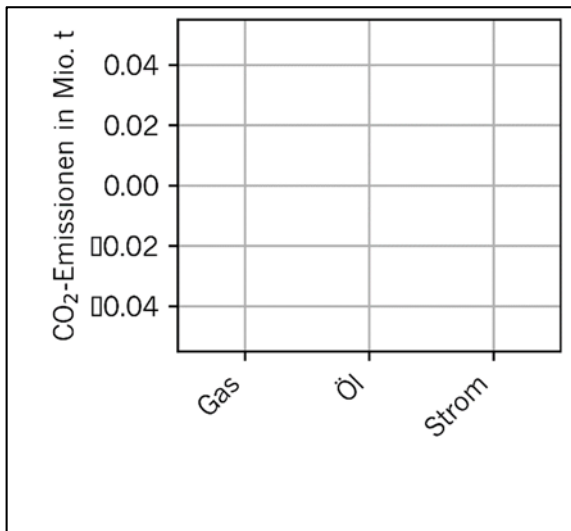


Bild 90: CO2-Emissionen

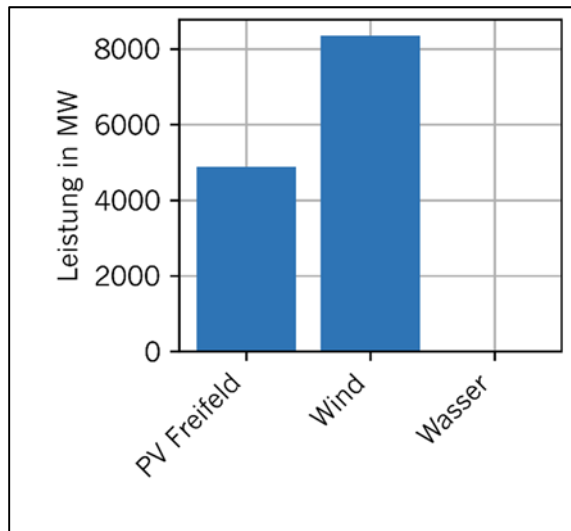


Bild 91: Erneuerbare Energien

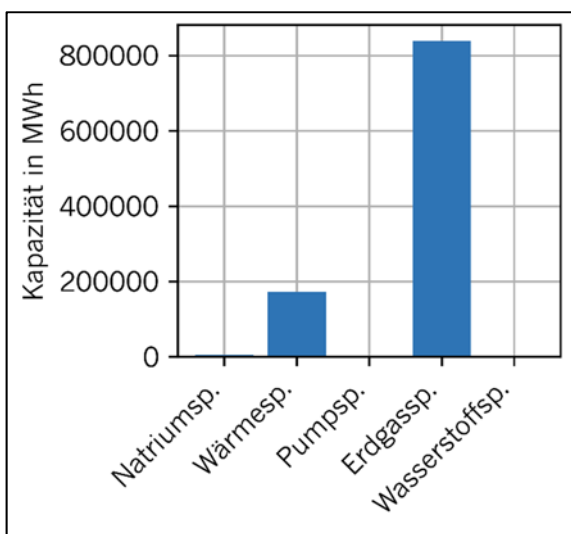


Bild 92: Speicherkapazitäten

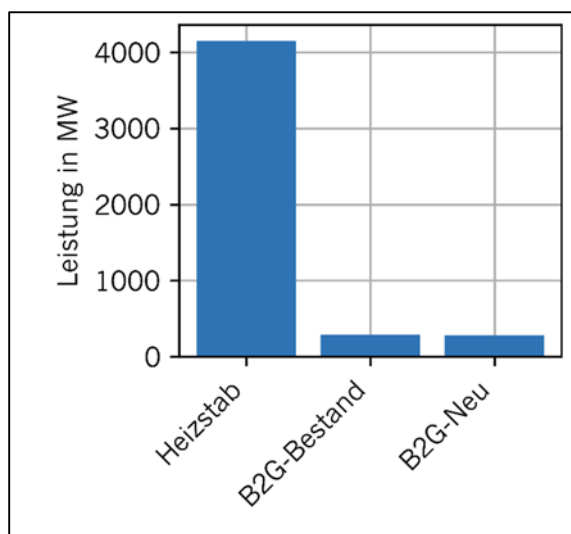


Bild 93: PtX-Technologien

Tabelle 21: Vergleich von klimaneutralen Basisszenario 2050 (links), Windkraftsensitivität (mitte) und Energieautarkes Thüringen (rechts)

Jahr	Basisszenario 2050k	Windkraft 2050k	Autarkie 2050k
Leistungen [MW]			
Photovoltaik Dachanlagen	0	0	1.610
Photovoltaik Freifeldanlagen	11.582	4.888	17.410
Windkraft	5.570	8.355	5.570
Solarthermie	0	0	0
Wasser	31	31	31
Biogas el.	0	0	120
Biomasse_Stromerzeugung	0	0	17
Biomasse_Wärmeerzeugung	0	0	0
Elektrodenheizkessel	3.812	4.152	2.163
Elektrolyse	0	0	1.095
Brennstoffzelle	0	0	590
Wasserstoffeinspeisung	0	0	0
Biogaseinspeisung Bestandsanlagen	286	286	1
Biogaseinspeisung Neuanlagen	282	282	358
GuD in KWK	0	0	233
Methanisierung	0	0	710
Erdwärmepumpe	0	0	0
Luftwärmepumpe	0	0	55
PtL	0	0	0
Speicherkapazitäten [MWh]			
Natriumspeicher	5.000	5.000	5.000
Li-Ionen Speicher	0	0	7.467
Wärmespeicher	180.123	171.583	109.113
Pumpspeicher	2.304	2.304	9.360
Erdgasspeicher	839.051	839.051	1.100.000
Wasserstoffspeicher	0	0	1.255.000
Emissionen [t CO₂-Äquivalente]			
Gasemissionen	0	0	0
Ölemissionen	0	0	0
Stromemissionen	0	0	0
Steinkohleemissionen	\	\	\
Braunkohleemissionen	\	\	\
Summe aller Emissionen	0	0	0
Kosten [Mio. €]			
Annuität	1.483	1.415	2.553
OPEX	324	272	592
Im-/Export	319	380	-237
Netz	68	71	0
Gesamtkosten	2.194	2.139	2.908

4.5 Energieautarkes Thüringen 2050k

Bisher wurde angenommen, dass der bundesdeutsche Strommix im Jahr 2050 CO₂-frei ist, so dass ein Stromaustausch sich nicht auf die CO₂-Bilanz auswirkt. Lässt man diese Annahme fallen und geht nach [25] von einem fossilen Anteil von über 20 Prozent im deutschen Strommix für 2050 aus, hat dies zur Folge, dass für ein klimaneutrales Thüringen neben dem Gas- und Ölimport auch der Stromimport unterbleiben muss. Damit ergibt sich aus diesem Szenario die (eher akademische) Frage nach einem energieautarken Thüringen.

Ein erstes Ergebnis dieser Modellrechnung ist: es geht nicht ohne **Wasserstoff**, der in den bisherigen Berechnungen keine Rolle innerhalb des Energiesystems Thüringens gespielt hat. Der Wasserstoff wird mittels **Elektrolyse** hergestellt, eingespeichert und mittels **Brennstoffzelle** zu späteren Bedarfszeiten wieder zu Strom gewandelt (Bild 99). Das Potential des Wasserstoffspeichers wird ebenso vollständig ausgenutzt wie das des Erdgasspeichers, so dass zwei Speicher in Größenordnung von über einer Terrawattstunde entstehen (Bild 98). Auch weitere Speicheroptionen werden genutzt: so wird sowohl bei dem Natriumspeichern als auch bei den Pumpspeichern das volle Potential ausgeschöpft und zusätzlich in ähnlicher Größenordnung auf Li-Ionenspeicher zurückgegriffen.

Ferner erfolgt ein massiver Ausbau der **Erneuerbaren Energien**: Zusätzlich zu dem gesamten Potential der Windkraft, wird gegenüber dem Basisszenario eine um 60 Prozent höhere Photovoltaikleistung benötigt, so dass das Freiflächenpotential ausgeschöpft wird (Bild 97). Auch Biogas und Biomasse werden in geringem Umfang zur Stromerzeugung genutzt.

Biogas wird sowohl zur Aufbereitung zu Biomethan und Einspeisung ins Erdgasnetz als auch zur Strom- und Wärmeerzeugung in BHKW genutzt. Da ein Teil des Biomassepotentials zur Stromerzeugung benötigt wird, wird zur Deckung des Gasbedarfs mit der **Methanisierung** eine bisher ungenutzte Technologie in das Energiesystem eingeführt. Sie ist Bild 99 als PtG (Power to Gas) abgekürzt.

Die an die Stromproduktion gekoppelte Wärmeproduktion von Biogas BHKW und GuD hat zur Folge, dass verglichen mit dem Basisszenario nur gut ein Drittel der Leistung an Elektrodenheizkesseln benötigt wird.

Der Verzicht auf einen Stromimport erfordert eine Reihe neuer Technologien, die sich über die Annuität auf die **Gesamtkosten** auswirken: sie steigen um 31 Prozent verglichen mit dem Basisszenario 2050k. Mit Wasserstoff wird ein neuer Energieträger eingeführt, für den aus den mittleren Stromgestehungskosten von 89 €/MWh und dem Elektrolysewirkungsgrad Gestehungskosten von 135 €/MWh oder umgerechnet 4 €/kg_{H₂} abgeschätzt werden können.

Energieautarkes Thüringen 2050k

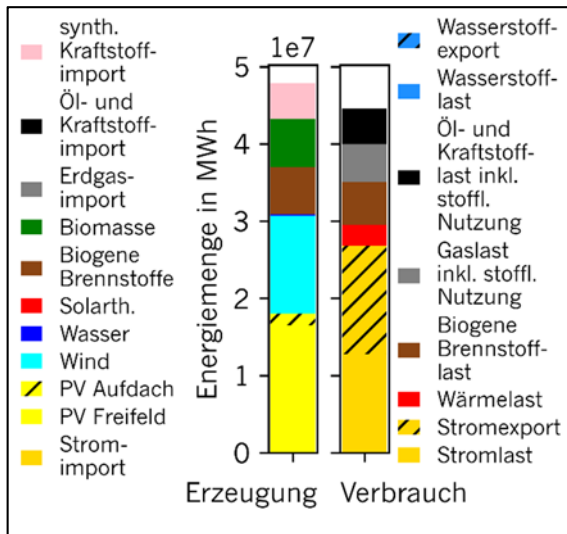


Bild 94: Energiebilanz

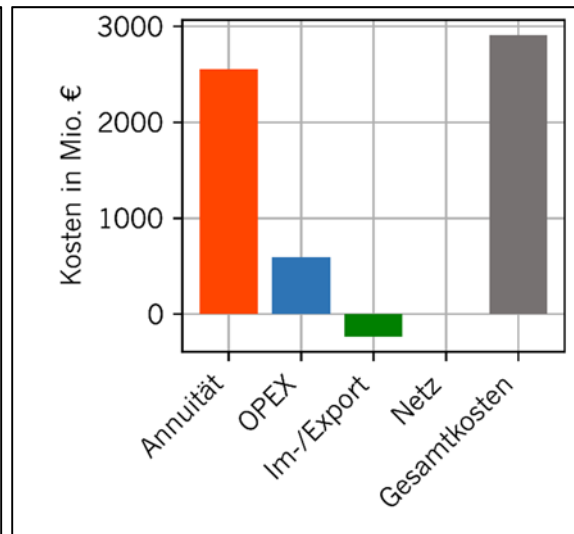


Bild 95: Kosten

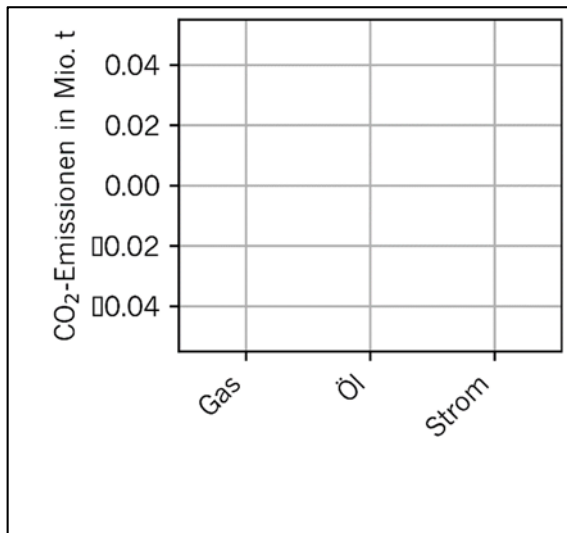


Bild 96: CO2-Emissionen

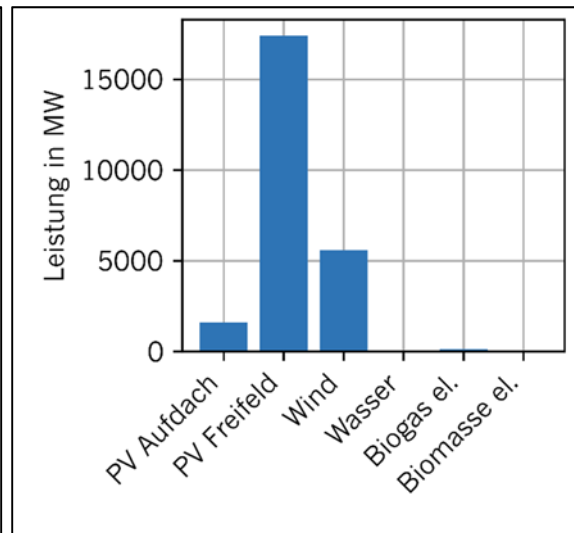


Bild 97: Erneuerbare Energien

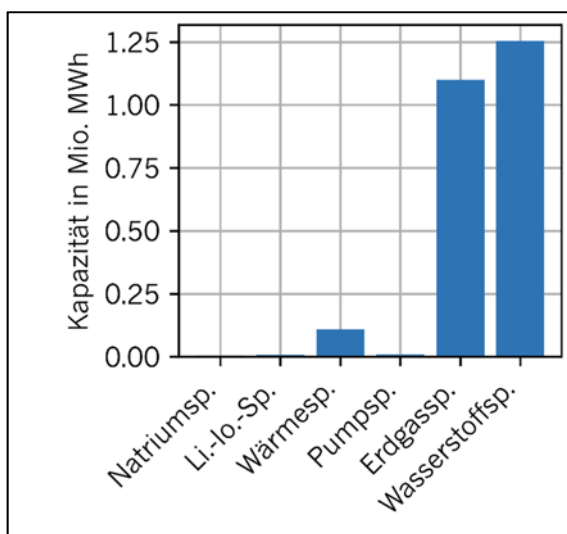


Bild 98: Speicherkapazitäten

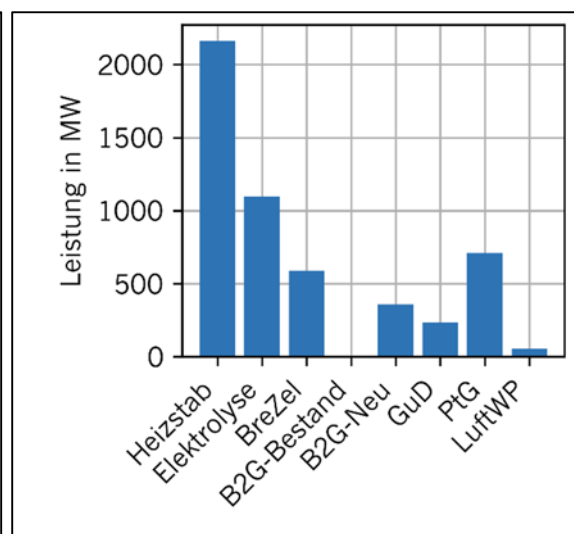


Bild 99: PtX-Technologien

4.6 Speichersensitivität

Dem Energiesystemmodell stehen zwei unterschiedliche elektrochemische Speicheroptionen zur Verfügung: Einerseits **Lithium-Ionen-Batteriespeicher** mit einer C-Rate von 1 und andererseits **Natriumspeicher** mit einer C-Rate von 0,25. Die C-Rate gibt an, welchen Anteil seiner Kapazität der Speicher in einer Stunde zur Verfügung stellen kann. Bei einer C-Rate von 1 kann der Li-Ionen-Speicher innerhalb einer Stunde vollständig be- bzw. entladen werden. Der Natriumspeicher hingegen braucht dafür 4 Stunden. Umgekehrt verhält es sich mit den Investitionskosten, die bei Li-Ionen-Speichern etwa viermal so hoch wie bei Natriumbatteriespeichern sind.

Die bisher berechneten Szenarien arbeiten auf **stündlicher Basis**. In diesem Abschnitt wird untersucht, wie sich eine **viertelstündliche Auflösung** insbesondere auf den Einsatz der Batteriespeicher auswirkt. Dazu wurde ein Strompreismodell implementiert, das auch die viertelstündlichen Strompreisschwankungen des Börsenstroms abbildet (vgl. Kapitel 6.3).

Es wurde erwartet, dass schnelle Stromspeicher mit einer hohen C-Rate für **Arbitragegeschäfte** genutzt werden. Diese finden auch tatsächlich statt, jedoch ohne die Option von Li-Ionen-Speichern zu nutzen. Insgesamt werden 13 Prozent mehr Strom importiert und 3 Prozent mehr exportiert als im stündlich aufgelösten Modell. Die Dynamik der Natrium- und Pumpspeicher reicht für diesen Energieaustausch aus. Zu Zeitpunkten mit verhältnismäßig niedrigem Strompreis wird Strom importiert und in die beiden Stromspeicher geladen, wie in Bild 100 gezeigt. Im viertelstündlich aufgelösten Modell in Bild 101 ist dieses Vorgehen noch deutlicher sichtbar.

Auch die **Elektrodenheizkessel** nutzen die viertelstündlichen Strompreiserunterschiede aus, um Strom in Wärme umzuwandeln und diese im Wärmespeicher einzuspeichern. Dadurch ergibt sich eine etwas geringere Spitzenleistung des Elektrodenheizkessels im viertelstündlich aufgelösten Modell. Niedrigere Investitionskosten und höhere Erlöse aus Arbitragegeschäften sorgen dafür, dass die **Gesamtkosten** in der viertelstündlichen Auflösung des klimaneutralen Szenarios 2050k um 2 Prozent geringer sind als im stündlich aufgelösten Modell.

An dieser Stelle sei drauf hingewiesen, dass elektrochemische Speichertechnologien sich aktuell rasant entwickeln. Die für die Berechnung zugrundeliegenden Kosten für Lithium-Ionen-Speicher entstammen der dena-Leitstudie von 2018 [6] und sind mittlerweile u.U. überholt. Die Technologie- und Kostensprünge in der Batterieentwicklung für die Elektromobilität werden Auswirkungen auch auf stationäre Batteriespeicher haben und sollten für weitergehende Untersuchungen berücksichtigt werden.

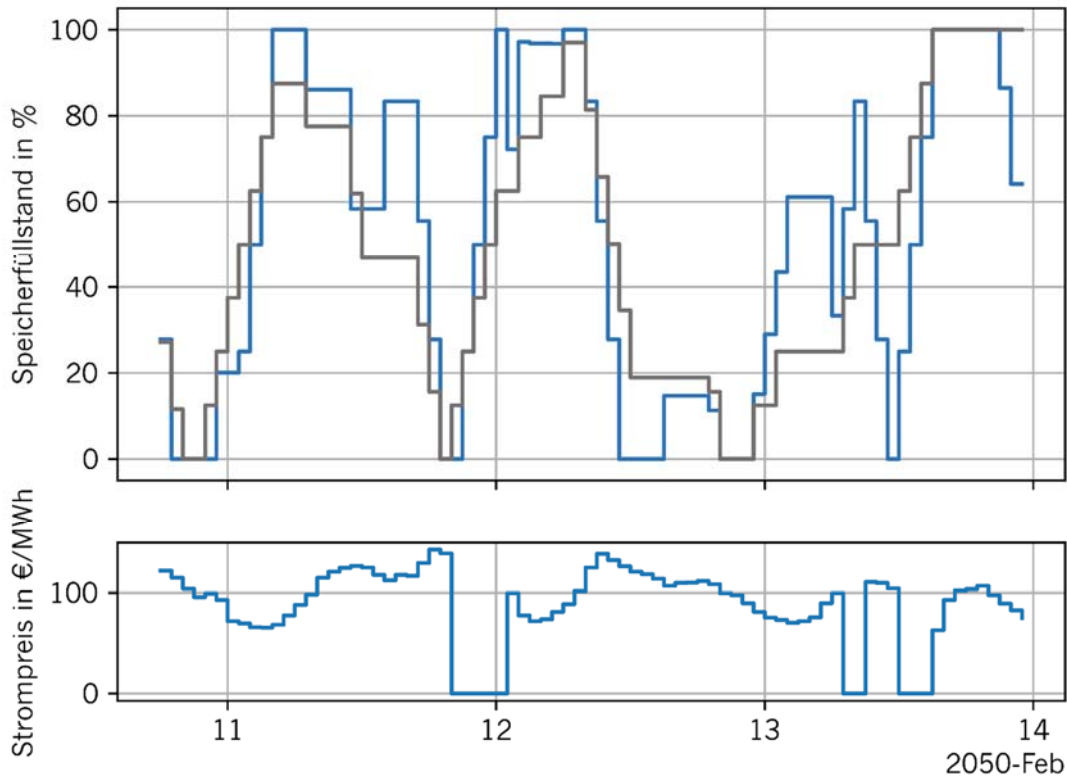


Bild 100: Füllstand Natriumspeicher (blau) und Pumpspeicherkraftwerk (grau) (oben) vs. Stromimportpreis (unten) in der KW 6

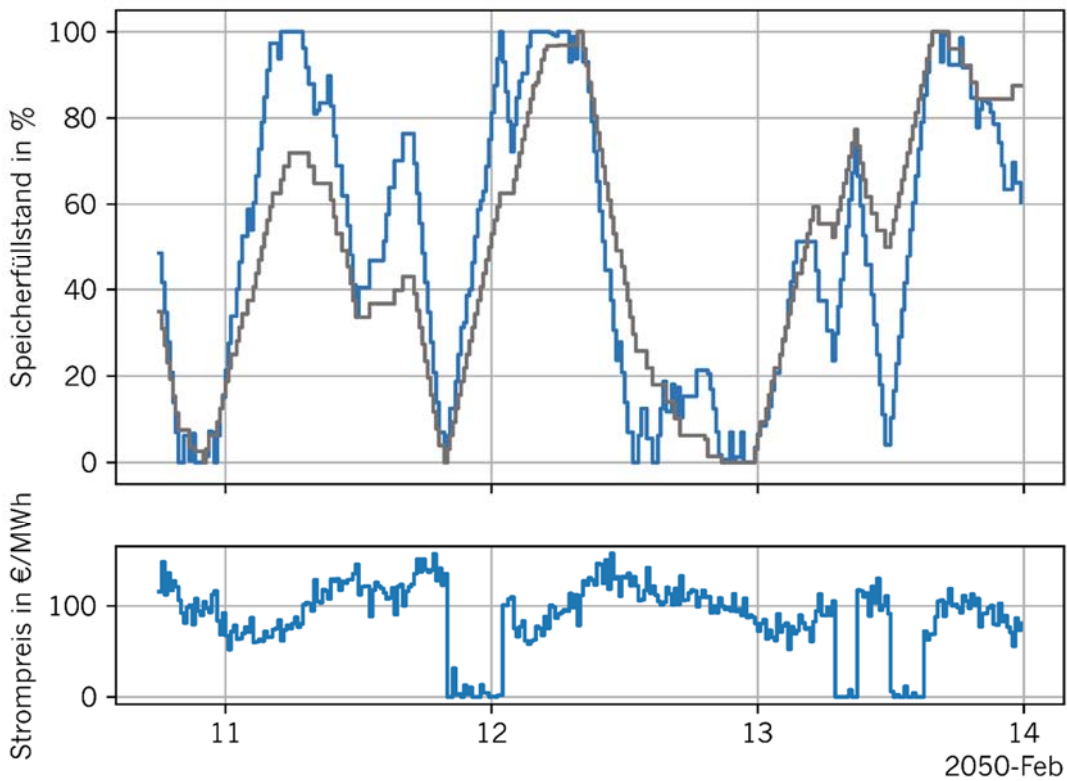


Bild 101: Füllstand Natriumspeicher (blau) und Pumpspeicherkraftwerk (grau) (oben) vs. Stromimportpreis (unten) in der KW 6

Batterie-Sensitivität 2050k

(viertelstündliche Auflösung)

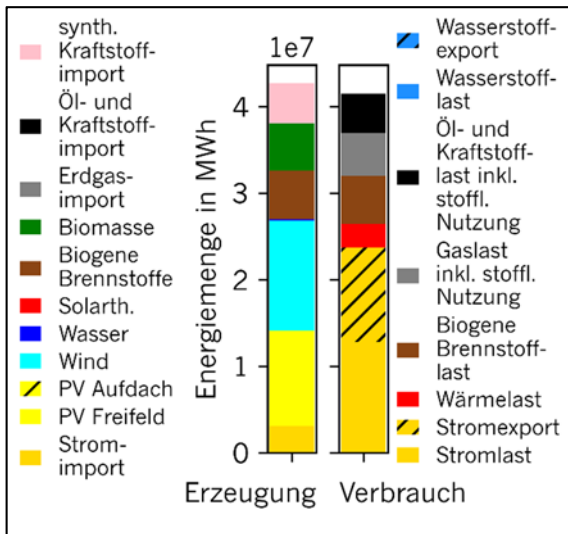


Bild 102: Energiebilanz

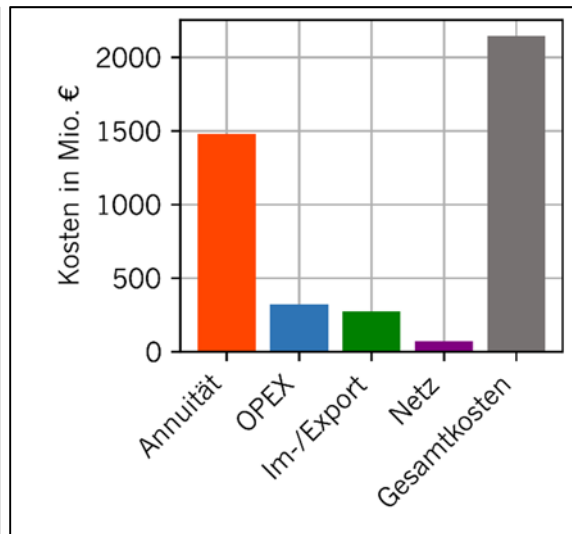


Bild 103: Kosten

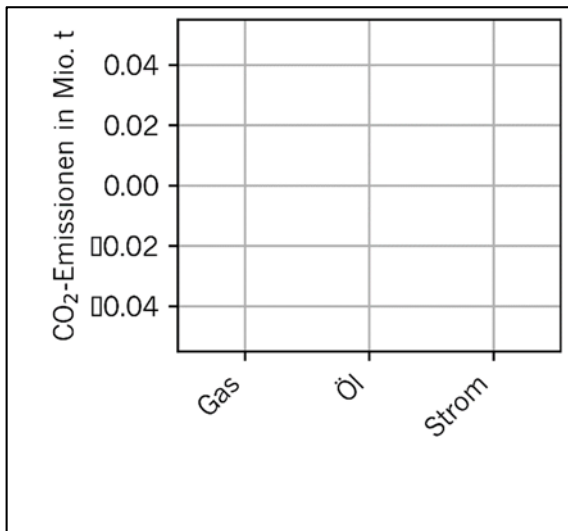


Bild 104: CO2-Emissionen

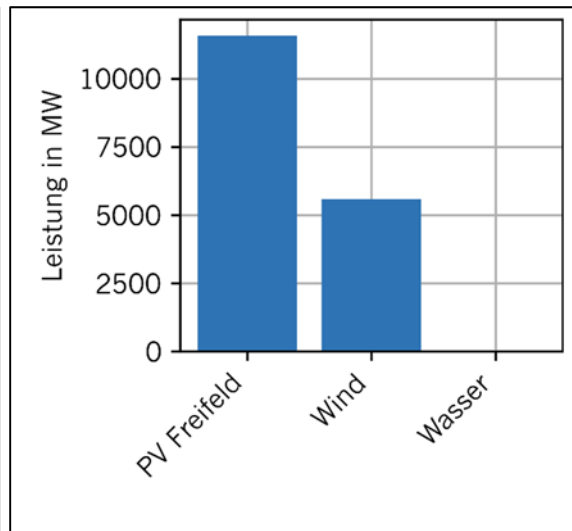


Bild 105: Erneuerbare Energien

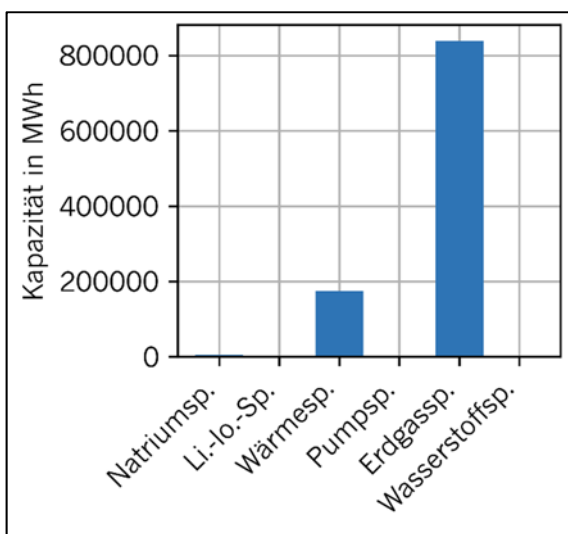


Bild 106: Speicherkapazitäten

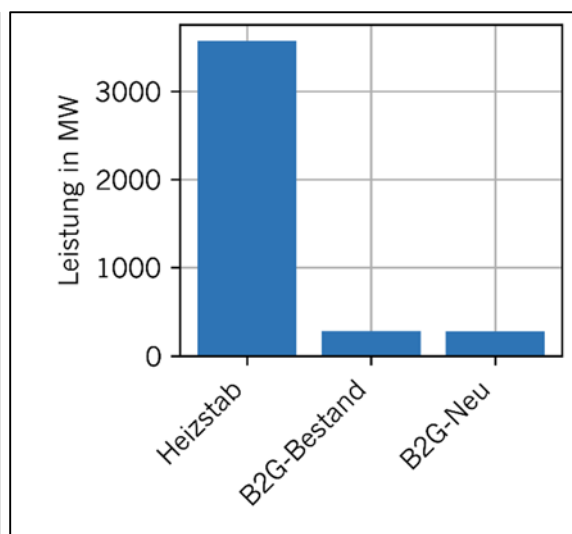


Bild 107: PtX-Technologien

Tabelle 22: Ergebnisse Batterie-Sensitivität bei stündlicher und viertelstündlicher Auflösung für das klimaneutrale Szenario 2050k

Speicher-Sensitivität Jahr	stündlich 2050k	viertelstündlich 2050k
Leistungen [MW]		
Photovoltaik Dachanlagen	0	0
Photovoltaik Freifeldanlagen	11.582	11.582
Windkraft	5.570	5.570
Solarthermie	0	0
Wasser	31	31
Biogas el.	0	0
Biomasse_Stromerzeugung	0	0
Biomasse_Wärmeerzeugung	0	0
Elektrodenheizkessel	3.812	3.578
Elektrolyse	0	0
Brennstoffzelle	0	0
Wasserstoffeinspeisung	0	0
Biogaseinspeisung Bestandsanlagen	286	286
Biogaseinspeisung Neuanlagen	282	282
GuD in KWK	0	0
Methanisierung	0	0
Erdwärmepumpe	0	0
Luftwärmepumpe	0	0
PtL	0	0
Speicherkapazitäten [MWh]		
Natriumspeicher	5.000	5.000
Li-Ionen Speicher	0	0
Wärmespeicher	180.123	174.631
Pumpspeicher	2.304	2.304
Erdgasspeicher	839.051	839.101
Wasserstoffspeicher	0	0
Emissionen [t CO₂-Äquivalente]		
Gasemissionen	0	0
Ölemissionen	0	0
Stromemissionen	0	0
Steinkohleemissionen	\	\
Braunkohleemissionen	\	\
Summe aller Emissionen	0	0
Kosten [Mio. €]		
Annuität	1.483	1.480
OPEX	324	323
Im-/Export	319	275
Netz	68	69
Gesamtkosten	2.194	2.147

4.7 Innovatives Szenario

Das innovative Szenario wurde in Kapitel 2.2 vorgestellt. Es ist gekennzeichnet durch eine höhere Technologieoffenheit, verstärkte Energieeffizienzmaßnahmen insbesondere im Gebäudebereich und den Einsatz von Wasserstoff im Mobilitätsbereich. All diese Faktoren führen zu Veränderungen im Endenergiebedarf, sowohl was dessen Umfang als auch Zusammensetzung angeht (vgl. Bild 12). Das innovative Szenario profitiert im Vergleich zum Basisszenario sowohl von einem je nach Zeitschnitt um 5 - 10 Prozent geringeren Endenergiebedarf sowie einer geringeren Abhängigkeit von Brenngasen und Kraftstoffen.

Die Energiebilanz für das Jahr **2030** zeigt gegenüber dem Basisszenario eine Verschiebung der Energieimporte weg von Öl und Gas hin zu Stromimporten (Bild 108). Dies schlägt sich unmittelbar in verminderten CO₂-Emissionen (Bild 110) nieder. Neben dem noch geringen Thüringer Wasserstoffbedarf wird Wasserstoffexport betrieben und eine entsprechend große Elektrolyseleistung vorgehalten. Im Bereich der PtX-Technologien werden neben dem GuD und einer deutlich höheren Leistung des Elektrodenheizkessels sowohl großtechnische Luft- als auch Erdwärmepumpen betrieben (Bild 113).

2040 ist wie bereits im Basisszenario der Wasserstoffexport unwirtschaftlich, so dass im Vergleich zu 2030 nur noch ein Viertel der Elektrolyseleistung benötigt wird (Bild 119). Der Ausbau der Photovoltaik wird zusammen mit einem starken Ausbau der Leistung des Elektrodenheizkessels und des Wärmespeichers zur Wärmebereitstellung genutzt. Auch zu diesem Zeitschnitt bleiben die Emissionen unter denen des Basisszenarios (Bild 116).

Im Jahr **2050** wird durch die steigende Wasserstofflast erstmals ein Wasserstoffspeicher mit der erheblichen Kapazität von 150 GWh zugebaut (Bild 124). Im Gegensatz zum Basisszenario wird das CO₂-Budget nicht ausgeschöpft (Bild 122). Die Ergebnisse des klimaneutralen Szenarios **2050k** unterscheiden sich nur geringfügig von den Ergebnissen des entsprechenden Basisszenarios. Lediglich der geringere Kraftstoffbedarf macht sich in einem verminderten Import von synthetischen Kraftstoffen bemerkbar (Bild 120).

Insgesamt entlastet das innovative Szenario das Energiesystem. Sowohl Emissionen als auch Gesamtkosten liegen zu allen Zeitschnitten unter den Werten des Basisszenarios. Ein breiterer Technologiemitmix und Flexibilitäten durch das Nichtausschöpfen vorhandene Potentiale, bspw. in der Biomasse, verleihen dem Energiesystem zusätzliche Elastizität.

Innovatives Szenario 2030

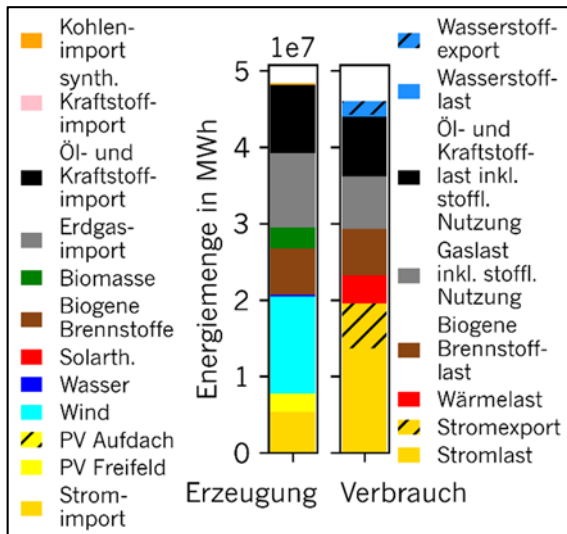


Bild 108: Energiebilanz

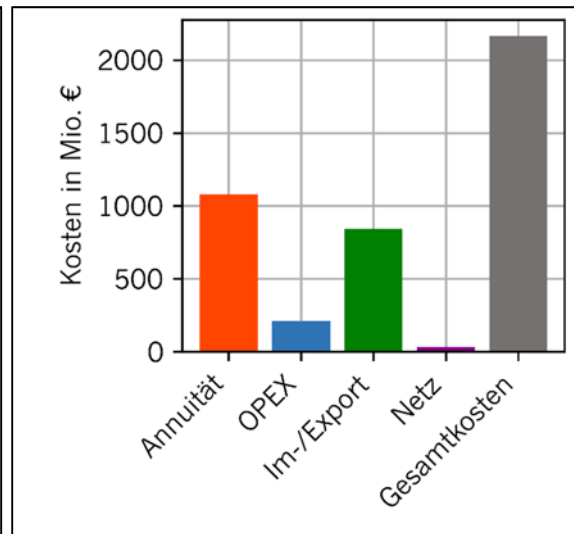


Bild 109: Kosten

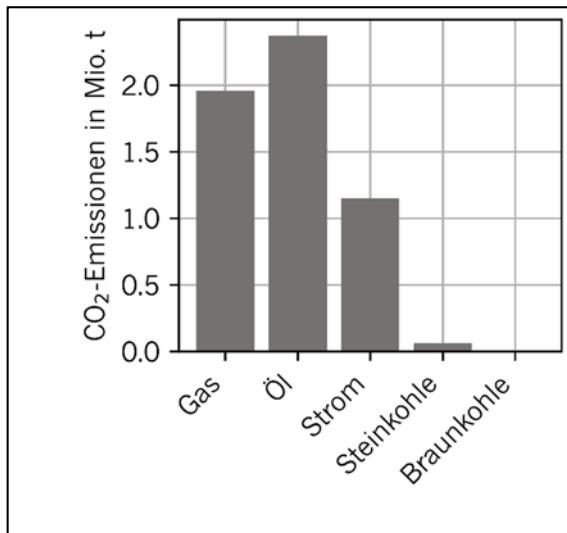


Bild 110: CO2-Emissionen

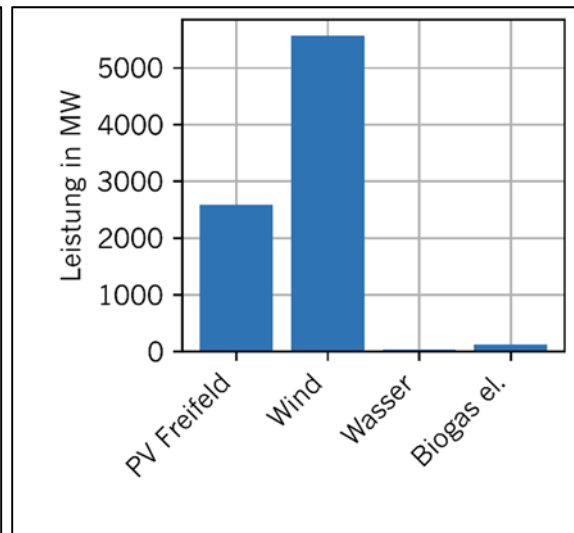


Bild 111: Erneuerbare Energien

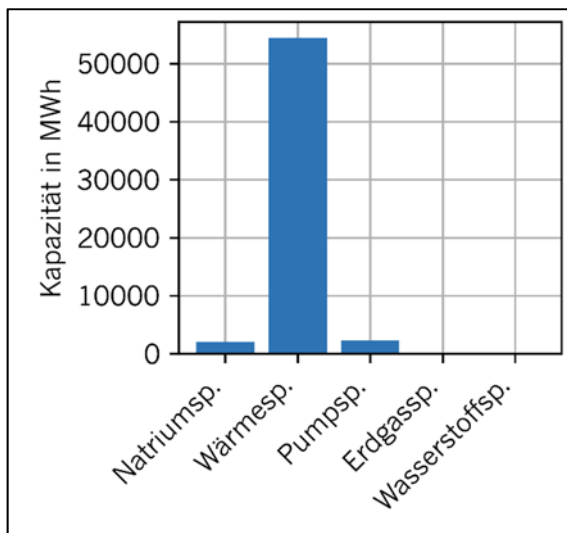


Bild 112: Speicherkapazitäten

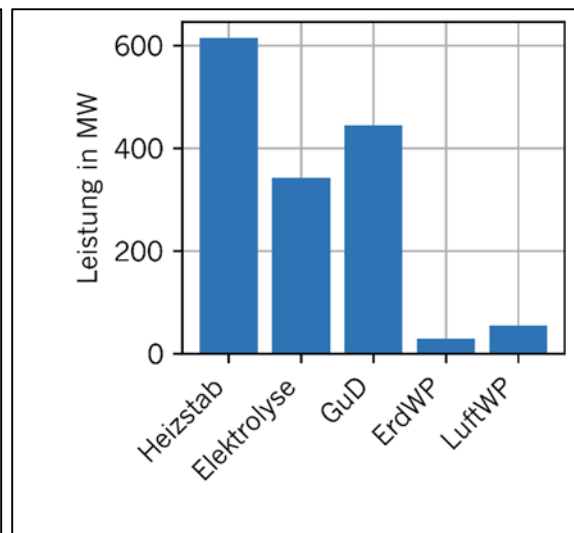


Bild 113: PtX-Technologien

Innovatives Szenario 2040

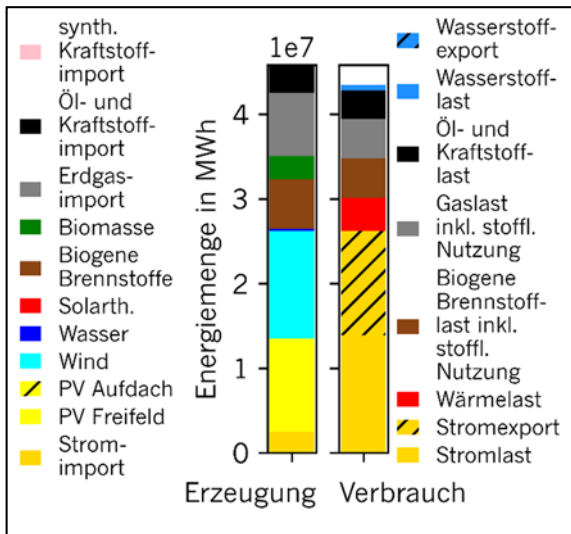


Bild 114: Energiebilanz

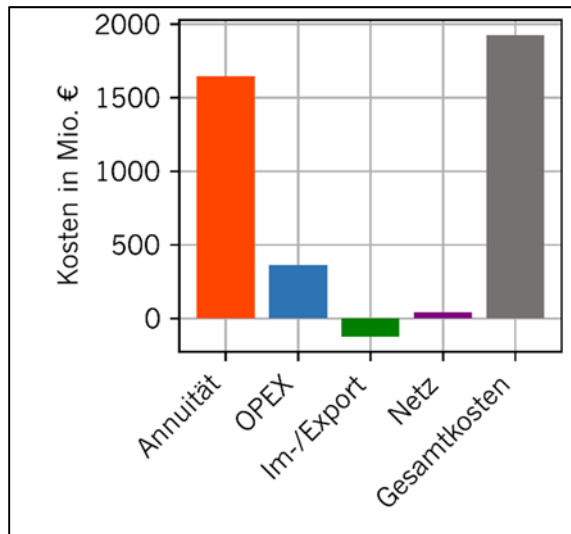


Bild 115: Kosten

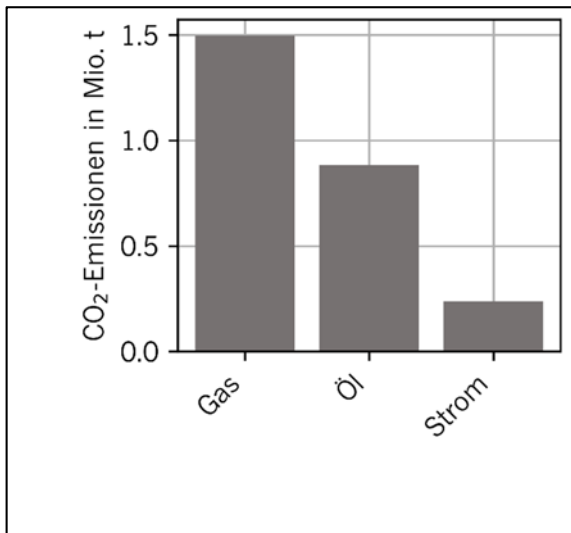


Bild 116: CO2-Emissionen

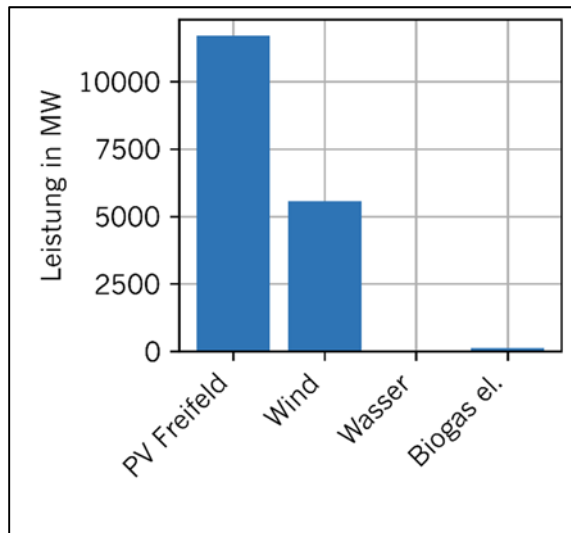


Bild 117: Erneuerbare Energien

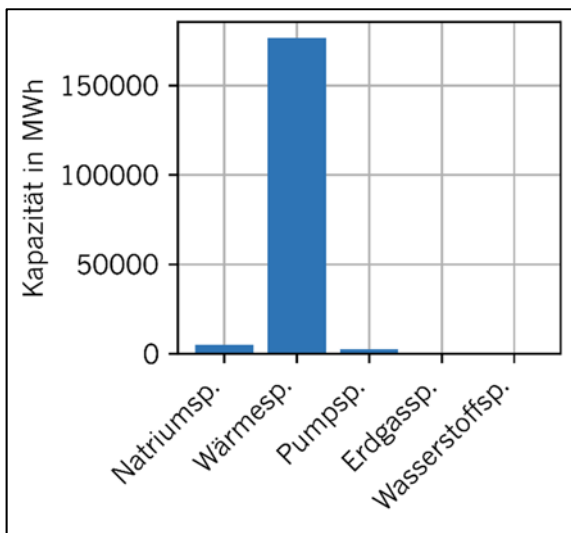


Bild 118: Speicherkapazitäten

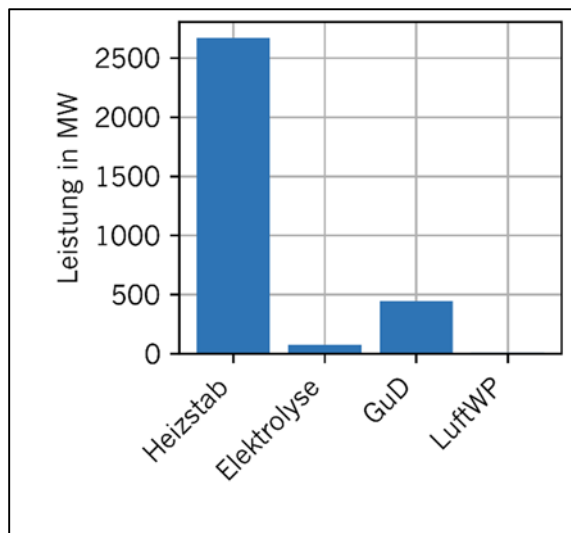


Bild 119: PtX-Technologien

Innovatives Szenario 2050

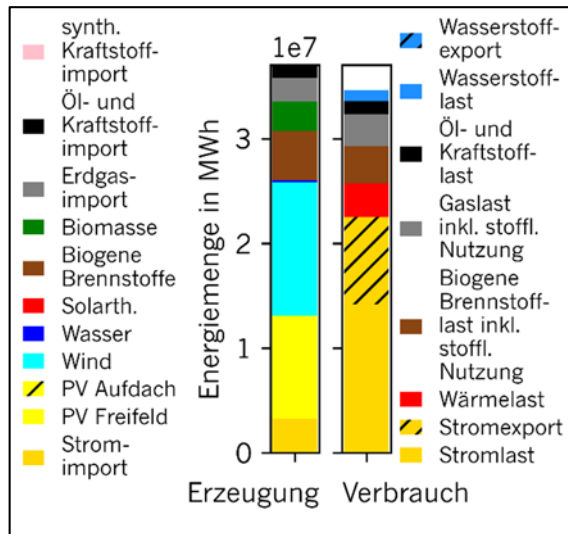


Bild 120: Energiebilanz

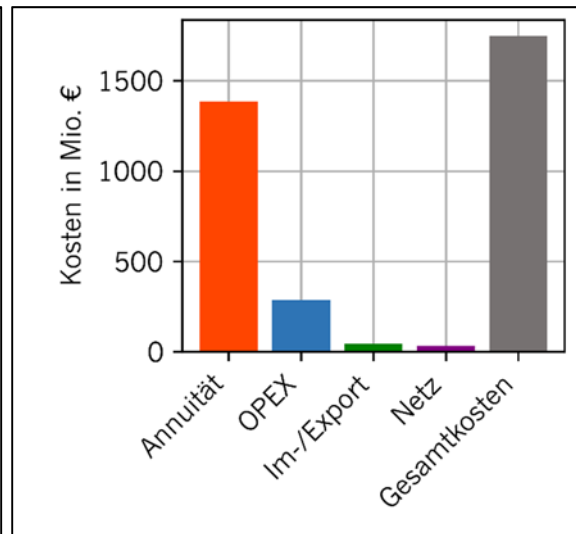


Bild 121: Kosten

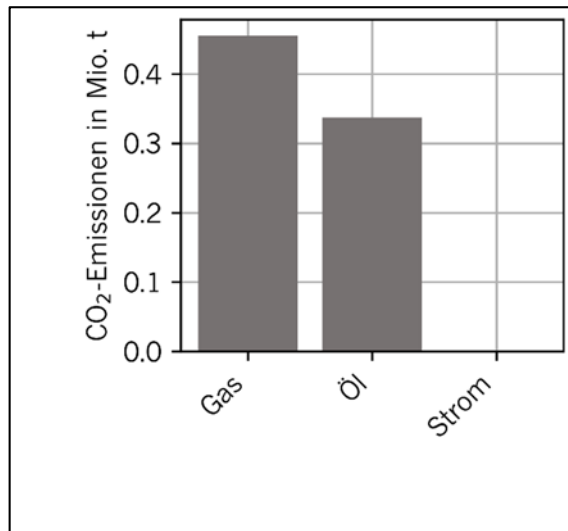


Bild 122: CO2-Emissionen

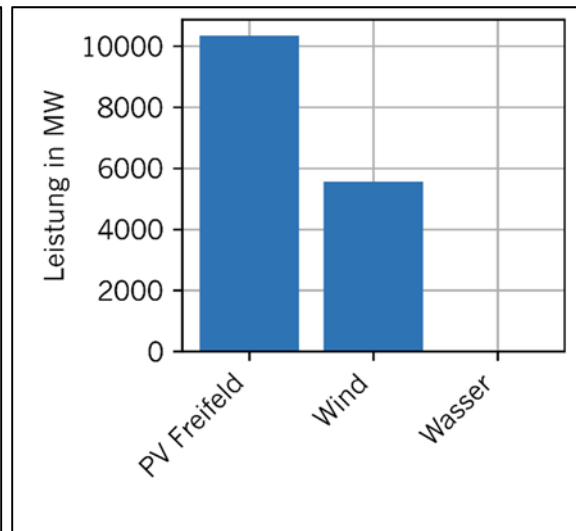


Bild 123: Erneuerbare Energien

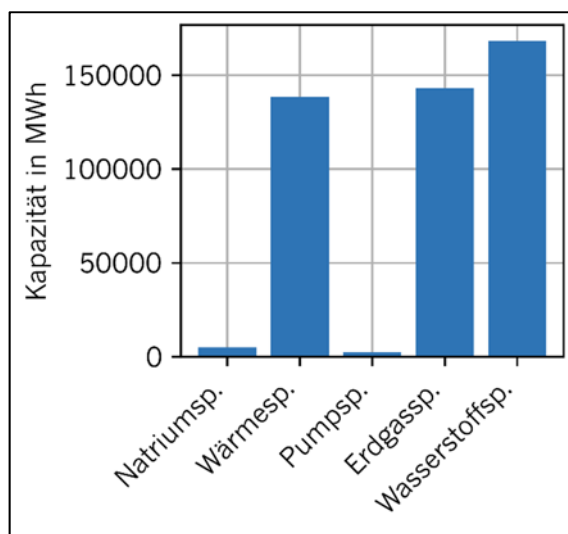


Bild 124: Speicherkapazitäten

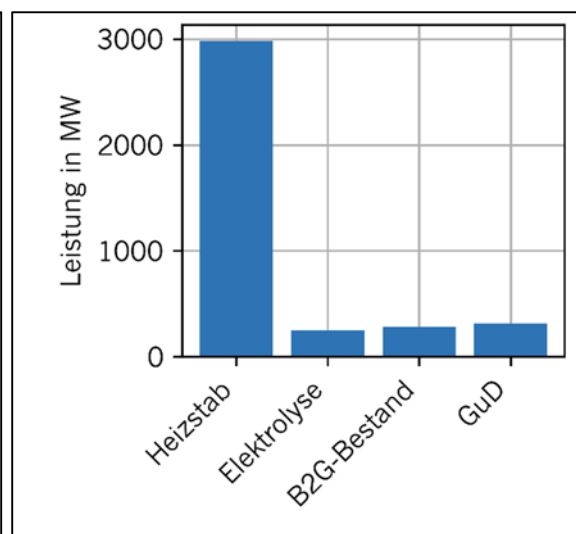


Bild 125: PtX-Technologien

Innovatives Szenario 2050k

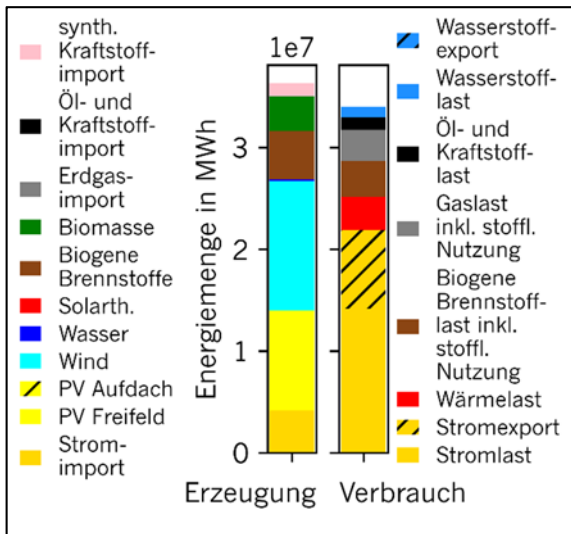


Bild 126: Energiebilanz

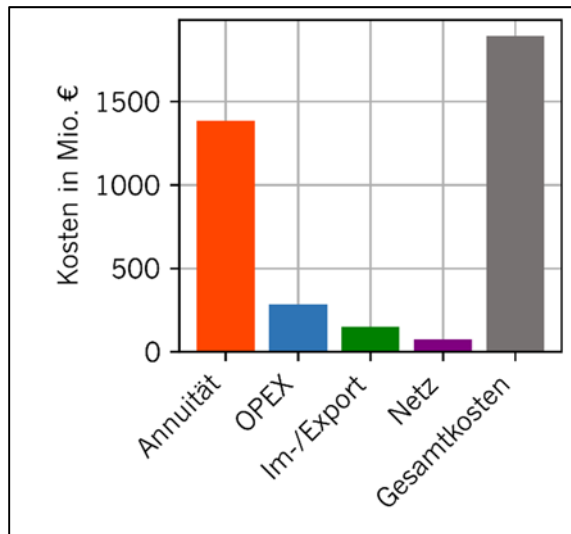


Bild 127: Kosten

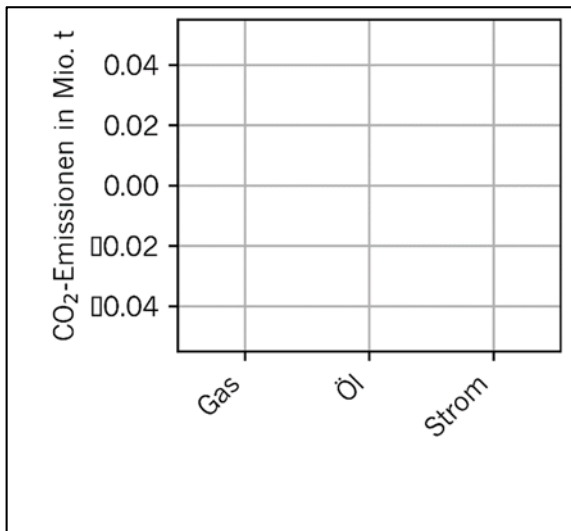


Bild 128: CO2-Emissionen

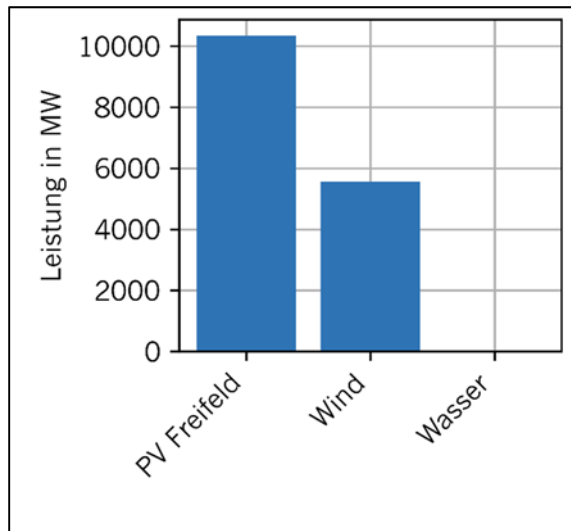


Bild 129: Erneuerbare Energien

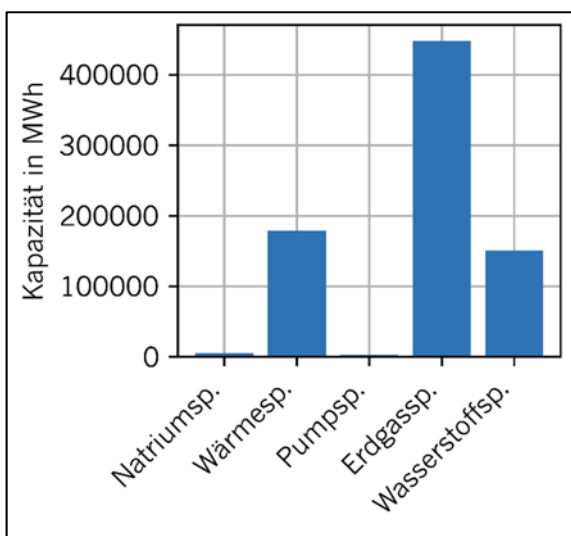


Bild 130: Speicherkapazitäten

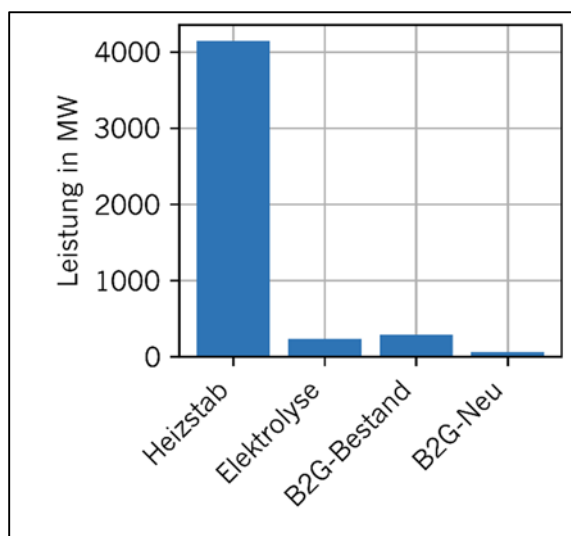


Bild 131: PtX-Technologien

Tabelle 23: Ergebnisse innovatives Szenario

Innovatives Szenario				
Jahr	2030	2040	2050	2050k
Leistungen [MW]				
Photovoltaik Dachanlagen	0	0	0	0
Phovoltaik Freifeldanlagen	2.583	11.710	10.350	10.350
Windkraft	5.570	5.570	5.570	5.570
Solarthermie	0	0	0	0
Wasser	31	31	31	31
Biogas el.	121	121	0	0
Biomasse_Stromerzeugung	0	0	0	0
Biomasse_Wärmeerzeugung	0	0	0	0
Elektrodenheizkessel	615	2.670	2.985	4.146
Elektrolyse	343	74	250	236
Brennstoffzelle	0	0	0	0
Wasserstoffeinspeisung	0	0	0	0
Biogaseinspeisung Bestandsanlagen	0	0	286	286
Biogaseinspeisung Neuanlagen	0	0	0	65
GuD in KWK	445	445	312	0
Methanisierung	0	0	0	0
Erdwärmepumpe	29	0	0	0
Luftwärmepumpe	55	11	0	0
PtL	0	0	0	0
Speicherkapazitäten [MWh]				
Natriumspeicher	2.073	5.000	5.000	5.000
Wärmespeicher	54.453	176.642	138.178	178.722
Pumpspeicher	2.304	2.304	2.304	2.304
Erdgasspeicher	0	0	142.970	448.094
Wasserstoffspeicher	0	0	168.256	150.762
Emissionen [t CO₂-Äquivalente]				
Gasemissionen	1.958.360	1.497.250	455.403	0
Ölemissionen	2.372.738	884.007	337.229	0
Stromemissionen	1.149.012	238.265	0	0
Steinkohleemissionen	62.242	\	\	\
Braunkohleemissionen	0	\	\	\
Summe aller Emissionen	5.542.352	2.619.522	792.632	0
Kosten [Mio. €]				
Annuität	1.078	1.646	1.386	1.384
OPEX	212	362	287	284
Im-/Export	843	-125	43	151
Netz	33	42	32	75
Gesamtkosten	2.166	1.925	1.749	1.894

4.8 Solarthermie-Sensitivität 2050k

In keinem bisher gerechneten Szenario wurde die Option für großtechnische Solarthermieranlagen zur Speisung von Nah- oder Fernwärmenetzen ergriffen. Daher wurden für das klimaneutrale Szenario 2050k die Investitionskosten für Solarthermieranlagen aus dem Basisszenarios von 270 €/m² schrittweise abgesenkt. Im Ergebnis werden bei Investitionskosten von 69 €/m² erstmals Anlagen im Umfang von 6 Hektar gebaut. Die Kosten müssten sich also fast vierteln oder es bräuchte eine entsprechend hohe Subventionierung damit diese Technologieoption in Konkurrenz zu den Power-to-Heat Technologien großtechnisch zum Einsatz käme.

4.9 Transformationspfade

Die bisherigen Szenarienrechnungen stellten den Ausbau des Energiesystems Thüringen zu einem bestimmten Zeitschnitt dar. Anhand dieser Ergebnisse lassen sich nun Transformationspfade ableiten, indem die Entwicklung bestimmter Aspekte des Energiesystems über der Zeit betrachtet wird.

In Bild 132 sind zunächst die **Gesamtkosten** bezogen auf das Basisszenario 2030 dargestellt. Man erkennt, dass die Gesamtkosten aufgrund des sinkenden Endenergiebedarfs und der Lernkurve eines Teils der eingesetzten Technologien zurückgehen; dies trifft auch für das klimaneutrale Szenario 2050k zu, das nur aus Darstellungsgründen nach 2050 angeordnet ist. Der Einfluss des CO₂-Preises ist in beiden Richtungen zunächst erheblich, reduziert sich aber mit der Verdrängung fossiler Energieträger, um schließlich im klimaneutralen Szenario zu verschwinden.

Auch die Entwicklung der **CO₂-Emissionen** in Bild 133 ist auf die Emissionen des Basisszenarios 2030 bezogen. Die Grafik enthält auch rot gestrichelt die Emissionsgrenze: eingetragen ist das in den Thüringer Klimazielen verankerte CO₂-Budget für die verschiedenen Jahre. Im Jahr 2030 sind das bei 70 Prozent Reduktion der Treibhausgasemissionen 9 Mio. t, 2040 mit einer achtzigprozentigen Reduktion 6 Mio. t und für das Jahr 2050 bei 95 Prozent Reduktion 1,5 Mio. t CO₂-Äquivalente bzw. Null für das klimaneutrale Szenario. Die Steuerungswirkung des CO₂-Preises ist insbesondere bei dem größten CO₂-Budget im Jahr 2030: eine Halbierung des CO₂-Preises führt zu 30 Prozent höheren Emissionen. Umgekehrt ist eine Verdoppelung des CO₂-Preises auf knapp 158 €/t in 2030 noch nicht ausreichend, um eine großtechnische Substitution von fossilen Energieträgern durch Power-to-Gas oder Power-to-Liquid Technologien anzureizen.

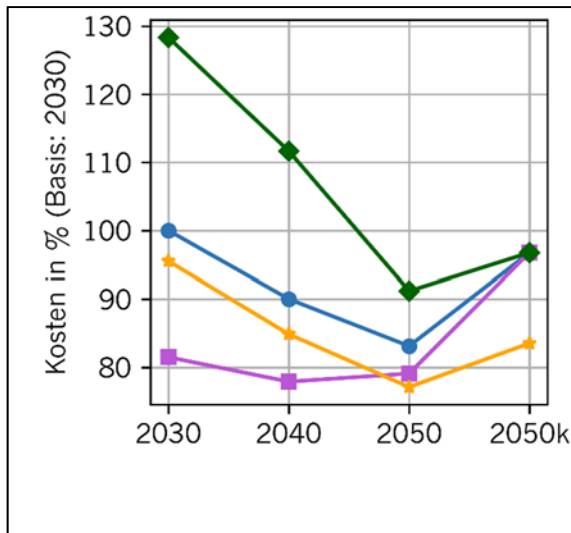


Bild 132: Gesamtkosten

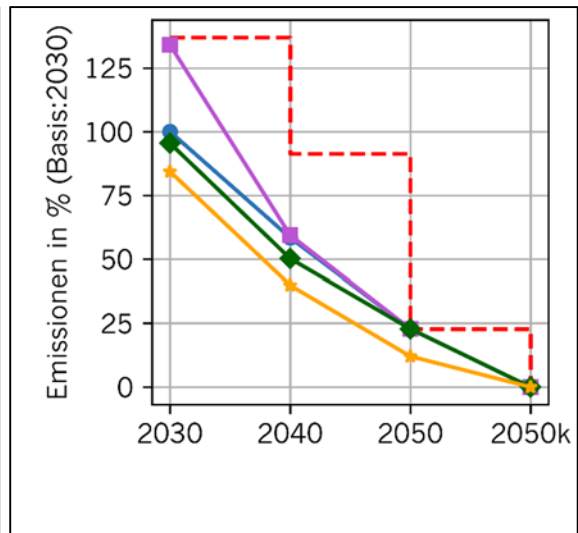


Bild 133: Emissionen

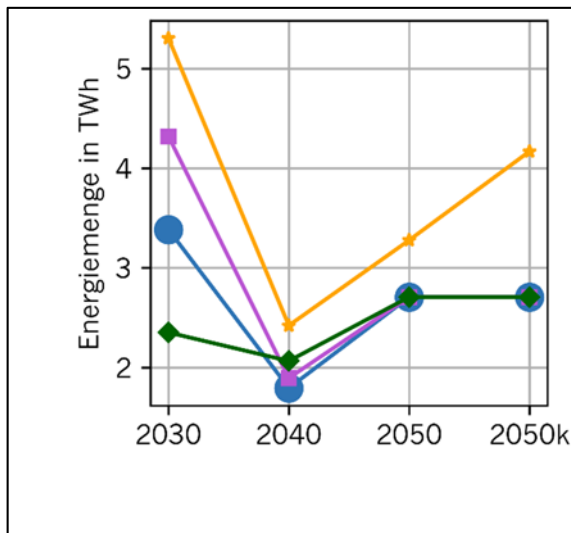


Bild 134: Stromimport

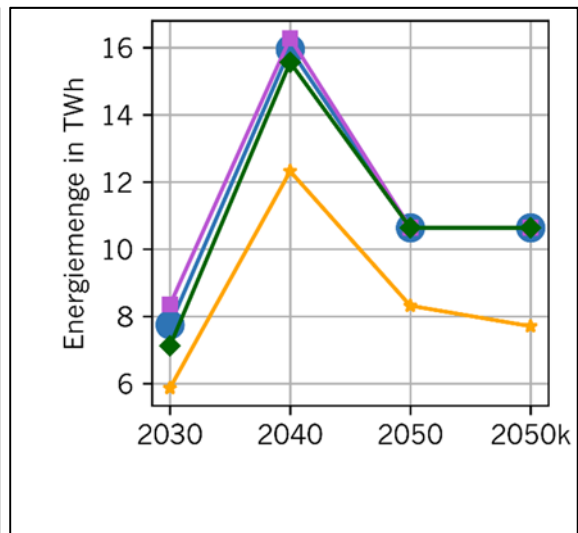


Bild 135: Stromexport

Der **Stromtausch** zwischen Thüringen und dem europäischen Verbundnetz verändert sich grundlegend (Bild 134 f). Während Thüringen heute Netto-stromimporteur ist, sorgt der Ausbau der Erneuerbaren Energien bereits 2030 dafür, dass in allen Szenarien in Summe mehr Strom exportiert als importiert wird. Das innovative Szenario weist dabei die ausgeglichene Strombilanz auf. Eine extreme Situation ergibt sich für das Jahr 2040 mit einem Nettostromexport zwischen 10 und 14 TWh: hier trifft das Ausbauziel „bilanziell erneuerbar“ auf eine noch nicht entwickelte Power-to-Heat Landschaft, so dass insbesondere Photovoltaiküberschüsse exportiert werden. Insgesamt ist der Stromtausch durchaus intensiv, wenn man ihn mit dem Endenergiebedarf Thüringens an Elektrizität ins Verhältnis setzt: dieser liegt je nach Szenario zwischen 12 und 14 TWh.

- Potentialgrenze
- Basisszenario
- Halber CO₂-Preis
- ◆ Doppelter CO₂-Preis
- ★ Innovatives Szenario

Bezüglich des Ausbaus der **Erneuerbarer Energien** zeigen Bild 136 für die Windkraft und Bild 137 für die Photovoltaik ein eindeutiges Bild: beide Technologien werden schnell und mit hoher Leistung benötigt. Im Fall der **Windkraft** wird bereits 2030 das zur Verfügung stehende Potential von 1 Prozent der Landesfläche vollständig genutzt. Auch in allen weiteren Szenarien ist das gesamte Windpotential Bestandteil eines kostenminimalen Energiesystems. Geht man von der im Jahr 2020 vorhandenen Leistung an Windkraftanlagen von 1.648 MW aus, bedeutet dies innerhalb von 10 Jahren eine Verdreifachung der installierten Leistung – eine enorme Herausforderung.

Wenngleich der volle Ausbau der **Photovoltaik** erst 2040 erfolgt, sind die Ausbauziele für 2030 nicht weniger anspruchsvoll: ausgehend von 1.464 MW in 2020 ist auch hier annähernd eine Verdreifachung der installierten Leistung notwendig. Der Rückgang der benötigten Photovoltaikleistung nach 2040 resultiert aus einem gesunkenen Endenergiebedarf und kann durch unterbliebene Reinvestitionen in 2030 errichtete Anlagen realisiert werden. Das ermittelte Freiflächenpotential wird in keinem der hier betrachteten Szenarien ausgeschöpft. Es wurde bereits darauf hingewiesen, dass die vorrangige Entwicklung des Freiflächenpotentials seitens des Optimierers in einem etwas höheren Ertrag der Freiflächenphotovoltaik gegenüber der Dachflächenphotovoltaik begründet ist. In der Realität ist eine Entwicklung beider Potentiale zu erwarten, so dass sich die Potentialgrenze in Bild 137 weiter nach oben schieben würde.

Beim **innovativen Szenario** wird aufgrund des niedrigeren Endenergiebedarfs etwas weniger auf Photovoltaik gesetzt und stattdessen im Rahmen des noch zur Verfügung stehenden CO₂-Budgets mehr Strom zu Bedarfszeiten importiert.

Die schrittweise Substitution von fossilen Energieträgern im Wärmebereich sorgt für den kontinuierlichen Ausbau von Power-to-Heat Technologien – allen voran der **Elektrodenheizkessel** (Bild 138), der sich durch niedrige spezifische Investitionskosten auszeichnet. Dadurch ist er besonders geeignet, Stromerzeugungsüberschüsse z.B. aus der mittäglichen Photovoltaikspitze abzufangen. Dazu werden **Wärmespeicher** benötigt, die ggf. sogar eine saisonale Speicherung der Wärme erlauben (Bild 139). Die Korrelation zwischen Elektrodenheizkesselleistung und Wärmespeicherkapazität ist in allen Szenarien klar zu erkennen. Im Endausbau wird ein Wärmespeicher mit einer Kapazität von rund 180 GWh benötigt, der sich auf die Standorte großer Nah- bzw. Fernwärmenetze in Thüringen aufteilt. Dabei sind sensible Kies-Wasser-Speicher mit einer Kapazität von einigen GWh bereits Stand der Technik.

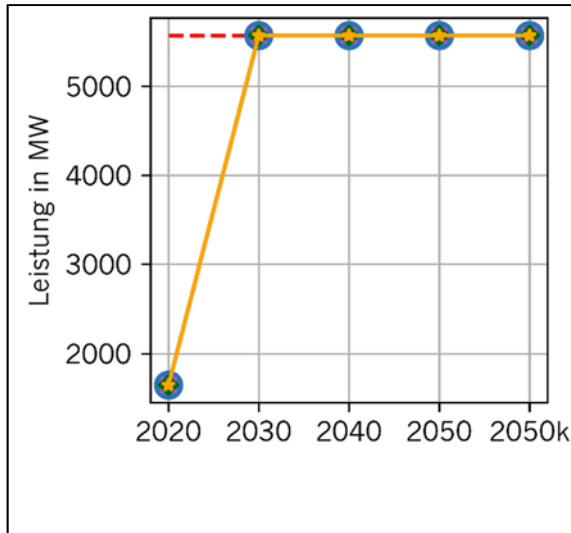


Bild 136: Windkraft

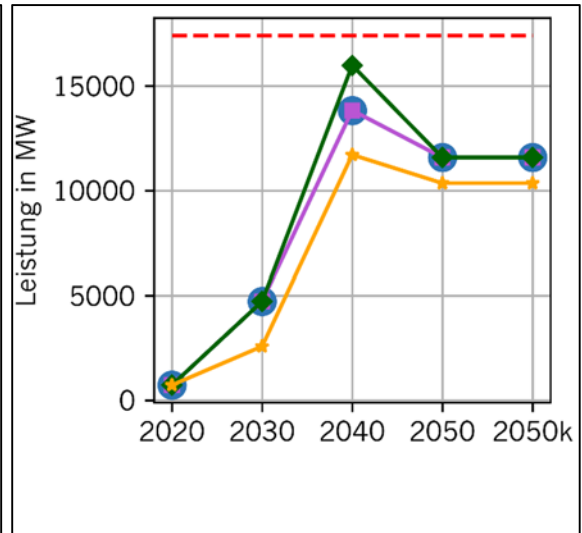


Bild 137: Photovoltaik-Freiflächen

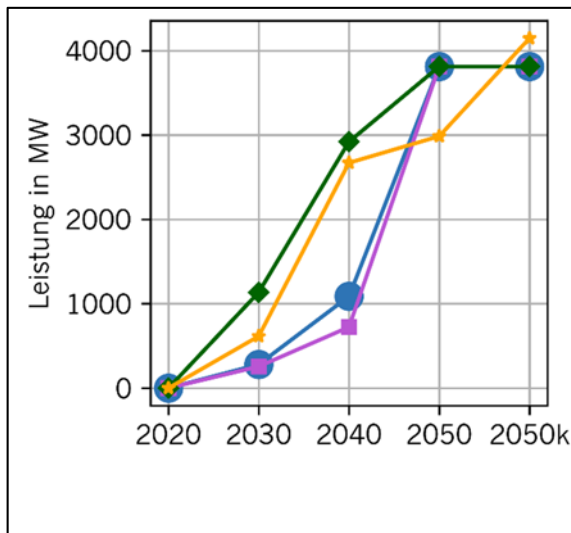


Bild 138: Elektrodenheizkessel

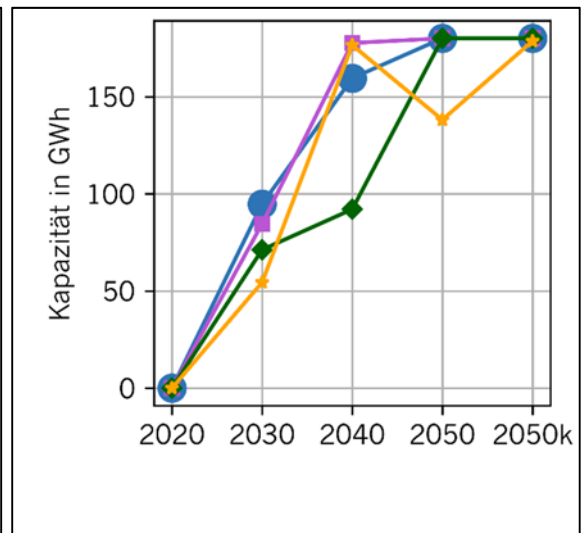


Bild 139: Wärmespeicher

- Potentialgrenze
- Basisszenario
- Halber CO₂-Preis
- ◆ Doppelter CO₂-Preis
- ★ Innovatives Szenario

Neben dem Wärmespeicher werden weitere **Speicheroptionen** zu unterschiedlichen Zeiten innerhalb des Energiesystems Thüringen allokiert. Das Potential des Natrium-**Batteriespeichers** wird ab 2040 vollständig ausgeschöpft (Bild 140). 2030 hängt der Einsatz noch stark vom CO₂-Preis ab: Beim halbierten CO₂-Preis ist der Stromimport höher, entsprechend können Stromspeicher kleiner dimensioniert werden. Umgekehrt beim doppelten CO₂-Preis: der Stromimport geht zurück und regenerativ erzeugter Strom wird zwischengespeichert. Dieser Effekt ist 2040 auch bei den **Pumpspeicherkraftwerken** (Bild 141) zu beobachten. In allen anderen Szenarien wird nur die dem Energiesystemmodell vorgegebene Untergrenze genutzt. Diese minimale Kapazität der Pumpspeicherkraftwerke ist nicht der Thüringer Bestand. Die besondere Situation Thüringens mit einem knappen Viertel der bundesdeutschen Pumpspeicherleistung würde hier zu einer starken Verzerrung führen. Aus dem Grund wurde die bundesdeutsche Pumpspeicherkapazität flächenanteilig auf Thüringen heruntergerechnet.

Auch **Erdgasspeicher** (Bild 142) werden in allen Szenarien mit einer zunehmenden Kapazität benötigt. Dabei erfolgt die Nutzung überwiegend zur (saisonalen) Zwischenspeicherung von Biomethan. Der **Wasserstoffspeicher** (Bild 143) wird nur im innovativen Szenario, d.h. beim Vorliegen einer Wasserstofflast gebaut. Wasserstoff als reines Speichermedium sowie als Grundlage von Power-to-Gas Prozessen wurde nur im Autarkie-Szenario genutzt, das hier nicht mit dargestellt wurde. Der in allen Szenarien erfolgte Wasserstoffexport im Jahr 2030 ist eher als eine Inkonsistenz des Modells zu bewerten: wenn in Thüringen Wasserstoff zu einem bestimmten Preis hergestellt werden kann, dann auch in Bundesländern wie Sachsen-Anhalt, das hier als Exportziel angenommen wurde.

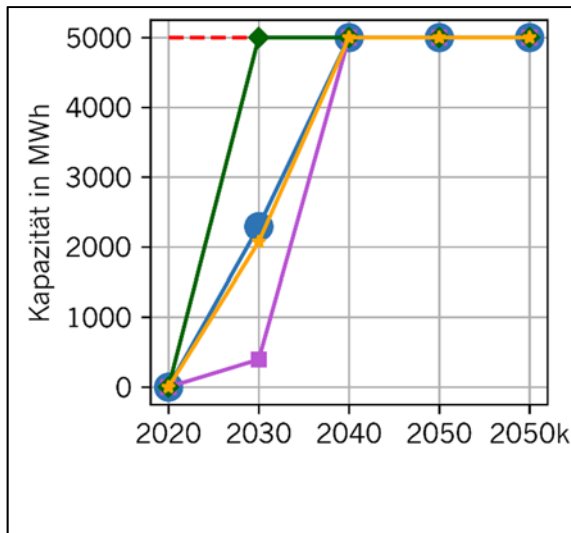


Bild 140: Batteriespeicher

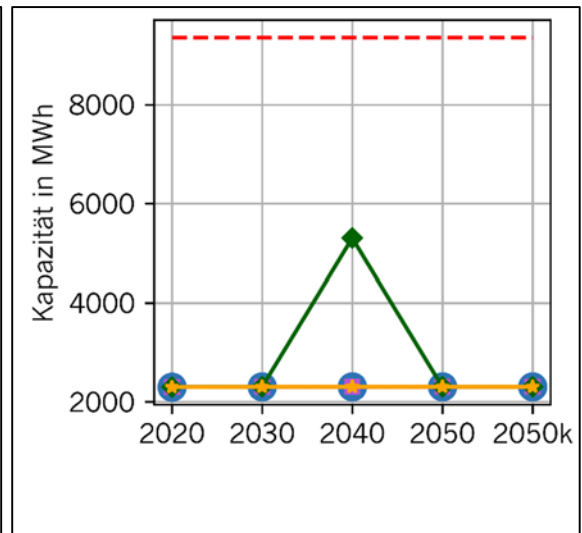


Bild 141: Pumpspeicherkraftwerke

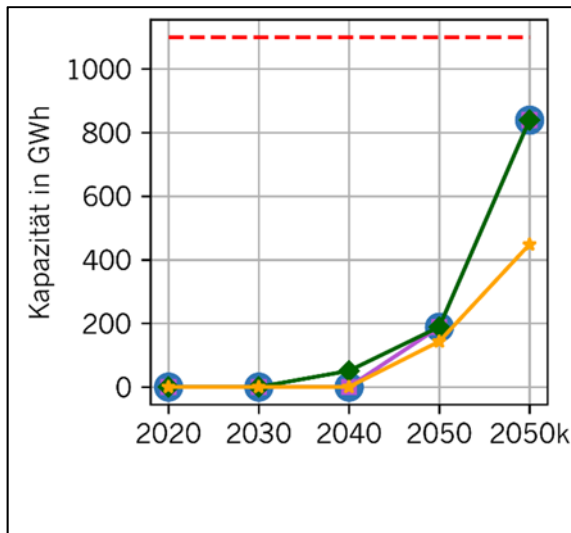


Bild 142: Erdgasspeicher

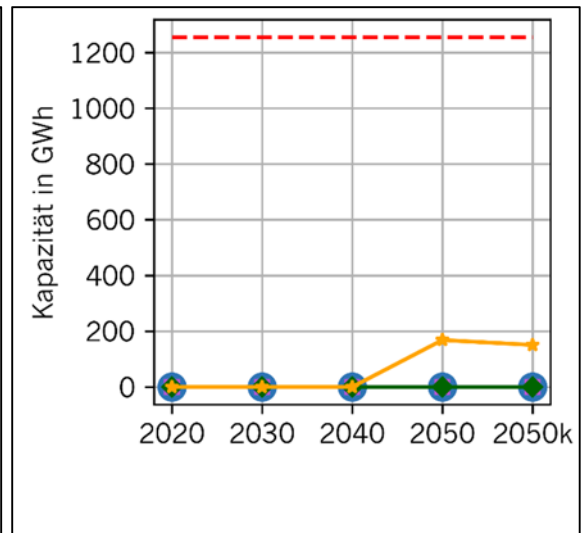


Bild 143: Wasserstoffspeicher

- Potentialgrenze
- Basisszenario
- Halber CO₂-Preis
- ◆ Doppelter CO₂-Preis
- ▲ Innovatives Szenario

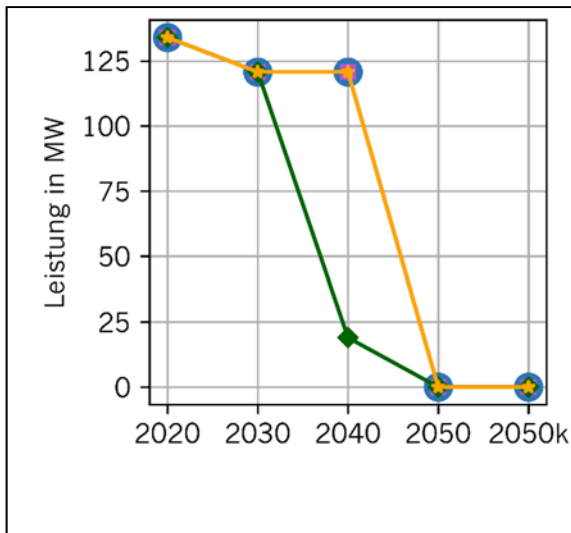


Bild 144: Biogas BHKW (el. Leistung)

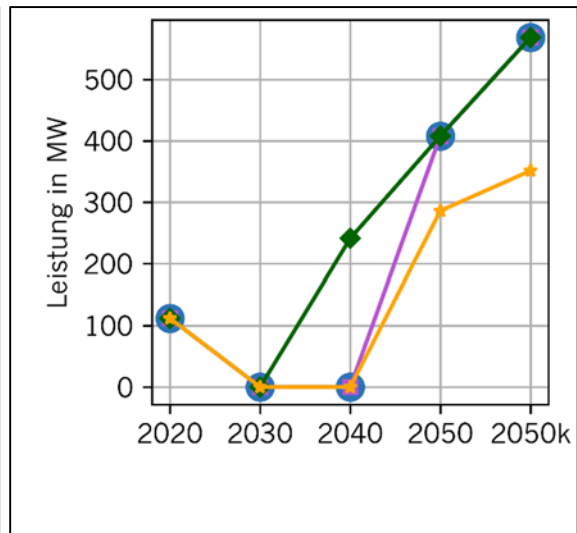


Bild 145: Biogaseinspeisung (Bestand + Neu)

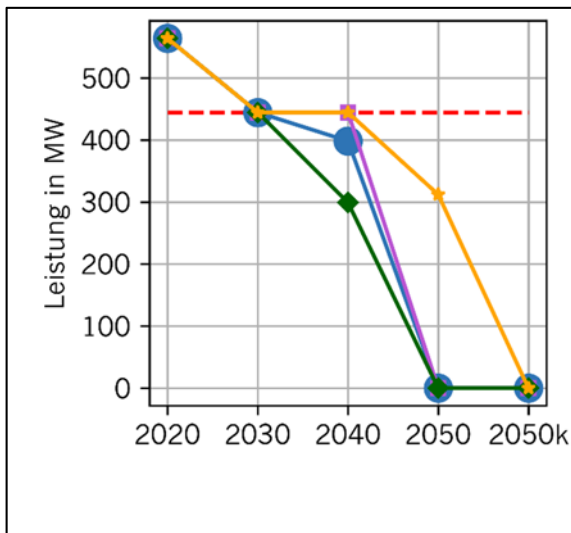


Bild 146: GuD in KWK

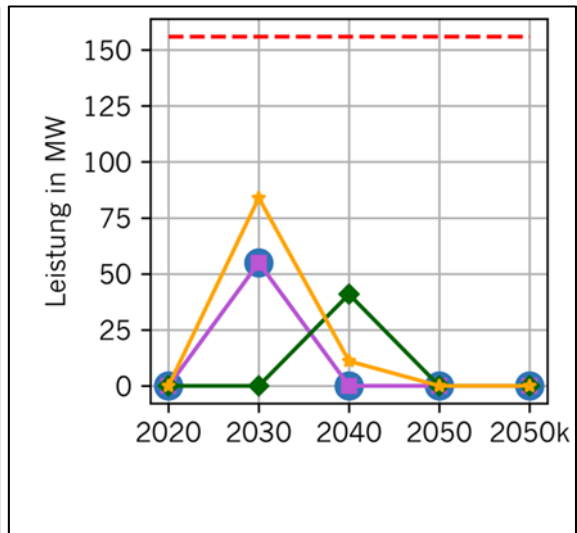


Bild 147: (Erd- und Luft-) Wärmepumpen

Die bereits in Kapitel 4.2 thematisierte **Nutzungsänderung der Bio-Technologien** ist in Bild 144 für das Biogas BHKW, in Bild 146 für das GuD und in Bild 145 für Biogaseinspeisungstechnologien dargestellt: in allen Szenarien wird die direkte Verbrennung von Biogas in Kraft-Wärme-Kopplung durch eine flexible Nutzung als Biomethan ersetzt und damit der auch 2050 noch bestehende Bedarf an Brenngasen klimaneutral gedeckt.

Großtechnische **Wärmepumpen** (Bild 147) werden in allen Szenarien nur zu Zeitschnitten mit hohem Endenergiebedarf eingesetzt. Aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Investitionskosten eignen sie sich weniger zur Aufnahme kurzzeitiger Stromspitzen als Elektrodenheizkessel.

- Potentialgrenze
- Basisszenario
- Halber CO₂-Preis
- ◆ Doppelter CO₂-Preis
- ▲ Innovatives Szenario

B Methodik

5. Energiesystemmodellierung

Im Rahmen dieses Berichts werden nicht nur die Eingangsdaten und Ergebnisse der Energiesystemmodellierung für Thüringen vorgestellt, sondern auch das Simulationsmodell selbst veröffentlicht. Kapitel 5 richtet sich daher an Entwicklerinnen und Entwickler, die das Energiesystemmodell selbst nutzen, anpassen oder weiterentwickeln wollen.

5.1 Die Simulationsumgebung oemof

Das Akronym oemof steht für *open energy modelling framework* und ist eine in Python implementierte open-source Simulationsumgebung für Energiesysteme. Sie wird von einem Entwicklerteam des Reiner Lemoine Instituts Berlin, der Hochschule Flensburg und der Universität Bremen weiterentwickelt. Das vorliegende Energiesystemmodell wurde mit der Version 0.4.1 simuliert. Oemof ist objektorientiert und setzt auf das Framework pyomo auf. Pyomo erzeugt eine Datei für die lineare Programmierung, die die vom Solver zu lösende Zielfunktion und die Nebenbedingungen enthält. Das Modell wird mit dem Open-Source Solver cbc optimiert (siehe Kapitel 5.2). Das oemof-Package solph stellt Klassen zur Simulation der Bestandteile eines Energiesystems zur Verfügung, welches blockweise aufgebaut ist. So ist z.B. die Solarthermie ein Block und die Fernwärmelast ein anderer. Nachfolgend werden alle Klassen, die zur Modellierung des Energiesystems Thüringen verwendet wurden, kurz erläutert. Darüber hinaus verfügt solph noch über weitere Klassen.

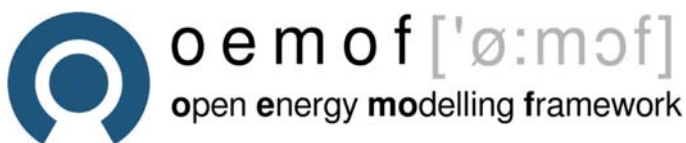


Bild 148: Projektlogo [26]

Das Energiesystem setzt sich aus Quellen, Senken, Speichertechnologien, Umwandlungsstellen und Verbindungsleitungen zwischen diesen zusammen. Die vorrangig verwendeten Komponenten für das Energiesystem Thüringen sind daher:

- `Source()`
- `Sink()`
- `GenericStorage()`

- `Transformer()`
- `Bus()`

Jede Komponente ist mit mindestens einem Bus verbunden. Jeder Knoten im Programm wird mit einem Namen (label) eindeutig bezeichnet. Zu Beginn wird eine Instanz der Klasse `EnergySystem()` erzeugt, der als Parameter das zu simulierende Zeitintervall übergeben wird und der alle Objekte des Energiesystemmodells hinzugefügt werden.

Für Energiequellen, denen Einspeiseprofil, Nennleistung, Kosten und Haltezeiten (bei Kraftwerken) mit übergeben werden können, sieht solph die Klasse `source()` vor. Eine Instanz der Klasse `Source()` hat einen Ausgang (`outputs`) und keinen Eingang. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen als Energielieferanten sind insbesondere mit der Klasse `GenericCHP()` abbildbar. Dazu zählen Blockheizkraftwerke und Heizkraftwerke mit Gegendruckturbinen.

Die Klasse `sink()` repräsentiert das Verhalten von Verbrauchern. Einem Verbraucher können Lastprofil und Nennleistung zugeordnet werden; Kosten sind an der Stelle nicht notwendig, da Ziel der Optimierung die kostenoptimale Deckung der Last in jedem Zeitschritt ist. `sink()` hat einen Input – das Dictionary `inputs` und keinen Ausgang. Der Schlüssel des Dictionarys ist der Quellbus, von dem die Senke ihre Energie bezieht. Der Wert ist der Aufruf der Klasse `Flow()`, der die gewünschten Eigenschaften des Energieflusses übergeben werden.

Die Klasse `GenericStorage()` bildet die charakteristischen Eigenschaften eines Energiespeichers ab. Eine Instanz der Klasse hat zunächst einmal zwei Attribute, die den Energiefluss in den Speicher (`inputs`) und aus dem Speicher (`outputs`) definieren. Die Nennkapazität (`nominal_storage_capacity`) kann fest vorgegeben oder vom Optimierer bestimmt werden. Die boolesche Variable `balanced` ist standardmäßig auf `true` gesetzt, was bedeutet, dass der Speicher am Ende wieder genauso voll ist, wie zu Beginn des Simulationszeitraums. Das `initial_storage_level` bestimmt den Füllstand des Speichers im ersten Zeitschritt. Im Thüringer Modell ist jeder Speicher zu Beginn zur Hälfte gefüllt. Die C-Rate, mit der der maximal in einem Zeitschritt entnehmbare Anteil der Kapazität festgelegt wird, fließt in die `invest_relation_output_capacity` ein. Die Eigenschaft wird in der Klasse mit der installierten, optimierten Nennkapazität multipliziert. Gleiches gilt für die `invest_relation_input_capacity`. Zudem können dem Objekt der Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad der Speichertechnologie (`inflow_conversion_factor/outflow_conversion_factor`) mit übergeben werden und bei saisonalen Speichern auch eine Verlustrate (`loss_rate`), die den prozentualen Ladungsverlust zwischen zwei Zeitschritten beschreibt.

Zum Erstellen von Energiewandlern stellt die Klasse `Transformer()` sicher, dass die zu- und abfließenden Energiemengen unter Berücksichtigung des

gewünschten Wirkungsgrades in einem Zeitschritt identisch sind. Eine Instanz dieser Klasse kann beliebig viele Ein- und Ausgänge haben.

Alle genannten Komponenten können mit Instanzen der Klasse **Bus**() zu einem Energiesystemmodell miteinander verknüpft werden. Ein Bus ist in oemof eine Sammelschiene, deren zu- und abfließende Energiemengen sich in jedem Zeitschritt ausgleichen.

Überdies ist allen Komponenten der Aufruf der Klasse **Flow**() gemeinsam. Mit **Flow**() können die Eigenschaften des Energieflusses zwischen Komponenten vom Quell- und zum Zielbus oder nur unidirektional definiert werden. Hierzu können **Flow**() wahlweise u.a. die folgenden Parameter übergeben werden:

- `nominal_value`
- `min, max`
- `nonconvex`
- `summed_max`
- `fix`
- `investment`
- `variable_costs`

Der `nominal_value` ist die Nennleistung/installierte Leistung. `min` und `max` werden mit dem `nominal_value` multipliziert, so dass bspw. in Verbindung mit `nonconvex` zusätzlich eine Untergrenze für die Leistung eingeführt wird, bis zu der eine Anlage im Betrieb höchstens heruntergefahren werden kann. Die Klasse `NonConvex`() erzeugt hierzu eine binäre Statusvariable, die den Betriebszustand der Anlage beschreibt (an/aus). Das Attribut `nonconvex` kann auch verwendet werden, um minimale Betriebs- und Stillstandszeiten (`minimum_uptime`, `minimum_downtime`) von Kraftwerken anzugeben. Mit `summed_max` kann bspw. für die Biomasse eine Obergrenze der insgesamt umsetzbaren Energiemenge festgelegt werden, die dann wahlweise in Strom oder Wärme gewandelt wird. Dem Attribut `fix` ist eine Zeitreihe mit normierten Werten hinterlegt, welche die Volllaststunden (MWh/MW) von zum Beispiel Windenergieanlagen widerspiegelt. `nominal_value` und `fix` werden ebenfalls multipliziert und das Ergebnis ist eine Energiemenge. An dieser Stelle sei angemerkt, dass oemof an sich einheitenlos arbeitet. Doch die Inputwerte sind einheitenbehaftet und deshalb ist bei der Modellierung auf die Konsistenz der verwendeten Einheitenvorsätze zu achten.

Um mit den Kosten der einzelnen Komponenten zu rechnen, gibt es in oemof zwei Möglichkeiten: `investment` und `variable_costs`. `investment` dient dazu, die Ausgaben für neue Leistungen bzw. Kapazitäten einzukalkulieren, wohingegen `variable_costs` die Betriebskosten bestehender Anlagen bei der Optimierung der Gesamtkosten des Energiesystems berücksichtigt. Im Energiesystemmodell Thüringen ist die Nennleistung u.a. bei den erneuerbaren Quellen nicht vorgegeben worden, da es das Ziel ist, diese Größe vom Optimierer ermitteln zu lassen. Mit dem Investitionsmodell `investment` lässt

sich dies in oemof umsetzen. Hierzu stellt die Bibliothek tools die Methode `annuity()` bereit, die die Berechnung einer Annuität erlaubt. Die Investitionskosten (Capex) in €/MW bzw. €/MWh werden an `annuity()` zusammen mit der Abschreibungsdauer und einem Zinssatz übergeben. `annuity()` gibt die jährlichen Investitionskosten vom Datentyp float zurück. Die Betriebskosten (Opex) werden anteilig von den Gesamtinvestitionskosten berechnet. Die Summe der jährlichen Investitions- und Betriebskosten in €/MW bzw. €/MWh wird anschließend dem Argument `ep_costs` (equivalent periodic costs) der Klasse `Investment()` übergeben. Darüber hinaus kann dem Investitionsmodell ein Minimum und ein Maximum der installierbaren Leistung bzw. Kapazität vorgegeben werden.

Als Nebenbedingung wird im Energiesystemmodell Thüringen die klimapolitische Zielsetzung der bilanziellen Deckung des Endenergiebedarfs durch erneuerbare Energien eingeführt (vgl. Kapitel 2.1). Um diese Restriktion zu realisieren, wird in oemof die Constraint `emission_limit()` aus dem Package `solph` verwendet. Jede Komponente, die in die Bilanzierung eingeht, erhält zusätzlich das Keyword `emission_factor`. Bei den Erneuerbaren wird diesem Keyword der Wert -1 und bei den Lasten der Wert 1 zugewiesen. Die Funktion `emission_limit()` multipliziert alle Leistungsflüsse, die in die Bilanz einfließen, mit dem Gewicht des dazugehörigen `emission_factor` und summiert diese über den gesamten Simulationszeitraum auf. Die Leistungsflüsse der erneuerbaren Erzeugung gehen somit negativ, die der Lasten positiv ein. Ihre Jahressumme muss kleiner oder gleich dem vorgegebenen Limit von 0 sein.

Zur Ausgabe der Optimierungsergebnisse dienen die zwei Module `processing` und `views`. Die Variable `results` ist mit einem verschachtelten Dictionary belegt, das Ergebnisse zu allen Komponenten des Energiesystems enthält. Aus `results` lassen sich diese Informationen unter Angabe eines Labels extrahieren und Variablen zuweisen. `Strombus` ist beispielsweise ein Dictionary mit zwei Keys (`scalars`, `sequences`), in dem alle Komponenten gespeichert sind, die auf diesen Bus einspeisen oder von ihm Energie beziehen. `scalars` hat als Value die installierten Leistungen bzw. Kapazitäten als Pandas Series und `sequences` die zeitaufgelösten Leistungsflüsse zwischen zwei Komponenten in Form eines Pandas DataFrames, den sog. Flow.

```
energysystem.results['main'] =
    solph.processing.results(model)
results = energysystem.results['main']
Strombus = solph.views.node(results, 'Strom')
```

Zu den oemof tools gehört ferner ein Logger zum automatischen Aufzeichnen des Logfiles. Die Funktion `define_logging()` ist für das Konfigurieren des Loggers gedacht. By default wird im Home-Verzeichnis automatisch ein Ordner angelegt, in den die Logfiles abgelegt werden.

5.2 Optimierung

Oemof setzt auf das Framework pyomo auf. Pyomo formuliert die vom Solver zu lösende Zielfunktion. Zur Optimierung des Modells wird der unter der Eclipse Public License 2.0 veröffentlichte Solver cbc verwendet [27]. Cbc steht für *Computational Infrastructure for Operations Research (COIN-OR)-Branch-and-Cut*. Der Solver unterstützt die Lösung von ganzzahlig-linearen und gemischt-ganzzahlig linearen Bedingungen bzw. Nebenbedingungen und arbeitet nach dem Branch-and-Cut Verfahren. Das Branch-and-Cut Verfahren ist eine Kombination aus dem Branch-and-Bound Verfahren und dem Schnittebenenverfahren. Es kommt dann zur Anwendung, wenn einige oder alle Variablen ganzzahlig sein sollen. Andernfalls wird das System nur mit dem Simplex-Algorithmus gelöst. Im Folgenden wird das Prinzip des Branch-and-Bound Verfahrens für Minimierungsprobleme erläutert.

Beim Branching [28] wird ein Problem P_0 bzw. die Menge der zulässigen Lösungen in mehrere Teilprobleme verzweigt, siehe Bild 149. Das Ausgangsproblem ist durch das Zerlegen in der Regel einfacher zu lösen. Hierdurch entsteht ein Entscheidungsbaum, dessen Wurzel P_0 ist.

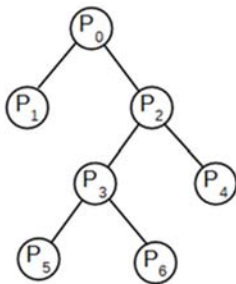


Bild 149: Entscheidungsbaum nach Branch-and-Bound Verfahren mit (Teil-) Problemen P_i

Um zu beurteilen, ob Teilprobleme zu verzweigen sind oder nicht, werden mit dem Bounding-Prinzip [28] Schranken für Zielfunktionswerte berechnet. Die (lokale) untere Schranke \underline{F} für den Zielfunktionswert jedes Problems P_i liefert die Lösung der LP-Relaxation P_i' von P_i . Hierbei steht LP für lineare Programmierung. Als Relaxation wird das Weglassen der Ganzzahligkeitsbedingung bezeichnet, was das Problem vereinfacht. Da die optimale Lösung der Relaxation oftmals nicht ganzzahlig ist, werden zusätzliche Nebenbedingungen eingefügt. Hat zum Beispiel eine Variable x_1 nach der Relaxierung P_0' von P_0 den Wert $x_1 = 0,4623$ mit dem Zielfunktionswert $\underline{F}_0 = 13.750$, so muss P_0 verzweigt werden. Bezugnehmend auf das Energiesystemmodell ist x_1 hierbei eine Binärvariable, die den Betriebszustand eines Kraftwerkes beschreibt und nur den Wert 0 (Anlage aus) oder 1 (Anlage an) annehmen soll. Somit wird die Variable in einem Teilproblem P_1 auf $x_1 = 0$ und im zweiten P_2 auf $x_1 = 1$ beschränkt. Die (globale) obere Schranke \bar{F} wird am Anfang des Verfahrens auf $\bar{F} = \infty$ oder auf Basis einer Heuristik bestimmt und im Laufe des Verfah-

rens aktualisiert. Die Probleme P_i , die keine optimalen Punkte enthalten, werden nicht weiter betrachtet und nicht weiter verzweigt (Auslotung). Dies ist zutreffend, wenn:

- P_i' keine zulässige Lösung hat,
- der optimale Wert von P_i größer als der beste zulässige Wert ist ($\underline{F}_i \geq \bar{F}$) oder
- der ermittelte Wert des Teilproblems P_i' kleiner als die beste bisher gefundene Lösung ist, wobei der optimale Punkt von P_i' zulässig für P_0 und ganzzahlig ist ($\bar{F} > \underline{F}_i$). Eine neue beste Lösung für das Problem P_0 wurde in dem Fall gefunden und gespeichert: $\bar{F} := \underline{F}_i$ [29].

Ziel ist es, den kleinsten zulässigen Zielfunktionswert \bar{F} zu finden. Die Lösung der Relaxation von Teilproblemen geschieht mit dem Simplex-Algorithmus.

Für die Bestimmung des nächsten zu betrachtenden Teilproblems kommen die „Last In - First Out (LIFO)-Regel“ und die „Minimum Lower Bound (MLB)-Regel“ zum Einsatz. Bei der LIFO-Regel wird das Problem als Erstes bearbeitet, welches zuletzt in die Liste der noch zu prüfenden Probleme hinzugefügt wurde. Bei der LIFO-Regel erlangt man eine zulässige Lösung für das Problem P_0 relativ schnell und in der Liste sind wenige Einträge. Allerdings müssen die Ergebnisse länger geprüft werden als bei der MLB-Regel. Implementiert werden kann die LIFO-Regel auf zwei verschiedene Arten: Die „reine Tiefensuche“ formuliert für das jeweils betrachtete Problem erst einmal nur ein neues Teilproblem, das im nächsten Schritt untersucht wird. Das Problem selbst kommt wieder in die Liste. Die „Tiefensuche mit vollständiger Verzweigung“ zerlegt ein Problem komplett in seine Teilprobleme und eliminiert es aus der Liste. Die MLB-Regel ist eine Suche in der Breite, bei der aus der Liste jedes Mal das Problem P_i mit der kleinsten unteren Schranke gewählt wird. Im Vergleich zur LIFO-Regel befinden sich häufig mehr Probleme in der Liste, dafür ist die erste gefundene zulässige Lösung zuverlässig.

Das Branch-and-Cut Verfahren [30] funktioniert nach dem gleichen Algorithmus wie das Branch-and-Bound Verfahren, unterscheidet sich aber darin, dass in jedem Knoten des Lösungsbaumes an Stelle der zwei Teilprobleme eine lineare zulässige Ungleichung eingefügt wird. Diese zusätzliche Ungleichung (Schnittebene) schließt den nicht-ganzzahligen Variablenwert aus und grenzt den gültigen Bereich der Relaxation ein.

Als Probleme gehen die Energiemengen der Quellen, Wandler und Speicher auf der einen und der Senken auf der anderen Seite einer (Un-)Gleichung ein. Das Energiesystemmodell für Thüringen wird so optimiert, dass der Endenergiebedarf zu jedem Zeitpunkt kostenoptimal gedeckt ist. Da die angegebenen Kosten nicht ausschließlich monetär sein müssen, ist ebenso eine Optimierung hinsichtlich der Minimierung der CO₂-Emissionen möglich. Die insgesamt kostenoptimal auszubauende Leistung je Technologie wird ausgegeben.

5.3 Das Energiesystemmodell Thüringen

In Kapitel 4.1 wurde das zu modellierende Energiesystemmodell für Thüringen ausführlich vorgestellt. In diesem Abschnitt wird nun die Implementierung des Modells mit den in Kapitel 5.1 eingeführten Klassen in oemof beschrieben.

- Energiequellen `Source()`
- Energiesenken `Sink()`
- Energiespeicher `GenericStorage()`
- Energiewandler `Transformer()`
- Verbindungen `Bus()`

Ein **Bus** bezeichnet in oemof eine Verbindungsleitung zwischen zwei oder mehr Komponenten des Energiesystems, auf der ein Leistungsfluss stattfindet. Vergleichbar ist ein derartiger Bus mit einem Strom-, Gas-, Wasserstoff- oder Fernwärmenetz, in welches sowohl Energie einspeist oder entnommen werden kann. Auch die Nutzung von Biomasse wird über Busse vermittelt. Erstellt wird so ein Bus durch den Aufruf der gleichnamigen Klasse. Als Argument genügt ein eindeutiger Name. Die Implementierung des Busses ist nachstehend anhand des Gasbusses verdeutlicht:

```
b_gas = solph.Bus(label="Gas")
energysystem.add(b_gas)
```

Der Einsatz von **Energiequellen** wird über die Klasse `Source()` im Energiesystem modelliert. Für das Thüringer Energiesystem ist die Implementierung zweier Arten von Energiequellen notwendig. Zum einen werden damit Erzeugeranlagen wie Windkraft oder Photovoltaik abgebildet. Zum anderen ermöglichen Energiequellen den Energiebezug von außen über die Systemgrenzen, z.B. als Import von Strom oder Gas aus den überlagerten Netzen. Die beiden Arten der Energiequellen werden nachstehend genauer beschrieben.

Die Nennleistung der Erzeugeranlagen kann den Blöcken über einen `nominal_value` vorgegeben werden. Ein Ziel der Optimierung ist oft, die Nennleistung für ein kosten- oder emissionsminimales Energiesystem zu ermitteln. In diesem Fall kann die Leistung der Anlagen nicht fest vorgegeben werden. Anstelle des `nominal_value` wird ein Investitionsmodell gesetzt. Dieses Modell berücksichtigt eine minimale- und maximale zubaubare Leistung sowie die äquivalenten periodischen Kosten (epc). Die epc-Kosten berechnen sich mittels der Methode `annuity()`. Zu übergebende Parameter sind die Investitionskosten (Capex) und Betriebskosten (Opex) sowie ein Zinssatz und ein Abschreibungszeitraum. Die Capex- und Opex-Werte sind technologieabhängig und ändern sich auch für das zu betrachtende Jahr.

Wie viel Energie in jedem Zeitpunkt auf den Bus eingespeist wird, hängt von dem verwendeten Einspeiseprofil ab. In Abschnitt 6.1 wird die Berechnung der

Einspeiseprofile im Detail erläutert. Die berechneten Einspeiseprofile werden als fixe Erzeugung über den Befehl `fix` den Quellen zugewiesen. Nachstehend ist der Programmcode für die Windkraftanlagen in Nordthüringen dargestellt.

```
energysystem.add(solph.Source(label='Wind_Nordhausen',
    outputs={b_el: solph.Flow(fix=data_Wind_Nordhausen,
        emission_factor=Parameter_PV_Wind_2030['Wind']
            ['EE_Faktor'],
        investment=solph.Investment(ep_costs=epc_Wind,
            maximum=Parameter_PV_Wind_2030['Wind']
                ['Potential_Nordhausen_Nord'])
    })))
```

Der `emission_factor` spielt eine wichtige Rolle für die politische Randbedingung “bilanziell erneuerbar” und wurde in Abschnitt 5.1 erläutert.

Um dem Energiesystem zu ermöglichen, Energie über die Systemgrenze zu importieren, werden ebenfalls Quellenblöcke verwendet. Die Bezugsleistung ist u.U. durch Grenzkuppelleistungen oder Rohrleitungsquerschnitte begrenzt. Um die physikalischen Obergrenzen einzuhalten, werden den Blöcken daher über den `nominal_value` Maximalwerte vorgegeben. Die importierte Energie ist an Bezugskosten geknüpft. Diese ergeben sich für das Beispiel des Stromimports aus einer Preiszeitreihe. Zudem sind Leistungs- (LP) und Arbeitspreis (AP) von Netznutzungsentgelten (NNE) zu entrichten. Der Arbeitspreis wird im Modell dem importierten Strom für jeden Zeitschritt direkt aufgeschlagen.

```
energysystem.add(solph.Source(label='Import_Strom',
    outputs={b_el: solph.Flow(
        nominal_value=Parameter_Stromnetz_2030['Strom']
            ['Max_Bezugsleistung'],
        variable_costs = [i+ Parameter_Stromnetz_2030
            ['Strom']['Netzentgelt_Arbeitspreis'] for i in
            Preise_2030_Stundenwerte['Strompreis_2030']],
    })))
```

Alle Verbraucher des Energiesystems werden als **Senken** eingebunden. Diese werden mit der Klasse `sink()` modelliert. Senken besitzen ausschließlich einen Input, mit dem Energie vom Quellbus bezogen wird. Wie viel Energie in jedem Zeitpunkt vom Bus abgefragt wird, hängt von dem verwendeten Lastprofil ab. In Abschnitt 6.2 wird die Berechnung der Lastprofile im Detail erläutert. Die berechneten Lastprofile werden als fixe Last über den Befehl `fix` den Senken zugewiesen. Der Code zur Einbindung einer Last ist nachstehend am Beispiel der Fernwärmelast dargestellt:

```
energysystem.add(solph.Sink(label='Last_Fernwaerme_ges',
    inputs={b_fern: solph.Flow(
        fix=Last_Fernw_Zusammen,nominal_value=1,
        emission_factor=1
    })))
```

Der Befehl `emission_factor=1` ist notwendig, um die politische Randbedingung für ein bilanziell erneuerbares Thüringen einzuhalten.

Neben den klassischen Verbrauchern wird auch der Export von Energie mit Hilfe von Senken abgebildet. Zur Modellierung der Erlöse werden der Senke negative variable Kosten zugewiesen. Nachstehend ist exemplarisch der Stromexport im Codeblock aufgeführt:

```
energysystem.add(solph.Sink(label='Strom_Export',
    inputs={b_el: solph.Flow(
        nominal_value = Parameter_Stromnetz_2040['Strom']
        ['Max_Bezugsleistung'],
        variable_costs = [i*(-1) for i in
            Preise_2040_Stundenwerte['Strompreis_2040']]
    })))
```

Um dem Energiesystem die Möglichkeit zu geben, überschüssige Energie abzubauen und dadurch entstehende Fehler auszuschließen, werden den Bussen Überschusssenken angeboten. Im Gegensatz zu den energetischen Lasten werden diesen Blöcken hohe variable Kosten aufgeprägt. Dies führt im Regelfall dazu, dass der Optimierer diese Überschusssenken nicht verwendet. Sollte diese Senke in einem Fall genutzt werden, ist dies ein Indikator dafür, dass das Energiesystem fehlerhaft ist. Beispielhaft ist nachstehend der Code für die Überschusssenke des Biomassebusses dargestellt:

```
energysystem.add(solph.Sink(label='excess_b_bio',
    inputs={b_bio: solph.Flow(
        variable_costs = 10000000
    })))
```

Über die Klasse `Generic_Storage()` lässt sich ein **Speicher** in oemof abbilden. Ähnlich wie Transformatoren weisen Speicher `inputs` und `outputs` auf, über welche Energie zu- oder abgeführt werden kann. Zudem können Speicher Energie über mehrere Zeitschritte speichern. Die Menge der speicherbaren Energie hängt von der Nennkapazität ab. Diese kann über die `nominal_storage_capacity` vorgeschrieben oder über ein Investitionsmodell optimiert werden. Mit Hilfe der Capex- und Opex-Kosten sowie einer definierten Amortisierungszeit und einem Zinssatz lassen sich äquivalente periodische Kosten für einen Betrachtungszeitraum berechnen. Zu beachten ist, dass die Capex- und Opex-Kosten auf die Kapazität und nicht auf die Leistung zu beziehen sind. Der Faktor zwischen Kapazität und Leistung wird als C-Rate bezeichnet und ist von Technologie zu Technologie unterschiedlich.

$$\text{C-Rate} = \frac{\text{Leistung}}{\text{Kapazität}}$$

Die C-Rate fließt in die `invest_relation_input_capacity` ein. Über die `invest_relation_input_capacity` lässt sich somit die Einspeicherleistung definieren. Um auch die Ausgangsleistung definieren zu können, ist die `invest_relation_output_capacity` notwendig. Sie entspricht ebenfalls der C-Rate, wobei hier die maximale Ausspeicherleistung zu verwenden ist. Zur Beschreibung des zeitlichen Verhaltens während einer Simulationsperiode, können dem Speicher zusätzliche Parameter übergeben werden.

Um Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade abzubilden, sind `inflow_conversion_factor` und `outflow_conversion_factor` anzugeben. Über die `loss_rate` lassen sich Verluste abbilden, die während der Speicherung der Energie anfallen. Beispielsweise sind hier Wärmeverluste des Wärmespeichers oder Leckage-Verluste der Gasspeicher zu nennen.

Das Speicherniveau während des Simulationszeitraums hängt von den bislang beschriebenen Größen ab. Um auch das Anfangs- und Endniveau zu definieren, sind zusätzliche Parameter notwendig. Das `initial_storage_level` definiert den Füllstand zu Beginn der Simulation (im ersten Zeitschritt). Falls dieser Wert nicht explizit definiert ist, wird das Startspeicherniveau durch den Optimierer festgelegt. In vielen Fällen ist es sinnvoll, das Speicherniveau am Ende einer Simulationsperiode auf den gleichen Wert wie den Startwert zu setzen. Gerade bei sich wiederholenden Simulationszeiträumen ist dies der Fall. Um diese Bedingung einzubinden ist dem Parameter `balanced` der Wert `true` zu übergeben. Die nachstehende Abbildung soll die Parameter zur Festlegung des Start- und Endniveaus nochmal verdeutlichen.

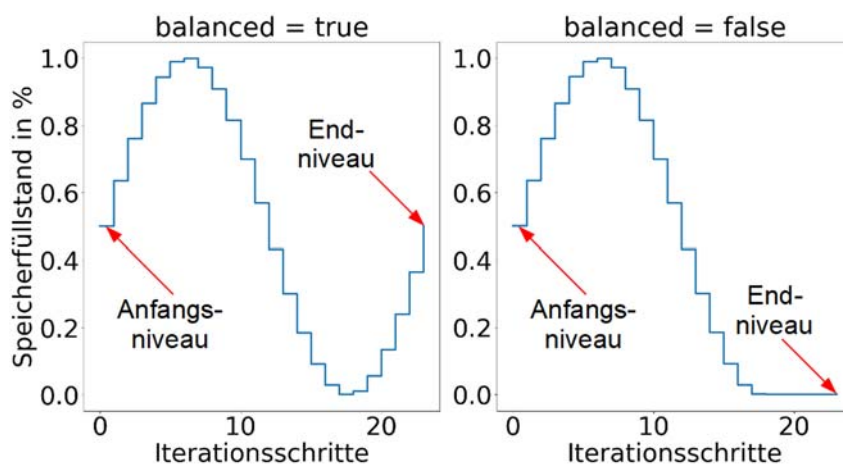


Bild 150: Speicherzustand für `balanced = true` und `balanced = false`.

Als Beispielcode für einen Energiespeicher ist nachstehend das Pumpspeicherwerk (PSW) dargestellt:

```
energysystem.add(solph.components.GenericStorage(
    label="Pumpspeicherkraftwerk",
    inputs={b_el: solph.Flow()},
    outputs={b_el: solph.Flow()}),
```

```

loss_rate=0,
inflow_conversion_factor=
    Pumpspeicher_2040['Pumpspeicherkraftwerk']
    ['Einspeicherwirkungsgrad'],
outflow_conversion_factor=
    Pumpspeicher_2040['Pumpspeicherkraftwerk']
    ['Ausspeicherwirkungsgrad'],
initial_storage_level=
    Pumpspeicher_2040['Pumpspeicherkraftwerk']
    ['Anfangsspeicherlevel'],
balanced=bool(Pumpspeicher_2040
    ['Pumpspeicherkraftwerk']['balanced']),
invest_relation_input_capacity=
    1/(Pumpspeicher_2040['Pumpspeicherkraftwerk']
    ['inverse_C_Rate']),
invest_relation_output_capacity=
    1/(Pumpspeicher_2040['Pumpspeicherkraftwerk']
    ['inverse_C_Rate']),
investment=solph.Investment(ep_costs=epc_Pumpspeicher,
    minimum=Pumpspeicher_2040['Pumpspeicherkraftwerk']
    ['Potential_min'],
    maximum=Pumpspeicher_2040['Pumpspeicherkraftwerk']
    ['Potential'])
))

```

Um Energie von einer Form in eine andere zu wandeln sind **Energiewandler** notwendig. Diese lassen sich in oemof über die Klasse `Transformer()` implementieren. Somit ist es beispielsweise möglich, Sektorkopplungstechnologien wie Power-to-Heat oder Power-to-Gas einzubinden.

Über `inputs` kann der Transformatorblock Energie von einem Bus beziehen. Diese wird über `outputs` auf einem anderen Bus eingespeist. Ein Transformator kann dabei auch mehrere In- und Outputs haben, wie Bild 151 verdeutlicht.



Bild 151: Schematischer Aufbau eines Transformer-Blockes mit m Inputs und n Outputs.

Jede Energiewandlung ist jedoch auch mit Verlusten behaftet. Diese Verluste können über einen `conversion_factor` in Form eines Wirkungsgrades abgebildet werden. Die allgemeine Formel zur Bestimmung des `conversion_factors` für den Transformator in Bild 151 ist nachstehend verdeutlicht.

$$\text{conversion_factor}_{i,k} = \frac{P_{i,k}}{\sum_{k=1}^m P_{i,k}}$$

$$\text{conversion_factor}_{o,h} = \frac{P_{o,h}}{\sum_{k=1}^m P_{i,k}}$$

Die Menge der übertragbaren Energie ist von der Nennleistung des Transformatorblockes abhängig. Diese kann dem Block über einen `nominal_value` vorgegeben oder über ein Investitionsmodell berechnet werden. Bei der Verwendung des Investitionsmodells sind dem Transformator äquivalente periodische Kosten vorzugeben. Neben den Investitions- (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) sind auch dabei ein Abschreibungszeitraum und ein Zinssatz anzugeben. Durch das Investitionsmodell ist es somit möglich, beispielsweise Aussagen über die volkswirtschaftlich kostenoptimale Zubaumenge von PtX-Technologien zu treffen. Nachstehend ist ein Transformatorblock am Beispiel der Elektrolyse verdeutlicht:

```
energysystem.add(solph.Transformer(
    label="Elektrolyse",
    inputs={b_el: solph.Flow()},
    outputs={b_was: solph.Flow(investment=
        solph.Investment(ep_costs=epc_Elektrolyse,
            maximum=Parameter_Elektrolyse_
                Elektrodenheizkessel_2040['Elektrolyse']
                ['Potential'])),
    conversion_factors={b_was:
        Parameter_Elektrolyse_Elektrodenheizkessel_2040
            ['Elektrolyse']['Wirkungsgrad']
    })
```

5.4 Grenzen der Modellierung

Modelle stellen stets nur ein Abbild der Wirklichkeit zur Verfügung. Sie enthalten Vereinfachungen und arbeiten nur innerhalb von vorher festgesetzten Systemgrenzen. Eine Reihe solcher Beschränkungen des Modells wird im Folgenden diskutiert.

Durch die Kostenoptimierung entsteht ein neues Energiesystem, das u.a. an die schwankenden Energiepreise (hier: Strompreis) angepasst ist. Beispielsweise wird Energie bei niedrigen Strompreisen in Speicher eingespeist und zu Hochpreiszeiten wieder ausgespeichert. Die dadurch möglichen Arbitragegeschäfte wirken sich in der Realität auf den Handel mit Energie und die Preisbildung aus, d.h. sie wirken ihrer Ursache – den Strompreisschwankungen – entgegen. Eine derartige **Rückkopplung** ist bislang im Modell nicht berücksichtigt. Entsprechendes gilt für das Auftreten von negativen Strompreisen.

Reale Kraftwerke weisen **lastabhängige Wirkungsgrade** auf. Wenn ein Kraftwerk nur in Teillast betrieben wird, dann weicht der Wirkungsgrad mitunter erheblich vom Nennwirkungsgrad ab. Bislang werden derartige Effekte nicht berücksichtigt. Oemof bietet in seiner Bibliothek jedoch verschiedene Blöcke an, bei denen beispielsweise die thermodynamischen Prozesse berücksichtigt werden. Eine Alternative dazu könnten auch *offset-Transformer* sein, bei denen ebenfalls ein Teillastverhalten hinterlegt werden kann. Gleiches gilt für Außentemperaturabhängigkeit des COP von PtH-Anlagen.

Um das reale Verhalten besser abzubilden können auch **Haltezeiten** von Elementen implementiert werden. Da im vorgestellten Energiesystem die Einzelanlagen zu einem Gesamtblock zusammengeführt wurden – z.B. alle gasbasierten Heizkraftwerke in nur einem GuD-Block – wurde auf diesen Faktor zunächst verzichtet. Bei der Modellierung eines kleineren Energiesystems können derartige Haltezeiten aber notwendig werden. Die Komplexität des Modells erhöht sich durch derartige Haltezeiten aber auch durch *offset-Transformer* maßgeblich. Dies liegt daran, dass das ursprünglich lineare Optimierungsproblem zu einem gemischt-ganzzahligem Optimierungsproblem (Mixed-Integer-Problem) wird. Dadurch steigt die benötigte Rechenzeit für einen Simulationsdurchlauf erheblich an.

Bislang werden in dem Energiesystemmodell ausschließlich Zeitschnitte simuliert. Das bedeutet, dass eine **fortlaufende Transformation** und die Berücksichtigung von Bestandsanlagen bislang nicht im Modell verankert sind. Dadurch kann es innerhalb der Zeitschnitte dazu kommen, dass sich in einem Zeitschnitt Technologien rentieren, welche schon im nächsten Zeitschritt nicht mehr wirtschaftlich sind. Ein Beispiel dafür könnten Power-to-Liquid-Anlagen sein. Wenn der externe Bezug zum betrachteten Zeitschnitt sehr teuer ist, könnte es sich ggf. lohnen in PtL-Technologien zu investieren. In späteren Zeitschnitten sinkt der Preis für synthetische Kraftstoffe jedoch, was dazu führt, dass die PtL-Anlagen nicht mehr profitabel arbeiten können. Gegebenenfalls müssen in einem iterativen Prozess entsprechenden Technologien neu bewertet und in ihrer Leistung begrenzt oder ganz aus dem System genommen werden.

Im Energiesystem Thüringen sind ausschließlich großtechnische Solarthermie- und Photovoltaikanlagen modelliert. Tatsächlich werden aber verstärkt **dezentrale Eigenerzeugungsanlagen** von beiden Technologien gebaut und betrieben. Dies hat Auswirkungen auf die Energienachfrage und müsste perspektivisch über veränderte Lastgänge berücksichtigt werden.

Und schließlich bildet das Energiesystemmodell zwar **Kosten** aber keine **Preise** ab, da Steuern und Abgaben einerseits sowie Zuschüsse und Subventionen andererseits nicht berücksichtigt werden (können). Die Ergebnisse sollten daher nicht zur Grundlage für oder gegen eine Investitionsentscheidung gemacht werden.

6. Lastgänge und Einspeiseprofile

Im Rahmen der Energiesystemmodellierung für Thüringen werden Einspeiseprofile, Lastgänge und z.T. auch Preise in hoher zeitlicher Auflösung verwendet. Einspeiseprofile sind repräsentative Jahresverläufe der Energiebereitstellung unterschiedlicher Energieträger. Lastprofile sind repräsentative Jahresverläufe des Energieverbrauchs unterschiedlicher Verbrauchergruppen. Erstere bilden die Volatilität der Einspeisung Erneuerbarer Energien ab, letztere sowohl kurzfristige als auch saisonale Schwankungen in der Nachfrage.

6.1 Einspeiseprofile

Für die Erneuerbaren Energieträger Photovoltaik, Windkraft, Laufwasser und Solarthermie werden Einspeiseprofile in Form von Zeitreihen in Stunden- oder Viertelstundenaufösung genutzt und z.T. regionalisiert. Für alle anderen Energieträger wie z.B. Kohlen, Kraftstoffe, feste Biomasse oder Umweltwärme wird von einer impliziten – d.h. nicht im Modell angelegten – lokalen Speicherung ausgegangen.

Das Einspeiseprofil **Photovoltaik** wurde synthetisch über eine Zeitschrittsimulation mit der Software PVSyst [31] erzeugt. Dabei wurde zwischen Freifeld- und Aufdachanlagen unterschieden. Die Anlagen wurden mit einer Modulneigung von 30° und einer Ausrichtung nach Süden simuliert. Die Einstrahlungsdaten wurden der Datenbank Meteonorm [32] entnommen und stellen das langjährige (1981-2000) Einstrahlungsmittel dar. Repräsentativ für die vier Planungsregionen wurden die vier Standorte Erfurt, Nordhausen, Gera und Hildburghausen ausgewählt. Der Standort Erfurt ist eine reale Messstation; für die anderen Standorte nimmt Meteonorm eine Interpolation von benachbarten Messstationen vor.

Die Ausrichtung und Neigung von Aufdachanlagen wird von der Gebäudegeometrie bestimmt. Dadurch entstehen für individuelle Anlagen auch individuelle Einspeiseprofile. Im Energiesystem Thüringen erfolgt die Einspeisung von Photovoltaikanlagen als Summe der einzelnen Anlagen, sodass eine Überlagerung von optimal und weniger optimal ausgerichteten Anlagen entsteht. Insbesondere bei Aufdachanlagen tritt durch Gebäudeteile oder Bäume partielle Beschattung auf. In der Summe aller einspeisenden Anlagen macht sich das durch eine Verringerung der spezifischen jährlichen Einspeisung bemerkbar.

Alle für Photovoltaikanlagen geeigneten Dachflächen in Thüringen sind im Solarrechner Thüringen [33] mit ihrem Einstrahlungspotential erfasst. Anhand

dieser Daten wurde das Ertragsmittel aller möglichen Aufdachanlagen analysiert und für alle Regionen auf eine mittlere jährliche Einstrahlung von 915 MWh/MW_p normiert. Durch diese eher konservative Annahme des spezifischen Ertrags wird der oftmals suboptimalen Ausrichtung, auftretender partieller Verschattung und möglicher Anlagenausfälle Rechnung getragen. Tabelle 24 weist neben den in der Simulation verwendeten Volllaststunden auch die sich theoretisch für eine optimal ausgerichtete Anlage ergebenden Werte in Klammern auf. Das zeitlich aufgelöste Einspeiseprofil unterscheidet sich dabei jedoch nach den regional spezifischen langjährigen Einstrahlungsmittel.

Tabelle 24: Einspeiseprofile für PV-Aufdachanlagen

Planungsregion	Repräsentativer Ort	Volllaststunden
Nordthüringen	Nordhausen	915 (1021)
Mittelthüringen	Erfurt	915 (983)
Ostthüringen	Gera	915 (974)
Südwestthüringen	Hildburghausen	915 (1022)

Bei Freifeldanlagen kann von einer überwiegenden optimalen Ausrichtung nach Süden ausgegangen werden. Bei realisierten Freilandanlagen kann jedoch häufig eine Abweichung des optimalen Neigungswinkels beobachtet werden. Des Weiteren werden die einzelnen Module in Reihen hintereinander aufgeständert, sodass im Tagesverlauf immer wieder partielle Verschattung einzelner Modulreihen auftreten und zu Ertragsminderungen führen. Hier ist bei realen Anlagen ebenfalls häufig ein zu geringer Modulreihenabstand zu beobachten. Diesen Umständen wird mit einer Normierung des jährlichen spezifischen Ertrags auf im Mittel 950 MWh/MW_p Rechnung getragen. Das zeitlich aufgelöste Einspeiseprofil unterscheidet sich dabei jedoch nach den regional spezifischen langjährigen Einstrahlungsmittel.

Tabelle 25: Einspeiseprofile für PV-Freifeldanlagen

Planungsregion	Repräsentativer Ort	Volllaststunden
Nordthüringen	Nordhausen	950 (1012)
Mittelthüringen	Erfurt	950 (970)
Ostthüringen	Gera	950 (962)
Südwestthüringen	Hildburghausen	950 (1014)

In Bild 152 sind die Einspeiseprofile für Photovoltaik-Freiflächenanlagen für zwei Winter- und zwei Sommerwochen in den einzelnen Planungsregionen dargestellt. Neben Unterschieden im regionalen Einstrahlungsgeschehen sind insbesondere die geringeren Leistungen und kürzeren Einstrahlungszeiten für die Winterwochen gut zu erkennen. Die eingespeiste Leistung ist auf die Nennleistung der Photovoltaikanlagen bezogen.

Das Einspeiseprofil **Windkraft** wurde synthetisch über eine Zeitschrittsimulation errechnet. Die Winddaten wurden der Datenbank Meteororm entnommen und stellen langjährige (1981-2000) Mittelwerte dar. Den Berechnungen wurde eine Enercon E-101 Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 3,05 MW und einer Nabenhöhe von 149 m zugrunde gelegt [34]. Repräsentativ für die vier Planungsregionen wurden die vier Standorte Erfurt, Nordhausen, Gera

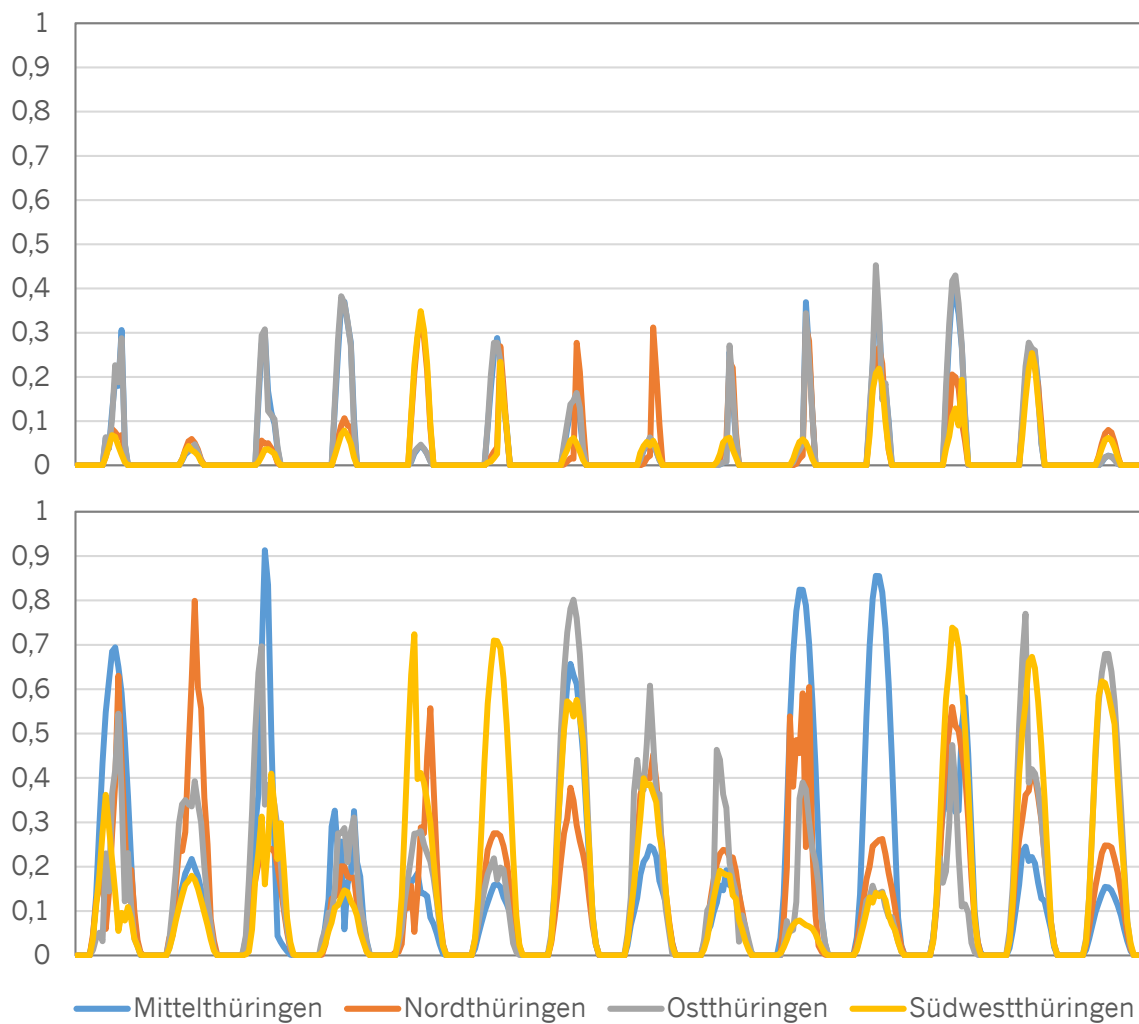


Bild 152: Einspeiseprofil für Photovoltaik-Freiflächenanlagen in den vier Planungsregionen in den Kalenderwochen 1+2 (oben) und 25+26 (unten) in [MW/MWP]

und Hildburghausen ausgewählt. Der Standort Erfurt ist eine reale Messstation; für die anderen Standorte nimmt Meteonorm eine Interpolation von Messstationen vor.

Die mittlere jährliche Volllaststundenzahl einer Windkraftanlage wird maßgeblich von der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe beeinflusst. Sie ist stark abhängig vom jeweiligen Standort und wird neben der Nabenhöhe auch von der Topografie beeinflusst. Die Einspeisung von Windkraftanlagen erfolgt als Summe einzelner Anlagen. Dadurch kommt es zu Überlagerungen von besonders windhöffigen und weniger windhöffigen Standorten. Beide Standortvarianten kann man in allen Regionen Thüringens antreffen, obgleich es Regionen mit einer größeren Anzahl geeigneter Standorte gibt. Im Rahmen dieser Studie erfolgt keine Bewertung möglicher Standorte für Windkraftanlagen. Da in allen Regionen windhöffige und weniger windhöffige Standorte existieren wird der Einspeisung aller Windkraftanlagen eine mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe von 5,8 – 5,9 m/s zugrunde gelegt. Mit den an den reprä-

sentativen Standorten vorherrschenden langjährigen Mitteln der Windgeschwindigkeit und deren zeitlichen Auflösung ergibt sich für den ausgewählten Anlagentyp für alle Regionen eine Volllaststundenzahl von etwa 2.300. Auf diesen Wert wurden die Einspeiseprofile aller vier Planungsregionen normiert.

Tabelle 26: Einspeiseprofile für Windkraftanlagen

Planungsregion	Repräsentativer Ort	Volllaststunden
Nordthüringen	Nordhausen	2300 (2280)
Mittelthüringen	Erfurt	2300 (2288)
Ostthüringen	Gera	2300 (2344)
Südwestthüringen	Hildburghausen	2300 (2276)

In Bild 153 sind die Einspeiseprofile für Windkraftanlagen für zwei Winter- und zwei Sommerwochen in den einzelnen Planungsregionen dargestellt. Die Unterschiede im regionalen Windgeschehen sind deutlich schwächer ausgeprägt als bei der Einstrahlung. Neben Starkwindphasen sind auch Tage ohne nennenswerte Einspeisung von Windkraft zu erkennen. Die eingespeiste Leistung ist auf die Nennleistung der Windkraftanlagen bezogen.

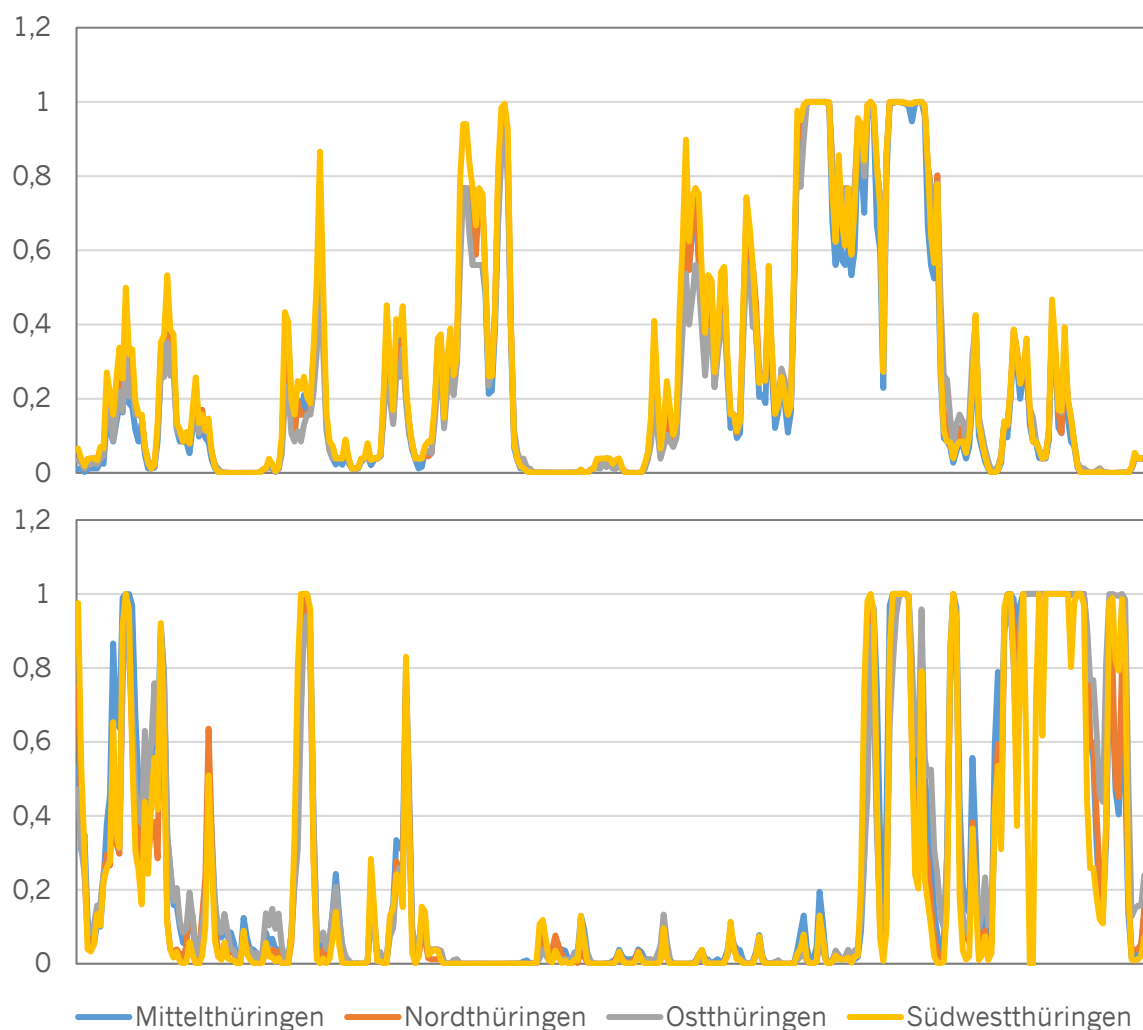


Bild 153: Einspeiseprofil für Windkraft in den vier Planungsregionen in den Kalenderwochen 1+2 (oben) und 25+26 (unten) in [MW/MW_N]

Für **Laufwasserkraftwerke** soll auf das Einspeiseprofil EnBW-Ek0 „Kleine Wasserkraftwerke“ zurückgegriffen werden, das für die einzelnen Monate im Jahr eine Einspeisung in Abhängigkeit von der Wasserführung angibt [35]. Diese Werte wurden in Tabelle 27 auf die für Thüringen im Mittel vorherrschende Anzahl von etwa 6.300 Volllaststunden hochgerechnet.

Tabelle 27: Monatliches Einspeiseprofil für Wasserkraftanlagen in MW/MW_N

Monat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Spez. Leistung	0,80	0,94	0,92	0,95	0,83	0,71	0,53	0,49	0,48	0,60	0,70	0,70
Tage	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31

Das Einspeiseprofil **Solarthermie** wurde synthetisch über eine Zeitschrittsimulation unter Verwendung der VDI 3988 errechnet [36]. Dabei wurde von einem Standardflachkollektor mit einer Neigung von 45°, einer Ausrichtung nach Süden und einer Kollektormitteltemperatur von 50°C ausgegangen. Die Einstrahlungsdaten stellen das langjährige (1996-2005) Einstrahlungsmittel für den Standort Würzburg dar. Für den spezifischen jährlichen Kollektorertrag ergibt sich damit 422 kWh/m².

Alle anderen Energieträger wie **Kraftstoffe, Biomasse, Umweltwärme** werden als Lagerbestand modelliert, aus dem sich z.B. eine Wärmeanforderung im Rahmen des zur Verfügung stehenden Jahrespotentials bedienen kann.

6.2 Lastgänge

Im Rahmen der Energiesystemmodellierung werden die vier Sektoren Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr mit unterschiedlichen Nutzenergiekategorien mittels stundenaufgelöster Lastprofile abgebildet. Dazu wird auf unterschiedliche Standardlastprofile zurückgegriffen.

Das Standardlastprofil HA4 „Gewerbe, Einzelhandel, Großhandel“ der Thüringer Energienetze GmbH wird für den Bedarf an Raumwärme und Trinkwassererwärmung des **Sektors Industrie** herangezogen. Für den Lastgang des Prozesswärmeverbrauchs des Sektors Industrie wird das Standardlastprofil „Prozessgas“ der AGCS Gas Clearing and Settlement AG genutzt. Das Standardlastprofil G3 des BDEW gibt den Stromverbrauch von durchlaufendem Gewerbe wieder und wird für den Stromverbrauch des Sektors Industrie herangezogen. Im industriellen Bereich dominiert die Prozesskälte, die näherungsweise als Grundlast angesetzt werden kann.

Tabelle 28: Lastgänge für die Nutzenergiekategorien im Sektor Industrie

	Raumwärme Warmwasser	Prozess- wärme	Klima- und Prozesskälte	Strom- anwendungen
Lastgang	HA4	Prozessgas	Grundlast	G3
Quelle	[37]	[38]	[39]	[40]

Für die Lastgänge des **Sektors GHD** werden mit Ausnahme der Stromanwendungen die gleichen Standardlastprofile verwendet wie für den Sektor Industrie. Für die Stromanwendungen bietet sich das Standardlastprofil G0 „Gewerbe allgemein“ des BDEW an.

Tabelle 29: Lastgänge für die Nutzenergiekategorien im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

	Raumwärme Warmwasser	Prozess- wärme	Klima- und Prozesskälte	Strom- anwendungen
Lastgang	HA4	Prozessgas	Grundlast	G0
Quelle	[37]	[38]	[39]	[40]

Das Standardlastprofil T24 „Mehrfamilienhäuser“ der Thüringer Energienetze GmbH wird für den Bedarf an Raumwärme und Trinkwassererwärmung des **Sektors Haushalte** herangezogen. Das Standardlastprofil H0 des BDEW gibt den Stromverbrauch von Haushalten wieder. Standardlastprofile für Gebäudeklimatisierungen liegen noch nicht vor, so dass hier ebenfalls von einer Grundlast ausgegangen wird. Erste empirische Ansätze für die Entwicklung von Klimakälte-Lastprofilen sind in [41] zu finden.

Tabelle 30: Lastgänge für die Nutzenergiekategorien im Sektor Haushalte

	Raumwärme Warmwasser	Klima- und Prozesskälte	Strom- anwendungen
Lastgang	T24	Grundlast	H0
Quelle	[37]	--	[40]

In Bild 154 sind einige Standardlastprofile für zwei Winter- und zwei Sommerwochen dargestellt. Deutlich zu erkennen sind neben den Unterschieden im Tagesverlauf die saisonalen Effekte insbesondere auf die beiden raumwärmebezogenen Lastgängen HA4 und T24. Alle dargestellten Lastgänge sind auf einen jährlichen Energieverbrauch von 1000 MWh normiert.

Die bisher aufgeführten Lastgänge sind für alle modellierten Jahre hinsichtlich der Lage von Wochen- und Feiertagen auf 2050 angepasst. Die Lastgänge setzen sich aus Tagesverläufen zusammen: Montag bis Freitag ist der gleiche Verlauf, Samstag ein zweiter und Sonntag ein dritter; Feiertage haben ein Sonntagsprofil. Diese drei Tagesverläufe gibt es jeweils für Sommer, Winter und Übergangszeit:

01.01. bis einschl. 19.03.:	Winter
20.03. bis einschl. 13.05.:	Übergangszeit
14.05. bis einschl. 13.09.:	Sommer
14.09. bis einschl. 30.10.:	Übergangszeit
31.10. bis einschl. 31.12.:	Winter

Im **Verkehrssektor** soll sowohl bei den Kraftstoffen als auch beim Strombedarf von einem gleichmäßigen Verbrauch sowohl im Tages- als auch im Jahresverlauf ausgegangen werden (Grundlast). Damit wird analog zu [12] nicht von einer aktiven Beteiligung von Elektrofahrzeugen am Speichermanagement ausgegangen.

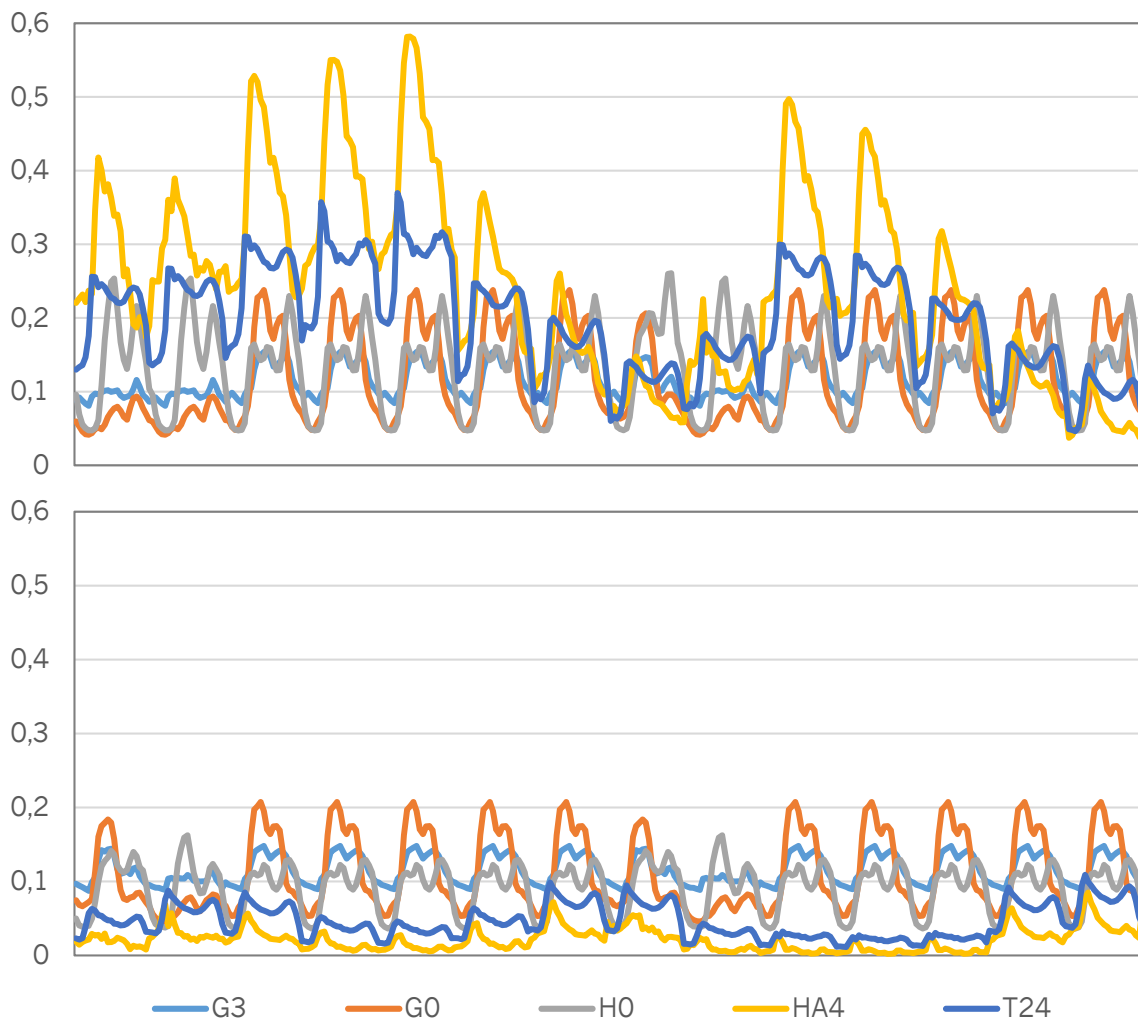


Bild 154: Standardlastprofile in den Kalenderwochen 1+2 (oben) und 25+26 (unten), normiert auf 1000 MWh/Jahr

Als Lastgang für die **stoffliche Nutzung** von Energieträgern soll ebenfalls eine Grundlast angenommen werden, da am Einsatzort häufig Zwischenspeicher (Lager) betrieben werden um eine schwankende Nachfrage ausgleichen zu können.

Die vorgestellten Lastgänge für die einzelnen Nutzenergiebedarfe werden durch verschiedene Umwandlungstechnologien bereitgestellt. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Wirkungsgrade ergeben sich daraus einzelne Endenergiebedarfe. Als Umwandlungstechnologien für den Raumwärmebedarf kommen z.B. im Sektor Haushalte verschiedene Power-to-Heat-Technologien wie Heizstab, Erd- oder Luftwärmepumpe, Heizkessel für Festbrennstoffe, Öl und Gas sowie Fernwärmeübergabestationen zum Einsatz. Die Nutzenergie wird zu einem bestimmten prozentualen Anteil von dem jeweiligen Wandler bereitgestellt. So produziert der Raumwärmebedarf des Sektors Haushalte einen Endenergiebedarf an Strom, Gas, Öl und Fernwärme mit dem entsprechenden Lastgang. In Kapitel 9.2 sind die sektoralen Nutzenergiebedarfe und ihre anteilige Bereitstellung durch Endenergie ausführlich beschrieben.

Die im o.g. Beispiel genannte Stromlast aus der anteiligen Deckung des Raumwärmebedarfs der Haushalte addiert sich mit der Stromlast aus den anderen Nutzenergiebereichen aller Sektoren zur Gesamt-Stromlast. Der resultierende Lastgang wird dem Energiesystemmodell als Zeitreihe „Stromlast“ übergeben. Für die anderen Endenergiebedarfe wird entsprechend verfahren.

6.3 Preiszeitreihen

Das Energiesystemmodell Thüringen verarbeitet auch Preisinformationen über Energie- und Rohstoffpreise. Insbesondere dem Strommarkt kommt in Zukunft eine besondere Bedeutung zu. Werden Stromüberschüsse bei einem starken Photovoltaikausbau in Thüringen vom Strommarkt aufgenommen und zu welchem Preis? Zu welchem Preis kann in Phasen schwachen Windes und schwacher Einstrahlung in Thüringen („Dunkelflaute“) Elektrizität aus dem Verbundnetz bezogen werden? Die dazu notwendigen Marktsimulationen waren nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung. Für die langfristige Entwicklung der Strom-, Erdöl- und Erdgaspreis konnte auf das Expertenwissen der Firma Energy Brainpool [25] zurückgegriffen werden.

Zur Modellierung des europäischen Strommarktes auf **Stundenbasis** benutzt Energy Brainpool ein Merrit-Order-Marktmodell auf Basis des prognostizierten europäischen Kraftwerkparcs. Dazu sind Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Kosten zu treffen, welche dem Sustainable Development Szenario des World Energy Outlook 2019 [42] entnommen wurden. Zudem ist ein Profil zur langfristigen Stromnachfrage notwendig, welches dem EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050 – Reference Scenario 2013 [43] folgt. Ferner werden in den Prognosen politische Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Für die Untersuchungen zum Energiesystem Thüringen 2050 soll der Strompreis die nachstehenden Eigenschaften aufweisen:

- Korrelation mit den Wind- und Photovoltaikeinspeiseprofilen für Thüringen,
- Jahresdauerlinie vergleichbar zu den Ergebnissen des Energy Brainreports [25],
- Möglichkeit zur flexiblen CO₂-Bepreisung des fossilen Anteils im Strommix.

Da die den Simulationen von Energy Brainpool zugrundeliegenden Einspeiseprofile für Photovoltaik- und Windkraftanlagen nicht veröffentlicht wurden, fehlt die Korrelation zwischen Strompreis und Thüringer Wind- bzw. Photovoltaikeinspeisung. Dies kann in der Optimierung zu starken Verzerrungen führen, so dass ein statistisches Strompreismodell entwickelt, welches die obigen Kriterien an den Strompreis erfüllt. Das statistische Modell soll zu einem Strompreis führen, der in Niveau und Schwankungsbreite der in [25] zur Verfügung gestellten Preiszeitreihe entspricht. Das Niveau und die Schwankungsbreite lassen sich durch eine geordnete Jahressganglinie ausdrücken.

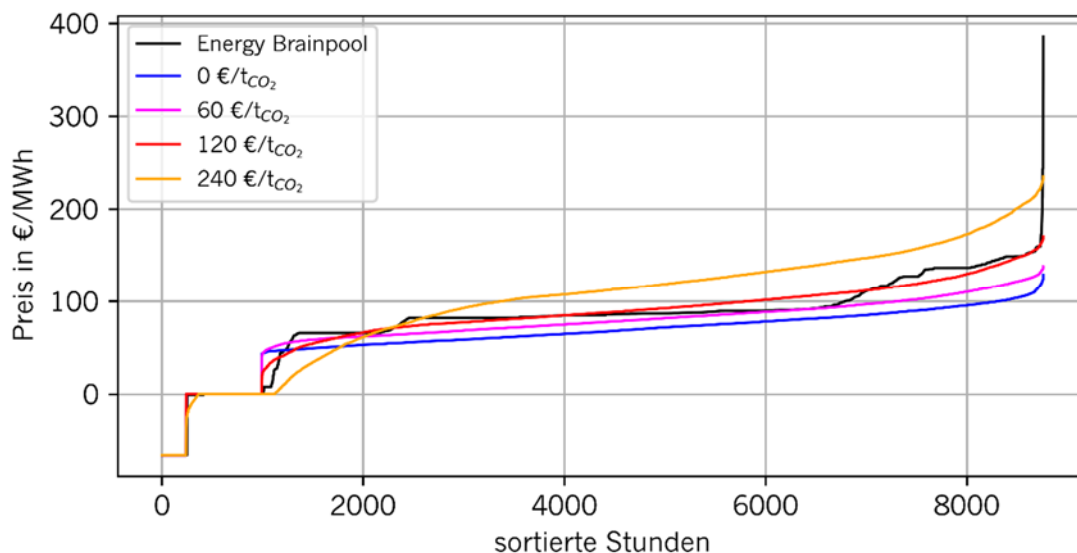


Bild 155: Geordnete Jahressganglinien des Strompreises für das Jahr 2050.

Energy Brainpool [25] geht davon aus, dass sich im Jahr 2050 ein CO₂-Preis von gut 120 €/tCO₂ einstellt. Wie in Bild 155 zu sehen ist, zeigt sich eine gute Übereinstimmung zwischen dem Verlauf der originalen Jahressganglinie von Energy Brainpool (schwarz) und der 120 €/tCO₂-Kurve aus dem statistischen Modell. Der CO₂-Preis wird über die Zusammensetzung der Stromproduktion und den entsprechenden Emissionsfaktoren der fossilen Anteile auf den Strompreis aufgeschlagen. Dadurch ist es auch möglich, andere CO₂-Preise in das statistische Modell zu implementieren. Beispielhaft sind in Bild 155 die geordneten Jahressganglinien des Strompreises für CO₂-Preise von 0, 60, 120 und 240 €/tCO₂ dargestellt.

Im Rahmen des statistischen Strompreismodells werden die thüringenspezifischen Einspeiseprofile von Wind und Photovoltaik im Sinn einer inversen Korrelation mit den Strompreisen verknüpft. In Bild 156 ist der Strompreis und das Einspeiseprofil für Windkraftanlagen dargestellt. Es zeigt sich, dass bei einer hohen Windeinspeisung aufgrund eines Starkwindereignisses der Strompreis niedrig ist. Im Bild 157 sind die PV-Einspeisung und der Strompreis visualisiert. Es zeigt sich ebenfalls, dass eine hohe Einspeisung die Preise sinken lässt. Strompreisspitzen zur Mittagszeit werden dadurch vermieden. Für das Energiesystem wird es dadurch unattraktiv, bei hoher Einstrahlung bzw. Starkwind überschüssigen Strom über die Systemgrenze Thüringens hinweg zu exportieren.

Perspektivisch soll das Energiesystemmodell Thüringen von einer stündlichen auf eine viertelstündliche Simulationsschrittweite umgestellt werden. Dazu wurden Vorüberlegungen zu einer Modellierung **viertelstündlicher Strompreise** gemacht. Die oben beschriebenen Berechnungsansätze auf Basis der Daten von Energy Brainpool liefern ausschließlich Werte auf Stundenbasis. Um einen viertelstündlichen Strompreis zu modellieren, wurden reale stündliche und viertelstündliche Strompreise des Intraday-Handels der Leipziger Strombörse analysiert und zu einem statistischen Modell zusammengefasst. Die Ergebnisse wurden 2020 veröffentlicht [44].

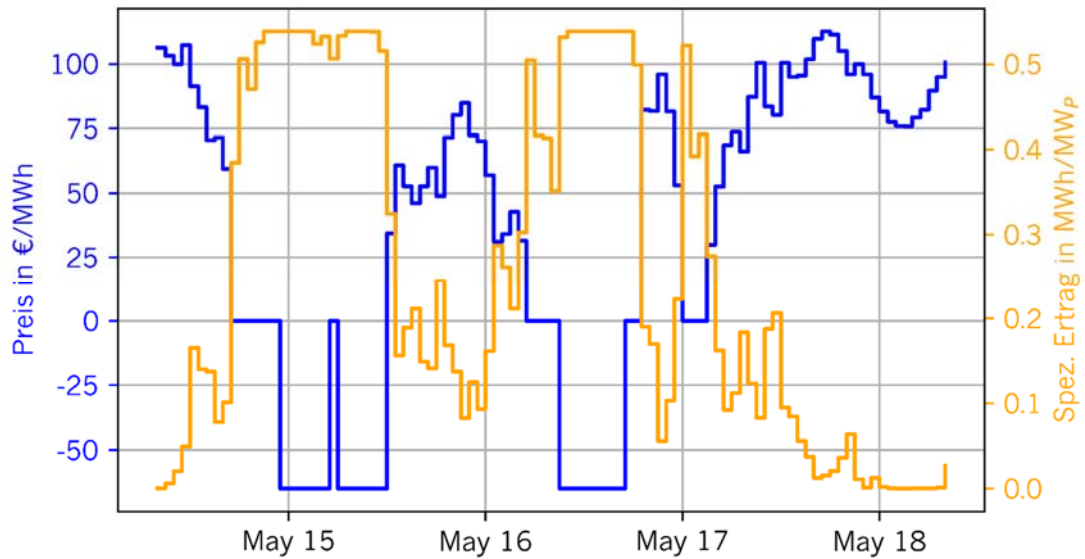


Bild 156: Korrelation zwischen Windeinspeisung und Strompreis. Blau – Strompreis (linke Achse); Orange – spez. Wind-Einspeisung (rechte Achse)

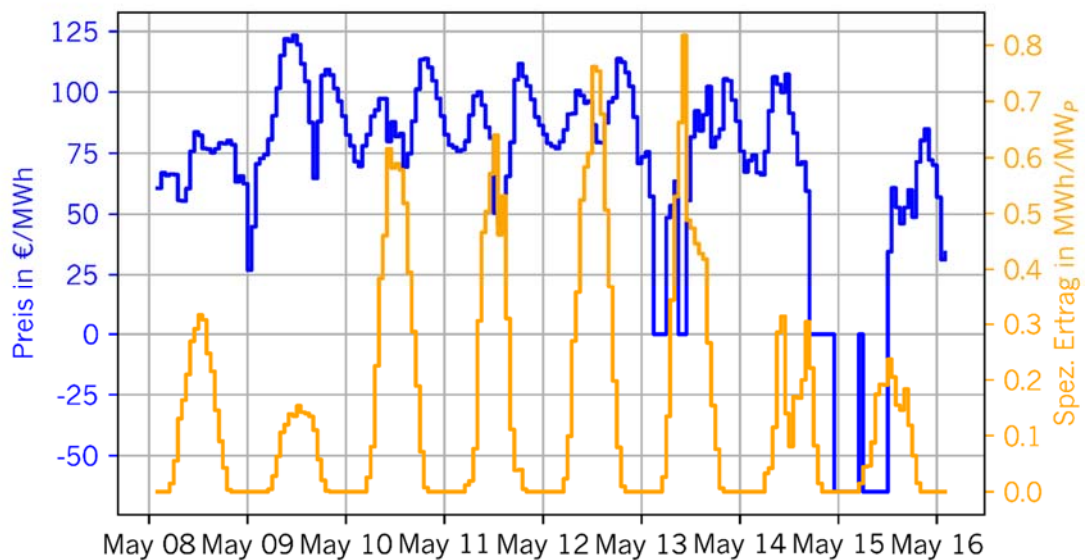


Bild 157: Korrelation zwischen PV-Einspeisung und dem Strompreis. Blau – Strompreis (linke Achse); Orange – spez. PV-Einspeisung (rechte Achse)

Der Stromaustausch über die Systemgrenze Thüringen erfolgt über das Höchstspannungsnetz. Hier erfolgt auch die Berücksichtigung von **Netznutzungsentgelten**: Für den Strombezug aus dem 50Hertz-Übertragungsnetz fallen Netzentgelte an. Ausgehend von einer Jahresbenutzungsdauer von weniger als 2.500 Stunden ergibt sich ein Arbeitspreis von 26,6 €/MWh, welcher in der Optimierung berücksichtigt wird, und ein Jahresleistungspreis von 10.720 €/MW [45]. Letzterer ist nicht in der Optimierungsrechnung enthalten, wird aber abschließend nach Ermittlung der Spitzenlast den Kosten beaufschlagt. Wie sich die Netzentgelte in Zukunft entwickeln ist fraglich. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass auch in Zukunft in die Stromnetze investiert werden muss. Daher werden die Entgelte für die verschiedenen Zeitschnitte als konstant angenommen.

Die maximal mit dem Übertragungsnetz austauschbare Leistung wurde im Energiesystemmodell Thüringen begrenzt. Thüringen ist über das 50-Hertz-Übertragungsnetz in das Europäische Verbundnetz eingebunden. Die Übertragungskapazitäten der einzelnen Freileitungen unterliegen einem Freileitungsmonitoring und werden den Umgebungsbedingungen (Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit) angepasst. Ferner ist aus Gründen der (n-1)-Sicherheit eine planmäßige Auslastung der Leitungen deutlich unter der Kapazitätsgrenze anzustreben. Unter diesen Rahmenbedingungen können die aktuellen Übertragungskapazitäten für Import und Export von elektrischer Energie wie folgt abgeschätzt werden [46]:

380 kV-Leitung Lauchstädt - Vieselbach	3.000 MW
380 kV-Leitung Mecklar – Vieselbach	2.000 MW
380 kV-Leitung Redwitz – Remptendorf	2.500 MW
380 kV-Leitung Altenfeld – Redwitz	1.500 MW
380 kV-Leitung Röhrsdorf – Remptendorf	2.000 MW
380 kV-Leitung Pulgar – Vieselbach	1.500 MW
220 kV-Leitung Eula-Wolkramshausen	500 MW

Hinzu kommen Ausbauprojekte, so dass mit einer wachsenden Übertragungskapazität gerechnet werden kann. Eine Begrenzung der Übertragungskapazitäten für das Jahr 2040 und 2050 auf 20 GW ist daher realistisch.

Für alle anderen Energieträger bzw. Rohstoffe werden deutlich gröbere Zeitreihen verwendet. War der CO₂-Preis beim Strom bereits berücksichtigt, so muss dieser bei Erdöl und Erdgas auf den Handelspreis aufgeschlagen werden. Als Preis für **Erdgas** am Handelsort Deutschland wurde die Preiszeitreihe „Gas-Germany“, für **Erdöl** die Preiszeitreihe „Rohöl Brent“ aus dem Energy Brainreport [25] verwendet. Beide Zeitreihen haben eine monatliche Auflösung.

Für **Biomasse** wird der aktuelle Preis für Holzhackschnitzel von 25 €/MWh angesetzt [47] und konstant gehalten. Da für Biomasse ein geschlossener CO₂-Kreislauf angenommen wird, fällt auf die freiwerdenden Emissionen bei der Verbrennung kein CO₂-Preis an.

Ein **Wasserstoff**import aus dem Nicht-EU-Ausland ist nicht vorgesehen, da die dena-Leitstudie [6] die Transportkosten als „prohibitiv hoch“ einschätzt. Ein Export ist jedoch implementiert, mit dem jeweiligen Preis der Herstellungsvollkosten im Nicht-EU-Ausland für die Jahre 2030, 2040 und 2050 [6]. Die maximal exportierbare Leistung beträgt 308 MW und basiert auf einer Abschätzung möglicher Absatzmärkte in der chemischen Industrie [48].

Für den Import **synthetischer Kraftstoffe** wurden ebenfalls auf die dena-Leitstudie zurückgegriffen [6]. Als Preis wurden die Herstellungskosten im Nicht-EU-Ausland für PtL-Diesel und PtL-Benzin gemittelt und mit den Transportkosten aus dem Nicht-EU-Ausland beaufschlagt.

7. Potentialermittlung

Um den möglichen Beitrag eines Energieträgers zur Energieversorgung abschätzen zu können, unterscheidet man unterschiedliche Potentialbegriffe: Das theoretische Potential bezeichnet die physikalisch maximal erschließbare Energiemenge eines Energieträgers oder einer Energiequelle. Dabei dürfen auch Technologien vorausgesetzt werden, die zwar noch nicht konkret vorliegen, aber mit den derzeitigen natur- und ingenieurwissenschaftlichen Kenntnissen begründet werden können. Das technische Potential schränkt das theoretische Potential hinsichtlich des Stands der Technik sowie verfügbarer Standorte und Produktionskapazitäten ein. Das wirtschaftliche Potential begrenzt das technische Potential hinsichtlich ökonomischer Randbedingungen und das Erwartungspotential schließlich bezieht Markteinführungsgeschwindigkeiten und andere Hemmnisse mit ein.

In diesem Kapitel wird für die wichtigsten Energieträger die Methodik zur Ermittlung der Thüringer Energiepotentiale beschrieben. Dabei steht das Technische Potential im Vordergrund.

7.1 Windkraft

Zur Ermittlung des Windkraftpotentials P wird zunächst das Flächenpotential A ermittelt und dieses dann mit einer Flächenleistungsdichte p multipliziert:

$$P = A \cdot p$$

Als Flächenpotentiale wurden die in den Präferenzraumstudien⁷ ermittelten Flächen herangezogen. Die Präferenzraumstudien wenden dabei ein Suchraumverfahren an, das Flächen nach bestimmten Kriterien systematisch hinsichtlich ihrer Eignung für eine Windenergienutzung bewertet (vgl. Bild 158). In einem ersten Schritt werden harte Tabuzonen (insbesondere Siedlungsflächen) und weiche Tabuzonen (insbesondere Abstandsflächen zu harten Tabuzonen) ausgeschlossen. Die verbleibenden Weißflächen werden hinsichtlich ihres ökonomisch nutzbaren Windpotentials untersucht. Bei einem Windpotential von mindestens 200 W/m^2 in 100 m Höhe werden die Flächen als Gunsträume angesehen, die grundsätzlich als Standorte von Windkraftanlagen geeignet sind. Dies sind gut 87.000 ha im Offenland und knapp 91.000 ha im Wald, zusammen etwa 11 Prozent der Landesfläche Thüringens. Die

⁷ Neben der bereits in Kapitel 3.1 erwähnten Studie der Fa. Döpel Landschaftsplanung [3] wurden auch die Ergänzungsstudien für alle Planungsregionen ausgewertet [28] [29] [30] [31].

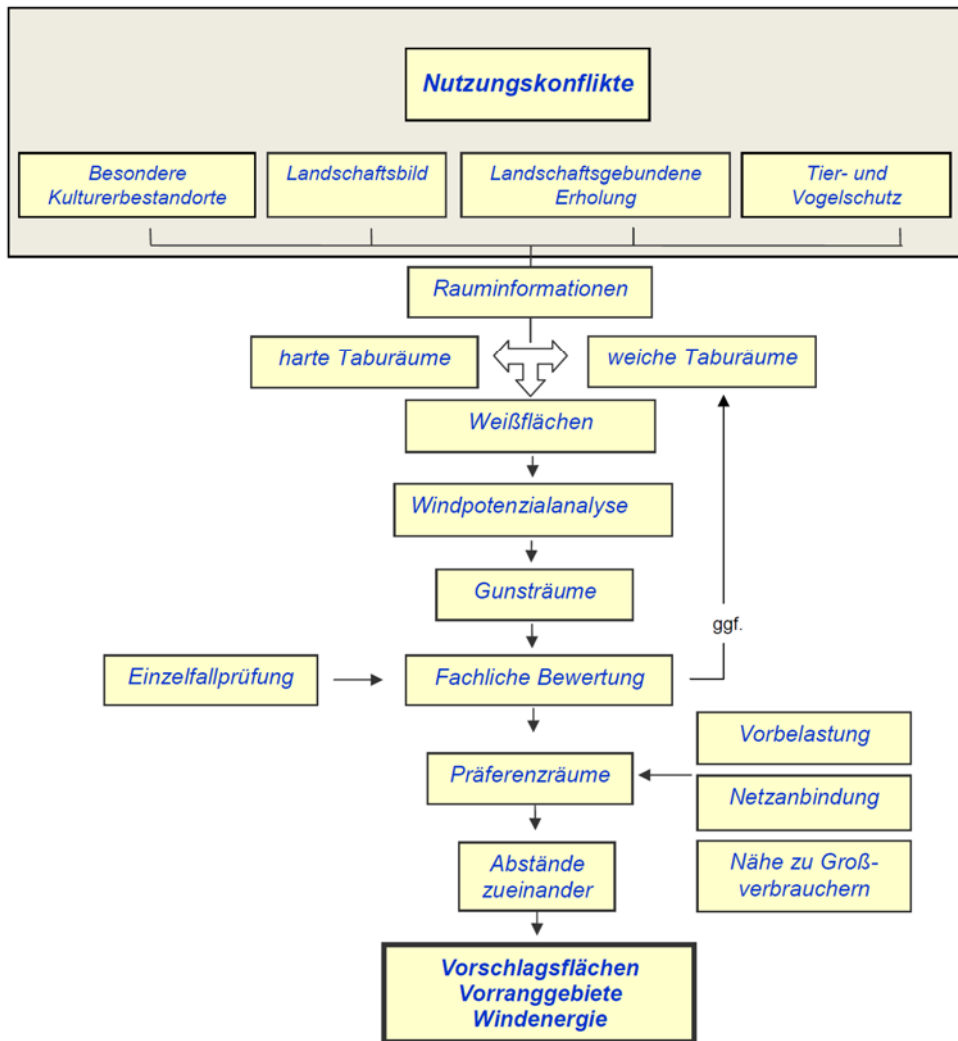


Bild 158: Suchraumverfahren zur Ermittlung von Präferenzräumen für die Windenergie [13]

Gunsträume werden nun einer Einzelfallprüfung unterzogen, wobei weitere Standortfaktoren einbezogen werden. Die so ermittelten Präferenzräume (vgl. Tabelle 31) werden z.B. anhand der Datenlage oder des Abstandes zu anderen Präferenzflächen in vorrangig zu entwickelnde Vorschlagsflächen und zunächst zurückgestellte Ergänzungsflächen eingeteilt. Vorschlagsflächen (Tabelle 32) weisen dabei die höchste Eignung auf und sollten vorrangig als Windvorranggebiete ausgewiesen werden. Insgesamt wurden in dieser Kategorie 78 Flächen im Offenland und 16 Waldflächen mit einer Gesamtfläche von 9.101 ha identifiziert – das entspricht 0,56 Prozent der Landesfläche.

Ergänzungsflächen (Tabelle 33) liegen zu nahe an Vorschlagsflächen, sind zu kleinteilig bei ansonsten vergleichbarer Eignung oder befinden sich in naturnahen Wäldern, Naturparks, Vogelschutzgebieten oder Biosphärenreservaten. Sie sollten im Hinblick auf eine Konzentration der Windenergienutzung nachrangig entwickelt werden. Sie nehmen etwa 0,59 Prozent der Landesfläche ein.

Tabelle 31: Präferenzräume in den Planungsregionen Thüringens

Planungsregion	Fläche [ha]	Anteil [%]	Leistung [GW]
Nordthüringen	4.034	1,10	1,21
Mittelthüringen	5.457	1,46	1,64
Ostthüringen	6.050	1,29	1,82
Südwestthüringen	3.016	0,72	0,90
Thüringen	18.557	1,15	5,57

Tabelle 32: Vorschlagsflächen in den Planungsregionen Thüringens [49] [50] [51] [52]

Planungsregion	Offenland		Wald	
	Anzahl	Fläche [ha]	Anzahl	Fläche [ha]
Nordthüringen	22	2.705	0	0
Mittelthüringen	26	2.921	0	0
Ostthüringen	23	1.255	7	785
Südwestthüringen	7	605	9	830
Thüringen	78	7.486	16	1.615

Tabelle 33: Ergänzungsflächen in den Planungsregionen Thüringens [49] [50] [51] [52]

Planungsregion	Offenland		Wald	
	Anzahl	Fläche [ha]	Anzahl	Fläche [ha]
Nordthüringen	13	710	5	619
Mittelthüringen	21	1.870	7	639
Ostthüringen	13	1.124	30	2.886
Südwestthüringen	2	77	15	1.504
Thüringen	49	3.808	57	5.648

Im Sinne einer Potentialanalyse können die Gunsträume – und damit 11 Prozent der Thüringer Landesfläche – als Theoretisches Potential der Windkraft in Thüringen angesehen werden. Die Präferenzräume können als das mittelfristig erschließbare Technische Potential identifiziert werden. Kurzfristig, d.h. bis 2030, können die Vorschlagsflächen im Umfang von 0,56 Prozent der Landesfläche erschlossen werden. Das politische Ziel der Landesregierung bis 2040 ein Prozent der Landesfläche für Windkraft auszuweisen [9] ist angesichts des Technischen Potentials realistisch, allerdings sind hierfür zwingend Waldflächen für die Windenergie zu entwickeln. Für das Erwartungspotential ergibt sich damit:

2030: 0,56% 2040: 1,0% 2050: >1,14%

Aus der zur Verfügung stehenden Fläche lässt sich die Windkraftleistung mittels der Flächenleistungsdichte p abschätzen. Sie gibt die mittlere Windkraftleistung an, die auf einer Fläche installiert werden kann und wird in kW/ha angegeben. Die Flächenleistungsdichte ist unabhängig von der Leistungsklasse der jeweils konkret verbauten Windkraftanlagen [36]. In der Literatur sind für den Flächenbedarf von Windkraftanlagen Werte zwischen 240 [53] und 333 kW/ha [15] beschrieben. Im Rahmen dieser Potentialstudie wurde ein Wert von 300 kW/ha angesetzt. Damit ergibt sich für das leistungsbezogene Erwartungspotential:

2030: 2,73 GW 2040: 4,85 GW 2050: > 5,57 GW

Zur Plausibilisierung dieses Wertes wurden zwei kürzlich gebaute Windparks auf Flächen in Nordthüringen ausgewertet. Es handelt sich dabei um die Windparks Wipperdorf und Nentzelsrode/Uthleben. Beide Windparks wurden in den Jahren 2014 bis 2020 mit 10 bzw. 13 Windkraftanlagen unterschiedlicher Leistung im Bereich von 2,3 bis 4,5 MW ausgerüstet; am Standort Nentzelsrode/Uthleben befinden sich zusätzlich noch 5 ältere Anlagen der 1,5 MW-Leistungsklasse. In Tabelle 34 sind die wichtigsten Parameter zusammengestellt.

Tabelle 34: Kenndaten der Windparks Wipperdorf und Nentzelsrode/Uthleben

Windpark	Fläche [ha]	Anlagen	Leistung [kW]	p [kW/ha]
Wipperdorf	121	10	29.400	243
Nentzelsrode/Uthleben	150	18	45.300	302

Für die beiden betrachteten Windparks ergibt sich somit eine Flächenleistungsdichte p von 243 bzw. 302 kW/ha.

7.2 Photovoltaik

Zur Ermittlung des **Dachflächenpotentials** wurde der Thüringer Solarrechner herangezogen, eine Dienstleistung der Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur ThEGA [33]. Der Thüringer Solarrechner verschneidet Geoinformationen mit Befliegungsdaten aus den Jahren 2010 bis 2019. Durch eine softwaregestützte Auswertung ist eine gebäudescharfe Berücksichtigung von Neigung, Größe, Ausrichtung und Verschattung eines Daches möglich. Mittels einer Einstrahlungssimulation werden die Dachflächen in vier Kategorien eingeteilt, von denen im Rahmen dieser Potentialberechnung nur Flächen der Kategorie 1 (Globalstrahlung auf die geneigte Dachfläche > 1077 kWh/m²/Jahr) herangezogen wurden. Bild 159 zeigt das Ergebnis der Einstrahlungskategorisierung für einen Teil der Nordhäuser Altstadt. Diese Flächen können jedoch aufgrund von Hindernissen wie Gaupen, Dachflächenfenstern oder Schornsteinen nicht vollständig belegt werden; ferner unterliegen schätzungsweise 5 Prozent dem Denkmalschutz und weiteren 25 Prozent kann eine anderweitige Nutzung zugeschrieben werden [54], so dass als technisch nutzbares Potential deutlich weniger als die Hälfte der einstrahlungstechnisch geeigneten Dachflächen mit Solarmodulen belegt werden kann.

Insgesamt ist für das Dachflächenpotential bei einem steigenden Grad der Potentialausschöpfung durch die Nutzung nicht optimal geneigter oder ausgerichteter Dächer mit sinkenden Volllaststunden zu rechnen; bei vollständiger Potentialausschöpfung ist hier ein Wert von 915 MWh/MW_p anzusetzen. Dieser Wert sollte auch bei einer pauschalierten Bewertung von Dachflächenpotentialen außerhalb des Thüringer Solarrechners angewendet werden.

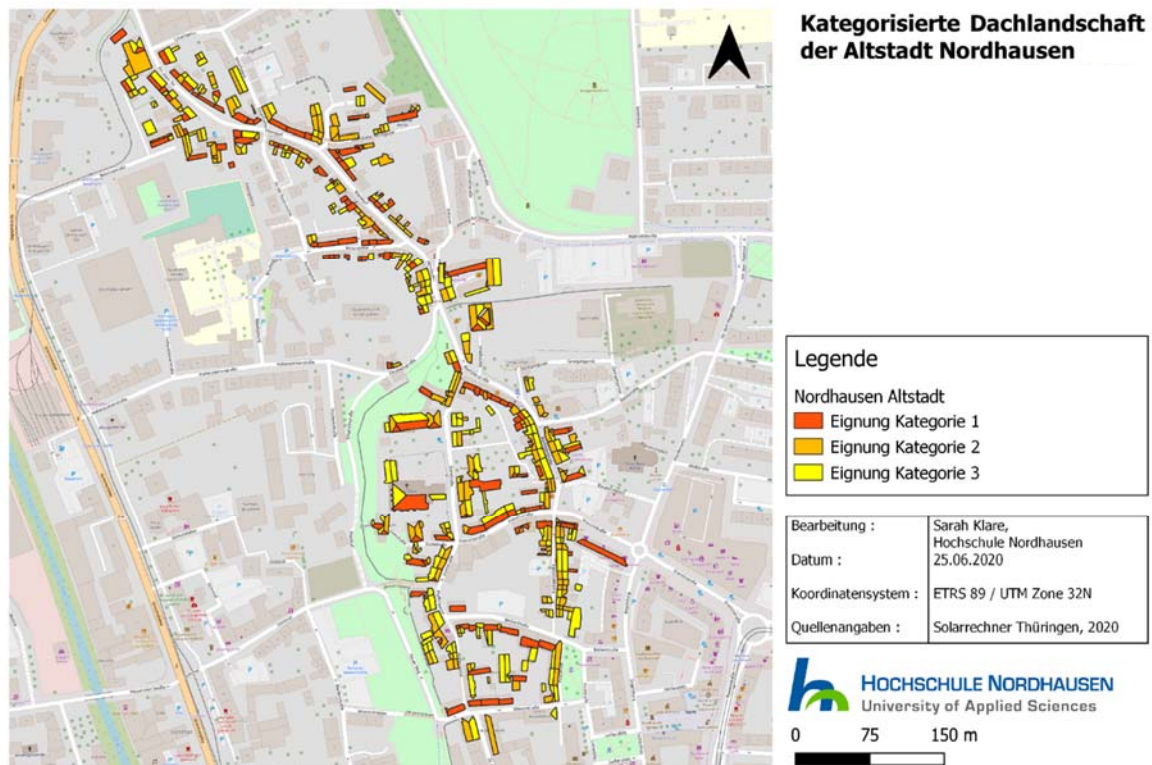


Bild 159: Mittels Thüringer Solarrechner kategorisierte Dachlandschaft der Altstadt Nordhausens

Zur Ermittlung des **Freiflächenpotentials** P wird zunächst das Flächenpotential A ermittelt und dieses dann mit einer Flächenleistungsdichte p multipliziert:

$$P = A \cdot p$$

Das Flächenpotential entlang der Bahntrassen und Bundesautobahnen errechnet sich aus den EEG-förderfähigen Flächen innerhalb eines Streifen von 110 m beidseits der Verkehrswege. Dabei müssen bei Bundesautobahnen in der Regel 40 m und bei Schienenwegen 20 m Abstand von den Verkehrsweegen eingehalten werden, so dass sich ein nutzbarer Streifen von jeweils 70 m bzw. 90 m ergibt. Ebenso wurden Schutzabstände an Wasserflächen etc. berücksichtigt und dem Flächenpotential abgezogen. Nicht berücksichtigt wurden bebaute Flächen, Schutzgebiete, Vorranggebiete der Regionalpläne sowie Eingriffs- und Kompensationsflächen.

Zur Ermittlung des Flächenpotentials der Brachflächen wurde das Thüringer Brachflächenkataster [55] ausgewertet. Mittels einer umfassenden Stichprobe wurden einzelne Brachflächen untersucht und deren nutzbare Fläche ermittelt. Im Durchschnitt konnten 60 Prozent der Flächen berücksichtigt werden.

Das Flächenpotential von Halden, Deponien, Tagebaugebieten oder Steinbrüchen wurde manuell aus den ATKIS Daten Thüringens ausgelesen. Ebenso wurden hier eine umfassende Stichprobe untersucht, sie ergab einen belegbaren Flächenanteil von etwa 40 Prozent.

Wie bei den Flächenpotentialen an den Verkehrswegen wurden auch bei den Brachflächen, Halden, Deponien, Stein- und Tagebrüchen keine Vorranggebiete der Regionalpläne oder Eingriffs- und Kompensationsflächen berücksichtigt.

Für die Belegung der Potentialflächen wird eine Flächenleistungsdichte von 571 kW_p/ha angesetzt. Die Flächenleistungsdichte basiert auf dem Flächenbedarf einer kristallinen Standard Photovoltaikanlage mit 30° Aufständigung und einem Reihenabstand der 2,5-fachen Modullänge (Flächennutzungsfaktor 0,4).

7.3 Wasserkraft

Das Potential der Wasserkraft ist nahezu ausgeschöpft, weswegen hier keine weiteren Analysen mehr durchgeführt worden sind.

7.4 Pumpspeicher

In Thüringen sind fünf Pumpspeicherkraftwerke installiert, von denen eines derzeit nur als Laufwasserkraftwerk arbeitet. Wesentliche Kenndaten sind in Tabelle 35 zusammengestellt.

Tabelle 35: Pumpspeicherkraftwerke Thüringen [19]

Pumpspeicherkraftwerk	Leistung [MW]	Kapazität [MWh]	Inbetriebnahme
PSW Goldisthal	1.060	8.480	2003
PSW Hohenwarte II	320	2.087	1966
PSW Bleiloch	80	753	1932
PSW Hohenwarte I	62	795	1945
PSW Wistenten	6	100	1939, 1992 stillgelegt
Summe Thüringen	1.525	12.115	

Das Potential für den Bau neuer Pumpspeicherkraftwerke in Thüringen wurde in der Studie [19] ermittelt. Darin wurden topographische, geologische und hydrologische Bedingungen sowie mögliche Konflikte mit bestehenden Nutzungen und der Umwelt evaluiert und mit Hilfe eines Kriterienkatalogs bewertet. Der Katalog unterscheidet zwischen Kriterien, die der Standort dringend erfüllen muss und Kriterien, die für die Beurteilung als Standort wesentlich sind. Das wichtigste Kriterium ist die Topographie, die durch Reliefanalysen computergestützt identifiziert wird. Für die weitere Beurteilung des Standorts als Eignung für ein Pumpspeicherkraftwerk wurden zudem die Geologie, das Wasserdargebot und naturschutzrelevante Landschaftstypisierungen betrachtet. Die Anbindung an das Stromnetz, Konflikte mit bestehenden Nutzungen

wie Verkehrswege oder Infrastrukturprojekte und die öffentliche Akzeptanz waren weitere Prüfsteine.

Das Potential zum Ausbau von Talsperren zu Pumpspeicherkraftwerken wurde mit gleicher Methodik ermittelt, wobei die Gewichtung einzelner Aspekte verändert wurde. Ein Mindeststaurauminhalt von 2 Mio. m³ muss gegeben sein, um eine Mindestleistung für einen wirtschaftlichen Betrieb zu garantieren. Es haben sich drei bestehende Talsperren als potentiell nutzbar ergeben: Schmalwasser, Weida und Hohenleben, welche in Summe eine Leistung von 710 MW erzielen können.

7.5 Biomasse

Im Rahmen dieser Studie wurden zur Erhebung der Grunddaten auf die öffentlich zugänglichen Daten des Statistischen Landesamtes Thüringen zurückgegriffen. Die Berechnung der Potentiale erfolgte auf Landkreisebene, dargestellt in den Planungsregionen des Landes, um eine höhere räumliche Auflösung als bei der Darstellung der anderen Potentiale zu erreichen.

Das energetische Potential, das in **Holz** steckt, wurde über den jährlichen Holzzuwachs auf der nutzbaren Waldfläche Thüringens ermittelt. Die Waldfläche Thüringens macht gut 500.000 ha aus. Davon sind Naturschutzflächen abzurechnen, weil hier keine oder nur eine eingeschränkte Nutzung möglich ist. Darüber hinaus wurden gem. der Nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt [56] 5 Prozent der Waldfläche für eine natürliche Waldentwicklung reserviert. Für die verbleibende Fläche wurde unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Bestands von 38 Prozent Laubbäumen und 62 Prozent Nadelbäumen ein jährlicher Zuwachs von 11,2 m³/ha der Bundeswaldinventur im Freistaat Thüringen entnommen [57]. Um den Anteil des so ermittelten Zuwachses zu bestimmen, der für eine energetische Nutzung zur Verfügung steht, wurde eine Auswertung der Stoffkreisläufe in der Holzwirtschaft vorgenommen, die auch Zellstoff-, Holzwerkstoff- und Sägeindustrie umfassen (Bild 160). Der Wert wurde aus dem Quotienten des Potentials und der Summe aus nutzbarem Zuwachs und Rinde mit rund 75 Prozent bestimmt. Der Energiegehalt wurde mithilfe des Mittelwerts des Heizwerts der jeweils wichtigsten zwei Hauptbaumarten von Laubwald (Buche und Eiche) und Nadelwald (Fichte und Kiefer) mit dem Wassergehalt von 15 Prozent bezogen.

Zur Ermittlung des Potentials der **Energiepflanzen** wurden aus der Agrarstrukturerhebung 2016 [58] die landwirtschaftlichen Flächen der Landkreise entnommen. Durch Daten des Thüringer Landesamts für Statistik wurden Kennzahlen herangezogen, die die Anbaufläche der Feldfrüchte Mais [59], Getreide [60] und Zuckerrübe [61] in Thüringen der letzten Jahre darstellen. Über einen Zeitraum von 20 bzw. 9 Jahren (je nach Datengrundlage) wurden die Anbauflächen und Hektarerträge (Getreide: [62], Mais: [63], Zuckerrübe: [64])

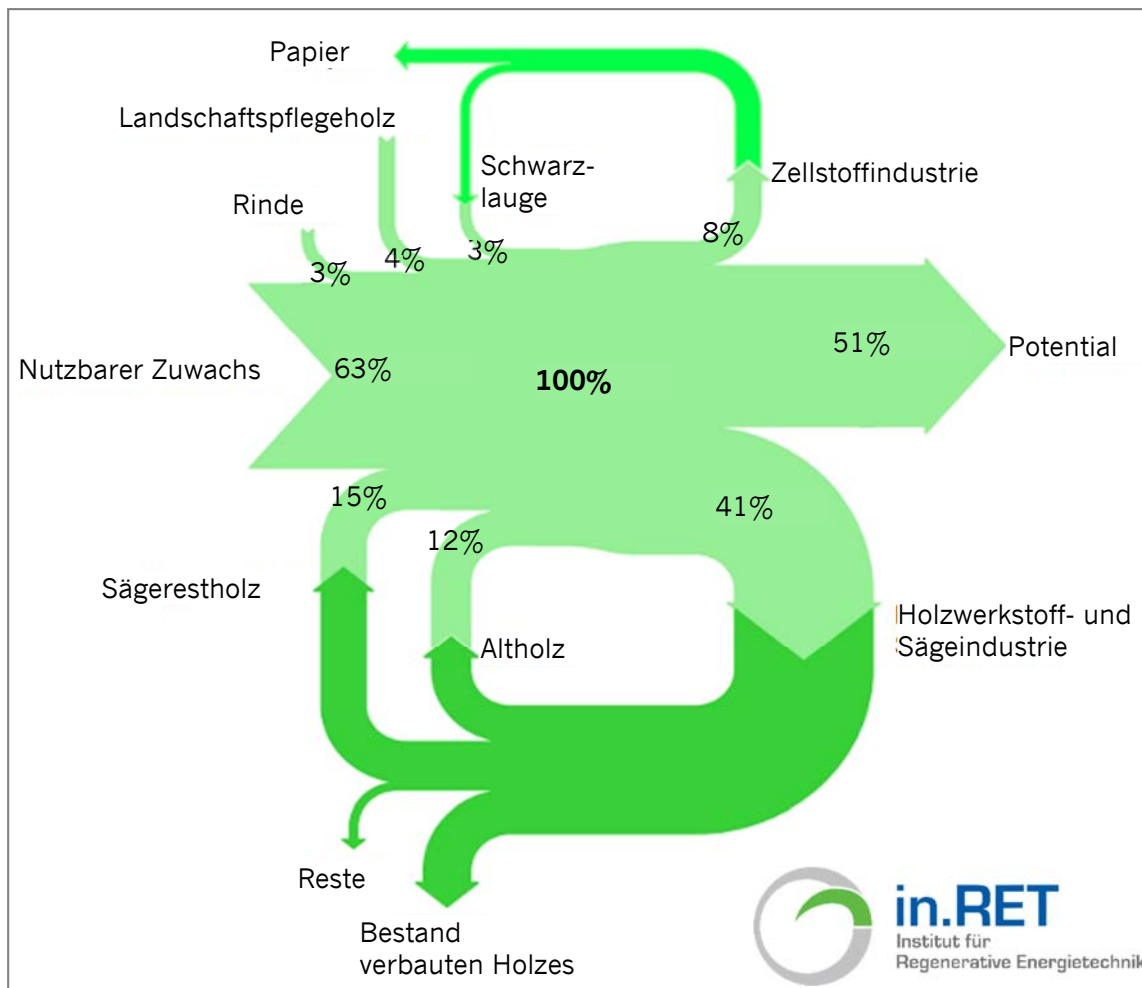


Bild 160: Stoffströme in der deutschen Holzwirtschaft, nach [65]

der drei Feldfrüchte ermittelt. Aus deren Gesamtanbaufläche wurde nun ein Anteil von 26 Prozent als energetisch nutzbarer Anteil definiert und je nach prozentualem Anteil der jeweiligen Feldfrucht im Landkreis die potentiell energetisch nutzbare Anbaufläche berechnet. Der Anteil von 26 Prozent wurde an die Studie von Seyfert et.al. [22] angelehnt, die ein Ackerflächenpotential mit Naturschutzszenario für Deutschland betrachtet. Durch die durch das Landesamt gegebenen Hektarerträge konnten nun Erntemengen berechnet und durch Zahlen der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe [66] auf Energiemengen skaliert werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Feldfrüchte in Biogasanlagen als Ganzpflanzensilage (GPS) eingespeist werden. Festzuhalten ist, dass bei der Betrachtung keine Zukunftsprognosen zu Ernteentwicklung, Flächenverfügbarkeit und Anbaurestriktionen mit eingeflossen sind.

Die Ermittlung des energetischen Potentials aus **Grassilage** ist ähnlich der Ermittlung des Feldfrüchtepentials erfolgt. Die Daten der Fläche des Dauergrünlands wurden aus der Agrarstrukturerhebung 2016 [58] entnommen. 26 Prozent des Dauergrünlands wurden als energetisch nutzbar angesehen. Durch Hektarerträge [67] wurden die potentiellen Erntemengen ermittelt und mit Daten der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe die Energiewerte (Tabelle 36), die durch die Biogasproduktion frei werden, berechnet.

Tabelle 36: Kennzahlen der Biogaserträge, nach [66]

	Biogasertrag
Milchkuh (17 m ³ Gülle /Tierplatz und Jahr)	289 Nm ³ Methan
Mastrind (2,8 t Festmist/Tierplatz und Jahr)	185 Nm ³ Methan
Mastschwein (1,6 m ³ Gülle/Tierplatz und Jahr)	19 Nm ³ Methan
Legehennen (2 m ³ Rottemist/100 Tierplätze und Jahr)	164 Nm ³ Methan
1 ha Silomais (40 - 60 t FM) ⁸	3.956 - 5.934 Nm ³ Methan
1 ha Zuckerrüben (55 - 75 t FM) ⁸	3.523 - 4.803 Nm ³ Methan
1 ha Getreide-GPS (30 - 50 t FM) ⁸	2.884 - 4.807 Nm ³ Methan
1 ha Grünland (23 - 43 t FM) ⁸	2.001 - 3.808 Nm ³ Methan

Tabelle 37: Landwirtschaftliche Kennzahlen Thüringens [58]

Landkreis/ kreisfreie Stadt	Landwirtschaftliche Fläche [ha]	davon Ackerland [ha]	davon Dauergrünland [ha]
Planungsregion Nordthüringen			
Nordhausen	35.617	30.559	5.048
Eichsfeld	47.207	37.674	9.512
Kyffhäuserkreis	67.876	61.816	5.746
Unstrut-Hainich-Kreis	66.658	60.961	5.570
Planungsregion Mittelthüringen			
Sömmerda	57.693	55.103	2.159
Erfurt	13.350	12.509	779
Weimar	2.058	0	0
Weimarer Land	55.255	50.665	4.506
Gotha	47.952	37.075	9.769
Ilm-Kreis	31.576	23.323	8.245
Planungsregion Ostthüringen			
Jena	925	0	0
Saale-Holzland-Kreis	39.601	29.913	9.621
Gera	4.725	3.900	806
Altenburger Land	36.710	33.598	3.014
Greiz	46.620	36.809	9.771
Saale-Orla-Kreis	50.506	39.550	10.922
Saalfeld-Rudolstadt	33.517	18.382	15.111
Planungsregion Südwestthüringen			
Eisenach	5.787	4.398	1.388
Wartburgkreis	53.635	28.513	25.109
Schmalkalden-Meiningen	41.017	18.987	22.030
Suhl	281	0	281
Hildburghausen	33.467	20.100	13.364
Sonneberg	6.961	3.671	3.289
Thüringen gesamt	778.994	607.506	166.040

⁸ 12% Siliiverluste berücksichtigt, bei Zuckerrüben 15%, 1 m³ Methan = 9,97 kWh [65]

Das Potential, das in **Reststoffen** liegt, wird anhand von Daten des Thüringer Landesamts für Statistik ermittelt. Als Reststoffe wurden Rinder- [68] und Schweinegülle [69], Geflügelmist [70] sowie die abgegebenen Mengen von Grünschnitt und Biotonnenabfällen angesehen. Zur Ermittlung der tierischen Abfallmenge wurden die Schweine- und Geflügelbestände von 2016 und Rinderbestände von 2020 betrachtet. Aus dem Tierbestand kann durch Daten der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Tabelle 36) die emittierte Energiemenge kalkuliert werden. Bei Rindern wurde weiter die Haltung zur Milch- oder Fleischproduktion mitberücksichtigt. Je nachdem ist auch die Energiemenge des Abfallstoffes pro Tier unterschiedlich (vgl. Tabelle 36). Die Energiemenge, die in Biotonne und Grünschnittabfall steckt, wurde durch das entstehende Biogas pro kg Reststoff berechnet [71]:

Bioabfall:	0,615 m ³ / kg oTM
Landschaftspflegegras:	0,2 m ³ / kg oTM

Das **Strohpotenzial** wird anhand der Fläche des Getreideanbaus in Thüringen ermittelt. Da 26 Prozent der Anbaufläche der drei Hauptfeldfrüchte als Ganzpflanzensilage für die Biogasbereitstellung genutzt werden, sind nur 74 Prozent der Getreideanbaufläche als potentielle Strohanbaufläche anzusehen. Von dieser Fläche werden nun 37 Prozent des anfallenden Stroh thermisch genutzt. Laut der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft sind zwischen 37 und 60 Prozent des anfallenden Stroh für die Nutzbarkeit als Stroh anzunehmen [72]. Es wird von dem unteren Wert ausgegangen.

Mit dem Faktor von 6 t Stroh pro ha Anbaufläche wird die Gesamtmenge an Stroh berechnet [73]. Dieser Wert wurde am oberen Grenzwert der Strohausbeute pro ha Getreide angesetzt. Mit dem Brennwert von 3,96 kWh/kg [74] wurden die Brennwerte für Stroh pro Landkreis ermittelt.

7.6 Umweltwärme

Flüsse fungieren aufgrund der hohen thermischen Kapazität des Wassers als effektive Wärmespeicher. Die Temperatur der oberirdischen Gewässer ist deutlich konstanter als die stark variable Lufttemperatur. Um das durch Wärmepumpen nutzbare Potential der Umweltwärme, die in **Thüringer Fließgewässern** vorhanden ist, zu berechnen, wurde die Arbeit von J. Gappisch [23] herangezogen. Als maximal tolerierbare Temperaturveränderung wurde ein ΔT von 1,5 K bei Wärmenutzung durch die EG-Fischgewässerqualitätsrichtlinie für salmonide Gewässer festgelegt. Die vorliegende Potentialabschätzung orientiert sich an diesem Richtwert. Die Potentiale sind für zwölf Monate angegeben, als sinnvoll erachtet ist jedoch die Wärmenutzung mit Hilfe von Plattenwärmetauschern in den Wintermonaten Dezember bis Februar.

Die Wärmeentzugsleistung P erfolgte gemäß

$$P = \rho \cdot Q_{WT} \cdot c_P \cdot \Delta T$$

als Produkt von Dichte ρ des Wassers, des Volumenstroms Q_{WT} am Wärmetauscher, der spezifischen Wärmekapazität c_P und der Temperaturänderung ΔT . Als Durchfluss am Wärmetauscher wird die Hälfte des Fließgewässerdurchflusses angenommen.

Geeignete Standortbedingungen für den technischen Einbau thermischer Wärmepumpen sind eine Mindest-Pegelhöhe und Mindest-Fließgeschwindigkeit, um eine ausreichende Kontaktfläche zwischen Flusswasser und Wärmeplatte zu gewährleisten. Deswegen ist eine technische Umsetzung nur bei einigen Standorten in Thüringen möglich. Als Datengrundlage wurden die Pegelstände vom TLUBN Thüringen [75] herangezogen. Als für den Einsatz eines Wärmetauschers technisch notwendige Mindest-Pegelhöhe wurde 80 cm angesetzt [23]. Da keine Daten über die Fließgeschwindigkeiten vorliegen, wird die Annahme getroffen, dass die Pegelstände, die die Mindest-Pegelhöhe erreichen, auch eine ausreichende Fließgeschwindigkeit vorweisen. Tabelle 38 zeigt die Pegelstandorte, die 80 cm Pegelhöhe im 30-Jahres-Mittel überstiegen haben.

Tabelle 38: Pegelstandorte, die die Bedingungen erfüllen

Fließgewässer	Pegelstandort
Weiße Elster	Berga
	Eisenhammer (AP)
	Greiz
Saale	Blankenstein-Rosenthal
	Camburg-Stöben
	Katzhütte-Schwarza
	Kaulsdorf (AP)
	Saalfeld-Remschütz,
Unstrut	Rothenstein
	Georgenthal 1
	HRB Straußfurt (AP),
	Ilfeld
	Nägelstedt
Werra	Oldisleben
	Breitungen
	Ellingshausen
	Frankenroda
	Gerstungen
	Hinternah
	Meiningen
	Rappelsdorf
	Vacha

C Karten und Daten

8. Potentialatlas

8.1 Strohpotential in den Planungsregionen

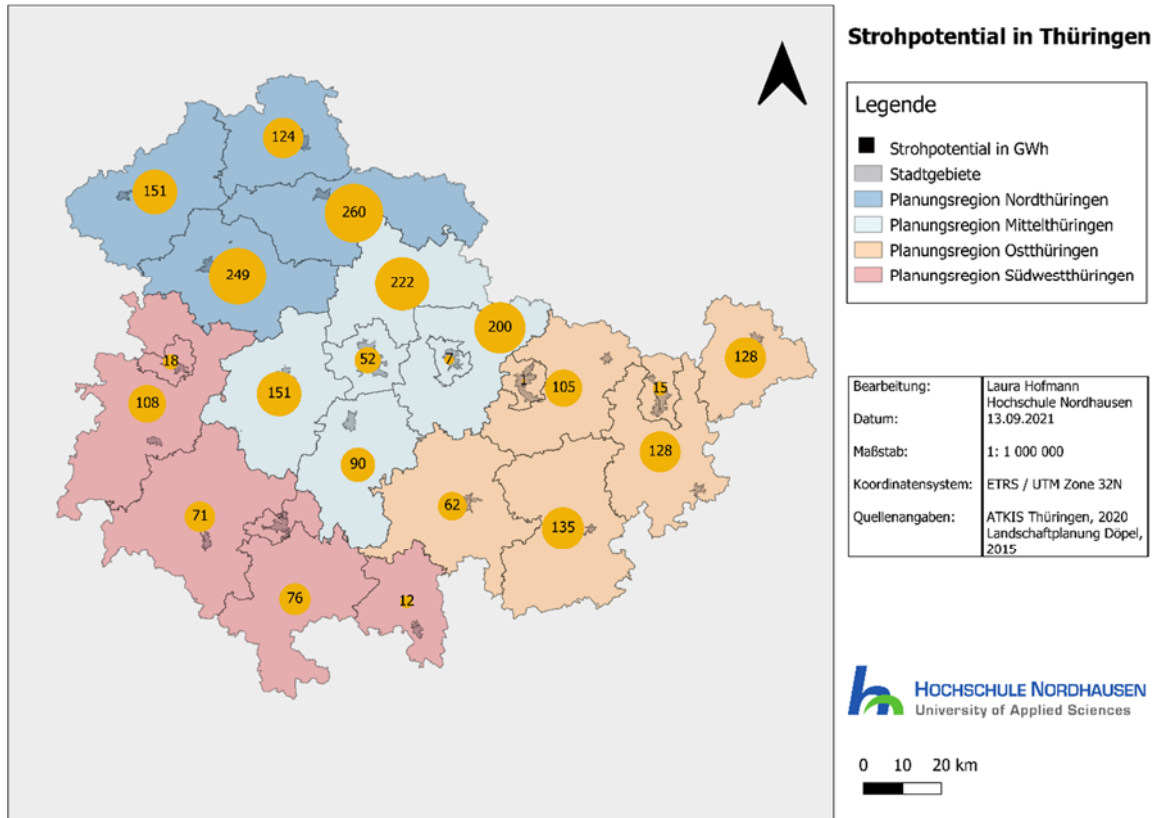


Bild 161: Strohpotential in Thüringen auf Landkreisebene

8.2 Windkraftpotential in den Planungsregionen

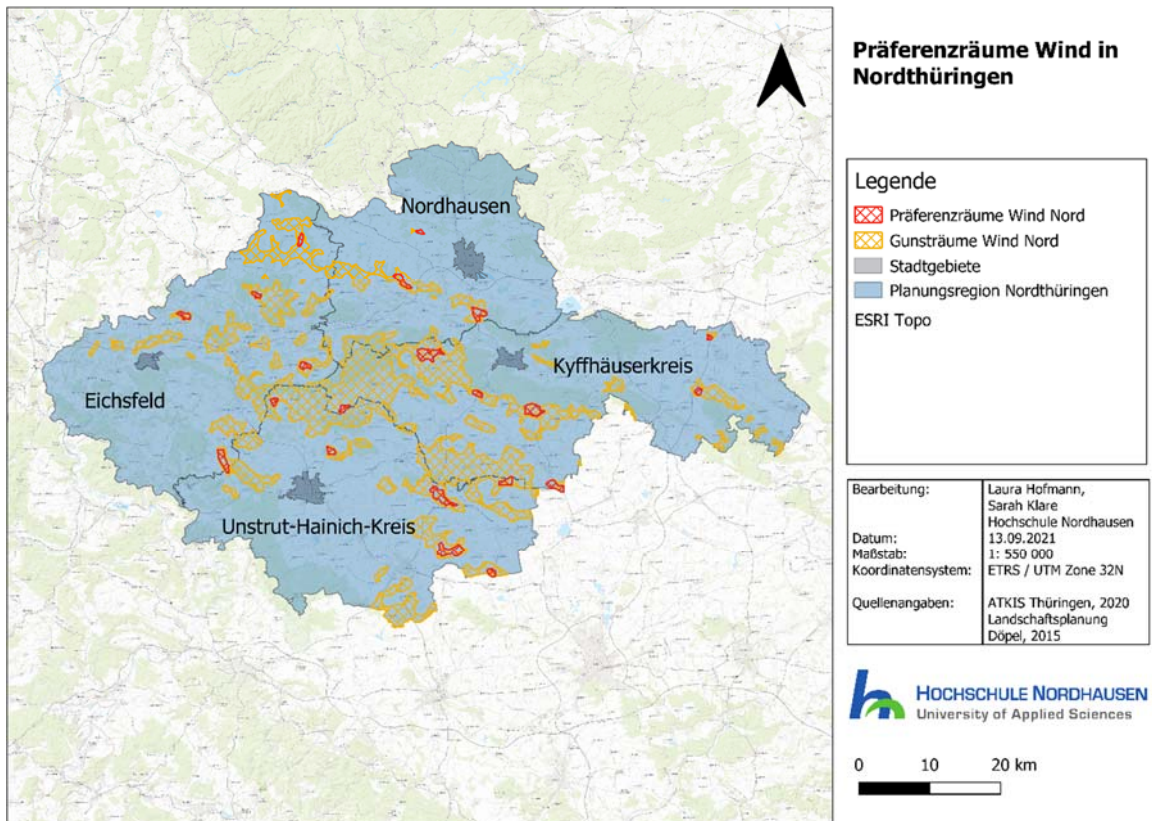


Bild 162: Gunst- und Präferenzräume für Windkraftanlagen in Nordthüringen

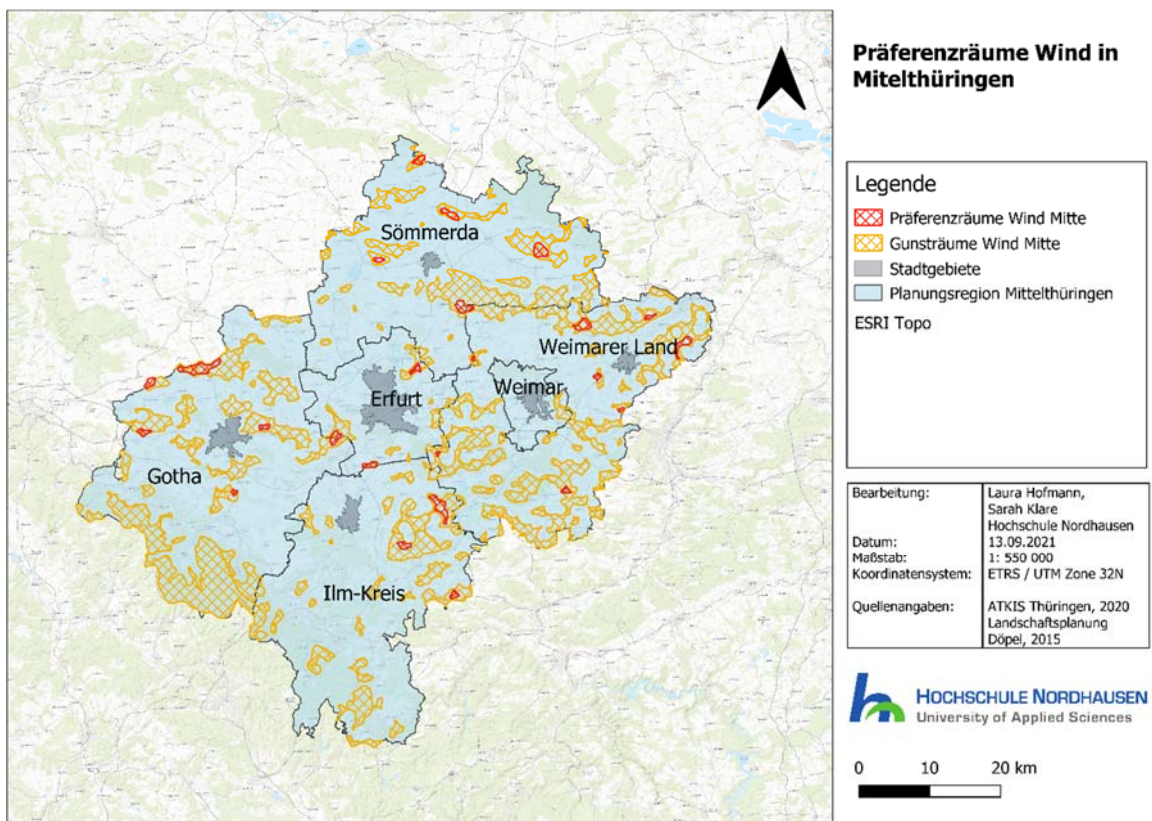


Bild 163: Gunst- und Präferenzräume für Windkraftanlagen in Mittelthüringen

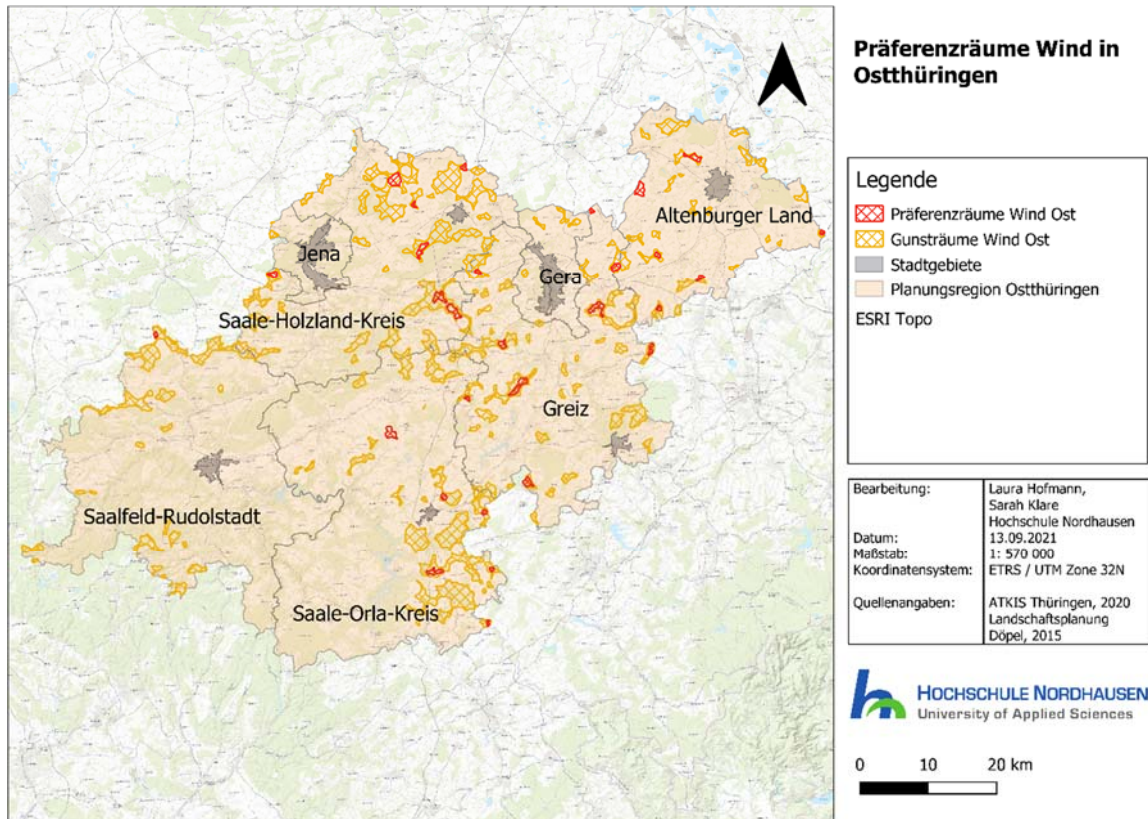


Bild 164: Gunst- und Präferenzräume für Windkraftanlagen in Ostthüringen

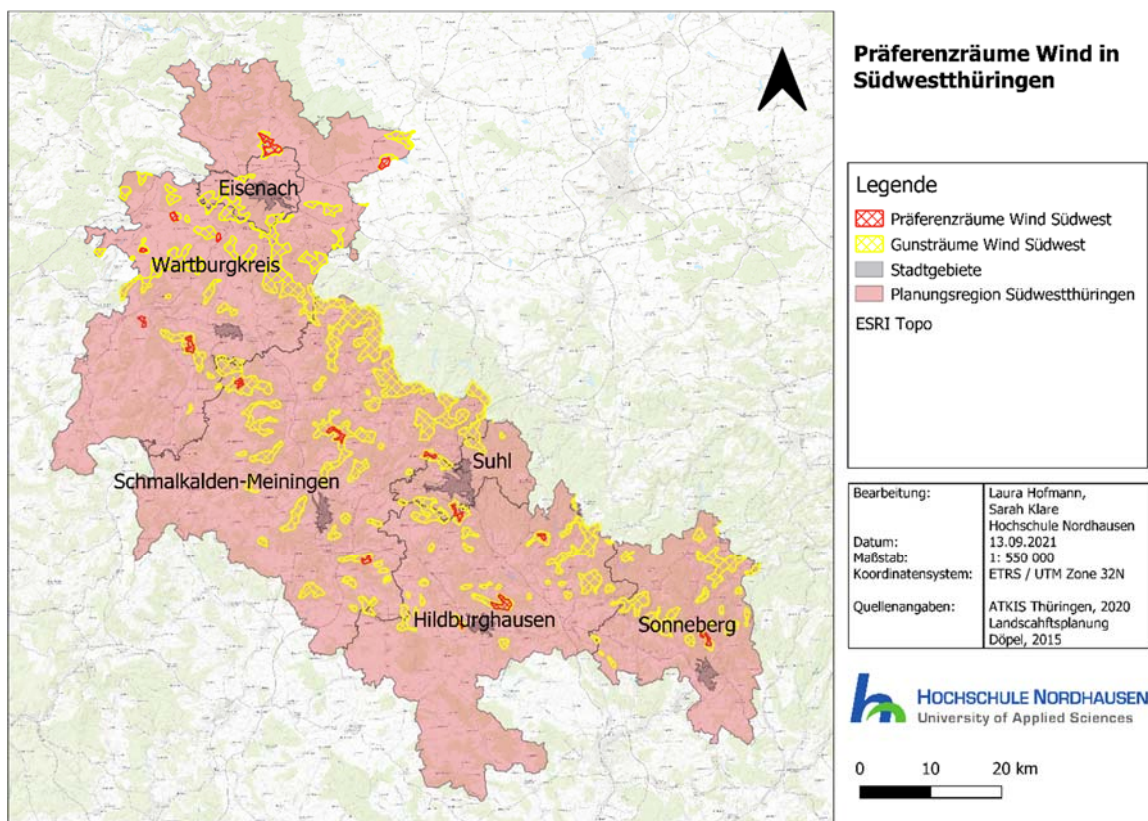


Bild 165: Gunst- und Präferenzräume für Windkraftanlagen in Südwestthüringen

8.3 PV-Potential in den Planungsregionen

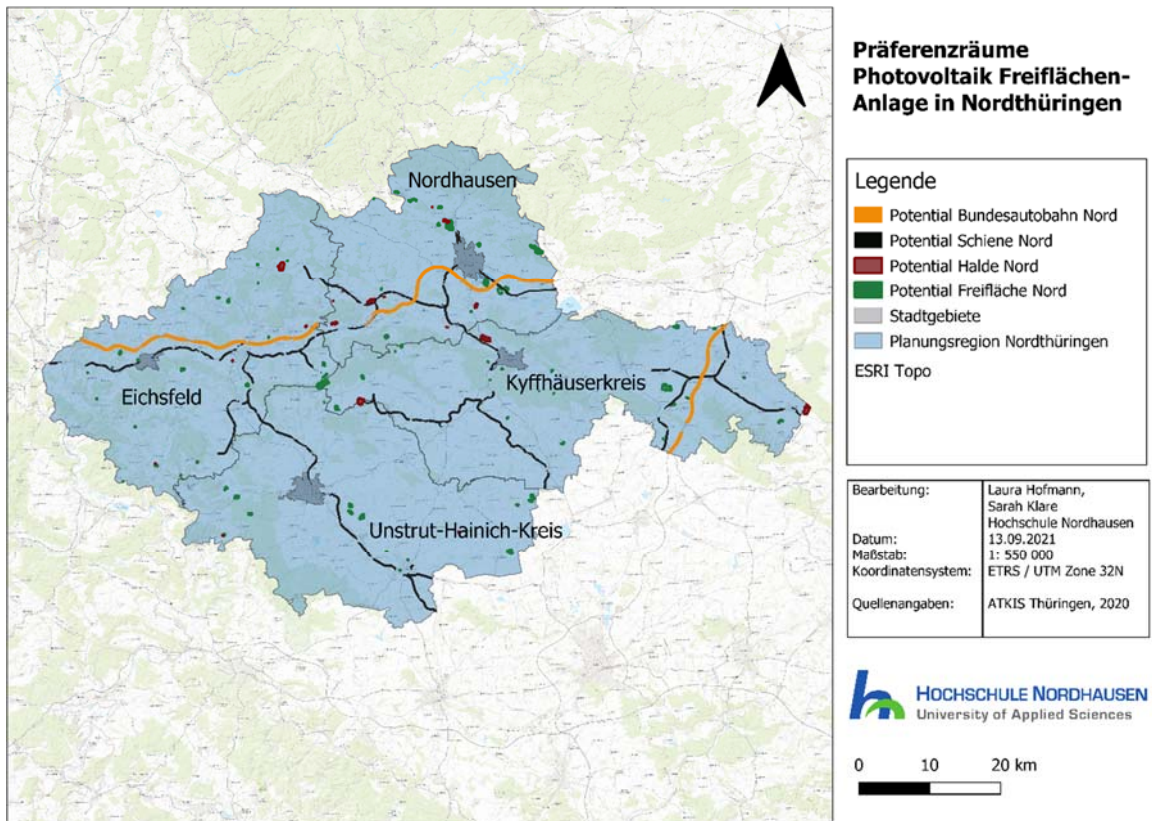


Bild 166: Präferenzräume für Photovoltaikfreiflächen in Nordthüringen

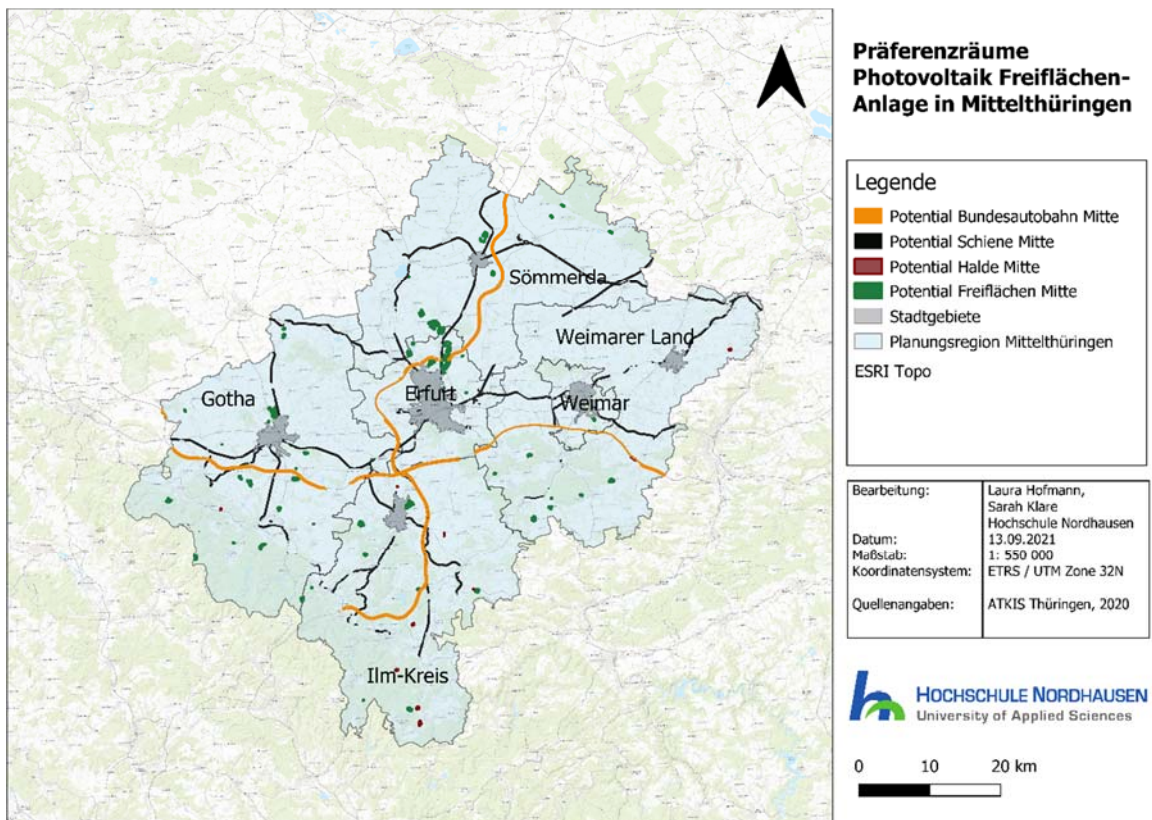
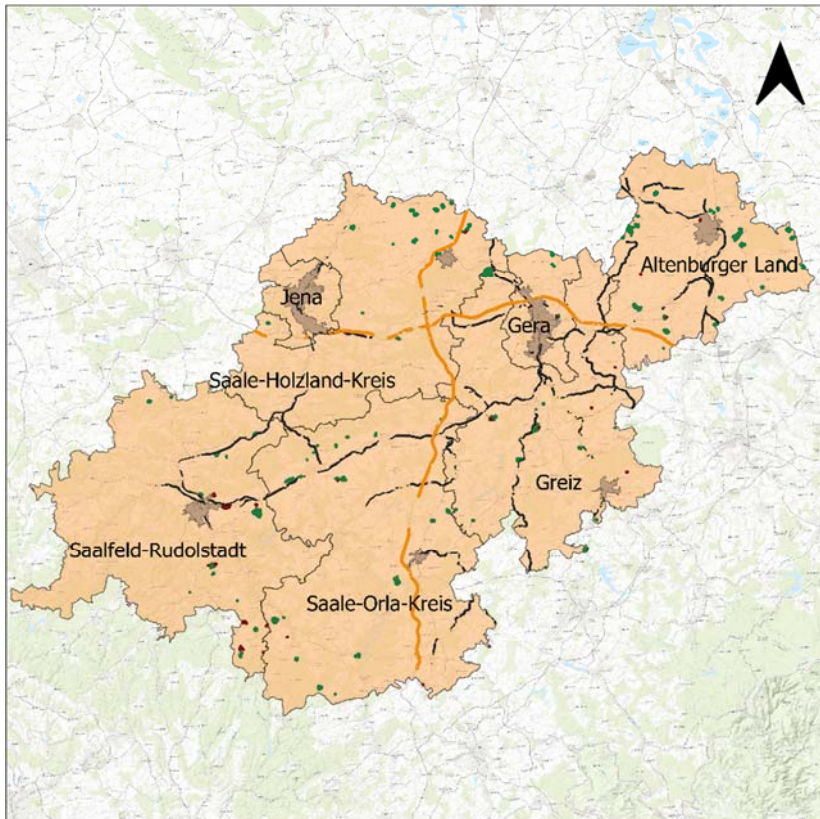


Bild 167: Präferenzräume für Photovoltaikfreiflächen in Mittelthüringen



**Präferenzräume
Photovoltaik Freiflächen-
Anlage in Ostthüringen**

Legende

- Potential Bundesautobahn Ost
- Potential Schiene Ost
- Potential Halde Ost
- Potential Freifläche Ost
- Stadtgebiete
- Planungsregion Ostthüringen

ESRI Topo

Bearbeitung:	Laura Hofmann, Sarah Klare Hochschule Nordhausen
Datum:	13.09.2021
Maßstab:	1: 570 000
Koordinatensystem:	ETRS / UTM Zone 32N
Quellenangaben:	ATKIS Thüringen, 2020

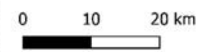
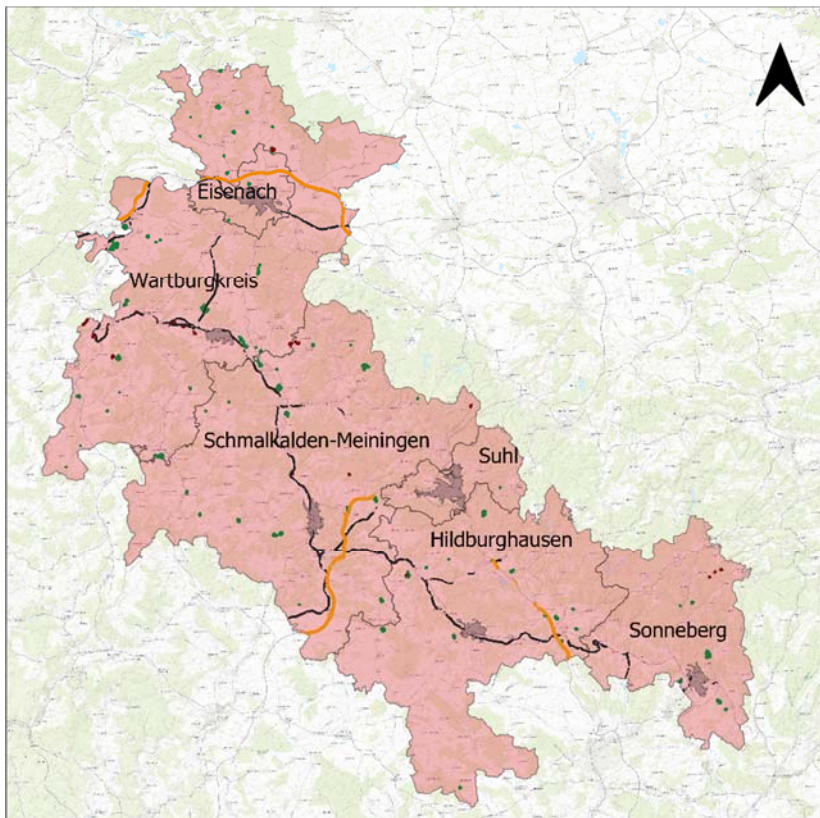


Bild 168: Präferenzräume für Photovoltaikfreiflächen in Ostthüringen



**Präferenzräume
Photovoltaik Freiflächen-
Anlage in
Südwestthüringen**

Legende

- Potential Bundesautobahn SüdWest
- Potential Schiene SüdWest
- Potential Halde SüdWest
- Potential Freifläche SüdWest
- Stadtgebiete
- Planungsregion Südwestthüringen

ESRI Topo

Bearbeitung:	Laura Hofmann, Sarah Klare Hochschule Nordhausen
Datum:	13.09.2021
Maßstab:	1: 550 000
Koordinatensystem:	ETRS / UTM Zone 32N
Quellenangaben:	ATKIS Thüringen, 2020

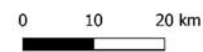


Bild 169: Präferenzräume für Photovoltaikfreiflächen in Südwestthüringen

8.4 Reststoffe in den Planungsregionen

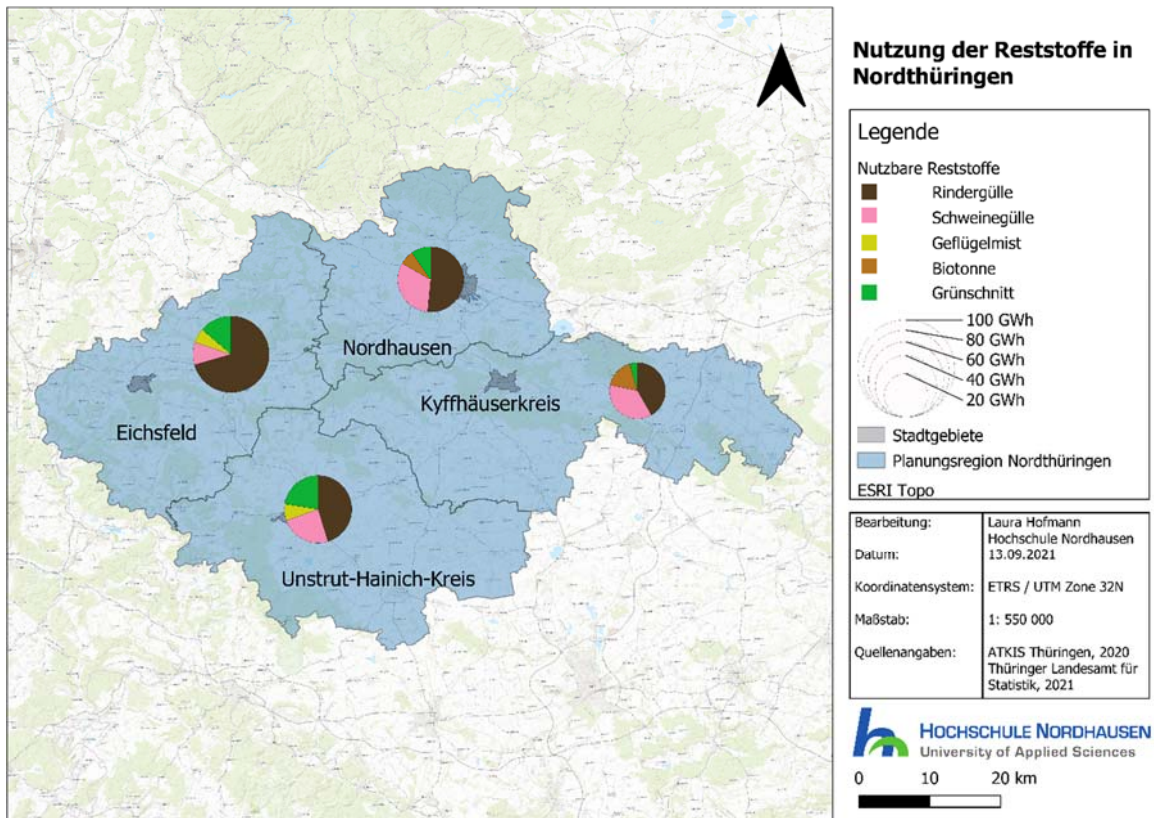


Bild 170: Reststoffe in Nordthüringen

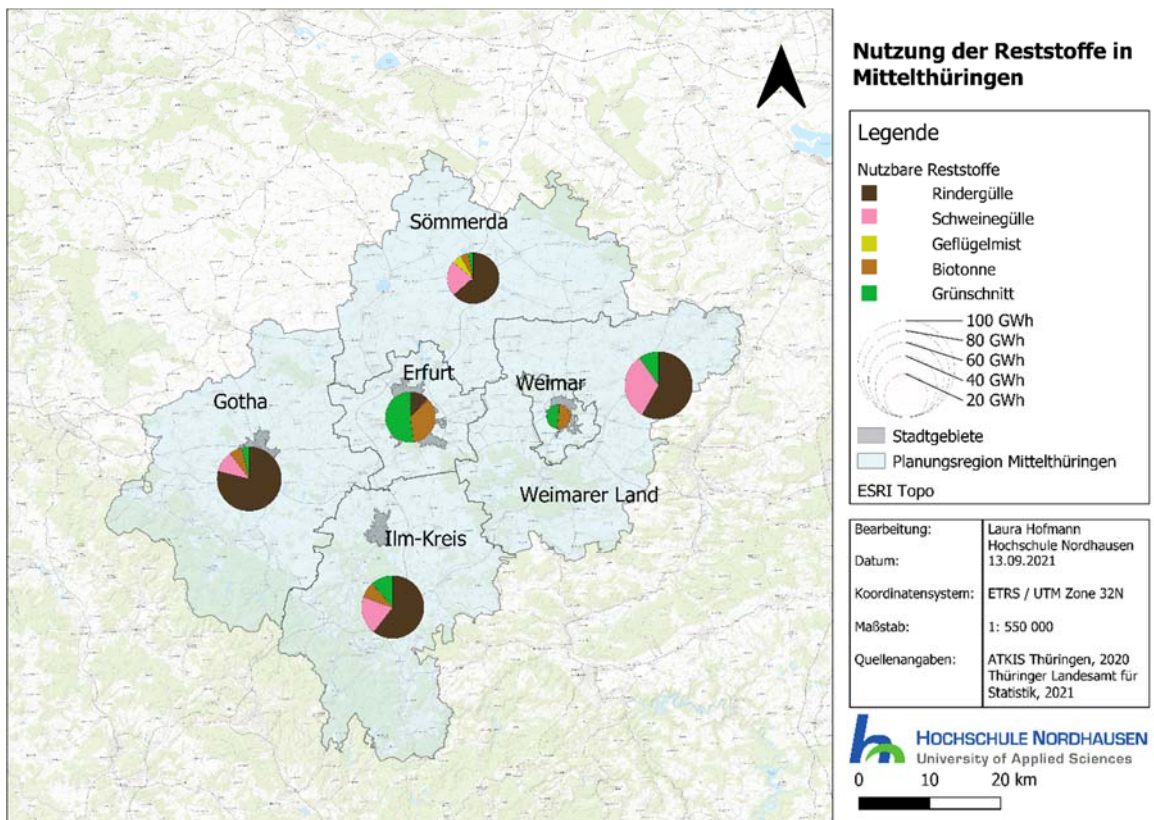


Bild 171: Reststoffe in Mittelthüringen

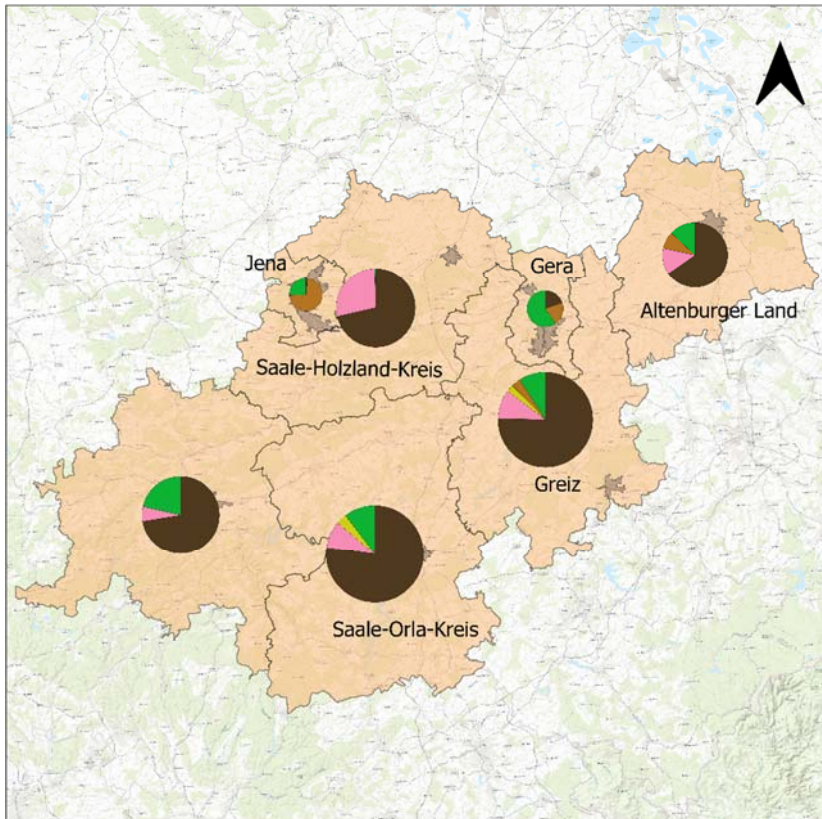


Bild 172: Reststoffe in Ostthüringen

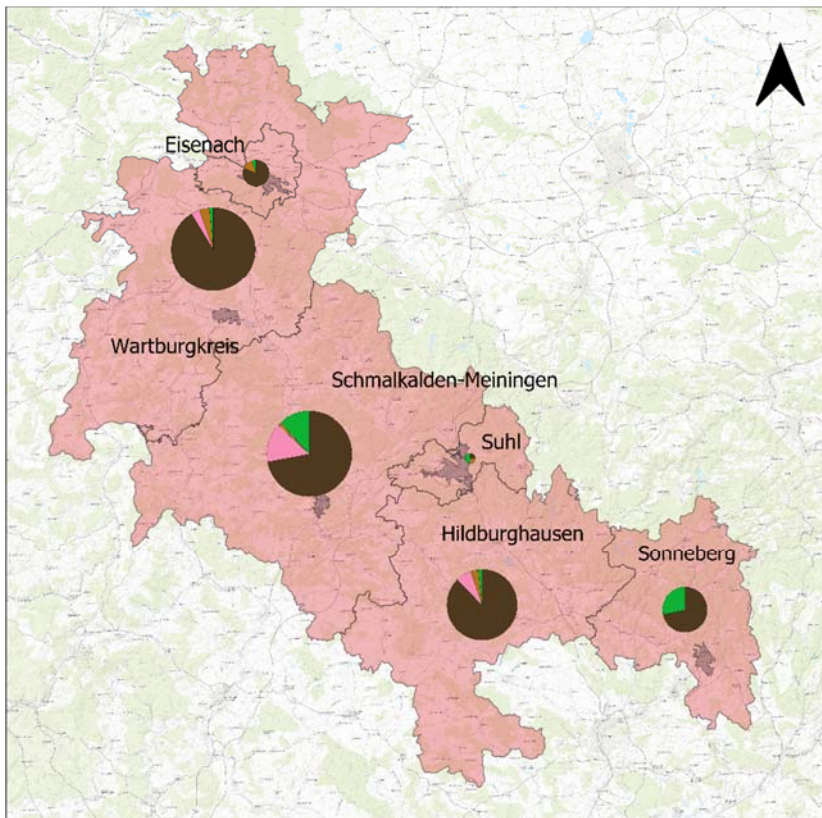


Bild 173: Reststoffe in Südwestthüringen

8.5 Energiepflanzen in den Planungsregionen

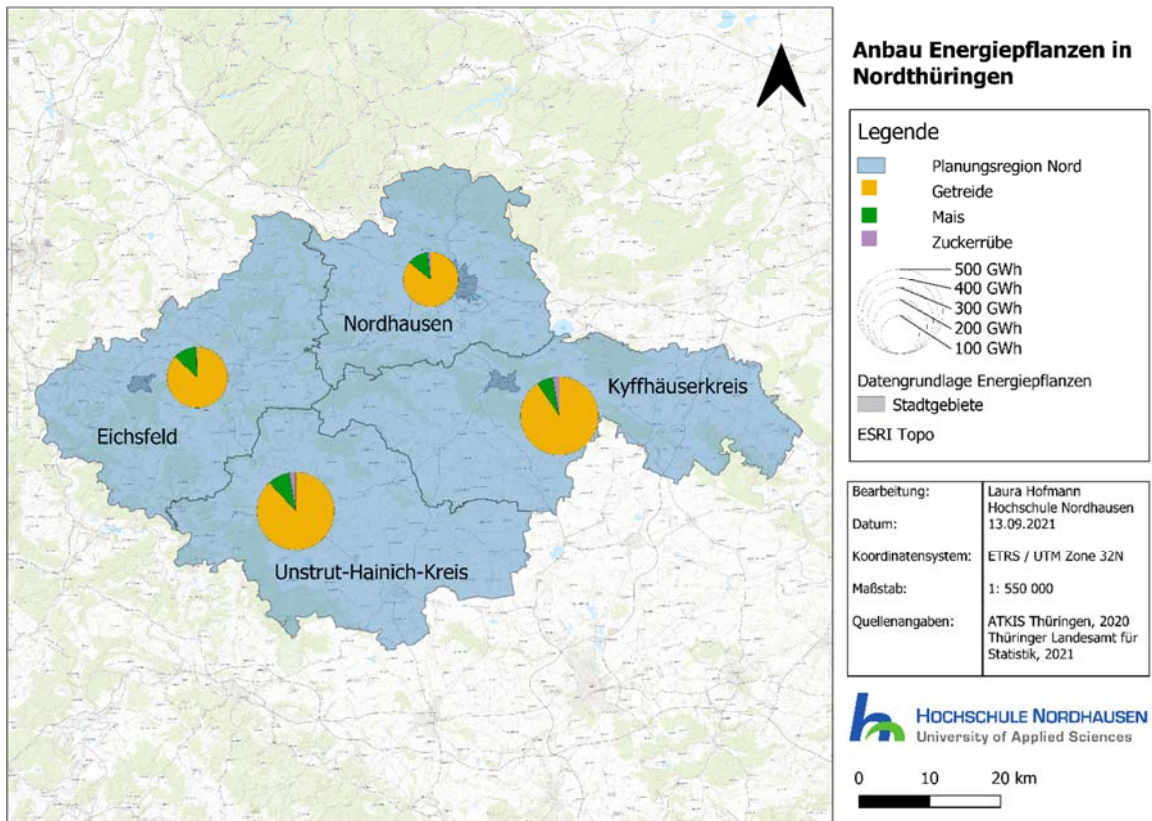


Bild 174: Anbau Energiepflanzen in Nordthüringen

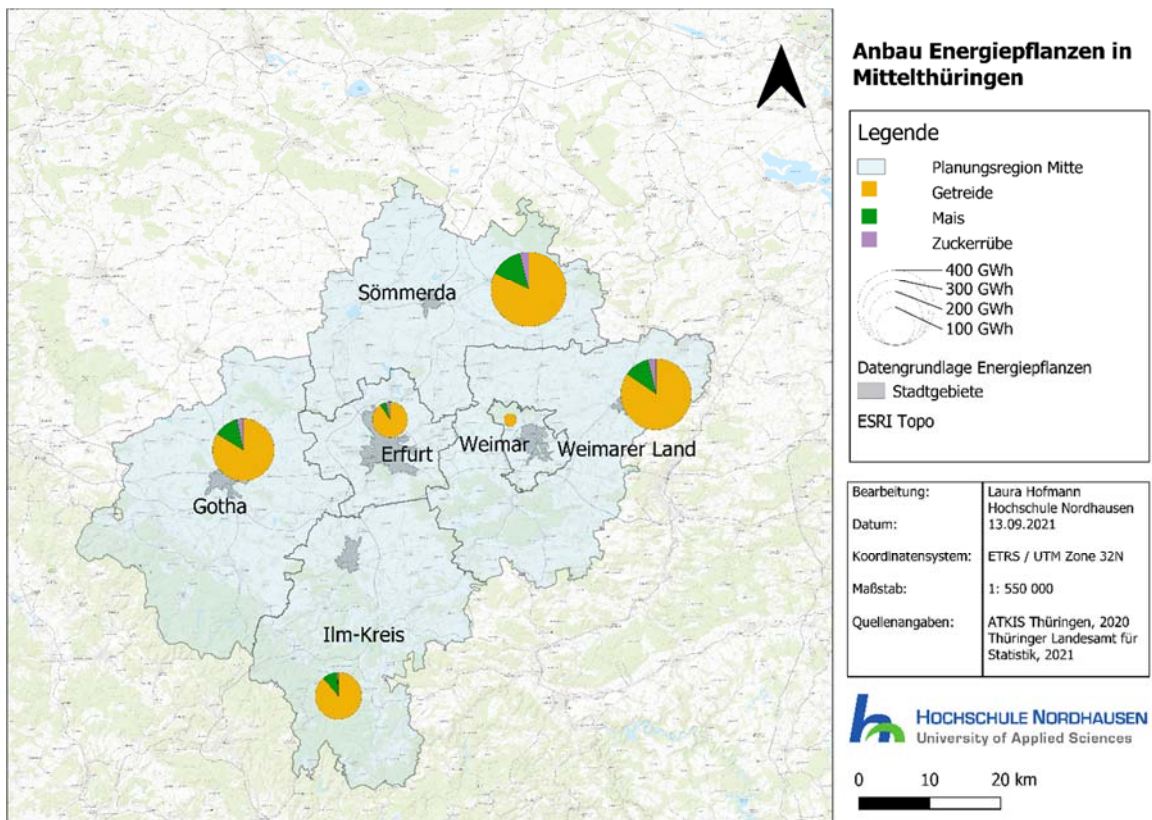


Bild 175: Anbau Energiepflanzen in Mittelthüringen

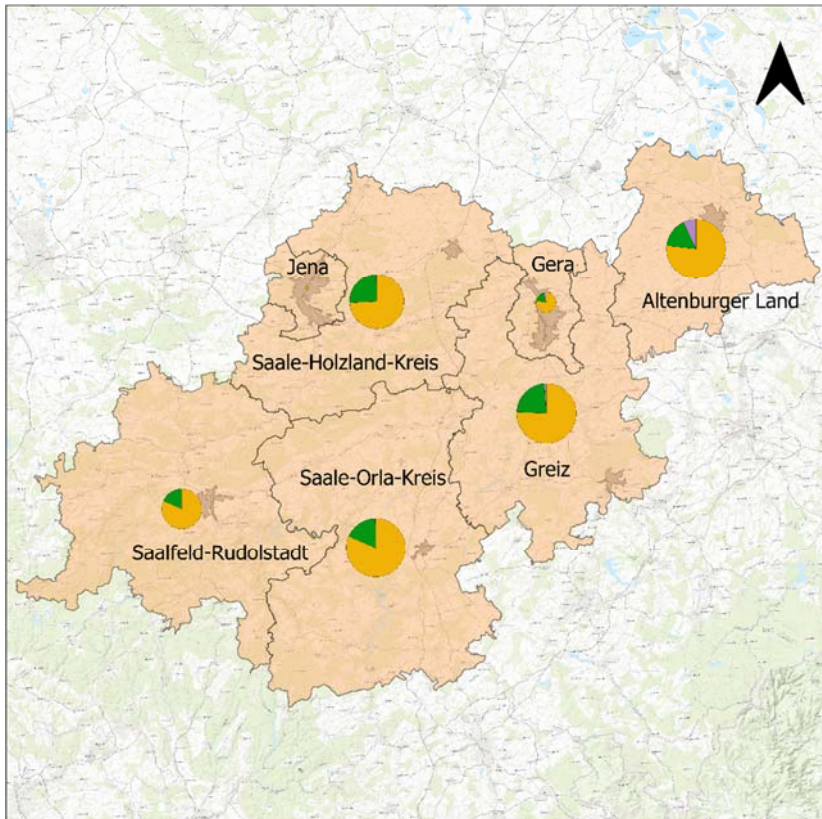


Bild 176: Anbau Energiepflanzen in Ostthüringen

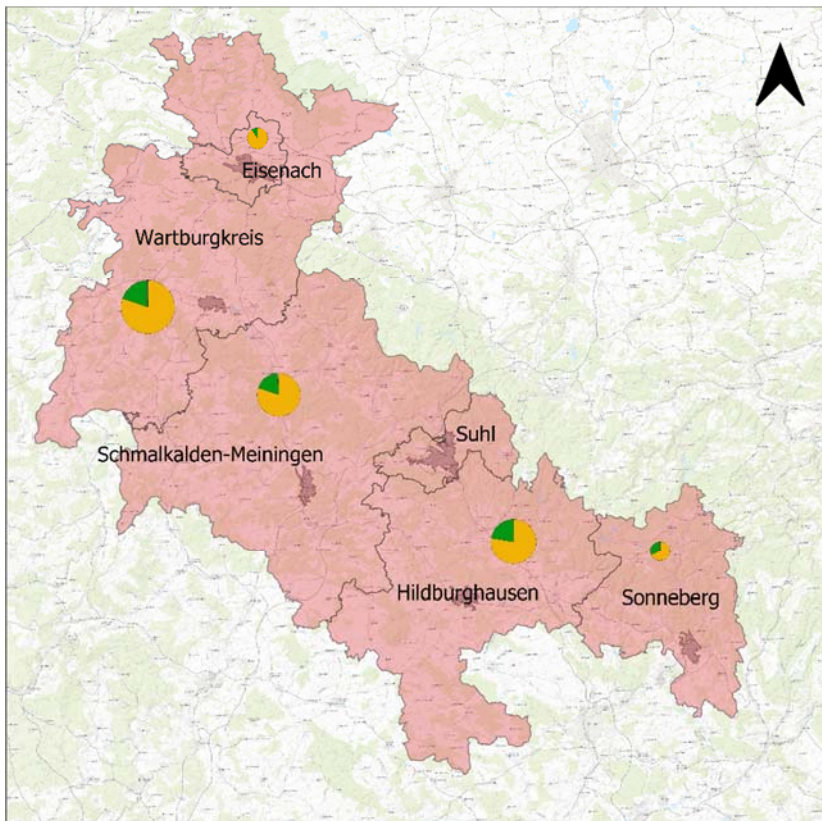


Bild 177: Anbau Energiepflanzen in Südwestthüringen

9. Simulationsdaten

9.1 Eingangsparameter

Die Energiesystemmodellierung Thüringen greift sowohl hinsichtlich der technischen Parameter als auch der Kosten der implementierten Technologien auf verschiedene Studien zurück. Eine wichtige Quelle ist die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende [6], die die Erkenntnisse aus einer Energiesystemmodellierung für Deutschland bis zum Jahr 2050 zusammenfasst. Für die Jahre 2030, 2040 und 2050 sind hierzu die meisten Angaben zu CAPEX, OPEX, Lebensdauer und Wirkungsgrad entnommen. Auch der hier angesetzte kalkulatorische Zinssatz von 10,5 Prozent folgt der dena-Leitstudie.

Tabelle 39: Parameter Photovoltaik Aufdachanlagen

Photovoltaik Aufdach	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	800	674	547	€/kW	[6]
OPEX	3,1	3,1	3,1	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	25	25	25	a	[6]

Tabelle 40: Parameter Photovoltaik Freifeldanlagen

Photovoltaik Freifeld	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	666	574	483	€/kW	[6]
OPEX	3,1	3,1	3,1	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	25	25	25	a	[6]

Tabelle 41: Parameter Windkraft

Windkraft	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	1.055	997	938	€/kW	[6]
OPEX	1,8	1,8	1,8	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	25	25	25	a	[6]

Tabelle 42: Parameter Solarthermie

Solarthermie ⁹	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	270	270	270	€/m ²	[76]
OPEX	1,5	1,5	1,5	% von CAPEX	[76]
Lebensdauer	20	20	20	a	[76]

Tabelle 43: Parameter Wasserkraftanlagen (Laufwasser)

Wasserkraft	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	5.000	5.000	5.000	€/kW	[77]
OPEX	5	5	5	% von CAPEX	[77]
Lebensdauer	60	60	60	a	[77]

⁹ Es wird von keinem nennenswerten Technologiesprung der Solarthermie bis 2050 ausgegangen.

Tabelle 44: Parameter Biogas BHKW in KWK

Biogas	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	2.395	2.393	2.390	€/kW	[6]
OPEX	5	5	5	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	30	30	30	a	[6]
Wirkungsgrad el.	38	38	38	%	[76]
Wirkungsgrad th.	49	49	49	%	[76]

Tabelle 45: Parameter Biomasse Stromerzeugung

Biomasse el.	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	3.294	3.290	3.287	€/kW	[6]
OPEX	5	5	5	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	30	30	30	a	[6]
Wirkungsgrad el.	30	30	30	%	[6]

Tabelle 46: Parameter Biomasse Wärmeerzeugung

Biomasse th.	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	3.294	3.290	3.287	€/kW	[6]
OPEX	5	5	5	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	30	30	30	a	[6]
Wirkungsgrad th.	88	88	88	%	[78] ¹⁰

Tabelle 47: Parameter Biogaseinspeisung Bestandsanlagen

Biogaseinspeisung Bestandsanlagen	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	250	250	250	€/kW	H ¹¹
OPEX	5	5	5	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	25	25	25	a	Expertengespräch
Wirkungsgrad ¹²	90	90	90	%	Expertengespräch

Tabelle 48: Parameter Biogaseinspeisung Neuanlagen

Biogaseinspeisung Neuanlagen	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	2.150	2.150	2.150	€/kW	[79] ¹³
OPEX	5	5	5	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	25	25	25	a	Expertengespräch
Wirkungsgrad ¹⁴	90	90	90	%	Expertengespräch

Tabelle 49: Parameter Gas- und Dampfkraftwerk in KWK

GuD in KWK ¹⁵	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	1.020	1.020	1.020	€/kW	[6]
OPEX	4	4	4	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	30	30	30	a	[6]
Wirkungsgrad el.	45	45	45	%	[6]
Wirkungsgrad th.	43	43	43	%	[6]

¹⁰ Wirkungsgrad für Festbrennstoffkessel für das Jahr 2050 im Industriesektor

¹¹ Heuristische Berechnung auf Grundlage von [12], [80], [67] und [81]

¹² Berücksichtigung von Methanverlusten innerhalb des Wirkungsgrads

¹³ Mit der Annahme eines Brennwertes von Biogas von 6 kWh/m³ nach [67]

¹⁴ Berücksichtigung von Methanverlusten innerhalb des Wirkungsgrads

¹⁵ Einsatzbedingung des GuDs: Ausschließliches Betriebsfenster in der kalten Jahreszeit vom 16.11. bis einschließlich zum 15.03.

Tabelle 50: Parameter Fischer-Tropsch-Synthese (PtL)

Fischer-Tropsch-Synthese	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	465	330	195	€/kW	[6]
OPEX	9,7	9,7	9,7	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	25	25	25	a	[6]
Wirkungsgrad	66	66	66	%	[6]

Tabelle 51: Parameter Methanisierung

Methanisierung	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	220	220	130	€/kW	[6]
OPEX	2,3	2,3	2,3	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	25	25	25	a	H ¹⁶
Wirkungsgrad	90	90	90	%	[6]

Tabelle 52: Parameter Elektrolyse

Elektrolyse ¹⁷	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	733	667	600	€/kW	[6]
OPEX	0,8	0,8	0,8	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	16	16	16	a	[6]
Wirkungsgrad	84	84	84	%	[6]

Tabelle 53: Parameter Brennstoffzelle

Brennstoffzelle	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	900	800	700	€/kW	[80]
OPEX	2	2	2	% von CAPEX	[80]
Lebensdauer	20	20	20	a	[80]
Wirkungsgrad	60	60	60	%	[80]

Tabelle 54: Parameter Luftwärmepumpe (großtechnisch)

Luftwärmepumpe	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	1.185	1.021	956	€/kW	[81]
OPEX	3,5	3,5	3,5	% von CAPEX	[81]
Lebensdauer	20	20	20	a	[81]
COP	3,5	3,5	3,5		[81]

Tabelle 55: Parameter Elektrodenheizkessel (bzw. Heizstab)

Heizstab ¹⁸	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	100	100	100	€/kW	[6]
OPEX	2	2	2	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	20	20	20	a	[6] ¹⁹
Wirkungsgrad	99	99	99	%	[6]

¹⁶ Heuristische Annahme der Lebensdauer mangels Wertangabe in [12]

¹⁷ Es wird nur die PEM-Elektrolyse betrachtet, weil sie sehr variabel und flexibel gesteuert werden kann und in der Lage ist, gut auf die fluktuierende Erzeugung der Erneuerbaren Energien zu reagieren. Darüber hinaus kann ein größerer Teillastbereich abgedeckt werden als bei Alkali- und SOEC-Elektrolyse.

¹⁸ „Power-to-Heat“ Technologie aus [12]

¹⁹ Korrektur des Schreibfehlers aus [12]

Tabelle 56: Parameter Erdwärmepumpe

Erdwärmepumpe	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	1.398	1.315	1.232	€/kW	[81]
OPEX	3,5	3,5	3,5	% von CAPEX	[81]
Lebensdauer	20	20	20	a	[81]
COP	2,5	2,5	2,5		[81]

Tabelle 57: Parameter Wasserstoffeinspeisung

Wasserstoffeinspeisung ²⁰	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	35	35	35	€/kW	[82]
OPEX	1	1	1	% von CAPEX	[82]
Lebensdauer	20	20	20	a	[82]
Wirkungsgrad	95	95	95	%	[82]

Tabelle 58: Parameter Natriumspeicher

Natriumspeicher	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	350	350	350	€/kW	[83]
CAPEX	87.500	87.500	87.500	€/MWh	[83]
OPEX	0,3	0,3	0,3	% von CAPEX	[83]
Lebensdauer	15	15	15	a	[6]
Wirkungsgrad	90	90	90	%	[6]
Kehrwert C-Rate	4	4	4	MWh/MW	[83]

Tabelle 59: Parameter Lithium-Ionen-Batteriespeicher

Li-Ionen-Speicher	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	-	-	350	€/kW	[6]
CAPEX	-	-	350.000	€/MWh	[6]
OPEX	-	-	3,7	% von CAPEX	[6]
Lebensdauer	-	-	15	a	[6]
Wirkungsgrad	-	-	90	%	[6]
Kehrwert C-Rate	-	-	1	MWh/MW	[6]

Tabelle 60: Parameter Pumpspeicherkraftwerk

Pumpspeicher	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	900	900	900	€/kW	[82]
CAPEX	112.500	112.500	112.500	€/MWh	[82]
OPEX	1	1	1	% von CAPEX	[82]
Lebensdauer	80	80	80	a	[82]
Wirkungsgrad	80	80	80	%	[82]
Kehrwert C-Rate	8	8	8	MWh/MW	[82]

²⁰ Maximal können 15 Volumen-Prozent Wasserstoff ins Erdgasnetz eingespeist werden, was 4,5 Prozent bzw. aufgerundet implementiert 5 Prozent der Energiemenge des Wasserstoffs entspricht, unter Annahme eines unteren Heizwertes von Erdgas von 10 kWh/m³ und von 3 kWh/m³ für Wasserstoff bei 0 °C und 1,013 bar [15]. Die maximale Einspeisemenge wird im Modell je Zeitschritt aus der Gesamtgaslast berechnet, inklusive der Berücksichtigung des Einspeisewirkungsgrad.

Tabelle 61: Parameter Wärmespeicher

Wärmespeicher	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	7,5	7,5	7,5	€/kW	[80]
CAPEX	750	750	750	€/MWh	[80]
OPEX	0,3	0,3	0,3	% von CAPEX	[80]
Lebensdauer	20	20	20	a	[80]
Verlustrate ²¹	2,1	2,1	2,1	‰/d	[84], [85], [86]
Kehrwert C-Rate	10	10	10	MWh/MW	[80]

Tabelle 62: Parameter (Erd-)Gasspeicher

Gasspeicher	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	15	15	15	€/kW	[87]
CAPEX	18	18	18	€/MWh	[87]
OPEX	5	5	5	% von CAPEX	[87]
Lebensdauer	20	20	20	a	[87]
Wirkungsgrad	95	95	95	%	[87]
Kehrwert C-Rate	800	800	800	MWh/MW	[87]

Tabelle 63: Wasserstoffspeicher

Wasserstoffspeicher	2030	2040	2050	Einheit	Quelle
CAPEX	68	68	68	€/kW	[87]
CAPEX	53	53	53	€/MWh	[87]
OPEX	5,5	5,5	5,5	% von CAPEX	[87]
Lebensdauer	20	20	20	a	[87]
Wirkungsgrad	60	60	60	%	[87]
Kehrwert C-Rate	1.277	1.277	1.277	MWh/MW	[87]

²¹ Bei großen Wärmespeichern ist die Aussage eines Wirkungsgrades, welcher sich auf den Vorgang des Ein- oder Ausspeichern begrenzt, weniger zweckmäßig als die einer Verlustrate, die den Energieverlust bei saisonaler Nutzung beziffert.

9.2 Sektorale Entwicklung des Energiebedarfs

In Kapitel 1.3 wurde ein Basisszenario für die Entwicklung des Nutz- und Endenergiebedarfs in Thüringen bis 2050 vorgestellt. Dieses Szenario wurde in Kapitel 2 durch ein innovatives Szenario ergänzt. In diesem Kapitel werden zunächst für das Jahr 2014 die sektoralen Nutzenergiebedarfe Thüringens, ihre anteilige Bereitstellung durch unterschiedliche Energiewandler sowie deren Wirkungsgrade festgelegt. Dazu werden die sektoralen Endenergieverbräuche aus dem Gutachten zur Vorbereitung einer Energie- und Klimaschutzstrategie für Thüringen des Leipziger Instituts für Energie [2] mit Hilfe von Tabelle 64 und unter Berücksichtigung der Umwandlungswirkungsgrade den Nutzenergiekategorien zugeordnet. Anschließend erfolgt in Anlehnung an [2] eine Hochrechnung auf die Jahre 2030, 2040 und 2050 sowie eine Unterscheidung entlang der Szenarien.

Tabelle 64 basiert auf der Anwendungsbilanz der AG Energiebilanzen [88] und kann wie folgt gelesen werden: Der Sektor Industrie setzt 7,0 Prozent seines Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Raumwärme bzw. Warmwasser ein. Die innerhalb des Sektors Industrie eingesetzte Kohle dient zu 1,7 Prozent der Bereitstellung von Raumwärme bzw. Warmwasser.

Tabelle 64: Zuordnung der Endenergieverbräuche zu den Nutzenergiekategorien in %

	Raumwärme Warmwasser	Prozess- wärme	Klima- und Prozesskälte	Stroman- wendungen	Traktion
Industrie	7,0	65,3	1,4	26,3	0
- Kohlen	1,7	98,3	0	0	0
- Mineralöle	21,2	77,8	0	1,1	0
- Gase	12,1	85,2	0	2,7	0
- Erneuerbare	20,1	79,9	0	0	0
- Strom	0,5	17,1	4,2	78,2	0
- Fernwärme	13,6	86,4	0	0	0
Verkehr	0,5	0	0,1	0,8	98,6
- Mineralöle	0,4	0	0	0,8	98,8
- Gase	0,4	0	0	0,8	98,8
- Erneuerbare	0,4	0	0	0,8	98,8
- Strom	5,1	0	0	10,2	84,7
Haushalte	82,5	0	0,2	17,3	0
- Kohlen	100	0	0	0	0
- Mineralöle	100	0	0	0	0
- Gase	99,5	0	0	0,5	0
- Erneuerbare	100	0	0	0	0
- Strom	18,7	0	0,9	80,4	0
- Fernwärme	100	0	0	0	0
GHD	51,7	6,8	4,2	37,3	0
- Kohlen	100	0	0	0	0
- Mineralöle	60,3	4,5	0	35,2	0
- Gase	89,5	9,6	0,7	0,2	0
- Erneuerbare	90,2	9,8	0	0	0
- Strom	7,4	4,8	10,5	77,3	0
- Fernwärme	85,5	14,5	0	0	0

Folgende Änderungen wurden gegenüber der Anwendungsbilanz der AG Energiebilanzen für Deutschland [88] vorgenommen: Im Sektor Haushalte wurden die Prozessenergien für das Kochen sowie den Betrieb von Kühlgeräten nicht der Prozesswärme bzw. Prozesskälte sondern den Stromanwendungen zugeordnet. Für die Sektoren GHD und Industrie wurden alle Anwendungen mechanischer Energie den Stromanwendungen zugeordnet. Die im Sektor Verkehr ausgewiesenen anteiligen Energieeinsätze für Raumwärme und Stromanwendungen (z.B. für Beleuchtung) sind nur informationshalber dargestellt und werden im weiteren Verlauf nicht weiter mitgeführt.

Der Sektor **Industrie** wird durch die Nutzenergieverbräuche für Stromanwendungen, Raumwärme und Warmwasser, Prozesswärme, Klima- und Prozesskälte sowie die stoffliche Nutzung von Energieträgern abgebildet. Diese werden von unterschiedlichen Wandlern gedeckt. Die folgenden Tabellen geben die Endenergie-Jahresnutzungsgrade (EER: energy efficiency ratio) der Energiewandler und ihre Aufteilung bei der Bereitstellung der Nutzenergien wieder. Dabei wurden für die Ermittlung der EER [6] bei der Wärmeerzeugung und [89] bei der Kälteerzeugung herangezogen.

Tabelle 65: Nutzenergiebereitstellung im Sektor Industrie für das Jahr 2014 in TWh

	EER	Raumwärme Warmwasser	Prozess- wärme	Klima- und Prozesskälte	Stroman- wendungen
PtH (Heizstab)	0,99	0,03	3 %	1,0	12 %
PtH (Luftwärmepumpe)	3,0				
PtH (Erdbwärmepumpe)	3,4				
Festbrennstoffkessel	0,77 0,88	0,4	34 %	2,4	29 %
Heizkessel (Gas)	0,89 0,93	0,5	49 %	4,0	48 %
Heizkessel (Öl)	0,84 0,88	0,1	7 %	0,3	4 %
Wärmeübergabestation	0,90	0,1	7 %	0,8	7 %
Kompressionskälte	2,9			0,9	90 %
Sorptionskälte	0,7			0,1	10 %
Elektrogeräte	1,0				4,8 100 %
Summe		1,1	100 %	8,4	100 %
				1,0	100 %
					4,8 100 %

Der Wandler Festbrennstoffkessel fasst die Positionen Kohlen, Biomasse und sonstige Energieträger zusammen. Insgesamt werden 15,6 TWh Endenergie eingesetzt, um 15,3 TWh Nutzenergie bereitzustellen. Wärmepumpen spielen 2014 noch keine Rolle, Power-to-Heat wird in Form von elektrisch erzeugter Prozesswärme genutzt und deckt etwa ein Achtel des Prozesswärmebedarfs. Für die stoffliche Nutzung (nicht in Tabelle 65 enthalten) wurden 2014 in Thüringen 0,17 TWh Braunkohle, 0,97 TWh Mineralöl und 0,03 TWh Erdgas eingesetzt [1].

Für die Jahre bis 2050 sind einerseits Veränderungen in den Endenergie-Nutzungsgraden zu erwarten: So werden Niedertemperaturkessel bis 2050 weitgehend durch Brennwärtekessel ersetzt sein [6]. Andererseits werden Energieträger wie Kohlen oder Mineralöle eine immer geringere Rolle spielen [2]. Für die

zu erwartenden Nutzenergiebedarfe werden die folgenden Annahmen für das **Innovative Szenario I** und das **Basisszenario B** zugrunde gelegt:

- Klass. Stromanwendungen: **-0,5 %/a** | **-0,7 %/a** durch Steigerung der Energieeffizienz [90]. Dabei wird in Szenario I die Steigerung der Energieeffizienz durch den vermehrten Einsatz von Stromanwendung bspw. im Bereich der Automatisierungstechnik etwas abgedämpft [2].
- Prozesswärme: **-1 %/a** | **-1 %/a** durch Umstellung der Produktionsverfahren. Zusammen mit Effizienzsteigerungen der eingesetzten Energiewandler in der gleichen Größenordnung ergibt sich insgesamt die in [2] angenommene Steigerung der Endenergieproduktivität um +2 %/a.
- Kälte: **+ 4%/a** | **+2 %/a** durch erhöhten Klimatisierungsbedarf. In Anlehnung an die in [5] getroffenen Szenarien für den Wohngebäudebereich. In Szenario B wurde eine etwas konservativere Abschätzung getroffen.
- Raumwärme: **-2 %/a** | **-1,5 %/a** durch Sanierungsmaßnahmen. In Szenario I wird dabei die Sanierungsrate des Bundesziels und in Szenario B [2] zu Grunde gelegt.

Die für das **Szenario B** angegebenen anteiligen Bereitstellungen der Nutzenergiebedarfe durch unterschiedliche Energiewandler führen durch die Orientierung am aktiven Zielszenario des Leipziger Gutachtens auch für die Jahre 2030, 2040 und 2050 näherungsweise zu den in [2] angegebenen sektoralen Endenergiebedarfen. Demgegenüber führt **Szenario I** aufgrund einer verstärkten Nutzung von PtX-Technologien hier zu deutlichen Abweichungen: so steigt der Strombedarf, während sich der Einsatz von Festbrennstoffen reduziert. Dadurch werden alleine im Sektor Industrie etwa knapp 1 TWh Festbrennstoffe – dabei handelt es sich im Jahr 2050 ausschließlich um Biomasse – freigesetzt. Sie können z.B. dazu eingesetzt werden, um fossile Energieträger bei der stofflichen Nutzung zu substituieren. In Anlehnung an [12] wird ein Anteil von etwa 40 Prozent für die Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen in 2050 realisiert.

Für die stoffliche Nutzung (nicht in den Tabellen 66 dargestellt) werden bis 2050 dieselben Mengengerüste wie 2014 angenommen: Im Szenario I werden dabei 1,1 TWh fossile Energieträger in Form von Mineralöl und 0,03 TWh Erdgas angesetzt. Im Szenario I wird genügend Biomasse freigesetzt, um die fossilen Energieträger weitgehend zu ersetzen; in diesem Szenario wird die stoffliche Nutzung im Jahr 2050 durch 1,1 TWh Biomasse und 0,03 TWh Erdgas abgedeckt.

Der Sektor **Gewerbe/Handel/Dienstleistungen** (GHD) wird durch die Nutzenergieverbräuche für Stromanwendungen, Raumwärme/Warmwasser, Prozesswärme und Klima- und Prozesskälte abgebildet. Diese werden von unterschiedlichen Wandlern gedeckt. Die stoffliche Nutzung von Energieträgern spielt in diesem Sektor praktisch keine Rolle. Die folgenden Tabellen geben die Endenergie-Jahresnutzungsgrade (EER) der Energiewandler und ihre Aufteilung bei der Bereitstellung der Nutzenergien wieder. Dabei wurden für die

Tabellen 66: Nutzenergiebereitstellung im Sektor Industrie 2030 - 2040 - 2050 in TWh

2030	EER	Raumwärme Warmwasser		Prozess- wärme		Klima- und Prozesskälte		Stroman- wendungen	
		I	B	I	B	I	B	I	B
PtH (Heizstab)	0,99	4 %	3 %	8 %	5 %				
PtH (Luftwärmepumpe)	3,4	10 %	2 %	8 %	5 %				
PtH (Erdwärmepumpe)	3,8	10 %	2 %	8 %	4 %				
Festbrennstoffkessel	0,83 0,88	25 %	35 %	25 %	30 %				
Heizkessel (Gas)	0,91 0,95	30 %	43 %	41 %	46 %				
Heizkessel (Öl)	0,88 0,91	2 %	5 %		2 %				
Wärmeübergabestation	0,91	19 %	10 %	10 %	8 %				
Kompressionskälte	3,3					85 %	85 %		
Sorptionskälte	1,0					15 %	15 %		
Elektrogeräte	1,0							100 %	100 %
Summe		0,8	0,9	7,1	7,1	1,9	1,4	4,4	4,3

2040	EER	Raumwärme Warmwasser		Prozess- wärme		Klima- und Prozesskälte		Stroman- wendungen	
		I	B	I	B	I	B	I	B
PtH (Heizstab)	0,99	5 %	2 %	10 %	5 %				
PtH (Luftwärmepumpe)	3,6	20 %	4 %	10 %	7 %				
PtH (Erdwärmepumpe)	4,0	20 %	4 %	10 %	7 %				
Festbrennstoffkessel	0,88	10 %	35 %	20 %	30 %				
Heizkessel (Gas)	0,96	20 %	37 %	35 %	42 %				
Heizkessel (Öl)	0,96		3 %		1 %				
Wärmeübergabestation	0,92	25 %	15 %	15 %	8 %				
Kompressionskälte	3,5					80 %	80 %		
Sorptionskälte	1,2					20 %	20 %		
Elektrogeräte	1,0							100 %	100 %
Summe		0,7	0,8	6,5	6,5	2,8	1,7	4,2	4,0

2050	EER	Raumwärme Warmwasser		Prozess- wärme		Klima- und Prozesskälte		Stroman- wendungen	
		I	B	I	B	I	B	I	B
PtH (Heizstab)	0,99	5 %	2 %	10 %	5 %				
PtH (Luftwärmepumpe)	3,8	25 %	7 %	15 %	10 %				
PtH (Erdwärmepumpe)	4,2	25 %	7 %	15 %	10 %				
Festbrennstoffkessel	0,88		35 %	20 %	30 %				
Heizkessel (Gas)	0,98	20 %	33 %	25 %	36 %				
Heizkessel (Öl)	0,98		1 %		1 %				
Wärmeübergabestation	0,93	25 %	15 %	15 %	8 %				
Kompressionskälte	3,7					70 %	70 %		
Sorptionskälte	1,4					30 %	30 %		
Elektrogeräte	1,0							100 %	100 %
Summe		0,6	0,7	5,8	5,8	4,1	2,0	4,0	3,7

Ermittlung der EER [6] bei der Wärmeerzeugung und [89] bei der Kälteerzeugung herangezogen.

Tabelle 67: Nutzenergiebereitstellung im Sektor GHD für das Jahr 2014 in TWh

	EER	Raumwärme Warmwasser	Prozess- wärme	Klima- und Prozesskälte	Stroman- wendungen				
PtH (Heizstab)	0,99	0,3	5 %	0,2	27 %				
PtH (Luftwärmepumpe)	3,0								
PtH (Erdwärmepumpe)	3,4								
Festbrennstoffkessel	0,77	1,2	24 %	0,1	9 %				
Heizkessel (Gas)	0,89	1,3	26 %	0,1	23 %				
Heizkessel (Öl)	0,84	1,4	28 %	0,1	18 %				
Wärmeübergabestation	0,90	0,9	17 %	0,1	23 %				
Kompressionskälte	2,9			1,0	100 %				
Sorptionskälte	0,7								
Elektrogeräte	1,0				2,9 100 %				
Summe		5,0	100 %	0,6	100 %	1,0	100 %	2,9	100 %

Der Wandler Festbrennstoffe fasst die Positionen Kohlen, Biomasse und Sonstige Energieträger zusammen. Insgesamt werden 9,9 TWh Endenergie eingesetzt, um 9,5 TWh Nutzenergie bereitzustellen.

Für die Jahre bis 2050 sind einerseits Veränderungen in den Endenergie-Nutzungsgraden zu erwarten: So werden Niedertemperaturkessel bis 2050 weitgehend durch Brennwertkessel ersetzt sein [6]. Andererseits werden Energieträger wie Kohlen oder Mineralöle eine immer geringere Rolle spielen [2]. Für die zu erwartenden Nutzenergiebedarfe werden die folgenden Annahmen für das **Innovative Szenario I** und das **Basisszenario B** zugrunde gelegt:

- Klass. Stromanwendungen: **-0,8 %/a** | **-1 %/a** durch Steigerung der Energieeffizienz [90]. Dabei wird in Szenario I die Steigerung der Energieeffizienz durch den vermehrten Einsatz von Stromanwendung bspw. im Bereich der Automatisierungstechnik etwas abgedämpft [2].
- Prozesswärme: **-1,1 %/a** | **-1,1 %/a** durch Umstellung der Produktionsverfahren. Zusammen mit Effizienzsteigerungen der eingesetzten Energiewandler in der gleichen Größenordnung ergibt sich insgesamt die in [2] angenommene Steigerung der Endenergieproduktivität um **+2,2 %/a**.
- Kälte: **+2 %/a** | **+2 %/a** durch erhöhten Klimatisierungsbedarf. In Anlehnung an die in [5] getroffenen Szenarien für den Wohngebäudebereich wurde eine etwas konservativere Abschätzung getroffen.
- Raumwärme: **-2 %/a** | **-1,5 %/a** durch Sanierungsmaßnahmen. In Szenario I wird dabei die Sanierungsrate des Bundesziels und in Szenario B [2] zugrunde gelegt.

Die für das **Szenario B** angegebenen anteiligen Bereitstellungen der Nutzenergiebedarfe durch unterschiedliche Energiewandler führen durch die Orientierung am aktiven Zielszenario des Leipziger Gutachtens auch für die Jahre 2030, 2040 und 2050 näherungsweise zu den in [2] angegebenen sektoralen Endenergiebedarfen. Demgegenüber führt **Szenario I** aufgrund einer verstärkten Nutzung von PtX-Technologien hier zu deutlichen Abweichungen: so steigt der Strombedarf, während sich der Einsatz von Festbrennstoffen reduziert. Dadurch werden alleine im Sektor GHD etwa 0,8 TWh Festbrennstoffe – dabei handelt es sich im Jahr 2050 ausschließlich um Biomasse – im Vergleich zu

2014 freigesetzt. Sie können z.B. dazu eingesetzt werden, um fossile Energieträger bei der stofflichen Nutzung zu substituieren. In Anlehnung an [12] wird ein Anteil von etwa 40 Prozent für die Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen in 2050 realisiert.

Tabellen 68: Nutzenergiebereitstellung im GHD Industrie 2030 - 2040 - 2050 in TWh

2030	EER	Raumwärme Warmwasser		Prozesswärme		Klima- und Prozesskälte		Stromanwendungen	
		I	B	I	B	I	B	I	B
		PtH (Heizstab)	0,99	5 %	4 %	20 %	20 %		
PtH (Luftwärmepumpe)	3,4	10 %	3 %	10 %	5 %				
PtH (Erdwärmepumpe)	3,8	10 %	3 %	10 %	5 %				
Festbrennstoffkessel	0,85	30 %	25 %	25 %	15 %				
Heizkessel (Gas)	0,93	15 %	25 %	15 %	22 %				
Heizkessel (Öl)	0,90	10 %	23 %	5 %	10 %				
Wärmeübergabestation	0,91	20 %	17 %	15 %	23 %				
Kompressionskälte	3,3					90 %	90 %		
Sorptionskälte	1,0					10 %	10 %		
Elektrogeräte	1,0							100 %	100 %
Summe		13,0	14,1	1,8	1,8	5,1	5,1	9,1	8,8

2040	EER	Raumwärme Warmwasser		Prozesswärme		Klima- und Prozesskälte		Stromanwendungen	
		I	B	I	B	I	B	I	B
		PtH (Heizstab)	0,99	5 %	4 %	15 %	15 %		
PtH (Luftwärmepumpe)	3,6	15 %	10 %	15 %	10 %				
PtH (Erdwärmepumpe)	4,0	15 %	10 %	15 %	10 %				
Festbrennstoffkessel	0,88	30 %	30 %	25 %	25 %				
Heizkessel (Gas)	0,96	15 %	25 %	15 %	20 %				
Heizkessel (Öl)	0,96		6 %						
Wärmeübergabestation	0,92	20 %	15 %	15 %	20 %				
Kompressionskälte	3,5					85 %	85 %		
Sorptionskälte	1,2					15 %	15 %		
Elektrogeräte	1,0							100 %	100 %
Summe		10,6	12,1	1,7	1,7	6,2	6,2	8,4	7,9

2050	EER	Raumwärme Warmwasser		Prozesswärme		Klima- und Prozesskälte		Stromanwendungen	
		I	B	I	B	I	B	I	B
		PtH (Heizstab)	0,99	5 %	5 %	15 %	15 %		
PtH (Luftwärmepumpe)	3,8	20 %	14 %	20 %	15 %				
PtH (Erdwärmepumpe)	4,2	20 %	14 %	20 %	15 %				
Festbrennstoffkessel	0,88	20 %	25 %	15 %	25 %				
Heizkessel (Gas)	0,98	15 %	25 %	15 %	20 %				
Heizkessel (Öl)	0,98		2 %						
Wärmeübergabestation	0,93	20 %	15 %	15 %	10 %				
Kompressionskälte	3,7					85 %	85 %		
Sorptionskälte	1,4					15 %	15 %		
Elektrogeräte	1,0							100 %	100 %
Summe		8,6	10,4	1,5	1,5	7,5	7,5	7,7	7,2

Der Sektor **Haushalte** wird durch die Nutzenergieverbräuche für Stromanwendungen, Raumwärme/Warmwasser sowie Klimakälte abgebildet. Diese werden von unterschiedlichen Wandlern gedeckt. Die stoffliche Nutzung von Energieträgern spielt in diesem Sektor praktisch keine Rolle. Die folgenden Tabellen geben die Endenergie-Jahresnutzungsgrade EER der Energiewandler und ihre Aufteilung bei der Bereitstellung der Nutzenergien wieder. Dabei wurden für die Ermittlung der EER [6] bei der Wärmeerzeugung und [89] bei der Kälteerzeugung herangezogen.

Tabelle 69: Nutzenergiebereitstellung im Sektor Haushalte für das Jahr 2014 in TWh

	EER	Raumwärme Warmwasser	Klimakälte	Stromanwendungen
PtH (Heizstab)	0,99	0,4	4 %	
PtH (Luftwärmepumpe)	3,0	0,1	1 %	
PtH (Erdwärmepumpe)	3,4	0,1	1 %	
Festbrennstoffkessel	0,77	1,6	13 %	
Heizkessel (Gas)	0,89	6,1	51 %	
Heizkessel (Öl)	0,84	2,1	18 %	
Wärmeübergabestation	0,90	1,4	12 %	
Kompressionskälte	2,9		0,1	100 %
Sorptionskälte	0,7			
Elektrogeräte	1,0			2,3 100 %
Summe		11,9	100 %	0,1 100 % 2,3 100 %

Der Wandler Festbrennstoffe fasst die Positionen Kohlen, Biomasse und Sonstige Energieträger zusammen. Insgesamt werden 16,9 TWh Endenergie eingesetzt, um 14,3 TWh Nutzenergie bereitzustellen.

Für die Jahre bis 2050 sind einerseits Veränderungen in den Endenergie-Nutzungsgraden zu erwarten: So werden Niedertemperaturkessel bis 2050 weitgehend durch Brennwertkessel ersetzt sein [6]. Andererseits werden Energieträger wie Kohlen oder Mineralöle eine immer geringere Rolle spielen [2]. Für die zu erwartenden Nutzenergiebedarfe werden die folgenden Annahmen für das **Innovative Szenario I** und das **Basisszenario B** zugrunde gelegt:

- Klass. Stromanwendungen: **-0,5 %/a** | **-0,7 %/a** durch Steigerung der Energieeffizienz [90]. Dabei wird in Szenario I die Steigerung der Energieeffizienz durch den vermehrten Einsatz von Stromanwendung bspw. im Bereich der Gebäudeautomatisierung und der Informations- und Kommunikationstechnik etwas abgedämpft [2].
- Kälte: **+ 4%/a** | **+2 %/a** durch erhöhten Klimatisierungsbedarf. In Anlehnung an die in [5] getroffenen Szenarien für den Wohngebäudebereich. In Szenario B wurde eine etwas konservativere Abschätzung getroffen.
- Raumwärme: **-2 %/a** | **-1,5 %/a** durch Sanierungsmaßnahmen. In Szenario I wird dabei die Sanierungsrate des Bundesziels und in Szenario B [2] zugrunde gelegt.

Die für das **Szenario B** angegebenen anteiligen Bereitstellungen der Nutzenergiebedarfe durch unterschiedliche Energiewandler führen durch die Orientierung am aktiven Zielszenario des Leipziger Gutachtens auch für die Jahre

2030, 2040 und 2050 näherungsweise zu den in [2] angegebenen sektoralen Endenergiebedarfen. Demgegenüber führt **Szenario I** aufgrund einer verstärkten Nutzung von PtX-Technologien zu einem mäßigen Anstieg im Strombedarf, während sich der Einsatz von Gas etwas reduziert hat. In Anlehnung an [12] wird ein Anteil von etwa 40 Prozent für die Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen in 2050 realisiert.

Tabellen 70: Nutzenergiebereitstellung im Sektor Haushalte 2030 - 2040 - 2050 in TWh

2030	EER	Raumwärme Warmwasser		Klimakälte		Stromanwendungen	
		I	B	I	B	I	B
PtH (Heizstab)	0,99	5 %	4 %				
PtH (Luftwärmepumpe)	3,4	10 %	5 %				
PtH (Erdwärmepumpe)	3,8	5 %	5 %				
Festbrennstoffkessel	0,85	25 %	22 %				
Heizkessel (Gas)	0,93	25 %	37 %				
Heizkessel (Öl)	0,90	10 %	12 %				
Wärmeübergabestation	0,91	20 %	15 %				
Kompressionskälte	3,3			100 %	100 %		
Sorptionskälte	1,0						
Elektrogeräte	1,0					100 %	100 %
Summe		8,6	9,4	0,2	0,1	2,1	2,1

2040	EER	Raumwärme Warmwasser		Klimakälte		Stromanwendungen	
		I	B	I	B	I	B
PtH (Heizstab)	0,99	5 %	5 %				
PtH (Luftwärmepumpe)	3,6	20 %	14 %				
PtH (Erdwärmepumpe)	4,0	10 %	10 %				
Festbrennstoffkessel	0,88	25 %	25 %				
Heizkessel (Gas)	0,96	15 %	22 %				
Heizkessel (Öl)	0,96		6 %				
Wärmeübergabestation	0,92	25 %	18 %				
Kompressionskälte	3,5			100 %	100 %		
Sorptionskälte	1,2						
Elektrogeräte	1,0					100 %	100 %
Summe		7,1	8,1	0,2	0,1	2,0	1,9

2050	EER	Raumwärme Warmwasser		Klimakälte		Stromanwendungen	
		I	B	I	B	I	B
PtH (Heizstab)	0,99	5 %	5 %				
PtH (Luftwärmepumpe)	3,8	25 %	18 %				
PtH (Erdwärmepumpe)	4,2	15 %	14 %				
Festbrennstoffkessel	0,88	25 %	30 %				
Heizkessel (Gas)	0,98	5 %	8 %				
Heizkessel (Öl)	0,98		3 %				
Wärmeübergabestation	0,93	25 %	22 %				
Kompressionskälte	3,7			100 %	100 %		
Sorptionskälte	1,4						
Elektrogeräte	1,0					100 %	100 %
Summe		5,8	6,9	0,3	0,2	1,9	1,8

Der Sektor **Verkehr** wird durch die Transportleistungen für Personen [Pkm] und Güter [tkm] jeweils differenziert nach straßen- und schienengebundenem Verkehr abgebildet [2]. Um diese Transportleistungen in Nutzenergiewerte umzurechnen werden die folgenden Umrechnungsfaktoren (**Szenario I** | **Szenario B**) herangezogen:

	I: 2030	I: 2040	I: 2050	B	
Personenverkehr:	0,061	0,056	0,050	0,078	kWh/Pkm
Güterverkehr:	0,069	0,064	0,056	0,075	kWh/tkm

Man erhält in Anlehnung an [12] die Traktionsenergie als jeweils abgeforderte mechanische Nutzenergie. Diese wird von unterschiedlichen Wandlertypen gedeckt. Die folgenden Tabellen geben die Endenergie-Jahresnutzungsgrade EER der Energiewandler und ihre Aufteilung bei der Bereitstellung der Nutzenergien wieder.

Tabelle 71: Nutzenergiebereitstellung im Sektor Verkehr 2014 in TWh

	EER	Personen- verkehr		Güter- verkehr	
PKW - batterieelektrisch	0,75				
PKW - wasserstoffelektrisch	0,50				
PKW - Verbrenner CNG	0,20				
PKW - Verbrenner sonst.	0,20	2,1	90 %		
LKW - elektrisch	0,75				
LKW - wasserstoffelektrisch	0,50				
LKW - Verbrenner CNG	0,20				
LKW - Verbrenner sonst.	0,20			0,7	78 %
Schiene - elektrisch	0,75	0,1	5 %	0,1	8 %
Schiene - wasserstoffelektrisch	0,50				
Schiene - Verbrenner	0,30	0,1	5 %	0,1	14 %
Summe		2,3	100 %	0,9	100 %

Für die Jahre bis 2050 sind einerseits geringfügige Veränderungen in den Endenergie-Nutzungsgraden zu erwarten. Zum anderen wird in dem Szenario B zugrundeliegenden Leipziger Gutachten [2] davon ausgegangen, dass im Zielszenario bis 2050 50 Prozent des Straßen-Personenverkehrs und 20 Prozent des Straßen-Güterverkehrs durch Elektrofahrzeuge bestritten werden. Weiterhin wird eine vollständige Elektrifizierung des Schienenverkehrs bis 2040 angenommen. Brennstoffzellenbasierte Wasserstoffmobilität spielt keine größere Rolle.

Im Leipziger Gutachten wird ferner bis 2050 eine dramatische Effizienzsteigerung im Personen- und Güterverkehr durch die bessere Ausnutzung der Verkehrsmittel vorausgesetzt. Dies würde bei PKW und LKW zu deutlich geringeren Umrechnungsfaktoren von Transportleistung in Traktionsenergie führen. Diese Überlegungen wurden in den Tabellen 72 nur für **Szenario I** nicht aber für **Szenario B** nachvollzogen, in dem in Anlehnung an [12] von konstanten Umrechnungsfaktoren ausgegangen wird. In **Szenario I** sollen verstärkt PtX-Technologien zur Substitution von Mineralöl und Erdgas in Otto- und Dieselmotoren herangezogen werden. Dabei wird in Anlehnung an [12] die batterie-

und wasserstoffbetriebene Elektromobilität gleichermaßen berücksichtigt. Zusätzlich wurde davon ausgegangen, dass anstelle der Elektrifizierung der bisher noch konventionell betriebenen Bahnstrecken, wasserstoffbetriebene Züge eingesetzt werden.

Tabellen 72: Nutzenergiebereitstellung im Sektor Verkehr 2030 - 2040 - 2050 in TWh

2030	EER	Personenverkehr		Güterverkehr	
		I	B	I	B
PKW - batterieelektrisch	0,75	20 %	20 %		
PKW - wasserstoffelektrisch	0,50	5 %			
PKW - Verbrenner CNG	0,23	5 %	5 %		
PKW - Verbrenner sonst.	0,23	56 %	61 %		
LKW - elektrisch	0,75			10 %	5 %
LKW - wasserstoffelektrisch	0,50				
LKW - Verbrenner CNG	0,23			5 %	5 %
LKW - Verbrenner sonst.	0,23			60 %	65 %
Schiene - elektrisch	0,75	10 %	10 %	15 %	15 %
Schiene - wasserstoffelektrisch	0,50	2 %		5 %	
Schiene - Verbrenner	0,30	2 %	4 %	5 %	10 %
Summe		1,5	1,9	0,9	1,0

2040	EER	Personenverkehr		Güterverkehr	
		I	B	I	B
PKW - batterieelektrisch	0,75	25 %	32 %		
PKW - wasserstoffelektrisch	0,50	10 %			
PKW - Verbrenner CNG	0,25	5 %	8 %		
PKW - Verbrenner sonst.	0,25	40 %	41 %		
LKW - elektrisch	0,75			12 %	10 %
LKW - wasserstoffelektrisch	0,50			5 %	
LKW - Verbrenner CNG	0,25			10 %	10 %
LKW - Verbrenner sonst.	0,25			41 %	48 %
Schiene - elektrisch	0,75	15 %	19 %	20 %	32 %
Schiene - wasserstoffelektrisch	0,50	5 %		12 %	
Schiene - Verbrenner	0,30				
Summe		1,2	1,7	0,9	1,0

2050	EER	Personenverkehr		Güterverkehr	
		I	B	I	B
PKW - batterieelektrisch	0,75	25 %	38 %		
PKW - wasserstoffelektrisch	0,50	25 %			
PKW - Verbrenner CNG	0,25	10 %	11 %		
PKW - Verbrenner sonst.	0,25	15 %	26 %		
LKW - elektrisch	0,75			15 %	12 %
LKW - wasserstoffelektrisch	0,50			15 %	
LKW - Verbrenner CNG	0,25			10 %	12 %
LKW - Verbrenner sonst.	0,25			22 %	38 %
Schiene - elektrisch	0,75	20 %	25 %	24 %	38 %
Schiene - wasserstoffelektrisch	0,50	5 %		14 %	
Schiene - Verbrenner	0,30				
Summe		1,0	1,5	0,8	1,0

Literaturverzeichnis

- [1] Thüringer Landesamt für Statistik (Hg.), „Thüringer Energiebilanz mit Satellitenbilanz "Erneuerbare Energieträger" Erfurt, o.J..
- [2] Leipziger Institut für Energie (IE), „Gutachten zur Vorbereitung einer Energie- und Klimaschutzstrategie für Thüringen“ Leipzig, 2018.
- [3] Thüringer Landesamt für Statistik, „Entwicklung der Bevölkerung Thüringens von 2019 bis 2040 nach Kreisen - Bevölkerungsvorausberechnung“ Erfurt, 2019.
- [4] Thüringer Landesamt für Statistik, „Anschlussrechnung zur 2. regionalisierten Bevölkerungsvorausberechnung in Thüringen“ Erfurt, 2019.
- [5] T. Kenkmann, I. Stieß, C. Winger, B. Birzle-Harder und G. Sunderer, „Entwicklung des Energiebedarfs für die Wohngebäudeklimatisierung in Deutschland 2030/2050“ 11. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2019.
- [6] Deutsche Energieagentur (Hg.), "dena-Leitstudie Integrierte Energiewende" Berlin, 2018.
- [7] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (Hg.), „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“ Berlin, 2016.
- [8] Die Bundesregierung (Hg.), „Deutsche Nachhaltigkeitsstrategie - Weiterentwicklung 2021“ Berlin, 2021.
- [9] ThürKlimaG, Thüringer Gesetz zum Klimaschutz und zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels (Thüringer Klimagesetz), GVBl. 2018,816, 2018.
- [10] Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz, [online] <https://umwelt.thueringen.de/themen/klima/klimagesetz> [Zugriff 09.10.2021].
- [11] Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (Hg.), „Die Thüringer Nachhaltigkeitsstrategie 2018“ Erfurt, 2018.
- [12] H. Henning und A. Palzer, „Energiesystem Deutschland 2050“ Freiburg, 2013.
- [13] Döpel Landschaftsplanung (Hg.), „Ermittlung von Präferenzräumen für die Windenergienutzung in Thüringen“ Göttingen, 2015.
- [14] Leipziger Institut für Energie (IE), „Metastudie: Potenziale Vorranggebiete Wind“ Leipzig, 2021.
- [15] Fachhochschule Nordhausen / EKP GmbH (Hg.), "Neue Energie für Thüringen. Ergebnisse der Potenzialanalyse" Erfurt, 2011.
- [16] Föederal Erneuerbar - Bundesländer mit neuer Energie, „Bundesländer-Übersicht zu Erneuerbaren Energien“ 2017. [Online]. <https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender> [Zugriff 10.08.2021].
- [17] Agentur für Erneuerbare Energien, „Thüringen (TH), Installierte Leistung Wasserkraft (2018, in MW)“ 2018. [Online]. https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/TH/kategorie/wasser/auswahl/181-installierte_leistun/#goto_181. [Zugriff 03.03.2021].

- [18] Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk e.V. (ThEEN), „Wasserkraft in Thüringen“ Erfurt, 2021.
- [19] Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (Hg.), „Pumpspeicherkataster Thüringen - Ergebnisse der Potenzialanalyse“ Erfurt, 2011.
- [20] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, „Ausgewählte Ergebnisse der dritten Bundeswaldinventur“ 2012. [Online]. <https://www.bundeswaldinventur.de/dritte-bundeswaldinventur-2012/>. [Zugriff 19.08.2021].
- [21] ThüringerForst, „WaldZahlen“ [Online]. <https://www.thueringenforst.de/waldwissen/zahlen-und-fakten/#skiplink-content>. [Zugriff 19.08.2021].
- [22] U. Seyfert, K. Bunzel, D. Thrän und J. Zedddies, „Biomassepotenziale aus dem Energiepflanzenanbau in Deutschland“ Informationen zur Raumentwicklung, S. 287, 2011.
- [23] J. Gappisch, „Wärmeenergetische Leistungsfähigkeit ausgewählter Fließgewässer“ Darmstadt, 2017.
- [24] <https://zorro-thueringen.de/>, [Online]. [Zugriff 12.10.2021].
- [25] C.P. Linkenheil, Energy Brainpool, „Energy Brainreport für Deutschland - Prämissen und Berechnungsergebnisse“ Berlin, 2019.
- [26] „oemof Projektseite“ [Online]. <https://oemof.org/>. [Zugriff 25.09.2021].
- [27] T. Raphls, „Cbc / LICENSE“. [Online]. <https://github.com/coin-or/Cbc/blob/master/LICENSE>. [Zugriff 05.10.2020].
- [28] S. Nickel, O. Stein und K.-H. Waldmann, "OperationsResearch" Berlin, Springer, 2014.
- [29] Ingenieurkurse (Hg.), „Operations Research 2“ [Online]. Available: <https://www.ingenieurkurse.de/operations-research-2/ganzzahlige-optimierung/branch-and-bound-verfahren/minimierungsprobleme/branch-and-bound-am-minimierungsproblem-optimale-loesung/beispiel-branch-and-bound-am-minimierungsproblem-optimale-loesung-3.html>. [Zugriff 04.09.2020].
- [30] J. Kallrath, "Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis" 1. Auflage, Braunschweig/Wiesbaden, Vieweg, 2002.
- [31] PVSyst V6.73, „www.pvsyst.com“ [Online].
- [32] Meteonorm V6.1.0.23, „www.meteonorm.com“ [Online].
- [33] Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA), „<https://www.solarrechner-thueringen.de>“ [Online].
- [34] Enercon Datenblatt E-101, https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/ENERCON_Produkt_de_6_2015.pdf [Online].
- [35] EnBW, „Einspeiseprofil Kleine Wasserkraftwerke“ [Online]. Available: <https://swe-emmendingen.de/strom-netz/lastprofile>. [Zugriff 12.09.2019].
- [36] V. Wesselak, T. Schabbach, T. Link und J. Fischer, "Handbuch Regenerative Energietechnik" Berlin, Springer 2017.
- [37] Thüringer Energienetze (Hg.), „Standardlastprofilverfahren Erdgas“ Erfurt.
- [38] Gas Clearing and Settlement AG (Hg.), „Basisdaten der neuen Gaslastprofile“ [Online].

- https://www.agcs.at/de/clearing/technisches/lastprofile/lastprofile_ab_01.04.2009 [Zugriff 12.09.2019].
- [39] Forschungsstelle für Energiewirtschaft (Hg.), „Strukturoptimierung in Ballungsgebieten“ München, 2007.
- [40] BDEW (Hg.), „ Standardlastprofile“ 2018.
- [41] Ökoinstitut (Hg.), „Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration“ Freiburg, 2017.
- [42] International Energy Agency, „World Energy Outlook 2019“ 2019. [Online]. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019> [Zugriff 30.09.2021].
- [43] European Commission (Hg.), "Transport and GHG Emissions, Trends to 2050" Publications Office of the European Union, 2013.
- [44] C. Schmidt, A. Oberdorfer, T. Reinhardt, S. Voswinckel, V. Wesselak, „Auswirkungen von Strompreisschwankungen auf das zukünftige Energiesystem Thüringens“ 27. REGWA Symposium, Stralsund, 2020.
- [45] 50Hertz Transmission GmbH, „Preisblatt 2021 - Für den Zugang zum Übertragungsnetz in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH“ [Online]. <https://www.50hertz.com/de/Vertragspartner/Netzkunden/Netzzugang>. [Zugriff 02.10.2021].
- [46] 50Hertz, „Netzbelastung in der 50Hertz-Regelzone,“ [Online]. <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Netzbelastung>. [Zugriff 09.06.2017].
- [47] CARMEN, Centrales Agrar Rohstoff Marketing und Energie Netzwerk e.V., „Marktpreise Hackschnitzel“ [Online]. <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/>. [Zugriff 03.03.2021].
- [48] Fichtner AG (Hg.), „Energiesystem Thüringen - 2040 Modellierung einer Energieversorgung aus 100 % Erneuerbarer Energie unter besonderer Berücksichtigung der Sektorkopplung - Abschlussbericht“ Stuttgart, 2019.
- [49] Döpel Landschaftsplanung (Hg.), "Ermittlung von Präferenzräumen für die Windenergienutzung in Thüringen - Ergänzungsstudie Planungsregion Nordthüringen" Göttingen, 2015.
- [50] Döpel Landschaftsplanung (Hg.), "Ermittlung von Präferenzräumen für die Windenergienutzung in Thüringen - Ergänzungsstudie Planungsregion Mittelthüringen" Göttingen, 2015.
- [51] Döpel Landschaftsplanung (Hg.), "Ermittlung von Präferenzräumen für die Windenergienutzung in Thüringen - Ergänzungsstudie Planungsregion Ostthüringen" Göttingen, 2015.
- [52] Döpel Landschaftsplanung (Hg.), "Ermittlung von Präferenzräumen für die Windenergienutzung in Thüringen - Ergänzungsstudie Planungsregion Südwestthüringen" Göttingen, 2015.
- [53] Umweltbundesamt (Hg.), "Potential der Windenergie an Land. Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotentials der Windenergienutzung an Land" Dessau, 2013.
- [54] M. Kaltschmitt, A. Wiese, "Erneuerbare Energieträger in Deutschland" Berlin, Heidelberg, 1993.

- [55] Landesentwicklungsgesellschaft Thüringen LEG, [Online].
<https://www.brachflaechenkataster.de> .
- [56] Bundesministerium für Umwelt (Hg.), „Nationale Strategie zur biologischen Vielfalt,“ 2007.
- [57] ThüringenForst, „Bundeswaldinventur 3 im Freistaat Thüringen“
 Mitteilungsblatt 32/2015, 2015.
- [58] Thüringer Landesamt für Statistik, „Agrarstrukturerhebung in Thüringen
 2016“ Erfurt, 2017.
- [59] Thüringer Landesamt für Statistik, „Anbau auf dem Ackerland von
 ausgewählten landwirtschaftlichen Fruchtarten nach Kreisen in Thüringen/
 Silomais/Grünmais einschl. Lieschkolbenschrot“ [Online].
<https://www.statistik.thueringen.de/datenbank/TabWMAnzeige.asp?ListeWM=412410%7C%7C9&tabelle=kr000515&startpage=1&wmid=412410%7C%7C9&JahresReihe=&auswahlNr=&csv=&vorspalte=0&umsort=&SZDT=&anzahlH=-1&fontgr=12&sortiere=&richtung=&AnzeigeAuswahl=&XLS=&anzah.>
 [Zugriff 07.10.2021].
- [60] Thüringer Landesamt für Statistik, „Anbau auf dem Ackerland von
 ausgewählten landwirtschaftlichen Fruchtarten nach Kreisen in Thüringen/
 Getreide gesamt“ [Online].
[https://www.statistik.thueringen.de/datenbank/tabWMAnzeige.asp?tabelle=kr000515&ersterAufruf=x&wmid=412410%7C%7C1&SZDT=&startpage=1&auswahlNr=.](https://www.statistik.thueringen.de/datenbank/tabWMAnzeige.asp?tabelle=kr000515&ersterAufruf=x&wmid=412410%7C%7C1&SZDT=&startpage=1&auswahlNr=) [Zugriff 07.10.2021].
- [61] Thüringer Landesamt für Statistik, „Anbau auf dem Ackerland von
 ausgewählten landwirtschaftlichen Fruchtarten nach Kreisen in Thüringen/
 Zuckerrüben“ [Online].
<https://www.statistik.thueringen.de/datenbank/TabWMAnzeige.asp?ListeWM=412410%7C%7C15&tabelle=kr000515&startpage=1&wmid=412410%7C%7C15&JahresReihe=&auswahlNr=&csv=&vorspalte=0&umsort=&SZDT=&anzahlH=-2&fontgr=12&sortiere=&richtung=&AnzeigeAuswahl=&XLS=&anz.>
 [Zugriff 07.10.2021].
- [62] Thüringer Landesamt für Statistik, „Hektarerträge ausgewählter
 landwirtschaftlicher Fruchtarten nach Kreisen in Thüringen/Getreide“
 [Online].
[https://www.statistik.thueringen.de/datenbank/tabWMAnzeige.asp?tabelle=kr000516%7C%7C&ersterAufruf=x&wmid=412420%7C%7C1&SZDT=&startpage=1&auswahlNr=.](https://www.statistik.thueringen.de/datenbank/tabWMAnzeige.asp?tabelle=kr000516%7C%7C&ersterAufruf=x&wmid=412420%7C%7C1&SZDT=&startpage=1&auswahlNr=) [Zugriff 07.10.2021].
- [63] Thüringer Landesamt für Statistik, „Hektarerträge ausgewählter
 landwirtschaftlicher Fruchtarten nach Kreisen in Thüringen /Silomais“
 [Online].
<https://www.statistik.thueringen.de/datenbank/TabWMAnzeige.asp?ListeWM=412420%7C%7C9&tabelle=kr000516&startpage=1&wmid=412420%7C%7C9&JahresReihe=&auswahlNr=&csv=&vorspalte=0&umsort=&SZDT=&anzahlH=-1&fontgr=12&sortiere=&richtung=&AnzeigeAuswahl=&XLS=&anzah.>
 [Zugriff 07.10.2021].
- [64] Thüringer Landesamt für Statistik , „Hektarerträge ausgewählter
 landwirtschaftlicher Fruchtarten nach Kreisen in Thüringen/ Zuckerrüben“
 [Online].
<https://www.statistik.thueringen.de/datenbank/TabWMAnzeige.asp?ListeWM=412420%7C%7C15&tabelle=kr000516&startpage=1&wmid=412420%7C%7C15&JahresReihe=&auswahlNr=&csv=&vorspalte=0&umsort=&SZDT=&anzah.>

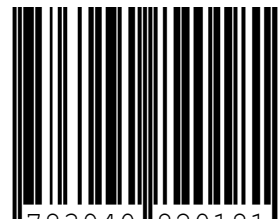
- nzahlH=-2&fontgr=12&sortiere=&richtung=&AnzeigeAuswahl=&XLS=&anz.
[Zugriff am 07.10.2021].
- [65] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hg.), „Basisdaten Wald und Holz 2019“ Gülzow, 2019.
- [66] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hg.), „Biogas Faustzahlen“ 2014. [Online]. <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen>. [Zugriff 10.04.2021].
- [67] Thüringer Landesamt für Statistik, „Hektarerträge ausgewählter landwirtschaftlicher Fruchtarten nach Kreisen in Thüringen/ Wiesen“ [Online].
<https://www.statistik.thueringen.de/datenbank/TabWMAnzeige.asp?ListeWM=412420%7C%7C17&tabelle=kr000516&startpage=1&wmid=412420%7C%7C17&JahresReihe=&auswahlNr=&csv=&vorspalte=0&umsort=&SZDT=&anzahlH=-3&fontgr=12&sortiere=&richtung=&AnzeigeAuswahl=&XLS=&anz>. [Zugriff 07.10.2021].
- [68] Thüringer Landesamt für Statistik, „Landwirtschaftliche Haltungen mit Rindern und Rinderbestände nach Kreisen,“ [Online].
<https://statistik.thueringen.de/datenbank/TabAnzeige.asp?tabelle=kt000501&startpage=vh2&csv=&richtung=&sortiere=&vorspalte=0&SZDT=&anzahlH=-4&fontgr=12&mkro=&AnzeigeAuswahl=&XLS=&auswahlNr=&felder=0&felder=1&felder=2&felder=3&felder=4&felder=5&felder=6&ze>. [Zugriff 06.10.2021].
- [69] Thüringer Landesamt für Statistik, „Landwirtschaftliche Betriebe mit Schweinebeständen nach Kreisen in Thüringen“ 2016a. [Online].
<https://statistik.thueringen.de/datenbank/TabAnzeige.asp?tabelle=kt000524%7C%7C>. [Zugriff 07.10.2021].
- [70] Thüringer Landesamt für Statistik, „Landwirtschaftliche Betriebe mit Geflügelbeständen nach Kreisen“ 2016b. [Online].
<https://statistik.thueringen.de/datenbank/TabAnzeige.asp?tabelle=kt000520%7C%7C>. [Zugriff 07.10.2021].
- [71] Thüringer Landesamt für Statistik, „Haushaltsabfälle nach Kreisen (öffentlich-rechtliche Entsorgung) Getrennt erfasste organische Abfälle in Thüringen“ [Online].
<https://www.statistik.thueringen.de/datenbank/TabWMAnzeige.asp?ListeWM=321161%7C%7C1&tabelle=kr002237&startpage=&wmid=321161%7C%7C1&JahresReihe=&auswahlNr=&csv=&vorspalte=0&umsort=&SZDT=&anzahlH=-2&fontgr=12&sortiere=&richtung=&AnzeigeAuswahl=&XLS=&anzahl>. [Zugriff 24.08.2021].
- [72] ifeu- Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (Hg.), „Nachhaltig nutzbares Getreidestroh in Deutschland“ Heidelberg, 2008.
- [73] Landesbetrieb Landwirtschaft Hessen, „Hinweise zu Getreidestroh und Nährstoffwert“ [Online].
<https://lh.hessen.de/unternehmen/unternehmensfuehrung/analysestrategie-und-finanzen/hinweise-zu-getreidestroh-und-naehrstoffwert/>. [Zugriff 24.08.2021].
- [74] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hg.), „Heizen mit Stroh Wertschöpfung für Landwirtschaft und Kommunen“ 2015. [Online].
<https://mediathek.fnr.de/heizen-mit-stroh-wertschopfung-fur-landwirtschaft-und-kommunen.html>. [Zugriff 24.08.2021].

- [75] Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz, „HochwasserNachrichtenZentrale“ [Online]. <https://hnz.thueringen.de/hw2.0/thueringen.html>. [Zugriff 24.08.2021].
- [76] V. Wesselak, T. Schabbach und et.al., „Handbuch Regenerative Energietechnik, 3. Auflage,“ Springer Vieweg, Berlin, 2017.
- [77] J. Giesecke, S. M. E. Heimerl, „Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb“ Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2014.
- [78] V. Wesselak, „Meilensteinbericht Fallbeispiel Thüringen,“ Nordhausen, 2019.
- [79] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hg.), „Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung“ 2014. [Online]. https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfaden_biogaseinspeisung-druck-web.pdf. [Zugriff 10.03.2021].
- [80] A. Sterner, I. Stadler, "Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration" Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [81] Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (Hg.), „Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050“ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2015.
- [82] Fichtner AG (Hg.), „Erstellung eines Entwicklungskonzeptes Energiespeicher in Niedersachsen“ 07 2014. [Online]. <https://docplayer.org/5174810-Erstellung-eines-entwicklungskonzeptes-energiespeicher-in-niedersachsen.html>. [Zugriff 18.08.2021].
- [83] F. Klumpp, V. Wesselak, „Energiesystem Thüringen 2040“ Erfurt, 2019.
- [84] C. Winterscheid, T. Schmidt „Dronninglund District Heating Monitoring Data Evaluation for the years 2015- 2017“ 31.05.2019. [Online]. https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/10/Dronninglund-evaluation-report-2015-2017_20190531.pdf. [Zugriff 18.12.2020].
- [85] T. Schmidt, „Marstal District Heating Monitoring Data Evaluation for the years 2015- 2017“ 28.05.2019. [Online]. https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/10/Marstal-evaluation-report-2015-2017_2019.05.28.pdf. [Zugriff 18.12.2020].
- [86] C. Winterscheid, T. Schmidt, „Gram District Heating Monitoring Data Evaluation for the years 2016- 2017“ 31.05.2019. [Online]. https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/10/Gram-evaluation-report-2016-2017_20190531.pdf. [Zugriff 18.12.2020].
- [87] ARGE Unterspeicher Thüringen, „Potenzialstudie Unterspeicher in Thüringen Systemkomponenten zur Verbesserung der Grundlastfähigkeit Erneuerbarer Energien“ Jena, 2014.
- [88] AG Energiebilanzen, „Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017“ Berlin, 2018.
- [89] Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Hg.), „Planungsleitfaden Solar Kühlung, V1.2“ Freiburg, 2013.
- [90] Die Bundesregierung (Hg.), „Das Energiekonzept 2050“ Berlin, 2010.
- [91] Hawkins, Ed: Warming stripes for 1850-2018 using the WMO annual global temperature dataset. <http://www.climate-lab-book.ac.uk/2018/2018-visualisation-update> [Zugriff am 19.11.2021]



in.RET

Institut für
Regenerative Energietechnik



9 783940 820181